

- 1998
- 1999
- 2000
- 2001
- 2002**
- 2003
- 2004
- 2005
- 2006
- 2007
- 2008
- 2009
- 2010
- 2011
- 2012
- 2013
- 2014
- 2015

Systemplan **2002**





**eltra**

**Systemplan**

**2002**



## Systemplan 2002

Dato: 21. juni 2002

Sagsnr.: 4363

Dok.nr.: 126395 v7

Reference: JKJ/RIH

### **Omslag og illustrationer:**

Franck Wagnersen

### **Layout og opsætning:**

Eltra's informationsafdeling

### **Repro og tryk:**

Kerteminde Tryk

ISSN 1601-4685

Juni 2002





# Indholdsfortegnelse

<b>Resume og konklusion</b> .....	5
<b>Indledning</b> .....	11
<b>Det samlede elsystem frem mod år 2012</b> .....	13
Elforbrug .....	13
Produktionsapparat .....	13
Nettet .....	15
Referenceberegninger .....	16
Decentral produktion .....	19
<b>Elsystemets design</b> .....	21
Elmarkedets funktion .....	21
Systemtjenester .....	23
Indpasning af miljøvenlig elproduktion .....	24
Systemdriften .....	26
<b>Forsyningssikkerhed</b> .....	29
Definition af forsyningssikkerhed .....	29
Nødvendige systemtjenester .....	29
Tilstrækkelig produktionskapacitet .....	31
Brændselsfremskaffelse .....	33
Driftssikkerhed .....	35
<b>International infrastruktur</b> .....	37
Transmission og marked .....	37
Forbindelser til det nordiske marked .....	38
Igangværende projekter .....	41
<b>Netstrukturen i Eltra's område</b> .....	43
Netplanlægningsstrategi .....	43
Overføringskapacitet, netstruktur .....	45
Saneringsstrategi .....	46
<b>Elsystemets miljøtilstand</b> .....	47
Overholdelse af kvoter .....	47
Mulige miljøforbedringer .....	47
Miljøregnskabet .....	49
Fremtidig miljøregulering .....	50



<b>Omkostninger til elforsyning</b> .....	53
Udvikling i elprisen .....	53
Elprisens sammensætning .....	54
Offentlige forpligtelser, PSO .....	55
System- og nettarif .....	57
Temaet "Reduktion af elpriser" .....	58
 <b>Bilag og referencer</b> .....	 59

# Resume og konklusion

Systemplan 2002 er udarbejdet på baggrund af opgavebrev af 3. april 2002 fra Energi styrelsen. I opgavebrevet anmodes Eltra om at ajourføre Systemplan 2001 og om i selvstændige afrapporteringer at foretage tema-analyser vedrørende "Nedbringelse af elprisen" og "Forsyningsikkerhed og beredskab".

Systemplanen analyserer det sammenhængende elsystem vest for Storebælt og gør rede for en række problemer med konsekvenser for samfundsøkonomi, elmarked, samspil med nabo-områder og driftsikkerhed. Et vigtigt formål med Systemplanen er at præsentere løsningsmodeller til forbedring af økonomi og systemsikkerhed.

Løsningen af de aktuelle problemer forudsætter ændringer, som kun vil være mulige med aktiv medvirken af net- og transmissionselskaber, markedsaktører, decentrale producenter, myndigheder og lovgivere. Systemplanen skal derfor skabe debat om valget af løsningsmodeller.

Systemplan 2002 er desuden et vigtigt redskab til at målrette indholdet af de to temaarbejder, der skal indsendes til Energi styrelsen i november 2002.

Systemplan 2002 medtager erfaringer fra de to temarapporter til Systemplan 2001 "Eloverløb" og "Transmission og marked". Desuden medtager den resultater fra "Nordisk Systemudviklingsplan 2002" og fra "Dansk Økonomi, forår 2002" fra Det Økonomiske Råds formandskab.

**Elsystemet i Jylland og på Fyn indtil år 2012**  
Systemplan 2002 sætter fokus på elsystemets tekniske, miljømæssige og økonomiske tilstand i perioden frem mod år 2012 og dermed også på muligheden for at efterleve Kyoto-protokollen.

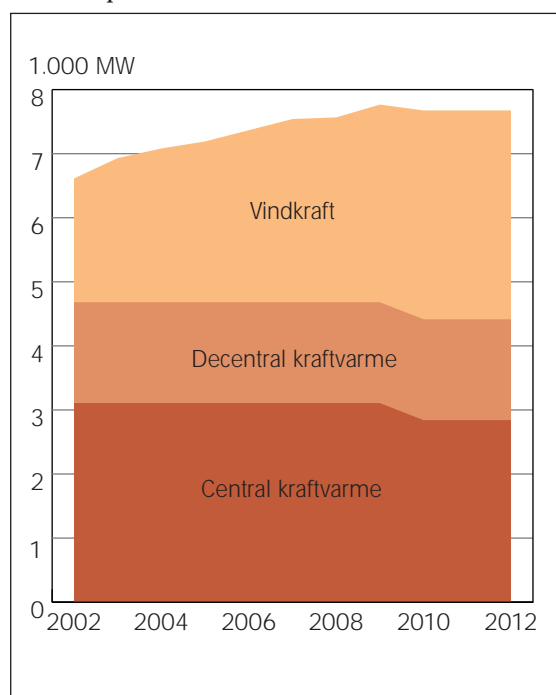
For perioden 2002-2012 forudsættes næsten uændret kapacitet på centrale og decentrale kraftvarmeværker og en vækst på 45 % for vindkraftens kapacitet, **Figur 1**.

Det er i dag kun de centrale værker, som bidrager effektivt til systemets tekniske regulering og stabilitet. Der er dog ingen sikkerhed for opretholdelsen af denne kapacitet. Derfor er det vigtigt, at der både i Danmark og i de omgivende lande skabes incitamentter til opretholdelsen af den nødvendige kapacitet. Det er desuden ønskeligt, at de decentrale værker bidrager til systemets stabilitet og balance.

Markedspriserne i Norden og på Kontinentet er afgørende for transportmønstret i det jysk-fynske transmissionssystem. Både lavprisforløbet, hvor prisen er sat til ca. 12 øre/kWh, og højprisforløbet med 22 øre/kWh medfører betydelige udvekslinger med nabo-områderne.

Den tidligere situation med store sydgående transporter og import fra Norge og Sverige forventes afløst af et mere dynamisk møn-

**Figur 1** Formodet udvikling af produktionskapacitet frem til år 2012.





ster med større andel af eksporter mod Norge og Sverige. Dette skyldes, at den forringelse af kapacitetsbalancen, som gennem 1990'erne er sket i Norge og Sverige, ser ud til at fortsætte.

I det jysk-fynske område forventes elforbruget i perioden indtil år 2012 at vokse med gennemsnitligt 0,8 % om året. I lavprisforløbet svarer elforbruget netop til den energi, som kraftvarmens bundne elproduktion yder sammen med vindkraften. På grund af vindkraftens uregelmæssighed vil der imidlertid være store ubalancer på øjebliksværdierne.

De store ubalancer skaber problemer, som er belyst i rapporten fra Energistyrelsens VE<sup>1</sup>-udvalg. Systemplan 2002 skitserer alternative virkemidler til afhjælpning af ubalancerne.

I højprisforløbet forventes nettoeksporten fra det jysk-fynske område at blive ca. 10 TWh om året for et gennemsnitligt nedbørsår. I lavprisforløbet er der gennemsnitligt balance mellem import og eksport, så resultatet bliver en mindre eksport mellem 1 og 3 TWh.

Emissioner af kuldioxid (CO<sub>2</sub>), svovldioxid (SO<sub>2</sub>) og kvælstofoxid (NO<sub>x</sub>) viser et svagt faldende forløb i perioden indtil år 2012, dog stærkt afhængigt af udvekslingen med nabo-områderne og af beskyttelsen af den prioriterede produktion.

### **Opretholdelse af produktionskapaciteten**

Ved markedsåbningerne i Norge og Sverige fandtes et betydeligt overskud af produktionskapacitet. Det har i Norge medført, at der næsten ingen ny kapacitet er installeret siden da. I Sverige er termiske anlæg, der har udgjort den svenske tørårsreserve, udgået. Der er også i Danmark sket en nedlæggelse af produktionskapacitet.

I et velfungerende elmarked vil udsigten til knaphed påvirke markedspriserne, så det bliver attraktivt at investere i nye kraftværker. Markedets imperfektioner skaber imidlertid tvivl om, hvor stabilt en markedsstyret effekttilgang kan forløbe. På

baggrund af denne usikkerhed er der i de nordiske lande gjort forskellige midlertidige nationale tiltag til sikring af produktionskapaciteten.

Det er en vigtig forudsætning for, at spotmarkedet kan skabe et positivt investeringsklima, at forbrugssiden deltager aktivt i markedet.

Det vil invalidere den nordiske markedsmodel, hvis det bliver nødvendigt at gribe ind i markedet med regulering af produktionskapaciteten. Hvis det alligevel skønnes nødvendigt, er det vigtigt, at de nordiske lande harmoniserer reguleringen, samt at der kun er tale om overgangsløsninger frem mod regulære markeds løsninger.

Udtalelser fra Nordisk Ministerråd betoner nødvendigheden af et tættere samarbejde mellem de systemansvarlige selskaber om en effektiv håndtering af eventuelle effektproblemer og en rationel udnyttelse af reservekapaciteten i Norden.

### **Systemdriftens problemer**

De ændringer, der er sket i produktionssystemet, har skabt alvorlige problemer i Eltra's systemdrift. Ud over samfundsøkonomisk spild er det:

- Forringet driftssikkerhed og dermed øget risiko for forsyningssammenbrud.
- Vanskeligere opfyldelse af internationale forpligtelser med hensyn til systemets tekniske regulering.

Problemerne skyldes, at omkring halvdelen af produktionen nu foregår på anlæg, hvis produktion ikke tilpasses efterspørgslen, og i lokale net, som ikke indgår aktivt i Eltra's systemkontrol. Eltra har igangsat en række interne projekter, der samlet betegnes System21. Det er en satsning på udvikling af et nyt kontrolkoncept, som også omfatter lokale net med produktion, og på en driftsmæssig effektivisering af de decentrale kraftvarmeværker.

Vindkraften udgør en væsentlig usikkerhed i systemdriften. Der er behov for at forbedre de prognoser, Eltra i dag kan få fra

<sup>1</sup>VE (Vedvarende Energi).



meteorologiske institutter. Det gælder 36-timers-prognosen, der blandt andet anvendes til at beregne køb og salg på Nord Pool til udglatning af prioriteret produktion. Det gælder også 6-timers-prognosen og 1-times-prognosen, der bruges til at planlægge køb og salg af regulerkraft.

Der pågår i disse år en del forskning i mere nøjagtige vindprognoser. Eltra støtter aktivt denne forskning.

Vindkraftens egenskaber søges udviklet, så vindmølleparker kan deltage i effekt- og spændingsreguleringen. Dette udnyttes i vindmølleparken på Horns Rev. Der pågår desuden arbejde med henblik på at sikre, at enkeltstående møller i MW-klassen får tilsvarende egenskaber.

#### Tilpasning af den decentrale produktion

På grundlag af VE-udvalgets rapport kan det sandsynliggøres, at den ubetingede prioritering af decentrale kraftvarmeanlæg i mange tilfælde indebærer en produktion, som giver en samfundsøkonomisk uoptimal drift.

EUs dispensation til prioritering af miljøvenlig elproduktion udløber med udgangen af år 2003.

Den ubetingede prioritering bør afløses af en markedsbaseret løsning, som muliggør en mere fleksibel indsats af den decentrale produktion. Det er vigtigt, at den decentrale produktion kan reagere på markedssignaler i både spotmarked (day-ahead) og regulerkraftmarked (real time).

Der skal tages mange hensyn ved udviklingen af en ny ordning, både til anlægsejere, brændselsleverandører, dansk lovgivning og EU-bestemmelser. Systemplan 2002 præsenterer alternative modeller, herunder også mulige overgangsløsninger frem mod en markedsløsning.

De decentrale kraftvarmeverker og industri anlæg bør i højere grad yde systemtjenester som f.eks. spændingsregulering. Det skal ske i takt med, at antallet af centrale enheder reduceres. En kortlægning viser, at

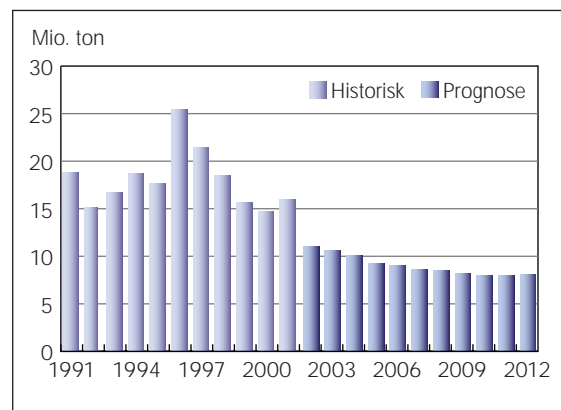
dette i stor udstrækning vil kunne lade sig gøre for anlæg over 2 MW.

#### Miljøtilstanden

Miljøtilstanden for produktionsapparatet i Eltra's område er beskrevet detaljeret i Miljøplan 2002.

Eltra's prognose for emissioner af CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> viser en svagt faldende tendens på miljøpåvirkningerne frem mod år 2012. Områdets emissioner vil dog afhænge helt af udvekslingerne med udlandet. **Figur 2** viser udviklingen i CO<sub>2</sub>-emissionerne fra 1991-2012.

**Figur 2** CO<sub>2</sub>-emissioner i lavprisforløbet sammenlignet med realiserede værdier.



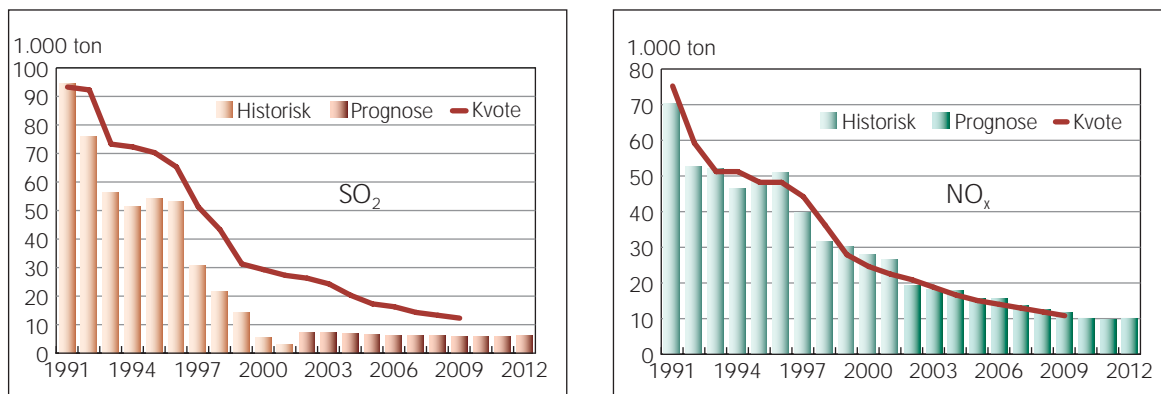
Et retvisende billede af miljøpåvirkningerne fra det samlede produktionsapparat peger på en række muligheder for miljøforbedringer. Det er især de små decentrale værker under 25 MW, der giver store miljøbelastninger. Da en del af disse anlæg har en alder, der gør, at de skal skrottes/renoveres i planperioden, vil det være et naturligt tiltag også at miljøregulere sådanne små værker. Det har hidtil ikke været gjort.

Da de decentrale anlæg nu bidrager med en væsentlig del af emissionerne, er det ikke længere nok at opgøre emissioner for anlæg større end 25 MW. Det er nødvendigt også at medregne de mindre anlæg. Specielt for NO<sub>x</sub> udgør de små værker en tredjedel af udledningen.





Figur 3 Emissioner af SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra 1991-2012.



De decentrale værker har været med til at reducere CO<sub>2</sub>-udslippet markant. Hvad angår SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>, udleder de decentrale værker forholdsvis mere end de centrale værker.

Figur 3 viser emissionerne af SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> for alle anlæg i Jylland og på Fyn. For prognosedelen er vist udledningen i lavprisforløbet.

Eltra har opstillet et simpelt miljøregnskab, der for år 2001 anskueliggør, hvor meget miljø man får for pengene i Jylland og på Fyn.

Rapporten Dansk Økonomi, forår 2002, indeholder en vurdering af 1990'ernes miljø- og energipolitik. Miljøforbedringerne har samlet set oversteget nettoomkostningerne.

Afklaring af metoder og fastlæggelse af specifikke miljøomkostninger er nødvendige for systemansvarets rationelle vurdering af indsatsen på miljøområdet.

Udvikling af miljøvenlige elproduktions-teknologier skal ses som en integreret del af en langsigtet strategi for opfyldelse af miljømålene, herunder Kyoto-aftalen. Udviklingen skal bidrage til, at de kommende teknologier kan indpasses effektivt i elsystemet.

### Forbindelser til nabo-områder

Nordisk Ministerråd har i sit oplæg "Det framtida nordiska energipolitiska samarbetet" fra august 2001 understreget betydningen af, at de systemansvarlige virksomheder samarbejder om en effektiv håndtering af eventuelle effektproblemer og om en rationel udnyttelse af reservekapaciteten. Fællesskabet indebærer en voksende gensidig afhængighed af fælles effekt- og energireserver og af et fælles marked for regulerkraft.

En effektiv tilknytning til det nordiske marked skal derfor sikres ved udbygning af forbindelserne mod Norge og Sverige. Det er afgørende for markedets funktion, at der foretages en afstemt udbygning af interne net og forbindelser til nabo-områderne.

Udbygning af Skagerrakforbindelsen er det internordiske projekt, der ifølge Nordisk Systemudviklingsplan har den største marginale nytteværdi. Der pågår derfor et forstudium med henblik på at afklare, om det er samfundsøkonomisk rentabelt at udbygge med en ny pol på Skagerrak.

Vekselstrømsforbindelserne til Tyskland udgør en af de vigtigste forbindelser mellem Skandinavien og Kontinentet.

Storebæltsforbindelsen indgår fortsat som en planlægningsforudsætning. Forudsat et velfungerende nordisk samarbejde vil der ikke være tungtvejende begrundelser for forbindelsen, og den spiller ikke en væsent-



lig rolle for forsyningssikkerheden i Eltra's område.

### Transmissionssystemet

400-150 kV-nettet udgør sammen med udlandsforbindelserne det samlede transmissionssystem i Eltra's område.

Med den gensidige afhængighed mellem de nordiske elsystemer og den geografiske placering af Eltra's område hører udvekslinger med nabo-områder og transit gennem området til blandt transmissionssystemets vigtige opgaver. Med afviklingen af nabo-områdernes produktionsreserver vil denne trafik blive større.

Siden markedsåbningen i 1999 har nettet i Eltra's område vist sig utilstrækkeligt til betjening af både markedsaktører og prioriteret produktion i tilfredsstillende omfang og med acceptabel sikkerhed.

Så længe, der opretholdes en prioritering af halvdelen af områdets produktion, vil det ikke være muligt at betjene de øvrige markedsaktører fuldt tilfredsstillende på en samfundsøkonomisk forsvarlig måde. Derfor er det vigtigt, at alle aktører ligestilles med hensyn til fysisk netadgang, og at hensynet til de prioriterede producenter tilgodeses på anden måde end ved fysisk prioritering.

Den nuværende planlægningspraksis bygger på en langsigtet netstruktur, et sæt dimensioneringsregler, en saneringsstrategi og en økonomisk strategi.

Netplanlægningen skal i højere grad end hidtil koordineres internationalt og tage hensyn til internationale forpligtelser.

Eltra bygger 400 kV-forbindelser som luftledninger, eventuelt som kombineret 400/150 kV-fremføring. Ved bygning af nye luftledninger begrænses ledningernes påvirkning af landskabet desuden ved saneringer og kabellægninger i samarbejde med andre net- og transmissionsselskaber.

I praksis har den nye ejerstruktur i elskaberne og indtægtsrammereguleringen

ført til, at saneringer i nettene er sat i bero. Derfor er der behov for en revurdering af saneringsstrategien.

Med faldende kabelpriser kan det blive aktuelt at anvende kabler til nye anlæg i større omfang end hidtil, især til 150 kV-anlæg. Dog bør kabellieferandørerne fremdeles møde konkurrence i form af muligheden for brug af luftledninger.

### Forsyningssikkerhed og beredskab

Den systemansvarlige virksomhed er ifølge Lov om elforsyning ansvarlig for forsyningssikkerheden. I et markedsbaseret elsystem skal forsyningssikkerhed ses i et nyt perspektiv.

Forsyningssikkerheden omfatter begreberne tilstrækkelighed og sikkerhed i elforsyningssystemet.

Tilstrækkeligheden omfatter overføringskapaciteten i transmissionsnet, produktionskapacitet og brændselsbeholdninger. Sikkerhed dækker adgangen til systemtjenester fra produktionsapparatet og beskyttelsesudstyr, der kan sikre en effektiv håndtering af systemet under alvorlige driftsforstyrrelser.

Systemtjenesterne omfatter spændingsregulering, effekt- og frekvensregulering, kortslutningseffekt, netværn m.v. Desuden skal der sikres adgang til nødstarts anlæg.

Elsam får via Kraftværksaftalen betaling for at opretholde en kapacitet på ca. 2.900 MW indtil udgangen af år 2003. Derefter er det markedskræfterne og især spotprisen på markedet, der skal styre tilgang og afgang af produktionskapacitet.

Det er et vigtigt spørgsmål, hvilken grad af selvforsyning der skal være inden for de enkelte delområder af Nord Pool. Hidtil har der været rigelig produktionskapacitet i Eltra's område. Det vigtigste spørgsmål efter år 2003 er således, om der sker skrotninger af produktionsanlæg.

I Nordel-regi gennemføres der i samarbejde med Nordisk Ministerråd et projekt om sik-



ring af den langsigtede tilgang af produktionskapacitet.

Forsyningssikkerheden for brændsler er fuldt tilstrækkelig til at dække et kulforsyningssvigt. Den nuværende regel for pligtlagre af kul og olie har endda ført til et overdimensioneret lager, der udgør ca. en tredjedel af Elsams kullagre.

En krise, hvor naturgasforsyningen svigter, kan ikke klares med et kul-olie-baseret beredskabslager. I en naturgasforsyningskrise vil det være nødvendigt at importere el fra nabo-områder eller reducere maksimalforbruget. Det kan betyde afhængighed af udlandet.

En temarapport "Forsyningssikkerhed og beredskab" indsendes til Energistyrelsen i november 2002.

### Nedbringelse af elprisen

Energistyrelsen har anmodet de systemansvarlige selskaber om via en temarapport at undersøge de muligheder, der er for at reducere elprisen eller holde den i ro. Planen sætter fokus på elprisen for industrien og for husholdninger.

Udviklingen af elprisen i Danmark er sammenstillet for perioden 1979-2000. For industrien har der været både stigninger og fald. Fra 1987 har der dog været en stigende tendens i elprisen. For husholdninger er der sket en meget markant stigning i elprisen. Det er alene en følge af afgifter. Medregner man ikke afgifter, har prisen været nogenlunde konstant.

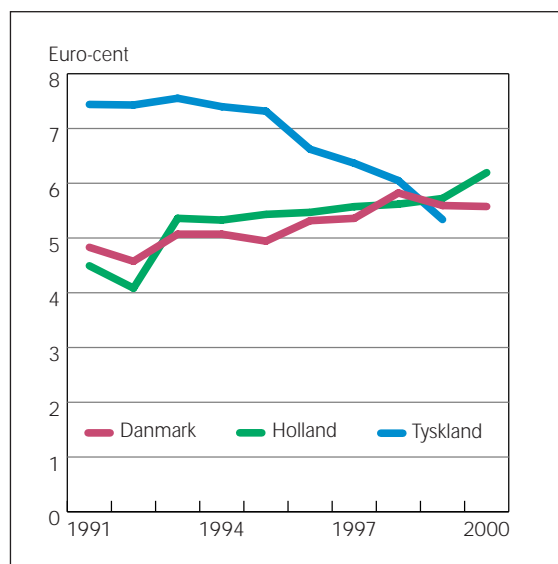
De danske elpriser er sammenlignet med priser i andre nordeuropæiske lande.

For år 2002 er elprisens sammensætning for Eltra's område:

Elpris i alt	47,1 øre/kWh
Afgifter til staten	95,0 øre/kWh
Samlet pris	142,1 øre/kWh

Mulighederne for at holde elprisen i ro er diskuteret på et overordnet plan i Systemplan 2002. En temarapport "Reduktion af

**Figur 4** Elpriser for industrien inklusive afgifter.



elpriser" vil blive indsendt til Energistyrelsen i november 2002. Den vil indeholde en mere detaljeret analyse af elpriser og besparelsesmuligheder.

# Indledning

Systemplan 2002 er udarbejdet på baggrund af opgavebrev af 3. april 2002 fra Energi-styrelsen [Ref. 1]. Opgavebrevet afstikker nogle vigtige rammer for planen.

De temaer, som Energi-styrelsen har anmodet om at få belyst, er "Nedbringelse af elprisen" og "Forsynings-sikkerhed og beredskab". Disse temaer vil være overordnet belyst i Systemplan 2002, men mere detaljeret beskrevet i selvstændige temarapporter, der udgives i november 2002.

En af systemansvarets opgaver er at give et retvisende billede af det samlede elsystems tilstand og behov for ændringer. Eltra gennemfører en sammenhængende planlægning, der omfatter elforbrug, transmission og elproduktion, og som integrerer Vedvarende Energi (VE) under hensyntagen til varmebehov.

Systemplan 2002 omhandler elsystemet i Jylland og på Fyn i en periode frem mod år 2012. Dette årstal er vigtigt af hensyn til ratificering af Kyoto-protokollen.

Det internationale perspektiv er bragt i fokus. Det gælder både, fordi markedsområder bliver grænseoverskridende, og fordi landene i stigende grad har en gensidig forpligtelse og afhængighed. Her spiller forbindelser til nabo-områderne en vigtig rolle.

Systemplanen er den overordnede plan, der analyserer det sammenhængende elsystem vest for Storebælt. Den behandler de langsigtede strategiske forhold som strukturen af elsystemet, kapacitetsbehov på produktion og net og forsynings-sikkerhed.

Med udviklingen af internationale markeds-systemer og indførelse af nye produktions-strukturer indgår nettene i en interna-

tionale infrastruktur. Det stiller nye krav til planlægningen af både samkøringsforbindelser og interne net.

Eltra skal sikre en høj forsynings-sikkerhed på kort og langt sigt. Et af formålene med Systemplan 2002 er at præsentere problem-beskrivelser og løsningsmodeller, som kan blive vejledende for Eltra's arbejde med forsyningsstrukturen og retablering af den reducerede systemsikkerhed. Dette arbejde kalder Eltra for System21.

Systemplan 2002 har også til formål at skabe debat om en række vigtige problemstillinger. Planen skal ligeledes give input til de efterfølgende temaarbejder og eventuelt afdække behov for efterfølgende ændringer af love og bekendtgørelser.

Det er Eltra's opgave, ifølge Elforsyningslovens § 31, at bidrage til at sikre bedst mulige betingelser for markedets funktion. Det sker gennem veldefinerede mål for god markedsbetjening. Det gælder også adgangen til de enkelte markeder (spot-, regulerkraft-, balancemarked). Systemplanen skal samtidig medvirke til at sikre en sammenhæng mellem hensynet til markedsbetjening, driftsikkerhed og opfyldelse af miljømål.

Systemplan 2002 er en del af den samlede serie af planer, der udgives hen over året. Systemplanen er den overordnede plan, der gør status for det samlede elsystem i Jylland og på Fyn og samler de relevante, overordnede problemstillinger, der gælder elsystemet.

Planen "Miljøvenlig elproduktion 2002" sammenstiller de forsknings- og udviklingsaktiviteter, som Eltra skal sikre ifølge Elforsyningslovens § 29. Resultaterne af de igangværende og afsluttede F&U-projekter anvendes blandt andet til at vurdere potentialet af forskellige miljøvenlige elproduktionsteknologier.

Miljøplanen, der udarbejdes i henhold til Lovens § 28, giver et billede af miljøbelastningen fra det samlede produktionsapparat i Jylland og på Fyn. Et tema i "Miljøplan



2002" er de miljøforbedringer, der er opnået de seneste 10 år. Temaet er en vigtig forudsætning for Systemplanens behandling af elsystemets miljøeffektivitet.

Den systemansvarlige virksomhed har ifølge Ellovens § 28 ansvaret for planlægningen af den nødvendige transmissionskapacitet i det sammenhængende elforsyningssystem og transmissionsforbindelser til andre net. "Anlægsplan 2002" udmønter således Systemplanens resultater i en plan over de nødvendige ny- og ombygninger i transmissionssystemet og forbindelser til nabo-områder med tilhørende investeringsplan og saneringsplaner.

Den kortlægning, der sker af elsystemet som grundlag for årets planer, fremgår af et separat dokument "Plangrundlag 2002".

Ifølge Lov om elforsyning skal Eltra også rapportere om anvendelsen af ny teknik. Dette gøres i en separat teknologiplan.

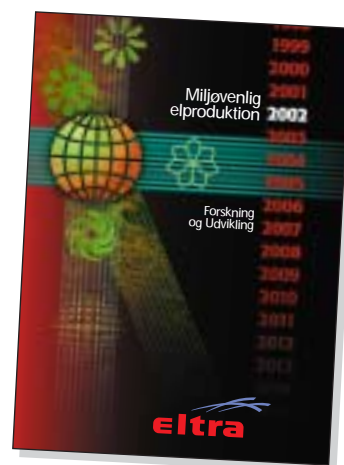
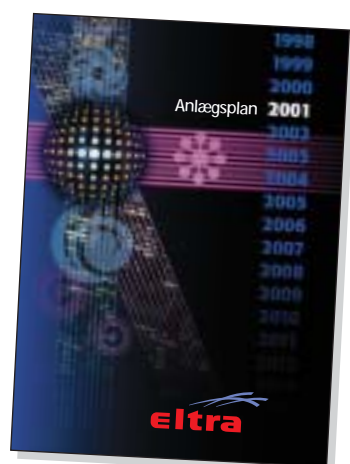
Åbning af elmarkedet er sket gradvist. Fra 1. januar 2003 er markedet fuldt åbent for alle elforbrugere, der frit kan vælge elleverandør inden for det nordiske område.

Forsyningssikkerhed er ikke længere kun et nationalt spørgsmål. I forbindelse med åbning af internationale markeder skal begrebet forsyningssikkerhed ses i et nyt perspektiv. Den skal ses i sammenhæng med behovet for en markedsmekanisme, der kan sikre tilgangen af ny produktionskapacitet og samtidig forhindre u hensigtsmæssig skrotning af kapacitet.

Nordisk Ministerråd har betonet samarbejdet mellem de systemansvarlige selskaber om at sikre effektiv håndtering af effektproblemer og en rationel udnyttelse af reservekapaciteten i Norden.

Som en naturlig følge af, at Nordel har udgivet sin første systemudviklingsplan, finder Eltra det vigtigt at omsætte resultaterne herfra til tendenser og rammeforudsætninger for det jysk-fynske elsystem set fra de jyske-fynske elforbrugeres side.

Erfaringer fra de to temarapporter til Systemplan 2001 "Eloverløb" og "Transmission og Marked" indgår som et grundlag i nærværende plan. Systemplan 2002 berører desuden emner, der også fremgår af Dansk Økonomi, forår 2002.



# Det samlede elsystem frem mod år 2012

Systemplan 2002 sætter fokus på perioden frem mod år 2012 og dermed også på muligheden for at efterleve Kyoto-protokollen, der er ratificeret i Folketinget i år 2001 og af EU i marts 2002 (se endvidere afsnittet "Fremtidig miljøregulering"). Det sker ved at vurdere systemets tekniske, miljømæssige og økonomiske tilstand.

## Elforbrug

Den nyeste fremskrivning af elforbruget fremgår af Plangrundlag 2002 [Ref. 2]. Den har ført til en lavere elprognose frem til år 2012 end tidligere forventet. For år 2005 er prognosen for elforbruget for Jylland og Fyn f.eks. 21,2 GWh og med en maksimalbelastning på 3.787 MW.

Den samlede stigning indtil år 2005 er skønnet til at være på 0,3 % p.a. Prognosen efter år 2005 forudser en stigning på 1,1 % p.a.

I fremskrivningen indgår der en elbesparelse på 848 GWh til og med år 2005 svarende til ca. 150 MW reduktion af maksimalbelastningen for Jylland og Fyn. For årene efter år 2005 forventes elbesparelser med stort sparepotentiale at være brugt op.

Elmarkedet har siden den 1. januar 2001 været åbent for store forbrugere (engrosmarked) med et elforbrug større end ca. 1 GWh pr. år. Den fulde åbning af elmarkedet (detailmarked) sker den 1. januar 2003, hvorefter alle elforbrugere frit kan vælge elleverandør, det vil sige, alle kunder skal have netadgang. Den danske markedsmodel på det tidspunkt vil blive tilføjet den type netadgang (skabelonafregning), man har i den øvrige del af Nord Pool-området.

Markedsåbningen kræver langt flere målinger end tidligere, men forventes alligevel at medføre besparelser for elforbrugerne. Markedsåbningen forventes ikke på kort sigt at have indflydelse på størrelsen af elforbruget.

Prisfølsomheden på elforbruget i Danmark har hidtil været nul eller meget lille. Det må dog forventes, at en øget bevidsthed hos kunderne efterhånden fører til større priselasticitet på elforbruget. (jf. afsnittet "Elmarkedets funktion").

## Produktionsapparat

Den installerede produktionskapacitet i Eltra's område udgør pr. 1. januar 2002 i alt 6.613 MW [Ref. 2] fordelt på:

- Centrale kraftværker (inklusive EV3).	3.107 MW
- Decentrale kraftvarmeværker	1.574 MW.
- Vindmøller på land	1.932 MW.

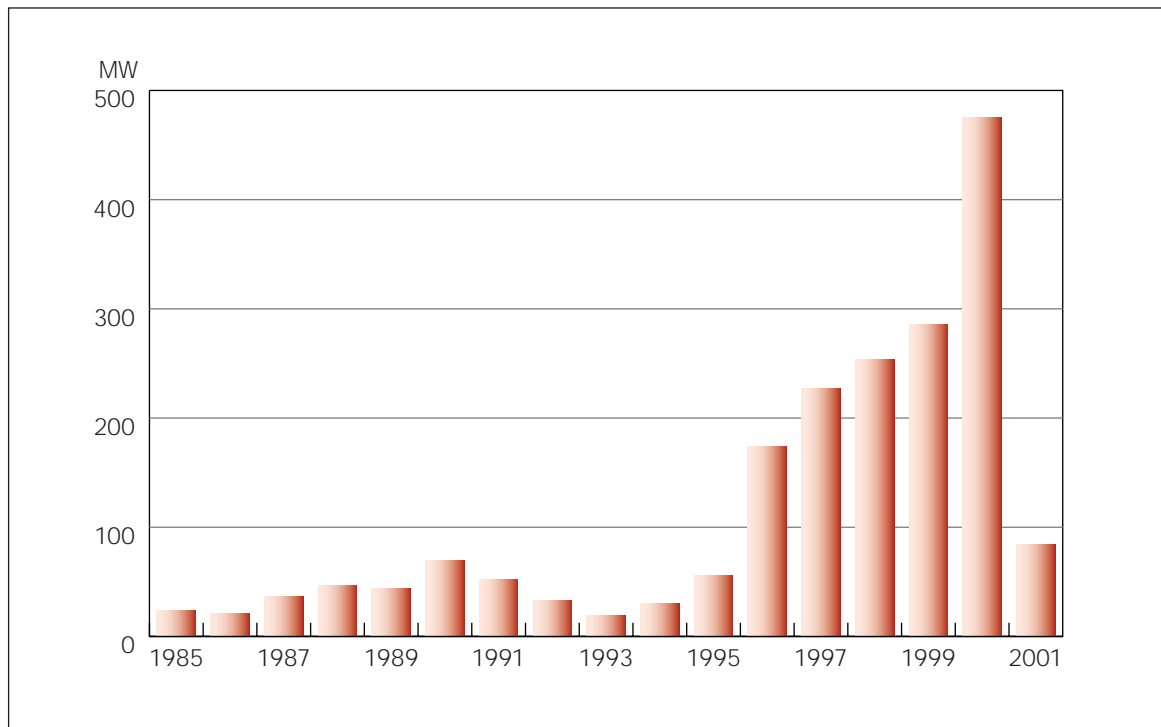
Kapaciteten på de centrale kraftværker er reguleret gennem Kraftværksaftalen, hvor Elsam indtil udgangen af år 2003 får betaling for at opretholde en produktionskapacitet på ca. 2.900 MW, afsnittet "Tilstrækkelig produktionskapacitet". Den centrale produktionskapacitet er som reference forudsat næsten uændret i perioden frem til år 2012.

Udbygningen med decentrale kraftvarmeanlæg er stort set afsluttet og udgør den 1. januar 2002 i alt 734 værker. Mange decentrale kraftvarmeværker og flere af de centrale kraftværker står foran udskiftning omkring år 2012. Udskiftning/skrotning vil afhænge af blandt andet markedspris og miljøkrav.

Tilvæksten af vindkraft tog fart fra 1996 og kulminerede med en vækst på næsten 500 MW i år 2000. Dermed nåede den installerede effekt op på 1.932 MW med udgangen af år 2001. Det er næsten 500 MW over det mål, Energi 21 satte for hele landet for år 2005.



**Figur 5** Årlig tilgang af vindkraft i Jylland og på Fyn. I år 2000 var tilgangen næsten 500 MW.



Tilgangen har været meget lille i år 2001 i forhold til de foregående år. Se **Figur 5**.

Antallet af vindmøller i Danmark har toppet og er nu 4.963 møller. Udskiftningsordningen, der er i gang, fører nu til færre større møller på land. Foreløbig er der udstedt skrottningsbeviser til 115 møller på i alt 8 MW. De erstattes successivt af møller i MW-klassen.

Andelen af vindkraft i Europa stiger. Ifølge European Wind Energy Association er der tilsluttet 4.500 MW ny vindkrafteffekt til det europæiske elsystem i år 2001. Tyskland tegner sig med 2.650 MW for den største andel af den nye vindkrafteffekt. Med i alt 8.750 MW repræsenterer Tyskland ca. 50 % af den totale europæiske vindkraftkapacitet. En stor del af denne kapacitet befinder sig i Nordtyskland og har indflydelse på kapaciteten over den dansk-tyske grænse.

Havmølleparken ved Horns Rev på 160 MW er under bygning og idriftsættes i løbet af

sommeren 2002, inklusive kabelilandføring. Elsam har som bygherre af parken indgået en aftale med Energistyrelsen om vilkårene for driften af denne park.

Havmøllehandlingsplanen gennemføres ikke i sin oprindelige form, og pålægget fra marts 1998 om at bygge to havmølleparker ved Horns Rev og Læsø betragtes som ophævet. Parken ved Læsø bliver således udskudt/skrinlagt, og der er for nærværende ikke aftaler om, hvorvidt Elsam fortsat skal være bygherre på en sådan park.

Energistyrelsen har nedsat en arbejdsgruppe til fastlæggelse af udbudsprocedure og vilkår for kommende havmøller. Der gennemføres således fortsat miljøundersøgelser for et demonstrationsanlæg ved Læsø.

Der forventes dog fortsat bygget havmøller. Eltra har medtaget i alt fem sektioner frem til år 2012 i referenceberegningerne, afsnittet "Referenceberegninger".



## Nettet

Det samlede transmissionssystem udgøres af anlæg for 150-400 kV samt udlandsforbindelser. Disse anlæg er stillet til rådighed for den systemansvarlige virksomhed.

De udgør den 1. januar 2002 en længde på 2.508 tracé-km-ledning. Det svarer til 3.131 system-km, fordi der anvendes ledninger med flere systemer på. Dertil kommer jævnstrømsforbindelser på 504 km til Norge og Sverige.

Nettes alder er betragtelig og har et stort renoveringsbehov, der leder til store udgifter frem til år 2012, jf. Systemplan 2001.

I den proces, hvor 400 kV-nettet udbygges, sker der en restrukturering af transmissionsnettet, idet en del af de gamle 150 kV-ledninger bortsaneres og erstattes af systemer på 400 kV-masterækker [Ref. 3]. Det sker blandt andet for at give plads til de nye 400/150 kV-anlæg uden ekstra ledningsgader.

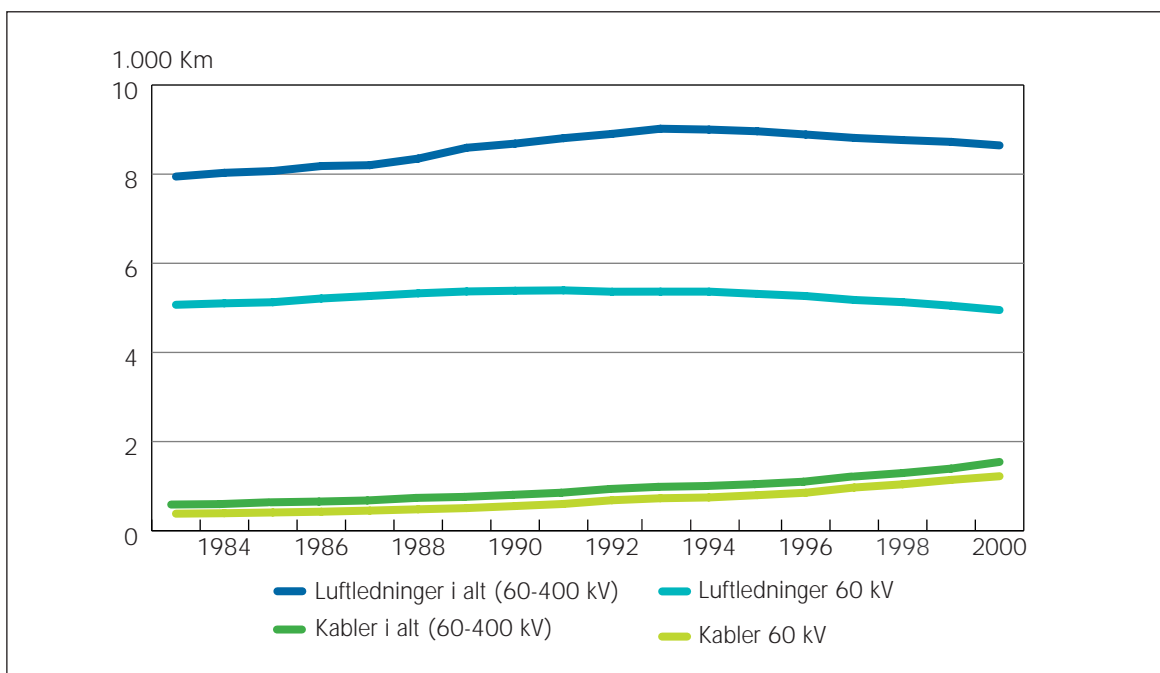
Opgørelse af rådigheden for transmissionsnettet viser en tendens i retning af, at et

system på en flersystemsmasterække oftere (40 %) er ude af drift end et tilsvarende system på en separat masterække [Ref. 2]. Det betyder, at det restrukturerede transmissionssystem er mere sårbart i driften. Dette har hidtil været en accepteret konsekvens af saneringsplanerne. Det restrukturerede net har til gengæld en større overføringskapacitet.

I løbet af 1990'erne er der sket en markant forøgelse af kabellægningen i forhold til luftledninger. Dette er fortrinsvis sket på de lavere spændingsniveauer. Det samlede luftledningsnet i Jylland og på Fyn er reduceret fra ca. 70.000 km i 1983 til ca. 30.000 km i år 2000 [Ref. 4].

Kabellægning på 60 kV og opefter sker fortrinsvis i forbindelse med saneringer aftalt som følge af Kabelhandlingsplanen fra 1995 [Ref. 5]. Saneringspolitikken er formuleret som en samlet strategi for 60-400 kV-nettet. Den har til formål at sikre, at 400/150 kV kan bygges som luftledninger og til formål at reducere luftledningsnettets længde, se **Figur 6**.

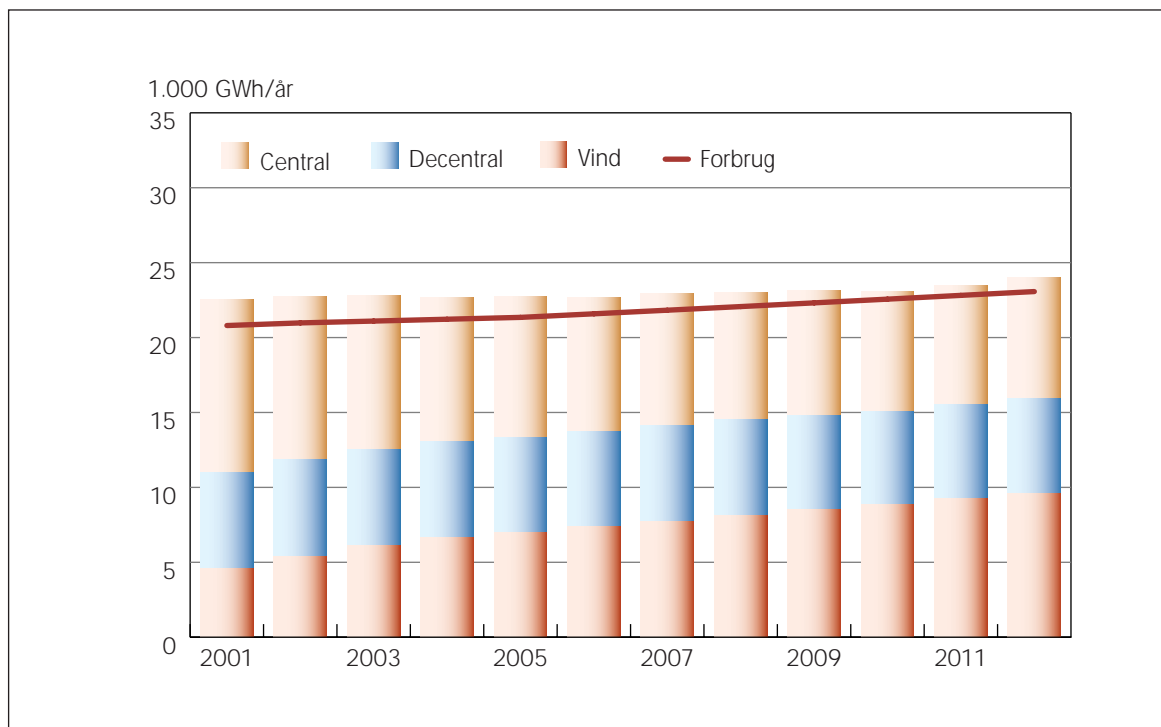
**Figur 6** Luftledningsnettets længde reduceres samtidig med, at kabelnettets længde øges.







Figur 7a Produktionsfordeling i perioden 2002-2012 ved lavt prisforløb.



En del af Kabelhandlingsplanen er gennemført. Planen prioriterer boligområder højt. Ved udgangen af år 2000 var alle 60 kV-luftledninger i boligområder på nær 4 km – i alt ca. 210 km – kabellagt. Dermed er Handlingsplanens punkt om sanering af 60 kV-nettet i boligområder nær sin afslutning.

Ved udgangen af år 2000 var der kabellagt ca. 20 km 150 kV-luftledning i boligområder, og flere steder er 150 kV fjernet som følge af restruktureringer. Sammen med restruktureringer i 150 kV-nettet og yderligere kabellægninger af ca. 30 km luftledning forventes det, at de fleste luftledninger i boligområder er fjernet i år 2005.

Saneringsplanen prioriterer naturområder efter boligområder. Ved udgangen af år 2000 var der kabellagt ca. 45 km 60 kV-luftledning i særlige naturområder. Det vurderes, at der endnu skal fjernes omkring 250 km luftledninger på 60 kV og ca. 60 km på 150 kV.

I øvrige byområder var der ved udgangen af år 2000 kabellagt ca. 30 km 60 kV-luftledning. Det forventes, at yderligere ca. 110 km 60 kV-luftledning og ca. 35 km 150 kV-luftledning kan fjernes. Dette vil dog afhænge af tilladelser til 400 kV-nyanlæg.

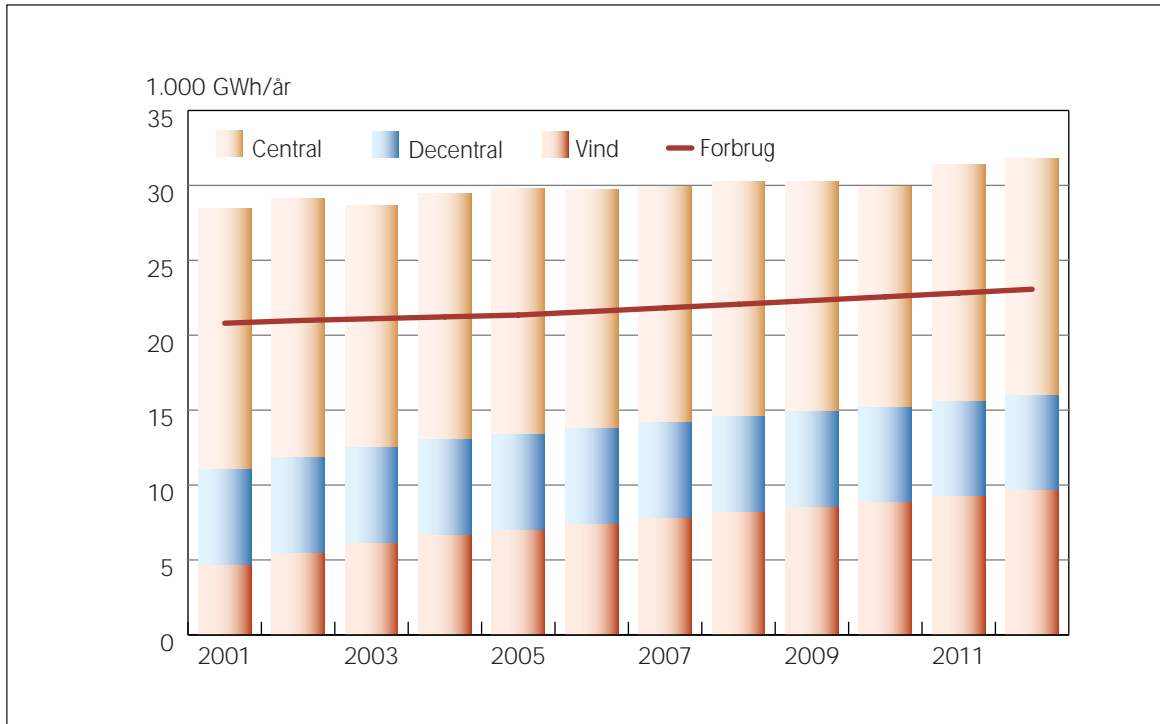
Den nye ejerstruktur i elselskaberne og indførelse af indtægtsrammeregulering af selskaberne medfører, at de tidligere forudsætninger for Kabelhandlingsplanen er faldet bort. Det betyder i praksis, at planen er blevet vanskelig at videreføre.

## Referenceberegninger

På grund af Jylland-Fyns geografiske placering spiller både interne forhold og forhold i nabo-områderne en vigtig rolle. Markedspriserne i Norden og på Kontinentet – og især forskellene på områdepriserne – er afgørende for, hvilke transportere der vil være behov for ind og ud af Eltra's system. For at udbrede et muligt udfaldsrum for produktion, eksport og import er der regnet



**Figur 7b** Produktionsfordeling i perioden 2002-2012 ved højt prisforløb.



på et *lavprisforløb* og et *højprisforløb* [Ref. 2]. I de to forløb er den gennemsnitlige pris over et år, i perioden 2002-2012, sat til enten 12 øre/kWh eller 22 øre/kWh. Der er anvendt prisprofiler over døgnet og året, så hver time i året har sin egen pris.

Eltra har for Nordtyskland forudsat en gennemsnitlig elpris på 17 øre/kWh i lavprisforløbet og 22 øre/kWh i højprisforløbet.

Effektbalancen og priserne på Kontinentet udgør en særlig usikkerhed for Eltra's område. En rapport fra ECON fra december 2001 [Ref. 6] tegner det billede, at kapaciteten i Tyskland samlet set kan forventes at være på samme niveau i år 2005 som i år 2000. En del kernekraft og kulskraft vil være erstattet af gaskraft, og andelen af vindkraft vil være væsentligt forøget. Det kan betyde en forværret balance i Tyskland, som vil påvirke priserne i Norden.

#### Produktionsfordeling

Eltra har i et sæt referenceberegninger

simuleret driften af el- og kraftvarmeanlæggene [Ref. 7] frem til år 2012. Simuleringerne tager hensyn til de fysiske rammer og optimerer anlæggene på baggrund af prissignaler, så de billigste anlæg producerer den nødvendige el og kraftvarme. Opretholdelse af den decentrale produktion som prioriteret produktion er forudsat. Simuleringerne medtager også udveksling med nabo-områderne.

Produktionen på de centrale kraftværker er tæt knyttet til markedsprisen. **Figur 7** viser en mulig produktionsfordeling med henholdsvis en høj markedspris for el og en lav markedspris. I simuleringerne er det forudsat, at Elsams produktionskapacitet opretholdes efter år 2003, se afsnittet "Tilstrækkelig produktionskapacitet".

Vindkraftudbygningen er hovedårsagen til fortrængning af central produktion. I beregningerne er det forudsat, at der bygges i alt fem havmølleparker i Jylland og på Fyn.



*Både i lavpris- og højprisforløb er der udvekslinger med nabo-områderne.*

#### **Udveksling med nabo-områder**

Den tidligere situation med store, sydgående transporter fra Norge og Sverige forventes ændret i retning af en større dynamik i udvekslingsmønstret og med voksende andel af eksporter mod Norge og Sverige, jf. afsnittet "Forbindelser til det nordiske marked". I referenceberegningerne er der ikke antaget begrænset produktionskapacitet i Norge og Sverige.

Både i lavpris- og højprisforløb er der udvekslinger med nabo-områderne. I lavprisforløbet er der en gennemsnitlig resulterende eksport til Tyskland på 9,1 TWh og re-

sulterende import fra Norge og Sverige på 6,9 TWh, altså transit mod syd. I højprisforløbet er der en gennemsnitlig resulterende eksport til Tyskland på 4,9 TWh og en resulterende eksport mod nord på 4,6 TWh.

De resulterende eksporter/importer dækker over et udvekslingsmønster med større variationer inden for de enkelte år, hvor der forekommer store importere og store eksporter. Der er ikke simuleret udvekslinger på en eventuel Storebæltsforbindelse.

I lavprisforløbet i år 2005 eksporteres f.eks. 10,1 TWh til Tyskland og 1,2 TWh til



Norge-Sverige, og der importeres 0,3 TWh fra Tyskland og 8,4 TWh fra Norge-Sverige, hvilket vil sige, at der er en resulterende transit sydpå på 7,2 TWh. Vådar i Norge-Sverige kan betyde større transporter mod syd.

I højprisforløbet i år 2005 består den resulterende eksport på 5,0 TWh til Tyskland af en import på 1,8 TWh og en eksport på 6,8 TWh. Tilsvarende består den resulterende eksport på 5,2 TWh til Norge-Sverige af en import på 1,8 TWh og en eksport på 7,0 TWh. Tørår i Norge-Sverige (og dermed højere elpriser) kan betyde større transporter mod nord – også fra Tyskland.

## Decentral produktion

Indpasningen af bunden elproduktion udgør en stadig større udfordring i forbindelse med at holde balance i elsystemet. I Systemplan 2001 blev temaet Eloverløb [Ref. 8] behandlet. De situationer, der giver eloverløb, forekommer, når den bundne elproduktion bestemt af varmebehov og vindforhold er større end elforbruget i systemansvarsområdet.

Der blev estimeret eloverløb på op til ca. 2.900 MW for år 2005. For at minimere risikoen for driftsforstyrrelser i en ubalancesituation blev der lavet en særlig driftsinstruks til kontrolrummets håndtering af situationer med eloverløb.

Eltra har for vinteren 2001/2002 konstateret eloverløb i mange timer med lavt elforbrug (weekend, helligdage og nat). Det største overløb på ca. 1.800 MW opstod den 1. januar 2002, men hen gennem vinteren har der været overløb på mellem 1.500-1.600 MW.

Systemplan 2001 analyserede en række virkemidler for at reducere eloverløb. Det var stop af vindmøller, det var reduktion af varmebunden produktion ved stop af decentrale kraftvarmeværker og udnyttelse af varmeakkumulatører, det var installation af elpatroner i akkumulatoren i kraftvarmeværker, og endelig var det installation af varmepumper i kraftvarmeområder.

*Virkemidlerne mod eloverløb* er også undersøgt nærmere i Energistyrelsens VE-udvalg [Ref. 9]. Rapporten har skabt opmærksomhed om de driftsproblemer, som udbygningen med kraftvarme og vindkraft har medført. Nogle vigtige konklusioner fra rapporten er:

- Afgifterne giver uheldige incitamenter, og de bør revurderes.
- En øget driftsmæssig fleksibilitet vil være samfundsøkonomisk hensigtsmæssig.
- Det eksporterbare eloverløb bør ikke altid eksporteres.

Rapporten har også belyst økonomien ved de tiltag, som kan reducere overløbet. Det koster f.eks. i variable omkostninger 16,8 øre pr. kWh at producere varmebunden el på et gasfyret decentralt kraftvarmeværk, hvis alternativet er at bruge gassen alene til varmebeholdning. Det betyder, at der kun er en samfundsøkonomisk fordel ved at producere en kWh<sub>el</sub> i kombineret drift, hvis markedet vil betale 16,8 øre for den.

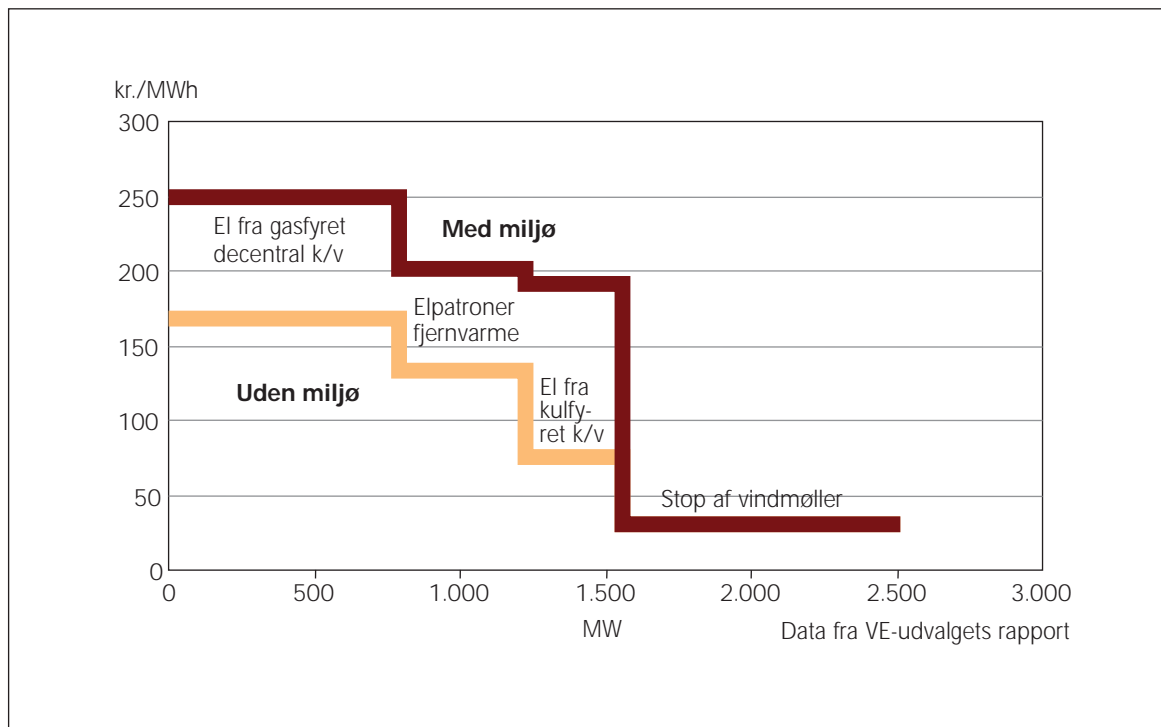
Dette resultat afhænger alene af den lokale markedspris og ikke af, om der forekommer eloverløb.

Det ekstra brændselsforbrug medfører også emissioner. De kan ifølge VE-udvalgets rapport vurderes forskelligt alt efter, om andre lande honorerer miljøvenligheden ved eksport. I rapporten regnes blandt andet med en pris for CO<sub>2</sub>-udledning på 250 kr. pr. ton. Der er ikke udsigt til, at den internationale markedspris for udledningstilladelser foreløbigt kommer op i denne størrelsesorden. Dermed bliver den variable omkostning til el i kombineret drift omkring 25 øre for en kWh, **Figur 8**.

Når efterspørgslen falder, skal elproduktionen fra gasfyret decentral kraftvarme nedreguleres først. Når dette ikke er nok, kan der med fordel indsættes elpatroner til opvarmning af fjernvarmevand. Dernæst nedreguleres de kulfyrede kraftvarmeværker i det omfang, det er teknisk muligt. Sidst på listen står vindkraften, som ikke har brændselsudgifter eller emissioner.



**Figur 8** Rækkefølge af den produktion, der skal reguleres ned ved reduceret efterspørgsel af el.



Den kulfyrede produktion har et større til-læg til miljøeksternaliteter, men selv en så høj pris som 250 kr./ton CO<sub>2</sub> er ikke nok til at flytte prioriteringen.

Mens brug af elpatroner i fjernvarmesyste-merne støder på hindringer i form af ener-giafgifter, eksisterer dette problem ikke for industriel kraftvarme. Derfor er det aktuelt at få dette potentiale vurderet og eventuelt mobiliseret.

Udbygning af udlandsforbindelser til at dække hele eloverløbet vil medføre meget lav udnyttelse af denne kapacitet og der-med prohibitivt høje omkostninger.

Ved effektiv mobilisering af det potentiale, som fremgår af **Figur 8**, er der god udsigt til en fuldstændig eliminering af eloverløbet. Hvis hele effekten disponeres ud fra elmarkedets prissignaler og med incita-menter, som er afstemt efter samfundets behov, er der desuden udsigt til en pæn økonomisk gevinst.

# Elsystemets design

Elsystemets vigtigste opgave er at sikre den elforsyning, forbrugerne har ønske om.

EUs elmarkedsdirektiv har lagt rammerne for et elmarked, som dansk lovgivning definerer nærmere.

Markedet skal respektere miljøpolitiske målsætninger.

Desuden er produktionsstrukturen ændret markant i sidste halvdel af 1990'erne. Det er derfor nødvendigt at redesigne kontrolstrukturen, så den afspejler det centrale behov for overblik i driftssituationerne og de decentrale behov for styringer som f.eks. frekvensaflastning.

Markedet kræver en infrastruktur i form af transmissionssystemet og en systemdriftsfunktion, der skal sikre optimering af de fysiske ressourcer. Elsystemet skal være designet, så både systemtjenester og overføringskapacitet i transmissionsnettet er til stede, og markedsbetjeningen og forsyningssikkerheden er tilfredsstillende.

De systemansvarlige selskaber har til opgave at overvåge markedsfunktion og forsyningssikkerhed.

Afsnittet beskriver nogle af de behov, der er for at redesigne elsystemets funktioner på overordnet plan.

## Elmarkedets funktion

I et velfungerende marked er priskrydset bestemt af et niveau, hvor udbuddet modsvare efterspørgslen. De hidtidige tiltag i markedet har omfattet udbudssiden og dennes priselasticitet. Udbudskurven er således godt kendt.

Målet er, at den samlede elforsyning skal drives med en optimal indsats og fordeling af ressourcer. Gennemsigtige og troværdige

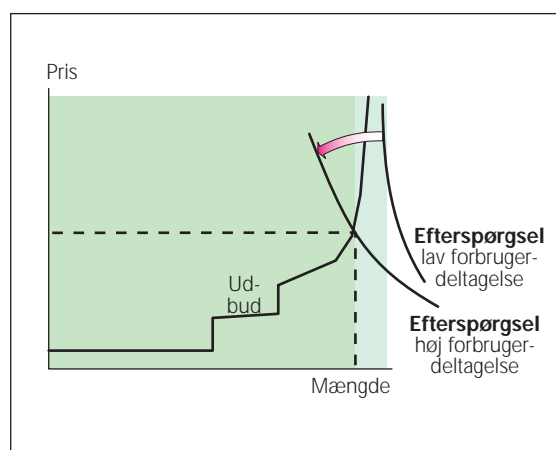
prissignaler er omdrejningspunktet i et marked, og prisen bestemmes af, hvad køberne og sælgerne kan blive enige om. Der dannes derfor et priskryds i det punkt, hvor udbuds- og efterspørgselskurverne skærer hinanden.

En forudsætning for, at markedet kan fungere som optimeringsmetode, er, at priserne afspejler købernes faktiske betalingsvillighed og sælgerens faktiske omkostninger. Hidtil har åbningen af elmarkedet koncentreret sig om at få producenterne til at deltage aktivt i markedet i konkurrence med hinanden. En aktiv deltagelse fra elforbrugerne er dog en lige så vigtig forudsætning for at få optimeringsmetoden til at fungere.

## Elforbrugerne som markedsaktører

Efterspørgselskurven er for nærværende ukendt, idet der ikke ligger erfaringer for, hvor store mængder kunderne ønsker at aftage, og hvilken pris de er villige til at betale i en given time. For nærværende ser efterspørgslen således ikke ud til at reagere på variationer i priserne. Efterspørgselskurven er stort set lodret og uden priselasticitet, **Figur 9**.

**Figur 9** Markedskryds kan dannes ved priselastisk efterspørgsel.





Eltra anser det for afgørende, at detailmarkedet udvikler sig i en retning, så elforbrugere får mulighed for at reagere direkte på prisen i elmarkedet. Elforbrugernes deltagelse vil afhænge af deres afvejning af, om omkostningerne står mål med muligheden for en besparelse.

Myndigheder og systemansvarlige selskaber kan have den rolle at hjælpe med at skabe de nødvendige rammer for markedet. Ved alternativt at etablere særlige målrettede mekanismer er der fare for, at indsatsen ikke afpasses efter den cost-benefit-vurdering, som elforbrugere er de bedste til at foretage. Indførelse af en aktivt reagerende forbrugerside kræver ikke ny lovgivning.

*Priselastisk elforbrug* er således en nødvendig forudsætning for et velfungerende marked, hvor tilgang og afgang af kapacitet styres af markedet.

### **Produktionskapacitet**

I et markedssystem er det prisen, der skal styre tilgang og afgang af produktionskapacitet. Markedsmodellen skal kunne sikre investeringer i ny produktionskapacitet i et omfang, der svarer til elforbrugernes behov og betalingsvilje. Hvis markedsmodellen er suppleret med markedsorienteret miljøregulering (jf. afsnittet "Fremtidig miljøregulering"), vil produktionsanlæggene også opfylde de politiske miljøkrav. Hvis markedsmodellen indeholder en markedsorienteret levering af regulerkraft, driftsreserver og andre systemtjenester, vil produktionsanlæggene have den fornødne fleksibilitet til at opfylde systemdriftens behov.

Hvorvidt den nuværende nordiske elmarkedsmodel kan sikre en fornuftig tilgang og afgang af effekt, har været diskuteret siden markedets start. I 1990'erne har der været rigelig produktionskapacitet, men nu bliver behovet for ny kapacitet meget konkret i takt med, at effektsituationen i Norge og Sverige bliver anstrengt.

Der er lavet midlertidige nationale løsninger af effektsikringen i de nordiske lande. I Danmark udløber Kraftværksaftalen med udgangen af år 2003. Herefter er Elsam

ikke længere forpligtet til at stille kapacitet til rådighed. Kraftværksaftalen skal afløses af løsninger, der kan sikre den nødvendige tilgang af effekt uden at ødelægge markedet som optimeringsmetode. Det er Eltra's forhåbning, at forbrugernes aktive deltagelse i den nuværende nordiske elmarkedsmodel på sigt vil være tilstrækkelig til at sikre optimale investeringer.

Eltra anser det for afgørende, at til- og afgang af produktionskapacitet betragtes som en *fællesnordisk problemstilling* i et åbent nordisk elmarked. Dermed må eventuelle initiativer nødvendigvis være fællesnordiske og koordinerede.

I Eltra's område er det på kort sigt især spørgsmålet om skrotning af centrale kraftværksblokke, der kan være kritisk for effektbalancen. En velfungerende markedsmodel skal sikre skrotning af urentable værker, men i en overgangsfase, hvor forbrugere endnu ikke reagerer på priserne, kan det overvejes at stille særlige betingelser i forbindelse med skrotningen. Det skal her tages med i betragtningen, at en producents ønske om at skrotte en kraftværksblok yderligere kan være motiveret af at presse markedsprisen op.

### **Markedsmagt**

Eltra har sammen med de andre nordiske systemansvarlige selskaber og myndigheder en opgave i at sikre, at elmarkedet fungerer hensigtsmæssigt. Derfor følger Eltra de daglige priser og udvekslinger i det nordiske kraftmarked.

Markedsmagt er en naturlig del af et marked. Derimod er misbrug af markedsmagt et problem. Eltra har brug for at kunne belyse de markedsmæssige konsekvenser ved:

- Ændringer i markedsdesign.
- Udbygning af transmissionsforbindelser til nabo-områder.
- Nye produktionsanlæg eller skrotning af gamle anlæg.
- Ændrede ejerforhold i produktionssektoren (fusioner etc.).
- Ændringer i efterspørgselsfunktionen (priselasticitet etc.).



Eltra har i årene 2000/2001 sammen med det norske konsulentfirma ECON vurderet markedsmagtproblemer i det nordiske marked ved hjælp af ECONs analysemodel. Vurderingerne viser, at de store producenter i det nordiske marked kan have store fordele i at udøve markedsmagt.

Eltra har udviklet en matematisk beregningsmodel for markedsmagt. Modellen foreligger i en første version og fokuserer på det nordiske kraftmarked. Norge, Sverige, Finland, Danmark og Tyskland indgår i markedsbeskrivelsen. Datagrundlaget bygger på data fra de nordiske TSO'er. Modellen kan håndtere såvel vandkraft som termisk kraft, kraftvarme og vindkraft. På efterspørgselsiden medtages priselasticitet.

## Systemtjenester

Selv om markedet skal styre effekttilgang og -afgang, skal der altid være tilstrækkelige systemtjenester til rådighed. Systemtjenesterne omfatter spændingsregulering, effekt- og frekvensregulering, kortslutningseffekt, netværn m.v. Desuden skal der sikres adgang til nødstartanlæg og til synkronmaskiner.

Systemets samlede krav til regulerkapacitet og regulerstyrke skal kvantificeres. Systemtjenesterne har primært været ydet fra de

centrale enheder. De decentrale anlæg kan i nogen grad deltage. **Tabel 1** viser, hvilke anlæg der bidrager til de forskellige systemtjenester – også forbindelser til nabo-områder.

De centrale anlæg, der er i Eltra's område, er primært bygget som grundlastværker. Med den stigende mængde decentrale værker behøver nye enheder ikke udlægges som grundlastenheder. Markedet har i højere grad brug for hurtigt reagerende spidslastanlæg.

Den teknisk-økonomisk optimale sammensætning af produktionskapaciteten i år 2012 inden for de miljømæssigt kendte rammer vil være det miks af kulfyrede, affaldsfyrede, gasfyrede værker og vindkraft, der sikrer energien, og som i tilstrækkelig grad sikrer de tekniske tjenester gennem differentierede krav.

Det må således vurderes, om Eltra's system kan acceptere, at nye anlæg udlægges "simple". Det er nødvendigt at revidere de tilslutningskrav, der p.t. er gældende for områdets enheder. Kravene skal være differentieret på anlægstyper og ikke kun differentieret på størrelser som de nugældende regler. De skal desuden deles op i basiskrav, som alle enheder skal overholde, og "til-lægskrav".

**Tabel 1** Anlæggenes bidrag til systemtjenester, når de er på nettet. + bidrager, - bidrager ikke, (+) bidrager med begrænsninger. (Ved begrænsninger forstås administrative regler såsom prioriteret netadgang og bindinger til varmebehov og vind).

	Centrale anlæg	Decentrale anlæg	Offshore-vindmøller	Udlandsforbindelser AC	DC
<b>Effektregulering</b>					
Primær	+	(+)	(+)	+	+
Sekundær	+	(+)	(+)	+	+
Tertiær/langsom	+	(+)	(+)	+	+
<b>Spændingsregulering</b>	+	(+)	+	+	-
<b>Netværn</b>	(+)	-	(+)	-	+
<b>Kortslutningseffekt</b>	+	+	+	+	-





Der pågår kortlægning af de egenskaber, de decentrale kraftvarmeanlæg har med henblik på, at de i højere grad skal bidrage med tekniske tjenester. Til kortlægningen er der udarbejdet et katalog over de ønskede egenskaber [Ref. 10].

Den prioriterede netadgang betyder, at vindmøller kun bidrager til systemtjenester i mindre grad. Tilslutningsbetingelserne for offshorevindmøller indeholder krav, så møllerne kan yde et væsentligt bidrag. Mølleparken på Horns Rev er således bygget, så denne park kan opføre sig som et vindkraftværk. Disse muligheder forventes overført til nye store vindmøller i MW-klassen på land. Nye tilslutningsbetingelser er under udarbejdelse.

Systemets krav til tekniske tjenester skal ses i sammenhæng med temaet forsyningsikkerhed i afsnittet "Nødvendige systemtjenester".

### Indpasning af miljøvenlig elproduktion

Udsigten til de store eloverløb og VE-udvalgets rapport har ført til, at Energistyrelsen har anmodet de systemansvarlige virksomheder om at belyse muligheder for at

bringe driften af de decentrale kraftvarmeværker over på mere markedsmæssige vilkår eventuelt ved at holde ejeren skadesløs. Elproduktion fra decentrale kraftvarmeanlæg har omkostninger og miljøbelastninger i forhold til kun at producere varme på det samme brændsel [Ref. 9]. Derfor bør anlæggenes ubetingede prioritering afløses af incitament, som bygger på rationelle samfundsøkonomiske kriterier.

Da udbygningen med decentral produktion begyndte i 1980'erne, blev tretidstariffen indført, for at decentrale anlæg skulle placere deres produktion på tidspunkter, hvor elforbruget var størst. I løbet af 1990'erne gav denne optimering problemer i systemdriften, blandt andet ved bratte fald i produktionen ved overgangen mellem to tarifperioder. På det tidspunkt blev det besluttet at inddele anlæggene i grupper og dermed udglatte ubalancerne. Princippet er stadig gældende.

### Overgang til markedsstyret drift

Ifølge EUs elmarkedsdirektiv er det ikke tilladt at give særlig beskyttelse eller rettigheder til enkelte producenter. Danmark har imidlertid en dispensation, som løber til udgangen af år 2003, så prioritering af de decentrale værker er mulig. Når dispen-

*Herningværket er ombygget til gas- og flisfyring.*





sationen udløber, skal værkerne kunne drives på markedsvilkår.

Det har vist sig vanskeligt at opstille en model, som medfører den ønskede *samfundsøkonomisk optimale drift*, og som respekterer alle markedets regler. Hertil kommer de vanskeligheder, som affødes af statslige tilskud og afgifter.

Derfor beskrives først, hvorledes den ønskede driftsform kunne implementeres uden hensyntagen til ydre begrænsninger. Derpå diskuteres, om der alligevel er en vej til målet.

Den lokale produktion skal bydes ud i spotmarkedet. Det kan gøres for hvert enkelt anlæg eller for en gruppe af anlæg. Det kan konstateres, at VE-rapportens samfundsøkonomiske omkostninger er noget lavere end de omkostninger, som de gasfyrede værker faktisk har. Det skyldes muligvis, at den samfundsøkonomiske gaspris er lavere end den pris, som værkerne betaler.

Når Nord Pool-priserne foreligger, har man samtidigt en referencekøreplan for de anlæg, som er med i ordningen.

Der bør løbende ske en optimering af produktionen fra de decentrale værker, så der altid foreligger en optimeret plan for resten af driftsdøgnet. Optimeringen har ikke form af traditionel lastfordeling, men kan foregå ved udsendelse af prissignaler, som de enkelte anlæg automatisk kan reagere på.

Muligheden for, at de decentrale anlæg således kan bidrage til systemets regulering gennem hele driftsdøgnet, søges belyst i et F&U-projekt, som vil blive udbudt af Eltra. Ideen med projektet er, at driftsoptimering ud fra tretidstariffen erstattes af en dynamisk metode ud fra timepriser, som med start i Nord Pools spotpriser kan opdateres i driftsdøgnet.

Det er en nærliggende mulighed at lade de systemansvarlige virksomheder fortsætte som eneopkøbere, men med pligt til at disponere i overensstemmelse med veldefinerede samfundsmæssige interesser. Herved kan

man forholdsvis enkelt sikre, at alle incitamenter tjener samfundets interesser.

Ordningen har den ulempe, at den vil bringe de systemansvarlige virksomheder i en betydende kommerciel rolle, som sandsynligvis ikke kan accepteres af Nord Pool eller af andre markedsaktører.

Det er usandsynligt, at de enkelte værker har ressourcer til at holde øje med markedet dag ud og dag ind. Man kan vælge at lade en anden virksomhed varetage denne opgave på de lokale værkers vegne.

Overgang fra den ubetingede prioriteringsstive drift til en mere *fleksibel tilpasning* til markedets behov forventes at medføre en betydelig samfundsøkonomisk gevinst. Til gengæld får ejerne af lokale elproduktionsanlæg en økonomisk risiko, hvis eneopkøber-princippet forlades.

Fordelingen af økonomisk gevinst og risiko mellem brændselsleverandører, forbrugere, anlægsejere og offentlige interesser bør gøres til genstand for en nærmere granskning, som falder uden for rammerne af denne plan.

Hvis anlægsejerne med en markedstilpasset drift og med spotmarkedets priser skal have samme indtægt som hidtil, skal de måske oven i indtægterne fra elmarkedet have et årligt beløb til skadesløsholdelse. En årlig skadesløsholdelse kan beregnes ud fra en prissikringsaftale. Denne model giver anlægsejeren incitamenter til at optimere driften i forhold til markedets prissignaler, og han kan vælge mellem markedets tilbud på prissikring, så han selv kan bestemme sin risikoprofil for den del af indtægten, som beror på elmarkedet. Man skal regne med, at det koster en forsikringspræmie at prissikre, både i forhold til Nord Pools systempris og i forhold til den lokale områdepris.

En skadesløsholdning af producenter indeholder imidlertid det dilemma i forhold til EUs regler, at en direkte økonomisk kompensation i form af et tilskud bliver mere synligt end den nuværende ordning, hvor betalingen sker via en høj afregningspris.



Det har været overvejet, hvor langt Eltra's beføjelser rækker med den nuværende lovgivning. Signaler fra Energistyrelsen peger i retning af, at Eltra kan gå noget videre, end hidtil forudsat. Det handler dog kun om en mere effektiv regulering i driftsdøgnnet af hensyn til driftssikkerheden og ikke om en egentlig samfundsøkonomisk optimering.

### Samfundsøkonomisk lastfordeling af kraftvarmeanlæg

Eltra har foretaget en simulering for år 2005 for at undersøge virkningen af en samfundsøkonomisk lastfordeling af de decentrale kraftvarmeanlæg og spidslastkedler på varmesiden [Ref. 7]. Dermed vil kraftvarmeanlæggene kun producere varme, når det er samfundsøkonomisk rentabelt. Denne model er et godt alternativ til den driftsform, der ses i dag, hvor kraftvarmeanlæggene leverer varme hele tiden for at få tilskud.

Eltra anser det for muligt at gennemføre den samfundsøkonomiske lastfordeling i praksis. Den fører også til øget driftssikkerhed. Resultaterne skal ses i forhold til referenceberegningerne, der er omtalt i afsnittet "Referenceberegninger".

Der er store besparelser ved at foretage en samfundsøkonomisk lastfordeling af de decentrale kraftvarmeværker. Analysen peger på en besparelse på op til 200 mio. kr./år. Besparelsen afhænger dog af, om der regnes med CO<sub>2</sub>-afgift på 40 kr./ton eller en CO<sub>2</sub>-eksternalitet på 250 kr./ton. Besparelsernes størrelse afhænger også af forudsætninger om markedsprisen for el, hvor en lav elpris giver de største besparelser.

### Systemdriften

Eltra skal sikre overblikket over elsystemet, uanset hvilken fase det befinder sig i. Elforsyningen vest for Storebælt har på kort tid skullet indrette sig på nye vilkår på to forskellige områder:

- Omkring halvdelen af produktionen foregår i lokale net og uden for rækkevidden af central overvågning og styring.

- Der er siden 1998 gradvist indført konkurrence.

Markedsåbningen medførte en omfattende strukturændring af elskaberne. Men et stort antal producenter udsættes ikke for konkurrence. Det er ejerne af decentrale kraftvarmeværker og vindmøller. Ifølge Elloven har alle danske elforbrugere aftagepligt for el fra disse anlæg. Det er indtil videre Eltra's opgave at opkøbe og fordele denne produktion.

### Balanceopgaven

Ifølge loven er den systemansvarlige virksomhed ansvarlig for elforsyningsystemets balance, det vil sige, at områdets produktion og import på ethvert tidspunkt skal være i balance med efterspørgslen. Den prioriterede el produceres ikke i takt med, at elforbrugerne aftager den. Derfor skal produktionen udglattes, og det sker i praksis ved, at overskydende produktion sælges til anden side, mens der på andre tider indkøbes el, når der f.eks. er vindstille.

Udglatningen er forbundet med økonomiske tab, når salgsprisen ikke dækker produktionens variable omkostninger. Desuden kan det forekomme, at den prioriterede produktion sammen med anden bunden produktion bliver så stor, at der opstår el-overløb.

Før den store tilvækst af vindkraft udarbejdede daværende Elsam hver dag en detaljeret driftsplan for det kommende døgn. Planen blev løbende opdateret. Kraftværkerne fulgte den nyeste køreplan, men kunne i driftsøjeblikket styres op eller ned fra Elsam. Vindkraft og decentral kraftvarme var ikke omfattet af denne styring, men uventede afvigelser var ikke større, end at de kunne absorberes ved reguleringer på de centrale kraftværker.

Det er nu blevet vanskeligt at få puslespillet til at gå op. Foruden den prioriterede produktion fra vindkraft og decentrale kraftvarmeværker skal der også indpasses produktion fra centrale kraftvarmeværker. Denne produktion er nødvendig af hensyn til varmeforsyningen, og fordi systemets



*Flydekranen "Asian Hercules" satte tirsdag den 16. april Eltra's 1.200 ton tunge transformerplatform på plads til havmølleparken på Horns Rev.*

driftsikkerhed beror på, at der er et vist antal centrale kraftværker på nettet.

Vindkraftens variationer kan ikke længere absorberes af de centrale kraftværker, og det forekommer, at vindkraftens produktion alene har oversteget områdets elforbrug. Derfor må den overskydende produktion eksporteres, hvilket i stigende grad medfører gener for naboerne.

De *vejrprognoser*, der anvendes til forudsigelse af vindkraften, er utilstrækkelige og skal målrettes det formål, de bruges til. Traditionelt har prognoser for vind været optimeret til at give døgnets ekstremer, så skibs- og flytrafik blev informeret om eventuel fare. Her har det været tilstrækkeligt med en nøjagtighed på ca. 5 m/s. Med den store andel af vindkraft i Vestdan-

mark er det blevet nødvendigt med en mere nøjagtig vindprognose, idet en prognosefejl på 1 m/s giver en fejl på vindkraftprognosen på ca. 250 MW.

Nøjagtige prognoser med forskellig tidshorisont er vigtige. 36-timers-prognoser, der laves inden kl. 12:00 hvert døgn og strækker sig frem til afslutning af det kommende døgn, bruges som grundlag for den øvrige driftsplanlægning til beregning af kapacitet på udlandsforbindelser, belastninger på interne ledninger og sikkerhedsberegninger. Prognosen bruges også til at beregne det salg og køb, der skal foretages på Nord Pool for at udglatte prioriteret produktion.

Prognoserne opdateres hver 6. time. 6-timers-prognoserne bruges til at planlægge køb og salg af regulerkraft og til



eventuelt at revurdere sikkerhedsberegninger med henblik på at drive nettet hårdere. 1-times-prognoser baseret på 6-timers-prognoserne og onlinemålinger bruges på samme måde som 6-timers-prognoser, men vil ofte være mere nøjagtige.

Der er igangsat forskningsprojekter til forbedring af vindprognosernes kvalitet.

### **Retablering af driftsikkerhed**

Elsystemet har en forringet driftsikkerhed, fordi det ofte belastes helt ud til de tekniske grænser, og fordi mulighederne for at styre produktionen under kritisk drift er blevet ringere. Til løsning af de tekniske problemer har Eltra iværksat en række interne projekter under navnet System21.

De vigtigste indsatsområder er styret dataindsamling og kommunikation, omstilling af kontrolstrukturen og mobilisering af de decentrale reserver, der i dag er uden for Eltra's kontrol.

Som følge af den store andel af decentral produktion i distributionsnettene skal der i samarbejde med netselskaberne skabes en ny kontrolstruktur. Eltra har igangsat arbejde for at definere de funktionskrav, der skal gælde.

Eltra forudser en kontrolstruktur i to lag, hvor den centrale del omfatter 400-150 kV-transmissionsnettet. Den decentrale del omfatter en struktur under hver 150/60 kV-station.

# Forsyningssikkerhed

Et mangeårigt samarbejde med nabo-områder har været med til gensidigt at sikre effektreserverne og driftssikkerheden. I dag er tendensen, at de enkelte systemansvarsområder ikke kan klare sig selv på grund af den gensidige afhængighed.

Kravene til forsyningssikkerheden og midlerne til at opretholde den skal ses i et nyt perspektiv. Det er ikke længere kun et nationalt spørgsmål, fordi der er skabt internationale markedsområder.

Nordisk Ministerråd har betonet samarbejdet mellem de systemansvarlige selskaber om at sikre effektiv håndtering af effektproblemer og en rationel udnyttelse af reservekapaciteten i Norden [Ref. 11].

## Definition af forsyningssikkerhed

Ifølge Elforsyningslovens § 27a har den systemansvarlige virksomhed ansvaret for forsyningssikkerheden i det sammenhængende elforsyningssystem. Det gælder opretholdelse af teknisk kvalitet og balance og tilstedeværelse af en tilstrækkelig produktionskapacitet.

For at kunne behandle emnet forsyningssikkerhed på en forståelig måde arbejder Eltra med forsyningssikkerhed ud fra det internationalt accepterede begreb pålidelighed [Ref. 13]. Der sættes således lighedstegn mellem betydningen af forsyningssikkerhed og pålidelighed.

Elsystemets "pålidelighed er systemets overordnede evne til at udføre sin funktion under gældende driftsbetingelser". Pålideligheden er beskrevet ved to grundlæggende begreber – sikkerhed og tilstrækkelighed. Begreberne er velegnede til brug for den samlede systemplanlægning.

1. Sikkerhed er systemets evne til at kunne klare pludselige forstyrrelser såsom elektriske kortslutninger eller uventede udfald af systemelementer. Begrebet dækker dynamiske forhold.
2. Tilstrækkelighed er systemets evne til at dække kundernes samlede effektefterspørgsel og tilfredsstille deres krav om energi til enhver tid, idet der tages hensyn til planlagte og rimeligt forventelige tvungne udfald af systemelementer. Begrebet dækker stationære forhold.

*Sikkerheden* drejer sig om at have de nødvendige systemtjenester til rådighed og dække systemets krav fra produktionsapparatet og nettet til at kunne opretholde en sikker drift ved fejl. Af hensyn til sikkerheden planlægges:

- Nødvendigt udstyr til systemtjenester.
- Nødvendig netkapacitet til transport af systemtjenester.

*Tilstrækkeligheden* drejer sig om tilstrækkelig energi og effekt og dækker kundens krav til produktionsapparatet og nettet. Af hensyn til tilstrækkeligheden planlægges:

- Energiressourcerne, det vil sige tilstrækkelig brændsel og produktionskapacitet.
- Effektr ressourcerne, det vil sige tilstrækkelig produktionskapacitet og overføringskapacitet.

Som uafhængig systemansvarlig virksomhed har Eltra ikke mulighed for at planlægge produktionsapparatet, men kan stille krav til f.eks. mindstekapacitet og levering af systemtjenester.

I det følgende behandles den del af forsyningssikkerheden, der vedrører produktionsapparatet for perioden 2004-2012. Forsyningssikkerheden i forbindelse med transmissionsnettet behandles i afsnittet "Netplanlægningsstrategi".

## Nødvendige systemtjenester

Et vigtigt begreb er adgangen til systemtjenester. Herigennem skal det sikres, at der i driften af systemet er kontrol over over-



gangsforløb forårsaget af hændelser som f.eks. udfald af en blok.

Der er en række systemtjenester fra produktionsanlæg, der tilsammen udgør systemsikkerheden, jf. afsnittet "Systemtjenester". De skal ses i sammenhæng med tilsvarende ydelser fra nettet.

*Spændingsreguleringen* er en del af den reaktive effektbalance. Den dynamiske spændingsregulering ydes fra de centrale anlæg, der er bygget til at være spændingsregulerende. De centrale enheder skal også fremover spille en central rolle som spændingsregulerende enheder. Da de bliver færre som følge af skrotninger, skal en tilstrækkelig spændingsreguleringskapacitet sikres via de decentrale værker, der skal kunne overtage en større del af reguleringsarbejdet.

Den del, der skal dækkes af stationære apparater, styres gennem en Mvar-ordning. Her har det betydning, hvilke minimale spændinger der skal kræves i transmissionsnettet, og hvilken spændingsfølsomhed der kan accepteres.

For at kunne tilpasse elproduktionen til forbruget skal produktionsapparatet besidde en rimelig kapacitet til *effektregulering* i MW og en regulerstyrke i form af MW/Hz.

Effektreguleringen består af: 1) Primær regulering, der i løbet af sekunder sikrer et automatisk svar på frekvensafvigelser forårsaget af ubalancer mellem produktion og forbrug, 2) Sekundær regulering, der i løbet af minutter ændrer lasten, så frekvens og udveksling med nabo-områder overholder aftalte værdier og 3) Tertiær regulering/langsom reserve, der er en produktionsreserve, der kan deltage i sekundærreguleringen, efterhånden som den sekundære reguleringsevne opbruges.

*Kortslutningseffekten*, der er den grundlæggende evne i elsystemet til at holde spændingens stivhed og kurveform, skal sikres inden for rimelige grænser. De centrale værker og de decentrale værker, der er på nettet, leverer systemets kortslut-

ningseffekt sammen med vekselstrømsforbindelsen til Tyskland.

Det er især den minimale kortslutningseffekt, der er vigtig i den daglige drift. Der er ikke et krav til denne værdi for elsystemet.

Kortslutningseffekterne stiger med ca. 10-20 % ved udbygning af nettet, men falder samtidigt mere som følge af færre centrale blokke på nettet. Det medfører en risiko for et svagere net. Af hensyn til at sikre en tilstrækkelig minimal kortslutningseffekt bør systemet stille krav om et minimalt antal synkroner enheder på nettet.

Systemet skal have *beskyttelsesfunktioner*, der i en selektiv rækkefølge udkobler anlægsdele, så man i et fejlforløb undgår skader på personer og anlægsdele. For at forhindre systemsammenbrud er det i ekstreme situationer muligt at bortkoble forbrug og produktion:

- Udkobling af produktionen sker ved overspænding og -frekvens.
- Udkobling af forbrug sker ved lav spænding og frekvens.

Netværn har primært til formål at være "sidste forsvar" før netsammenbrud og sekundært at øge overføringsevnen i systemet. Automatisk opstart af gasturbiner, udkobling af fjernvarme, frekvensaflastning og nødeffektindgreb på HVDC-forbindelser er eksempler på netværn.

Netværn bliver i stigende grad brugt som effektiviseringsmulighed i nettene for at gå tættere til overføringsgrænserne.

Krav om at kunne starte fra dødt net har ført til, at der er installeret to *nødstartanlæg* i form af gasturbiner, der forventes at kunne starte en blok op. Det skal undersøges, om dette er tilstrækkeligt. Det kan blive aktuelt at udstyre et eller flere decentrale kraftvarmeværker til at kunne starte fra dødt net.



I Eltra's område er der et mangestrengt elforsyningssystem med en bred dækning af brændsler. Den decentrale produktion har stor betydning for forsyningssikkerheden. Fra år 2003 dækkes en tredjedel af elforbruget af vedvarende energiformer.

## Tilstrækkelig produktionskapacitet

Elmarkedet er etableret for, at elforbrugere og elproducenter kan prissætte og udveksle den elektricitet, som elforbrugerne har brug for. De kan signalere, hvad de forstår ved "tilstrækkelig produktionskapacitet" direkte til elproducenterne via prissætningen i elmarkedet. Emnet er belyst i et samarbejde mellem Elkraft, Energistyrelsen og Eltra i rapporten "Virkemidler for sikring af effekt i elmarkedet" [Ref. 12].

Den *nordiske elmarkedsmodel*, med spotprissætning og integreret håndtering af flaskehalse i transmissionsnettet, er udviklet i overensstemmelse med den økonomiske fagkundskab. I et konkurrencemarked prissættes elektriciteten af det marginale produktionsanlægs marginale omkostninger – time for time. I ekstreme situationer, hvor der mangler produktionskapacitet, stiger prisen, så den afspejler elforbrugernes betalingsvillighed i de pågældende timer.

Alle produktionsanlæg er afhængige af disse kortvarige prisspidser for at få dæk-

ket de faste omkostninger. Det gælder især spidslastenheder, der kun kører i få tilfælde. Hvis der er bygget for mange anlæg, kan de "marginale anlæg" ikke klare sig i det lange løb, og de må lukkes. Investeringerne er samfundsøkonomiske optimale, hvis der bliver investeret i anlægstyper og -størrelser, der tager de gældende behov og risici behørigt i betragtning.

## Forudsætninger, der kan påvirke investeringerne

Optimale investeringer i et marked for el bygger på en række antagelser. Som i de fleste andre kan virkeligheden ikke helt leve op til disse antagelser. I elmarkedet tales der ofte om fire grupper af problemstillinger, der kan have negativ indflydelse på spotmarkedets evne til at fremdrive optimale investeringer:

- Aktiv deltagelse fra elforbrugerne via en betalingsvillighed for deres forbrug i hver enkelt time.
- Miljøregulering af miljøeffekter ved brugen af forskellige brændsler.
- Markedsmagt, hvis markedet domineres af enkelte aktører, der har mulighed for at påvirke prisen.





- Politisk usikkerhed, idet elsektoren er underlagt væsentlig politisk styring.

Disse emner vil være nærmere belyst i den temarapport, der indsendes til Energistyrelsen i november 2002.

### **Et særligt effektmarked – en sidste udvej**

Hvis det viser sig, at spotmarkedet ikke kan bringes til at fungere, så det skaber det rette investeringsklima, kan man være nødsaget til at opretholde en central beslutningstagen omkring produktionskapacitet i markedet. I den situation kan det overvejes at oprette et særligt marked for effekt. Der findes flere mere eller mindre afprøvede modeller.

En af de vigtige egenskaber, som markedsmodellen var tiltænkt, er dermed ikke i funktion, så over for valget om indførelse af et særligt effektmarked er det naturligt at tage hele markedsmodellen op til fornyet revision.

### **Harmoniserede nordiske løsninger**

Det nordiske elmarked er det mest integrerede og velfungerende elmarked i verden. Det er alligevel et generelt indtryk, at man også i Norden har problemer med manglende forbrugerdeltagelse i markedet, en håndtering af negative miljøeffekter, der ikke er tilpasset markedet, markedsmagt og politisk usikkerhed.

Der er dog en af problemstillingerne, der skiller sig ud ved også at være en vigtig årsag til de øvrige problemstillinger, og det er elforbrugernes tilsyneladende manglende deltagelse i prisdannelsen. Elforbrugernes egne "frivillige rationering" i tilfælde af høje priser vil både mindske behovet for effekt på tidspunkter med maksimal last, det vil sætte en effektiv ramme for udøvelsen af markedsmagt, og det vil sandsynligvis gøre det nemmere for politikere og myndigheder at undlade indgreb efter presede situationer.

Formålet med indførelsen af et konkurrencemarked er, at ressourcerne skal udnyttes optimalt. Det vil sige, at ressourcerne skal være tilpasset til, at de på visse tidspunkter

er fuldt udnyttede. I de få tidspunkter, hvor systemet er presset til det yderste, vil priserne være høje, og transmissionsnettet er presset, så der nemmere kan opstå fejl. Det er et sundhedstegn, så længe risikoen er kalkuleret, og "krisestyningen" ikke er tilfældig. Det kan i den sammenhæng bemærkes, at især Sverige har været presset tæt på grænsen på nogle kolde vinterdage, men det har ikke ført til sammenbrud, heller ikke tilfældige lokale udkoblinger af elforbrugere.

I øjeblikket er der forskellige initiativer i hvert af de nordiske lande, der hver især vil have deres indvirkning på prisdannelsen i spotmarkedet. Derved kan et initiativ i det ene land modvirke initiativer i det andet. Dette er tydeligst i forskellen på de svenske og norske tiltag. I Sverige er effektueringen af effektreserven knyttet sammen med et krav om, at kapaciteten skal meldes ind i spotmarkedet til en fastsat pris, der er høj i forhold til den normale marginalprissætning, men lav i forhold til de priser, man kan forvente i ekstreme situationer. Det er med til at holde prisen nede. Samtidig er der i Norge et krav om, at effektuerede reserver skal holdes ude af spotmarkedet, hvilket er med til at presse prisen i vejret i ekstreme situationer.

Den nordiske elmarkedsmodel er brugbar på langt sigt, hvis den kan skabe et sundt og gennemsigtigt investeringsklima. Norden er nu nået til det punkt, hvor markedsmodellen har ført til en tilpasning af produktionsressourcerne. Det skaber turbulens.

I denne overgangsperiode er der to afgørende forudsætninger, der skal være opfyldt for, at den nordiske elmarkedsmodel får mulighed for at bevise sin overlevelsessevne:

- Tiltagene skal være fælles og harmoniserede for de nordiske lande i det åbne nordiske elmarked.
- Tiltagene i overgangsperioden skal skabe overgang. Prissignalerne i spotmarkedet skal ikke skjules, men snarere forstærkes.



### Udløb af Kraftværksaftalen

Efter udløb af Kraftværksaftalen med udgangen af år 2003 vil det være markedet, der skal styre tilgang og afgang af effekt. Dermed er det Elsams vurdering af markedsprisen, der bliver afgørende for, hvor meget central kapacitet der er i perioden efter år 2003.

For at kunne vurdere sandsynligheden for at Elsams blokke vil være i drift og dermed yde de nødvendige tjenester i perioden frem til og med år 2012, er der i referenceberegningerne (afsnittet "Referenceberegninger") set på deres udnyttelse i henholdsvis lavpris- og højprisforløbet. Der er ikke valgt enkelte blokke ud, da de vil køre mere eller mindre ifølge beregningerne, eftersom de brænder biomasse eller kører af hensyn til naturgaskontrakt eller behov for levering af kraftvarme.

Blokkene vil altid være udnyttet mindre end 90 % under normale forhold på grund af revisioner. I lavprisforløbet falder den gennemsnitlige udnyttelse af blokkene fra 36 % i starten af perioden til 27 % i slutningen af perioden. Dette skyldes især udbygning med vindkraft. I højprisforløbet, hvor der er større eksport, ligger udnyttelsen i hele perioden på omkring 50 %.

Den lave udnyttelse vil være et incitament til en tilpasning af produktionskapaciteten. På den anden side giver udsigten til et nordisk marked med høje priser et incitament til at undlade skrotninger. Kapaciteten mod nabo-områderne påvirker også situationen.

Hvis der ikke bygges andre havmøller end dem ved Horns Rev i år 2002, vil udnyttelsesgraden af blokkene stige 3-4 %.

I referenceberegningerne er det forudsat, at decentrale værker er prioriteret produktion. Hvis disse værker bringes over på mere markeds-mæssige vilkår ved samfundsøkonomisk lastfordeling, vil det betyde bedre udnyttelse af de centrale blokke, da marginalomkostningerne for deres drift i mange tilfælde vil være lavere end de decentrale værkers.

I et markedssystem vil det altid være en *kommersiell vurdering*, hvor mange blokke der skal opretholdes. Tilstrækkelighed af effekt og energi frem til år 2012 afhænger af, om prisen dækker de langsigtede marginalomkostninger.

De langsigtede marginalomkostninger for nye produktionsanlæg vil blandt andet afhænge af, om der bygges grundlast eller spidslast, jf. afsnittet "Systemtjenester".

### Brændselsfremskaffelse

Som en del af energiforsynings-sikkerheden i Eltra's område hører også muligheden for fremskaffelse af tilstrækkeligt brændsel. I det daglige er dette helt producentens opgave.

Med Elforsyningslovens § 30 og Bekendtgørelse 604 [Ref. 14] er lagringspligten for brændsel til elforsyning i en krisesituation overgået til de systemansvarlige selskaber fra den 1. januar 2002.

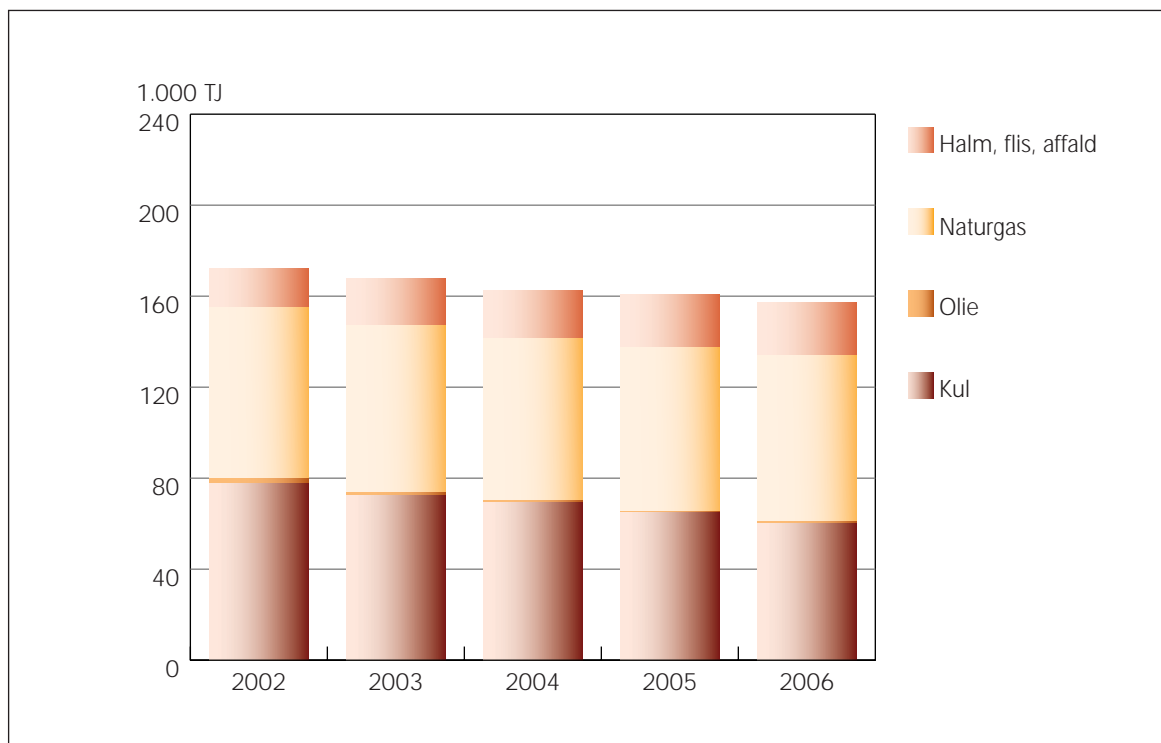
Eltra har indsendt en redegørelse om lagringspligten til Energistyrelsen til godkendelse [Ref. 15]. Redegørelsen belyser konsekvenserne af en forsyningskrise på kul eller på naturgas i relation til systemansvarsrådets mulighed for at forsyne sig selv. Pligt-lageret er forbeholdt elproduktion i en forsyningskrise, men der kan produceres varme i samproduktion med el. De pligtige brændselslagre kan kun åbnes og anvendes i en krise, hvor tilførelsen til landet svigter. En åbning sker ved behandling i Folketingets Energipolitiske Udvalg.

I Eltra's område er der et mangestrengt elforsynings-system med en bred dækning af brændsler. Den decentrale produktion har stor betydning for forsynings-sikkerheden. Fra år 2003 dækkes en tredjedel af elforbruget af vedvarende energiformer, og resten dækkes ligeligt af kul og naturgas, **Figur 10**. Olie er ikke længere et hovedbrændsel.

Udgangssituationen for redegørelsen er et intakt elsystem, og hændelser er en krise, hvor brændselsforsyningen svigter.



Figur 10a Brændselsforbrug i perioden 2002-2006 i lavprisforløb.



Tilstrækkeligheden af energi og effekt i en tænkt krise er undersøgt ved at simulere elsystemets drift, se **Figur 10 a og b**. Forsyningssikkerheden for brændsler er fuldt tilstrækkelig til at dække et kulforsyningssvigt i 5-6 måneder. Den nuværende metode, hvor lagerets størrelse bestemmes ud fra områdets elforbrug, har medført en større *lagerpligt* i Jylland og på Fyn, idet produktionen fra de vedvarende energiformer ikke er godskrevet. Det vil være helt naturligt at gøre, da de ikke på samme måde kan blive ramt af kriser.

Pligtlagre af kul og olie har således ført til et overdimensioneret lager, der p.t. udgør ca. en tredjedel af Elsams kullagre. Et kul-olie-lagerberedskab er ikke en optimal strategi for brændselsberedskabet i Jylland og på Fyn.

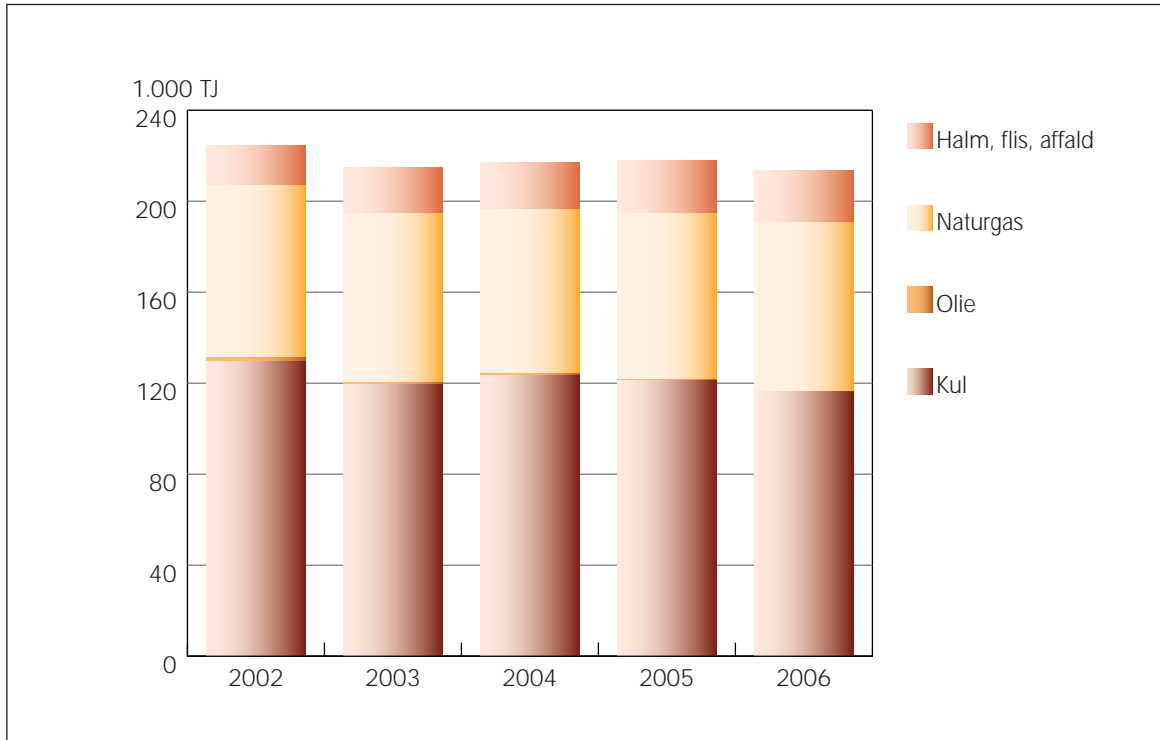
Den store andel af naturgasfyring har ført til et mere sårbart elsystem i Jylland og på

Fyn. En krise, hvor naturgasforsyningen svigter, kan ikke klares med et kul-olie-baseret beredskabslager. I en naturgasforsyningskrise er det nødvendigt at importere el. Hvis det ikke lader sig gøre, må man reducere maksimalforbruget op til 30 % på visse dage. En sikring af brændsel til de centrale naturgasfyrede værker vil ikke være tilstrækkeligt, og en sikring af de mere end 700 decentrale enheder vil ikke være overkommeligt.

Afhængigheden af gasforsyning kan blive kritisk i forbindelse med en liberalisering af gasmarkedet. Den har også stor betydning set i det internationale perspektiv, hvor EUs afhængighed af gas øges. Det vil derfor være nødvendigt at udarbejde en strategi for at reducere den kritiske afhængighed af gas for Danmark. Det er ikke Eltra's opgave at opretholde naturgaslagre.



**Figur 10b** Brændselsforbrug i perioden 2002-2006 i højprisforløb.



## Driftssikkerhed

Driftssikkerhed (eller systemsikkerhed) defineres som systemets evne til at modstå forstyrrende hændelser såsom kortslutninger, udfald af ledninger eller kraftværker m.v.

Udgangssituationen er bestemt af anlæg, der er ude til revision eller reovering og desuden af markedets disponering af produktionsanlæggene og dermed adgang til systemtjenesterne. En hændelse giver anledning til et overgangsforløb, som skal være under kontrol. En hændelse fører også til en ny tilstand, hvor systemet skal være inden for acceptable grænser for f.eks. spænding, frekvens- og ledningsbelastninger.

Systemsikkerheden kan måles i elsystemets evne til at levere den elektricitet, som brugerne efterspørger. Virkningen af et driftssammenbrud vil ramme systemets brugere

vilkårligt og i værste fald sætte alle brugere ud af spillet. Det økonomisk fornuftige systemsikkerhedsniveau er det, der sikrer, at omkostningerne for elforbrugere ved pludselig manglende levering er lig med omkostningerne ved at forbedre sikkerheden.

Beregning af systemsikkerheden og vurdering af elsystemets evne til at levere elektricitet kan baseres på en fejlstatistik, der bruges til at skabe en sandsynlighedsvurdering af forskellige udfald i forskellige situationer. Derigennem beregnes en sandsynlighed for driftssammenbrud, der kan multipliceres med elforbrugernes omkostninger ved ikke-leveret elektricitet. En sådan *probabilistisk* metode bruges til at udnytte elsystemet fuldt ud med en bevidst og kalkuleret risiko for sammenbrud. Der findes flere videnskabelige vurderinger af omkostningerne ved ikke-leveret elektricitet [Ref. 16].



Ingen enkelte elforbrugere kan påvirke sandsynligheden for, at han bliver koblet af nettet. Det er tilfældigt, afhængigt af den pågældende driftssituation. Dermed er systemsikkerhed et offentligt gode, der må bestemmes kollektivt, det vil sige i et samarbejde mellem politikere, myndigheder og systemansvarlige.

Det civile beredskab har i mange år omfattet elforsyningen ved, at elselskaberne har

udpeget nøglepunkter med særlige beredskabsplaner m.v. Som følge af terrorhandlingen i USA den 11. september 2001 har myndighederne besluttet at lægge ansvaret for beredskabsplanlægningen over til de systemansvarlige selskaber Eltra og Elkraft System.

Håndteringen af beredskabet vil være behandlet i et særligt tema, der indsendes til Energistyrelsen i november 2002.

# International infrastruktur

Eltra's område har i mange år haft store forbindelser til nabo-områderne, og området er en del af en international infrastruktur.

Jylland-Fyn er en del af Nord Pool-området. En effektiv tilknytning til det nordiske marked skal sikres ved tilstrækkelig kapacitet på forbindelserne mod Norge og Sverige. Målet er at fastholde Eltra's område som en aktiv del af Nord Pool.

## Transmission og marked

I forbindelse med Systemplan 2001 blev Elkraft System og Eltra anmodet om at udarbejde temaet "Transmission og marked". Dette er indsendt til Energistyrelsen den 1. marts 2002 [Ref. 17]. Temaanalysen dækker *"sammenhængen mellem transmissionsnettet og markedsfunktion – både i nationalt, nordisk og internationalt regi. Der tænkes her på identifikation af flaskehalse i transmissionsnettet, som medvirker til, at elmarkedets funktion begrænses, herunder økonomisk vurdering af forskellige tiltag i transmissionsnetterne og forbindelser mellem landene, som kan forbedre markedets funktion"*.

Flaskehalse opstår, når transmissionsnettet ikke er i stand til at overføre den effekt, der ønskes handlet i markedet. Det er især de strukturelle og mere permanente flaskehalse, der er studeret. Temporære flaskehalse håndteres ved modhandel i driftsdøgnet.

Der er gennemført en analyse med særlig fokus på det nordiske område. Der er taget udgangspunkt i det fælles datasæt, der er anvendt til Nordisk Systemudviklingsplan [Ref. 18]. Temaet dækker ikke flaskehalse i de interne net i Eltra's og Elkraft Systems områder.

Ifølge Nord Pool-statistikken optræder der flaskehalse i betydeligt omfang mellem prisområderne i Norden. For år 2001 var der flaskehalse mellem Eltra's område og Norge/Sverige i over 20 % af året. Flaskehalsenes betydning ses på prisforskelle mellem områderne. For år 2001 har flaskehalsene haft betydelig større konsekvens for prisdannelsen i Danmark end i de øvrige områder. De prisforskelle, der optræder mellem Norge/Sverige og Danmark Vest, har været omkring 70-90 kr./MWh ved import og omkring 25 kr./MWh ved eksport.

## Temaanalysen

Analysen har fokus på udbygning af transmissionsnettet begrundet i samfundsøkonomiske hensyn. Der er analyseret de fire udbygninger i Norden, der giver den største marginale nytteværdi for år 2005. Det er ikke sandsynligt, at det vil være samfundsøkonomisk lønsomt at udbygge alle fire forbindelser.

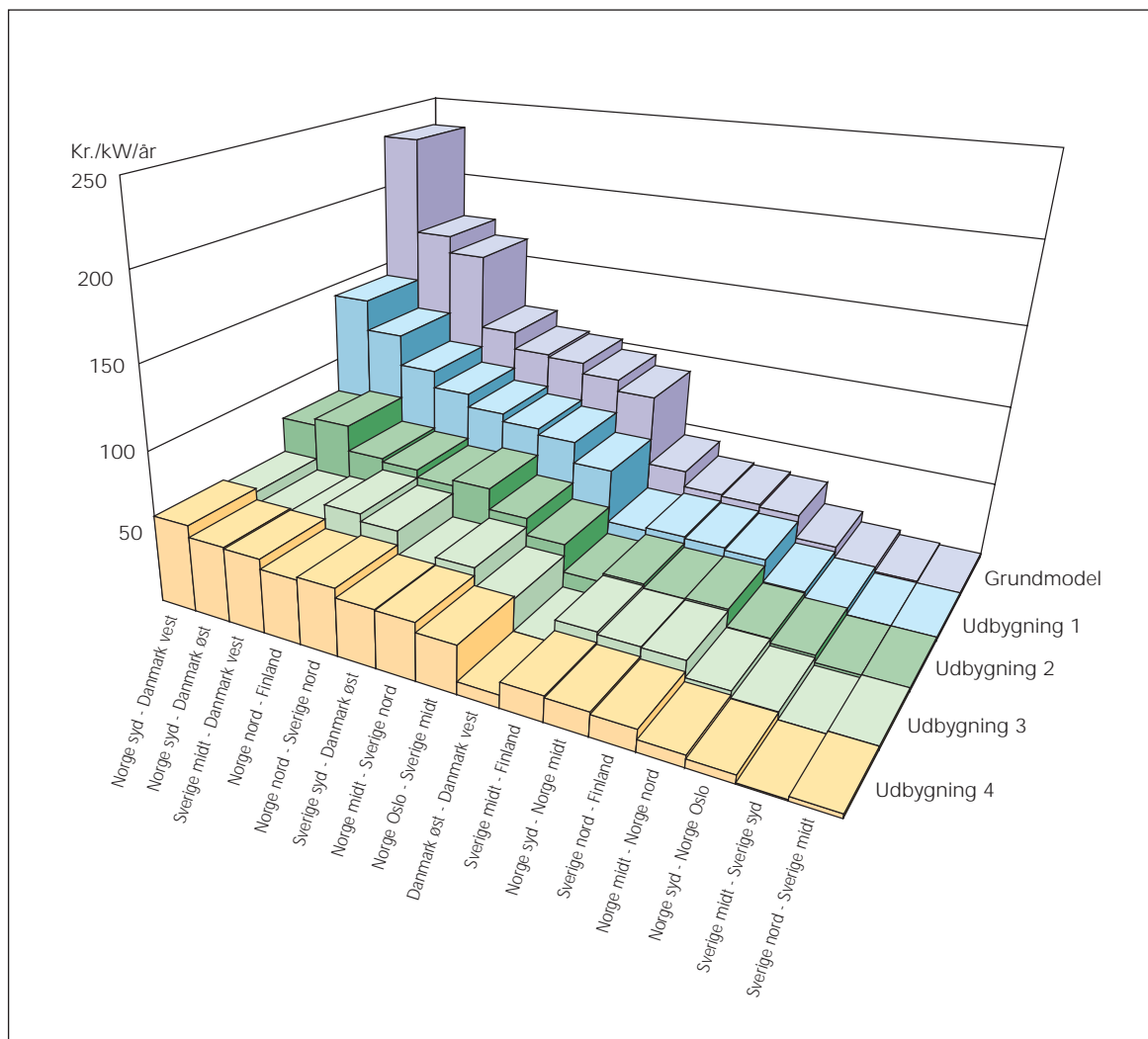
I analysen er udbygningen valgt etapevis der, hvor nytteværdien er størst. Der er valgt etaper på 600 MW. **Figur 11** viser, hvordan de marginale nytteværdier ændres, når en enkelt forbindelse udbygges. De to første etaper af udbygningen sker på Skagerrakforbindelsen. Etape tre er en udbygning mellem Norge Syd og Sjælland. Den fjerde etape er udbygning med 300 MW Nordnorge-Finland. Nytteværdien på Storebælt er særlig følsom for udbygning af andre forbindelser.

Nytteværdierne viser sig ved ændringer i producentoverskud, forbrugeroverskud og flaskehalsindtægter. En udbygning af Skagerrak med 600 MW reducerer producentoverskuddet med ca. 1.410 mio. kr. pr. år. Forbrugeroverskuddet vokser med ca. 1.780 mio. kr. pr. år, og flaskehalsindtægterne falder med ca. 190 mio. kr. Den samfundsøkonomiske gevinst er ca. 180 mio. kr. pr. år. Denne gevinst falder ikke alene i Norge og Danmark, men også i de andre nabolande.

Temaarbejdet har sammen med Nordisk Systemudviklingsplan bidraget til at øge



**Figur 11** Marginale nytteværdier i kr./kW/år af udbygning på interne nordiske transmissionsforbindelser.



forståelsen af sammenhængen mellem markedets funktion og flaskehalse i elsystemet, se **Figur 11**. Når de lønsomme udbygningsprojekter er gennemført, vil der stadig være flaskehalse i mærkbart omfang. De vil især gøre sig gældende i de særligt våde eller tørre år.

### Forbindelser til det nordiske marked

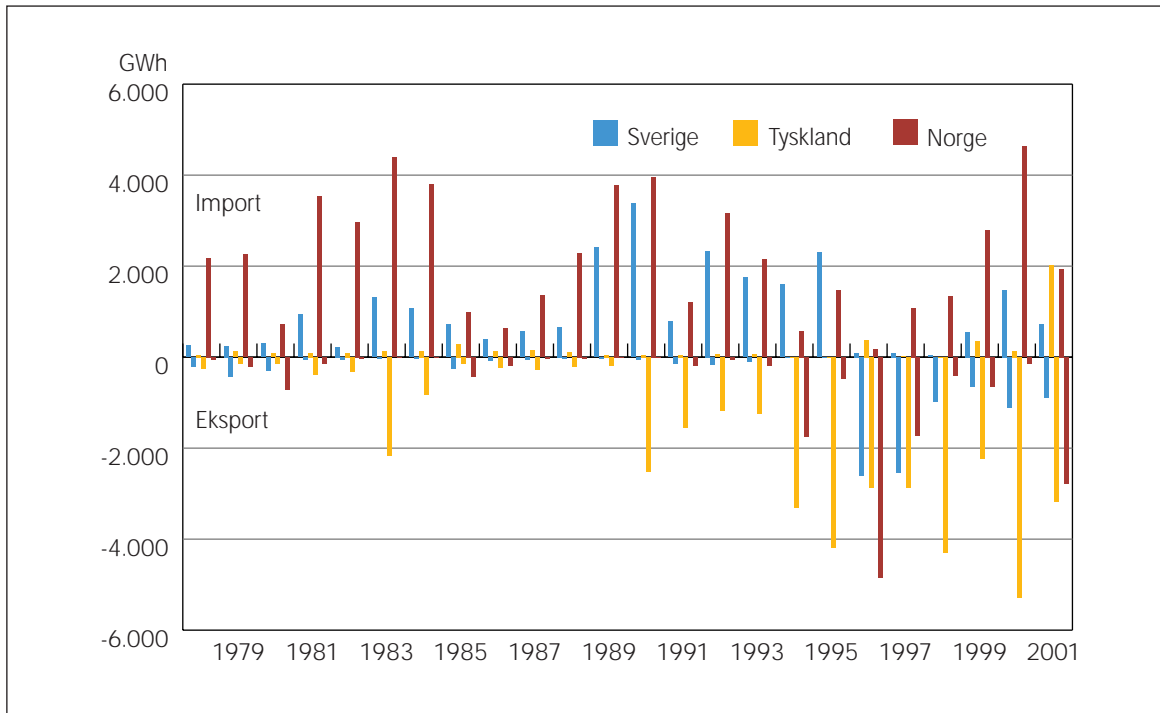
Eltra's område har traditionelt haft store udvekslinger af energi med nabo-områderne. Forbindelser er bygget ud fra hensyn til driftsikkerhed, økonomi og miljø. Transporterne er dog styret af nedbørsmængden

i Norge og Sverige og af spotpriserne. Af **Figur 12** fremgår det, at Skagerrakforbindelsen og Konti-Skan-forbindelserne de seneste 10 år har været højt belastede med transporter i begge retninger. Markedets indførelse har medført en større dynamik i udvekslingerne.

Frem til midt i 1990'erne har der været massive importter fra Norge og Sverige. Det ses, at 1996 var et år med ringe nedbør i Norge og Sverige, og derfor var der store transporter mod nord. Det ses, at årene 1999 og 2000 var vandrige år, hvor især Skagerrakforbindelsen har spillet en rolle for sydgående transporter.



**Figur 12** Historiske udvekslinger med Norge, Sverige og Tyskland.



De vstdanske forbindelser spiller en væsentlig rolle i energitransporter mellem Norden og Kontinentet. Der vil også frem mod år 2012 være store udvekslinger af energi i begge retninger.

#### Nordisk Systemudviklingsplan 2002

Energi- og effektbalancen i Norge og Sverige er forværret på grund af skrotninger af effekt og manglende tilgang af ny kapacitet [Ref. 18]. Det betyder, at den tidligere kendte situation med overskud af billig vandkraft i Norden bliver sjældnere. Den afløses af situationer, hvor Norge og Sverige får et øget importbehov, som i år 2005 er ca. 16 TWh. En del af den energi skal importeres over forbindelserne fra Vestdanmark.

Selv om der er overskud af energi i Danmark og Finland, vil Norden som helhed komme til at mangle energi. Norden vil blive mere afhængig af energiresourcerne på Kontinentet og i Rusland. Det kræver både, at der bygges ny produktionskapaci-

tet, og der bygges forbindelser inden for Nord Pool-området og ud af området til import.

Spotpriserne i Norden vil som helhed være stabile i normalår. I våde år vil priserne i Norge blive lavere, og i tørre år vil de tilsvarende blive højere. **Figur 13** viser forventede områdepriser for år 2005.

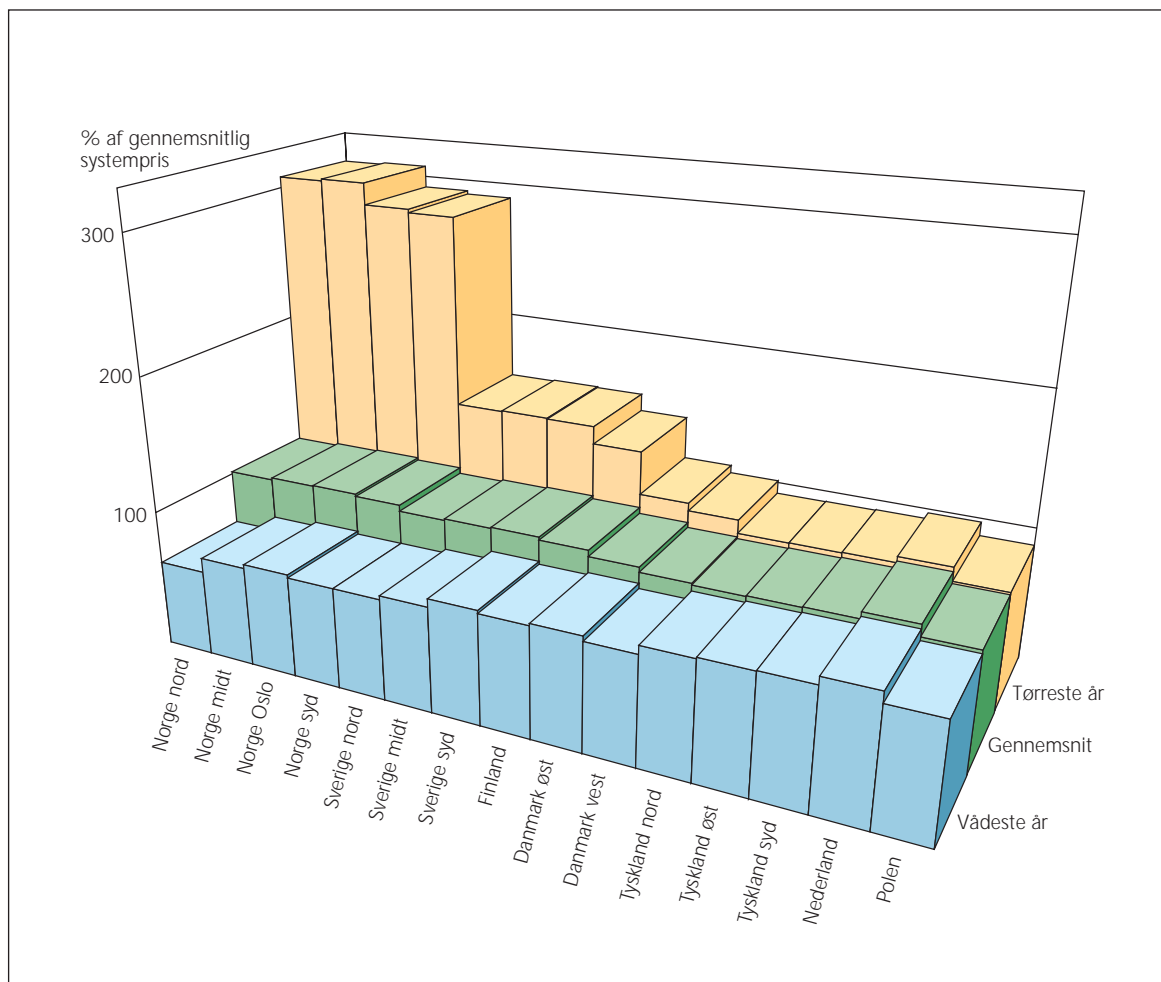
Som det fremgår af Nordisk Systemudviklingsplan 2002, vil de vstdanske forbindelser i år 2005 være fuldlastet mod nord i ca. 60 % af tiden, se **Bilag 1**. Det medfører, at der vil være separat områdepris for Eltra's område i mere end halvdelen af året.

Der er regnet med en Storebæltsforbindelse og en forbindelse mellem Norge og Tyskland/Holland. Der er ligeledes regnet med, at effekten fra Barsebäck erstattes med tilsvarende kapacitet. Hvis dette ikke sker, sætter det større pres på de vstdanske forbindelser, der er åbne for markedet.





Figur 13 Forventet gennemsnitlig systempris i Norden i år 2005.



### Nyt dimensioneringsgrundlag

Sikkerheden for forsyning til eget område har været styrende for regler og kriterier for planlægningen. Udlandsforbindelserne har dels sikret adgang til udenlandske reserver og dels været overskudsgivende projekter. Hensyn til handel med andre lande har ikke været dimensionerende for områdets interne net.

Udviklingen af internationale markedssystemer har gjort denne tankegang utidssvarende. Nettet indgår nu i en international infrastruktur, der stiller nye krav til samlet planlægning af samkøringsforbindelser og interne net.

Nettets flaskehalse betragtes derfor som et problem for det internationale elmarked. De nordiske lande udgør en fælles blok i den transitordning, som er trådt i kraft pr. 1. marts 2002. Ordningen giver brugerne nye rettigheder i forhold til net i andre lande.

De nordiske elproducenter afvikler af økonomiske grunde produktionskapacitet med lav udnyttelse. Dermed reduceres de energireserver, som hidtil har kunnet afbøde virkninger af tørår. Tilgangen af ikke-regulerbar produktion i Danmark (decentral kraftvarme og vindkraft) har også øget presset på udlandsforbindelserne.



*Sikkerheden for forsyning til eget område har været styrende for regler og kriterier for planlægningen. Udlandsforbindelserne har dels sikret adgang til udenlandske reserver og dels været overskudsgivende projekter:*

Fælles løsninger af disse nye opgaver kræver internationale aftaler om rammerne for den internationale markedsbetjening, for udveksling af fælles effekt- og energireserver og for udviklingen af et internationalt regulerkraftmarked.

Forstærkninger af samkøringsforbindelser og interne net vil være blandt de mest effektive virkemidler, men det kræver nye regler for nettes udbygning. Udtalelser fra de nordiske energiministre har siden 1995 fremhævet det som en fælles nordisk opgave at sikre et velfungerende fælles elmarked og udviklingen af miljøvenlige løsninger.

### Igangværende projekter

Forbindelser til nabo-områder har stor betydning for markedets funktion i Jylland og på Fyn. Pr. 1. januar 2002 udgør kapaci-

teten ca. 3.000 MW afhængig af den aktuelle driftssituation.

#### Forstudium for Skagerrak 4

Udbygning af Skagerrak 4 er det internordiske projekt, der har den største marginale nytteværdi. Statnett og Eltra har således gennemført et forstudium for at afklare, om det er samfundsøkonomisk fordelagtigt at udbygge med en ekstra forbindelse. Der er undersøgt udbygning med 600 MW henholdsvis 1.200 MW.

Forstudiet peger på, at de samfundsmæssige fordele ved udbygning med en ny pol på Skagerrakforbindelsen vil være tilstrækkelige til at begrunde en mere grundig analyse.

#### Renovering af Konti-Skan 1

Grænsetarifferne på transporter mellem Sverige og Danmark er afskaffet. Eltra's



bestyrelse har truffet beslutning om at renovere Konti-Skan 1 på dansk side. Tilsvarende beslutning findes på svensk side.

Ombygning af Konti-Skan 1 er en vigtig del af infrastrukturen for at sikre den nordiske markedsfunktion og prissætning. Af **Bilag 1** fremgår det, at den ombyggede pol forventes at have store transportere. Nordisk Systemudviklingsplan antyder, at der er en stor nytteværdi ved også at bygge en Konti-Skan 3-pol. Dette er ikke undersøgt nærmere.

### Tysklandsgrænsen

På Tysklandsgrænsen har udvekslingerne de seneste 10 år været præget af store sydgående transportere, se **Figur 12**. Der ses også en tendens til begyndende nordgående transportere.

Overføringskapaciteten på den dansk-tyske grænse er kortlagt i et samarbejde med E.ON Netz. Kapaciteten ved sydgående transportere er for år 2002 af størrelsesordenen 1.200 MW [**Ref. 3**]. Denne grænse er primært bestemt af det tyske net ved Elben. Med stor produktion fra vindkraften i Nord-slesvig kan overføringskapaciteten dog være så lav som 350 MW.

Kapaciteten ved nordgående transportere er ca. 800 MW bestemt af nettet i det sydlige Jylland og på Fyn samt reserve for udfald af største enhed.

Det vil blive aktuelt at erstatte 220 kV-nettet over grænsen i perioden 2010-2015. En øget overføringsevne kan blive aktuel på kortere sigt (se **Bilag 1**).

### Storebæltsforbindelsen

En elektrisk Storebæltsforbindelse på 300 MW indgår som en planlægningsforudsætning [**Ref. 19**]. Der er ikke indgået aftaler mellem parterne om etablering.

Hvis det nordiske marked fungerer optimalt, vil de store udvekslinger mod Norden primært ske på andre internordiske forbindelser.

På kort sigt er produktionskapaciteten tilstrækkelig, og adgangen til regulerkraftressourcer ventes forbedret ved mobilisering af decentrale ressourcer. Desuden er der tilstrækkelig kapacitet mod andre naboer til at opretholde Eltra's områdes forsyning.

På kort sigt er der således ikke tungtvejende begrundelser for Storebæltsforbindelsen.

# Netstrukturen i Eltra's område

Transmissionsnettet i Eltra's område skal være med til at opfylde kundernes behov for energi og effekt. Brugere af nettet kan være nationale såvel som internationale forbrugere og producenter.

Derudover skal transmissionsnettet bidrage til sikkerheden ved den nødvendige transportkapacitet til systemtjenester.

Dette skal opfyldes i et markedssystem, hvor der samtidigt tages hensyn til miljøet.

Den prioriterede produktion har prioriteret adgang til nettet. Det er ensbetydende med nedprioriteret adgang for alle andre brugere.

En af transmissionsnettenes nye opgaver er at være med til at fremme konkurrence i alle områder. Transmissionsnettet skal være dimensioneret til den nye rolle i en international infrastruktur, der både er dansk, nordisk og nordeuropæisk [Ref. 17]. Opgaven kan ikke løses nationalt, og et øget samarbejde mellem de systemansvarlige selskaber i Norden er nødvendigt, jf. afsnittet "Forbindelser til det nordiske marked".

## Netplanlægningsstrategi

400-150 kV-nettet udgør sammen med udlandsforbindelserne transmissionssystemet i Eltra's område. Med den geografiske placering, Eltra's område har, er udvekslinger og transit gennem området uundgåeligt. Den internationale vinkel bliver derfor en vigtig del af et nyt dimensioneringsgrundlag for de interne net, jf. afsnittet "Forbindelser til det nordiske marked".

Transmissionsnettet skal være tilstrækkeligt til effektoverførsel og til at sikre transport af systemtjenester såsom regulerkraft og effektstøtte. En anden funktion af nettet

er at sikre fleksibilitet og formaskningsgraden og bidrage til kortslutningseffekten.

Et velfungerende marked, hvor Jylland og Fyn udgør et prisområde, kræver et veludbygget internt net uden store strukturelle flaskehalse. Der vil dog altid optræde flaskehalse i et markedssystem, når det er udbygget efter samfundsøkonomiske kriterier. Flaskehalse skal ikke elimineres, men bør reduceres til et niveau, der afspejler en samfundsøkonomisk afvejning mellem tab i økonomisk effektivitet på grund af flaskehalse og omkostninger ved at reducere dem. Dette er en ny tankegang i forhold til tidligere, hvor hensynet til forsyningssikkerhed var det vigtigste.

Eltra's planlægningsstrategi for transmissionsnettet indeholder:

- En langsigtet netstruktur, der skal sikre en målrettet og optimal udbygning, så der ikke bygges flere netanlæg end absolut nødvendigt samtidig med, at der sikres en driftsfleksibilitet.
- Et sæt dimensioneringsregler, der skal sikre, at der indbygges den tilstrækkelighed og sikkerhed, brugere af nettet har behov for.
- En saneringsstrategi, der skal sikre, at luftledningsnettet bliver kortere, og at ledninger, der er uheldigt placeret, kan fjernes.
- En økonomisk strategi, der skal sikre en investeringsplan inden for indtægtsrammereguleringen.

Det bliver i højere grad end tidligere vigtigt at se netdimensioneringskriterierne i sammenhæng med elsystemets krav og behov for tjenester, jf. afsnittet "Systemtjenester". Netdimensioneringen er opbygget som en flertrinsraket [Ref. 2].

- *Forudsætninger*, der beskriver elsystemet i en *udgangssituation* inden for de rammer, systemet skal kunne fungere. Udgangssituationen kan være repræsenteret ved forskellige "billeder" afhængig af, hvilke hensyn der skal tilgodeses, f.eks.



markedshensyn, miljøhensyn og hensynet til forsyningssikkerheden. Forudsætningerne ændrer sig efterhånden, som systemet og omverdenen ændres.

- *Hændelser*; der skal kunne klares. Hændelser kan være fejl i transmissionsnettet og produktionsapparatet samt planlagte udkoblinger som følge af f.eks. revision. Hændelserne vil være de samme over en årrække og kan være baseret på statistiske oplysninger.
- De acceptable *konsekvenser*; der er af hver af hændelserne. De acceptable konsekvenser er forskellige afhængige af, hvilken udgangssituation systemet befin-

der sig i, og hvor ofte hændelserne forekommer. Ved hændelser, der sker hyppigt, skal det føre til uforstyrret drift. Ved sjældnere hændelser kan lokale afbrydelser forekomme. I alle systemets faser skal det være i en kontrollerbar situation.

Når der via dimensioneringsreglerne detekteres et behov for forstærkning af nettet, er den "optimale" løsning givet gennem den langsigtede netstruktur. Heri er der taget hensyn til det visuelle miljø og saneringsstrategien.

Nord-sydgående transport forventes at være vigtige i elmarkedet. Derfor sikrer netstrukturen sådanne overføringskanaler,



frem for at der bygges øst-vest-forbindelser.

Hensynet til økonomi og konkurrence på anlægssiden gør det nødvendigt at kunne vælge de mest økonomiske alternativer. Når kabler er billigst, bør de vælges – når luftledninger er billigst, bør disse vælges.

Eltra bygger derfor oftest 400 kV-forbindelser som luftledninger, eventuelt som kombineret 400/150 kV-fremføring. Sæneringer i nettet sker derfor også ved restrukturering på flersystemsmaster, hvor det er muligt.

Et vigtigt princip er paralleldriften af 150 kV-nettene med 400 kV. Denne paralleldriften indeholder et dilemma, fordi den kræver "store" overføringskapaciteter på 150 kV-nettene for at undgå, at disse udgør flaskehalse. Udkobling af 150 kV-forbindelser

under store transporter kan i visse situationer øge 400 kV-nettets overføringskapacitet, men det betyder en reduceret system-sikkerhed.

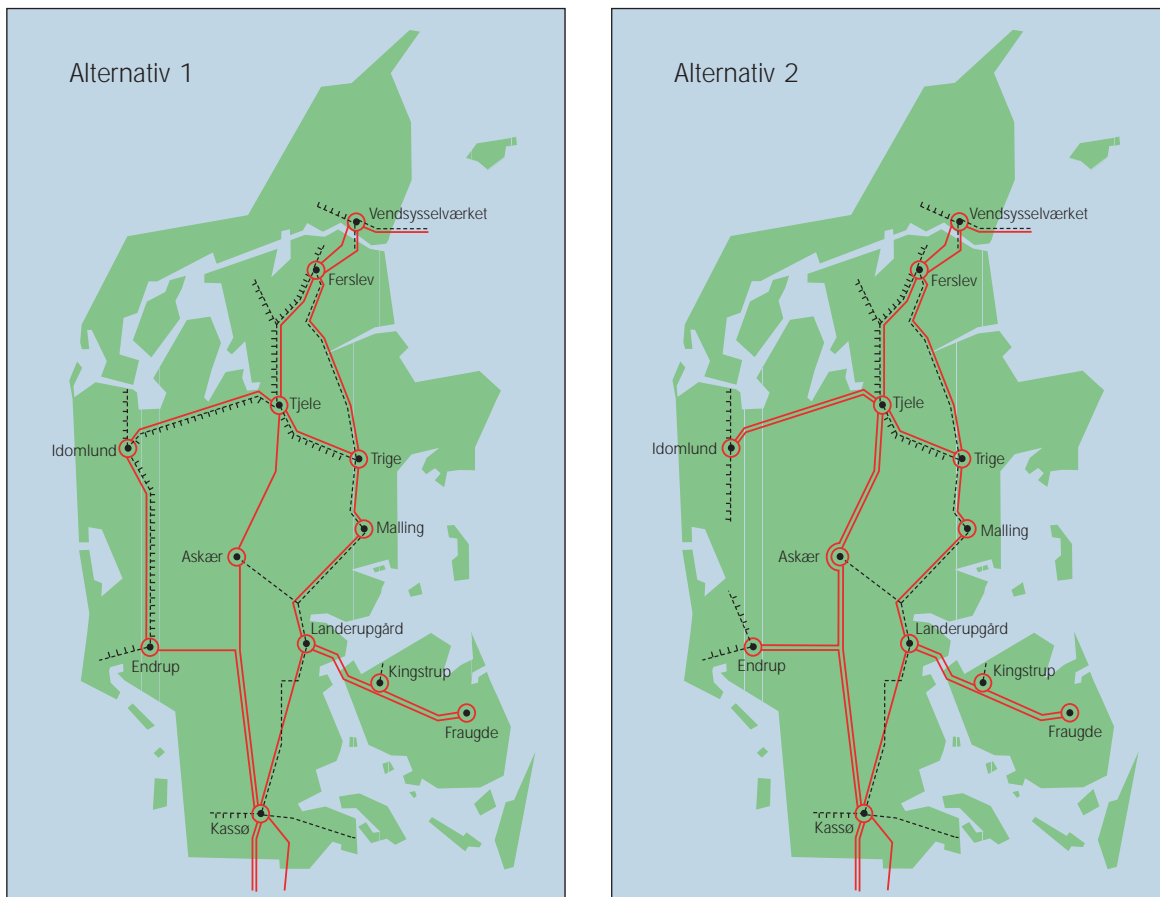
Paralleldriften fører generelt til færre ledninger i landskabet.

## Overføringskapacitet, netstruktur

Netdimensioneringen kan ikke stå alene, men skal ses i sammenhæng med den øvrige systemdimensionering. Med markeds-konceptet og indtægtsrammereguleringen er der behov for at introducere en ny økonomisk ligevægt i netudbygningen.

Den langsigtede netstruktur, der indgår i strategien, består på 400 kV af to mulige alternativer, **Figur 14**, som er fundet gen-

**Figur 14** De mulige langsigtede 400 kV-netstrukturer baseret på et luftledningsnet.





nem planlægningsstrategien og ud fra krav til:

- Udnyttelse af eksisterende og nye forbindelser til nabolandene.
- Transport over lange afstande med et minimum af nettab.
- Tilstrækkelig overføringskapacitet.
- Robusthed og fleksibilitet.

Strukturerne er afhængige af kapaciteten på forbindelserne til nabo-områderne. Valget mellem de to strukturer vil også afhænge af landskabelige hensyn, økonomi, praktiske barrierer og den forskel i forsyningssikkerhed, de to strukturer kan give. Valget af 400 kV-struktur giver derfor nogle vigtige rammer for at fastlægge 150 kV-nettets struktur.

### Saneringsstrategi

I forbindelse med den langsigtede netstruktur gennemføres der løbende saneringer i nettene i form af kabellægning og restrukturering ved hjælp af tosystems 400 kV-masterækker [Ref. 5].

Efter indførelse af indtægtsrammereguleringen er saneringerne mange steder sat i

bero eller udskudt som følge af, at besparelsesincitamentene stiller de selskaber, der investerer i kabler, ringere økonomisk.

De saneringer, Eltra kan betale, er alene omkostninger, der er en direkte følge af et 400 kV-projekt, det vil sige fjernelse af en 150 kV-ledning for at give plads til en ny 400 kV-masterække, fjernelse af 150 kV-ledninger, der bliver overflødige, omlægninger som følge af 400 kV-projektet m.v. Saneringer i 150 kV-nettene betales af den regionale anlægsejer, der får betaling fra Eltra for den del, der investeres inden for selskabets indtægtsramme. De saneringer, der ligger inden for rammen, bliver på den måde betalt af alle brugere af nettet i Jylland og på Fyn i en pulje.

Saneringer på 60 kV betales af det lokale selskab og kan ikke udlignes i Eltra.

Saneringsplanerne er blevet til under monopoltidens reguleringer. I den nye ejerstruktur bliver de vanskeligt gennemførlige. Da Kabelhandlingsplanen kun delvist har fungeret efter hensigten, er en revideret saneringspolitik nødvendig.

# Elsystemets miljøtilstand

Eltra holder øje med elsystemets miljøtilstand gennem den årlige miljøplan, der indeholder en status for emissioner fra produktionsapparatet for det foregående år og en prognose for perioden frem til år 2012.

## Overholdelse af kvoter

År 2001 var mindre nedbørsrigt end år 2000, der var et rekordår, hvad vandkraften angår. Dermed var år 2000 også et år med rekordlave emissioner. Emission af kuldioxid (CO<sub>2</sub>) steg i år 2001 som følge af en større termisk elproduktion i området og en større eksport til Norge og Sverige samtidig med, at bidraget fra vindkraften var lavt. El- og kraftvarmeproduktion medførte en emission af 14,8 mio. ton CO<sub>2</sub> i forhold til 13,8 mio. ton året før [Ref. 20].

Emissionen af kvælstofoxider (NO<sub>x</sub>) steg tilsvarende til 29.962 ton i år 2001. Derimod skete der et fald i emission af svovldioxid (SO<sub>2</sub>) til 3.282 ton i år 2001. Det er blandt andet en følge af, at Herningværket nu fyrer med naturgas.

De udmeldte kvoter for CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og SO<sub>2</sub> gælder for Danmark som helhed, og der er ikke foretaget en opdeling på Elkrafts og Eltra's områder og heller ikke en opdeling på producenter. Samlet set har produktionen for Danmark overholdt kvoterne.

Eltra's prognose frem mod år 2012 viser en svagt faldende tendens på miljøpåvirkningerne. Emissionerne vil dog afhænge helt af udvekslinger med udlandet og dermed af markedspriserne for el.

Regeringens udmelding om at ophæve pålægget om at bygge havmøller efter sektionen på Horns Rev medfører øgede emissio-

ner. For år 2012 vil der være en forøgelse på 286.000 ton CO<sub>2</sub> for Eltra's område.

## Mulige miljøforbedringer

Anlæg mindre end 25 MW er ikke omfattet af kvotereguleringen. En opgørelse af emissionerne over de seneste 10 år med kvoter har dog vist, at det til et revisende billede er nødvendigt at medregne alle anlæg i opgørelsen – både dem, der er større end 25 MW, og dem, der er mindre end 25 MW. Opgørelsen indeholder både forsurende gasser (SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>) og drivhusgasser (CO<sub>2</sub>, metan og lattergas). **Figur 15** viser bidragene, når alle anlæg medregnes.

Et retvisende billede af miljøpåvirkningerne fra det samlede produktionsapparat peger på en række muligheder for miljøforbedringer.

De centrale og de store decentrale værker har ydet deres del af miljøforbedringerne. Udbygningen med afsvovlingsanlæg har betydet en 98 %-reduktion af SO<sub>2</sub>-udledningen fra centrale værker fra 1991 til år 2001, **Figur 15a**. De er nu miljøeffektive og langt bedre end deres rygte.

Lav-NO<sub>x</sub>-fyring og udbygning med deNO<sub>x</sub>-anlæg på centrale værker har givet en reduktion på 77 % i perioden (fra ca. 70.000 ton NO<sub>x</sub> til ca. 16.000 ton).

De decentrale værker har været med til at reducere CO<sub>2</sub>-udslippet markant. Hvad angår SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>, udleder de små decentrale værker forholdsvis mere end de centrale værker.

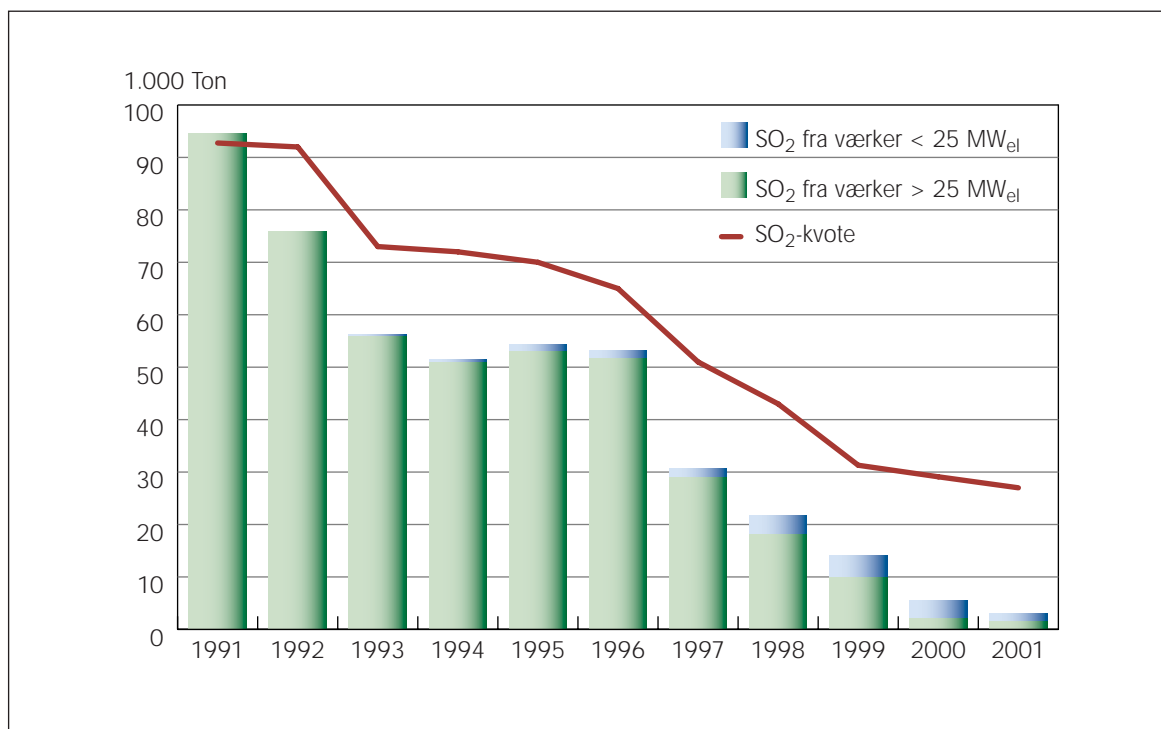
Det er især de små decentrale værker under 25 MW, der giver store miljøbelastninger, **Figur 15b**. Da en del af disse anlæg har en alder, der gør, at de skal skrottes/renoveres i planperioden, vil det være et naturligt tiltag også at miljøregulere sådanne små værker. Det har hidtil ikke været gjort.

Udvikling af miljøvenlige teknologier til elproduktion vil frembringe de anlæg, der





**Figur 15a** Udledning af SO<sub>2</sub> fra alle værker i perioden 1991-2001 i Jylland og på Fyn. Tallene er korrigerede for udveksling med udlandet indtil år 2000.



skal erstatte udtjente decentrale kraftvarmeværker.

#### Miljøvenlige elproduktionsteknologier

Udvikling af miljøvenlige elproduktionsteknologier skal ses som en integreret del af en langsigtet strategi for opfyldelse af miljømålene, herunder Kyoto-aftalen. Udviklingen skal bidrage til, at de kommende teknologier kan indpasses effektivt i elsystemet.

Eltra yder støtte til forskning og udvikling af miljøvenlige elproduktionsteknologier [Ref. 21]. Projekterne er udvalgt, så de tager sigte på forbedringer i anlæggenes miljøegenskaber under hensyntagen til elsystemets tarv. Eltra har valgt at samle indsatsen i år 2003 inden for områderne:

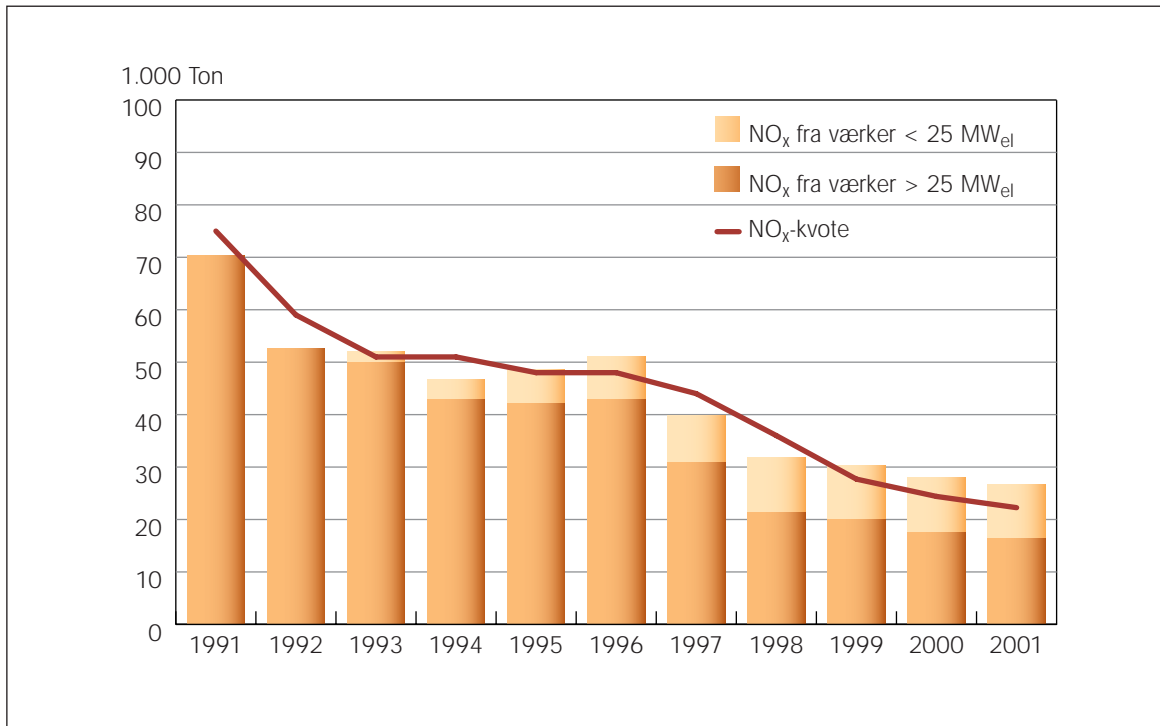
- Biomasse og affald, hvor der fokuseres på termisk omsætning af CO<sub>2</sub>-neutrale brændsler og konverteringsteknologier.

- Solceller, hvor der især fokuseres på projekter, der kan føre til en forbedret anlægsøkonomi.
- Teknologier til emissionsreduktion på decentrale kraftvarmeanlæg som følge af Miljøplan 2002.
- Brændselsceller og mikrokraftvarme, hvor der fokuseres på afprøvning.
- Andre teknologier, herunder bølgekraft, vindkraft samt effektivisering, markedsindtrængning og indpasning af VE-teknologier.

Solcelleindsatsen skal ses som et naturligt supplement til det særudbud, der blev gennemført i år 2001. Under begrebet "effektivisering" gennemføres også et særudbud i andet halvår af 2002. Under PSO-programmet forventer Eltra også aktiviteter til indpasning af decentral produktion, jf. afsnittet "Indpasning af miljøvenlig elproduktion".



**Figur 15b** Udledning af NO<sub>x</sub> fra alle værker i perioden 1991-2001 i Jylland og på Fyn. Tallene er korrigerede for udveksling med udlandet.



## Miljøregnskabet

Eltra har for år 2001 opstillet et simpelt miljøregnskab for produktionsapparatet for at anskueliggøre gevinster og omkostninger. Det giver et indtryk af, hvor meget miljø man får for pengene.

Produktion fra decentrale kraftvarmeværker og vindmøller udgør i dag omkring

halvdelen af elproduktionen. Udledninger af CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og SO<sub>2</sub> pr. kWh fremgår af **Tabel 2**.

Prioriteret produktion med decentrale kraftvarmeværker og vindmøller har medført en miljøforbedring. Forbedringen er beregnet i forhold til elproduktion på centrale kraftværker og varmeproduktion med gaskedler. Forbedringen er på 4.350.000 ton

**Tabel 2** Udledning af CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og SO<sub>2</sub> for år 2001 fordelt på central produktion, decentrale kraftvarmeværker og vindkraft.

År 2001 Fra Miljøplan 2002 <sup>2</sup>	CO <sub>2</sub> g/kWh	NO <sub>x</sub> g/kWh	SO <sub>2</sub> g/kWh
Central produktion	706	1,046	0,091
Decentral produktion	394	1,344	0,169
Vindkraft	0	0	0

<sup>2</sup>Miljøbelastning ved el- og varmeproduktion er fordelt med Energistyrelsens 200 % model.



**Tabel 3** Værdi for år 2001 af miljøforbedringen med den decentrale produktion.

År 2001	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	I alt
Miljøforbedring	4.350.000 ton	1.625 ton	-189 ton	
Pris	250 kr./ton	14,5 kr./kg	10 kr./kg	
Værdi	1.088 mio. kr.	24 mio. kr.	-2 mio. kr.	1.110 mio. kr.

CO<sub>2</sub> og 1.625 ton NO<sub>x</sub>. Derimod er der en øget udledning af SO<sub>2</sub> på 189 ton.

Energistyrelsen har opstillet priser for værdien af miljøforbedringer, jf. afsnittet "Decentral produktion". Med priserne har Eltra opstillet et enkelt regnestykke for værdien af de opnåede miljøforbedringer. Der er ikke taget hensyn til anlægsomkostninger, **Tabel 3**.

Med en samlet prioriteret produktion på 9.704 GWh svarer værdien af miljøforbedringerne til 11,4 øre/kWh. Eltra har regnet med, at prisen for el på det frie marked i år 2001 er 17 øre/kWh og 47 øre/kWh for prioriteret produktion. Med de forhold, der var gældende for år 2001 og Energistyrelsens pris på 250 kr./ton, er der opnået miljøforbedringer for 11,4 øre/kWh, men betalt en merpris på 30 øre/kWh.

Miljøregnskabet viser, at det er enkelte typer af anlæg, der har miljøproblemer, som bør løses.

Et tilsvarende regnskab for Danmark fremgår af, Dansk Økonomi, forår 2002 [**Ref. 22**].

### Fremtidig miljøregulering

I august 2001 trådte Miljøstyrelsens reviderede luftvejledning i kraft. Vejledning anvendes af amter og kommuner ved miljøgodkendelser. For eksisterende kraftvarmeverker er der generelt ikke tale om stramninger.

En af de væsentligste miljøreguleringer for elproduktionen har hidtil været kvoterne for CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>. En gradvis reduktion

af kvoterne har medført betydelige miljøforbedringer. Der findes kvoter frem til og med år 2003, men det er uafklaret, om der udstedes kvoter for år 2004.

Energistyrelsen forventer, at kvotereguleringen afløses af EU-direktivet om store fyringsanlæg allerede i år [**Ref. 20**]. Direktivet har til formål at begrænse luftforurening fra fyringsanlæg med en indfyret effekt på 50 MW og derover, uanset alder. Det tilskynder endvidere til kombineret kraftvarmeproduktion.

### Dansk miljø- og energipolitik

Det styrende for dansk energipolitik er *Kyoto-aftalen*. Med aftalen har Danmark tiltrådt en begrænsning af drivhusgasserne. Kyoto-aftalen blev ratificeret af EU i marts 2002. En afklaring af Danmarks udledning i referenceåret 1990 er blevet udsat til år 2006.

Danmarks forpligtelser i Kyoto-aftalen er ikke fordelt på sektorer. De seneste år ser det ud til, at el- og varmesektoren har kompenseret for manglende besparelser på transportområdet. Det er nødvendigt at fastlægge, hvilken andel af opgaven der skal løses af elsektoren for en rationel tilgang til problemet.

Der er ikke foretaget en økonomisk prioritering af de energipolitiske virkemidler, så de billigste virkemidler bliver brugt først. Dette har betydet unødigt høje omkostninger til at sænke CO<sub>2</sub>-udledningen.

Rapporten Dansk Økonomi, forår 2002 [**Ref. 22**], indeholder en vurdering af 1990'ernes miljø- og energipolitik. I rap-



*De fleste miljøhensyn er internationale problemstillinger, der i et åbent internationalt marked kræver internationalt harmoniserede løsninger. Det gælder især for et lille land som Danmark. Miljøregulering skal være harmoniseret, for at det ikke skævrider et åbent elmarked.*

porten er der lagt op til en debat om cost-benefit-analyser for miljøtiltag suppleret med vurderinger af erhvervspolitiske virkninger. Rapportens kapitel III.3 om samfundsøkonomiske analysemetoder viser vanskelighederne ved at fastsætte marginale omkostninger for forurening.

Når metoder og forudsætninger er afklaret, vil det give et bedre grundlag for systemansvarets arbejde med miljøspørgsmål.

I forbindelse med Kyoto-aftalen blev der defineret en række instrumenter til at sikre økonomisk effektivitet i opnåelse af miljømålene. En vigtig del af aftalerne om CO<sub>2</sub>-reduktion er indførelse af Joint Implementation og Clean Development Mechanism.

Med Joint Implementation deles Danmark med et andet industriland om miljøgevinsten ved investering i f.eks. energibesparelser. Projekter i udviklingslande kan udføres efter Kyoto-aftalens bestemmelse om Clean Development Mechanism. Endelig åbner Kyoto-aftalen for international handel med kvoter.

Regeringen lægger stor vægt på internationale virkemidler og har nedsat en arbejdsgruppe til at undersøge en hensigtsmæssig prioritering. Rapporten forventes i oktober 2002.

VE-beviser for den vedvarende energi er fastlagt med Lov om elforsyning. Indførelse af VE-beviser i Danmark er dog udskudt.



Meningen med VE-beviser er at sikre tilstrækkelig økonomisk støtte til udbygningen med VE-anlæg. Derefter kan produktionen fra VE-anlæg sælges på markedsmæssige vilkår.

### Miljøregulering i et åbent elmarked

I et detailreguleret system, som den danske elsektor er på vej væk fra, bliver de nødvendige tiltag for at sikre produktion af elektricitet under hensyntagen til miljø m.m. iværksat efter en central vurdering af den samfundsøkonomiske fornuft. Omkostningerne ved tiltagene bliver fordelt ud på alle elforbrugere og/eller skattebetalere.

Der er nu indført et markedssystem, hvor omdrejningspunkt er en markedsmæssig prisfastsættelse af elektricitet. I et åbent marked er det prissignaler, der er den regulerende faktor. Alle aktører agerer i henhold til markedsprisen. Derfor må energi- og miljøpolitiske tiltag foretages på en måde, så konkurrencen og prisfastsættelsen forvrides mindst muligt.

Produktion af elektricitet kan have visse skadelige effekter på miljøet. Prissættningen af elektricitet afspejler de samlede privat- og samfundsøkonomiske omkostninger ved produktionen, hvis miljøomkostningerne inddrages i prisfastsættelsen af elektricitet. Det er oftest vanskeligt at opgøre omkostningerne præcist. Dermed bliver vurderingen af miljøomkostningerne også et politisk spørgsmål.

Der er dog nogle hovedprincipper, der bør følges, for at konkurrencen i elmarkedet forvrides mindst muligt:

- De fleste miljøhensyn er *internationale* problemstillinger, der i et åbent internationalt marked kræver internationalt harmoniserede løsninger. Det gælder især for et lille land som Danmark. Miljøregulering skal være harmoniseret, for at det ikke skævvrider et åbent elmarked. For Danmark vil det som minimum sige nordisk harmonisering.
- Reguleringen kan være direkte baseret på en vurdering af miljøomkostningerne. Enten igennem en afgift på brugen af fossile brændsler eller igennem kompenserende støtte til f.eks. vedvarende energi. Afgiften kan være direkte eller indirekte igennem en kvote, der kan opfyldes af omsættelige CO<sub>2</sub>-udslipsbeviser. Støtten til VE kan være igennem en kvote, der kan opfyldes af omsættelige VE-beviser. Nationale direkte tilskud til f.eks. Vedvarende Energi vil virke forvridende i et åbent elmarked og udgør *ikke* et markedsorienteret virkemiddel.
- Elproduktion skal værdisættes i elmarkedet. Miljøreguleringen må foretages på en måde, så alle elproduktionsanlæg – inkl. VE-anlæg og decentrale kraftvarmeanlæg – disponeres i forhold til prisfastsættelsen af elektricitet, time for time.

# Omkostninger til elforsyning

Som en del af regeringens konkurrencepakke indgår intentionen om reduktion af elprisen. Det gælder både for brugerprisen og erhvervslivets omkostninger til elektricitet. Energistyrelsen har derfor anmodet de systemansvarlige selskaber om at belyse de muligheder, der er for at reducere elprisen eller holde prisen i ro og undgå prisforhøjelser. Det sker på overordnet niveau i Systemplan 2002 og mere detaljeret i temaet "Reduktion af elprisen", der indsendes til Energistyrelsen i november 2002.

Elprisen vil være bestemt af den hidtidige energipolitik og af markedsprisen. Da det ikke vil være muligt at fremskrive markedsprisen for el systematisk, vil de fremadrettede dele af afsnittet alene være koncentreret om omkostningssiden.

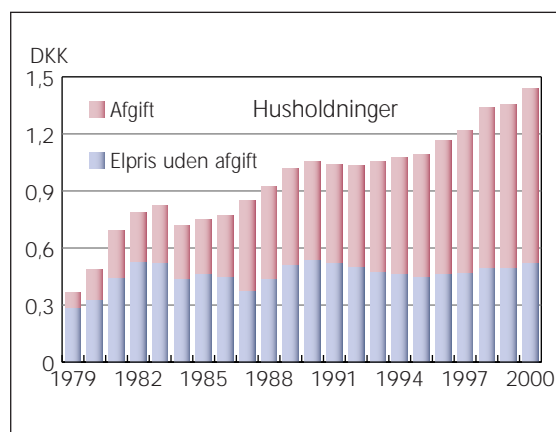
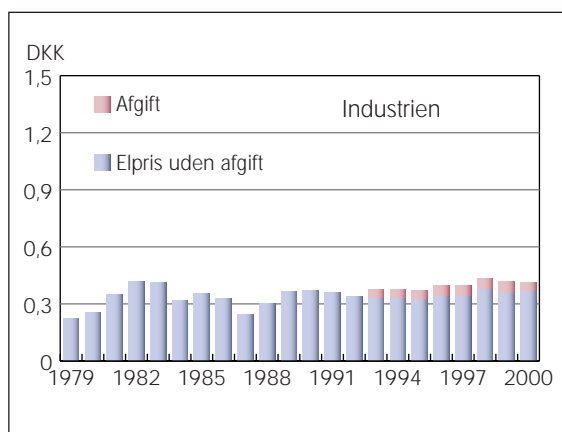
## Udvikling i elprisen

Som udtryk for den historiske udvikling i Danmark er der set på den udvikling, den danske elpris har gennemløbet i perioden 1979-2000 [Ref. 4]. Opgørelsen dækker elprisens udvikling for industrien og en for husholdninger. Opdelingen begrundes med den store forskel, der er for de to kundegrupper i de pålagte afgifter.

Udviklingen i elprisen for dansk industri ses i **Figur 16a**. For perioden er der både stigninger og fald i elprisen. Prisniveauet i år 2000 er det samme, som det var i 1982-1983, og prisen i 1987 var på samme niveau som i 1979. Fra 1987 og frem har der været en stigende tendens i elprisen. Priserne er opgivet i løbende priser.

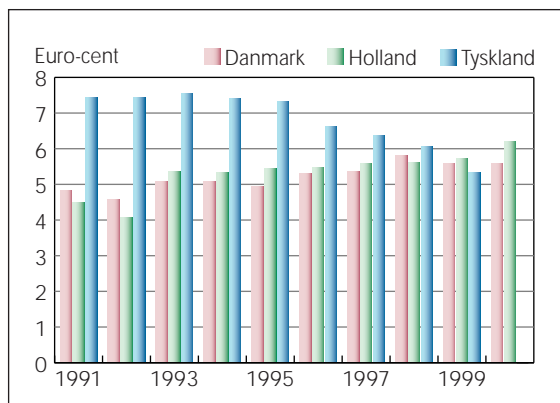
Elprisen inklusive afgifter har generelt været stigende for de danske husholdninger. Der kan dog observeres fald i 1984 og 1991, **Figur 16b**. Næsten 80 % af stigningen fra 1979 til år 2000 på 1,0765 kr. er afgifts-stigning - i år 2000 udgør den 64 % af den samlede pris.

Figur 16 a+b Elpriser i Danmark i perioden 1979-2000.

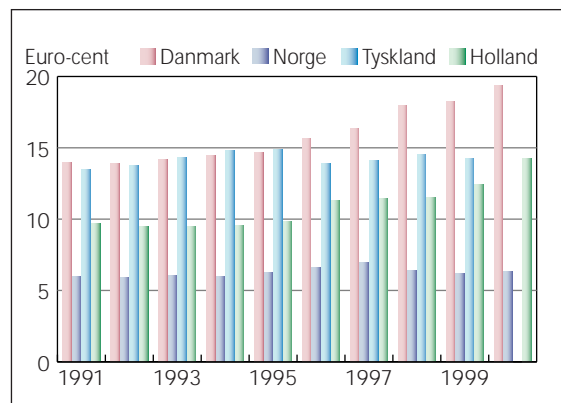




**Figur 17** Elpriser inklusive afgifter for industrien.



**Figur 18** Elpriser inklusive afgifter for husholdninger.



### Nordeuropæiske priser

Der er foretaget en sammenligning af den danske elpris med andre nordeuropæiske lande. I **Figur 17** er elprisen sammenlignet med den tyske og hollandske industri. Den tyske elpris har haft et noget andet forløb end både den danske og hollandske. Mens den danske og hollandske pris i perioden 1991-1999 er stigende, er den tyske pris faldende, og inklusive afgifter var den tyske elpris for industrien i 1999 faldet så meget, at den var lavere end den tilsvarende i både Danmark og Holland.

En brugbar sammenligning mellem de nordiske lande er ikke mulig, da data for Norge og Sverige kun er tilgængeligt frem til 1991 for Norge og frem til 1997 for Sverige.

I **Figur 18** ses en sammenligning mellem danske, norske, hollandske og tyske elpriser for perioden 1991-2000 for husholdninger. De nationale priser er omregnet til euro. Inklusive afgifter er den danske elpris den højeste, mens den tyske pris er højest eksklusivt afgifter. Den norske elpris for husholdninger er markant den laveste blandt de fire undersøgte lande.

### Elprisens sammensætning

Elprisens sammensætning er bestemt af den energipolitik, der har været ført i de foregående år. For år 2002 er elprisen sammensat som vist i **Tabel 4**.

**Tabel 4** Elprisens sammensætning for år 2002 i Eltra's område.

Markedspris	56,2 % a 17 øre/kWh	9,6 øre/kWh
Prioriteret produktion	43,8 % a 47,3 øre/kWh	20,7 øre/kWh
PSO-tarif		2,3 øre/kWh
System- og nettarif (inkl. 150/400 kV)		4,5 øre/kWh
60/10/0,4 kV-tarif		10,0 øre/kWh
<b>Elpris i alt</b>		<b>47,1 øre/kWh</b>
Elafgift inkl. elsparebidrag		52,6 øre/kWh
Eldistributionsafgift		4,0 øre/kWh
CO <sub>2</sub> -afgift		10,0 øre/kWh
Moms 25 %		28,4 øre/kWh
<b>I alt</b>		<b>142,1 øre/kWh</b>



Markedsprisen dækker den del af forbruget, der kan købes på det frie marked. Pt. er denne andel 56,2 %, og prisen er ca. 17 øre/kWh. Forbrugere med et aftag over 1 GWh kan selv vælge leverandør, andre skal købe hos deres "forsyningspligtselskab". Fra den 1. januar 2003 kan alle frit vælge leverandør.

Strøm fra vindmøller, biogasanlæg og gasfyrede decentrale værker har prioriteret adgang til elnettet, og systemansvaret/net-selskaberne har til opgave at opkøbe denne strøm og levere den til forbrugerne. Den prioriterede produktion udgør i år 2002 43,8 % af det samlede elforbrug. Omkostningerne ved opkøbet og håndteringen af energien er på 4.910 mio. kr. i år 2002, som betales af jysk-fynske elforbrugere med undtagelse af dele af omkostningen til pristillæg til VE-energi, der deles med de sjællandske elforbrugere. Den prioriterede produktion udgør 20,7 øre/kWh af den samlede elpris i Eltra's område i år 2002. Sammensætningen fremgår af **Bilag 2**.

Omkostningerne til offentlige forpligtelser (PSO) dækker en række aktiviteter relateret til forsyningsikkerhed og miljøvenlig el. PSO-tariffen betales af elforbrugerne og udgør i år 2002 et beløb på 2,3 øre/kWh, **Bilag 2**.

De resterende 1,4 øre/kWh (3,7-2,3 øre/kWh) i PSO-tariffen dækkes af overdækning fra tidligere år.

Af alt forbrug, der aftages fra det offentlige elforsyningsnet, betales en net- og systemtarif. Eltra opkræver 150/400 kV-delen af denne tarif. I tariffen, der udgør 4,6 øre/kWh i år 2002, indgår omkostninger som vist i **Bilag 2**.

Ud over elforbrugerne dækker elproducenter og balanceansvarlige aktører en del af omkostningerne vedrørende net- og systemtjenester.

Omkostninger til netselskaberne udgør skønsmæssigt 10 øre/kWh.

*Elpris i alt* er den del af elregningen, der ikke går via de offentlige kasser, og som alle skal betale, medmindre der specifikt i Elforsyningsloven eller andre steder er undtagelser. Af elprisen i alt er mellem halvdelen og en tredjedel tilskud til forskellige energipolitiske formål, jf. afsnittet "Offentlige forpligtelser, PSO".

Elafgiften betales som hovedregel kun af ikke-momsregistrerede forbrugere. Der er en lille reduktion i elafgiften for boliger med elopvarmning. Distributionsafgiften betales af forbrugere med et elforbrug under 4.000 kWh/år.

CO<sub>2</sub>-afgift betales hovedsageligt af private forbrugere, men der er specielle og meget indviklede regler for fritagelse for CO<sub>2</sub>-afgift.

*Afgifter til statskassen* udgør for år 2002 i alt ca. 95,0 øre/kWh svarende til totredjedele af den samlede pris på 142,1 øre/kWh.

## Offentlige forpligtelser, PSO

De offentlige forpligtelser dækker *prioriteret produktion og PSO-tarif* og udgør i alt 23 øre/kWh. Den samlede omkostning er ca. 4.600 mio. kr.

### Decentrale gasfyrede anlæg

Fra 1986 er der i Eltra's område bygget ca. 1.200 MW decentrale gasfyrede værker. Anlæggene blev typisk bygget i områder, hvor der allerede var et velfungerende fjernvarmenet med en olie- eller kulfyret central. Drivende bag udbygningen var energipolitikken.

Efter lovgivningen er disse anlæg forpligtet til at producere så meget varme som muligt i kombineret produktion, og elforsyningen er forpligtet til at aftage elproduktionen til en lovbestemt pris. Udbygningen med VE-energi og decentral kraftvarme er nu så stor, at det i mange tilfælde ikke kan betale sig at producere på de decentrale værker [**Ref. 9**].

Mulighederne for at reducere produktionen på de decentrale værker bliver nærmere





analyseret i temaet. Heri vil også indgå værkernes miljøforhold, elsystemets og varmemeforbrugernes økonomi og gasselskabernes tarifpolitik. Endvidere vil de lovgivningsmæssige konsekvenser af de analyserede løsninger blive beskrevet.

Simulering af elsystemet med en samfundsøkonomisk lastfordeling af de decentrale værker i stedet for den nuværende absolute prioritering antyder desuden en stor samfundsøkonomisk besparelse, jf. afsnittet "Indpasning af miljøvenlig elproduktion".

### Vindmøller

Til og med år 2001 er der opført 1.932 MW vindkraft i Eltra's område. Vindmølleudbygningen er en industripolitisk succes, og danske vindmøllefabrikanter er førende på verdensmarkedet.

Udbygningen i Danmark har været ujævn og er kommet i ryk, der skyldes ændrede afregningsregler, jf. afsnittet "Produktionsapparat".

Vindmølleafregningsreglerne var et vigtigt element i Elreformen og er nu med den seneste bekendtgørelse [Ref. 23] og det politiske forlig af 19. juni 2002 fastlagt for en årrække.

I temaet vil konsekvenserne af en markeds-tilpasning af vindmøllerne blive analyseret sammen ved VE-bevismarkedet. Rapporten vil også belyse omkostningerne ved forskellige måder at reducere CO<sub>2</sub> på.

### Biomasseanlæg

Udbygningen med biomasseanlæg er i begrænset omfang kommet i gang. I Eltra's område er der bygget anlæg i Rudkøbing, Grenå (dog 50 % kul) og på Enstedværket. Desuden er Studstrupværket blok 4 sat i drift den 1. marts 2002 med op til 10 % halmfyring.

Der er udstedt pålæg til Elsam om at bygge anlæg, og der er foretaget en ændring af Elloven, som giver anlæggene en bedre økonomi.

Biomasseanlæg dækker 1-2 % af elforbruget og betales med 40 øre/kWh.

Omkostningerne ved reduktion af CO<sub>2</sub> ved hjælp af biomasseafbrænding vil blive sammenlignet med andre virkemidler.

### F&U i miljøvenlig elproduktion

Ifølge Elloven skal de systemansvarlige virksomheder understøtte F&U i miljøvenlig elproduktion. Der er ikke i loven angivet, hvor meget der skal afsættes til formålet. Beløbet har samme karakter som Energistyrelsens øvrige forskningsmidler, men går uden om Finansloven.

Eltra og Elkraft har i fællesskab opbygget en administration af ordningen, som fungerer. For år 2002 er budgettet for Eltra's aktiviteter på 65 mio. kr. [Ref. 21] svarende til ca. 0,33 øre/kWh. Støtteomfanget er fastsat af energiministeren.

### Brændselslagre

Med Bekendtgørelse 604 [Ref. 14] fik systemansvaret en offentlig forpligtelse til at opretholde brændselslagre til sikring af elproduktionen i en krise.

Prisen for et beredskabslager under kriser er steget fra ca. 15 mio. kr./år til 46 mio. kr./år for år 2002. Lageret kan med fordel reduceres under hensyntagen til den vedvarende energi. Lagerkravet kan eventuelt helt afskaffes eller overlades til producenterne. Der er ikke andre EU-lande, hvor der findes en tilsvarende beredskabsordning.

Omkostningen for Eltra's område [Ref. 15] svarer til 0,23 øre/kWh. Det er indtil videre accepteret, at der alene holdes lagre af kul og olie. Værdien af lageret i forsyningsmæssig sammenhæng er sammenlignet med omkostningerne til at have lageret.

### Kraftværksaftalen

I efteråret 2001 blev der indgået en aftale om en redningsplan for kraftværkerne. For Elsams vedkommende indebar denne plan en kapitaloverførsel på i alt 4.900 mio. kr. over perioden 2000-2003. I forbindelse med en justering af aftalen blev der indføjet en passus om, at man i perioden skulle følge



økonomien i kraftværkerne for at se, om hjælpen for den resterende del af perioden stadig var nødvendig. Denne revurdering er ikke gjort.

#### **Energibesparende foranstaltninger**

Netselskaberne fik med den nye ellov til opgave at "undervise" forbrugerne i energibesparelser [Ref. 24]. Denne offentlige forpligtelse skal finansieres via et tillæg til elprisen, som systemansvaret skal opkræve og udbetale til netselskaberne. Det udgør 7-10 mio. kr. pr. år. Omfanget af opgaven er endnu ikke kendt, og opgaven løses og betales p.t. af netselskaberne. Værdien af denne indsats skal sammenlignes med andre omkostninger.

#### **Miljøundersøgelser på havet**

Som en del af pålægget om havmøller er elforbrugerne pålagt at finansiere et omfattende miljøprogram i forbindelse med demonstrationsprogrammet som offentlig omkostning. Det dækker også demonstrationsprojektet i området syd for Læsø. Dette program er under revurdering, men kan andrage op til 25 mio. kr. pr. år for hele landet.

Det skal undersøges, om dette program har en direkte sammenhæng med havmøllerne, eller om finansieringen af miljøundersøgelser også dækker andre interesser.

#### **Tilslutning af decentrale værker**

Elforbrugernes omkostninger til at tilslutte decentrale værker til distributionsnettene er bestemt af Elforsyningsloven. Fra 1992-2001 er der udlignet meromkostninger på 171 mio. kr. for decentrale kraftvarmeværker og 440 mio. kr. for vindmøller.

Denne omkostning skal ses i sammenhæng med de øvrige omkostninger til vindmøller og indgå i undersøgelsen af vindmøllerne som beskrevet tidligere.

## **System- og nettarif**

*System- og nettariffen* udgør 14,5 øre/kWh svarende til 2.900 mio. kr. Muligheden for at reducere disse beløb vil være en del af temaanalysen.

#### **Infrastrukturen**

Der pågår sammenlægning af blandt andet netselskaber. Omkostningerne på elselskabernes ejerstruktur indeholder yderligere potentielle besparelser og rationaliseringsgevinster hos netselskaber, transmissionselskaber og systemansvar.

#### **Udbygning af transmissionsnet**

Set ud fra et økonomisk synspunkt skal transmissionsnettet udbygges, så flaskehalsene reduceres til et niveau, der afspejler en samfundsøkonomisk afvejning mellem tab i økonomisk effektivitet på grund af flaskehalse og omkostninger ved at reducere dem.

Udbygningskriterierne som beskrevet tidligere i systemplanen skal gennemgås, og det skal undersøges, om der ved ændrede dimensioneringskriterier kan opnås en billigere netudbygning uden tab af forsynings-sikkerhed.

Ønsket om besparelser på transmissionsnettet harmonerer kun delvist med markedets behov for transportkapacitet. Eltra arbejder i stedet med en effektivisering af udnyttelsen af nettene.

Besparelsesmulighederne består også i at kunne udnytte konkurrencen på markedet og anvende den billigste løsning enten kabler eller luftledninger. Storebæltsforbindelsen udgør en potentiel besparelsesmulighed.

#### **VVM-redegørelser**

I forbindelse med amternes udarbejdelse af VVM-redegørelser (Vurdering af Virkninger på Miljøet) for ledningsanlæg gennemføres der miljøundersøgelser af betydeligt omfang. F.eks. har VVM-redegørelsen for 400 kV Vendsysselværket-Trige kostet ca. 8 mio. kr. Disse omkostninger afholdes som en projektomkostning inden for den normale nettarif.

Det bør undersøges, om procedurer for til-ladelser kan smidiggøres, så store omkostninger undgås.

#### **Kabellægning**

Det har siden 1995 været hensigten, at en øget andel af elnettene skulle lægges i kab-



ler. Formålet med Kabelhandlingsplanen er dels at reducere den samlede længde af luftledningsnettet dels at sikre, at 400-150 kV-nettet kan færdigbygges med luftledninger. Kabelhandlingsplanen for Eltra's område var oprindeligt forudset at koste 3.900 mio. kr. for 60-400 kV. Disse omkostninger afholdes inden for selskabernes nettarif.

Saneringer i nettene er ikke lovbestemt. Der rester ca. 1.100 mio. kr. af Kabelhandlingsplanen fra 1995. Omfanget af den resterende del af Kabelhandlingsplanen kan med fordel revurderes.

Indtægtsrammereguleringen, som den er formuleret, har ført til, at der saneres mindre – eller slet ikke. Dette forhold bør samtidig revurderes.

### **Indpasning af miljøvenlig elproduktion**

Indpasning af de store mængder decentral produktion har givet anledning til driftsmæssige problemer, hvis løsning kræver omkostninger til blandt andet målinger, dataindsamling og kontrolstruktur.

Det skal undersøges, om det nuværende elsystem bestående af centrale værker, decentrale kraftvarmeværker, vindmøller, varmeakkumulatorer m.v. kan udnyttes mere effektivt, end det sker i dag, ved at mobilisere de decentrale ressourcer.

De decentrale kraftvarmeværker har reguleringssegenskaber, der ikke udnyttes i dag. Elprisen er ofte så lav, at det ikke kan betale sig at producere el på de decentrale værker, og også så lav, at varmen, der leveres fra gasfyrede varmeværker, med fordel kan produceres med el.

## **Temaet "Reduktion af elpriser"**

Temaraporten "Reduktion af elprisen" skal indsendes til Energistyrelsen i november 2002. Temaet er blandt andet bestemt af de rammer, der er i Opgavebrev af 3. april 2002 [**Ref. 1**].

Indholdet vil fokusere på mulighederne for nedbringelse af elprisen ved uddybning af de temaer, der er anslået i afsnittene "Offentlige forpligtelser, PSO" og "System- og nettarif". Mulighederne for nedbringelse af elprisen vil primært være at finde inden for Offentlige forpligtelser, PSO. Der vil også blive undersøgt muligheder for besparelser inden for System og nettarif.

Omkostningsstrukturen er på kort sigt givet af den historiske udvikling og den førte energi- og miljøpolitik. Der er en række omkostninger, som dermed er fastlåste. Der vil også være omkostninger, der ikke er slået igennem endnu – blandt andet til indpasning af miljøvenlig elproduktion og til ændringer i driftsfilosofien.

Udgifterne til miljøpolitik er en af de største poster, der samtidig er under fuldt politisk kontrol. Disse udgifter har ikke været igennem en prioritering, der sikrer mest miljø for pengene, og da denne udgiftspost i øjeblikket er underminerende for elmarkedets funktion, er der på dette område en oplagt mulighed for en reducerende omlægning. I temaraporten kommer Eltra med konkrete forslag til, hvordan det kan foregå.



# Bilag og referencer

- Ref. 1 Opgaver i forbindelse med systemansvarlige virksomheders planlægning for 2002, Opgavebrev fra Energistyrelsen.
- Ref. 2 Plangrundlag 2002, ELT2002-263.
- Ref. 3 Anlægsplan 2001, dok.nr. 90467.
- Ref. 4 Ti-års statistik, Danske Energiselskabers Forening, december 2000.
- Ref. 5 Handlingsplan for kabel/luftledninger, dok.nr. 17643.
- Ref. 6 Langsigtet prisudvikling, ECON – Center for økonomisk analyse, december 2001.
- Ref. 7 Beskrivelse af resultater i referenceberegninger, dok.nr. 131993.
- Ref. 8 Håndtering af eloverløb og elmangel i det danske elsystem, ELT2001-219
- Ref. 9 Rapport fra arbejdsgruppen om kraftvarme og VE-elektricitet, Energistyrelsen, oktober 2001.
- Ref. 10 Udnyttelse af decentrale værkers reguleringsevne, Tech-wise, marts 2002.
- Ref. 11 Nordisk Ministerråd "Det fremtida nordiske energipolitiska samarbejet", 6. august 2001.
- Ref. 12 Virkemidler for sikring af effekt i elmarkedet, Elkraft, Energistyrelsen og Eltra, juni 2002, dok.nr. 129482.
- Ref. 13 Temarapport IRP99 Forsyningsikkerhed, dok.nr. 73784.
- Ref. 14 Bekendtgørelse 604: "Bekendtgørelse om pligt til oplagring af brændstoffer i medfør af lov om elforsyning" juni 2002.
- Ref. 15 Redegørelse for lagringspligt 2002, dok.nr. 126589.
- Ref. 16 Leveringssikkerhed, kraftprisen og tariffen, ECON, februar 2000.
- Ref. 17 Transmission og Marked, dok.nr. 124327.
- Ref. 18 Nordisk Systemudviklingsplan 2002, dok.nr. 110376.
- Ref. 19 Systemplan 2001, dok.nr. 101473.
- Ref. 20 Miljøplan 2002, dok.nr. 125846.
- Ref. 21 Miljøvenlig elprodukton – Forskning og Udvikling, dok.nr. 121023.
- Ref. 22 Det økonomiske råds formandskab, Dansk Økonomi, forår 2002.
- Ref. 23 Bekendtgørelse nr. 187 om nettilslutning og prisafregning for vindmølleproduceret elektricitet, marts 2001.
- Ref. 24 Bekendtgørelse om netvirksomheders F&U-aktiviteter vedrørende effektiv energianvendelse, oktober 2001.

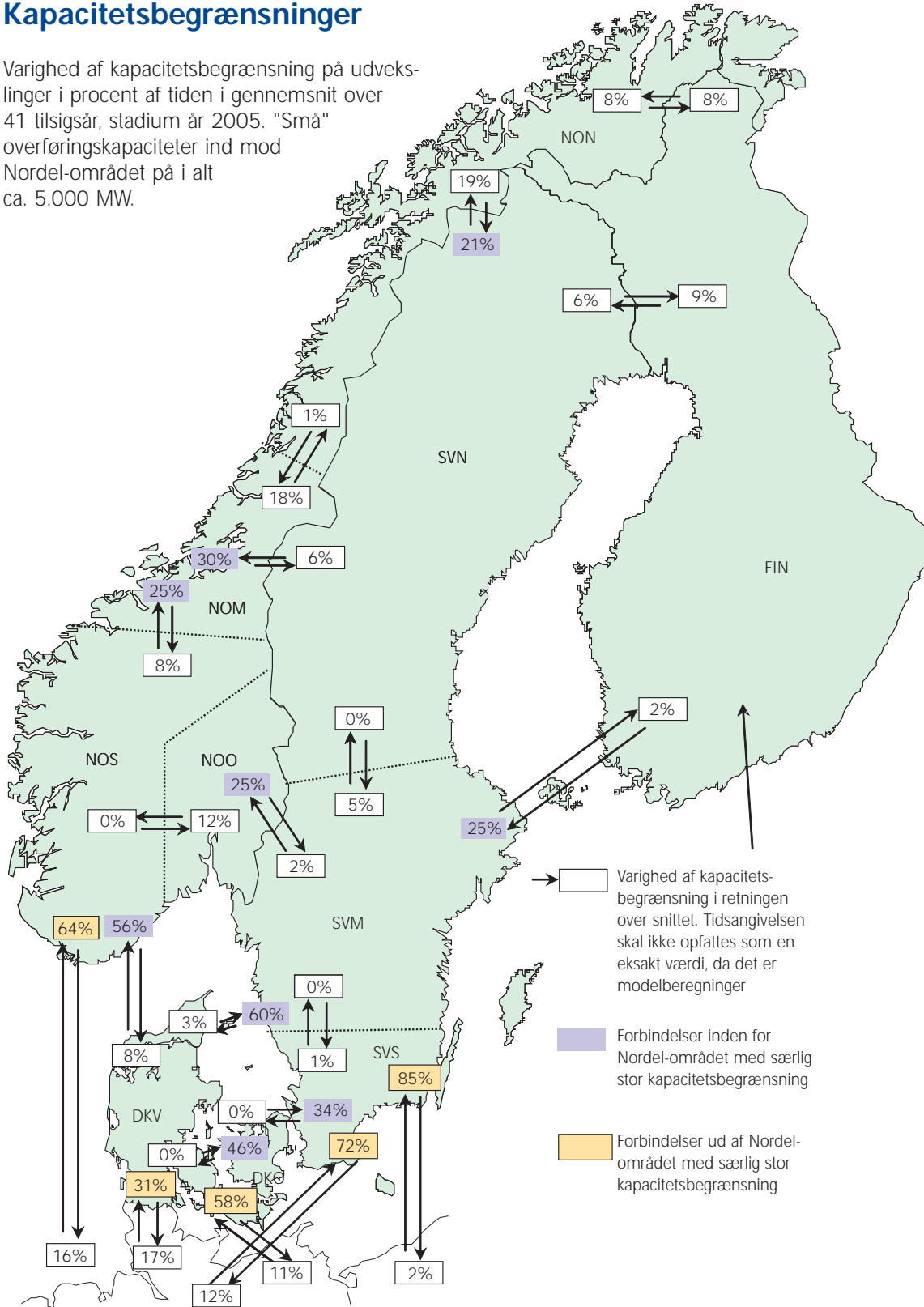




Bilag 1

Kapacitetsbegrænsninger

Varighed af kapacitetsbegrænsning på udvekslinger i procent af tiden i gennemsnit over 41 tilsigsår, stadium år 2005. "Små" overførselskapaciteter ind mod Nordel-området på i alt ca. 5.000 MW.







## Bilag 2

## Sammensætningen af omkostninger

Omkostninger til prioriteret produktion	Mio. kr.	Øre/kWh*
Prioriterede vindmøller	2.490	11,9
Prioriterede decentrale kraftvarmeværker	2.271	10,8
Håndtering af prioriteret produktion	149	0,7
Omkostninger til prioriteret produktion i alt	4.910	23,4
Jysk-fynske elforbrugeres andel		20,7

\* Ved et områdeforbrug på 21.000 GWh.

PSO-omkostninger	Mio. kr.	Øre/kWh*
F&U i miljøvenlige elproduktionsteknologier	59	0,3
Tilskud til kraftværkernes VE-anlæg	339	1,6
Nettilslutning af vindmøller og decentrale anlæg	69	0,3
Sikring af en vis mindste produktionskapacitet	192	0,9
Brændselsberedskabslagre	46	0,2
Elektricitetsrådets virksomhed	26	0,1
Øvrige PSO-omkostninger	46	0,2
PSO-omkostninger i alt	777	3,7
Jysk-fynske elforbrugeres andel		2,3

\* Ved et områdeforbrug på 21.000 GWh.

Net- og systemomkostninger	Mio. kr.	Øre/kWh*
Omkostninger til 150/400 kV-transmissionsnet	508	2,4
Opretholdelse af forsyningssikkerhed	428	2,0
Nettab	101	0,5
Øvrige omkostninger	205	1,0
Omkostninger til net- og systemtjenester i alt	1.242	5,9
Jysk-fynske elforbrugeres andel		4,6

\* Ved et områdeforbrug på 21.000 GWh.



