

Systemplan 2006

ENERGINET/DK



Systemplan 2006

Indhold

1.	Indledning	5
2.	Konklusioner og indsatsområder	7
2.1	Indsatsområder	8
3.	Energisektoren	13
3.1	Strukturændringer i energisektoren	13
3.2	Initiativer fra EU	14
3.3	Energipolitisk redegørelse	16
4.	Udviklingsforløb	17
4.1	Plangrundlag for el	17
4.2	Resultater af referenceberegningerne	18
4.3	Miljø og klima	20
4.4	Virkningen af ny lov om varmeafgifter	21
5.	Elforsyningssikkerhed	23
5.1	Elforsyningssikkerhed generelt	23
5.2	Effekt- og energisikkerhed	24
5.3	Brændselsforsyning	27
5.4	Driftssikkerhed - adgang til systemtjenester	27
6.	Elmarkedet	29
6.1	Status for elmarkedsfunktionen	29
6.2	Marked for systemtjenester	30
6.3	Kraftvarmeværker på elmarkedet	31
6.4	Priselastisk elforbrug	31
6.5	Udvekslingsforbindelser	32
7.	Eltransmission	35
7.1	Rammer og vilkår for transmissionsplanlægningen	35
7.2	Planlægningen af transmissionsnettet	35
7.3	Langsigtet netstruktur	37
7.4	Netdimensioneringsregler	38
7.5	Samfundsøkonomi	40
7.6	Ringforbindelserne	40
7.7	Igangværende projekter	44
7.8	Forsyning af ø-samfund	44
8.	Forsyningssikkerhed for gas	45
8.1	Det danske gassystem	45
8.2	Gasforsyningssikkerhed på sigt	46
8.3	Målsætninger - nødforsyninger	47
9.	Gasmarkedet	49
9.1	Det europæiske gasmarked	49
9.2	Status for det danske gasmarked	49
9.3	Hovedproblemstillinger	51

10.	Gastransmission	53
10.1	Prognose for transport	53
10.2	Kapacitet i gastransmissionssystemet	53
10.3	Udbygningsprojekt Dragør grænsestation	54
10.4	Informationer om kapacitet og kapacitetsudnyttelse	54
10.5	Behov for ny gasinfrastruktur	54
11.	Beredskab	57
12.	El- og gassystemets udvikling på langt sigt	59
12.1	Scenarieanalyser	59
12.2	Samspillet mellem el og gas	59
12.3	Ny systemarkitektur for elnettet	60
12.4	Indpasning af vindkraft i elsystemet	61
12.5	PSO-finansieret forskning og udvikling	61
13.	Referencer	63
14.	Bilag	64

1. Indledning

Energinet.dk blev stiftet i sommeren 2005 på baggrund af en bred politisk aftale fra 2004, hvorefter staten overtog systemansvaret og de overordnede transmissionssystemer for el og gas i Danmark.

Energinet.dk's opgaver knytter sig til det samfundsmæssige ansvar, der består i at få hensynene til markedsudvikling, forsynings-sikkerhed og miljø forenet i en effektivt drevet og rationelt udbygget overordnet infrastruktur på el- og gasområdet.

Det lader sig ikke gøre uden planlægning. Transmissionssystemerne skal optimere alle disse hensyn på én gang – og på en samfundsøkonomisk optimal måde. Det kræver omfattende og løbende udvikling af analyser og metoder.

Energinet.dk er nu ét nationalt systemansvar for el og gas og ikke som tidligere tre adskilte, og det er en gedigen planlægningsmæssig udfordring at skulle samtænke el og gas og at harmonisere elsystemerne øst og vest for Storebælt. Denne første landsdækkende systemplan 2006 repræsenterer et første skridt i løsningen af denne opgave.

Vi har valgt i Systemplan 2006 at give en status for en række grundlæggende forudsætninger for el- og gasplanlægningen. De er beskrevet i kapitlerne 5-12. I kapitel 2, Konklusioner og indsatsområder, er de fremadrettede dele af systemplanen gennemgået – dels, hvad de vigtigste planlægningsmæssige udfordringer er i de kommende år, og dels hvilke initiativer Energinet.dk vil tage for at møde disse udfordringer.

God læselyst.



Peder Ø. Andreasen
Adm. Direktør

2. Konklusioner og indsatsområder

Energinet.dk's målsætning for udviklingen af den danske el- og gasinfrastruktur er klar. En helhedsorienteret planlægning skal sikre, at el- og gasinfrastrukturen er robust og optimeret i forhold til udviklingen i den danske energisektor - på kort og på lang sigt. Planlægningen skal understøtte målsætningerne i den danske og den europæiske energipolitik, herunder regeringens Energistrategi 2025, og udviklingen af el- og gassystemerne skal balanceres mellem hensyne til ønsket om høj forsynings sikkerhed, beredskab, markedets funktion, miljø og samfundsøkonomi.

Samarbejdet skal prioriteres

Energinet.dk kan kun varetage disse planlægningsopgaver ved at samarbejde med en række eksterne parter. Samarbejdet på planlægningsområdet er bredt og orienteret i flere retninger. Vi samarbejder med blandt andre de systemansvarlige i nabo-områderne, de regionale selskaber i el- og gassektoren, producenter, myndigheder og en række forskningsinstitutioner. Samarbejdet har høj prioritet og vil blive intensiveret fremover.

Der er nu etableret nye landsdækkende udvalg for elsektoren i form af et Transmissionsudvalg, et Netudvalg og et Markedsudvalg.

Energinet.dk har ansvaret for den langsigtede planlægning af det overordnede eltransmissionsnet i Danmark. Transmissionsnettet består af både 132/150 kV- og 400 kV-nettet og skal derfor planlægges og drives i sammenhæng. De regionale transmissionselskaber ejer 150 kV-nettet i Jylland og på Fyn samt 132 kV-nettet i Østdanmark. Selskaberne stiller nettene til rådighed for Energinet.dk. Ifølge aftalen om Energinet.dk har selskabet (staten) forkøbsret og -pligt til transmissionsnettene. Disse forhold stiller naturligt krav til et tæt samarbejde

om en hensigtsmæssig udbygning af den overordnede elinfrastruktur.

Derudover har også den løbende kontakt med netselskaberne fortsat høj prioritet. En optimal udbygning af den sammenhængende elinfrastruktur og en effektiv håndtering af et meget decentralt produktionssystem stiller krav om et tæt samspil med de lokale netselskaber.

For naturgassen foregår samarbejdet nationalt fortrinsvis via projektet Gasmarked 2004 med distributionselskaberne, og bilateralt med gastransmissionselskaber i vores nabo-områder.

Udfordringerne er store

På elsidens side er håndtering af systemdriften, sikring af tilstrækkelig produktionskapacitet og indpasning af store mængder decentral produktion fortsat nøgleord og fokuspunkter for planlægningen. Elinfrastrukturen skal understøtte en øget anvendelse af vedvarende energi. Her vil især en fortsat udbygning med havmølleparker stille nye krav til systemet og medføre behov for udbygning af transmissionsnettet.

På gassiden præges billedet af et marked med få kommercielle aktører, begrænset konkurrence og et stadigt mere presse-



rende behov for, at spørgsmålet om at etablere ny infrastruktur til at sikre tilgængeligheden af gas til det danske marked fra nye forsyningskilder afklares. Det danske behov for gas forventes inden for 5-10 år ikke længere at kunne dækkes fra Nordsøen.

Endelig skal infrastrukturen for el og gas i højere grad samtænkes, hvor det er fordelagtigt.

Disse opgaver og udfordringer arbejder Energinet.dk på ved fortsat at prioritere, fokusere og effektivisere planlægningsarbejdet. Der er brug for nye tiltag og værktøjer og for fortsat at udvikle de allerede tilgængelige planlægningsværktøjer og metoder. Der er brug for at opprioritere arbejdet med redesign af elinfrastrukturen til at kunne håndtere den store decentrale produktion. En høj prioritering af dette udviklingsarbejde samt samtænkningen af el og gas har været to afgørende mål ved organisationen af Energinet.dk's planlægningsarbejde.

En del tiltag er taget med om bord fra de tidligere selskabers planlægning, og nye aktiviteter er igangsat i Energinet.dk. Derudover har vi identificeret en række indsatsområder, hvor vi fremadrettet vil igangsætte nye tiltag.

2.1 Indsatsområder

2.1.1 Elsystemet

Effektbalancen i Norden og Nordeuropa bliver stadig mere anstrengt. I Danmark er det særligt i Østdanmark, hvor situationen kan blive kritisk, specielt frem til, men også efter, idriftsættelsen af Storebæltsforbindelsen. Op mod 1.000 MW produktionskapacitet kan blive skrottet, blandt andet fordi en del af de eksisterende anlæg ikke umiddelbart kan leve op til kravene om grænseværdier for SO₂- og NO_x-emissioner i EU-direktivet om store fyringsanlæg. Samtidig er halvdelen af de centrale kraftværker i Østdanmark 30 år eller derover, hvilket yderligere kan få indflydelse på forsy-

ningssikkerheden. Etablering af et nyt centralt kraftværk vil i mange tilfælde tage omkring 10 år fra start af planlægning til idriftsættelse.

Energinet.dk's indsatsområder:

- I efteråret 2003 og frem til juni 2005 deltog Elkraft System og Eltra i et samarbejde med Energistyrelsen om forsyningssikkerhed. I arbejdet blev operationelle definitioner for forsyningssikkerheden drøftet. Baseret på blandt andet dette arbejde vil Energinet.dk videreudvikle kriterier, metoder og værktøjer til at kvantificere og overvåge udviklingen i forsyningssikkerheden. Energinet.dk har igangsat et strategiarbejde, som blandt andet omfatter en målsætning om at fastlægge et ønsket niveau for forsyningssikkerhed. Videreudvikling af modeller og metoder samt fremtidig kvantificering af forsyningssikkerheden vil blive baseret på dette strategiarbejde.

- Et vigtigt værktøj til at vurdere systemtilstrækkelighed er effektbalancer. På nordisk niveau koordineres arbejdet med at udvikle metoder til at vurdere effektbalancer og opstille kriterier for tilstrækkelighed i en Nordel-arbejdsgruppe under ledelse af Energinet.dk.

- Energinet.dk vil fortsat arbejde for at skabe de bedste markeds-mæssige incitamenter til at etablere ny kraftværkskapacitet. Det er også vigtigt at skabe de fysiske muligheder, så nye producenter får reelle muligheder for at etablere ny kraftværkskapacitet på kommercielle vilkår – optimeret under hensyn til elsystemets driftssikkerhed og den tilgængelige infrastruktur.

- Desuden prioriterer Energinet.dk fortsat arbejdet med at fremme priselastisk elforbrug som et middel til at skabe balance mellem udbud og efterspørgsel på både kort og langt sigt. Energinet.dk har gennem PSO F&U-program 2005 og 2006 støttet otte forsknings-, udviklings-, og demonstrationsprojekter inden for styring af elforsyningssystemer og elforbrug. I

alle projekterne er potentialeopgørelsen for priselastisk elforbrug en vigtig del af projektet. Det forventes derfor, at der indenfor 3 år er et bedre grundlag for at vurdere det danske potentiale.

En stigende mængde vindproduktion og en øget fokus fra vores naboer på ubalancer på udvekslingsforbindelserne forventes at føre til øget **behov for systemtjenester**. Det er derfor vigtigt løbende at revurdere og optimere brug og indkøb af systemtjenester.

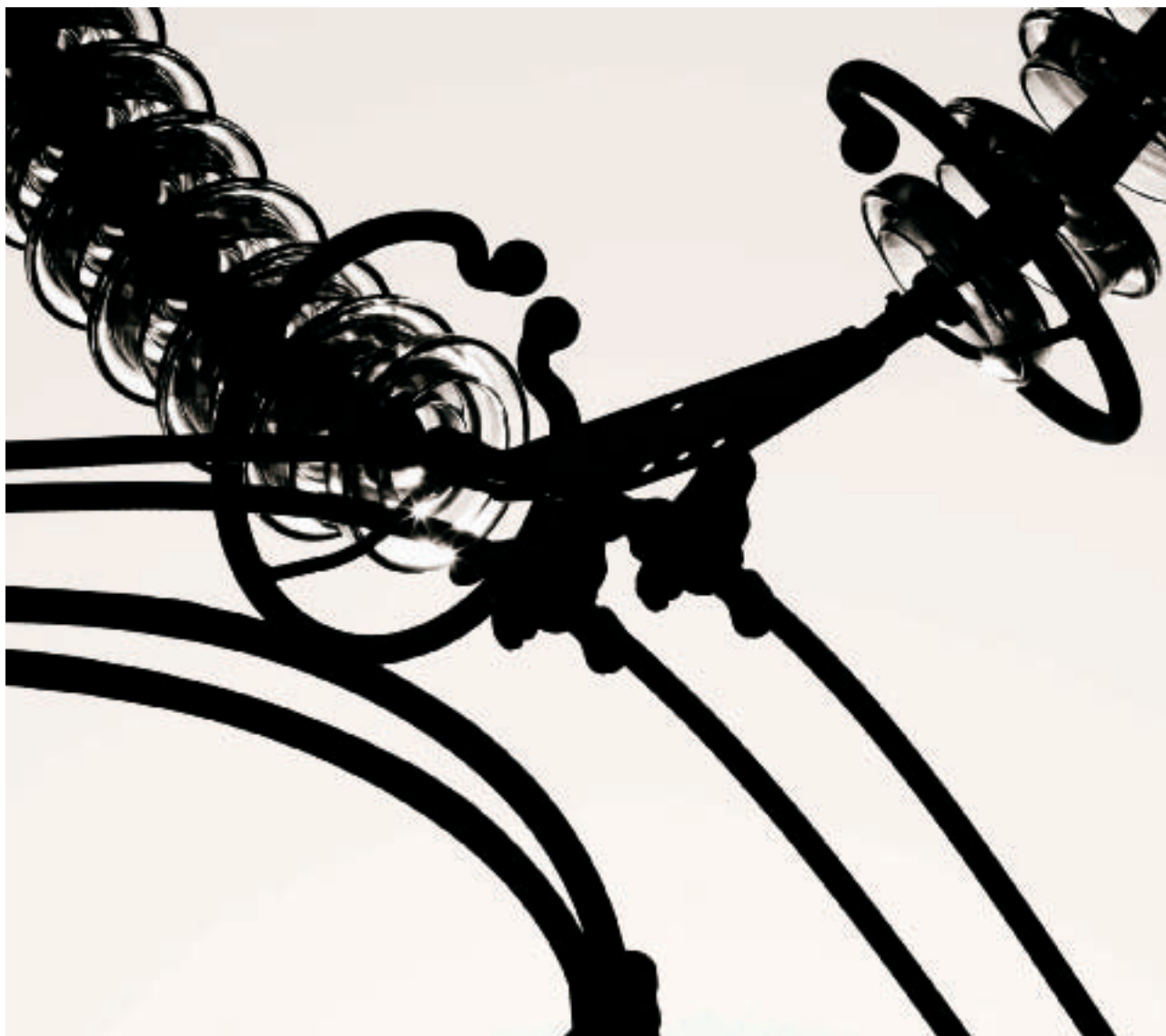
Energinet.dk's indsatsområder:

- For at sikre effektiv konkurrence er systemtjenester siden januar 2004 indkøbt gennem åbne udbud. Alle produktionsanlæg skal så vidt muligt aktiveres til levering af systemtjenester, men det er dog fortsat primært de store producenter, der tilbyder ydelserne.

Energinet.dk arbejder derfor med at udvikle modellerne for indkøb af systemtjenester sådan, at også elforbrugere og mindre producenter, herunder decentrale el- og kraftvarmeproducenter, med fordel kan tilbyde levering af systemtjenester. De kan dermed være med til at styrke konkurrencen på indkøb samt øge elforsyningssikkerheden på kort sigt.

I 2006 vil Energinet.dk for Østdanmark arbejde på at erhverve de nødvendige manuelle regulerkraftreserver på daglig basis og på markeds-mæssige vilkår. Erfaringerne herfra vil medvirke til og danne grundlag for at få en landsdækkende ordning.

- Nødstrømsanlæg har tidligere været en overset ressource for det overordnede elsystem. Energinet.dk ønsker fremadrettet flere nødstrømsanlæg aktiveret til levering af systemtjenester. Anlæggene, som er placeret rundt omkring i forbrugsinstallationer, kan typisk startes op med ganske kort varsel. Dermed kan forbrugsinstallationens aftag fra det kollektive net aflastes ved effektunderskud til fordel for



balancen i det samlede elsystem. Energinet.dk har i øjeblikket to pilotprojekter inden for området. I begge projekter afprøves måder, hvorpå disse anlæg kan være til nytte for elsystemet.

- Parallelt hermed har Energinet.dk igangsat et arbejde med at revurdere og optimere den samlede mængde af systemtjenester. Etablering af den kommende elektriske Storebæltsforbindelse vil give mulighed for deling af systemtjenester mellem Øst- og Vestdanmark. Det vurderes, at der alene ved etablering af Storebæltsforbindelsen kan spares indkøb af 300 MW reserve.

Et velfungerende konkurrencemarked for el i Danmark forudsætter effektiv kobling med markederne i vores nabolande. Det er derfor af afgørende betydning, at der er tilstrækkelig udvekslingskapacitet til rådighed, og at denne håndteres på den markedsfølsomt mest effektive måde.

Energinet.dk's indsatsområder:

- I perioden fjerde kvartal 2005 til første kvartal 2006 har de østdanske spotpriser jævnligt været meget høje. Hovedårsagen til de høje priser kan findes i den svenske håndtering af interne flaskehalse. Energinet.dk og Svenska Kraft-

nät drøfter, hvordan problemstillingen omkring de i perioder høje østdanske spotpriser kan undgås. Svenska Kraftnät har foreslået en løsning, hvor Østdanmark og Sverige slås sammen til et prisområde. Energinet.dk's opfattelse er, at den markedsfølsomt rigtige løsning er at håndtere flaskehalse der, hvor de fysisk opstår, og ikke presse dem ud på udvekslingsforbindelserne for at fastholde et samlet nationalt prisområde. Energinet.dk har rejst problemstillingen i Nordel og over for EU-Kommissionen og vil fortsat aktivt arbejde for en markedsfølsomt korrekt løsning på problematikken.

- På grænsen mellem Jylland og Tyskland er samhandelen forbedret i 2005, dog er der fortsat kapacitetsbegrænsninger på den tysk-jyske grænse. Energinet.dk har taget spørgsmålene om forbedring af samhandelen og udvidelse af transmissionskapaciteten mellem Tyskland og Jylland op med E.ON Netz.

- Energinet.dk samarbejder med den norske systemansvarlige Statnett om at udarbejde et beslutningsgrundlag for en ny Skagerrak 4-forbindelse, som udgør ét af Nordels fem prioriterede snit. Beslutningsgrundlaget forventes præsenteret for selskabernes bestyrelser i 3. kvartal 2006.

Planlægningen af det danske eltransmissionsystem udfordres af den usikkerhed, der hersker omkring de afgørende forudsætninger for udbygningen af transmissionsnettet: havmølleudbygningen og udbygningen af udvekslingsforbindelser. Samtidig er kravene til beslutningsgrundlagets robusthed og løsningernes samfundsøkonomiske optimering blevet større. De anbefalede tekniske løsninger har ofte 30-40 års levetid.

Der er derfor behov for opdatering af langsigtede udbygningsplaner og udvikling af værktøjer til kvantificering og prissætning af f.eks. forsyningssikkerhed i forbindelse med netplanlægningen. Også et velfunderet sæt af scenarier, som kan anvendes til test af de langsigtede udbygningsplaners robusthed over for forskellige udviklinger i energisektoren, skal udvikles.

Energinet.dk's indsatsområder:

- Energinet.dk ønsker på basis af opdaterede forudsætninger omkring havmølleudbygning og udvekslingsforbindelser at revurdere den langsigtede 400 kV-netstruktur og formulere skitser til langsigtede nationale udbygningsplaner for transmissionsnettet på et ensartet grundlag for Øst- og Vestdanmark. Dette arbejde forventes igangsat ultimo 2006.

- Vindkraftudbygningen har stor betydning for kravene til elsystemet. En langsigtet planlægning og samfundsøkonomisk optimering af investeringer i elinfrastrukturen besværliggøres i øjeblikket af en manglende langsigtet plan for udbygningen med havmølleparker i Danmark. Energinet.dk vil derfor arbejde for, at der hurtigt tilvejebringes en langsigtet og koordineret plan for havmølleudbygningen og den tilknyttede udbygning af transmissionsnet.

Energinet.dk deltager i 2006 i Energistyrelsens udvalg "Fremtidens Havmølleudbygning". Arbejdet ledes af Energistyrelsen. Energinet.dk ønsker, at arbejdet i høj grad tager overvejelserne omkring de afledte tunge investeringer i eltransmissionsnettet ved etablering af havmølleparkerne med ind i overvejelserne.

- Med dannelsen af Energinet.dk er der desuden skabt bedre mulighed for at harmonisere og revurdere principperne for netplanlægning mellem Øst- og Vestdanmark, herunder at harmonisere netdimensioneringsreglerne til landsdækkende regler. Energinet.dk har igangsat et arbejde med at harmonisere netdimensioneringsreglerne, som vil ske under hensyntagen til områdernes geografiske og organisatoriske tilknytning til henholdsvis Nordel og UCTE.

- Der arbejdes desuden med at indarbejde dimensioneringen af den såkaldte reaktive effekt i reglerne. Formålet er en harmonisering af krav til produktionsenhedernes spændingsregulering og dimensioneringen af nettets reaktive ressourcer. Arbejdet vil blive gennemført i et samarbejde med net- og transmissionsselskaber og forventes afsluttet medio 2007.

- Det nuværende erfaringsbaserede grundlag for netudbygningen med teknisk/økonomiske sammenligninger af alternativer suppleres med en direkte samfundsøkonomisk indfaldsvinkel, som danner grundlag for de konkrete anlægsbeslutninger. Netdimensioneringsreglerne er ikke længere alene

udbygningsbestemmende. Det betyder, at der skal udvikles bedre metoder til at foretage samfundsøkonomiske vurderinger af områder, der har betydning for netudbygningen, som f.eks. forsyningssikkerhed, marked og miljø. Energinet.dk har initieret dette arbejde, og metoder og værktøjer vil løbende blive udviklet og forbedret.

På **miljøområdet** har Energinet.dk blandt andet ansvaret for, at der hvert år indsamles produktions- og miljødata fra den danske el- og kraftvarmeproduktion. På baggrund af disse udarbejdes en række årlige miljødeklarationer for el. Deklarationerne anvendes dels af virksomheder til miljøregnskaber og dels af slutkunder til at få indsigt i miljøpåvirkningerne ved forbrug af 1 kWh el. Der udarbejdes desuden 10 års fremskrivninger af el- og kraftvarmesektoren i relation til miljøforhold.

Energinet.dk's indsatsområder:

- Elkunder køber i stigende grad el med særlige miljøegenskaber. Der findes i dag ordninger med certifikater og oprindelsesgarantier, men ikke noget fælles akkrediteret system. For at sikre, at der faktisk sker vækst i miljøvenlig elproduktion, er der behov for øget fokus på troværdigheden i de forskellige ordninger. At el også handles over grænserne, er en yderligere komplikation.

Energinet.dk deltager i det fælleseuropæiske E-Track-arbejde for at udvikle et fælles system for certifikater og oprindelsesgarantier tilknyttet handel med el med særlige miljøegenskaber. Arbejdet koordineres tæt med Energistyrelsen og strækker sig til og med 2007.

Parallelt med dette arbejde har Energinet.dk ansvar for, at der i Danmark etableres en pålidelig ordning for elhandlers deklarering af den el, de sælger med særlige miljøegenskaber. Dette arbejde gennemføres i samarbejde med Dansk Elhandelsforum og Energistyrelsen i 2006.



- Den danske elbranche udarbejdede i perioden 1998-2000 en række grundmaterialer til en egentlig livscyklusanalyse (LCA) af hele kæden fra indkøb af brændsler til produktion og transport af el. I de mellemliggende år er der sket mange ændringer af produktionsapparatet i elsektoren, og dermed er også miljøforholdene omkring elproduktion ændret. Vedvarende energi bidrager i dag med ca. 30 % af elproduktionen, heraf udgør vindkraften alene ca. 20 %.

På baggrund heraf skal LCA-studiet fra 1998 opdateres. Energinet.dk er initiativtager til at samle relevante parter fra

elbranchen til opdatering af studiet. I første omgang samarbejdes med Energistyrelsen, Dansk Energi og udvalgte producenter. Arbejdet afsluttes i 2008.

2.1.2 Gassystemet

Energinet.dk har ansvaret for **forsynings-sikkerheden med naturgas** og skal herunder vurdere behovet for den langsigtede udbygning af infrastrukturen.

Danmark er i dag forsynet med naturgas udelukkende fra den danske del af Nordsøen. Inden for 5-10 år forventes de

danske naturgasreserver ikke længere at kunne dække det nuværende forbrug, og der er derfor behov for at sætte fokus på **gasforsynings-sikkerheden** og på at sikre den langsigtede tilgængelighed af gas til det danske marked. Mulighederne for at etablere **ny(e) transmissionsforbindelse(r)** mellem Danmark og det europæiske gassystem med henblik på forsyninger fra Norge og/eller Rusland skal analyseres. Et af de afgørende spørgsmål i den forbindelse er rollefordelingen, herunder præcisering af ansvaret for de nødvendige langsigtede investeringer i gasinfrastrukturen.

Energinet.dk's indsatsområder:

- Det hidtidige koncept for nødforsyning er under revurdering, blandt andet med afsæt i liberaliseringen af gasmarkedet, hvor der nu tilbydes nye og mere fleksible muligheder, som skal inkluderes. Desuden er der identificeret en række problemstillinger med hensyn til omfanget af afbrydelighed og muligheden for at skaffe gas i nødsituationer. Det vurderes blandt andet, at transportkunderne via kapacitetsbestillinger angiver en langt større andel som afbrydelig nødforsyning end, hvad der vurderes muligt at afbryde i en nødsituation.

I 2004 blev det besluttet at udarbejde et nyt koncept for nødforsyning, særlig for så vidt angår muligheden for at afbryde forbrugere i en nødsituation. Energinet.dk har i samarbejde med de øvrige bevillingshavere/distributionselskaber i styregruppen i Gasmarked 2004 udarbejdet et nyt nødforsyningskoncept, som omhandler en ny rollefordeling, nye kategorier af afbrydelighed samt nye procedurer selskaberne imellem. Det er hensigten, at det nye nødforsyningskoncept skal træde i kraft pr. 1. oktober 2007.

- I forbindelse med implementeringen af EUs forsyningssikkerhedsdirektiv ser Energinet.dk gerne, at der sker en nærmere vurdering og afklaring af rolle- og ansvarsfordelingen på det danske gasmarked i forbindelse med den langsigtede forsyningssikkerhed. Det er blandt andet nødvendigt, at der bliver taget stilling til, hvordan tilgængeligheden af naturgas til det danske marked sikres også om 5-10 år.
- Af hensyn til tilgængeligheden af gas og af hensyn til forsyningssikkerheden er der behov for at etablere ny gasinfrastruktur efter 2010. Mulige transmissionsforbindelser mellem Danmark og det europæiske gassystem skal analyseres med henblik på forsyninger fra Norge og/eller Rusland. Mulighederne for leverancer af LNG til det danske marked skal ligeledes overvejes.

Energinet.dk har igangsat et internt udredningsarbejde vedrørende muligheder for etablering af ny infrastruktur efter 2010. Herunder vil Energinet.dk's operatør- og ejerskabsrolle i forbindelse med etablering af ny infrastruktur blive vurderet.

Situationen på **det danske marked for handel med naturgas** er to år efter markedsåbningen fortsat præget af få kommercielle aktører og begrænset konkurrence, særligt på engrosmarkedet. Likvide og konkurrenceprægede engrosmarkeder er forudsætningen for, at fordelene ved konkurrence i sidste ende kan komme forbrugere til gode.

Energinet.dk's indsatsområder:

- Energinet.dk arbejder for at få en markedsbaseret referencepris på gas i Danmark. Det kræver blandt andet, at likviditeten øges - både i form af større mængder gas og i form af flere købere og sælgere på gasmarkedet. Med det formål at øge likviditeten og forbedre muligheden for en markedsbaseret referencepris, vil Energinet.dk blandt andet intensivere arbejdet med at harmonisere vilkår med de tilstødende systemer i Nordtyskland og Sverige (balanceregler, tarifmodeller, interoperabilitet). Det vil ske i øget dialog med de tilstødende systemoperatører. Hermed vil en tættere sammenkobling mellem markederne kunne opnås med øget konkurrence til følge.

Energinet.dk vil derudover arbejde for at få udpeget en større kommerciel aktør som marked maker. Dette vil ske i tæt dialog med myndighederne.

2.1.3 El- og gassystemets udvikling på lang sigt

Som systemansvarligt selskab har Energinet.dk blandt andet til opgave at udvikle el- og gassystemet, så det fortsat kan leve op til kort- og langsigtede mål om forsyningssikkerhed, miljø og et vel fungerende marked.

Det skaber en række udfordringer i forhold til beslutninger vedrørende både driften af elsystemet og udformningen af transmissionsnettet. De beslutninger, vi i dag træffer om transmissionsnettets udformning, påvirker mulighederne for at leve op til målsætningerne på både kort og langt sigt. Nogle af værktøjerne til at belyse og håndtere udfordringerne er forskning og udvikling, scenarieanalyser og virkemidler til indpasning af vindkraft.

Energinet.dk's indsatsområder:

- Udvikle elinfrastrukturen til effektivt at kunne håndtere mange små produktionsenheder, herunder prioritere udviklingsprojekter til optimal integration af den decentrale produktion i elnettet (ny systemarkitektur).
- Anvende langsigtede scenarieanalyser som et vigtigt værktøj til at belyse robustheden af beslutninger i forhold til forskellige fremtidige udviklinger.
- Fortsat vurdere samspillet mellem gas- og elforbruget og betydningen for kapacitet og forsyningssikkerhed i transmissionssystemerne (EFP-projekt).
- Være drivkraft i samarbejdet med de øvrige danske energiforskningsprogrammer om udvikling og konsolidering af strategier, udbud af programmer og information om energiforskningen.
- Opbygge og samarbejde om et F&U-miljø for forskning i naturgas og andre brintholdige energibærere.

3. Energisektoren

3.1 Strukturændringer i energisektoren

I både el- og naturgassektorerne i Danmark er struktur og ejerforhold under forandring, og det vil få betydning for den fremtidige funktion af el- og naturgasmarkederne i Danmark.

3.1.1 Elsektoren

Siden liberaliseringen af elmarkedet har elproduktionssektoren i Danmark været præget af to dominerende producenter - Elsam i Vestdanmark og Energi E2 i Østdanmark. Det billede blev afgørende ændret i marts 2006 med EU-Kommissionens godkendelse af sammenlægningen af DONG, Energi E2, Elsam, Nesa, Frederiksberg Forsyning samt eldelen af Københavns Energi. Det nye selskab får navnet DONG Energy.

Forud for fusionen gik aftalen i 2005 mellem DONG og Vattenfall. Aftalen indebærer, at Vattenfalls ejerandele på ca. 35 % i Elsam og 40 % af Avedøre 2 overdrages til DONG mod, at Vattenfall overtager ejerskabet til en række kraftvarme- og vedvarende energi-anlæg i Danmark og udlandet. DONG vil eje elproduktionsaktiver på ca. 7.300 MW, heraf 6.200 MW termisk produktion i Danmark, mens Vattenfall vil eje ca. 2.200 MW elproduktionskapacitet i Danmark, heraf ca. 1.900 MW termisk kapacitet. DONG Energy vil desuden eje dele af eldistributionen samt naturgasdistributionen på Sjælland og i den sydlige del af Jylland.

DONG Energy kommer dermed til at råde over en betydelig andel af såvel produktion som handel og distribution af el og naturgas i Danmark.

EU-Kommissionen har godkendt Vattenfalls overtagelse af aktiver fra Energi E2

og Elsam i form af kraftværks- og vedvarende energianlæg. Det er kommissionens vurdering, at Vattenfalls adgang til elmarkederne i Øst- og Vestdanmark vil bidrage til en forbedring af konkurrencen.

Etablering af en elektrisk Storebæltsforbindelse forventes også at forbedre markedssituationen og konkurrencen på det danske elmarked.

3.1.2 Gassektoren

Energinet.dk ejer gastransmissionsnettet i Danmark, mens DONG Energy ejer opstrømsrørledningerne (sørørene) i

Nordsøen mellem offshoreinstallationerne og land, gasrørledningen mellem felterne Tyra Øst og Harald og gasbehandlingsanlægget i Nybro, gasrørledningen mellem Syd Arne og Nybro og gaslagrene Stenlille og Ll. Torup (der pågår i øjeblikket forhandlinger om salg af det ene gaslager til Energinet.dk) samt 49 % af DEUDAN, som ejer transmissionsledningen fra/til Danmark i Nordtyskland. Se eventuelt **Figur 8.1** side 45, som illustrerer placeringen af felter og gasrør.

DONG Energy ejer desuden sammen med DUC naturgasrørledningen fra Tyra feltet til det hollandske sokkelområde (F3/Nogat). Med etableringen af rørled-



ningen til hollandsk sokkel – og dermed forbindelse til det net af gasrør, der forbinder gasfelterne i Norge, England, Holland, Belgien og Tyskland, har DONG Energy fået mulighed for at vælge mellem afsætning af gasmængder på det danske marked og det øvrige europæiske marked.

DONG Energy ejer endelig to ud af fem gasdistributionsselskaber og størstedelen af de mest fleksible gaskunder (elværkerne). Hertil kommer aftaler om gasaftag i Nordsøen og gasleverance til de regionale naturgasselskaber HNG/Midt-Nord og svenske og tyske kunder. Alt i alt giver det selskabet en stærk position og begrænser de gasmængder, som handles på det danske engrosmarked.

EU-Kommissionens godkendelse af DONG-Elsam fusionen blev givet på en række vilkår, som skal sikre, at fusionen ikke medfører ringere konkurrence på gasmarkederne, blandt andet fordi de opkøbte elselskaber kunne have ageret som gasgrossister. Vilkårene er for det første, at DONG Energy frasælger et af sine gaslagre, så det bliver muligt for potentielle konkurrenter at leje lagerplads. For det andet forpligtes DONG Energy til at bortauktionere gas svarende til 10 % af det årlige danske forbrug på seks årlige auktioner for perioden 2006-2013.

En bred politisk aftale fra 2004 om vilkårene for salg af aktier i DONG fastlægger, at naturgasinfrastrukturen (nettet og lagrene) skal forblive i offentligt eje. Hvis statens aktiemajoritet i DONG Energy afhændes, vil staten således tilbagekøbe naturgasnettet og -lagrene fra DONG Energy.

3.2 Initiativer fra EU

På EUs topmøde i Lissabon i marts 2000 formulerede man målsætningen om at blive "den mest konkurrencedygtige, vidensbaserede økonomi i verden", og liberaliseringen af energimarkederne for el og naturgas ses som et vigtigt element i at nå det mål.

Siden 2000 har EU arbejdet mere intensivt med forsyningssikkerheden for el og gas i Europa. Baggrunden er blandt andet EUs stigende afhængighed af energi udefra. Ca. 50 % af EUs energiforbrug dækkes af import, som EU forventer stiger til 70 % inden for de næste 20-30 år, hvis den nuværende udvikling fortsætter. En sådan afhængighed indebærer både økonomiske og sociale risici for EU, især når betydelige dele af energiimporten kommer fra ustabile lande og regioner.

3.2.1 Konkurrence, forsyningssikkerhed og miljø

Markedsdirektiverne for el og naturgas foreskriver fuld markedsåbning fra medio 2007, og hensynene til forsyningssikkerhed og forbrugerbeskyttelse er i direktiverne blevet udmøntet i konkrete tiltag. I eldirektivet er blandt andet introduceret en udbudsprocedure i tilfælde af behov for ny elproduktionskapacitet og energieffektivitet i form af efterspørgselsstyring. Direktiverne opstiller desuden en lang række forpligtelser omkring sikkerheden og driften af transmissions-systemerne, som systemoperatørerne skal opfylde, samt en række krav som skal sikre, at systemoperatørerne arbejder uafhængigt og ikke-diskriminerende. Energinet.dk er underlagt disse krav og indsender hvert år en redegørelse til Energitisynet om, hvordan de efterleves.

En forudsætning for det indre marked for energi i EU er, at handelen over grænserne forbedres. Det har EU blandt andet forsøgt at fremme med sin forordning om netadgang i forbindelse med udveksling af el over grænserne (Cross Border Exchanges). Forordningen regulerer blandt andet, hvilke omkostninger der må indregnes i tariffen fra den grænseoverskridende udveksling, og hvad indtægterne må anvendes til. Desuden blev en forordning om adgang til gastransmissionsnettet vedtaget i 2005 med det formål at fastlægge ikke-diskriminerende, objektive og gennemsigtige regler om betingelser for adgang til gastransmissionsnettet.

EU arbejder fortsat på at udbygge de transeuropæiske netværk - de såkaldte TEN-projekter – med henblik på at styrke samhandelen med både el og gas.

Forsyningssikkerheden for el kom yderligere på dagsordenen i 2004 efter en række blackouts i elsystemerne i både Europa og USA i 2003. EU fremlagde i 2004 infrastrukturpakken med blandt andet direktivforslaget om elforsynings-sikkerhed og infrastrukturinvesteringer, med det formål at fremme de nødvendige netinvesteringer. Der lægges op til, at de systemansvarlige udarbejder flerårige investeringsplaner for transmissionsnettet. Direktivet om forsyningssikkerhed for el blev vedtaget januar 2006 med en 2-årig frist for implementering i national ret.

Forsyningssikkerhedsdirektivet for gas blev vedtaget i 2004 og er ved at blive implementeret i dansk ret. Direktivet understreger EUs voksende afhængighed af importeret gas. For at sikre det indre markeds gasforsyningssikkerhed og funktionsduelighed er det ifølge direktivet af afgørende betydning at få fastlagt de forskellige markedsaktørers opgaver og ansvar for gasforsyningssikkerheden.

På miljøområdet har de vigtigste EU-initiativer af betydning for energisektoren været direktivet om store fyringsanlæg og direktivet om handel med drivhusgasser. Direktivet om store fyringsanlæg sætter grænseværdier for SO₂- og NO_x-emissioner for større el- og varmeproducerende anlæg. En række eksisterende danske anlæg vil fra 2008 ikke kunne leve op til disse grænseværdier. Kvotedirektivet har introduceret CO₂-kvoter fordelt på virksomheder og energisektor efter nationale allokeringsplaner med mulighed for handel på et kvotemarked.

I februar 2006 offentliggjorde Kommissionen konklusionerne af Kommissionens undersøgelse af konkurrencen i EUs energisektor. Rapporten bekræfter de fem områder, hvor en foreløbig undersøgelse fra november 2005 peger på problemer: Høj markedsconcentration, man-



gel på likviditet og begrænset adgang til infrastruktur og manglende konkurrence over grænserne. Desuden gør manglende gennemsigtighed det vanskeligt for nye aktører, ligesom energipriserne ofte ikke er bestemt på basis af effektiv konkurrence.

EU-Kommissionen har i den forbindelse lagt fornyet pres på de medlemslande, der endnu ikke har implementeret markedsdirektiverne tilfredsstillende. Kon-

kurrencekommissæren har tilkendegivet, at Kommissionen vil se nærmere på EUs energiselskabers adfærd på markederne, blandt andet hvor der er mistanke om overtrædelse af konkurrencereglerne.

3.2.2 EU-Kommissionens Grønbog

EU-Kommissionens Grønbog om en fælles europæisk energipolitik blev offentliggjort i marts 2006. Grønbogen er EU-

Kommissionens oplæg til regeringschefernes diskussion af, hvordan man møder de meget store udfordringer, fællesskabet står over for i energisektoren i de kommende årtier:

- Et presserende investeringsbehov. Der skønnes et behov for investeringer på 1.000 mia. euro i energisektoren i de kommende 20 år for at imødekomme efterspørgslen på energi og erstatte forældet infrastruktur.



- En stigende importafhængighed. Cirka 50 % af EUs energiforbrug dækkes af import, som forventes at stige til 70 % inden for de næste 20-30 år.- Koncentration af gasreserver i få lande. I dag dækkes ca. halvdelen af EUs gasforbrug af Norge, Algeriet og Rusland. Med den nuværende udvikling vil det stige til 80 % om 25 år.
- Olie- og gaspriserne er næsten fordob- lede de seneste to år.
- Det globale energiforbrug – og CO₂- emissionerne – forventes at stige med ca. 60 % frem til 2030.
- FN's klimapanel mener, at emissionerne af drivhusgasser allerede har gjort klo- den 0,6 grad varmere, og at stigningen vil fortsætte, hvis der ikke gribes ind. Det kan få store økonomiske og økolo- giske følger.

- EUs indre energimarkeder er ikke fuldt konkurrencebaserede, og før det sker, vil forbrugerne ikke få gevinsterne i form af forsyningssikkerhed og lavere priser i fuldt omfang.
- Kommissionens forslag til at møde disse udfordringer falder inden for tre hoved- kategorier: Bæredygtighed, konkurrence- evne og forsyningssikkerhed. Målet er at mindske EUs økonomiske og økologiske sårbarhed.
- Indsatsen skal overordnet koncentreres om, at:
- Få det indre energimarked gennemført fuldt ud.
- Få sikret forsyningssikkerhed/bered- skab og en diversificeret energisam- mensætning.

- Sikre bæredygtig udvikling på energi- området gennem større energieffektiv- tet og øget anvendelse af vedvarende energi og en strategisk satsning på ny energiteknologi samt udvikling af en fælles ekstern energipolitik.

Tiltag med direkte betydning for Energi- net.dk er blandt andet forslag om at fremme udvikling af fælles europæiske regler/forskrifter for netadgang (Grid Code) med det formål at opnå lige be- tingelser for netadgang i forbindelse med handel med el og gas over grænser- ne. Sådanne regler kan ifølge Grønbogen håndhæves af et fælles europæisk ener- gitilsyn (Council of European Energy Regulators). Grønbogen foreslår også oprettelse af et formelt samarbejdsor- gan mellem de europæiske systeman- svarlige (European Centre for Energy Networks), som kunne samarbejde med det europæiske Energitilsyn om udarbej- delsen af forskrifterne. Dette samarbejds- organ er også tiltænkt en central rolle i forbindelse med arbejdet med fælles europæiske standarder for sikkerhed og pålidelighed i transmissionsnettet.

3.3 Energipolitisk rede- gørelse

Regeringens energipolitiske redegørelse fra april 2006 understreger også de langsigtede og globale udfordringer for energipolitikken under ustabile eller ukontrollerbare rammebetingelser. En langsigtet energipolitik indebærer derfor som et væsentligt element, at energisek- toren kan tilpasse sig fleksibelt til de omskiftelige internationale rammer, og at omkostningseffektiviteten er helt i top.

Det sker ifølge redegørelsen bedst gen- nem velfungerende markeder og mar- kedsorienterede virkemidler og gennem forskning og udvikling af nye effektive energiteknologier. Indsatsen for energi- besparelser vil blive styrket markant, og der forventes også en væsentlig øget anvendelse af vedvarende energi i de kommende årtier.

4. Udviklingsforløb

Til brug for Systemplan 2006 og Miljørapport 2006 er der foretaget simuleringer af el- og kraftvarmesystemet for perioden 2006-2015 i form af såkaldte referenceberegninger. På baggrund af forudsætninger om udviklingen i elforbrug, brændselspriser, kvotepriser og elpriser viser beregningerne udviklingen i elproduktion og import/eksport af el samt emissioner.

4.1 Plangrundlag for el

Som forudsætninger for referenceberegningerne har Energinet.dk opstillet prognoser for elforbruget og udviklingen i produktionsapparatet, brændselspriser, CO₂-kvotepriser og el-priser.

Der regnes på to forløb frem til 2015: et forløb med lave markedspriser for el og et forløb med høje markedspriser for el. De to forløb udbreder et muligt udfaldsrum for elproduktion, eksport og import og samlede årlige emissioner for CO₂, SO₂ og NO_x under forudsætning af normale klima- og nedbørsforhold.

Lavprisforløbet er udtryk for begrænset økonomisk vækst i Norge og Sverige, begyndende udbygning med gaskraft i Norge og udbygning med vedvarende energi i Norge og Sverige. Den faktiske udvikling kan udvise større eller mindre prisudsving blandt andet som følge af vådår og tørår. Priserne er årsgennemsnitspriser, der i analyserne varierer over døgnet og over året. Elprisen i lavprisforløbet er udregnet til 27 øre/kWh (faste 2005 priser for hele perioden) på baggrund af de kortsigtede marginalomkostninger for et kulfyret kraftværk. Det indregnede bidrag fra CO₂ fastsættes på baggrund af omkostningerne ved den gennemsnitlige marginale CO₂-emission.

Elprisen i højprisforløbet er udregnet til 40 øre/kWh (faste 2005 priser for hele

perioden) på baggrund af de langsigtede marginalomkostninger for et naturgasfyret combined cycle-anlæg. Heri indgår også et investeringsbidrag. Data for det anvendte naturgasanlæg (investering, faste og variable omkostninger) er fra teknologikataloget, "Technology Data for Electricity and Heat Generating Plants", Energistyrelsen, Elkraft System og Eltra, marts 2005.

En nærmere beskrivelse af de væsentligste forudsætninger ses i Analyseforudsætninger 2006-2015 [Ref. 1].

4.1.1 El- og varmemeforbrug

Energinet.dk's elforbrugsprognose er lavet i starten af 2006. Fremskrivningen af erhvervenes elforbrug er udarbejdet af Forskningscenter Risø på grundlag af EMMA-modellen. Boligernes elforbrug er fremskrevet på grundlag af ELMODEL Bolig, der bygger på forudsætninger om udviklingen i husholdningernes bestand og anvendelse af elektriske apparater.

Ifølge fremskrivningen er det østdanske elforbrug i 2006 14.588 GWh, og det tilhørende maksimale effektforbrug er 2.778 MW. I 2015 er elforbruget fremskrevet til 16.621 GWh, og det tilhørende maksimale effektforbrug er 3.152 MW (middelvinter).

I Vestdanmark er elforbruget for 2006 ifølge fremskrivningen 21.888 GWh, og det tilhørende maksimale effektforbrug er 3.909 MW. I 2015 er elforbruget fremskrevet til 25.174 GWh, og det tilhørende maksimale effektforbrug er 4.496 MW (middelvinter).

Varmeproduktionen på de danske kraftvarmeværker er 137 PJ/år i perioden 2006 til 2015.

4.1.2 Produktionskapacitet

Det forudsættes, at den samlede anlægskapacitet i kombination med ressourcer på forbrugssiden i slutningen af perioden sikrer, at forsyningssikkerheden kan opretholdes, også i den koldeste time.

Den mængde biomasse, der er omfattet af biomassehandlingsplanen, forventes anvendt fra januar 2009, da der bliver idriftsat et biomassefyret kraftvarmeværk på Fynsværket. Produktionsanlæg, der i dag ikke kan overholde direktivet for store fyringsanlæg, forventes at blive skrottet, være indmeldt til begrænset drift (i alt 20.000 timer i 2008-2016) eller få etableret afsvovlings- og deNO_x-tiltag.

Produktionsanlæggene opdeles (se **Tabel 4.1**) i anlæg tilsluttet transmissionsnettet, anlæg tilsluttet distributionsnettet

Tabel 4.1 Forbrug (vinter 2005/2006) og produktionskapacitet (nominel effekt) pr. 1. januar 2006.

	Østdanmark MW	Vestdanmark MW
Forbrug - effekt (10 års vinter)	2.984	4.092
Produktionskapacitet	5.145	7.510
I transmissionsnet	3.755	3.402
I distributionsnet	642	1.715
Vindkraft på land og kystnært	582	2.233
Vindkraft på havet	166	160

(overvejende decentrale anlæg) og vindmøller. Opgørelserne er pr. 1. januar 2006.

En detaljeret oversigt over den installerede produktionskapacitet pr. 1. januar 2006 fordelt på Øst- og Vestdanmark fremgår af **Bilag 1**.

De produktionskapaciteter, der er vist i **Bilag 1**, er den nominelle ydeevne. Ved beregning af effektbalancen tages der hensyn til, at der for nogle af anlæggene er forskel på den nominelle ydeevne og den elproduktion, der i praksis er til rådighed. Ud over at dække forbruget skal produktionskapaciteten også dække behovet for visse systemydelse.

Der er ikke forudsat idriftsættelse af nye større kraftværker i perioden frem til 2015. Erfaringsmæssigt tager det omkring 10 år fra planlægning til idriftsættelse af et større kraftværk.

Pr. 1. januar 2006 er der installeret i alt 3.141 MW vindmøller i Danmark, hvoraf 326 MW er havmøller ved Horns Rev og Rødsand. Ifølge den såkaldte skrotningsordning skal der i perioden 2005-2009 foretages udskiftning af vindmøller på land til nye vindmøller med større elkapacitet (jf. det energipolitiske forlig fra 29. marts 2004). Ca. 372 MW er omfattet af den nye skrotningsordning. Ordningen giver kun mulighed for skrotning af 175 MW i perioden 2005-2009.

Der forudsættes etableret nye havmøller fra 2009, da der forventes idriftsat en havmøllepark på 200 MW på Horns Rev i 2009 og på 200 MW ved Rødsand i 2010. Beregningsmæssigt forudsættes yderligere udbygget med en havmøllepark på 200 MW i 2012 i Vestdanmark og en havmøllepark i 2014 i Østdanmark. De to sidstnævnte havmølleparker er ikke politisk besluttede.

4.1.3 Brændsels- og CO₂-kvotepriser

Brændselspriserne er baseret på IEA's seneste prognose World Energy Outlook 2005. Priserne er angivet i Analyseforudsætninger 2006-2015 [Ref. 1]. Prognosen

har en forventning om højere olie-, kul- og gaspriser sammenlignet med tidligere års prognoser. Dette hænger sammen med en forventning om øget energiforbrug og en øget afhængighed af fossile brændsler.

IEA har gennemregnet tre scenarier: Basisscenariet, Deferred Investments og World Alternative Policy. Brændselsprisprognosen for basisscenariet anvendes til referenceberegningerne.

Til referenceberegningerne anvendes en CO₂-kvotepris på 150 kr./ton svarende til ca. 20 EUR/ton. Desuden er der regnet med en afgift på 10.000 kr./ton SO₂.

4.1.4 Modelværktøj

Med udgangspunkt i forudsætningerne er der gennemført analyser af udviklingen i produktion, forbrug, import og eksport, brændselsforbrug og emissioner i perioden 2006 til 2015.

Beregningsmæssigt er analyserne gennemført med modelværktøjet SIVAEL, som optimerer driften af el- og varmeanlæggene time for time. Simuleringerne tager hensyn til de fysiske rammer på anlæggene og optimerer anlæggene på baggrund af prissignaler, så de billigste anlæg producerer den nødvendige el og kraftvarme. Det er forudsat, at alt elproduktion fra decentrale kraftvarmeværker afsættes på markedsvilkår. Vindmølleproduktion er

beregningsmæssigt sikret afsætning, da produktionsprisen er sat til nul.

Markedsprisen i Norden og i Tyskland og udvekslingsforbindelsernes kapacitet bestemmer størrelsen af eksport og import. Simuleringerne medtager således udveksling med nabo-områderne.

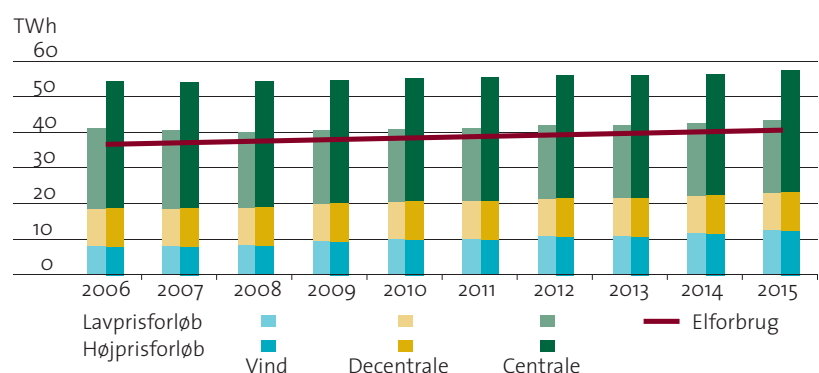
4.2 Resultater af referenceberegningerne

Storebæltsforbindelsen er inkluderet i beregningerne fra 2010. I gennemsnit over årene 2010-2015 er der 2.000 timer om året, hvor strømmen i Storebæltsforbindelsen går mod vest. De resterende godt 6.700 timer går strømmen mod øst, og af disse timer er forbindelsen fuldstændt i ca. 2.000 timer.

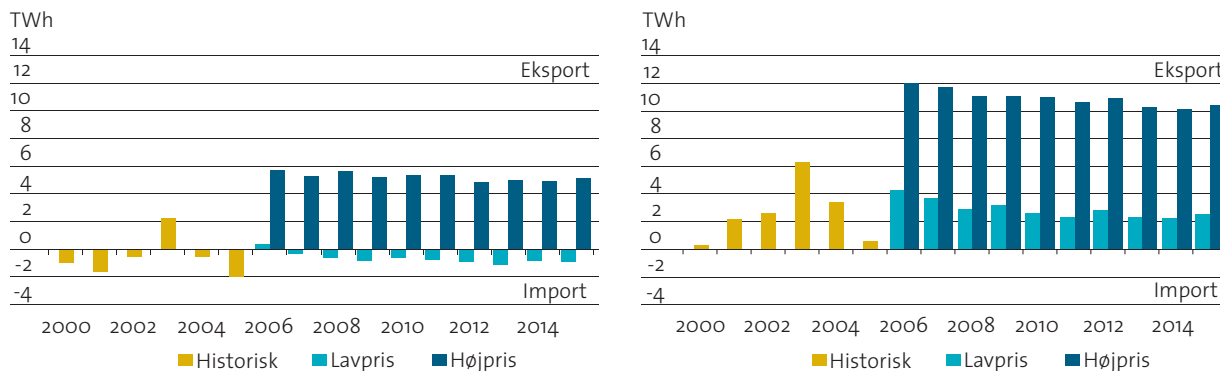
Storebæltsforbindelsen betyder, at produktionen på de østdanske kraftværker falder med ca. 1 TWh, og at produktionen tilsvarende stiger med ca. 1 TWh på de vestdanske kraftværker. Det betyder et fald i emissionerne, da de vestdanske kraftværker gennemgående har højere virkningsgrader. Desuden påvirker de forudsatte idriftsættelser af nye havmølleparker CO₂-emissionerne i nedadgående retning.

Produktion på de decentrale kraftvarmeværker og forbrug af brændslerne biomasse, affald, naturgas og olie har stort

Figur 4.1 Elproduktionsfordeling i lav- og højprisforløb 2006-2015.



Figur 4.2 Udveksling med nabolande (hhv. Østdanmark og Vestdanmark).



set samme omfang i lavpris- og høj-pris-forløbet, da hele kapaciteten også er udnyttet i lavprisforløbet. Derimod er produktion og kulforbrug på de centrale værker betydeligt større i højprisforløbet, da disse kraftværker alene næsten dækker den øgede elproduktion til eksport. Se **Figur 4.1** og **Figur 4.3**, som viser henholdsvis elproduktionsfordelingen og brændselsforbruget.

Figur 4.1 viser et svagt stigende elforbrug. Det, den samlede produktion overstiger forbruget, er eksport.

Udvekslingen med nabolandene er vist på **Figur 4.2**, både historisk og i perioden

frem til 2015. Som det fremgår påvirker lav- og højprisforløbet eksport og import. Årsagen til den høje eksport i 2002-2003 er den lave mængde nedbør i Norge og Sverige.

Figur 4.3 viser brændselsforbrug fordelt på brændselstype i perioden 2006-2015 for lavpris- og højprisforløbet. Der anvendes stort set samme mængde biomasse, affald, naturgas og olie, hvorimod kulforbruget stiger ved større eksport. Det øgede kulforbrug i højprisforløbet medfører en stigning i emissioner og restprodukter.

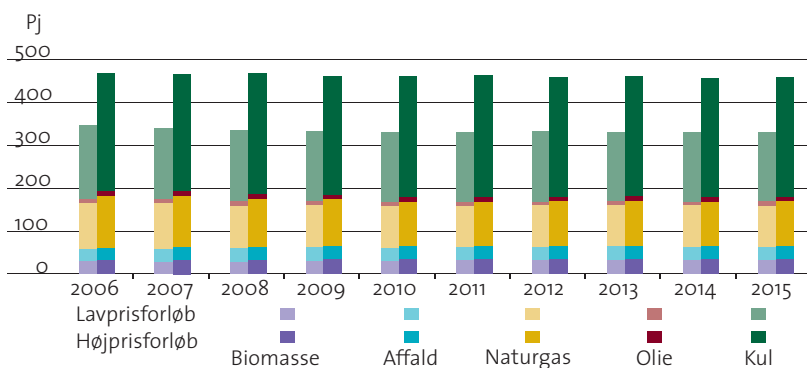
Det samlede brændselsforbrug stiger ikke i perioden 2006-2015, selvom elforbruget stiger, da stigningen i elproduktionen dækkes af øget vindkraft.

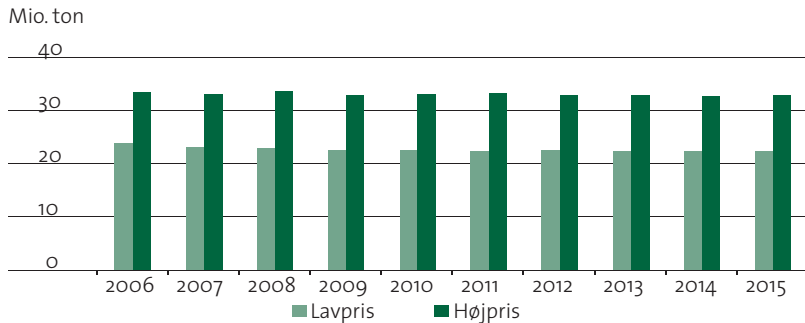
CO₂-emissionerne falder i lavprisforløbet med 1,5 mio. ton fra 2006 til 2015. I højprisforløbet falder CO₂-emissionerne med 0,5 mio. ton.

Fremskrivningerne viser en samlet CO₂-emission fra el- og kraftvarme-produktionen i 2008-2012 på ca. 22 mio. ton pr. år i lavprisforløbet og ca. 33 mio. ton pr. år i højprisforløbet. I perioden 2005 til 2007 har de danske el- og kraftvarme-producenter en samlet CO₂-kvote på 21,7 mio. ton/år. Se i øvrigt afsnit 4.3.

Sammenfattende viser referenceberegningerne, at elprisernes størrelse har stor betydning både for størrelsen af import/eksport og for størrelsen af CO₂-emissionerne. Fremadrettet vil det være interessant at udvide beregningerne til f.eks. også at omfatte variationer på brændselspriser, CO₂-kvotepriser og rammebetingelser samt udvide tidshorisonten fra 10 år. Det vil ske i forbindelse med Energinet.dk's kommende scenariearbejde.

Figur 4.3 Brændselsforbrug i lav- og højprisforløbet.



Figur 4.4 CO₂-emissioner i lav- og højprisforløb 2006-2015.

Fremskrivningen af de danske drivhusgasemissioner i perioden 2008-2012 er i den forbindelse opgjort til 72,3 mio. ton CO₂-ækvivalenter pr. år. I opgørelsen af klima-mankoen er medregnet en effekt af statens allokerede midler til Joint Implementation (JI) og Clean Development Mechanism (CDM) projekter i 2003-2008, der vurderes at give anledning til en årlig reduktion af klima-mankoen på 4,5 mio. ton CO₂-ækvivalenter. Den forventede danske klima-manko opgøres således til 8-13 mio. ton CO₂-ækvivalenter pr. år afhængigt af, om der tages hensyn til Danmarks antagelse om korrektion af basisåret for import.

4.3 Miljø og klima

4.3.1 Perioden 2005-2007

Den miljømålsætning, der først og fremmest præger udviklingen for energiområdet, er Danmarks internationale klimaforpligtelse under Kyoto-protokollen. Siden 1. januar 2005 har 377 danske produktionsenheder således været omfattet af EUs kvotehandelsdirektiv, hvoraf de 255 tilhører el- og varmesektoren. I kvotedirektivets prøveperiode fra 2005-2007 tildeles el- og fjernvarmeproducenterne i Danmark en samlet kvotemængde på 21,7 mio. ton om året svarende til ca. 3/4 af den forventede CO₂-emission i perioden.

Senest 1. juli 2006 skal Danmark aflevere en national allokeringsplan til EU, der indeholder en fordelingsnøgle for kvoterne i årene 2008-2012. Her vil det nærmere blive afklaret, hvor stor en del af den forventede klimamanko der skal finansieres af el- og kraftvarmeproducenterne ved reduktioner i de tildelte gratis kvoter. Med afholdelsen af FN's 11. klimakonference i slutningen af 2005 er forhandlingerne så småt påbegyndt omkring indholdet af klimastrategien for tiden efter 2012.

En foreløbig opgørelse viser, at de el- og kraftvarmeproducenter, som var omfattet af kvoterne i 2005, (inklusive industrielle kraftvarmeanlæg) havde en CO₂-udledning på 19,2 mio. ton. Den tildelte

gratis kvote for disse anlæg er gennemsnitligt 23,5 mio. ton om året i perioden 2005-2007. Den lave CO₂-udledning i 2005 kan tilskrives en stor import af el. Til sammenligning var der en relativ stor eksport fra Danmark i 2003, hvilket resulterede i en CO₂-emission fra el- og kraftvarmeproduktionen på hele 28,1 mio. ton.

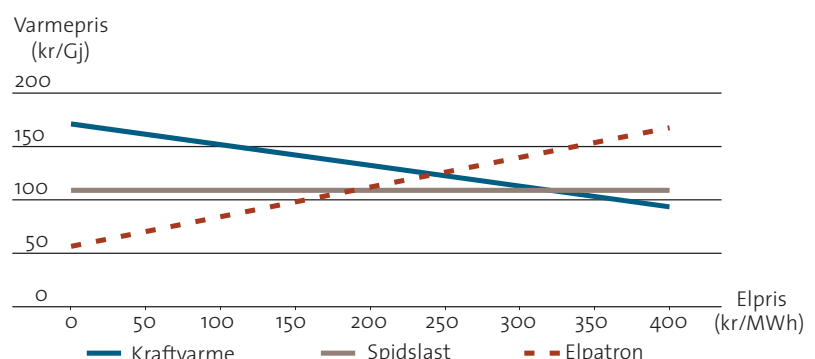
4.3.2 Opfyldelse af forpligtelserne i 2008-2012

Danmark skal i 2008-2012 reducere udslippet af drivhusgasser med 21 % i forhold til udslippet i 1990. I 2005 udarbejdede Miljøstyrelsen en opgørelse over, hvor langt Danmark forventes at være fra at nå Kyoto-målet på 55 mio. ton CO₂-ækvivalenter pr. år [Ref. 2].

Som tidligere nævnt viser fremskrivningerne en samlet CO₂-emission fra el- og kraftvarmeproduktionen i 2008-2012 på ca. 22 mio. ton pr. år i et lavprisforløb og ca. 33 mio. ton pr. år i et højprisforløb (Figur 4.4). El- og kraftvarmesektorens behov for tilkøb af kvoter eller nedbringelse af CO₂-udslippet vil således være afhængig af byrdefordelingen i allokeringsplanen for 2008-2012. Under alle omstændigheder vil kravene blive svære at opfylde i tilfælde af en stor el-eksport i forpligtelsesperioden.

4.3.3 Certifikater og oprindelsesgarantier

Elkunder køber i stigende grad el med særlige miljøegenskaber. Der findes i dag ordninger med certifikater og oprindel-

Figur 4.5 Varmeprijs som funktion af elprisen med de nye varmeafgifter.



gennemføres i samarbejde med Dansk Elhandelsforum og Energistyrelsen i 2006.

4.3.4 Livscyklusanalyse

Den danske elbranche udarbejdede i perioden 1998-2000 en række grundmaterialer til en egentlig livscyklusanalyse (LCA) af hele kæden fra indkøb af brændsler til produktion og transport af el. I de mellemliggende år er der sket mange ændringer af produktionsapparatet i elsektoren, og dermed er også miljøforholdene omkring elproduktion ændret. Vedvarende energi bidrager i dag med ca. 30 % af elproduktionen, heraf udgør vindkraften alene ca. 20 %.

På baggrund heraf skal LCA-studiet fra 1998 opdateres. Energinet.dk er initiativtager til at samle relevante parter fra elbranchen til opdatering af studiet. I første omgang samarbejdes med Energistyrelsen, Dansk Energi og udvalgte producenter. Arbejdet afsluttes i 2008.

4.4 Virkningen af ny lov om varmeafgifter

I det følgende belyses særsomt virkningen af en ny lov om afgiftsændringer for

varmeproduktion. Loven er i øjeblikket i høring hos EU. Lovændringen gør det muligt at installere og anvende elpatroner på blandt andet decentrale kraftvarmeværker. Der redegøres for, hvordan de variable varmeproduktionsomkostninger for en naturgasfyret kraftvarmeenhed, en naturgasfyret spidslastkedel og en elpatron (dyppekoger) påvirkes af de ændrede regler. Konsekvenserne illustreres ved et eksempel. **Tabel 4.2** viser de anvendte forudsætninger.

Der er ikke regnet med CO₂-pris eller tarif for elproduktionen. Med de givne forudsætninger vil kraftvarmeenheden producere ved elpriser over 320 kr./MWh. Ved elpriser under 189 kr./MWh vil elpatronen være billigst. Mellem 189 og 320 kr./MWh er det billigst at producere varmen på den naturgasfyrede spidslastkedel. Se **Figur 4.5**.

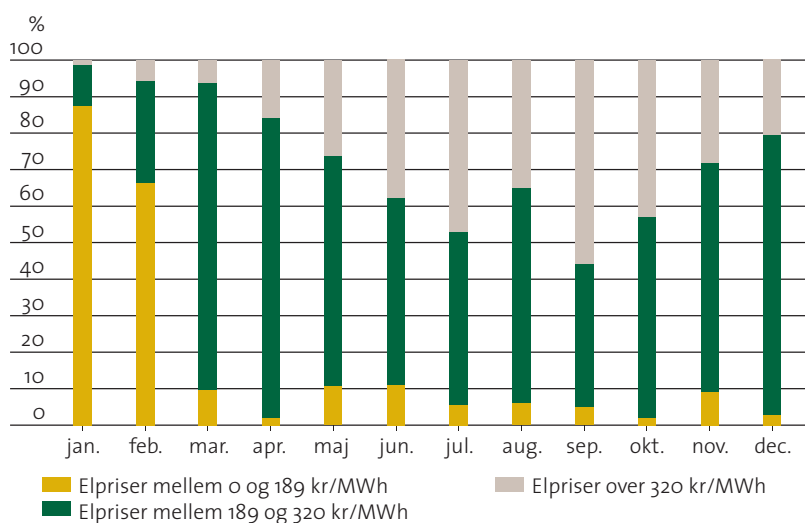
Den vedtagne ændring i energiafgifterne vil medføre, at det er aktuelt at anvende og installere elpatroner (investeringsomkostningerne er relativt lave). Dog er det nødvendigt også at tage højde for blandt andet drifttider.

sesgarantier, men ikke noget fælles akkrediteret system. For at sikre at der faktisk sker vækst i miljøvenlig elproduktion, er der behov for øget fokus på troværdigheden i de forskellige ordninger. Det er en yderligere komplikation, at el også handles over grænsen.

Energinet.dk deltager i det fælleseuropæiske E-Track arbejde for at udvikle et fælles system for certifikater og oprindelsesgarantier tilknyttet handel med el med særlige miljøegenskaber. Arbejdet koordineres tæt med Energistyrelsen og strækker sig til og med 2007.

Parallelt med dette arbejde har Energinet.dk ansvar for, at der i Danmark etableres en pålidelig ordning for elhandlers deklaration af den el, de sælger med særlige miljøegenskaber. Dette arbejde

Figur 4.6 Elpris i Vestdanmark.



Eksempel – drifttider for en elpatron i drift i 2005

Drifttiderne for de forskellige komponenter i et kraftvarmeværk – kraftvarmeenhed, spidslastkedel og elpatron er vurderet. Eksemplet tager udgangspunkt i elpriserne time for time i 2005 for prisområdet Vestdanmark. I Vestdanmark er der installeret ca. 1.200 MW naturgasfyret kraftvarme.

Figur 4.6 viser, at elpatronen har et højt antal drifttimer i januar og februar, mens drifttimerne den resterende del af året er relativt lave. Formentlig er det ikke muligt alene at forrente investeringen i elpatronen med en så lille drifttid.

De decentrale kraftvarmeværker har mulighed for at byde deres elpatroner ind på regulerkraftmarkedet, således at elpatronen, når den er i drift, kan afbrydes. Dette giver samme effekt som opregulering af produktion. Hvis elpatronen derimod ikke er i drift, kan den tændes, hvilket svarer til nedregulering af produktion. Flere decentrale kraftvarmeværker har vist interesse for at byde elpatroner ind på regulerkraftmarkedet og dermed øge forrentningen af en eventuel investering.

Tabel 4.2 Forudsætninger for eksemplet til beregning af konsekvens for ny lov om varmeafgifter. Til sammenligning er afgiftsreglerne før og efter lovændringen vist.

	Kraftvarme-anlæg	Spidslast-kedel
Naturgaspris (kr./GJ)	60	60
Virkningsgrad	90 %	95 %
Cm-værdi	0,7	-
Variable D+V (kr./MWh hhv. kr./GJ)	60	0
CO ₂ -afgift (kr./ton)	150	150
Energiafgift (kr./GJ varme) (efter lovændring)	45	45
Energiafgift (kr./GJ brændsel), (før lovændring)	51	51
Brændsel til fjernvarme (GJ _{br} /GJ _{varme}) ¹	1,25	-
	Afgiftsregler før lovændring	Afgiftsregler efter ændring
Energiafgift (kr./MWh el)	57 ¹	-
Energiafgift (kr./GJ varme)	-	45
Eltariffer (kr./MWh el)	41	41
PSO-tarif (kr./MWh el)	48	-

¹ Brændsel til varme ved kombineret produktion beregnes efter e-formel (elproduktionen antages produceret med en virkningsgrad på 65 %, resten er til varmeproduktion) eller v-formel (varmeproduktionen antages produceret med en virkningsgrad på 125 %, resten er til elproduktion).

5. Elforsyningssikkerhed

Som systemansvarlig virksomhed har Energinet.dk ansvaret for forsyningssikkerheden i elsystemet, både for at sikre tilstedeværelsen af tilstrækkelig produktionskapacitet og for at opretholde den tekniske kvalitet og balance i det sammenhængende elforsyningssystem.

Forsyningssikkerhed er sammen med sikringen af elmarkedet og indpasning af miljøvenlig elproduktion et grundhensyn i planlægningen af eltransmissionsystemet.

5.1 Elforsynings-sikkerhed generelt

Der findes ikke nogen generelt accepteret definition af forsyningssikkerhed, men her relateres begrebet til elforsyningens kvalitet hos elforbrugerne.

I den tekniske vurdering af forsyningssikkerheden indgår to grundlæggende begreber: *sikkerhed og tilstrækkelighed* (se Tabel 5.1).

Utilstrækkelig produktionskapacitet på markedet kan enten skyldes, at kapaciteten ikke findes (der mangler kraftværker), eller at producenter mere eller mindre åbenlyst holder kapacitet tilbage fra markedet gennem udøvelse af markeds-

Tabel 5.2 Konsekvenser for forbrugerne.

Systemelement	Konsekvens af mangel
Produktionskapacitet	Højere elpriser Prisspidser Kontrollerede afbrydelser
Brændsel	Højere elpriser Kontrollerede afbrydelser
Transmissionsnet	Markedsopdeling
Systemsikkerhed	Ukontrollerede afbrydelser

magt. En vurdering af produktionskapaciteten skal derfor både omfatte kapacitetens eksistens og dens tilgængelighed for markedet.

En mere konkret vurdering af forsyningssikkerheden bygger på en forståelse af de konsekvenser, som elforbrugerne kan blive udsat for. Når det begynder at knibe med tilstrækkeligheden af systemets elementer, viser det sig som regel først som økonomiske konsekvenser – elpriserne stiger. Når sikkerheden ikke er i orden, øges risikoen for afbrydelser. Vurdering af sikkerheden er kompleks, fordi den afhænger af en lang række faktorer, herunder også af systemets tilstrækkelighed.

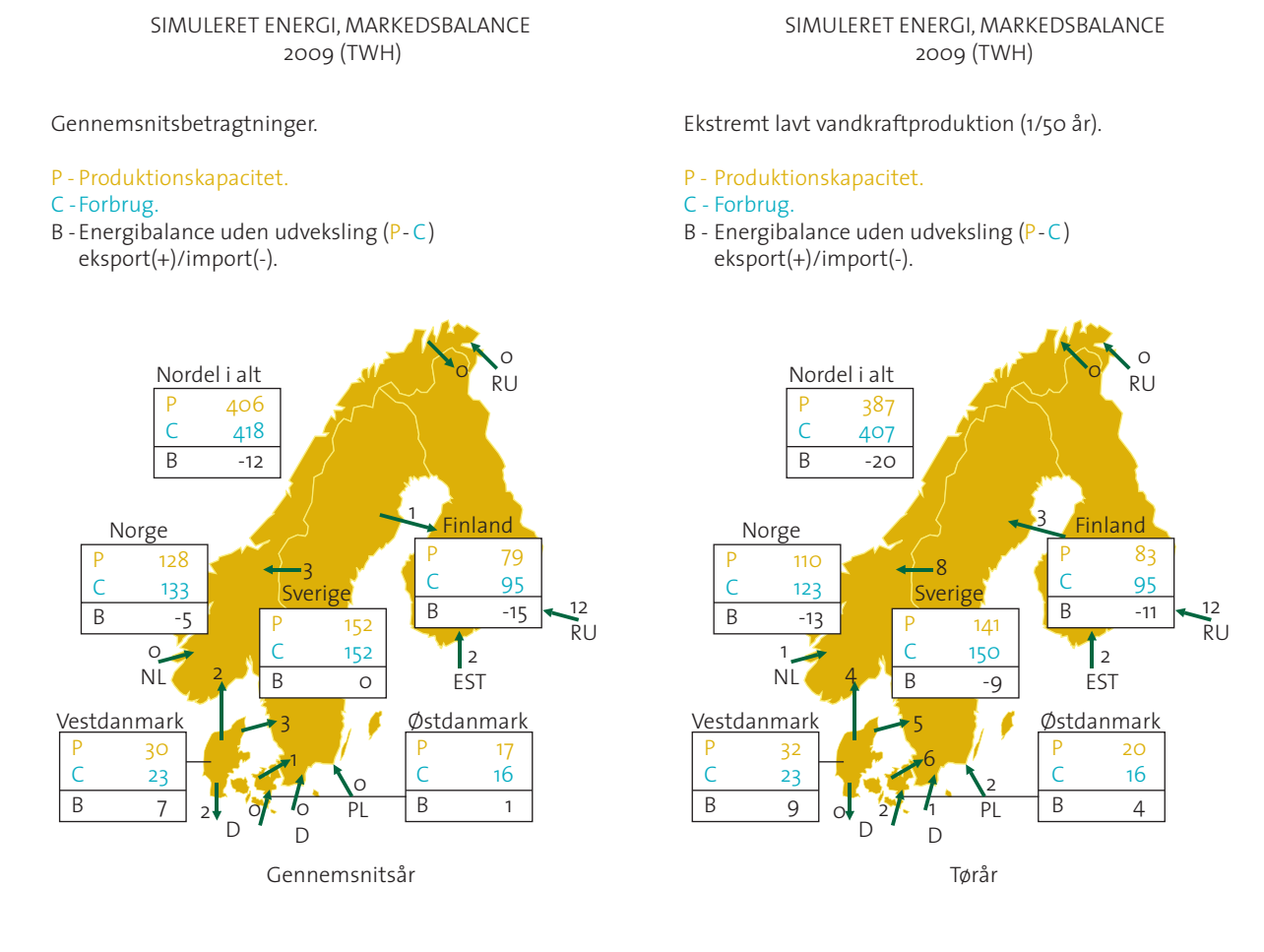
Tabel 5.2 viser nogle af konsekvenserne for forbrugerne, hvis de anførte systemelementer mangler eller reduceres. Markedsopdelingen, som er en følge af manglende kapacitet i transmissionsnettet, vil på kort sigt næppe observeres af almindelige elforbrugere. Ukontrollerede afbrydelser, som kan blive en følge af utilstrækkelig systemsikkerhed, kan derimod have omfattende følger for forbrugerne.

En stringent definition af forsyningssikkerhed vil kun omfatte egentlige afbrydelser som forringet forsyningssikkerhed. Dette vil imidlertid afskære f.eks. energipriskrisen i 1970'erne fra at være et spørgsmål om forsyningssikkerhed.

Ved anvendelse af et lidt bredere begreb er det imidlertid nødvendigt at vurdere den fremtidige markedsbetjening separat, så man ikke slår alarm over prisudsving, som ikke er andet end normale markedssignaler. En passende andel af priselastisk elforbrug vil kunne bidrage til at mindske prisspidserne.

Tabel 5.1 Sikkerhed og tilstrækkelighed.

Sikkerhed og tilstrækkelighed	
Sikkerhed	<i>Sikkerhed</i> er systemets evne til at kunne klare pludselige forstyrrelser såsom elektriske kortslutninger eller uventede tab af systemelementer. Begrebet dækker dynamiske forhold.
Tilstrækkelighed	<i>Tilstrækkelighed</i> 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 udfald af systemelementer. Begrebet dækker stationære forhold.



Figur 5.1 Energibalance for Nordel 2009. Kilde: Nordel. Energibalancen er opgjort for et gennemsnitsår og et tørår. Opgørelsen for de enkelte områder er lavet uden hensyntagen til muligheden for udveksling.

5.2 Effekt- og energisikkerhed

Opstilling af effekt- og energibalancer er et af de værktøjer, der anvendes til vurdering af forsyningssikkerheden. I det følgende gennemgås effekt- og energisikkerheden i Norden, Tyskland og Polen samt i Danmark.

5.2.1 Effekt- og energisikkerhed i Norden

Nordels seneste opgørelse af energibalancen for 2009 er vist på **Figur 5.1**. Den tilsvarende opgørelse af effektbalancen for 2009/2010 er vist på **Figur 5.2**.

I tilfælde af tørår, som f.eks. 2002-2003, kan muligheden for energiproduktion baseret på vandkraft, reduceres med op til 42 TWh. Denne reduktion skal dækkes af produktion i Danmark samt af import fra Rusland, Tyskland, Polen og Estland. Tørårssituationen vil ikke have væsentlig betydning for forsyningssikkerheden i Danmark, da en decideret mangelsituation skal klares i de områder, der har underskud. Tøråret vil derimod have stor betydning for elprisen i de danske områder.

Ligeledes gælder det for effektbalancen, at der i tilfælde af en vinter med meget koldt vejr (10 års-vinteren) vil være et samlet effektunderskud i Norden. Dan-

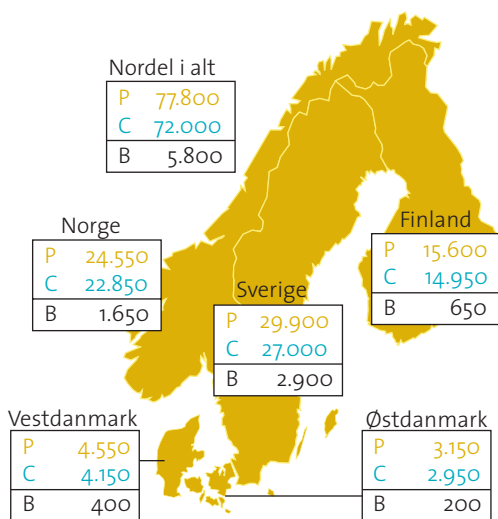
mark har i sig selv et lille effektoverskud, men for de øvrige lande forventer man at dække underskuddet via import. Importen forventes især at komme fra Rusland og i mindre grad fra UCTE-området (se **Figur 5.2**).

I forhold til sidste års opgørelse for 2008/2009 (kold vinter) er Nordels samlede effektbalance forbedret fra -1.900 MW til -700 MW i 2009/2010. Det skyldes blandt andet en betydelig tilgang af udvekslingsforbindelser og produktionskapacitet, herunder blandt andet kernekraft i Finland samt kernekraft og kraftvarme i Sverige. Nordels Balancegruppe konkluderer i sin rapport om effekt- og energibalancer i 2009, at produktionska-

ELKAPACITET OG SPIDSBELASTNING 2009/10 (MWH/H)

Ingen udveksling mellem områder.
Gennemsnitlige vintertemperaturer.

P - Maksimalt tilgængelig produktionskapacitet
(eksklusiv driftsreserver).
C - Spidsbelastning.
B - Effektbalance.

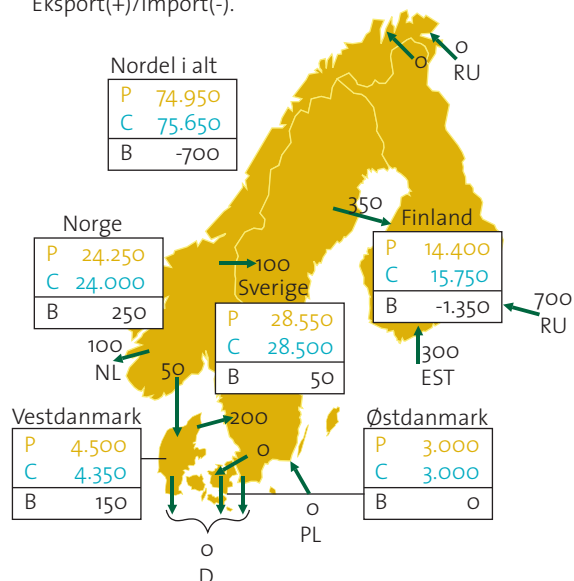


Middelvinter

BEREGNET ELMARKEDSBALANCE 2009/10 (MWH/H)

Tilgængelig produktion, estimeret eksport/import.
Temperaturer svarende til en vinterdag over en tiårsperiode.

P - Maksimalt tilgængelig produktionskapacitet
(eksklusiv driftsreserver).
C - Spidsbelastning.
B - Estimeret netto eludveksling
Eksport(+)/import(-).



Kold vinter

Figur 5.2 Effektbalance for Nordel vinter 2009/2010. Kilde: Nordel. Effektbalancen er opgjort for en middelvinter og en kold vinter. Opgørelsen for middelvinteren er lavet for de enkelte områder uden hensyntagen til muligheden for udveksling. For den kolde vinter er opgørelsen lavet for hele Nordel-området, og muligheden for at udveksle mellem landene er inddraget (under hensyntagen til netbegrænsninger).

paciteten i det nordiske område er tilstrækkelig til at dække behovet i normale, men ikke ekstreme situationer.

Af særlig interesse for det danske elsystem er effektbalancen i Sydsverige på grund af Østdanmarks tætte elektriske sammenkobling med det sydsvenske område. Det sydsvenske område er her defineret som området syd for det såkaldte Snit 4 – syd for Göteborg i vest til Oskarshamn i øst.

Det sydsvenske område er kendetegnet ved et elforbrug, der i størrelsesorden svarer til 2/3 af det samlede danske elforbrug. Produktionsmulighederne i området er efter Barsebäckværkets

lukning langt fra tilstrækkelige til at kunne dække effektbehovet. I stedet dækkes forbruget af import fra Nord sverige via Snit 4.

Overføringskapaciteten på Snit 4 dækker ofte ikke forbruget i Sydsverige. Der er dermed heller ikke plads til også at kunne dække transitten fra Nordskandinavien til Danmark, Tyskland og Polen via Øresund, Baltic Cable og Swepol Link. Man vil derfor ikke kunne forvente, at et effektunderskud i Østdanmark vil kunne dækkes via import fra Sverige.

Effektbalancen i Sydsverige kan forbedres via yderligere investeringer i produktions- og transmissionskapacitet til om-

rådet. Aktuelt har E.ON Sverige besluttet at bygge et nyt kraftvarmeværk i Malmö samt at øge produktionskapaciteten på Oskarshamnværket. Svenska Kraftnät har planer om at forstærke Snit 4 med en ekstra forbindelse fra Mellem- til Sydsverige. Storebæltsforbindelsen vil også bidrage til at afhjælpe effektunderskuddet i det sydsvenske-østdanske område. Fælles for disse tiltag er, at det varer en årrække, før de er i drift.

Energinet.dk følger nøje udviklingen i effekt- og energibalancen i Norden. I Nordel arbejdes med implementeringen af EUs elmarkedsdirektiv, herunder specielt spørgsmålet om incitamenter til investeringer i ny elproduktionskapa-

citet. Uanset om nyinvesteringer sker på eget initiativ af producenterne eller som følge af udbudsprocedure fra den systemansvarlige, er det en forudsætning, at der findes pålidelige prognoser for fremtidige effektbalancer og holdbare kriterier for systemtilstrækkelighed – det vil sige for hvornår det eventuelt bliver nødvendigt at sætte en udbudsprocedure i gang. Arbejdet med at tilvejebringe metoder til at vurdere effektbalancer og opstille kriterier for systemtilstrækkelighed foregår i øjeblikket i en Nordel-arbejdsgruppe under ledelse af Energinet.dk.

5.2.2 Effektbalancen i Tyskland og Polen

UCTEs System Adequacy Forecast 2005-2015 opgør udviklingen i effektbalancen for de kommende 10 år i Europa. Ifølge opgørelsen fra UCTE er balancen i Polen god helt frem til 2015. På grund af interne transmissionsbegrænsninger i Polen er muligheden for eksport til Sverige ikke nødvendigvis til stede. Balancen i Tyskland er acceptabel, men udviklingen fra 2010-2015 tyder på, at balancen strammer til. Øvrige dele af UCTE, særligt den sydlige del, har behov for import fra de centrale dele af UCTE, hvilket yderligere reducerer ressourcerne for eksport til Nordel.

Der er i UCTEs opgørelse anvendt en konservativ vurdering for ny tilgang af produktionskapacitet. Til gengæld er der i prognosen ikke taget hensyn til, at konsekvensen af EU-direktivet for store fyringsanlæg kan være at en større del af den eksisterende kapacitet skrottes.

Spidslastforbruget i Norden forventes at falde sammen med spidslast-perioder i det nordlige UCTE-område. Der er i dag mulighed for import fra UCTE til at dække en vinterspids i Nordel, men den mulighed vil sandsynligvis ikke længere være til stede i 2010-2015. Dette gælder særligt, hvis EU-direktivet for store fyringsanlæg medfører yderligere skrotning af kapacitet i Tyskland og Polen. Energinet.dk følger derfor også nøje udviklingen i produktionskapaciteten i Nord-europa.

Også udbygningen med vindkraft i Nordtyskland har stor betydning for behovet for reguleringskapacitet i forbindelse med prognosefejl for vindkraften. Når der er overskud af vindkraft i det danske system, kan overskuddet ikke altid sendes sydpå, da de samme problemer ofte findes i Nordtyskland.

5.2.3 Effektbalancen i Øst- og Vestdanmark

Danmark er indtil Storebæltsforbindelsen idriftsættes omkring 2010 fortsat opdelt i to elsystemer. Effektbalancerne er derfor i det følgende opdelt i Øst- og Vestdanmark.

Elforbrugsprognoser og de nominelle kraftværkskapaciteter kan ses i kapitel 4. Udviklingsforløb og en oversigt over den installerede produktionskapacitet pr. 1. januar 2006 for Øst- og Vestdanmark fremgår af Bilag 1.

De danske effektbalancer (normal og kold vinter) fremgår af Figur 5.2, som også viser Nordels effektbalance. For Vestdanmark er effektoverskuddet i en kold vinter 2009/2010 150 MW, mens det for Østdanmark er 0 MW. Balancen for Østdanmark forudsætter, at Asnæsværkets blok 2 og Stignæsværkets blok 1 og 2 (i alt godt 550 MW) er i drift efter 2008.

I den produktionskapacitet, der indgår i effektbalancen, er der taget hensyn til, at der for de fleste af anlæggene er forskel på den nominelle ydeevne og den elproduktion, der er til rådighed i praksis. Der er f.eks. taget højde for kraftvarmelevering ved at reducere anlæggenes nominelle ydeevne. I effektbalancen er det valgt ikke at indregne bidrag fra vindkraften, når maksimalforbruget skal dækkes, da der på en vinterdag med stærk frost ofte ikke er vind og dermed heller ikke elproduktion fra vindmøllerne.

Den nominelle effekt i Øst- og Vestdanmark er henholdsvis 5.145 MW og 7.510 MW. Herfra skal trækkes ca. 1.200 MW (heraf vindkraftkapacitet på 748 MW) fra den nominelle effekt i Østdanmark for at

få den produktionskapacitet, der er til rådighed på en kold vinterdag.

I Vestdanmark fratrækkes 2.393 MW svarende til vindkraften. I vest er der aftale om, at kraftvarmeværkerne afkobler varmeleverancerne, når der er et stort eleffektbehov.

Ud over at dække forbruget skal produktionskapaciteten også dække behovet for systemtjenester. I Østdanmark reserveres 775 MW og i Vestdanmark reserveres 650 MW til disse formål. Disse systemtjenester er der taget højde for ved opgørelse af balancen.

I perioden frem til 2015 påvirkes effektsituationen især af det forhold, at EU-direktivet for store fyringsanlæg træder i kraft i 2008. De centrale kraftværksblokke, som på det tidspunkt ikke overholder direktivets miljøkrav, vil kun kunne anvendes i begrænset drift (maks 20.000 timer i perioden frem til 2015) eller helt tages ud af drift.

Frem mod 2015 er effektbalancen i Vestdanmark stadig positiv. Fynsværkets blok 3 opfylder ikke EU-direktivet i 2008 og er fra det tidspunkt indmeldt i begrænset drift. Enstedværket bliver renoveret og levetidsforlænget frem til 2021. For de øvrige blokke (Studstrupværkets blok 3 og 4, Fynsværkets blok 7), der ikke i øjeblikket kan opfylde EU-direktivet, er der igangsat projekter for at installere nye miljøanlæg.

Selv om flere centrale kraftværksblokke i Østdanmark er renoveret eller renoveres inden for de næste par år (Amagerværkets blok 1 og 2 samt Kyndbyværket), er halvdelen af de sjællandske kraftværker 30 år eller ældre.

H.C. Ørsted Værkets blok 1-4 og Svane-mølleværkets blok 1-3 – i alt 150 MW nominal effekt – forventes skrottet i 2008. Asnæsværkets blok 2 og 4 og Stignæs 1 og 2 – i alt 826 MW nominal effekt – overholder ikke EU-direktivet om store fyringsanlæg, men er ikke indmeldt i begrænset drift. Det er således på nuværende tidspunkt usikkert, om disse

anlæg vil blive udstyret med miljø-anlæg, eller om de vil blive søgt skrottet. Uden disse blokke vil effektbalancen være truet, og der vil være behov for ny produktionskapacitet i Østdanmark allerede fra 2008.

Det er således nødvendigt at følge effektbalancerne især i Østdanmark nøje. For at påvirke effektbalancen i positiv retning arbejder Energinet.dk målrettet med at fremme priselastisk elforbrug, med at aktivere nødforsyningsanlæg og – på længere sigt – med fysiske muligheder (f.eks. kraftværkspladser) og markeds-mæssige incitamenter til at etablere ny produktionskapacitet.

5.3 Brændselsforsyning

Brændselsforsyningen er en væsentlig del af elforsyningssikkerheden. Energinet.dk's arbejde med brændselsforsyningen reguleres af Bekendtgørelse nr. 917 af 13. november 2002 om lagerberedskab for brændstoffer i medfør af lov om elforsyning.

Ifølge bekendtgørelsen skal Energinet.dk løbende overvåge brændselslagrenes størrelse og vurdere, om disse er tilstrækkelige til at videreføre elforsyningen i tre måneder i tilfælde af svigt i brændselsforsyningen. Desuden skal Energinet.dk udarbejde planer for, hvordan elforsyningen kan videreføres i tilfælde af manglende brændselsforsyning til landet som følge af beredskabssituationer og andre ekstraordinære situationer.

Brændselsredegørelsen udarbejdes som en del af sektorberedskabsplanen og forventes offentliggjort i august 2006.

5.4 Driftssikkerhed – adgang til systemtjenester

Til at opretholde den fysiske balance og elkvaliteten for et sammenhængende elforsyningssystem er det nødvendigt med systemtjenester. Systemtjenester leveres i form af op- og nedregulering og

er nødvendige for at kunne håndtere variationer i frekvens og spænding, prognoseafvigelser samt havarier på produktions- og netanlæg.

Hvorvidt hvert af de to danske systemområder er i balance, aflæses af eludvekslingen på henholdsvis den jysk-tyske vekselstrømsforbindelse og vekselstrømsforbindelsen mellem Østdanmark og Sverige. Balancen måles ved at sammenholde den planlagte eludveksling med den faktiske. Den planlagte eludveksling fastsættes ud fra de elhandler, der planlægges mellem de to tilgrænsende systemområder.

Opretholdelse af balancen kan ske ved at regulere den faktiske udveksling ved hjælp af systemtjenester i Danmark eller ved at ændre den planlagte udveksling i form af en elhandel med den nabosystemansvarlige. Hvilken fremgangsmåde, der vælges, afhænger af den aktuelle driftssituation, og hvad der økonomisk er mest fordelagtigt.

Systemtjenester købes i dag hos producenter i Danmark samt hos systemansvarlige i nabo-områderne. Systemtjenesterne kan opdeles i normaldrifts- og driftsforstyrrelsesreserver.

Normaldriftsreserver anvendes til at opretholde normale driftsforhold og er aktive i alle driftstimer. Driftsforstyrrelsesreserver anvendes til inden for en rimelig tid at bringe elsystemet tilbage i en driftssikker tilstand efter en driftsforstyrrelse i form af udfald af en vilkårlig ledning, transformer eller et kraftværksanlæg.

5.4.1 Behovet for systemtjenester

Behovet for systemtjenester vil i praksis variere alt efter driftssituation og den sammensætning af elproduktion og eludveksling. Behovet for systemtjenester for det enkelte døgn kan bestemmes dagen før driftsdøgnet ved kendskab til produktions- og handelsplaner m.m.

Købsaftaler om systemtjenester bør derfor sammensættes, så det skal være muligt overfor leverandørerne at kunne variere behovet for at sikre en optimering af drift, marked og økonomi.

Fastsættelse af behovet for systemtjenester sker på baggrund af:

- Valg af dimensioneringskriterier vedrørende forsyningssikkerhed
- Dimensionerende fejl- og reguleringsforløb
- UCTEs regelsæt og Nordel's systemdriftsaftale
- Eventuelle aftaler med nabosystemansvarlige.

Dimensioneringskriterier

Dimensioneringskriterierne beskriver Energinet.dk's krav til, hvilke typer af fejlsituationer, der skal kunne håndteres.

Energinet.dk har valgt at dimensionere mængden af driftsforstyrrelsesreserver i hvert af de to danske synkronområder således, at elsystemet efter en rimelig tid kan bringes tilbage til en driftssikker tilstand efter udfald af ét net- eller produktionsanlæg (n-1) i hvert af de to synkronområder. Dette gælder frem til at Storebæltsforbindelsen etableres. En driftssikker tilstand betyder her, at næste fejl kan tåles. Dette dimensioneringskriterium er det samme, som danner basis for UCTEs regelsæt og Nordel's systemdriftsaftale.

Dimensionerende fejl- og reguleringsforløb

De dimensionerende fejl- og reguleringsforløb er bestemt ud fra de worst case-situationer, som vurderes at være sandsynlige. Udfald af det største produktionsanlæg eller udfald af en udvekslingsforbindelse med fuld import er afgørende for bestemmelsen af det dimensionerende fejlforløb. For øjeblikket er det Enstedværkets blok 3, Asnæsværkets blok 5, én forbindelse på Skagerrak, Kontekforbindelsen eller én 400 kV-forbindelse på Øresund. Totalhavarier på hver af disse vil alle være i en størrelsesorden på 550-620 MW.

En anden betydende faktor for de dimensionerende fejl- og reguleringsforløb er de store mængder af vindproduktion. En kraftig vindfront, der er forsinket eller mindre end forventet, har samme virkning på elsystemet, som havarier på kørende termiske anlæg. Der vil mangle elproduktion, som skal erstattes. En kraftig vindfront, der kommer tidligere eller er kraftigere end forventet, vil derimod skabe et behov for nedregulering af produktionskapacitet eller alternativt opregulering af elforbruget.

UCTEs regelsæt og Nordels systemdriftsaftale

Energinet.dk er via UCTEs regelsæt og Nordels systemdriftsaftale forpligtet til at sikre rådighed over de nævnte systemtjenester. Energinet.dk vurderer selv behovet for manuelle op- og nedreguleringsreserver. For primær regulering, frekvensstyret normaldriftsreserve, frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve samt automatisk reserve er forpligtelsen imidlertid konkretiseret i en specifik mængde, der er fastsat i henholdsvis UCTE- og Nordel-regi. Til gengæld er Energinet.dk sikret andel i den samlede centraleuropæiske henholdsvis nordiske mængde af disse typer af systemtjenester.

Aftaler med nabosystemansvarlige om deling af systemtjenester

I dag deler Østdanmark og Sverige 600 MW hurtig driftsforstyrrelsesreserve til havarier i de to systemområder syd for det svenske Snit 4. Dette sparer Østdanmark for indkøb af 300 MW hurtig driftsforstyrrelsesreserve.

Østdanmark deler ligeledes 50 MW frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve med Vattenfall Europe Transmission via Kontek-forbindelsen.

Mængder

I Tabel 5.3 er behovene for systemtjenester for Danmark sammenfattet. Tabellen er opdelt efter reservetyper.

Tabel 5.3 Nuværende behov for systemtjenester.

	Vestdanmark Nuværende behov	Østdanmark Nuværende behov	Energinet.dk Nuværende behov
Normaldriftsreserver			
Primær regulering (UCTE)	+/- 31,7 MW	0	+/- 31,7 MW
Frekvensstyret normaldriftsreserve (Nordel)		+/- 23 MW	+/- 23 MW
Automatisk reserve	+/- 140 MW	0	+/- 140 MW
Regulerkraftreserve (manuel reserve)	+140/-160 MW	+/- 150 MW	+290/-310 MW
Reaktiv reserve/spændingsregulering og kortslutningseffekt	3 centrale anlæg i sommerperiode	3 centrale anlæg	6 centrale anlæg
Driftsforstyrrelsesreserver			
Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve (Nordel)	75 MW	100 MW	175 MW
Hurtig driftsforstyrrelsesreserve/manuel reserve (maks. 15 min)	480 MW	300 MW	780 MW
Langsom driftsforstyrrelsesreserve (manuel)	0	300 MW	300 MW
Dødstartsmulighed	2 anlæg	2 anlæg	4 anlæg

5.4.2 Fremtidige behov for systemtjenester

Som nævnt har størrelsen af elproduktionsanlæg og udvekslingsforbindelser afgørende betydning for størrelsen af behovet for systemtjenester. En stigende mængde vindproduktion og en øget fokus fra vores naboer på ubalancer på udvekslingsforbindelserne kan bevirke, at behovet for systemtjenester på sigt må øges.

Energinet.dk har igangsat et arbejde med at revurdere og optimere den samlede mængde systemtjenester.

Deling af systemtjenester

Etablering af den kommende Storebæltsforbindelse giver Øst- og Vestdanmark mulighed for deling af systemtjenester, så der kan spares indkøb af 300 MW hurtig driftsforstyrrelsesreserve/manuel reserve.

Hvis der er mulighed for indgåelse af andre deleaftaler via de danske udvekslingsforbindelser, kan der også her være mulighed for reduktioner i de indkøbte mængder af systemtjenester. Når sådanne aftaler indgås, skal det samtidigt sikres, at der er plads på udvekslingsforbindelserne til at overføre den aktuelle mængde af systemtjenester. For øjeblikket foregår der i Nordel-regi et omfattende analysearbejde om de nordiske reserver med henblik på en øget fælles udnyttelse og deling.

6. Elmarkedet

Energinet.dk er forpligtet til at stille en velfungerende markedsplads til rådighed for markedsaktørerne på elmarkedet. Forudsætningen for, at markedet kan fungere, er, at det sker på grundlag af gennemsigtige og ikke-diskriminerende markedsregler for aktørerne, og at den nødvendige infrastruktur, herunder udvekslingsforbindelser, er til rådighed. En væsentlig opgave for Energinet.dk er også at samarbejde om markedsfunktionen med de systemansvarlige i nabolandene.

6.1 Status for elmarkedsfunktionen

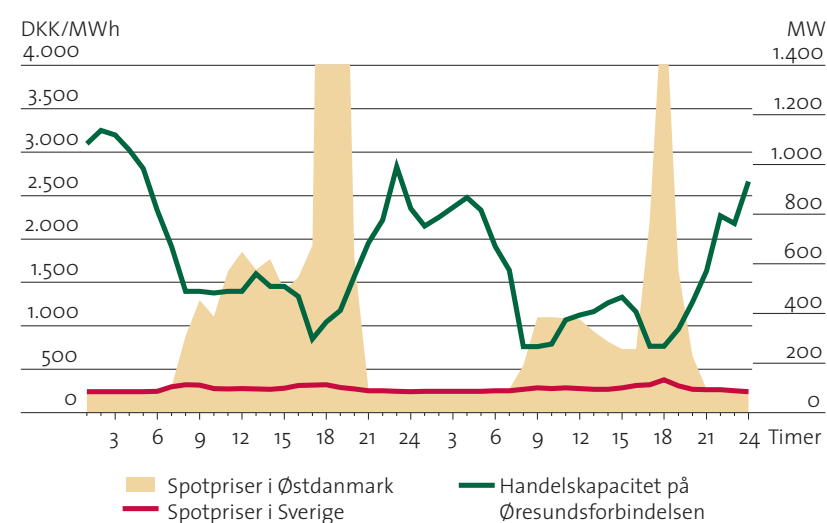
6.1.1 Østdanmark og Sydsverige

I perioden fjerde kvartal 2005 til første kvartal 2006 har de østdanske spotpriser jævnligt ligget på mellem 500 og 2.000 DKK/MWh. I slutningen af november 2005 nåede de periodens maksimum. **Figur 6.1** viser spotpriserne i Østdanmark og Sverige samt importhandelskapacitet på Øresundsforbindelsen den 28. og 29. november 2005.

Hovedårsagen til de høje priser kan findes i den svenske håndtering af interne flaskehalse. På grund af periodens relativt lave driftsomkostninger ved vandkraft sammenlignet med termisk kraft var der ofte sydgående transporter fra det nordlige Sverige til Sydsverige, Østdanmark og Kontinentet.

Kombineret med en anstrengt effektbalance i Sydsverige bevirker dette undertiden flaskehalse i det interne svenske transmissionsnet (Snit 4), og der er således ikke plads til at transportere den efterspurgte mængde fra Nordsverige til Sydsverige. Alt andet lige ville det betyde højere priser i Sydsverige. Imidlertid væl-

Figur 6.1 Spotpriser i Østdanmark og Sverige samt handelskapacitet på Øresundsforbindelsen den 28. og 29. november 2005. Handelskapaciteten for import på Øresundsforbindelsen er nominelt på 1.300 MW.



ger man fra svensk side at begrænse handelskapaciteten på udvekslingsforbindelserne, til der igen er balance i det svenske system set som et prisområde. F.eks. er importbegrænsningerne på Øresundsforbindelsen fra 2004 til 2005 steget fra 9 % til 39 % af timerne.

Disse administrative begrænsninger i handelskapacitet på overføringsforbindelserne ud af Sydsverige medfører lave spotpriser i Sverige. Konsekvensen i form af højere elspotpriser flyttes til Østdanmark. I tillæg til høje spotpriser i Østdanmark og ledig fysisk kapacitet på Øresund har Sydsverige været kendetegnet ved ledig produktionskapacitet, efter spotprisberegningerne hos Nord Pool var foretaget.

Svenska Kraftnät og Energinet.dk har drøftet, hvordan problemet kan løses. I januar 2006 foreslog Svenska Kraftnät

en løsning, hvor Østdanmark og Sverige slås sammen til et prisområde. Flaskehalse internt i dette område, herunder på Øresundsforbindelsen, foreslås håndteret med planlagt modhandel. Energinet.dk's opfattelse er, at den markeds-mæssigt rigtige løsning er at håndtere flaskehalse der, hvor de fysisk opstår og ikke presse dem ud på udvekslingsforbindelserne for at fastholde et samlet nationalt prisområde.

Energinet.dk vurderer, at Svenska Kraftnät's politik er i strid med EUs konkurrencelovgivning. Konklusionen på en udredning er blandt andet at politikken med at reducere kapaciteten på forbindelserne til Danmark, når der er interne flaskehalse har negative effekter på det danske marked og er i strid med blandt andet EUs konkurrencelovgivning.

Energinet.dk har rejst problemet i Nordel og ligeledes over for EU-Kommissionen.

6.1.2 Tyskland

Flaskehalshåndteringen på Kontek-forbindelsen (Østdanmark-Tyskland) er blevet omfattet af Nord Pools markedskobling. Desuden er hele kapaciteten nu fuldt ud til rådighed for markedet (prisområde KONTEK). Dette har betydet en tættere kobling til det tyske markedsområde og en bedre udnyttelse af forbindelsen.

Hidtil har antallet af aktører, der byder ind på KONTEK, været lavt. Det resulterer i, at spotprisen er følsom over for de bud, der faktisk kommer. Aktører i Tyskland kan agere i både prisområdet KONTEK og på European Energy Exchange (EEX), hvilket betyder, at der ikke finder en samlet markedsoptimering sted. Fremadrettet vil det derfor være hensigtsmæssigt at "fusionere" de tyske prisnoteringer, så der er en entydig referencepris.

Også på grænsen mellem Vestdanmark og Tyskland er samhandelen forbedret i 2005. Fra 5. oktober 2005 indførte Nord Pool den såkaldte CBO-ordning (Cross Border Optimization). Ordningen indebærer, at den kapacitet, som er indkøbt via dagsauktionen om morgenen, kan overdrages til Nord Pool. Hermed indgår kapaciteten i Nord Pools markedskobling mellem Vestdanmark og prisområde KONTEK.

CBO-ordningen er et skridt i den rigtige retning, men samhandlen kan dog yderligere effektiviseres. Før 5. oktober 2005 var der fejludveksling i retning af den lave spotpris i 25 % af timerne, fordi ledig kapacitet blev bortauktioneret, inden priserne på børserne blev offentliggjort. Indførelse af CBO-ordningen betød en reduktion til 16 % i sidste kvartal af 2005. Håndteringen af hele overføringskapaciteten ved markedskobling mellem Vestdanmark og Tyskland vil forbedre markedsfunktionen. Energinet.dk har taget spørgsmålet om forbedring af samhandlen mellem Tyskland og

Vestdanmark op med E.ON Netz, som er den systemansvarlige virksomhed syd for den dansk-tyske grænse.

6.1.3 Markedsmagt

En af de vigtigste forudsætninger for at få et velfungerende marked er, at markedets aktører har tiltro til, at markedsprisen afspejler den reelle værdi af varen. Konkurrencemyndighederne har en vigtig rolle gennem deres mulighed for at stille krav om tiltag til at fremme konkurrencen.

Konkurrencerådet afgjorde i november 2005, at Elsam har misbrugt sin dominerende stilling på elmarkedet. Siden foråret 2005 og indtil Konkurrencerådets afgørelse ultimo november 2005 har spotprisen fulgt den høje tyske spotpris meget tæt. Konkurrencerådet fastlagde i sin afgørelse, at der i visse situationer lægges loft over de priser, som Elsam må indmelde til Nord Pool, og at prispåbudet løber frem til 31. december 2008. Elsam har anket afgørelsen til Konkurrenceankenævnet.

Konkurrencestyrelsen har også i januar 2006 indledt en undersøgelse af Energi E2's adfærd i forbindelse med prisdannelsen på engros el i Østdanmark.

6.2 Marked for systemtjenester

Systemtjenester har historisk været leveret udelukkende af de store producenter Elsam og Energi E2. Siden 1. januar 2004 er ydelserne blevet indkøbt gennem åbne udbud, hvor det dog stadig primært har været de store producenter, der har tilbudt at levere ydelserne.

For at sikre mest mulig konkurrence om levering af systemtjenesterne arbejder Energinet.dk med at udvikle modellerne for indkøb af systemtjenester. Mange af de potentielle leverandører har ikke mulighed for at forpligtige sig til at holde reserve i lange perioder. Omvendt vil andre leverandører ønske længevarende aftaler, der kan give dem en sikkerhed,

hvis der skal foretages investeringer for at stille systemtjenester til rådighed.

I bestræbelserne på at skabe velfungerende konkurrencemarkeder for flest mulige ydelser er det Energinet.dk's hensigt at begrænse de langsigtede aftaler.

I 2006 er indkøb af manuelle reserver, der kan leveres på 15 minutter, valgt som fokusområde, da der for denne ydelse er identificeret en række potentielle alternative leverandører.

6.2.1 Fokus på manuelle reguleringsreserver

Produktionsbalanceansvarlige for decentrale kraftvarmeværker er en oplagt leverandør af manuelle reserver. Aktivering af flere af disse værker vil primært kræve, at den tid, de er bundet til at levere, bliver relativt kort.

Forbrugsbalanceansvarlige udgør et potentiale, der endnu kun er benyttet i beskedent omfang og kun i Østdanmark. De vil kunne levere manuelle reserver til systemet, hvis indkøbsmodellerne bliver tilpasset deres egenskaber. Priselastisk elforbrug er nærmere beskrevet nedenfor.

Energinet.dk vil i 2006 arbejde på at definere og udvikle en egentlig markedsplads for manuelle reguleringsreserver til implementering i løbet af 2007. Øvrige systemtjenester vil blive erhvervet gennem åbne udbud med forskellig varighed som hidtil.

6.2.2 Nødstrømsanlæg

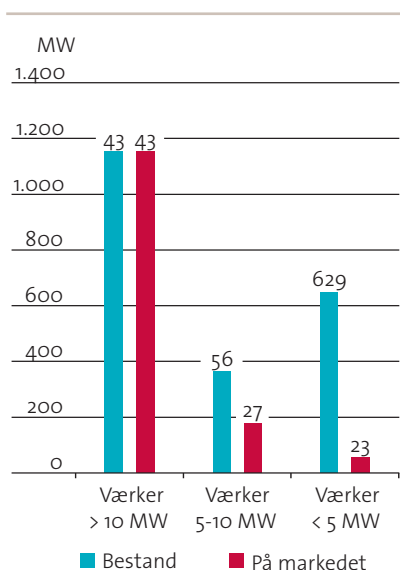
Nødstrømsanlæg placeret i forbrugsinstallationer er en ressource, der indtil fornylig er overset for det overordnede elsystem. Disse anlæg kan startes op med ganske kort varsel – typisk som manuelle reguleringsreserver – og aflaste forbrugsinstallationens aftag fra det kollektive net, og dermed forbedre balancen i systemet i situationer med truende underskud. Energinet.dk har to pilotprojekter i gang, der afprøver mulige måder, hvorpå disse anlæg kan være til nytte for

hele elsystemet og ikke bare for den enkelte installation. I begge pilotprojekter udnyttes anlæggene som manuelle reguleringsreserver.

6.3 Kraftvarmeværker på elmarkedet

Som en del af den energipolitiske aftale fra den 29. marts 2004 blev det besluttet, at alle decentrale kraftvarmeværker over 10 MW skulle gå på spotmarkedet fra 1. januar 2005, og at alle værker over 5 MW skal være på spotmarkedet fra 1. januar 2007. På nuværende tidspunkt kan værkerne under 10 MW frivilligt gå på markedet.

Figur 6.2 Antal decentrale kraftvarmeværker på markedet pr. 1. april 2006.



Ud over spotmarkedet kan de decentrale kraftvarmeværker også deltage på reserve- og regulerkraftmarkedet. Aktuelt leverer 15 værker opreguleringsreserver, mens yderligere tre værker deltager på det frivillige regulerkraftmarked.

6.4 Priselastisk elforbrug

Priselastisk elforbrug er i et frit marked et vigtigt redskab til sikring af balancen mellem elproduktion og elforbrug i kritiske situationer. Priselastisk elforbrug

kan således afhjælpe situationer med kritisk over- eller underskud af effekt.

Da det næppe kan forventes, at en markedsaktør vil investere i et kraftværk, der forudses kun at køre ganske få timer om året, er det oplagt at anvende elforbruget til at sikre balancen i markedet i ekstreme situationer.

Priselastisk elforbrug handler om at tilpasse elforbruget til elprisen. Det kan f.eks. være ved at flytte elforbruget fra tidspunkter med høje elpriser til tidspunkter med lavere elpriser. Priselastisk elforbrug vil ikke i sig selv spare el, men erfaringen viser, at øget opmærksomhed om elforbruget hos slutkunderne har den indirekte virkning, at forbruget falder. En sidegevinst kan også være brændselsbesparelser og dermed miljøfordele, hvis priselastisk elforbrug kan mindske produktionen på kraftværker med lav virkningsgrad.

På grund af de lave marginalomkostninger medfører de mange danske vindmøller til tider ganske lave spotpriser. Derudover øges behovet for systemtjenester. Priselastisk elforbrug kan være med til at gøre det muligt at håndtere mere vindkraft på elmarkedet – f.eks. ved at anvende elpatroner til fremstilling af fjernvarme i perioder med høj elproduktion baseret på vindkraft. Der kan derfor også vise sig en sidegevinst i form af miljøfordele.

6.4.1 Danske initiativer

Betingelsen for, at elforbrugere kan gøre deres elforbrug priselastisk, er, at elpriserne kommunikeres ud til dem, og at deres elmåler formår at foretage timeregistrering af deres elforbrug. I dag er det et krav, at alle elforbrugere med et årligt forbrug over 100.000 kWh skal have timeregistrering af deres forbrug. En række netselskaber har påbegyndt en frivillig udskiftning af gamle elmålere med nye digitale interaktive elmålere. Mange steder forventes omkostningen ved de nye elmålere at kunne dækkes alene ved besparelser, når elmålerne kan aflæses pr. fjernaflæsning. Dette gælder

ikke mindst der, hvor målerne i forvejen er ved at være modne til udskiftning. Energinet.dk anbefaler alle netselskaber, at de nye elmålere har mulighed for minimum timeregistrering af elforbruget. Mange selskaber arbejder i øjeblikket med at afdække spørgsmålet om omkostningerne ved indførsel og drift af målere og de tilhørende baggrundssystemer.

Muligheden for registrering af elforbruget på timebasis gør det dog ikke alene. Det er vigtigt at arbejde målrettet på flere områder for at få fremmet det priselastiske forbrug i elmarkedet. Energinet.dk har gennem PSO F&U-program 2005 og 2006 støttet otte forsknings-, udviklings- og demonstrationsprojekter med tilsammen ca. 20 mio. kr. inden for styring af elforsyningssystemer og elforbrug. Det angår blandt andet interaktive målere til aktivering af priselastisk elforbrug; prisdækkende elforbrug i markedet for privatforbrugere og mindre virksomheder; priselastisk elforbrug som reservekraft (et demonstrationsprojekt i gartneribranchen); priselastisk elforbrug og elproduktion i industrien og elforbrug som frekvensstyret reserve.

Der er stor usikkerhed knyttet til potentialet for priselastisk elforbrug. Grundlæggende er det nødvendigt at skelne mellem det tekniske og det økonomiske potentiale for priselastisk elforbrug. Det tekniske potentiale defineres som det forbrug, der er teknisk mulighed for at afbryde uden uoverstigelige konsekvenser. Det økonomiske potentiale er det mest relevante mål og udtrykker den mængde elforbrug, som det er samfundsøkonomisk attraktivt at afbryde. En relevant opgørelse af det økonomiske potentiale for priselastisk elforbrug må i sagens natur præsenteres som en funktion af prisudviklingen – ikke mindst antallet af prisspidser. Det er derfor vanskeligt at lave en præcis potentialeopgørelse på priselastisk elforbrug.

Baggrundsrapporten "Demand response in the Nordic Countries" er udarbejdet af Nordel som en del af det såkaldte Effektprojekt. Heri opgøres et potentiale for

priselastisk elforbrug i Danmark til at være 500 MW, svarende til ca. 8 % af det maksimale danske effektforbrug. Norge, Sverige og Finland har på grund af omfattende anvendelse af elvarme og store elforbrugere inden for f.eks. aluminium og papirindustri potentialer på henholdsvis 31 %, 18 % og 20 % priselastisk elforbrug af deres samlede effektforbrug.

I alle PSO-støttede projekter er potentialeopgørelsen for priselastisk elforbrug en vigtig del af projektet. Det forventes derfor, at der om nogle år er et bedre grundlag for at vurdere det danske potentiale.

6.5 Udvekslingsforbindelser

Udvekslingsforbindelser spiller en væsentlig rolle som kobling mellem markeder og er en forudsætning for, at der er konkurrence på elmarkedet i Danmark. Udvekslingsforbindelserne medvirker til, at markedsområderne udvides og konkurrencen øges på tværs af grænserne.

6.5.1 Udvekslingen varierer

Danmark er placeret midt mellem to meget forskellige elsystemer mod nord og syd – Nordel og UCTE-systemet. Dette giver anledning til store energitransporter hen over det danske elsystem, som i samspil med den danske brug af forbindelserne medfører, at Danmark har en relativ høj udvekslingskapacitet i forhold til forbrug og installeret kraftværkskapacitet.

Figur 6.3 viser, at udveksling af energi på de eksisterende danske udvekslingsforbindelser varierer meget fra år til år. Perioden 2002-2003 var på grund af tørår præget af energiunderskud i det vandkraftbaserede nordiske system, og der var derfor store energitransporter mod nord. Omvendt var 2005 præget af forholdsvis store nedbørsmængder, som medførte større sydgående transport.

Det danske eltransmissionssystem formidler således en betydelig transit mellem Nordel og UCTE-systemet. I ETSO er

der indgået en aftale mellem de europæiske systemansvarlige om betaling for kapacitetsudnyttelse og nettab.

6.5.2 Flaskehals- og auktionsindtægter

Når markedets behov for overføringskapacitet mellem to områder overstiger overføringsevnen, genereres flaskehals- eller auktionsindtægter på forbindelsen.

Flaskehalsindtægter

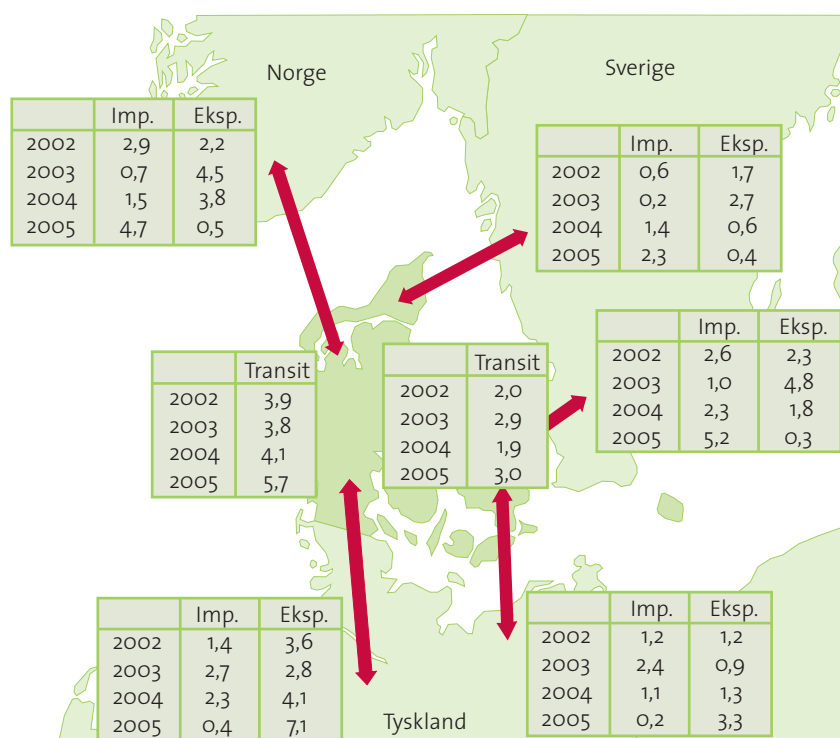
Producenterne i område A eksporterer til område B, men afregnes af elbørsen til den lave pris i område A. Forbrugerne i område B importerer fra område A, men afregnes af elbørsen til den høje pris i område B. Prisforskellen gange udvekslingskapacitet benævnes flaskehalsindtægten.

Figur 6.4 viser en oversigt over flaskehals- og auktionsindtægterne genereret på danske udvekslingsforbindelser. Indtægterne anvendes i dag til udbygning af forbindelser, modkøb og til reduktion af nettariffrerne.

I alt beløb flaskehals- og auktionsindtægterne på de danske udvekslingsforbindelser sig i perioden 2002 til 2005 til 3,7 mia. kr. Indtægterne fordeles mellem de systemansvarlige. I samme periode udgjorde flaskehalsindtægterne i det nordiske markedsområde 2,7 mia. kr., hvoraf 1,9 mia. kr. vedrører de danske udvekslingsforbindelser. Danmark har i perioden modtaget 1,0 mia. kr. af flaskehalsindtægterne i det nordiske markedsområde.

Flaskehalsindtægterne indikerer, at der kan være samfundsøkonomiske gevinster ved at udbygge de danske udvekslingsforbindelser til nabolandene.

Figur 6.3 Energiudveksling med nabolande og transit 2002-2005 (TWh). Import og eksport er angivet i forhold til Danmark.



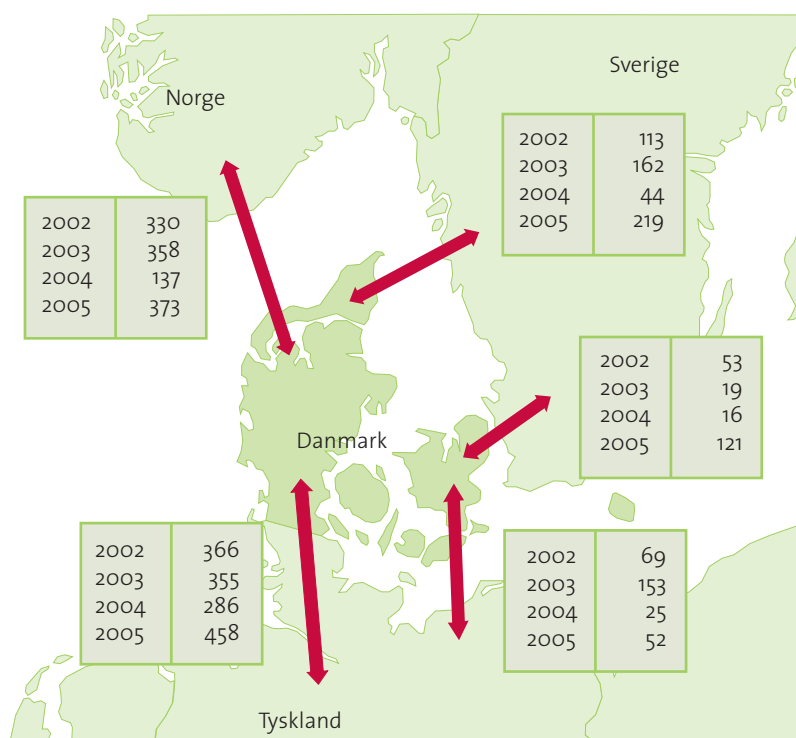
6.5.3 Ny udvekslingskapacitet

Der arbejdes løbende på at stille så meget udvekslingskapacitet som muligt til rådighed for markedet inden for de tekniske grænser. Det er begrænset, hvor meget kapaciteten vil kunne øges på de nuværende forbindelser. Det er derfor interessant løbende at vurdere nytten af eventuelle nye forbindelser. I den forbindelse er det også interessant at vurdere forholdene i nabo-områderne, da disse har betydning ved vurdering af ny udvekslingskapacitet.

De betydelige mængder vandkraft gør tilslutning til **Norge** interessant, fordi det giver mulighed for at udnytte forskellene mellem det energidimensionerede vandkraftsystem og det effektdimensionerede danske varmekraftsystem. Disse egenskaber er meget interessante som bidrag til indpasning af store mængder vindkraft i Danmark.



Figur 6.4 Flaskehals- og auktionsindtægter på danske udvekslingsforbindelser 2002-2005 (mio. kr.).



Det østdanske elsystem drives synkront med det øvrige nordiske elsystem. Forbindelsen til **Sverige** er af afgørende betydning for driften af elsystemet i Øst-danmark.

I **Tyskland** er det endnu uafklaret, hvilke konsekvenser den planlagte udbygning med vindkraft i Nordsøen får for det interne tyske transmissionsnet. Det tyske DENA studie omtaler planer frem til 2020 for op til 18,7 GW installeret effekt i Nordsøen og 1,7 GW installeret effekt i Østersøen. Også her er det uafklaret, hvordan udbygningen vil påvirke det interne tyske transmissionsnet.

Den hollandske systemansvarlige (TenneT) er sammen med Statnett i gang med at etablere en 700 MW jævnstrømsforbindelse mellem Norge og Holland til idriftsættelse i 2007/2008. Forbruget i **Holland** varierer relativt lidt over året, men meget over døgnet, og derfor er der store prisforskelle mellem dag- og natid. Elproduktionen i Holland er for en stor del baseret på naturgas, og

Holland er et højprisområde i forhold til Norden. Holland har i øjeblikket et effektmæssigt underskud.

På grund af overskydende produktionskapacitet har elmarkedet i **Polen** i forhold til Norden historisk set været et lavprisområde. Svenska Kraftnät, Vattenfall og den polske TSO har etableret Swepolkablet mellem Sverige og Polen. Kapaciteten bliver solgt på årskontrakt efter princippet "first come first serve". Restkapaciteten stilles i øjeblikket ikke til rådighed for spotmarkedet.

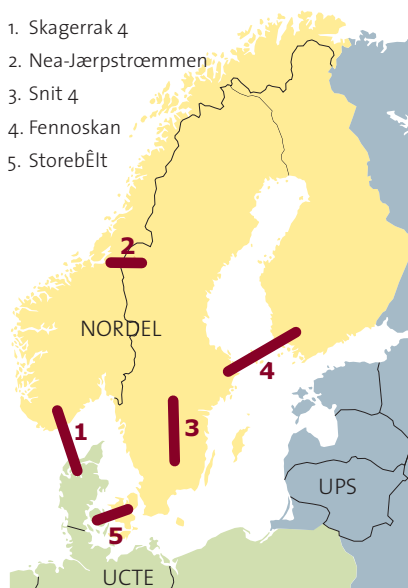
Nordels prioriterede snit

I Nordel er det i 2004 aftalt at arbejde på udbygning af kapaciteten på fem prioriterede snit. Disse er vist i **Figur 6.5**. Samlet vurderes de fem forbindelser at give en positiv nytte for det nordiske markedsområde. I Danmark er der tale om Skagerrak 4 og Storebælt. Forstærkningen af det svenske Snit 4 vil ligeledes have stor betydning for Danmark.

Skagerrak 4. Af regeringens Energistrategi 2025 fremgår det, at man vil afvente et bedre beslutningsgrundlag, før der træffes en eventuel beslutning om etablering af en ny Skagerrakforbindelse. Undersøgelser foretages i øjeblikket af Energinet.dk i samarbejde med Statnett.

Figur 6.5 De fem prioriterede netforstærkningsprojekter vedtaget i Nordel i 2004. Den nævnte rækkefølge er ikke prioriteret.

1. Skagerrak 4
2. Nea-Järpstrømmen
3. Snit 4
4. Fennoskan
5. Storebælt



Der er mulighed for at idriftsætte en forbindelse med 600 MW i 2012. Beslutningsgrundlaget forventes præsenteret for selskabernes bestyrelser i 3. kvartal 2006.

Nea-Järpstrømmen er en planlagt udvidelse af forbindelsen mellem Midtsverige og Norge. Forbindelsen blev besluttet i februar 2005 med en forventet idriftsættelse i 2009. Den planlagte overføringssevne efter udvidelsen er ca. 1.200 MW.

Snit 4 er en forbindelse mellem Midsverige og Sydsverige. Svenska Kraftnät har i november 2005 truffet beslutning om en udvidelse af overføringssevnen for Snit 4 med en forventet idriftsættelse i 2011. Den nuværende overføringssevne på Snit 4 er 3.700-3.900 MW. Overføringssevnen forventes udvidet med 500 MW.

Fennoskan 2, som forbinder Midsverige med Finland, blev besluttet i februar 2005 med en forventet idriftsættelse i 2010. Den nuværende overføringssevne er ca. 550 MW, og den udvides med 800 MW.

Storebæltsforbindelsen blev besluttet af Energinet.dk's bestyrelse i december 2005. Der lægges op til, at forbindelsen etableres som et 600 MW jævnstrømskabel og sættes i drift 2009/2010. Beslutningen er forelagt transport- og energiministeren til endelig godkendelse.

7. Eltransmission

7.1 Rammer og vilkår for transmissionsplanlægningen

Et velfungerende og tilstrækkeligt eltransmissionssystem er en forudsætning for forsyningssikkerhed, betjening af markedet, indpasning af vedvarende energi og varetagelse af elforsyningsberedskabsmæssige opgaver. Nettet skal således kunne løse en række opgaver under vidt forskellige forhold. En af Energinet.dk's kerneopgaver er at sørge for, at eltransmissionsnettet er i stand til at varetage disse opgaver på en effektiv og samfundsøkonomisk optimal måde.

Det eksisterende transmissionsnet fremgår af **Figur 7.1**.

De aktuelle rammer for netplanlægningen blev blandt andet lagt med den såkaldte "blå rapport": Miljø- og Energiministeriets "Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg" fra 1995.

Den seneste fastlæggelse af principperne for den overordnede struktur af eltransmissionsnettet i Danmark fandt sted i 1999 ved Energistyrelsens "Analyse af den langsigtede netstruktur for eltransmissionsnettet". Senest er principperne suppleret og justeret med regeringens "Energistrategi 2025" og "Handlingsplan for den fremtidige elinfrastruktur" fra juni 2005.

Ifølge regeringens infrastrukturhandlingsplan skal udbygningen af elinfrastrukturen imødekøbe elmarkedets behov for transmissionskapacitet og understøtte øget anvendelse af vedvarende energi. Handlingsplanen fastslår blandt andet, at:

- fremtidens infrastruktur skal tilrettelægges i en balance mellem hensynene til forsyningssikkerhed, økonomi, miljø og elmarkedets funktion. Udbygningen af elinfrastrukturen skal understøtte indpasning af mere vedvarende energi og skal ske under hensyntagen til landskabelige effekter. Særligt vil en fortsat udbygning med havmølleparker stille krav til elsystemet og infrastrukturen, når forsyningssikkerheden samtidig skal opretholdes på et højt niveau.
- når transmissionsnettet forstærkes, sker det med tekniske løsninger, der har 30-40 års levetid. Dagens beslutninger om infrastrukturinvesteringer skal derfor være robuste over for de forskellige udviklinger, som ligger inden for de overordnede rammer, som udstikkes fra regeringen og Folketinget.
- den vindkraftudbygning, der vil ske fremover, forventes primært at finde sted på havet. Vindkraftudbygningen har stor betydning for kravene til elsystemet og dermed for den samlede, langsigtede planlægning af eltransmissionsnettet.
- de muligheder, der måtte være i det eksisterende net for – med begrænsede tiltag – at indpasse vedvarende energi, skal belyses fuldt ud og anvendes i størst muligt omfang. I den forbindelse bør der foretages en økonomisk afvejning af mulige kortvarige produktionsbegrænsninger på havmølleparkerne i specielle kritiske situationer i forhold til behovet for netinvesteringer.
- principperne for etablering og sanering af højspændingsanlæg indebærer blandt andet, at nye 400 kV-forbindelser som hovedregel kan etableres som luftledninger, når de fremføres i åbent land, og når det kan ske uden at komme i konflikt med særlige nationa-

le naturinteresser. Ifølge disse principper kan 132/150 kV-anlæg ligeledes etableres som luftledninger, hvor det kan ske uden væsentlige konsekvenser i forhold til bymæssig bebyggelse eller væsentlige naturinteresser.

- i forbindelse med etablering af nye 400 kV-luftledninger skal der tilstræbes kompenserende kabellægninger på lavere spændingsniveauer, så det samlede luftledningsnet over 100 kV reduceres.

7.2 Planlægningen af transmissionsnettet

Energinet.dk er ansvarlig for driften og planlægningen af transmissionsnettet som en samlet helhed. 400 kV-nettet og udvekslingsforbindelserne ejes af Energinet.dk, mens 132/150 kV-nettet mod betaling stilles til rådighed for Energinet.dk af transmissionselskaberne.

Transmissionsnettet skal fungere som det fysiske grundlag for et effektivt internationalt elmarked, hvor der med konkurrencen mellem producenter tilstræbes høj kvalitet og lave priser. Desuden skal det bidrage til elsystemets forsyningssikkerhed ved at sikre transportkapacitet og stabil drift af både produktionsanlæg og forbrugsanlæg på en teknisk/økonomisk samfundsøkonomisk måde. Transmissionsnettet skal kunne håndtere tilfældige udsving på produktions- og forbrugssiden og være robust over for hændelser i elsystemet. Udvekslingen i knudepunkterne mellem transmissionsnet og det øvrige elsystem er delvist afhængig af ikke-regulerbare og uforudsigelige parametre. Det skal systemet kunne håndtere.

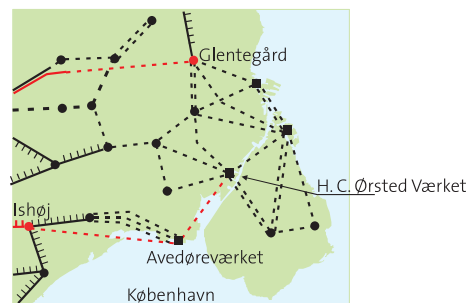
Hensynet til beredskabet, det vil sige uheld, terror eller lignende, tilgodeses

Figur 7.1 Eksisterende transmissionsnet primo 2006



- 400/150 kV- eller 400/132 kV-transformerstation eller 400 kV-koblingsstation
- 150/60 kV- eller 132/50 kV-transformerstation eller 150 kV- eller 132 kV-koblingsstation
- Kraftværk med tilhørende station
- 150 kV- eller 132 kV-ledning et system
- 150 kV- eller 132 kV-ledning to systemer
- - - 150 kV- eller 132 kV-kabel
- - - 400 kV-kabel
- - - 400 kV-ledning et system
- - - 400 kV-ledning to systemer
- - - 400/150 kV- eller 400/132 kV-kombiledning
- - - 220 kV-ledning to systemer
- - - 220/150 kV-kombiledning
- - - 250 kV, 350 kV- eller 400 kV-ledning
- - - 250 kV, 350 kV- eller 400 kV-kabel

} Jævnstrøm
HVDC



overordnet gennem de i netplanlægningen definerede behov for sikkerhed. Sikkerheden opnås med de ringforbindelser, som muliggør længerevarende renoveringsarbejder, og som reducerer sårbarheden over for eksterne påvirkninger. Ved dimensioneringen af anlæggene benyttes kriterier til at imødegå mulige natur- eller terrorkabte brud på anlægsdele. På drift- og vedligeholdssiden opretholdes desuden et retabletings- og reparationsberedskab.

Transmissionsnettets bidrag til forsyningssikkerheden betegnes i det følgende som transmissionspålideligheden. Den består af en statisk del, som kan beskrives som nettets tilstrækkelighed eller ydeevne, og en dynamisk del, som er sikkerheden for, at nettet kan klare pludselige forstyrrelser. For en nærmere definition af disse begreber, se kapitel 5 om elforsyningssikkerhed.

Netplanlægningen sker på grundlag af tre principper:

- Langsigtet netstruktur
- Netdimensioneringsregler
- Samfundsøkonomi.

Eventuelle beslutninger om forstærkninger i nettet søges indpasset i den langsigtede netstruktur – også kaldet basisnettet.

7.3 Langsigtet netstruktur

Udformningen og bestemmelsen af omfanget af den langsigtede netstruktur og basisnettet har der været arbejdet med gennem en årrække. Seneste revision fandt sted efter, en ministeriel arbejdsgruppe i 1997 var nedsat for at løse en række problemer med at gennemføre den fysiske planlægning i forbindelse med udbygningen af højspændingsnettet. Resultatet fremgår af Energistyrelsens rapport "Analyse af den langsigtede netstruktur for eltransmissionsnettet" fra januar 1999. Denne rapport bygger på tre muligheder for udviklingen af produktionsapparat og forbrugsudvikling frem mod 2030. Der blev

opstillet 2-3 alternativer i henholdsvis Vest- og Østdanmark, og resultatet for begge landsdele blev en struktur baseret på ringe.

7.3.1 Elementer i udvikling af netstrukturen

I det følgende er Energinet.dk's arbejde med elementerne i netstrukturen beskrevet.

Selve strukturen er opstillet ud fra behovet for transport mellem de forskellige produktions-, forbrugs- og udvekslingscentre. Det forventede omfang af nettet er bestemt med udgangspunkt i netdimensioneringsreglerne ud fra konkrete forudsætninger om produktionssystem, forbrug og udvekslingskapacitet til udlandet og på den kommende Storebæltsforbindelse. De direkte tilsluttede centrale produktionsenheder, havmølleparker og udvekslingsforbindelser har størst indflydelse på kapacitetsbehovet i transmissionsnettet. Stigningstakten i elforbruget er lav og spiller en mindre rolle for kapacitetsbehovets udvikling.

De principielle forudsætninger for effektbidragene fra disse enheder og forbindelser er under stadig udvikling. Eksempelvis må tidligere krav om, at Energinet.dk skal have sikkerhed for adgang til ethvert centralt tilsluttet anlæg, underkastes en revurdering. Det skal vurderes for hvert enkelt tilfælde, om der er samfundsøkonomisk værdi i en sådan sikkerhed.

Den benyttede teknologi ved netudvidelser er af økonomiske og tekniske grunde overvejende luftledninger på 400 kV-niveau, som så vidt muligt søges placeret i eksisterende tracéer for lavere spændingsniveauer. I henhold til bekendtgørelse 1463 af 19. december 2005 om Energinet.dk skal der i forbindelse med etablering af nye 400 kV-luftledninger tilstræbes kompenserende kabellægninger på lavere spændingsniveauer, så det samlede luftledningsnet over 100 kV reduceres.

Energinet.dk følger udviklingen i priserne for 400 kV-kabler nøje. Hvis priserne bliver konkurrencedygtige, og de tekniske problemer ved lange kabelstrækninger bliver løst, kan der på længere sigt blive grundlag for en højere grad af kabellægning på de højeste spændingsniveauer.

Energinet.dk vil igangsætte et scenariearbejde. Sammen med etablering af de nødvendige forudsætninger for beregningen af behovet for transportkapacitet i nettet – samt den forestående revision af netplanlægningsprincipper og netdimensioneringsregler – kan scenarierne anvendes til at teste robustheden af en langsigtet udbygningsplan for transmissionsnettet.

Vigtige strategiske elementer i opstillingen af den langsigtede struktur er anvendelsen af ringstrukturer, paralleldrift af 400 kV og underliggende net samt en differentieret transmissionspålidelighed i de forskellige knudepunkter.

Status for 400 kV-strukturen og basisnettet fremgår af **Figur 7.5**. Tidshorizonten er 25-50 år afhængig af udviklingen i forbrug, produktion og udvekslingsforbindelser. Gennemførelsen af anlæggene sikres ved samordning med den offentlige fysiske planlægning, så de enkelte forstærkninger kan indpasses i en større helhed.

7.3.2 Tilslutning af havmøller

Fordelingen af og tilslutningen af havmølleparker har i Havmøllehandlingsplanen fra 1997 været båret af et princip om geografisk spredning, herunder en lige fordeling mellem Øst- og Vestdanmark. Konkret udmøntede havmølleplanen sig ved, at den daværende regering i 1998 pålagde elsekskaberne at opføre de første fem havmølleparker. I 2002/2003 blev de to første parker taget i drift, og samtidig blev pålægget om opførelsen af de resterende tre parker ophævet.

Som led i opfølgning på den energipolitiske aftale fra marts 2004 har regering-

en gennemført udbud af to havmølleparker på hver 200 MW ved Horns Rev og Rødsand. Energi E2 har vundet udbuddet af Horns Rev B. Et konsortium bestående af Energi E2, E.ON Sverige og DONG Vind har vundet udbuddet af Rødsand 2.

En stor tidsmæssig og geografisk spredning af havmølleudbygningen kan føre til mindre optimale løsninger ved tilslutning og udbygning af transmissionsnettet – både teknisk og økonomisk. En langsigtet planlægning og samfundsøkonomisk optimering af investeringer i elinfrastrukturen besværliggøres i den nuværende situation af den manglende mulighed for indarbejdelse af fremtidige, endnu ikke besluttede havmølleparker i planlægningsgrundlaget. Vindkraftudbygningen er afgørende for kravene til elsystemet og dermed for den samlede, langsigtede planlægning af eltransmissionsnettet.

Energistyrelsen har i 2005 igangsat et arbejde med opdatering af havmølleudbygningsplanen fra 1997. Energinet.dk hilser dette initiativ velkomment og opfordrer samtidig til, at arbejdet fremskyndes og i høj grad tager overvejelserne omkring de afledte tunge investeringer i eltransmissionsnettet med ind i overvejelserne. Denne udredning bør efter Energinet.dk's opfattelse fremrykkes mest muligt af hensyn til at fastlægge strategien for udbygningen af transmissionsnettet, som indeholder de allerede besluttede mølleparker.

En snarlig havmølleplan, med konkrete planer for at koncentrere de næste 3-4 mølleparker på en eller flere fastlagte lokaliteter, vil muliggøre en mere langsigtet og økonomisk optimal tilslutning af de to allerede planlagte parker.

7.4 Netdimensioneringsregler

Netdimensioneringsreglerne er det andet af tre principper i netplanlægningen, og deres rolle er at afdække, hvor der er problemer med tilstrækkelighed (svagheder, flaskehalse) og sikkerhed

(stabilitet) i nettet samt at sammenligne kvaliteten af mulige løsninger på problemet.

Undersøgelserne vedrørende tilstrækkelighed og sikkerhed er bygget op over tre basale begreber:

- Identificere udgangssituation
- Analysere hændelse
- Kortlægge konsekvenser.

Stationære undersøgelser af en hændelse omfatter konsekvensen for resten af systemet af en mangelsituation, f.eks. en manglende ledning. I de dynamiske undersøgelser er det selve det øjeblikkelige overgangsforløb – det vil sige selve udfaldet, f.eks. af en bestemt ledning, der undersøges.

Hændelsen (eller manglen) introduceres, og konsekvenserne beregnes. Hvis konsekvenserne i den aktuelle undersøgelse er acceptable, er reglerne overholdt. I modsat fald er de ikke, og løsninger på det afdækkede problem skal findes, undersøges og vurderes.

Valg af sandsynlige repræsentative udgangssituationer og sandsynlige hæn-

delser bygger blandt andet på rådigheds- og fejlstatistikker samt statistik over samtidige mangler i transmissionsnettet og produktionssystemet.

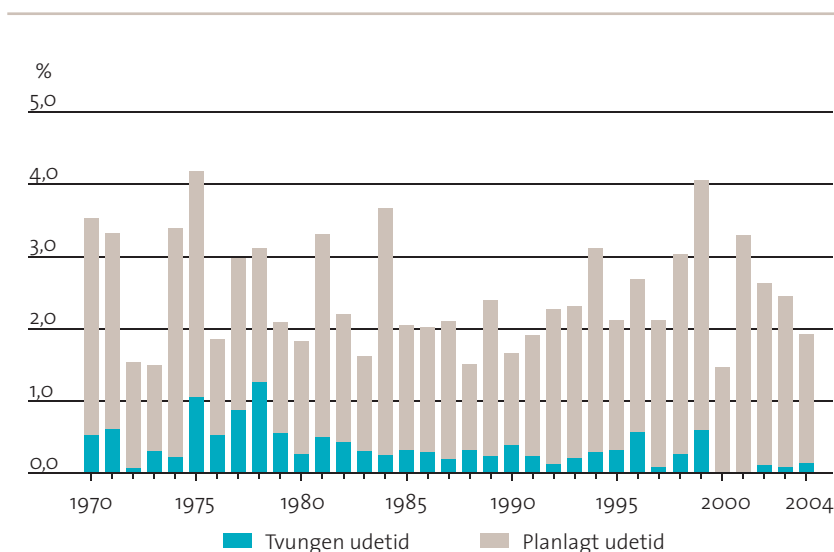
Resultater fra disse statistikker kan fremstilles på mange måder. Eksempelvis angives den gennemsnitlige rådighed for Vestdanmark i **Figur 7.2**. Lignende beregninger har i en længere periode været sat i bero i Østdanmark, men er genoptaget i 2000. Energinet.dk arbejder i øjeblikket på at udarbejde et statistisk grundlag, som dækker hele landet.

Det ses, at den gennemsnitlige udetid for transmissionsledningerne er på ca. 2,5 %. Variationen i den planlagte udetid er primært udtryk for en variation i anlægsaktiviteterne de forskellige år.

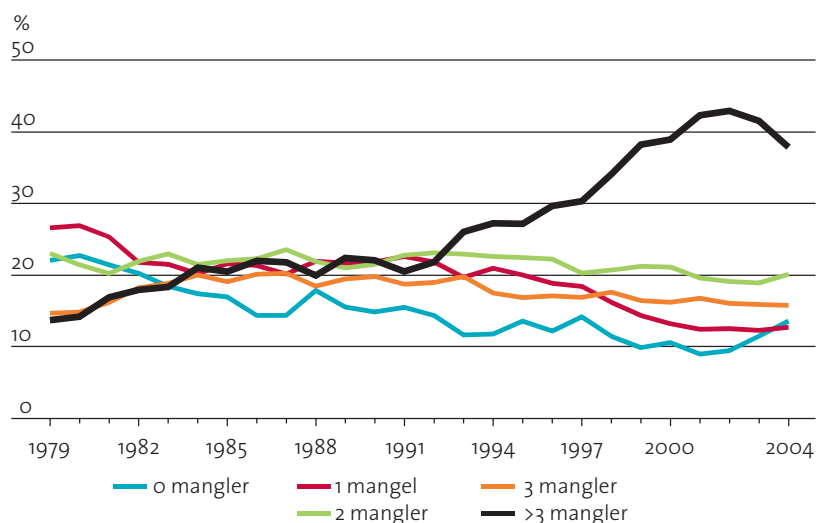
Figur 7.3 viser antal samtidige ledningsmangler i den årlige revisionsperiode fra april til oktober for Vestdanmark.

Det fremgår, at varigheden af mange samtidige mangler er vokset op gennem 1990'erne, mens varigheden af et intakt net er faldende og mere end halveret i denne periode.

Figur 7.2 Transmissionsnettets gennemsnitlige udetid i Vestdanmark opdelt på planlagt og tvungen udetid i % af året.



Figur 7.3 Udviklingen i Vestdanmark i antal samtidige ledningsmangler i transmissionsnettet i revisionsperioden.



Det tyder på, at der ikke er grundlag for at lempe kriterierne i netplanlægningen for, hvilke situationer nettet skal kunne håndtere, og det er nødvendigt løbende at gennemføre analyser og vurderinger af, om de mangel- og udgangssituationer, der arbejdes med, er de rigtige.

Hvor godt nettet er, afspejler sig også i registreringen af ikke-leveret energi hos forbrugerne forårsaget af transmissionsnettet. **Figur 7.4** viser denne størrelse i de nordiske lande 1994-2004. Tallene stammer fra Nordels statistik for driftforstyrrelser.

Energinet.dk arbejder på at udvikle værktøjer til beregning af kvalitetsparametrene for netplanlægningen, så en direkte vurdering af nettets pålidelighed kan foretages i forhold til målte værdier.

De to tidligere systemansvarlige selskaber, Eltra og Elkraft System, har ikke arbejdet med helt ens udformede netdimensioneringsregler. Arbejdet med at harmonisere disse til landsdækkende regler er igangsat og vil primært indeholde en harmonisering af de tre basale

elementer: udgangssituation, hændelse og konsekvens. Denne harmonisering vil give et ensartet planlægningsgrundlag for hele Danmark og dermed muliggøre en national planlægning og prioritering af netudbygningen.

Harmoniseringen mellem Øst- og Vestdanmark skal ske under hensyn til områdernes geografiske og organisatoriske tilknytning til henholdsvis Nordel og UCTE.

Der arbejdes desuden med at indarbejde dimensioneringen af den såkaldte reaktive effekt i netdimensioneringsreglerne, hvor netselskabernes forpligtelser beskrives. Formålet er en harmonisering af krav til produktionsenhedernes spændingsregulerende egenskaber og dimensioneringen af nettets reaktive ressourcer.

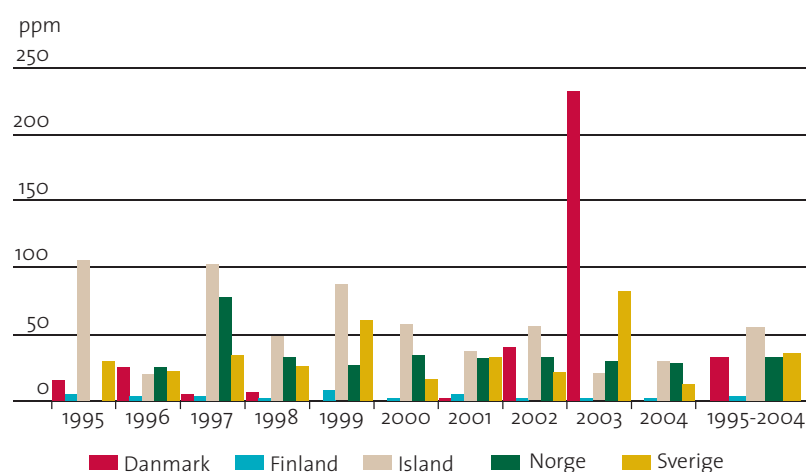
7.4.1 Reaktiv effekt og kortslutningseffekt

Reaktiv effekt

Reaktiv effekt beslaglægger kapacitet i elnettet. Samtidig er det en forudsætning for at holde spændingen og for at sætte spænding på nettet efter alvorlige driftsforstyrrelser som f.eks. blackouts.

Håndteringen af reaktiv effekt sker primært ved neutralisering, det vil sige kompensering og ved at tilvejebringe tilstrækkelige ressourcer til etablering og regulering af spændingen i systemet.

Figur 7.4 Ikke-leveret energi i ppm (parts per million) af forbruget pr. år 1995-2004 og gennemsnit for perioden. Årsagen til den høje danske værdi i 2003 var, at Sjælland den 23. september 2003 var uden spænding.



Indførelsen af elmarkedet har gjort det økonomisk mindre attraktivt for kraftværkerne at kompensere for reaktiv effekt. Optimal udnyttelse af alle produktionsanlæg skal dog fortsat sikres.

Vindkraften bidrager til problemerne med reaktiv effekt. De decentrale værker kan medvirke til lokal løsning på de udfordringer, vindkraften skaber i distributionsnettet.

Reaktiv dimensionering

Tilstrækkelig reaktiv effekt skal bidrage til, at de øvrige netdimensioneringsregler kan overholdes, f.eks. ved at manglende effekt ikke forsinker retablering af spændingen efter fejl eller fører til driftsforstyrrelser, og at der ikke lægges hindringer i vejen for en effektiv markedsfunktion, udnyttelse af produktionsapparatet og udveksling med naboer.

Systemets "grov"-balance og -regulering skal sikres ved hjælp af passive reaktorer og kondensatorer (i transformerstationerne). Disse skal sikre, at de regulerbare reaktive ressourcer (kraftværkerne og Energinet.dk's synkronmaskiner) har tilstrækkelig reguleringsevne, så maksimal sikkerhed for stabil drift opnås.

Som tidligere nævnt arbejder Energinet.dk på at harmonisere reglerne for netdimensionering. Heri indgår også dimensionering af den reaktive effekt - dette arbejde vil ske i samarbejde med transmissions- og netselskaberne.

Kortslutningseffekt

Kortslutningseffekten er et udtryk for, hvordan nettet reagerer på ændringer - hvordan spændinger og strømme ændrer sig, når hændelser optræder. Det kan være egentlige kortslutninger, hvor ændringerne er af betydning for relæbeskyttelsen, eller det kan være kobling med reaktive komponenter, hvor spændingsændringerne er af betydning for spændingskvaliteten.

På transmissionsnettet er der en tendens til, at kortslutningseffekten bliver mindre på grund af færre centrale produktionsenheder, og det er især af betyd-

ning for spændingskvaliteten. På de lavere spændingsniveauer er der en tendens til, at kortslutningseffekten kan blive for høj og må reduceres med særlige komponenter, for at materiellet ikke bliver skadet ved kortslutninger.

Energinet.dk følger udviklingen i den lavere kortslutningseffekt på de højere spændingsniveauer og konsekvenserne for spændingskvaliteten med henblik på i samarbejde med aktørerne at iværksætte modforanstaltninger, hvis der bliver behov for det.

7.5 Samfundsøkonomi

Det nuværende erfaringsbaserede grundlag for netudbygningen med teknisk/økonomiske sammenligninger af alternativer suppleres med en direkte samfundsøkonomisk indfaldsvinkel, hvor business cases skal danne grundlag for de konkrete anlægsbeslutninger.

Netdimensioneringsreglerne er således ikke længere alene om at være udbygningsbestemmende, da gevinsterne ved en udbygning direkte skal holdes op mod omkostningerne. Det betyder, at grundlaget herfor, f.eks. forbedringer i forsynings sikkerheden, herunder transmissionspålideligheden, skal værdisættes. Normalt vil transmissionspålideligheden være væsentligt bedre end den resulterende forsynings sikkerhed, da fejl i distributionsnettet normalt fører til hyppigere udkobling af forbrugere.

Energinet.dk's revision af planlægningsprincipperne indeholder blandt andet vurderinger af de sandsynlighedsbaserede beregningsmetoder.

Differentiering af forsynings sikkerheden er et vigtigt led i den samfundsøkonomiske optimering. På grundlag af de eksisterende dimensioneringsregler gives større forbrugsområder en større forsynings sikkerhed end den, der svarer til mangel af en enkelt komponent (n-1). Tilsvarende lægges til grund, at forsyningen af f.eks. mindre øsamfund ikke kan ske med samme forsynings sikkerhed som resten af samfundet.

Endelig er det vigtigt, at en samfunds mæssig optimal udbygning af eltransmissionsnettet kan finde sted uafhængig af ejergrænser. Derfor må der via den økonomiske regulering sikres mulighed for, at udbygningen kan realiseres, hvor den er samfundsøkonomisk og teknisk optimal.

7.6 Ringforbindelserne

I det følgende gennemgås mulige fremtidige udbygninger af 400 kV-transmissionsnettet i de såkaldte ringforbindelser. Behovet for udbygningen af transmissionsnettet, herunder 400 kV-forbindelserne på Sjælland og den jyske vestkyst, skabes primært af eventuelle kapacitetsforøgelser på udvekslingsforbindelserne og tilslutningen af nye havmølleparker. Se Figur 7.5.

7.6.1 Den vestlige ring i Jylland

Behovet for den vestjyske 400 kV-ring Revsing-Endrup-Idomlund-Tjele hænger primært sammen med den vindkraftudbygning, der forventes at komme på Nordsøen.

Denne 400 kV-ring gør det desuden muligt at øge handelskapaciteten mellem vandkraftområderne i Norden og de termiske områder syd for Danmark. Energinet.dk og Statnett undersøger til dette formål en ny HVDC-forbindelse til Norge (Skagerrak 4). Energinet.dk undersøger samtidigt muligheden for - i samarbejde med E.ON Netz - at opgradere Tysklandsforbindelsen til ± 1.500 MW eller mere. Endelig har den vestjyske 400 kV-ring betydning for, at man opnår maksimalt udbytte af den kommende Storebæltsforbindelse.

Den manglende strækning i 400 kV-ring er Endrup-Idomlund. Med etableringen af denne strækning vil den eksisterende 150 kV-ledning mellem Lykkegård (ved Esbjerg) og Struer kunne bortsanses på strækningen mellem Esbjerg og nord for Varde og igen på den sidste strækning før Struer. Resten af 150 kV-ledningen planlægges ført på samme

masterække som den nye 400 kV-ledning.

7.6.2 Den nordlige ring på Sjælland

En nordlig 400 kV-ring på Sjælland (ny forbindelse Asnæsværket-Kyndbyværket sammen med den eksisterende ledning

Kyndbyværket-Hovegård) vil forbedre driftsfleksibiliteten i forbindelse med afbrydelser for drifts- og vedligeholdelsesarbejder på den eksisterende 400 kV-ledning mellem Asnæsværket og Hovegård og bidrage til at opretholde forsyningssikkerheden. Hertil kommer ønsket om at sanere transmissionsnettet med færre luftledninger i det åbne

land og ønsket om samtidig at opnå et stærkere 400 kV-net til energitransporter både øst-vest og nord-syd.

Behovet for den nye 400 kV-forbindelse mellem Hovegård og Asnæsværket via Kyndbyværket hænger sammen med en række forhold:

Figur 7.5 Det langsigtede 400 kV-basisnet.



- Forbindelsen vil udgøre en parallelvej til strækningen Hovegård-(Ishøj)-Bjæverskov-Asnæsværket. Denne strækningens alder og tilstand nødvendiggør inden for få år omfattende renoveringsarbejder, som vil kræve langvarige afbrydelser.

- Etablering af en HVDC-forbindelse under Storebælt vil sammen med tilslutning af den sydlige 400 kV-ring til Herslev øge den samlede effekt tilsluttet i den vestlige ende af 400 kV-nettet på Sjælland. Tidspunktet for forstærkningen mellem Asnæsværket og Kyndbyværket afhænger af størrelsen af en eventuel fremtidig udbygning af Storebæltsforbindelsen samt af andre udbygninger vest og syd for Bjæverskov.

I forbindelse med en etablering af ringen vil omfanget af saneringer blive forhandlet med de lokale myndigheder.

En ny forbindelse mellem Asnæsværket og Hovegård via Kyndbyværket vil desuden betyde, at der etableres to uafhængige 400 kV-tracéer ud fra Asnæsværket og Kyndbyværket, samt at der enten bør oprettes 400/132 kV-transformering ved Kyndbyværket, eller at dele af produktionen flyttes til 400 kV-niveau.

7.6.3 Den sydlige ring på Sjælland og Lolland/Falster

En fuldt udbygget 400 kV-vekselstrømsringforbindelse (A, figur 7.5) Bjæverskov-Rislev-Radsted-Vestlolland-Stignæs-værket-Herslev ville tillade tilslutning af alle elementerne i havmøllehandlingsplanen fra 1997, hvilket vil sige op til 10 parker á 150 MW syd for Lolland Falster ud over Nysted og Rødsand 2.

I hvilken takt 400 kV-ringen bør udbygges afhænger af, hvordan den kommende havmølleudbygning vil finde sted ved Omø Stålgrunde eller ved Rødsand/Gedser. En mulig første netændring ved den sydlige ring er etableringen af en 400 kV-tosystemsforbindelse fra Bjæverskov til Rislev og en kombineret 400/132 kV-forbindelse fra Rislev til Radsted i takt

med udbygningen af vindkraft ved Rødsand/Gedser.

På det tidspunkt, hvor mængden af vindkraft tilsluttet 400 kV-luftledningen overstiger den største produktionsenhed i Østdanmark, er yderligere forstærkning påkrævet. Udbygningen med vindkraft på Omø Stålgrunde kan være årsag til at etablere en kombineret 400/132 kV-forbindelse mellem Herslev og transformerstationen Vestlolland ved Nakskov. For at slutte 400 kV-ringen vil der være behov for en 400/132 kV-forbindelse mellem Radsted og Vestlolland. Samtidig med styrkelsen af 400 kV-nettet mellem Bjæverskov og Radsted styrkes 132 kV-nettet til Lolland Falster.

Afhængig af forudsætningerne kan der blive tale om et alternativ (B, figur 7.5) til ovennævnte 400 kV-ring, nemlig en mindre 400 kV-ring fra Bjæverskov via Rislev og Stignæs til Herslev. Begge alternativer vil etablere to uafhængige 400 kV-luftledningstracéer til Stignæs-værket.

7.6.4 Øresunds- og Hovedstadsringene på Sjælland

I forbindelse med udkobling af en eller begge 400 kV-forbindelser til Sverige kan 132 kV-forbindelserne til Sverige medvirke til både at sikre forsyningssikkerheden i Østdanmark, forsyningen af Nordsjælland samt til at forbedre beredskabet i Østdanmark, da en uhensigtsmæssig ø-drift kan undgås.

Hvis det af hensyn til forsyningssikkerhed, marked og beredskab skulle blive nødvendigt at erstatte 132 kV-kablerne under Øresund, er der identificeret to muligheder. Der udestår en vurdering af den mest optimale løsningsmulighed ud fra følgende kriterier: forsyningssikkerhed, investeringsbehov, markedsforhold, miljøforhold, etableringstid, robusthed ud fra en beredskabsmæssig betragtning samt lokale hensyn.

De to løsningsmuligheder, der overvejes, er:

1. Erstatning af de eksisterende 132 kV-kabler ét for ét med nye 132 kV-kabler, hvilket skønnes at kræve et investeringsbehov på 170-200 mio. kr.
2. Etablering af en 400 kV-kabelforbindelse under Øresund mellem København (Glentegård eller H. C. Ørsted Værket) og Sydsverige (f.eks. til Malmø), hvilket skønnes at kræve et investeringsbehov på 700-800 mio. kr.

Som det fremgår, er det ene alternativ væsentligt dyrere end det andet. Den dyreste løsning med en forbindelse under Øresund mellem København og Sydsverige er at foretrække ud fra et beredskabsmæssigt synspunkt. Et 400 kV-kabel vil blive ført tæt forbi Amagerværket med henblik på senere tilkobling.

Der kan desuden opstå behov for en 400 kV-kabelring i hovedstaden, primært hvis elproduktionskapaciteten i området øges eller ved en væsentlig forbrugsstigning i det centrale København. Kabelringen og transformeringspunkterne vil mindske belastningen af 132 kV-kabelnettet i området, samtidig med at kraftværker i hovedstaden får mulighed for at levere produktion direkte til 400 kV-nettet. Begge forhold vil medvirke til øget driftsmæssig fleksibilitet og øget forsynings-sikkerhed. Kabelringen vil i givet fald bestå af en 400 kV-kabelforbindelse mellem Glentegård transformerstation og H.C. Ørsted Værket via Amagerværket. På Amagerværket etableres det tredje transformeringspunkt mellem 400 kV og 132 kV i hovedstadsområdet.

7.6.5 Tværgående øst-vest forbindelser i Jylland

Der er i regionplanerne medtaget forbindelser mellem Tjele og Trige i Midtjylland og mellem Revsing og Landerupgård i Syddanmark (Figur 7.5). Den første forbindelse erstattede den oprindeligt planlagte mellem Tjele og Randers. Forbindelserne vil betyde større grad af for-



maskning i 400 kV-nettet i Jylland samtidig med etablering af større overføringskapacitet øst-vest.

Tidspunktet for etablering af strækningen afhænger af udvekslingkapaciteten på forbindelserne til Norge og Sverige og deres indfødningspunkter i nettet, af eventuelle ændringer i den centrale produktionskapacitet samt af omfang og placering af den fremtidige havmølleudbygning.

Af eventuelle udvidelser af forbindelserne til Norden er forbindelsen til Norge den mest sandsynlige. Der er flere mulige indfødningspunkter. Den eksisterende station Tjele forventes at kunne håndtere endnu en pol (Skagerrak 4), som kan drives sammen med Skagerrak 3 som en bipol. Større udvidelser vil enten kunne placeres i Idomlund i Vestjylland eller i en ny station ved Års i Himmerland.

En eventuel udvidelse af Storebæltsforbindelsen med ekstra 600 MW vil med stor sandsynlighed føre til etablering af 400 kV-forbindelsen mellem Endrup/Revsing og Landerupgård. Både Endrup og Revsing er nævnt, da forbindelsen enten kan etableres mellem Endrup og Landerupgård på eksisterende to-systemsmast mellem Endrup og Revsing alternativt mellem Revsing og Landerupgård med en 400 kV-koblingsstation i afgreningspunktet ved Revsing. Der må

tages forbehold for den nødvendige sikkerhed for denne udveksling over Storebælt.

Eventuel nedlægning af produktionsenheder på Studstrupværket kan betyde større transporter mod Århusregionen og dermed eventuelt behov for større overføringskapacitet i nettet.

Fremtidigt omfang af udbygningen af havmøllerne er ikke afklaret på nuværende tidspunkt. Det er Energinet.dk's opfattelse, at en koncentreret udbygning på enten Horns Rev eller Rødsand kan være en fordel af hensyn til en harmonisering med netudbygningen. Dette vil næppe føre til bygning af Tjele-Trige, men valg af Horns Rev som udbygningsplads vil sandsynligvis føre til etablering af Endrup/Revsing-Landerupgård, samtidig med Storebæltsforbindelsen.

Tjele-Trige kunne initieres af en større havmølleudbygning syd for Læsø. Det vil være afhængigt af, hvordan netformaskningen er på det tidspunkt, hvor denne udbygning påbegyndes.

7.7 Igangværende projekter

Anlægsplanen er sammen med Systemplanen den overordnede ramme for de eltransmissionsanlæg, der skal bygges i Danmark. De igangværende anlægsprojekter omfatter ombygning af Kassø-Revsing, tilslutning af havmøller ved Horns Rev, tilslutning af havmøller ved Rødsand og Storebæltsforbindelsen. Projekterne er nærmere beskrevet i Anlægsplan 2006.

7.8 Forsyning af ø-samfund

Aktualiseret af nylige projekter vedrørende vurdering af forsynings sikkerheden for en række danske øer, blandt andet Bornholm og Læsø behandles emnet nærmere i det følgende.

Det er vurderet, at det er samfundsøkonomisk nødvendigt at differentiere forsynings sikkerheden i Danmark. Dette er

tilfældet for en række øer, hvor afstanden til det øvrige transmissions-/distributionsnet er stor, og forbruget på de enkelte øer ikke retfærdiggør en eller flere forbindelser for at opretholde samme forsynings sikkerhed som i resten af landet.

Det, der adskiller disse øer fra resten af Danmark, er, at et enkelt afbrud i nettet på højeste spændingsniveau vil medføre udkobling af forbrugere. For den øvrige del af Danmark er transmissionsnettet dimensioneret, så en enkelt fejl ikke vil medføre udkobling af forbrugere (n-1 princippet).

Det er her valgt at opdele øer i tre størrelsesordener: Store, mellemstore og små øer.

Stor ø:

Ø med lokalt, kollektivt elforsyningsnet med lokal produktion og forbindelse til nabo-områder. Udfald af forbindelse til nabo-område medfører udkobling af forbrugere, men forsyningen kan genoprettes ved opstart af lokale produktionsanlæg.

Kapaciteten på produktionsanlæggene skal være tilstrækkelig til, at forbruget på øen kan dækkes selv med det største produktionsanlæg udkoblet. Hvis forbindelse til nabo-område er indkoblet, medfører udfald af lokal produktion ikke udkobling af forbrugere.

Som et eksempel på en stor ø kan nævnes Bornholm: Bornholm har en 60 kV-kabelforbindelse til Sverige. Denne forbindelse kan forsyne hele Bornholm med effekt. Desuden har Bornholm en række produktionsanlæg, der kan forsyne Bornholm, hvis kabelforbindelsen til Sverige er udkoblet. På grund af skrotning af gamle produktionsanlæg er det nødvendigt at etablere ny produktionskapacitet på Bornholm for at kunne opfylde kravet om, at forbruget skal kunne dækkes også i en situation uden kablet til Sverige og det største produktionsanlæg udkoblet.

Bornholms maksimale øjeblikkeforbrug er på ca. 55 MW.

Mellemstor ø:

Ø med lokalt, kollektivt elforsyningsnet med enten lokal produktion eller forbindelse til nabo-områder. Udfald af forbindelse til nabo-område eller udfald af produktionsanlæg medfører udkobling af forbrugere, og forsyningen kan ikke umiddelbart genoprettes.

Et eksempel på en mellemstor ø er Læsø: Læsø har en 20 kV-kabelforbindelse til Jylland. Denne forbindelse forsyner Læsø med effekt, og der er ingen produktionsanlæg på Læsø. Det betyder, at udfald af kablet til Jylland medfører udkobling af alle forbrugere på Læsø. Ved fejl på 20 kV-kablet kan én af jævnstrømsforbindelserne mellem Jylland og Sverige på nuværende tidspunkt fungere som reserve. Omstillingen af kabelforbindelsen fra jævnstrøm til vekselstrøm kan tage op til otte timer, og i dette tidsrum vil Læsø være uden strøm. Metoden lægger beslag på op mod en tredjedel af overføringskapaciteten mellem Jylland og Sverige.

Læsøs maksimale øjeblikkeforbrug er på ca. 3 MW.

Lille ø:

Ø med elforsyningsnet med lokal produktion. Typisk vil der være én generator, der forsyner et lokalt elforsyningsnet. Udfald af produktionsanlægget medfører udkobling af alle forbrugere, indtil forsyningen er reetableret.

Et eksempel på en lille ø er Brandsø: Brandsø har ni bygninger, hvoraf de tre bygninger forsynes med el fra en dieselgenerator via et lokalt elnet. Brandsøs maksimale produktionsmulighed er i dag 50 kW.

8. Forsyningssikkerhed for gas

8.1 Det danske gas-system

Ud over gasledningerne i den danske del af Nordsøen, transmissionsledninger på langs (Aalborg-Ellund) og tværs (Nybro-Drøgør) af Danmark og distributionsledningernes net af rørsystemer ud til forbrugerne består transportsystemet for naturgas af et gasbehandlingsanlæg og to underjordiske gaslagre.

Naturgassen fra den danske del af Nordsøen transporteres i to offshore rørledninger fra felterne Tyra og Syd Arne og ind til land nord for Esbjerg ved et tryk på maksimalt 138 bar. På land passerer naturgassen gennem et gasbehand-

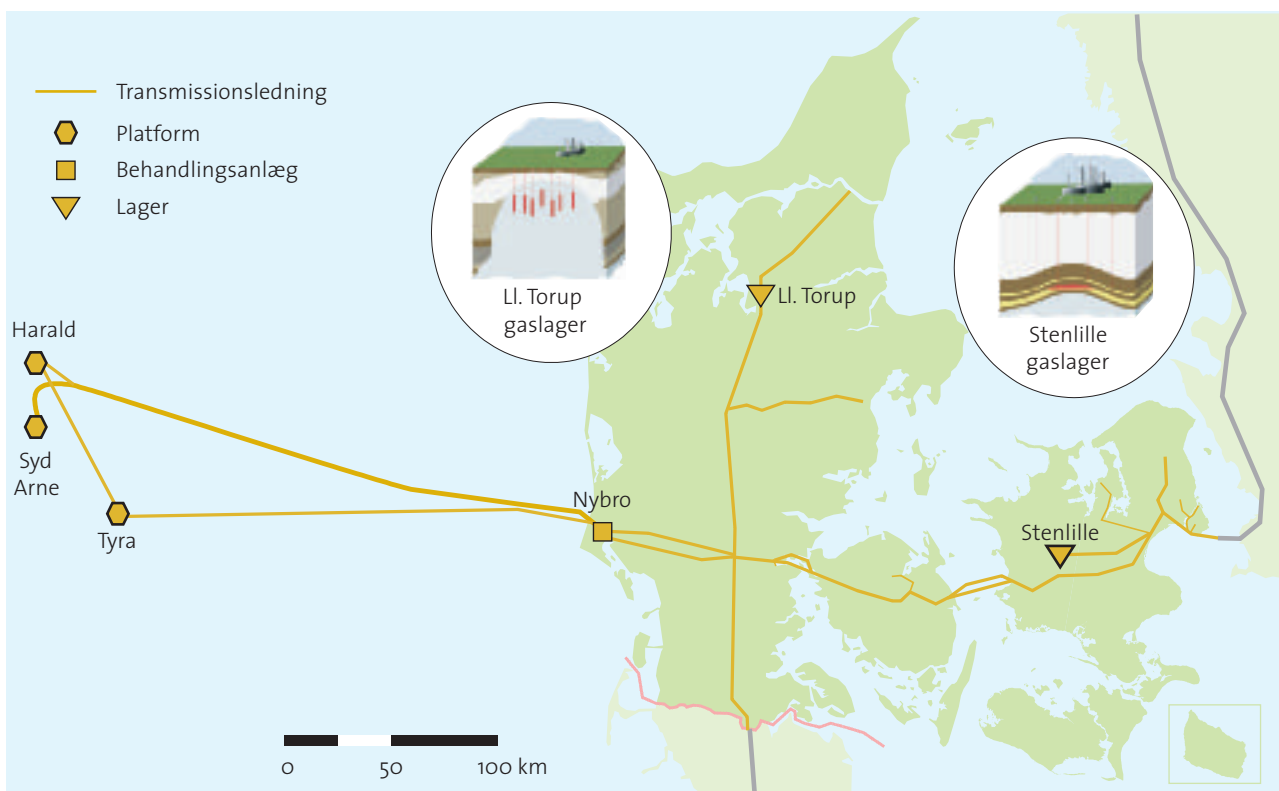
lingsanlæg i Nybro. Her kontrolleres og måles gaskvaliteten, og trykket reduceres til det maksimale landlegningstryk på 80 bar. Anlægget kan også reducere indholdet af forurenende stoffer såsom tunge kulbrinter samt rense gassen for svovl, hvis det er nødvendigt for, at gassen overholder de fastlagte specifikationer, men der kan i så fald kun leveres reducerede mængder (ca. 50 %).

Fra Nybro sendes gassen ud til kunderne i ind- og udland eller til lagring på et af de to underjordiske naturgaslagre. Lagrene fyldes op i sommermånederne, når gasforbruget er lavt. Når det bliver koldere, og forbruget overstiger de daglige gasleverancer fra Nordsøen og

Tyskland (kommerciel leverance), suppleres med gas fra lagrene. Det er principielt transportkunderne, der ved deres daglige bestillinger inden for den reserverede kapacitet bestemmer input/output fra systemet på timebasis (det kommercielle system), mens det er Energinet.dk, der sørger for den fysiske balance i systemet, blandt andet ved hjælp af lagrene og linepacking.

Måler- og regulatorstationerne er etableret langs transmissionsledningerne med det formål at forsyne de lokale distributionsnet. Deres funktioner er forvarmning af gassen, reduktion af gastryk til distributionsnettets trykniveau, måling af gasstrømmen gennem stationen og

Figur 8.1 Det danske gassystem.



tilsætning af lugtstof til gassen. Der er etableret 42 måler- og regulatorstationer og fire målerstationer i transmissions-systemet, som ejes af Energinet.dk.

Distributionsselskaberne ejer distributionsledningerne og de dertil hørende måler- og regulatorstationer.

8.2 Gasforsynings-sikkerhed på sigt

Begrebet forsyningssikkerhed på gasområdet omfatter generelt følgende aspekter både på kort og langt sigt:

1. Tilgængelighed af gas, det vil sige, tilgængeligheden af gasforsyninger (inklusive gas fra lagre) skal være tilstrækkelig til at imødekomme forbrugernes gasbehov under både normale og ekstreme vejrforhold.
2. Tilstrækkelig netkapacitet, det vil sige, gasnettet skal have tilstrækkelig kapacitet til at dække forbrugernes gasbehov under både normale og ekstreme vejrforhold.
3. Systemintegritet, det vil sige, at den operationelle funktionalitet af systemet fra produktion til forbruger skal være sikret.

Det er i henhold til lov om naturgasforsyning Energinet.dk's opgave som transmissionselskab at varetage forsyningssikkerheden på det danske gasmarked.

Som det eneste danske transmissionselskab har Energinet.dk ansvaret for systemintegriteten (3) af det danske transmissionssystem, det vil sige 80 bar ledningssystemet med de tilstødende systemer (sørørene i Nordsøen, transit exitpunkter, den danske exit-zones leveringspunkter og lagrene) samt for sikring af tilstrækkelig transportkapacitet i dette system (2). Energinet.dk har derimod ikke umiddelbart ansvar for tilgængeligheden af gas (1) bortset fra nødsituationer, hvor Energinet.dk i nødvendigt omfang sikrer tilgængeligheden af gas til det danske marked.

Imidlertid betyder den særlige forsyningssituation på gasområdet på relativt kort sigt (5-10 år), hvor de danske naturgasreserver ikke længere forventes at kunne dække det nuværende forbrug, at der bør sættes fokus på sikringen af tilgængeligheden af gas til det danske marked. Det gælder ikke mindst i relation til det ansvar for den langsigtede planlægning og for forsyningssikkerheden, som påhviler Energinet.dk.

Som det ses af **Figur 8.2** forventes gasproduktionen i den danske del af Nordsøen ikke at kunne opretholdes på de nuværende omkring 9 mia. m³/år i mere end 5-10 år.

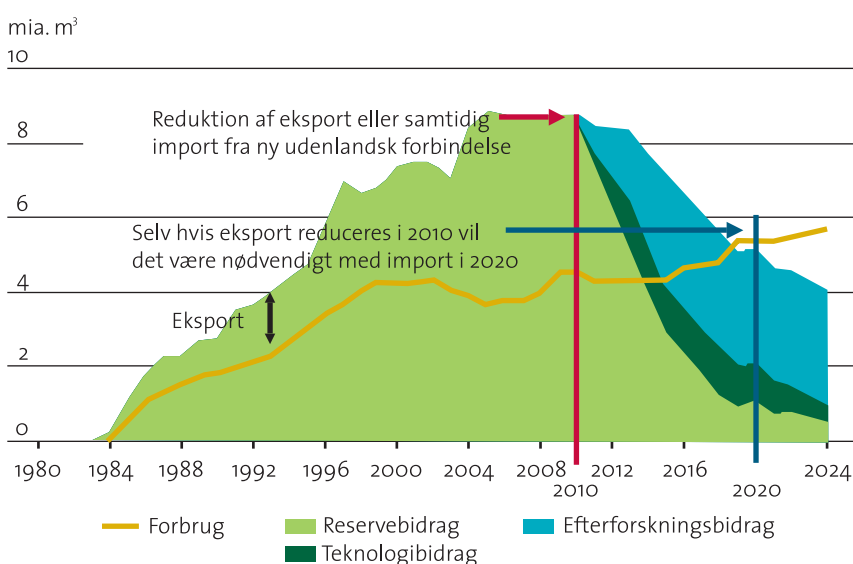
Behovet for udbygning af gasinfrastrukturen og etablering af forbindelse(r) til det europæiske gassystem er nærmere belyst i kapitel 10 om gastransmission.

Ved implementeringen af EUs forsyningssikkerhedsdirektiv ser Energinet.dk gerne, at der sker en nærmere vurdering og afklaring af rolle- og ansvarsforde-

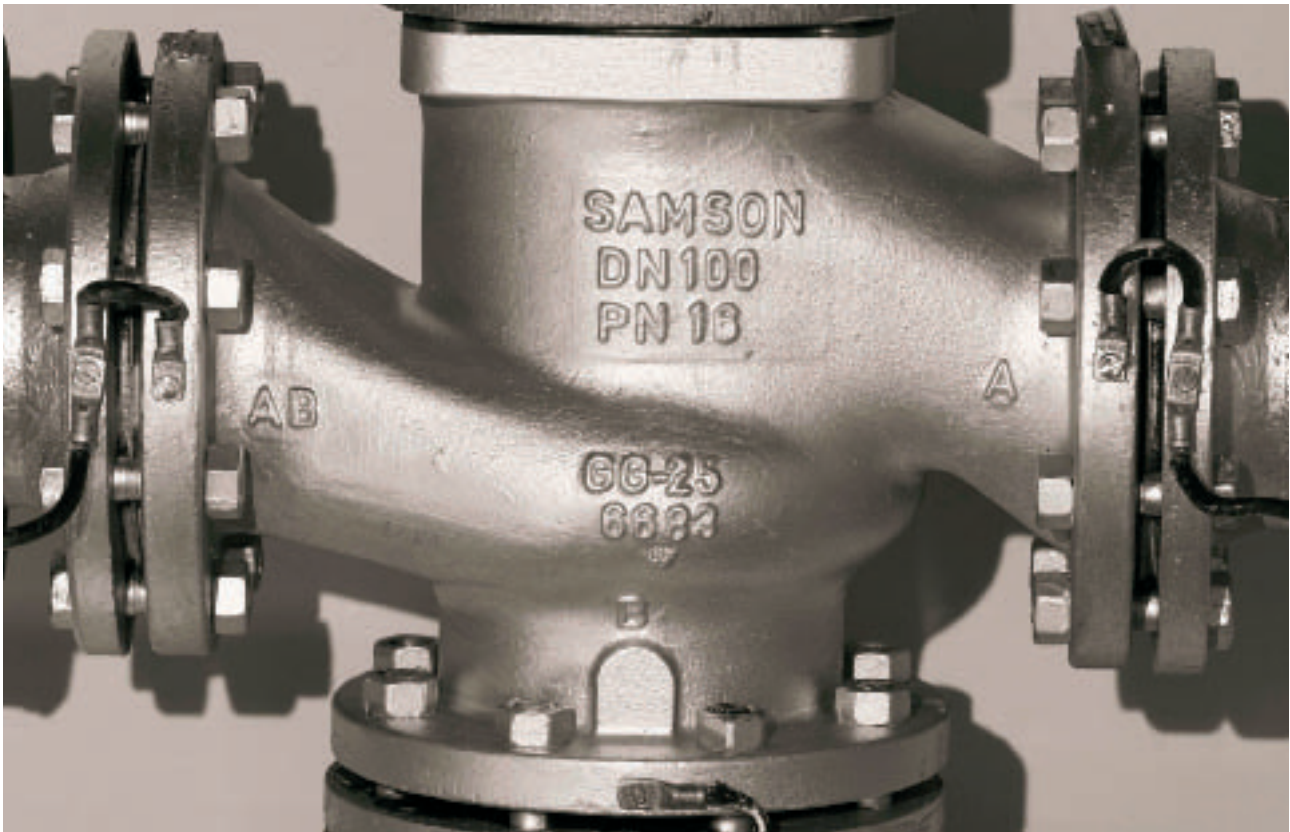
lingen i forbindelse med den langsigtede forsyningssikkerhed på det danske gasmarked. Det er blandt andet nødvendigt, at der bliver taget stilling til, hvordan tilgængeligheden af naturgas til det danske marked sikres, efter at de danske reserver i Nordsøen udfases. Et af de afgørende spørgsmål i den forbindelse er, om det er private investorer, andre kommercielle aktører eller Energinet.dk, der har ansvaret for de nødvendige langsigtede investeringer i gasinfrastrukturen til Danmark – samt under hvilke betingelser.

Med hensyn til forsyningsberedskabet i tilfælde af uheld, driftsforstyrrelser eller andre former for svigt i forsyningen præciserer naturgasforsyningsloven ikke nærmere indholdet eller omfang af forsyningssikkerhedsvaretagelsen, men denne er operationaliseret gennem de målsætninger for forsyningssikkerhed, som Energinet.dk har anmeldt til transport- og energiministeren.

Figur 8.2 Gasproduktionen fra den danske del af Nordsøen.



Kilde: Sammenfattende baggrundsrapport for Energistrategi 2025, Energistyrelsen, 2005.



8.3 Målsætninger – nødforsyninger

Forsyningen af det danske gasmarked er i stort omfang baseret på kun én fysisk forsyningskilde og én forsyningsrute (Tyra-Nybro-ledningen). Det betyder, at hvis denne forsyningskilde falder ud, er kravene til forsyningssikkerhedsberedskabet i Danmark høje sammenlignet med mange andre lande, hvor man har flere større forsyningskilder. Energinet.dk har kun ansvaret for forsyningssikkerheden på det danske gasmarked, men skal også stille eventuel kapacitet til rådighed til opretholdelse af transit.

I de 26 år, det danske naturgassystem har været i drift, har der ikke været alvorlige fejl i transmissionssystemet, hverken på søledningerne eller i anlæggene på land.

Målsætninger for forsyningssikkerhed
Energinet.dk opererer med to målsæt-

ninger for forsyningssikkerhed for det danske gasmarked, som samlet set er dimensionerende for reserveberedskabet i nødsituationer.

- Den ene vedrører korttidshændelser, hvor der stilles krav til, hvor hurtigt gas kan leveres fra andre forsyningskilder. Målsætningen indebærer i praksis blandt andet krav til udtrækskapaciteten fra gaslagrene.
- Den anden vedrører langtidshændelser, hvor der stilles krav til opretholdelse af fysiske leverancer ved længerevarende forsyningsvigt. Målsætningen indebærer i praksis krav til mængden af gas, der kan skaffes fra alternative forsyningskilder samt mængden af lagergas, som skal være til rådighed.

I marts 2001 blev de overordnede forsyningsmålsætninger anmeldt med følgende dimensionerede hændelser for Energinet.dk's nødforsyningsberedskab:

- Korttidshændelser. Under såvel normale forsyningsforhold som unormale forsyningsforhold, det vil sige fuldstændig afbrydelse af leverancerne fra den største leverandør, skal Energinet.dk have tilstrækkelig udtrækskapacitet fra lagrene til tre dage i træk at kunne klare forsyningen af forbrugere med uafbrydelig nødforsyning i Danmark ned til en døgnennemsnitstemperatur på -14 °C.
- Langtidshændelser. Under unormale forsyningsforhold, det vil sige fuldstændig afbrydelse af leverancerne fra den største leverandør, skal Energinet.dk have tilstrækkeligt volumen til at kunne klare forsyningen af forbrugere med uafbrydelig nødforsyning i Danmark i op til ca. 60 dage (svarende til den forventede reparationstid efter et søledningsbrud) i en temperaturmæssig "normal" vinter.

Dimensioneringsgrundlag for normalsituationer

Det danske transmissionssystem blev før introduktionen af den nye markedsmodel 1. januar 2004 dimensioneret til at kunne håndtere forsyningen af alle forbrugere i Danmark ned til en døgn-gennemsnitstemperatur på -14 °C. Statistisk set indtræffer døgn med gennemsnitlige døgn temperaturer på -14 °C ca. hvert 20. år. I dag dimensioner Energinet.dk systemet ud fra transportkundernes kapacitetsbestillinger med en egen vurdering af den forventede indenlandske afsætning ved -14 °C. Transportkundernes årsbestillinger er grundlaget for denne vurdering, men i Energinet.dk's vurdering indgår også forventningen til bestilling af måneds-, uge- og døgnprodukter.

8.3.1 Opfyldelse af målsætningerne

Gastransmissionssystemet modtager i dag gas gennem de to offshoreledninger med følgende mulige leverancer i normalsituationer:

- Tyra-Nybro-ledningen	ca. 27 mio. m ³ /døgn
- Syd Arne-Nybro-ledningen	ca. 13 mio. m ³ /døgn.

I dag leveres kun i alt 23 mio. m³/døgn i Nybro, hvoraf i størrelsesordenen 1-2 mio. m³/døgn leveres gennem Syd Arne-ledningen. Der er således rigelig kapacitet i Syd Arne-ledningen, som kan anvendes i nødsituationer. Ved det værst tænkelige forsyningssvigt regnes der med, at forsyningen fra den største leverandør svigter, det vil sige, at der mistes leverancer gennem Tyra-Nybro-ledningen.

Energinet.dk afdækker i øjeblikket risikoen for forsyningssvigt ved følgende fysiske muligheder for at kompensere for de manglende leverancer:

- Nødforsyning fra Tyra og Harald via Syd Arne-Nybro-ledningen
- Leverancer fra Tyskland via DEUDAN-ledningen
- Leverancer fra de danske gaslagre.

Tabel 8.1 Maksimal kapacitet – gaslagrene.

	Lagervolumen i mio. m ³	Udtrækskapacitet i mio. m ³ /døgn	Injektionskapacitet i mio. m ³ /døgn
Stenlille	360	10,8	2,4
Ll. Torup	400	14,4	3,6

Energinet.dk har derfor indgået en nødforsyningsaftale med DONG, der muliggør leverancer på 11 mio. m³/døgn fra Tyra via Harald gennem Syd Arne-Nybro-ledningen, hvoraf de 7 mio. m³/døgn er reserveret til forsyning af det danske marked.

De maksimale kapaciteter for lagrene i Stenlille og Ll. Torup er vist i **Tabel 8.1**. For Stenlille-lageret, som er et akvifer-lager, er det maksimale udtræk bestemt af brøndenens kapacitet og den aktuelle gasmængde. Ll. Torup lagerets udtrækskapacitet er bestemt af både den aktuelle gasmængde, kapaciteten i ledningen fra Ll. Torup-Egtved og trykket i det øvrige transmissionssystem.

Ud over leverancer gennem Syd Arne-ledningen indebærer nødforsyningsstrategien, at Energinet.dk har foretaget reservation af lagervolumen på 165 mio. m³.

Energinet.dk har til håndtering af korterevarende forsyningssvigt fra Nordsøen reserveret udtrækskapacitet fra lagrene til kompensering for de manglende leverancer. Energinet.dk har desuden mulighed for at udnytte den mængde gas, der naturligt er lagret i selve gasledningerne – det såkaldte linepack.

I tillæg til de alternative gasleverancer, som Energinet.dk råder over, har Energinet.dk samarbejdsaftaler med de tre tilstødende systemoperatører (DONG sørør, Svenska Kraftnät og BEB), der også er med til at sikre forsyningen.

Endelig er der i Regler for gastransport en række vilkår, der sikrer, at Energinet.dk i visse situationer kan påvirke eller disponere over forsyningen og forbruget

af gas, så det samlede forbrug og gassystem sikres optimalt. Det gælder blandt andet forbrugere med afbrydelig nødforsyning, reduceret nominering, reduceret kapacitet, nødforsyning og force majeure.

Energinet.dk's konkrete disponering af, hvilke midler der tages i brug til at sikre forsyningssikkerheden, vil tage udgangspunkt i, at markedet skal mærke så lidt som muligt til den teknisk betingede situation, der måtte være opstået. Den konkrete forsynings- og vejsituation samt den faktiske status for naturgas-systemet er væsentlige parametre i timingen og rækkefølgen af midlernes anvendelse, hvorfor det ikke på forhånd kan fastslås i detaljer, hvornår og hvordan midlerne skal tages i anvendelse.

I tilfælde af større forsyningssvigt fra Nordsøen vil en række tiltag blive sat i værk for at sikre forsyningen af det danske gasmarked. Det vil ske i følgende rækkefølge:

- Leverancer fra lagre
- Udnyttelse af linepack i landleddninger og søledninger
- Afbrydelse af transportkunder med afbrydelig nødforsyning.

Energinet.dk har kun nødforsyningsforpligtelser for det danske gasmarked, men i det omfang transportkunder søger for tilgængelighed af gas til transit i entry punkterne (se eventuelt afsnit 9.2.1) eller fra lager, vil Energinet.dk søge at stille den nødvendige transportkapacitet til rådighed.

9. Gasmarkedet

9.1 Det europæiske gasmarked

Der eksisterer reelt ikke et samlet europæisk gasmarked, men der er en række fællestræk for situationen på de forskellige nationale markeder i Europa.

Størstedelen af de europæiske lande er nettoimportører af gas. Importen stammer primært fra Rusland, Norge, Algeriet og Marokko. En stigende del af importen er LNG-baseret (Liquified Natural Gas, gas nedkølet til -160 °C), men størstedelen af gassen bliver bragt til de europæiske markeder via rørledninger. Den indenlandske produktion er faldende i hele Europa, mens forbruget og dermed importandelen forventes at stige betydeligt i de kommende år. EU-Kommissionen skønner, at 80 % af EUs gasforbrug i 2030 vil blive dækket med import. I dag er det godt 50 %, som importeres, heraf 25 % fra Rusland.

Europa oplever altså en øget afhængighed af leverancer fra blandt andet Rusland og LNG-import. Der er en stigende bekymring for, at manglende stabilitet – grundet rørledningernes transit gennem en række lande – i disse leverancer fører til situationer med mangel på gas i Europa og dermed stigende priser.

Bekymringen er aktualiseret ved gaskrisen mellem Rusland og Ukraine i januar 2006. Situationen førte til, at leverancerne til særligt de østeuropæiske lande, der er helt afhængige af russisk gas, reduceredes markant, og at priserne mange steder i Europa steg.

I øjeblikket planlægges en række større infrastrukturprojekter, der skal bringe mere gas til Europa. Nye rørforbindelser mellem blandt andet Nordeuropa og henholdsvis Rusland og Norge og mellem Sydeuropa og henholdsvis Nord-

afrika og Mellemøsten er dermed i støbeskeen. Ligeledes planlægges og projekteres en del havneanlæg til LNG i både Syd- og Nordeuropa.

Markedssituationen i Europa er præget af nationale markeder med begrænset grænseoverskridende spothandel, og der er endnu ikke et egentligt sammenhængende marked for naturgas i Europa. Der kan ikke konstateres en fælles prisudvikling, der er fortsat store regionale prisforskelle på gas, og den grænseoverskridende dag til dag-handel baseret på spothandler er uden større betydning i Europa. En del af årsagen til den manglende grænseoverskridende spothandel skal findes i en generel kapacitetsknaphed særligt i grænsepunkter samt manglende "interoperabilitet" mellem de forskellige nationale systemer.

Det ses blandt andet ved, at der i vinteren 2005/2006 opstod store prisforskelle mellem priserne i Storbritanien/Belgien og resten af det kontinentale Europa. Priserne i Storbritanien steg kraftigt i perioder som følge af stigende efterspørgsel og begrænset udbud af gas. Der blev ikke eksporteret gas fra de europæiske markeder, hvor prisen var lavere.

Der er dog indikationer på, at regionale sammenhængende markeder er under udvikling. Aktiviteten på de europæiske handelspladser (hubs) er stigende, og særligt handelspladsen TTF (Title Transfer Facility) i Holland samt Zeebrugge i Belgien er ved at udvikle sig til velfungerende handelspladser. Det ses blandt andet ved, at priserne på Zeebrugge, der fysisk er lokaliseret ved forbindelsen Interconnector til Storbritanien vinteren 2005/2006, i perioder var betydeligt over priserne på TTF, der er forbundet til systemerne i Tyskland, Holland og Frankrig. Energinet.dk benytter den hollandske pris på TTF til afregning af ubalancer i gassystemet.

På europæisk plan arbejdes der for at styrke kompatibiliteten mellem de enkelte landes systemer. Der arbejdes henimod at fremme mulighederne for udveksling af gas mellem regionale handelspladser og at løse problemerne med interoperabilitet over grænser.

9.2 Status for det danske gasmarked

Det danske naturgasmarked blev liberaliseret per 1. januar 2004. I dag kan alle forbrugere således frit vælge gasleverandør, ligesom markedet er åbnet for nye aktører.

EU-Kommissionen har siden 2002 undersøgt, i hvilken grad liberaliseringen på naturgasmarkedet er gennemført tilfredsstillende i de enkelte lande. Danmark har i de tre første år stadig klaret sig bedre og lå i 2004 helt i top, blandt andet på grund af den principielt fulde åbning af gasmarkedet. I 2005 var Danmark ikke længere topscorer, hvilket skyldtes den manglende faktiske åbning af markedet og fokus på en række forhold, som er kritiske for udviklingen i forhold til andre lande.

Det danske gasmarked er kommercielt opdelt i et engrosmarked og et detailmarked. På engrosmarkedet transporterer de såkaldte transportkunder gas via Energinet.dk's gastransmissionsnet til det danske marked, til lagring i de to underjordiske lagre samt til Sverige og Tyskland som transit. På detailmarkedet leverer de såkaldte gasleverandører gas til slutbrugerne via distributionsnettene.

9.2.1 Engrosmarkedet

I starten af 2006 var der på engrosmarkedet for handel med gas fem aktive aktører (transportkunder), hvoraf en har en markedsandel på mere end 85 % af

den samlede transport. Der er fortsat en begrænset grad af konkurrence. De nye aktører på engrosmarkedet er fortrinsvis tyske og svenske selskaber, som videre-sælger gas på GTF (Gas Transfer Facility, Energinet.dk's elektroniske handelsfacilitet) eller sender gas til Sverige som transit. De nye aktørers markedsandel er indtil videre begrænset, men stigende.

Størstedelen af den gas, der sælges i Danmark eller sendes som transit til Sverige og Tyskland, handles fortsat via langtidskontrakter. Der sker dog løbende en opblødning af langtidskontrakter. Senest har Konkurrencestyrelsen pålagt HNG/MN og DONG at ophæve dele af en langtidskontrakt. Ændringen indebærer, at HNG/MN ikke længere alene skal anvende DONG som transportkunde.

En begrænset, men stigende del af handelen med gas sker via GTF (Gas Transfer Facility), hvor transportkunderne kan handle gas bilateralt. I 2005 var det mellem tre og syv procent af de samlede mængder gas, der blev handlet på GTF, som skal betragtes som et første skridt på vejen til en egentlig markedsplads for handel med gas.

I forbindelse med fusionen med Elsam er DONG Energy blevet pålagt at frigive 400 mio. m³ til salg på det danske marked via GTF. Det svarer til godt 10 % af den samlede mængde gas, der forbruges i Danmark. Dette vil alt andet lige øge likviditeten på det danske marked for bilateral handel med gas.

Desuden er det muligt at handle kapacitet og balanceringsmuligheder via Energinet.dk's CTF (Capacity Transfer Facility) og BFT (Balance Transfer Facility). I øjeblikket foregår der ingen nævneværdig handel på disse sekundære markeder.

Transportkunderne får adgang til Energinet.dk's gastransmissionsnet ved at bestille kapacitet ind i systemet (entry) og ud af systemet (exit), se **Tabel 9.1**.

Adgang til gastransmissionsnettet sker på regulerede vilkår. Transportkunderne kan indgå kapacitetsaftaler ned til én

Tabel 9.1 Entry- og exit-punkter i den danske markedsmodel.

Entry og exit	
Entry-punkter	Entry-punkterne er der, hvor gassen kommer ind i Danmark, det vil sige i Nybro (fra Nordsøen) og i Ellund (fra Tyskland).
Exit-punkter	Den nationale exit-zone svarer til det danske marked. Exit-punkter er der, hvor gassen eksporteres ud af landet: Ellund (til Tyskland) og Dragør (til Sverige).

dags varighed, men hovedparten af den solgte kapacitet sælges i øjeblikket via årskapacitetskontrakter. Betaling for kapacitet udgør ca. 75 % af transportkundernes samlede betaling for adgang til nettet. Derudover betaler transportkunderne for den faktisk transporterede mængde (25 %).

Der transporteres årligt ca. 8,2 mia. m³ gas igennem Energinet.dk's gastransmissionsnet, heraf ca. 4,2 mia. m³ årligt til det danske marked og ca. 1 mia. m³ som transit til Sverige. Den samlede transit til Tyskland udgør ca. 3 mia. m³.

I nødsituationer er det Energinet.dk's ansvar at levere gas til det danske marked. Transport til exit-zonen er derfor pålagt nødforsyningsbetaling. Transportkunderne skal på forbrugernes vegne bestille enten uafbrydelig nødforsyning eller afbrydelig nødforsyning. Transport med uafbrydelig nødforsyning er sikret gasforsyning i nødsituationer i op til 60 dage. Den del af transporten, der er bestilt med afbrydelig nødforsyning, bliver lukket af i tilfælde af en nødsituation. Omkostningerne til at sørge for denne dækning er afspejlet i en tarif for uafbrydelig nødforsyning, der er ca. tre gange højere end tariffen for afbrydelig nødforsyning.

9.2.2 Detailmarkedet

Transportkunderne på engrosmarkedet leverer gas til gasleverandørerne, der igen forsyner tre overordnede slutbrugertyper i Danmark. De overordnede slutbrugertyper er kraftværker, der anvender gas til el- og varmeproduktion, industrivirksomheder, m.v. og ikke-dagligt aflæste forbrugere (der anvender gas

til produktion m.v. samt hovedsageligt mindre erhverv, privatforbrugere (villakunder)), der er enten års- eller månedsaf-læste. De tre største kraftværker; Avedøre-værket, Skærbækværket og H.C. Ørsted Værket er direkte forbundet til Energinet.dk's transmissionsnet.

Der er hidtil blevet foretaget et meget lille antal leverandørskifter blandt private forbrugere. Konkurrencen på dette forbrugersegment er altså begrænset. De større industrikunder og kraftvarmeproducenter benytter sig i stigende grad af muligheden for at skifte leverandør og derved opnå bedre priser og vilkår. Hovedparten af de foretagne leverandørskift er dermed sket inden for denne gruppe.

De største forbrugere i det danske gassystem er de centrale kraftværker og de decentrale kraftvarmeverker, der anvender gas til el- og varmeproduktion. De centrale kraftværker aftager størstedelen af de forbrugte mængder via historisk lange kontrakter og kun en mindre del af aftaget fra alternative aktører på engrosmarkedet. Med fusionen med Elsam har DONG Energy overtaget ejerskabet af de centrale elværker, og dermed de største forbrugere af gas. Vattenfall overtager Fynsværket (hvor blok 3 blandt andet kan fyres med gas) samt de gasfyrede kraftvarmeverker Hillerød og Helsingør.

9.2.3 Felterne i Nordsøen

Al gas transporteret igennem Energinet.dk's gastransmissionsnet stammer fysisk fra DUC's felter i Nordsøen. Danmark er nettoeksportør af gas svarende til ca. 100 % af det indenlandske forbrug.

Der importeres ikke gas fysisk til Danmark, men der sker en del kommerciel import via entry-punktet i Ellund.

DONG Energy ejer de sørør, der forbinder DUC-felterne i Nordsøen med Danmark, Tyra- og Syd Arne-ledningerne, og ejer dermed størstedelen af gassen fra DUC-felterne. DONG Energy eksporterer en del af gassen til Holland via NOGAT-ledningen og sender resten til Danmark via Tyra-ledningen (enten som transit eller til indenlandsk forbrug) og afsætter gassen til transportkunder, til slutkunder eller til gasleverandører på det danske marked.

9.2.4 Lagre

Gassen leveres som et rimeligt konstant flow fra Nordsøen, men forbruget varierer over døgnet og specielt over året. Derfor er det nødvendigt for transportkunderne at anvende de to danske gaslagre i Ll. Torup og Stenlille. DONG Lager ejer begge de to fysiske lagre, men de fungerer kommercielt som ét virtuelt lagerpunkt i den danske gasmarkedsmodel. Transportkundernes adgang til lagerydelser sker på forhandlede vilkår hos DONG Lager.

I forbindelse med EU-Kommissionens godkendelse af fusionen mellem DONG og Elsam er DONG Energy som nævnt blevet pålagt at frasælge det ene lager. I øjeblikket pågår forhandlinger om salg af det ene gaslager til Energinet.dk.

9.3 Hovedproblemstillinger

Markedssituationen på det danske marked for handel med naturgas er to år efter markedsåbningen fortsat præget af begrænset konkurrence. Men der er sket en række nødvendige tiltag, der skal sikre udviklingen fremover. Særligt på engrosmarkedet er der begrænset konkurrence, og markedet er præget af en dominerende aktør og lav likviditet.

Likvide og konkurrenceprægede engrosmarkeder er forudsætningen for, at fordelene ved konkurrence i sidste ende kan komme forbrugerne til gode.

Der er en række hovedproblemstillinger, der vanskeliggør vilkårene for et effektivt konkurrencemarked for handel med gas i Danmark.

Barrierer for adgang til markedet

Markedet er fortsat præget af markedsfejl, der kan virke som barrierer for adgang til markedet for nye aktører:

- Manglende gennemsigtighed omkring gasprisen (ingen reel markedspris).
- Eksisterende bindinger på slutbrugermarkedet – der foretages et meget begrænset antal leverandørskift, hvilket indikerer, at markedsandelene er "låste".
- Koncentreret ejerskab i alle led i kæden fra produktion til forbrug (DONG Energy ejer sørør, lagre og distribution).
- Adgangsvilkår til infrastruktur – eksempelvis kræver Energinet.dk's kapacitetsbestillingssystem og DONG Lagers kapacitetsbestillingssystem afholdelse af omkostninger til it-systemer, administration og uddannet personale.
- Manglende harmonisering af regler og vilkår i tilstødende systemer (interoperabilitet).

Energinet.dk arbejder løbende for at gøre kapacitetssystemet mere fleksibelt for transportkunderne.

Behov for flere forsyningskilder

Reelt er der kun én udbyder af gas til Danmark, og nye transportkunder på det danske marked har dermed ingen reel mulighed for at skaffe gas i betydelige mængder fra andre end DONG Energy. Det begrænser mulighederne for et vel fungerende marked for handel med gas.

Alternative forsyningsveje og dermed nye forsyningskilder – eksempelvis via rørforbindelser til nye eller eksisterende rørledninger som Europipe II, den foreslåede forbindelse mellem Tyskland og Sverige - Baltic Gas Interconnector – eller til den russisk foreslåede rørledning i Østersøen – North European Gas Pipeline – vil forbedre konkurrencesituationen og likviditeten på engrosmarkedet for handel med gas i Danmark. Alle disse infrastrukturprojekter har dog en længe-

re tidshorisont. North European Gas Pipeline kan næppe forventes i drift før 2012.

Det er i den forbindelse af afgørende betydning, at "markedet" starter så tidligt som muligt i nye rørsystemer, og at alle aktører får lige adgang til infrastrukturen. En mulighed er, at Energinet.dk bliver medejer eller operatør på nye infrastrukturforbindelser og derved kan sikre, at investeringer i ny infrastruktur varetager det samlede markeds interesse. En anden mulighed er, at der lovgivningsmæssigt stilles krav om objektiv og ikke-diskriminerende adgang til nye sørør.

Begrænset likviditet

Likviditeten på det danske marked for handel med gas er meget begrænset, når der måles på handlede mængder. Godt 6 % af det samlede forbrug i Danmark handles via GTF. Det er betinget af, at der er en primær forsyningskilde og af, at en stor del af handelen med gas fortsat sker via historiske langtidskontrakter.

Den begrænsede likviditet er et problem, da effektiv handel forudsætter tilstrækkelig likviditet. Derfor er det ikke i øjeblikket muligt at opnå en dansk markedspris for gas.

En effektivt fungerende markedsplads – med en deraf følgende markedspris – er med andre ord betinget af, at der er tilstrækkelig gas til salg fra flere forsyningskilder, og at der er et tilstrækkeligt antal købere. Alternativt kan en aktør blive tildelt rollen som marked maker og gennem daglige købs- og salgsbud igangsætte markedet.

Hvis mulighederne for gashandel i Danmark skal forbedres, skal likviditeten øges. Det kan ske i form af, at der udpeges en marked maker, at der frigives gas fra langtidskontrakter, og at der etableres nye forbindelser til alternative forsyningskilder.

Ufuldstændig unbundling

Der er fortsat ufuldstændig unbundling af infrastrukturaktiviteter og kommerci-

elle handelsaktiviteter i distribution, opstrømsrørledninger og lager. Den ufuldstændige unbundling kan vanskeliggøre nye aktørers muligheder for at konkurrere på markedet. Der er derfor behov for en fuldstændig unbundling - alternativt øget regulering af adgangs-vilkår, herunder priser for adgang.

Problemet blev påpeget i EU-Kommissionens benchmarkrapport af de europæiske gassektorer fra 2005.

Begrænset mulighed for import

Der er stadig relativt langt til et samlet velfungerende europæisk gasmarked, hvor gassen flyder frit mellem landene på spotkontrakter. Det skyldes blandt andet en fortsat mangel på effektiv "interoperabilitet" mellem nationale transmissionsnet, der vanskeliggør transport af gas over landegrænser med kort tidshorisont. Problemerne omkring interoperabilitet er primært forårsaget af forskellige regler og vilkår, men også af forskellig gaskvalitet m.v.

Derudover er der generel kapacitetsknappehed i de enkelte systemer (flaskehalse), særligt i grænsepunkter og vilkårene for nye operatørers adgang til de enkelte transmissionsnet – såkaldt tredjepartsadgang – er fortsat ringe. Det er særligt et problem i de lande, hvor der er ufuldstændig adskillelse af handels- og infrastrukturaktiviteter, blandt andet i Tyskland og Frankrig.

Der er således manglende gennemsigtighed omkring tilgængelig kapacitet og andre vilkår for adgang til gasinfrastrukturen, og kapaciteten er ofte bundet i langtidskontrakter. Disse kontrakter er i mange tilfælde indgået af de tidligere bundlede monopolselskaber før liberaliseringsprocessen [Ref. 3]. Det gør det svært for nye aktører at erhverve ledig kapacitet og komme ind på markedet [Ref. 4], hvilket igen vanskeliggør mulighederne for at transportere gas igennem Europa til det danske marked.

Igangværende initiativer

Energinet.dk arbejder løbende på at forbedre markedssituationen for handel

med gas i Danmark. Nedenstående er blandt de igangværende initiativer:

- Nyt nødforsyningskoncept. Det hidtidige koncept for nødforsyning bør revurderes, da der er identificeret en række problemstillinger med hensyn til omfanget af afbrydelighed og muligheden for at skaffe gas i nødsituationer. Det vurderes blandt andet, at transportkunderne via kapacitetsbestillinger angiver en langt større andel som afbrydelig nødforsyning end, hvad der vurderes muligt at afbryde i en nødsituation.
- Implementering af online-kapacitetsbestilling i Energinet.dk's kapacitetssystem. Online-kapacitetsbestilling øger fleksibiliteten og letter administrationen for transportkunderne ved bestilling af kapacitet i Energinet.dk's gas-transmissionsnet. Systemet forventes implementeret efter april 2007.
- Analyse af tarifmodel/kapacitetsbestillingsmodel i Danmark. Energinet.dk har igangsat en gennemgribende analyse af betalingsstrukturen m.v. for at sikre, at systemets faciliterer effektiv konkurrence på det danske marked for handel med naturgas samtidig med, at der sikres en effektiv udnyttelse af infrastrukturen.
- Øget harmonisering af vilkår med de tilstødende systemer. Energinet.dk arbejder løbende i europæisk sammenhæng (EASEE-gas) og sammen med BEB i Tyskland og systemoperatøren i Sverige om at harmonisere vilkår m.v. i de forskellige systemer.

Fremadrettede initiativer

Energinet.dk arbejder for at få skabt et effektivt marked for handel med gas i Danmark baseret på en konstant monitorering og udvikling af markedsmode-len, herunder understøttelsen af en markedsbaseret referencepris. Der er identificeret en række hovedproblemstillinger, der står i vejen herfor. Det løbende strategiarbejde i Energinet.dk skal bidrage til, at hovedproblemstillingerne bliver løst, forbedret eller begrænset.

Flere forsyningskilder

Energinet.dk analyserer behovet for at få flere infrastrukturforbindelser til Danmark og dermed flere forsyningskilder.

Der er således igangsat et projekt, der skal identificere behovet for nye forbindelser til Danmark ud fra såvel et forsyningssikkerhedssynspunkt som et markeds-synspunkt samt udarbejde en strategi for Energinet.dk's fremtidige rolle i infrastrukturinvesteringer.

Øget likviditet

Energinet.dk arbejder for at få en markedsbaseret referencepris på gas i Danmark. Det kræver blandt andet, at likviditeten øges – både i form af større mængder gas og i form af flere købere og sælgere på markedet. Energinet.dk vil derfor arbejde for at få DONG Energy (eller måske Vattenfall) udpeget til marked maker. Dette skal ske i dialog med såvel DONG Energy (eller Vattenfall) som med de relevante myndigheder.

Samtidig vil Energinet.dk arbejde på at udvide markedet, reducere barrierer, harmonisere regelsæt og procedurer med nabo-landenes systemoperatører og dermed alt andet lige øge likviditeten og forbedre muligheden for en markedsbaseret referencepris. Arbejdet med at harmonisere vilkår med de tilstødende systemer i Nordtyskland og Sverige (balanceregler, tarifmodeller, interoperabilitet) skal derfor intensiveres. Dette skal ske i øget dialog med de tilstødende systemoperatører. Det vil samtidig begrænse barriererne for grænseoverskridende spothandel. Endelig vil Energinet.dk løbende følge aktiviteterne i GTE (EU interesse-organisationen for gas-transmissionsselskaber) for at sikre, at de store udenlandske gastransmissionsselskaber ikke hindrer markedsudviklingen.

10. Gastransmission

Ligesom eltransmissionsnettet er det i elssektoren, er gastransmissionssystemet det fysiske grundlag for at dække behovet for forsyninger, sikkerhed, beredskab, marked og miljø i gassektoren. Et veludbygget gastransmissionssystem er en forudsætning for adgang til flere leverandører og dermed for et velfungerende marked. Det er ligeledes en forudsætning for adgang til gasreserver, som rækker 25-50 år frem og dermed for opretholdelse af forsyningssikkerheden.

I det følgende gennemgås principperne for, hvordan gastransmissionssystemet dimensioneres, og hvordan Energinet.dk sikrer balance i systemet. Kapaciteten i transportsystemet gennemgås, og der ses på behovet for ny gasinfrastruktur, når gasreserverne i den danske del af Nordsøen ikke længere forventes at kunne dække de danske naturgasbehov.

10.1 Prognose for transport

Energinet.dk dimensionerer transmissionssystemet ud fra en række forudsætninger om leverancer i entry-punkterne, aftaget i exit-punkterne og lager.

I **Tabel 10.1** er kort beskrevet forudsætningerne for prognosen for vinteren 2005/2006.

Prognosen for vinteren 2006/2007 udarbejdes efteråret 2006.

Den samlede nettotransport ved -14 °C er estimeret til ca. 39 mio. Nm³/døgn.

Leverance fra Nybro er fordelt med 21,5 mio. Nm³/døgn fra Tyra og 1,3 Nm³/døgn fra Syd Arne.

Samlet lagerudtræk er forudsat at udgøre 16,2 mio. Nm³/døgn fordelt med 50 % på Stenlille og 50 % på Ll. Torup. Der an-

Tabel 10.1 Prognose for nettotransport ved -14 °C, vinteren 2005/2006.

	Entry Mio.m ³ / døgn	Exit Mio.m ³ / døgn
Exit-zone Danmark		26,7
Dragør		5,2
Ellund netto		7,1
Nybro	22,8	
Lager Stenlille	8,1	
Lager Ll. Torup	8,1	
I alt netto	39,0	39,0

vendes en optimeret fordeling af lagerudtrækket for at opnå det højeste mulige tryk i nettet.

I Ellund transporteres netto 7,1 mio. Nm³/døgn svarende til 295.000 Nm³/h (354.000 exit -59.000 entry).

I exit-zonen Danmark er aftaget angivet til det, der af Energinet.dk forventes ved en gennemsnitlig døgntemperatur på -14 °C. Det svarer til den dimensionerede temperatur for nettet. Transportkunderne har reserveret en års- og månedskapacitet, som er væsentligt lavere, end Energinet.dk har estimeret som det maksimale aftag, men transportkunderne har mulighed for supplerende bestilling af kapacitet på uge- og døgnbasis, hvis der forventes ekstreme vintertemperaturer og ikke temperaturer som i normalåret (ca. -8 °C).

I vinteren 2005/2006 har den maksimale nettotransport udgjort 32 mio. m³/døgn, hvoraf det maksimale aftag i exit-zone Danmark udgjorde 21 mio. m³/døgn. I døgnet med maksimalt aftag har der været sammenfald med maksimal transport i exit-zone Danmark og exit-Dragør (6 mio. m³/døgn), men ikke exit-Ellund (7

mio. m³/døgn). Transporten til Sverige er normalt temperaturafhængig ligesom transporten til exit-zone Danmark, mens transporten til Tyskland er afhængig af andre forhold, og derfor falder maksimaltransporten til Tyskland ikke nødvendigvis på samme tidspunkt.

10.2 Kapacitet i gastransmissionssystemet

Gastransmissionssystemet forventes både som helhed og i de enkelte punkter (entry, exit-transit og M/R stationer i exit-zone Danmark) at kunne håndtere de forventede transportmængder i den kommende vinter 2006/2007. Der er generelt ledig kapacitet. Der er dog kapacitetsgrænser på enkelte strækninger, og leverancer Egtved-Ellund kan være kritisk. Om den efterspurgte transportkapacitet kan efterkommes på denne strækning afhænger af kommercielle leverancer i entry Ellund.

Den forventede nettotransport forventes i 2006/2007 ligesom i 2005/2006 maksimalt at udgøre ca. 39 mio. m³/døgn. Den samlede mulige netto transportmængde kan øges til i størrelsesordenen 43 mio. m³/døgn, men de samlede mængder er afhængig af samspillet mellem entry-/exit-mængder samt lagertræk.

10.2.1 Systemoperatørlager og nødlager

Energinet.dk har reserveret et lagervolumen på 35 mio. m³ samt en udtrækskapacitet på +/- 1,8 mio. m³/døgn. Derudover har Energinet.dk mulighed for i unormale driftssituationer, som ikke har udviklet sig til egentlige nødsituationer, at udnytte den samlede fysiske lagerkapacitet til forsyning af samtlige transportkunder.

Til nødforsyning har Energinet.dk reserveret 130 mio. m³ og en udtrækskapacitet på 19,6 mio. m³/døgn.

10.2.2 Leverancer til Nybro

Der forventes kun leveret ca. 23 mio. m³/døgn i entry Nybro. Før der i 2004 blev leveret gas direkte fra Tyra til Holland, var leverancerne op til 26 mio. m³/døgn, og det er således muligt at håndtere større mængder i entry Nybro. Transportmængder Nybro-exit-zone Danmark eller Nybro-exit-Dragør kan derfor øges, hvis der er behov for det.

10.2.3 Transport til og fra Tyskland

I vinteren 2005/2006 har den reserverede transportkapacitet i exit-Ellund ligget på grænsen af den mulige transport i tilfælde af fuld udnyttelse af øvrige reserverede kapaciteter og forventninger til exit-zone Danmark. Der har imidlertid været kapacitetsbestillinger i entry Ellund, som har kompenseret for de høje exit-bestillinger. Den faktiske transport til Tyskland har derfor ligget under den fysiske kapacitet.

Energinet.dk vil på denne baggrund introducere et afbrydeligt produkt til den kommende vinter. Hvis det viser sig, at der på længere sigt vurderes et behov for yderligere fysisk kapacitet fra Danmark til Tyskland, må systemet både på dansk og tysk side overvejes udbygget.

10.2.4 M/R-stationer

Samtlige M/R-stationer har den nødvendige kapacitet til håndtering af de mængder, som aftages af de regionale distributionselskaber. Energinet.dk foretager årligt en vurdering af det mulige aftag på samtlige stationer, og der vil løbende ske koordinering med distributionselskaberne om eventuelle forbrugsstigninger eller ledningskonfigurationer i distributionsnettene, som kan ændre forbrugsfordelingen på de enkelte stationer.

I yderpunkterne Lyngby, Aalborg og Dragør skal M/R-stationerne kunne levere de nødvendige mængder ved et tilgangstryk på 45 bar, som er det lavest forudsatte tryk i normalsituationer. I nødsituationer forudsættes trykket i transmissionssystemet at kunne falde til 35 bar, men de nødvendige leverancer gennem M/R-stationerne vil samtidig være reduceret på grund af afbrydelse af forbrugere.

10.3 Udbygningsprojekt Dragør grænsestation

I 2004 var der en forventning om, at gasforbruget i Sverige ville stige så meget, at Dragør grænsestationens kapacitet kunne blive overskredet til vinteren 2006/2007. Der blev derfor igangsat et udvidelsesprojekt, og 1. oktober 2006 vil stationens kapacitet være øget fra 286.000 m³/time til 360.000 m³/time ved et tilgangstryk på 45 bar. Stationens kapacitet kan ved etablering af en ekstra måler for meget begrænsede omkostninger øges til 540.000 m³/time.

10.4 Informationer om kapacitet og kapacitetsudnyttelse

Energinet.dk offentliggør på hjemmesiden kapaciteten og kapacitetsudnyttelsen (driftsdata) i de enkelte entry- og exit-punkter, og der sker løbende på månedsbasis en opdatering af disse informationer.

I henhold til EUs forordning om god praksis for drift af transmissionssystemer skal der kunne ske onlinekapacitetsreservationer af transmissionskapacitet på baggrund af løbende opdatering af kapacitetsudnyttelsen. Energinet.dk vil ikke i indværende år kunne opfylde forordningen, da den vil kræve omfattende it-udvikling. Energinet.dk vil snarest muligt udarbejde en plan for, hvordan forordningen skal opfyldes.

10.5 Behov for ny gasinfrastruktur

10.5.1 Arealreservationer til eventuelle kapacitetsudvidelser

Hvis der bliver behov for en forøgelse af kapaciteten af transmissionssystemet øst-vest har Energinet.dk sikret sig muligheden for, at dette kan ske. Der foreligger et landsplandirektiv for etablering af kompressorer i Egtved i Jylland, Langeskov på Fyn og i Avedøre på Sjælland.

Hvis der opstår et behov for øget transport til Sjælland/Dragør, vil der som det første blive etableret en kompressorstation i Langeskov.

10.5.2 Udbygningsbehov 2007-2015

Danmark er i dag forsynet med naturgas udelukkende fra den danske del af Nordsøen. Disse reserver forventes ikke at kunne dække det danske behov i løbet af 5-10 år, og der vil derfor være behov for at etablere transmissionsforbindelse mellem Danmark og det europæiske gassystem med henblik på forsyninger fra Norge og/eller Rusland.

Historisk set har naturgastransport været bundet til rør – og sådan vil det formentligt fremover i stor udstrækning være, da rørtransport er den mest økonomisk optimale løsning, når der er tale om større mængder over afstande på mindre end 2-3.000 km.

Det danske transmissionssystem onshore har stadig ledig kapacitet og kan udvides med ca. 3 mia. m³/år for begrænsede omkostninger, hvilket det er forberedt til. Kapaciteten kan udnyttes til øget transit (Sverige, Tyskland) eller til øgning af det indenlandske forbrug eksempelvis konvertering af kulkraftværker og øget naturgasanvendelse i transportsektoren.



En væsentlig udvidelse af naturgasanvendelsen i Danmark kræver dog samtidig etablering af forbindelser til nye udenlandske gasproducenter, det vil sige ledningsforbindelser til Norge/Rusland eller LNG via skibstransport. Nye forbindelser er imidlertid under alle omstændigheder nødvendige, da gasreserverne i den danske del af Nordsøen ikke forventes at kunne opretholde en produktion på mere end de nuværende ca. 9-10 mia. m³/år i mere end 5-10 år. Derudover vil nye forbindelser give øget forsyningssik-

kerhed samt mulighed for konkurrence på det danske gasmarked.

De mest nærliggende muligheder synes i dag at være:

- Forbindelse til de norske gasfelter ved at forbinde Europipe II-den danske vestkyst.
- Forbindelse til de russiske gasfelter ved etablering af Baltic Gas Interconnector fra Nordtyskland til Sydsverige/Avedøre.

- En indirekte forbindelse til de norske gasfelter via Sverige, hvis forbindelsen Kårstø-Oslo-Göteborg etableres.

- Forbindelse til de russiske gasfelter ved direkte eller indirekte tilkobling til North European Gas Pipeline fra Rusland til Tyskland gennem Østersøen.

- Leverancer fra et større LNG lager i Østdanmark (Stigsnæs).

Figur 10.1 Udvekslingsforbindelser på gasområdet.



Det danske naturgas transmissions-system er stort set isoleret fra det øvrige europæiske integrerede system. Ser man bare 10 år frem, vil situationen for Danmarks vedkommende givetvis se anderledes ud. Naturgasforsyning er derfor ikke længere alene et nationalt dansk anliggende, og både hvad angår infrastruktur, forsyningssikkerhed, miljø og markedsvilkår, har naturgas fået væsentligt øget fokus på EU-plan.

Også i EU imødeser man stærkt stigende behov for gasforsyninger fra lande uden for unionen – ikke mindst Rusland – i de kommende årtier. Danmark har selv sagt en interesse i at støtte EUs bestræbelser for at sikre markedsudviklingen og forsyningssikkerheden på gasmarkedet på europæisk niveau.

10 år er i realiteten en meget kort tids-horisont, når det drejer sig om større ud-

videlser af naturgasinfrastrukturen, og det er derfor bydende nødvendigt, at der inden for en kort tidshorisont træffes beslutninger, der afklarer ansvars- og rollefordelingen i forbindelse med sikringen af den nødvendige infrastruktur til naturgasleverancer til det danske marked, når forsyningerne fra Nordsøen udfases.

11. Beredskab

Bekendtgørelserne om beredskab i el- og gassektoren trådte i kraft den 1. februar 2005. I bekendtgørelserne formaliseres kravene i forhold til elforsynings- og gasforsyningslovens bestemmelser om, at selskaberne skal have "et passende beredskab".

Samtidig fik Energinet.dk en række nye opgaver med koordinering af beredskabsarbejdet i sektorerne. Disse opgaver omfatter blandt andet udarbejdelse af vejledningsmateriale til sektorernes selskaber, godkendelse af deres sammenfattende beredskabsplaner, tilsyn med selskabernes beredskabsplanlægning, afholdelse af øvelser og håndtering af større kriser i sektorerne.

Risiko- og sårbarhedsanalyse

Energinet.dk har gennemført en risiko- og sårbarhedsanalyse for både gas- og elsidens med fokus på opretholdelse af forsyningen. Begge analyser viste, at der var behov for en opdatering af krisestyringsorganisationen. Derudover har analysen ført til beslutning om etablering af fjernstyring på flere ventiler på den nord-sydgående gastransmissionsledning i Jylland samt til overvejelser om øget standardisering af nye transformestationer på elsidens med henblik på bedre og billigere at kunne have reservedele på lager.

Efterfølgende er der etableret en krisestyringsorganisation med mulighed for indkaldelse af en krisestab samt truffet beslutning om indretning af krisestabslokaler. Desuden er der udarbejdet detaljerede beredskabsplaner for relevante funktioner i en krisesituation samt sikringsplaner for klassificerede anlæg.

Koordinerende beredskabsarbejde

I andet halvår af 2005 har selskaberne i el- og gassektoren udpeget sikringsansvarlige og beredskabskoordinatorer.

Samtidig er de operationelle kontakter blevet opdateret.

Muligheden for, at flere selskaber kan gå sammen om beredskabsarbejdet, er blevet udnyttet. Især har mindre selskaber udnyttet muligheden for at gå sammen med et større selskab i deres lokalområde om planlægningen. Samlet set betyder det, at der i øjeblikket er 67 beredskabskoordinatorer i elsektoren og fire i naturgassektoren foruden Energinet.dk's egen koordinator.

I løbet af sommeren 2005 udarbejdede Energinet.dk udkast til vejledningsmateriale for udarbejdelse af sammenfattende beredskabsplaner, detaljerede beredskabsplaner og sikringsplaner. Inden udgangen af maj 2006 havde de fleste virksomheder indsendt deres sammenfattende beredskabsplaner, og der er indgået aftaler med de resterende selskaber. Energinet.dk behandler i øjeblikket planerne med henblik på godkendelse.

Klassificering

I februar 2005 klassificerede Energinet.dk for første gang anlæggene i el- og gassektoren med det formål at inddele anlæggene efter deres betydning for opretholdelse af forsyningen af el og gas i de samlede systemer eller til større regioner. Klassificeringen er revideret i februar 2006 med det resultat, at nogle mindre produktionsanlæg er blevet nedklassificeret.

Beredskabshændelser

Den 22. december blev elkablet mellem Sverige og Bornholm revet over. Det medførte, at Bornholm, indtil kablet var repareret i februar 2006, havde en mindre sikkerhed for opretholdelse af forsyningen. Det medførte kortvarige afbrydelser af strømmen til dele af forbrugerne. Energinet.dk er i samarbejde med Bornholms forsyning i gang med at

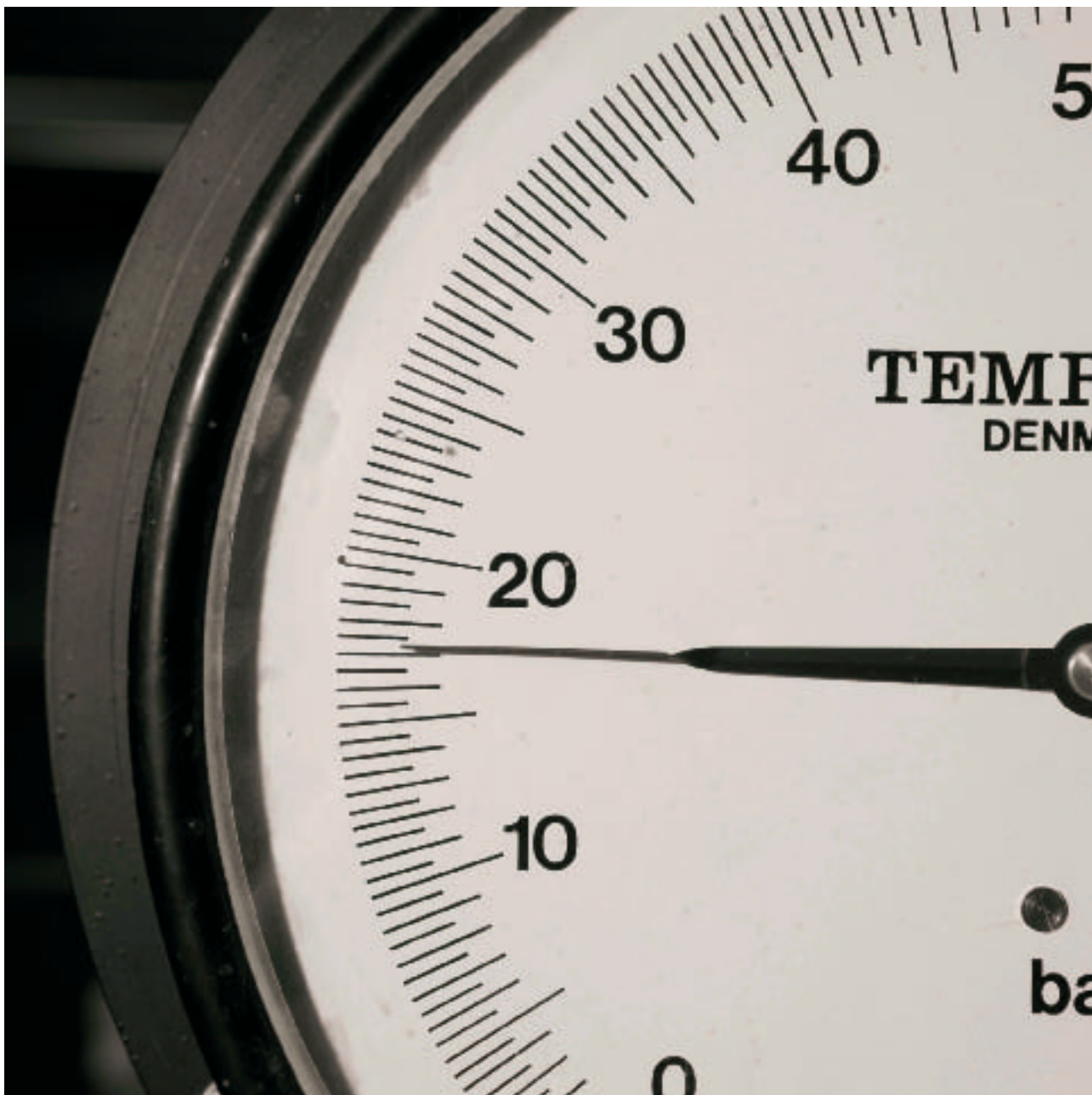
revurdere mængden af systemtjenester på Bornholm. Energinet.dk har købt Bornholmskablet for 12,5 mio. kr. og overtager eventuelle erstatninger fra de verserende retssager vedrørende de to sidste beskadigelser af kablet.

Den 19.-21. januar blev hele landet ramt af et kraftigt isslag, som gav anledning til piskninger i elnettet og til udfald af nogle ledningsstræk. I alt var der 140.000 afbrydelser af forbrugere i forbindelse med isslaget. Langt de fleste af disse varede mindre end en time.

Orkanen den 8. og 9. januar 2005 indebar en del afbrydelser af elforsyningen, særligt i det nordlige Jylland. Der var skader på luftledningsnettet på alle spændingsniveauer. I Østdanmark medførte orkanen hovedsageligt afbrydelser i distributionselskabernes net – især i Hovedstadsområdet.

Foruden ovenstående hændelser har selskaberne i elsektoren i 2005 i alt rapportet ni hændelser, heraf otte tilfælde af hærverk. Desuden er der registreret seks længerevarende havarier af større produktionsanlæg og klassificerede transmissionsanlæg samt to væsentlige havarier i udlandet.

I gassektoren er der registreret 517 hændelser, som alle er overgravninger eller beskadigelser af distributionsledninger og stikledninger. Desuden har der været to tilfælde af beskadigelser af fordelingsnettet samt ti udfald af forsyningerne i Nordsøen. Den store forskel på mængden af registrerede hændelser i henholdsvis el- og gassektoren skyldes, at alle beskadigelser og overgravninger af ledninger i gassystemet fører til tilkaldelse af brandvæsenet, mens dette ikke er tilfældet for elsektoren. Overgravninger og beskadigelser af elledninger på lavere spændingsniveauer registreres derfor ikke som beredskabshændelser.



Planlægning af tilsynsarbejde

Inden februar 2008 skal Energinet.dk have gennemført tilsyn med alle virksomhederne i el- og gassektoren. I den forbindelse er der indledt et analysearbejde med henblik på at fastlægge en egnet metode for tilsynet. I efteråret

2006 forventes en tilsynsplan for den første runde af tilsynene udsendt til de relevante selskaber.

Beredskab i planlægningen

Beredskab skal indarbejdes som et hensyn i den fremtidige planlægning af ud-

bygning af el- og gassystemerne. Alle udbygningsforslag vil indeholde en vurdering af de beredskabsmæssige konsekvenser, hvor dette er relevant, ligesom beredskab vil indgå i det kommende arbejde med at kvantificere forsynings-sikkerheden.

12. El- og gassystemets udvikling på langt sigt

Som systemansvarligt selskab er en af Energinet.dk's opgaver at udvikle el- og gassystemet, så det fortsat kan leve op til kort- og langsigtede mål om forsyningssikkerhed, miljø og et velfungerende marked.

Det skaber en række udfordringer i forhold til beslutninger både vedrørende driften af el- og gassystemet samt udformningen af transmissionsnettet. De beslutninger, vi i dag træffer om transmissionsnettets udformning, påvirker mulighederne for at leve op til målsætningerne på både kort og langt sigt.

Nogle centrale elementer i håndteringen af disse udfordringer er:

- Udvikling af scenarieanalyser
- Udvikling af analyseværktøj til at vurdere samspillet mellem el og gas
- Udvikling af ny systemarkitektur for el
- Indpasning af store mængder vindkraft
- PSO-finansieret forskning og udvikling.

12.1 Scenarieanalyser

Energinet.dk vil fremover anvende langsigtede scenarieanalyser som et vigtigt værktøj til at belyse robustheden af beslutninger i forhold til forskellige fremtidige udviklinger. Scenarieanalyserne vil således danne en del af grundlaget for Energinet.dk's planlægningsarbejde.

Allerede i dag deltager Energinet.dk i en række scenarie-relaterede opgaver, som det vil være naturligt at tage afsæt i. Det er opgaver, hvor der er høj grad af samarbejde med andre aktører i el- og gassektoren. Det gælder blandt andet samarbejde med øvrige systemansvarlige, hvor der i Nordel netop er igangsat et arbejde med at udvikle et sæt nordiske scenarier og EFP-projektet om el- og gasinfrastruktur (se afsnit 12.3).

Endvidere deltager Energinet.dk i projektet "Det fremtidige danske energisystem", som ledes af Teknologirådet.

Projektet blev igangsat i 2005 og forventes afsluttet i 2007. Omdrejningspunktet i projektet er et Fremtidspanel bestående af folketingspolitikere fra alle partier. Projektet er ledet af en styregruppe, som repræsenterer en række danske aktører - virksomheder, institutioner og organisationer – inden for energiområdet.

Som en del af projektet er der udviklet fem scenarier til at belyse mulige udformninger af det fremtidige danske energisystem i 2025. Ud over et reference-scenarie fokuserer scenarierne hver for sig på, at der bliver implementeret massive mængder besparelser, biomasse, gas og vind. Scenarierne er således en illustration af yderpunkter ved forskellige teknologivalg og repræsenterer dermed også en række forskellige udfordringer for resten af energisystemet. Scenarierne har været præsenteret for Fremtidspanelet, som på baggrund heraf har fastlagt rammerne for et scenarie, som kombinerer elementerne fra de øvrige scenarier. Næste skridt vil blandt andet være at se mere detaljeret på det såkaldte kombinationsscenario, herunder virkemidler og detaljerede analyser samt at udarbejde et indspil til debatten om EUs Grønbog på baggrund af de erfaringer, der er gjort i projektet.

For Energinet.dk er det blandt andet den langsigtede el- og gasinfrastruktur, som vil være interessante at robusthedstjekke mod forskellige fremtidige udviklinger. De investeringer, der foretages, skal leve op til kravene på kort sigt samtidig med, at de skal være robuste over for ændrede vilkår over de næste årtier. Nogle af de faktorer, der kan bidrage til usikkerheden, er brændselspriser, CO₂-priser,

teknologiuudviklingens hastighed og tilgængelighed og samfundsudviklingen generelt.

El- og gastransmissionsnetterne har berøringsflader med store dele af den øvrige energisektor. Ud over el- og kraftvarmeproduktionsenhederne gælder det f.eks. også forbrugssiden (blandt andet gennem fleksibelt forbrug) og fjernvarmesektoren. Derfor er det hensigten i det videre scenariearbejde at fortsætte det brede samarbejde med andre aktører, både nationalt og internationalt.

12.2 Samspillet mellem el og gas

En forudsætning for at kunne samtænke el og gas i den langsigtede planlægning er muligheden for at analysere sammenhængen mellem de to systemer. Der er derfor igangsat et EFP-finansieret projekt med det formål at opbygge datasæt og analyseværktøjer samt at anvende disse data og værktøjer til at analysere nøgleudfordringer i gas- og elsektoren i Danmark. Der fokuseres på de udfordringer, der er knyttet til samspillet og den gensidige afhængighed mellem de to ledningsbårne energiforsyningssystemer. Behovet for sådanne analyseværktøjer er vokset som følge af liberaliseringen i både el- og gassektoren og som følge af den fortsat stigende anvendelse af naturgas til el- og kraftvarmeproduktion.

Der analyseres incitamentstrukturer i de to markeder til håndtering af forsyningssikkerhed (kort og langt sigt), kapacitetsudbygning og samfundsøkonomisk effektivitet. Desuden vurderes påvirkningen fra rammebetingelser for sektoren i form af tariffer, skatter og afgifter. Analyserne tager udgangspunkt i en time for time-driftsmodel for systemet.

Projektet gennemføres som et samarbejde mellem RISØ, DTU, DGC og Energinet.dk.

12.3 Ny systemarkitektur for elnettet

En ny systemarkitektur bliver nødvendig, hvis elsystemet skal kunne styres sikkert og effektivt med en voksende andel af decentral produktion.

Der er igangsat en række pilotprojekter, der alle handler om en optimal integration af den decentrale produktion i elnettet. Den drivende vision er på sigt at få de decentrale generatorer vendt fra at være ikke regulerede, passive elproduktionsenheder til at være et regulerbart aktiv for det danske elsystem. Kan dette lykkes, er potentialet enormt for at udnytte disse enheder til alt lige fra reaktiv effektkontrol i mellemspændingsnettene til udbud af alle de former for systemtjenester, der normalt kun kan tilbydes fra de centrale kraftværksenheder. På sigt vil dette bidrage til at øge forsyningsikkerheden i elsystemet.

Den grundlæggende ide er at dublere det eksisterende distributionsnet med højhastigheds datakommunikationsnet med distribueret intelligens. Hvis sådanne "smartgrids" fysisk kan defineres i passende afgrænsede områder, vil et sådant område, eller celle, ultimativt kunne betragtes som en fuldt kontrolleret virtuel generator. Fra denne virtuelle generator vil der så kunne tilbydes alle former for systemtjenester til distributions- og transmissionssystemoperatør. Endelig vil disse virtuelle generatorer kunne optimere driften i deres eget celleområde, hvilket i den sidste ende vil betyde en forøgelse af forsyningsikkerheden for forbrugerne i området.

12.3.1 Celleprojektet

En lovende mulighed er en ny arkitektur, hvor de lokale net udgør celler med ansvar for lokal overvågning og styring af udvalgte funktioner. Dette undersøges i det såkaldte celleprojekt. Energinet.dk startede projektet i 2004, og det

udføres i tæt samarbejde med Sydvest Energi Net, amerikanske Spirae og tyske Energynautics.

Det kommende måle-, styre- og overvågningssystem skal tage højde for en række udfordringer: Der skal være mulighed for at drive decentrale produktionsenheder i overensstemmelse med markedets signaler og behov, den reaktive effekt skal i normal drift kunne styres lokalt, og der skal være adgang til nøjagtige målinger fra de lokale net. Desuden skal der være mulighed for selektiv bortkobling af produktion eller forbrug i kritiske situationer. Nøjagtige målinger skal på forhånd kunne beskrive konsekvenser af ind- og udkoblinger på de lavere spændingsniveauer. Endelig skal det ved eventuel systemsammenbrud være muligt at retablere nettet, også når der ikke er intakte forbindelser til andre, synkrone områder.

Projektets første fase blev afsluttet med lovende resultater i oktober 2005. Internationalt er der enighed om, at den ny arkitektur er en lovende udviklingsvej, hvilket understøttes af både international udvikling i hardware og standardiseringsarbejde.

Næste skridt gennemføres i 2006 med det formål at teste og demonstrere, at de nødvendige monitorings- og kommunikationsegenskaber til lokal celledrift er tilvejebragt. Parallelt hermed udvikles prototypen til celleregulatoren.

Holsted som testområde

Med henblik på at få klarlagt antal, geografisk spredning samt reguleringstekniske muligheder af kraftvarmeværker, vindmøller og egnede belastningsradialer i en lokal celle er der i projektets første fase udvalgt et eksempel, nemlig 150/60 kV-stationen Holsted og det underliggende 60 kV-distributionsnet i Sydjylland. Udvælgelsen er sket i samarbejde med Sydvest Energi Net og gennemføres herudover også i tæt samarbejde med ejerne af decentrale kraftvarmeværker og vindmøller i området.

12.3.2 Avanceret anvendelse af onlinemålinger

Et nyt måleprincip baseret på nøjagtige tidssignaler fra GPS-satellitter åbner for en række attraktive muligheder for onlineovervågning af transmissionsnettet, varsling af kritiske driftssituationer (som f.eks. kan lede til spændingskollaps), verifikation af statiske og dynamiske beregningsmodeller etc. Der er behov for en forsknings- og udviklingsindsats med hensyn til udvikling af både målemetode og anvendelsesmulighederne.

Energinet.dk og Ørsted•DTU vil samarbejde om et målesystem i det jysk-fynske område med udgangspunkt i kommercielt tilgængelige PMU'er (Phase Measurement Units). Formålet er at analysere og evaluere indsamlede data samt udvikle metoder til estimering af kortslutningseffekt i transmissionssystemet.

12.3.3 Relæbeskyttelse decentrale kraftvarmeværker

Med baggrund i den massive decentrale indføddning i systemet fra decentrale kraftvarmeværker og vindmøller er det driftsmæssigt ikke længere en holdbar situation, at et betydeligt antal decentrale kraftvarmeværker ofte kobles ud ved fejl i transmissionsnettet. I 2004 blev der initieret en generel undersøgelse af relæbeskyttelsen af decentrale kraftvarmeværker for på sigt at nedbringe antallet af anlæg, der falder ud ved netfejl.

Undersøgelsen omfatter en kortlægning af den eksisterende generatorbeskyttelse på anlæggene samt en revurdering af beskyttelsesprincipper omfattende både generatoranlæg og deres tilslutningsnet set under ét.

For indledningsvis at begrænse undersøgelsen til de største decentrale anlæg og derved at skabe det første overblik omfatter undersøgelsen kun de decentrale kraftvarmeværker i Jylland, der er større end 25 MW, hvilket drejer sig om 10 anlæg.

12.3.4 Generatordata og modeller

Med henblik på at kunne foretage nøjagtige dynamiske analyser af det danske elsystem er det nødvendigt at kunne opstille dynamiske beregningsmodeller af ikke bare de store centrale kraftværkseenheder, men også af alle større decentrale kraftvarmeeenheder og på sigt også af alle større koncentrationer af vindmøller.

Der er derfor igangsat en omfattende dataindsamling af dynamiske generatordata hos alle ejere af de centrale og større decentrale kraftvarmeeenheder med henblik på en matematisk modelanalyse af alle disse enheder.

Status for dette omfattende arbejde, der blev initieret i 2002 i Eltra-regi, er, at med udgangen af 2005 er alle dynamiske data for alle de centrale kraftværkseenheder samt for ca. halvdelen af alle decentrale kraftvarmeværker større end 10 MW i Jylland og på Fyn blevet indsamlet. Endvidere er de matematiske modeller for disse anlæg opstillet og taget i brug ved Energinet.dk's avancerede systemanalyser.

Energinet.dk igangsætter nu et tilsvarende arbejde for det østdanske elsystem.

12.4 Indpasning af vindkraft i elsystemet

Den øgede mængde af vindkraft i elsystemet betyder, at det i stigende grad bliver en udfordring for Energinet.dk at opretholde både forsyningsikkerhed og teknisk kvalitet i elsystemet.

Danmark har i dag en samlet installeret effekt på 3.100 MW, heraf 325 MW havmøller. Begge de nuværende store danske havmølleparker (Horns Rev med 160 MW og Nysted med 165 MW) er tilsluttet direkte til transmissionssystemet. De er underlagt tekniske specifikationer, herunder krav om uafbrudt drift af havmølleparkerne i tilfælde af en kortslutningsfejl i transmissionssystemet (denne

egenskab kaldes ride-through). Kravene har medvirket til udvikling af vindmøllers evne til at levere systemtjenester. Udviklingen af vindmøllerne har samtidig skabt behov for adgang til veldokumenterede modeller, som kan simulere vindmøllernes vekselvirkning med elsystemet.

Som en del af den energipolitiske aftale af 29. marts 2004 blev to havmølleparker sendt i udbud. Begge havmølleparker skal have en installeret effekt på ca. 200 MW og forventes idriftsat i 2009 og 2010.

12.4.1 Havmøller i Nordtyskland

Parallelt med udbygningen af havmølleparker i Danmark sker der en omfattende udbygning med vindkraft andre steder i Europa. Det gælder specielt i Nordtyskland, hvor en stor andel forventes etableret som havmøller i Nordsøen og Østersøen med tilslutninger til det tyske 400 kV-net tæt ved den dansk-tyske grænse. Ifølge det tyske DENA-studie drejer det sig om 20.000 GW i 2020. Så store mængder vindkraft rejser en række problemstillinger, blandt andet vedrørende netforstærkninger og spændingsstabilisering.

I lavlastperioder i 2010 forventer studiet en betydelig tysk eksport til nabolandene (7-9 GW). Dette kan få en uheldig indflydelse på både dansk driftssikkerhed og elhandel. I øjeblikket drøfter de tyske systemansvarlige og vindmøllesekskerne nye tilslutningsbestemmelser for vindmøller, som kan tage højde for problemer med indpasning af vindkraften.

12.4.2 Internationalt samarbejde

I marts 2006 startede 14 europæiske systemansvarlige fra UCTE, NORDEL, Storbritannien og Irland et projekt om vindindpasning (European Wind Integration Study – EWIS). Formålet er at analysere de europæiske aspekter vedrørende netplanlægning, systemdrift, markedsinte-

gration, tilslutningsregler og lovgivning. Studiet skal gennemføres i 2006-2007 med en første rapport i december 2006. Energinet.dk deltager i studiet og sikrer blandt andet koordinering med nordiske (Nordel) interesser.

Storbritannien er blandt de lande i EU, der satser på vedvarende energi, hovedsageligt via etablering af store havmølleparker.

Analogt til Danmark har den britiske systemansvarlige virksomhed National Grid UK formuleret et sæt tekniske specifikationer, som vindmøllerne skal opfylde for at blive tilsluttet nettet. Desuden er udvikling af dynamiske vindmøllemodeller til stabilitetsanalyser sat på dagsordenen. National Grid UK har derfor startet et omfattende samarbejde med andre britiske og irske systemansvarlige virksomheder og vindmølleproducenterne omkring opbygning af dynamiske vindmøllemodeller. Blandt andre Vestas, GE Energy og Siemens har vist interesse. Energinet.dk har fået en invitation til at deltage i samarbejdet. Det er en mulighed for at opnå indsigt i nyeste ride-through-løsninger af verdens førende vindmølleproducenter. Denne viden er afgørende for at kunne løse opgaver med nettilslutning af de nye danske havmølleparker.

12.5 PSO-finansieret forskning og udvikling

Energinet.dk administrerer ForskEL-programmet, der skal sikre, at der udføres forsknings-, udviklings- og demonstrationsprojekter inden for miljøvenlige elproduktionsteknologier. Teknologierne må ikke være kommercielle, men skal have potentiale til på sigt at blive økonomisk bæredygtige. Finansieringen sker via en PSO-takst, som systemansvaret opkræver hos elforbrugerne.

Som følge af energiforliget marts 2004 blev beløbsrammen for PSO-midlerne udvidet til årligt 130 mio. kr. til og med 2008. Derfor blev der i 2005, ud over det ordinære udbud på 100 mio. kr., yderligere udbudt 30 mio. kr. til udmøntning



inden 1. januar 2006. En samlet gennemgang findes på www.energinet.dk.

12.5.1 Udbud 2007

I udbuddet for 2007 åbner Energinet.dk for, at et enkelt større projekt eller konsortium kan tildeles en væsentlig bevilgning på f.eks. 25-40 mio. kr. Desuden anbefales det ansøgerne at udarbejde et første bud på en forretningsstrategi for deres teknologi.

For at øge tydeligheden af indsatsområderne er der prioriteret tre hovedspor – forbrændingsteknologi og sammenhængende energisystemer, brændselsceller og energibærende teknologier samt indpassede og distribuerede VE-teknologier (Tabel 12.1).

Punktet "Øvrige teknologier" skal sikre, at Energinet.dk har mulighed for at modtage ansøgninger, der ikke umiddelbart falder ind under de øvrige indsats-punkter.

Udbuddet for 2007 forventes godkendt af transport- og energiministeren i juni 2006.

Tabel 12.1 Indsatsområder for PSO F&U-udbud 2007. VE: Vedvarende energi.

A	Forbrændingsteknologier og sammenhængende energisystemer
	- Affald og faste biobrændsler - Affald og biomasse, termisk forbrænding - Affald og biomasse, termisk forgasning - Sammenhængende energisystemer - Produktion af flydende biobrændsler - Produktion med kaskadesystemer (serieprocesser til optimeret brændselsudnyttelse) - Kraftvarmesystemer - Naturgas kraftvarme (miljøforbedringer) - Mini- og mikrokraftvarme (teknologiudvikling) - Solvarme i kraftvarmesystemer - Øvrige teknologier - Herunder f.eks. biogas (fremstilling og forbrænding)
B	Brændselsceller og energibærende teknologier
	- Brændselsceller - Brændselscelleteknologier (teknologiudvikling) - Brændstof til brændselsceller (brint, metanol og ammoniak) -Energibærere - Naturgas (optimering af anvendelsen af naturgas til el og kraftvarme) - Brint (fremstilling, håndtering og lagring) - Anvendelse af flydende biobrændsler i el- og kraftvarmesystemer - Øvrige teknologier - Herunder f.eks. biogas forædling og gasopgradering
C	Indpassede og distribuerede VE-teknologier
	- Solceller (PhotoVoltaic) - Vindkraft - Vindmøller især offshore relaterede problemer. - Indpasning af VE i elsystemet (især vindkraft) - Priselastisk elforbrug (kommunikation og optimering) - Styring og regulering (elsystemet, redesign og stigende mængder VE) - Øvrige teknologier - Bølgekraft - Andre miljøvenlige elproduktionsteknologier

13. Referencer

- Ref. 1 Analyseforudsætninger 2006-2015, Energinet.dk, www.energinet.dk
- Ref. 2 Danmarks klimapolitiske mål og resultater, Miljøstyrelsen 2005
www.mst.dk/udgiv/publikationer/2005/87-7614-685-5/html
- Ref. 3 DG Competition: Energy Sector Inquiry, 16 februar 2006
- Ref. 4 European Federation of Energy Traders (EFET): Benchmarking Gas Transmission Access Systems in Europe: a trader's perspective, 9. februar 2006

14. Bilag

Bilag 1.1

Nominel eleffekt for produktionsanlæg i Østdanmark pr. 1. januar 2006 suppleret med beregningsforudsætninger.

Tabel 14.1 Nominel eleffekt for produktionsanlæg i Østdanmark pr. 1. januar 2006 suppleret med beregningsforudsætninger. De tidspunkter, der er angivet for skrotninger og deNO_x-tiltag, er beregningsforudsætninger og ikke udtryk for trufne beslutninger.

Anlæg	El Nominelt MW	Idriftsat År	Skrottes År	Bemærkning
Amagerværkets blok 1				Genidriftsættes i 2008
Amagerværkets blok 2	91	1972		
Amagerværkets blok 3	250	1989		
Asnæsværkets blok 2	147	1961		deNO _x -tiltag inden 2008
Asnæsværkets blok 4	270	1968	2008	Kan startes med varsel på to måneder
Asnæsværkets blok 5	640	1981		
Avedøreværkets blok 1	250	1990		
Avedøreværkets blok 2	560	2001		
H.C. Ørsted Værkets blok 1-4	79	1954-65	2008	
H.C. Ørsted Værkets blok 7	82	1985		
H.C. Ørsted Værkets blok 8	24	2003		
Kyndbyværkets blok 21	260	1974		Levetidsforlænges
Kyndbyværkets blok 22	260	1976		Levetidsforlænges
Kyndbyværkets blok 41	18	1973		
Kyndbyværkets blok 51 + 52	126	1973		
Masnedøværkets blok 31	70	1975		
Svanemølleværkets blok 1-3	71	1953-58	2008	
Svanemølleværkets blok 7	60	1995		
Stigsnæsværkets blok 1	143	1966		deNO _x -tiltag inden 2008
Stigsnæsværkets blok 2	266	1970		deNO _x -tiltag inden 2008
I alt, Energi E2	3.667			
Østkraft	88			
I alt inkl. Østkraft	3.755			
Decentrale værker	642			
Vindkraft	748			
I alt installeret	5.145			

Bilag 1. 2

Nominel eleffekt for produktionsanlæg i Vestdanmark pr. 1. januar 2006 suppleret med beregningsforudsætninger.

Tabel 14.2 Nominel eleffekt for produktionsanlæg i Vestdanmark pr. 1. januar 2006 suppleret med beregningsforudsætninger for skrotninger.

Anlæg	Nettoeffekt kontinueret, MW	Driftsperiode		Bemærkning
		I drift	Forventet skrottet	
Enstedværkets blok 3	626	1979	2021	Heraf 40 MW bio
Fynsværkets blok 3	269	1974	2016	På naturgas og kul
Fynsværkets blok 7	372	1991	2021	deNO _x år 2008
Fynsværkets blok 8	36	2009	2029	Biomasse fra år 2009
Nordjyllandsværkets blok 2	285	1977	2017	I drift
Nordjyllandsværkets blok 3	380	1998	2028	
Skærbækværkets blok 3	392	1997	2027	
Studstrupværkets blok 3	350	1984	2016	deNO _x år 2008
Studstrupværkets blok 4	350	1985	2016	deNO _x år 2007
Esbjergværkets blok 3	378	1992	2022	
I alt, Elsam	3.402			
Decentrale værker	1.715			
Vindkraft	2.393			
I alt installeret	7.510			

Fynsværkets blok 3 er i begrænset drift fra 2008 til 2015, det vil sige maksimalt 20.000 driftstimer i perioden.

Systemplan 2006

Udgivet af Energinet.dk
Oplag: 2.500 eksemplarer

Rapporten kan fås ved henvendelse til:

Energinet.dk
Fjordvejen 1-11
7000 Fredericia
Tlf. 70 10 22 44

Den kan også downloades på:
www.energinet.dk

Layout og opsætning:
Energinet.dk's kommunikationsafdeling

Repro og tryk:
Kerteminde Tryk



ISSN nummer:
Trykt udgave: 1901-8142
Digital udgave: 1901-8150

Juni 2006

