



Systemplan 2007



Indhold

1.	Indledning	5
2.	Konklusioner og indsatsområder	7
2.1	Elsystemet	7
2.2	Gassystemet	8
2.3	De nationale og internationale energimarkeder	8
2.4	Forskning og udvikling	8
3.	Nationale og internationale rammer	9
3.1	Nationale rammer	9
3.2	Internationale rammer	10
4.	Analysen af "En visionær dansk energipolitik 2025"	11
4.1	Forudsætninger for analyserne	11
4.2	Udfordringer for elsystemet	12
4.3	Virkemidler til at imødegå udfordringerne	14
4.4	Beskrivelse af de enkelte virkemidler	14
4.5	Mulige kombinationer af virkemidler	18
5.	Elmarkedet	19
5.1	Udvikling af slutbrugermarkedet for el	19
5.2	Vurdering af markedseffektiviteten	19
5.3	Marked for systemtjenester	20
5.4	Decentrale kraftvarmeværker på markedsvilkår	20
5.5	Prisfleksibelt elforbrug	20
5.6	Handel med virtuel kraft	20
5.7	Intraday-handel i Norden og Nordtyskland	21
6.	Eltransmission	23
6.1	Udbygning og kabellægning	23
6.2	Analyse af netudbygning og kabellægning	24
6.3	Fælles netdimensioneringsprincipper	24
7.	Effektbalancer på 10-års sigt	25
7.1	Effektbalancer for de kommende tre vintre	25
7.2	Effektbalance i 2016	26
7.3	Kraftværkspladser	27
7.4	Effekt fra nabo-områder	27
8.	Elforsyningssikkerhed på langt sigt	29
8.1	Kvantificering af forsyningssikkerhed	29
8.2	Rådighedsstatistik	30
8.3	Beredskabshensyn	30
9.	Gasmarkedet	31
9.1	Generelle tendenser på naturgasmarkedet	31
9.2	Lagermarkedet	32

9.3	Nyt markedskoncept for nødforsyning	32
9.4	Harmonisering af regler og procedurer	32
9.5	Etablering af gasbørs	33
9.6	Handel på GTF – Gas Transfer Facility	33
10.	Gasforsyning på langt sigt	35
10.1	De danske naturgasressourcer	35
10.2	Analyse af gasinfrastruktur.....	35
10.3	Lagerkapaciteten i Danmark.....	37
10.4	Beredskab for gas	37
11.	Skanled og LNG.....	39
11.1	Skanled.....	39
11.2	LNG	40
12.	Miljø og klima	43
12.1	FN's klimamøde i 2009	43
12.2	Miljøregulering.....	43
13.	Forskning og udvikling	45
13.1	Sammenhæng til øvrige danske F&U-programmer.....	45
13.2	Forskningsprojekter for elsystemet	46
14.	Referencer	49
	Bilag 1: Analyser af "En visionær dansk energipolitik 2025"	51

1. Indledning

Forretningsorientering, udvikling, respekt og samarbejde er nøgleværdier for Energinet.dk. Disse værdier er gennemgående i det daglige arbejde såvel som i Energinet.dk's langsigtede planlægning.

En realisering af de ambitiøse målsætninger på miljø- og energiområdet fordrer et tæt samarbejde og et optimalt samspil mellem de mange innovative kompetencer i sektoren.

Miljø- og energiforhold er højt prioriterede fokusområder både internationalt og i Danmark. I Systemplan 2007 sætter vi fokus på regeringens ambitiøse målsætninger på miljø- og energiområdet. Vi analyserer, vurderer og giver et første bud på, hvilke virkemidler der skal til, for at det fremtidige energisystem kan fungere i praksis, når de langsigtede mål for miljøforbedringer, indpassning af vedvarende energi og fortsat høj forsyningssikkerhed skal realiseres på samfundsøkonomisk ansvarlig vis.

Det er en stor opgave, der vil omfatte hele energisektoren og ikke kun vores egne rør og ledninger. Det er nødvendigt med en bedre kobling til både varme- og transportsektoren. Myndigheder, forskning, industri og øvrige samarbejdspartnere i energisystemet – fra produktion til forbrug – skal inddrages, hvis Danmark skal gøre visionen om et energisystem byggende på vedvarende energi til virkelighed. Vi ønsker med Systemplan 2007 at tage endnu et af mange skridt i den retning.

Energinet.dk står foran flere store anlægsprojekter både på el- og gasområdet. Nye havmølleprojekter og anden miljøvenlig energi stiller krav om forstærkning og udbygning af elsystemet. Forsyningssikkerheden og markedsudviklingen styrkes med kraftigere elektriske udlandsforbindelser og nye gasforsyningsveje til Danmark. Energinet.dk har ansvar for at sikre Danmark den nødvendige el- og gasinfrastruktur på kort og langt sigt.

Vi tror på, at de bedste og mest holdbare løsninger findes gennem åben og bred dialog – og det forudsætter efter vores opfattelse, at alle tekniske, miljømæssige og økonomiske aspekter er lagt frem til debat. Systemplan 2007 påpeger, at skal der opnås optimale og holdbare energiløsninger, så kræver det samarbejde og inddragelse af andre aktører og sektorer i planlægningen. Vi glæder os til at løfte opgaven.



Peder Ø. Andreasen
Adm. direktør

2. Konklusioner og indsatsområder

Set i lyset af den internationale klimadebat og den danske regerings mål om fortsat indpasning af store mængder vedvarende energi og udvikling af vel-fungerende markeder for el og gas frem mod 2025 er vigtigheden af en langsigtet og helhedsorienteret planlægning indlysende. Det er Energinet.dk's opgave at udvikle infrastrukturen, så den er tilstrækkelig, robust og fleksibel og dermed til enhver tid kan imødekomme de energi- og miljøpolitiske målsætninger – både nationalt og internationalt.

Energinet.dk's systemplanlægning har fokus på balancen mellem hensynene til forsyningssikkerhed og beredskab, miljø og bæredygtighed samt marked og økonomisk effektivitet. Systemplan 2007 sammenfatter derfor også Energinet.dk's aktiviteter på områderne forsyningssikkerhed og beredskab, transmission, marked, miljø samt forskning og udvikling.

I dette års plan har Energinet.dk valgt at gå i dybden med tre temaer:

- Analyser af "En visionær dansk energipolitik 2025"
- Effektbalancer på 10 års sigt
- To gasinfrastrukturprojekter – Skanled og LNG.

Systemplanen tegner et billede af de væsentligste aktiviteter og indsatsområder, som Energinet.dk vil have fokus på i det kommende års tid. For flere af aktiviteterne gælder, at de skal gennemføres i samspil med øvrige aktører og sektorer, og at de skal ses i en international sammenhæng.

2.1 Elsystemet

Analyser af regeringens langsigtede energipolitik fra januar 2007 peger på en

række udfordringer for elsystemet med hensyn til systembalancering og udvikling af et robust eltransmissionsnet.

Dertil kommer, at det igangværende udredningsarbejde om kabler og luftledninger kan vise sig at ændre planlægningsgrundlaget for eltransmissionsnettet i retning af en højere grad af kabellægning og dermed ændre omkostningsstrukturen ved nyanlæg væsentligt.

Det er Energinet.dk's system- og netplanlægnings opgave at anvise løsninger, der gør elsystemet i stand til at håndtere den samlede mængde udfordringer. Løsningen er en kombination af virkemidler, og en del af opgaven består i at afklare den nødvendige og samfundsøkonomisk optimale kombination af virkemidler.

Energinet.dk vil undersøge:

- de enkelte virkemidler nærmere og fastlægge nødvendige skridt, for at de kan tages i anvendelse. Det skal ske ved en sammentænkning af el-, gas-, varme- og transportsektoren.
- muligheder for at kombinere virkemidler, herunder regulere produktionen på vindmøllerne, udbygge transmissionsnettet, anvende varmepumper, elpatroner, alternative tilslutningspunkter og placeringer for vindmølleparker, prisfleksibelt elforbrug, elbiler m.v.

Energinet.dk har ansvaret for elforsyningssikkerheden og har i den forbindelse særligt fokus på effektbalancen i de kommende 10 år set i lyset af den aldrende kraftværkspark og den stigende mængde vindkraft.

Energinet.dk vil:

- analysere potentielle problemer med effektbalancen, herunder sikre gode rammebetingelser for tiltag på produk-

tions- og forbrugssiden samt vurdere, hvordan udenlandsk produktionskapacitet kan indgå i effektbalancen.

- bidrage til Energistyrelsens arbejde med at sikre adgang til egnede kraftværkspladser samt undersøge, om der er andre forhold, som forhindrer, at nye aktører kan investere i nye kraftværker.

Som et led i Energinet.dk's varetagelse af forsyningssikkerheden på langt sigt er det nødvendigt med et kvantificeret mål for forsyningssikkerheden, så opretholdelse af forsyningssikkerheden kan ske med udgangspunkt i en samfundsøkonomisk optimering af niveauet for forsyningssikkerhed og af de virkemidler, der er til rådighed.

Energinet.dk vil:

- sætte fornyet fokus på arbejdet med at kvantificere forsyningssikkerheden.

Et elinfrastrukturudvalg nedsat af transport- og energiministeren i sommeren 2007 udarbejder frem til marts 2008 en teknisk redegørelse for den fremtidige udbygning og kabellægning i det danske elsystem. Redegørelsen skal danne grundlag for efterfølgende politiske drøftelser og beslutninger om elsystemets udbygning.

Energinet.dk varetager formandskab og sekretariat for udvalget og bidrager med bl.a. analyser af:

- behovet for udbygning af elsystemet,
- alternative udbygningsstrategier og
- konsekvenserne af en række alternative udbygningsmodeller med hensyn til miljø- og landskab, forsyningssikkerhed, elmarkedets funktion og samfundsøkonomi.

Et effektivt konkurrencemarked for el – nationalt såvel som internationalt – er

fortsat en hovedprioritet for Energinet.dk. Siden markedsåbningen har der været væsentlig bevægelse på slutbrugermarkedet, især blandt de store kunder. Der ses nu også en tendens til, at husholdningskunder i større omfang vælger at gøre brug af mulighederne for at vælge en ny elleverandør. De nordiske energimyndigheder ønsker at skabe rammerne for et fælles nordisk slutbrugermarked.

Energinet.dk vil fortsat:

- bidrage til Energistyrelsens arbejde med at undersøge perspektiverne i at skabe en data-hub, som skal fungere som bindeled for data på detailmarkedet.

Europa-Kommissionens sektorundersøgelse fra januar 2007 om konkurrencen i el- og gassektorerne bekræfter behovet for at tage en række nye skridt for at skabe velfungerende energimarkeder i Europa.

Energinet.dk arbejder på:

- at koble det nordiske marked tættere sammen med det tyske marked via markedskobling af elbørserne Nord Pool Spot og EEX. I første omgang vil det omfatte den daglige kapacitet på den jysk-tyske grænse og på Kontek-forbindelsen.
- at etablere Intraday-handel mellem Jylland og Tyskland.

Der er indført et dagligt marked for indkøb af systemtjenester. Erfaringerne viser, at ressourcer, der ikke tidligere har været til rådighed for systemet, er blevet aktiveret, og at prisen relaterer sig til den pris, der kan opnås i spotmarkedet.

Energinet.dk vil:

- undersøge mulighederne for grænseoverskridende handel med systemtjenester for at kunne dække en del af behovet for systemtjenester hos udenlandske leverandører, og sådan at danske leverandører kan få nye afsætningsmuligheder.

2.2 Gassystemet

Inden for en overskuelig årrække forventes det, at den danske naturgasproduktion ikke kan dække det danske naturgasbehov. Gasproduktionen i den danske del af Nordsøen vil ikke kunne opretholdes på de nuværende ca. ni mia. m³/år i mere end 5-10 år. Der er derfor behov for nye tilførselsveje for naturgas til Danmark. Samtidig er der fokus på at videreudvikle gasmarkedet bl.a. ved at sikre adgang for flere aktører.

Energinet.dk analyserer en række muligheder for ny gasinfrastruktur, som både understøtter målene vedrørende forsyningssikkerhed og et velfungerende gasmarked. Skanled-projektet med rørforbindelse mellem Norge, Sverige og Danmark, Baltic Pipe-projektet mellem Polen og Danmark samt en eventuel udvidelse af kapaciteten på den dansk-tyske grænse (ved Ellund) er eksempler på projekter, der indgår som en del af analyserne.

Energinet.dk vil fortsætte:

- analyserne af en række konkrete, mulige nye tilførselsveje for gas med henblik på at vælge den eller de forbindelser, som er mest optimale for Danmark.
- forberedelserne af en eventuel realisering af Skanled, herunder fremlægge forslag til mulige linjeføringer i Danmark. Det sker i samarbejde med miljømyndighederne og de berørte kommuner.

Et effektivt konkurrencemarked for gas er et væsentligt fokuspunkt for Energinet.dk. Arbejdet med en dansk gasbørs står også helt centralt for Energinet.dk i de kommende år. Energinet.dk vil være på forkant på dette område, som forventes at få stor betydning for fremtidens gashandel, og som tilbyder unikke muligheder for at skabe større gennemsigthed.

Energinet.dk vil:

- medvirke til en fortsat udvikling af markedsmekanismerne, herunder en

fortsat harmonisering af regler og procedurer, både bilateralt og internationalt.

- sammen med Nord Pool Spot etablere en gasbørs i marts 2008, der i første omgang skal dække det danske marked.

2.3 De nationale og internationale energimarkeder

Det forventes, at EU får stadigt stigende betydning for regel- og vilkårsudviklingen på det europæiske marked – ikke mindst med Europa-Kommissionens tredje liberaliseringspakke, som lægger op til et mere formaliseret og bindende samarbejde mellem de europæiske TSO'er for henholdsvis el og gas. Energinet.dk vil stå godt rustet til at møde disse udfordringer, som også indeholder muligheder for at påvirke udviklingen i en markedsvenlig retning.

Energinet.dk vil:

- aktivt bidrage til at udvikle det europæiske el- og gasmarked via de nye europæiske samarbejdsfora, European Network for TSOs, for henholdsvis el og gas.

2.4 Forskning og udvikling

Gennem egen forskning og udvikling og administration af F&U-programmer bidrager Energinet.dk til at sikre et robust og miljøvenligt el- og gassystem – på kort og langt sigt.

Energinet.dk har bl.a. igangsat:

- projektet EcoGrid med det formål at udvikle nye langsigtede teknologier og markedsløsninger til fremtidens elsystem.
- undersøgelser af samspillet mellem vekselstrømskabler og nettets øvrige komponenter, herunder de tekniske muligheder for at øge anvendelsen af 400 kV-kabler på længere strækninger. Fx er der igangsat to ph.d.-projekter.

3. Nationale og internationale rammer

De rammebetingelser, som Energinet.dk arbejder indenfor, ændrer sig løbende både nationalt og internationalt. På det nationale niveau offentliggjorde den danske regering sit oplæg til en langsigtet energipolitik "En visionær dansk energipolitik 2025" i januar 2007. Kommunalreformen trådte i kraft ved årsskiftet, hvorved der blev oprettet syv regionale miljøcentre, der fremover skal behandle godkendelser for infrastrukturprojekter i henhold til Planloven.

På det internationale niveau fremlagde Europa-Kommissionen sit energistrategiske oplæg i januar 2007, der er blevet fulgt op af udspil til den tredje liberaliseringspakke i september 2007.

3.1 Nationale rammer

3.1.1 Regeringens langsigtede energipolitik, 2025

Med "En visionær dansk energipolitik 2025" er det regeringens vision, at Danmark på langt sigt skal frigøre sig fra fossile brændsler og i stedet anvende vedvarende energi. Regeringen ønsker frem mod 2025 at reducere anvendelsen af fossile brændsler med mindst 15 % i forhold til i dag og effektivt modvirke stigninger i det samlede energiforbrug. I afsnit 4 vurderes nærmere på konsekvenserne for elsystemet.

Regeringens oplæg til en langsigtet energipolitik forhandles med Folketingets partier med henblik på at indgå en bred politisk aftale herom.

3.1.2 Kommunalreform 2007 og nye Miljøcentre

Amterne blev nedlagt i forbindelse med Kommunalreformen, som trådte i kraft

den 1. januar 2007. Dermed er ansvaret for at tilvejebringe det nødvendige plangrundlag i forbindelse med etablering af større el- og gasinfrastrukturprojekter, som udgangspunkt blevet flyttet fra amterne til de syv statslige miljøcentre.

Ved nye kabelanlæg er det dog som udgangspunkt den enkelte kommune, der skal varetage opgaven med at tilvejebringe det nødvendige beslutsningsgrundlag – medmindre kabelanlægget strækker sig over mere end to kommuner. Det samme gør sig gældende for gasinfrastrukturprojekter, som berører mere end to kommuner.

Miljøcentrene er dermed blevet væsentlige samarbejdspartnere for Energinet.dk.

net.dk. Det gælder særligt miljøcentrene i Roskilde, Odense og Århus, som varetager ansvaret for plangrundlaget ved de større infrastrukturanlæg, herunder udarbejdelse af VVM-undersøgelser.

3.1.3 Gaslager

Den 1. maj 2007 overtog Energinet.dk det tidligere DONG Energy-ejede gaslager i Ll. Torup. Europa-Kommissionen betingede sig frasalget af lageret for at tillade fusionen af DONG og Elsam. Som følge af et dansk politisk ønske om at bevare gaslagrene i offentligt eje købte Energinet.dk gaslageret i Ll. Torup for 2 mia. kr. og organiserede et selvstændigt selskab, Energinet.dk Gaslager A/S.



3.2 Internationale rammer

3.2.1 Europa-Kommissionens energistrategiske oplæg

Europa-Kommissionens energistrategiske oplæg er det første resultat af de europæiske stats- og regeringscheferes beslutning i 2005 om at skabe en højere grad af koordinering mellem EU-landenes energipolitikker. Oplægget indeholder tre hovedindsatsområder:

1. EU's udledning af drivhusgasser skal nedbringes med 20 % inden 2020 i forhold til 1990-niveauet (30 %, hvis der opnås enighed om en international klima-aftale) ved at:
 - øge andelen af vedvarende energi til 20 % inden 2020.
 - reducere det samlede energiforbrug med 20 % inden 2020.
 - øge andelen af bio-brændstof i transportsektoren til 10 % inden 2020.
 - arbejde mod at opsamle og lagre CO₂ fra kulfyrede kraftværker.
2. Konkurrencen på EU's indre energimarked skal forbedres ved at styrke:
 - adskillelsen mellem produktions-, distributions- og transmissionsledene i energisektoren.
 - de nationale konkurrencemyndigheder og eventuelt oprette et europæisk energitilsyn.
 - samarbejdet mellem EU-landenes operatører af transmissionsnet (TSO'er) på henholdsvis el og gas.
3. Europæisk forsyningssikkerhed skal styrkes ved at:
 - udvikle en solidaritetsmekanisme til at sikre forsyningssikkerheden, herunder strategiske gaslagre.
 - sammenkoble alle EU-lande i et fælles europæisk el- og gasnet og diversificere EU's energiforsyningskilder gennem prioritering af strategiske el- og gas infrastrukturprojekter.
 - overvåge EU's energisikkerhedssituation gennem et europæisk energi-overvågningscenter.

- opbygge en fælles europæisk energi-udenrigspolitik i relation til vigtige leverandørlande og andre store energi-importører.
- øge forskningsindsatsen i nye energiteknologier.

3.2.2 Europa-Kommissionens tredje liberaliseringspakke

Europa-Kommissionen præsenterede i september 2007 den tredje liberaliseringspakke, dvs. den tredje pakke af direktivændringer og forslag, som skal sikre rammerne for det indre marked for el og gas i EU.

Baggrunden for forslagene skal især findes i Europa-Kommissionens sektorundersøgelse Energy Sector Inquiry, der tog bestik af konkurrencesituationen på det europæiske marked for el og gas. Undersøgelsens endelige resultater blev fremlagt i januar 2007. Den var kritisk i forhold til den nuværende situation på det europæiske el- og gasmarked og konkluderede, at der stadig eksisterer en række barrierer for en fri og velfungerende konkurrence.

Europa-Kommissionen foreslår et direktiv for henholdsvis el og gas, hvor der lægges op til øget og mere effektiv adskillelse (unbundling) mellem produktions- og handelssiden og infrastrukturen. I direktiverne præsenteres to modeller, dels ejerskabsadskillelse, som skal være reglen, og dels en såkaldt ISO-model (Independent System Operator), der kan laves som undtagelse fra direktivet. Med ISO-modellen bevares ejerskabet til transmissionsnettet i det integrerede selskab. Derimod skal selve systemoperatørogaverne placeres i et uafhængigt selskab (ISO), hvor det vertikale, integrerede selskab ikke må have ejerinteresser. Beslutninger om investeringer i nyt transmissionsnet skal tages af ISO'en.

I gennem tre forordninger lægges der op til øget og mere forpligtende samarbejde på europæisk niveau for både el- og gas-TSO'erne og for regulatorerne. For TSO'ers vedkommende lægges der

op til, at de skal have en lovfæstet rolle i forhold til at udvikle fælles regler og standarder, der kan gøres bindende. De skal også være ansvarlige for udarbejdelse af investeringsplaner for den europæiske infrastruktur. De nye samarbejdsfora kommer formentlig til at bygge på de eksisterende samarbejdsstrukturer, men har af Europa-Kommissionen fået betegnelsen ENTSO (European Network for Transmission System Operators) – for henholdsvis el og gas. TSO'ernes arbejde skal godkendes af de europæiske regulatorer og Europa-Kommissionen, der desuden har muligheden for at fremlægge lovforslag, hvis arbejdet går for langsomt, eller forslagene fra ENTSO synes utilstrækkelige.

De europæiske regulatorers samarbejde skal forbedres gennem etableringen af den nye organisation ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators), der delvist skal bygge på det eksisterende samarbejde i den nuværende organisation, ERGEG. Samarbejdet skal forbedre regulatorernes mulighed for at træffe fælles og ensartede beslutninger vedrørende tværnationale emner, især i forhold til investeringsbeslutninger. Endvidere skal de i en vis udstrækning overvåge, at de nationale regulatorers arbejde er til gavn for udviklingen af det indre marked, og ikke tjener nationale interesser. Endelig skal regulatorerne godkende forslag til regler og investeringsplaner fra ENTSO.

Direktiv-pakken lægger også op til en større uafhængighed for og mere magt til de nationale regulatorer. De skal i højere grad være uafhængige af kommercielle og politiske interesser og sørge for, at EU-lovgivningen overholdes.

Det nye lovgivningsudspil vil betyde, at arbejdet på europæisk niveau i forhold til regel- og vilkårsudvikling vil blive særdeles væsentligt for Energinet.dk fremover – specielt på grund af muligheden for, at ENTSO's beslutninger kan blive bindende for TSO'erne.

4. Analyser af "En visionær dansk energipolitik 2025"

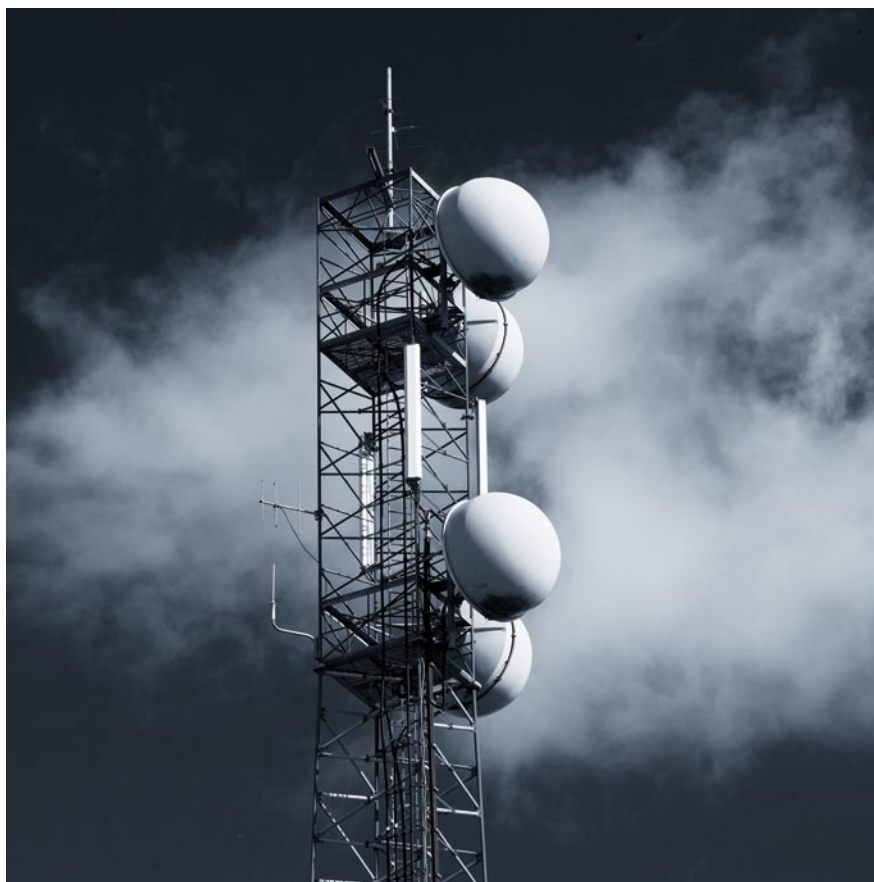
Energinet.dk er ansvarlig for at udvikle el- og gassystemet, så det til enhver tid understøtter de energi- og miljøpolitiske målsætninger. I januar 2007 fremlagde regeringen sin langsigtede energipolitik: "En visionær dansk energipolitik 2025". Udspillet fastlægger en række mål, som skal ses som første skridt hen imod regeringens langsigtede vision om at gøre Danmark uafhængig af fossile brændstoffer.

Målene for 2025 omfatter bl.a. at

- reducere anvendelsen af fossile brændsler med mindst 15 % i forhold til i dag,
- holde det samlede energiforbrug i ro,
- gennemføre årlige energibesparelser på 1,25 % set i forhold til en udvikling uden indsats for besparelser,
- øge andelen af vedvarende energi til mindst 30 % af energiforbruget,
- styrke indsatsen for forskning, udvikling og demonstration af nye energiteknologier, og
- øge brugen af bio-brændstof i transportsektoren til 10 %.

Dette tema analyserer, hvilke udfordringer for elsystemet, der vil være forbundet med at realisere målene. Mere konkret analyseres det, hvordan en realisering af regeringens udspil vil påvirke energi- og effektbalancen, eltransmissionsnettet, brændselsforbruget og miljøet. Analyserne tager særligt udgangspunkt i de udfordringer, som regeringens udspil skaber for elsystemet, når store mængder vindkraft (op mod 50 % af elforbruget) skal indpasses. Det nuværende elsystem er ikke indrettet til at håndtere så store mængder vindkraft.

Temaet præsenterer på overordnet niveau resultaterne af analyserne for 2025. Mere detaljerede analyseresultater og forudsætninger er beskrevet i bilag 1.



4.1 Forudsætninger for analyserne

Som udgangspunkt for analyserne er anvendt Energistyrelsens forudsætninger fra januar 2007 "Basisfremskrivning til CO₂-allokeringsplanen for 2008-2012 og regeringens energistrategi: En visionær dansk energipolitik 2025". Disse er i nødvendigt omfang suppleret med antagelser og forudsætninger, som Energinet.dk har fastlagt, og som kort er gennemgået nedenfor.

Regeringen har for perioden frem til 2025 en målsætning om, at der årligt gennemføres energibesparelser i slutforbruget af energi svarende til 1,25 % i

forhold til en udvikling uden besparelsesindsats. Selv med en styrket indsats for elbesparelser resulterer disse forudsætninger i en stigning i elforbruget fra 35 TWh i 2005 til 38 TWh i 2025.

I 2025 er elproduktionskapaciteten fordelt med ca. 4.100 MW på centrale værker, 2.300 MW på decentrale værker og 6.500 MW vindkraft. I perioden udbygges med 1.000 MW vindkraft på land, sådan at der i alt er 4.000 MW i 2025. De nye landmøller fordeles over landet på samme måde som de eksisterende. Tilsvarende forventes udbygning med havmøller til i alt 2.500 MW. Udbygningen er prioriteret som i "Fremtidens havmølleplaceringer – 2025" fra april 2007.

Tabel 4.1: Forudsætninger om nye udvekslingsforbindelser i hhv. alternativ 0 og alternativ 1.

		Alternativ 0	Alternativ 1
Storebælt		600 MW	1.200 MW
Tyskland-Vestdanmark	Import:	950 MW	2.500 MW
	Eksport:	1.500 MW	2.500 MW
Norge-Vestdanmark		1.000 MW	1.600 MW

4.1.1 Udvekslingsforbindelser

Der undersøges to alternativer:

Alternativ 0 omfatter det eksisterende eltransmissionsnet, herunder de nuværende udvekslingsforbindelser til nabo-områderne og den besluttede Storebælt 1. Formålet med at inkludere dette alternativ i analyserne er at undersøge og dokumentere, hvordan det eksisterende eltransmissionsnet ville blive påvirket af de krav, som realiseringen af "En visionær dansk energipolitik 2025" stiller til nettet.

Alternativ 1 omfatter ud over eksisterende og besluttede udvekslingsforbindelser også etablering af Storebælt 2 (600 MW forudsat i drift 2018) og Skagerrak 4 mellem Jylland og Norge (600 MW forudsat i drift fra 2013). Hertil kommer, at forbindelsen mellem Tyskland og Jylland opgraderes, så den i 2015 er på

2.000 MW og i 2025 på i alt 2.500 MW i begge retninger.

Alternativ 1 er én af flere muligheder for udbygning med udvekslingsforbindelser. Skagerrak 4 er blandt Nordels prioriterede snit, og udvidelsen på forbindelsen mellem Jylland og Tyskland er blandt EU's prioriterede TEN-projekter (Trans European Network). En yderligere udbygning over Storebælt skønnes på nuværende tidspunkt at være realistisk inden 2025, fordi den vil understøtte indenlandsk udnyttelse af vedvarende energi og forsyningssikkerheden internt i Danmark.

4.2 Udfordringer for elsystemet

4.2.1 Energibalance

Elsystemets balance mellem produktion, forbrug og udveksling med udlandet skal kunne opretholdes under alle driftsforhold, og den resulterende energibalance er derfor vurderet for de to alternativer. I alternativ 0 medfører vindmølleudbygningen således et betydeligt kritisk eloverløb og dermed ubalance i systemet, som skal kompenseres med brug af andre virkemidler, mens der i alternativ 1 – med de stærkere udvekslingsforbindelser – i langt større omfang kan opretholdes balance i systemet. En mere detaljeret beskrivelse findes i bilag 1.

4.2.2 Brændselsforbrug og emissioner

Forbruget af fossile brændsler i el- og kraftvarmesektoren ligger for begge

Reserver

Risiko for udfald af produktionsenheder og udvekslingsforbindelser og usikkerhed på forbrugs- og vindkraftprognoser medfører behov for op- og nedreguleringsreserver, der til enhver tid kan aktiveres af systemansvaret for at balancere systemet.

Regulerkraft

Regulerkraft er den faktiske op- og nedreguleringsydelse, som systemansvaret beordrer aktiveret.

alternativer på tilnærmelsesvis samme niveau som i 2005. Med de antagne forudsætninger bliver det således ikke el- og kraftvarmesektoren, der i nævneværdig grad bidrager til at opfylde regeringens målsætning om at reducere det danske forbrug af fossile brændsler med 15 % frem til 2025.

Eftersom brændselssammensætningen ikke ændrer sig væsentligt fra 2005 til 2025, ændrer emissionerne sig heller ikke afgørende.

Årsagen til, at nationale emissioner og forbrug af fossile brændsler ikke falder på trods af den massive vindkraftudbygning, er, dels en elforbrugsstigning, dels at eksporten vokser. Med forudsætningen om en CO₂-kvotepris på 150 kr./ton i 2025 vil renoverede danske kulkraftværker med høj virkningsgrad være konkurrencedygtige på det internationale elmarked.

Danmark indgår som en integreret del af det europæiske elmarked, og den miljømæssige effekt af den danske udbygning med vedvarende energi kan derfor ikke opgøres isoleret set for Danmark. En opgørelse må nødvendigvis også omfatte den reducerede emission fra den fortrængte produktion i det importerende land. Væksten i den danske VE-produktion vil alt andet lige primært fortrænge elproduktion på fos-

Kritisk eloverløb

Ved kritisk eloverløb forstås den overskydende elproduktion, der ikke er afsætning for i et område, og som heller ikke kan eksporteres ud af området.

Kritisk eloverløb er en beregnings-teknisk størrelse og vil aldrig forekomme i praksis, idet elproduktion til ethvert tidspunkt skal være lig elforbruget, inkl. eventuel nettoeksport. I tilfælde med kritisk eloverløb må produktionen derfor reduceres.

sile brændsler i det sammenhængende markedsområde.

Det skal bemærkes, at CO₂-emissionen pr. produceret enhed i Danmark falder fra 500 g/kWh i 2005 til 420 g/kWh i 2025, hvilket primært skyldes, at vindkraftproduktionen stiger fra 6,7 TWh i 2005 til 20,2 TWh i 2025.

4.2.3 Balancering af elsystemet

I elsystemet skal der hele tiden være præcis balance mellem produktion og forbrug. Derfor er det nødvendigt altid at have rådighed over reserver, der med kort varsel kan levere den nødvendige regulerkraft. Med en stigende andel vindkraft øges behovet for reserver, der er nødvendige for at sikre, at det altid er muligt at balancere det samlede system.

I dag leveres regulerkraften fra centrale og decentrale produktionsanlæg i Danmark samt fra udlandet. I 2025 vil elproduktionen baseret på vindkraft i mange timer overstige den indenlandske efterspørgsel. Funktionen af det termiske produktionsapparat vil ændres fra grund- og mellemlastproduktion til spidslastproduktion samt til regulerkraft og eksport. Det fremtidige behov for nye termiske anlæg vil derfor bestå i hurtigt regulerende enheder med relativt få driftstimer om året.

4.2.4 Konsekvenser for effektbalancen

Forudsætningen om ca. 6.500 MW vindkraft i 2025 medfører, at en betydelig del af det nuværende forretningsgrundlag for de centrale og de decentrale kraftvarmeværker er overtaget af vindmøller. Det kan betyde, at flere af disse værker ikke længere vil være rentable i deres nuværende form og derfor skrottes.

I 2025 er der med de givne forudsætninger en konventionel produktionskapacitet (kul, gas, biomasse) på ca. 6.400 MW og et maksimalforbrug på ca. 7.200 MW, svarende til en 10-års vinter. Maksimal-



forbruget vil således ikke længere kunne dækkes af konventionelle indenlandske anlæg, og en del af effekten skal komme fra vindmøller eller udlandet.

4.2.5 Eltransmissionsnettet år 2025

I perioden frem til 2025 er der to faktorer, som vil have stor betydning for udviklingen af eltransmissionsnettet; nettilslutning af havmølleparker og effektudveksling med nabo-områder.

Uden forstærkning af nettet vil effekttransporter medføre overbelastninger i 150 kV-nettet i Vestjylland samt 400 kV-nettet i Midt- og Østjylland. Specielt det midtjyske 400 kV-net vil blive hårdt belastet. Tilsvarende gør sig gældende for det sydsjællandske 132 kV-net og det nordsjællandske 400 kV-net.

Det overordnede billede er, at det primært er vindkraften, der medfører over-

belastninger i øst-vestgående retning. I nord-sydgående retning er det, ud over vindkraften, også effektudvekslingen via udvekslingsforbindelserne til nabolandene, som forårsager overbelastninger i nettet.

Analyser af både alternativ 0 og alternativ 1 understreger behovet for ny infrastruktur. Hvor og i hvor stort omfang, der vil være behov for at udbygge det indenlandske transmissionsnet, afhænger af, hvilket alternativ som betragtes. Alternativ 1 vil med den øgede kapacitet på udvekslingsforbindelserne skabe større behov for forstærkninger end i alternativ 0. Allerede i dag er udvekslingsmulighederne med nabolandene en forudsætning for en sikker drift og et velfungerende marked. Denne tendens vil forstærkes med en større andel af vindkraft.

En mere detaljeret beskrivelse af udfordringerne findes i bilag 1.

4.3 Virkemidler til at imødegå udfordringerne

Som det ses af foregående afsnit, vil en realisering af "En visionær dansk energipolitik 2025" kombineret med en udbygning af udvekslingsforbindelserne skabe en række udfordringer for systemet med hensyn til energi- og effektbalancen, overbelastning i nettene og øget behov for systemtjenester.

Nedenfor beskrives en række virkemidler, som bør indgå i planlægningen med henblik på at finde mulige løsninger på de konstaterede udfordringer.

Det har været vigtigt for Energinet.dk at se på en bred vifte af virkemidler. Dvs. virkemidler, der hver især kan bidrage til at løse udfordringerne, uanset om de også inddrager andre sektorer og områder, end dem der direkte er omfattet af systemansvaret.

Virkemidlerne er beskrevet primært med fokus på deres tekniske muligheder for at bidrage til at skabe balance i elsystemet. I forbindelse med Systemplan 2007 er der ikke gennemført samfundsøkonomiske analyser eller selskabsøkonomiske analyser af virkemidlernes rentabilitet for aktørerne. Ligeledes udestår det at analysere stabiliteten i elnettet. Det vil der blive arbejdet videre med i system- og netplanlægningen.

Grundlæggende kan de mulige virkemidler kategoriseres inden for produktion, transmission og forbrug, og der er ingen tvivl om, at den optimale kombination skal sammensættes af virkemidler fra alle tre kategorier. Elmarkedsreglerne har afgørende betydning for elsystemets udnyttelse, og et markedsfølsomt virkemiddel som fx opdeling i flere prisområder kan om nødvendigt overvejes.

Elproduktionssiden

- Regulering af produktionen fra vindmøllerne
- Geografisk spredning af havmølleparkerne

Systemtjenester

Systemtjenester er fællesbetegnelse for en række ydelser, som systemansvaret skal have adgang til i driftsfasen for at opretholde en sikker og stabil drift af elsystemet.

- Mobilisering af reserver, reguleringsressourcer og nye typer anlæg.

Eltransmissionssiden

- Flytte nettilslutningspunktet for havmølleparkerne
- Forøget overføringskapacitet i nettet, fx ved anvendelse af højtemperaturledere
- Forstærkning og udbygning af det eksisterende net.

Elforbrugssiden

- Kobling til varmesystemet – elpatroner og varmepumper
- Elbiler som prisfleksibelt forbrug
- Øvrigt prisfleksibelt elforbrug
- Ellagring: Brint, Compressed Air Energy Storage, batteri.

4.4 Beskrivelse af de enkelte virkemidler

4.4.1 Elproduktionssiden

Regulering af produktionen fra vindmøllerne

Et enkelt virkemiddel til at balancere systemet og reducere belastningen i nettet kan være at nedregulere produktionen fra vindmøller i perioder med stor vindproduktion.

Under normale driftsforhold skal den mulige vindkraftproduktion naturligvis udnyttes fuldt ud, men i kortere perioder med meget stor vindkraftproduktion, høj belastning af nettet og meget lave elpriser kan det samfundsøkonomisk mest attraktive virkemiddel til at skabe balance i systemet eller aflaste nettet være at reducere vindkraftproduktionen. Reduktion af vindkraftproduktionen giver tillige mulighed for at udnytte vindmøllerne til levering af både op- og nedregulering.

Nedregulering af vindkraft skal naturligvis kun anvendes, når andre virkemidler til balancering af systemet eller aflastning af nettet indebærer højere omkostninger end værdien af den mistede elproduktion fra vindmøllerne.

Geografisk spredning af havmølleparkerne

I analyserne er der taget udgangspunkt i placeringerne af havmølleparker, som i rapporten "Fremtidens havmølleplaceringer – 2025" fra Energistyrelsens udvalg for fremtidige havmølleplaceringer 2007. Placeringerne heri viste imidlertid en beskedent forskel økonomisk, ligesom der var usikkerhed vedrørende sammenhængen mellem havdybde og omkostninger til fundamenter.

Placeringer i Vesterhavet er vindmæssigt optimale, men en høj koncentration af havmølleparkerne her vil skabe en række overbelastninger i nettet. En geografisk mere spredt placering i Vesterhavet og/eller Østersøen betyder, at vindfronterne rammer vindmøllerne forskudt, hvilket vil bidrage til et reduceret behov for regulering.

Fx kan Kriegers Flak i Østersøen være en mulighed for alternativ placering, som samtidig indeholder mulighed for en forbedring af udvekslingsforbindelserne mellem Nordel og Kontinentet til gavn for såvel det internationale elmarked som forsyningssikkerheden på Sjælland og i Sydsverige.

En placering af havmøller ved Kriegers Flak vil naturligvis aflaste transmissionsnettet i Jylland, men skaber behov for forstærkninger i det sjællandske transmissionsnet.

Mobilisering af reserver, reguleringsressourcer og nye typer anlæg

Med en stor andel vind vil der være brug for produktionsanlæg med gode reguleringssegenskaber. Det vil være anlæg, som fx er kendetegnet ved lave standby- og startomkostninger, korte starttider, høj op- og nedreguleringsgradient og en lav minimumproduktion.

Energinet.dk arbejder for at skabe gode rammebetingelser for etablering af nye anlæg med disse egenskaber på markeds-mæssige vilkår.

Muligheden for i fremtiden at tilvejebringe reaktive reserver uafhængigt af de centrale produktionsanlæg undersøges også. I den forbindelse vurderes systemtjenesternes forskellige værdi på henholdsvis transmissionsniveau og lavere spændingsniveauer, og hvorledes dette skal afspejles i fremtidige ordninger.

Hvis der fremover ikke altid vil være centrale kraftværksblokke i standby, skal det være muligt at starte systemet op fra dødt net uden disse. Udviklingen af konceptet for at kunne anvende distribueret produktion fra start fra dødt net indgår som et centralt tema i Energinet.dk's igangværende Celleprojekt (nærmere beskrevet i afsnit 13 om forskning og udvikling).

4.4.2 Eltransmissionssiden

Flytte nettilslutningspunktet for havmølleparkerne

I analyserne er der forudsat fem nye havmølleparker á 200 MW ved Horns Rev, hvilket skaber en meget koncentreret indføddning af effekt i nettilslutningspunktet Endrup, ved Esbjerg. En mulighed for at begrænse havmøllernes indflydelse på overbelastninger i nettet er at fordele denne effekt, så ikke alle fem havmølleparker tilsluttes i Endrup.

Det er undersøgt, hvilken virkning det vil have at fordele effektindføddningen fra havmølleparkerne. To havmølleparker á 200 MW forudsættes tilsluttet i Endrup, mens tre havmølleparker á 200 MW forudsættes tilsluttet i Landerupgård ved Kolding. Undersøgelserne viser, at en mere fordelt effektindføddning fra havmøllerne ved Horns Rev i alternativ 0 har en aflastende virkning på eltransmissionsnettet. Det giver nemlig mulighed for, at havmølleeffekten kan ledes direkte til 400 kV-nettet i Østjylland og videre mod Sjælland via Storbæltsforbindelsen.



Dermed reduceres såvel hyppigheden, som graden af overbelastning af 400 kV-nettet i Midtjylland samt i nogen grad 150 kV-nettet i Vestjylland. I alternativ 1 vil der stadig være risiko for betydelige overbelastninger i nettet, hvilket, med de givne forudsætninger, vil kræve udbygning af eltransmissionsnettet.

Tilslutning af op til 1.200 MW vindkraft i 400 kV-station Endrup vil udløse behov for etablering af tosidet 400 kV-forsyning af stationen. Undlades denne tosidede forsyning vil udfald af den nuværende ensidede 400 kV-forsyning af station Endrup betyde, at det nuværende behov for momentanreserver forøges. Udfald af en samlet produktion på 1.200 MW ville momentant skulle importeres via udvekslingsforbindelserne mellem Tyskland og Jylland. En så stor effektreserve – omtrent dobbelt så stor som i dag – vurderes som både teknisk og økonomisk uacceptabel. En flytning af nettilslutningspunktet for

tre af havmølleparkerne vil løse denne problemstilling.

En mulighed for at tilslutte nogle af havmølleparkerne er at anvende jævnstrømsteknologien HVDC VSC (Voltage Source Converters) i form af et kabel hele vejen fra havmølleparken og på tværs af Jylland til Landerupgård. Det udestår at vurdere, om dette er teknisk og økonomisk hensigtsmæssigt. Specielt hvad angår offshore delen, er der kun begrænsede erfaringer med HVDC VSC-jævnstrømsteknologien.

Højtemperaturledere

Ved at opgradere eksisterende luftledninger med højtemperaturledere er det muligt at overføre større effektmængder. Højtemperaturledere er således en mulighed for at eliminere moderate overbelastninger af luftledninger. Øget effektoverførsel gennem opgradering af eksisterende luftledningsforbindelser som alternativ til netudbygninger

medfører større overføringstab, hvilket har såvel økonomiske som miljømæssige konsekvenser. Energinet.dk har i samarbejde med det regionale transmissionsselskab N1 A/S gennemført en opgradering af 150 kV-forbindelsen mellem Tange og Trige for at opnå erfaringer med anvendelsen af højtemperaturledere, der på internationalt plan kun er anvendt i begrænset omfang.

Forstærkning og udbygning af det indenlandske net

Overbelastninger i elnettet kan naturligvis imødegås ved at udbygge eltransmissionsnettet.

En mulighed for at eliminere overbelastningerne i nord-sydgående retning i alternativ 1 er at udbygge med en tredje 400 kV-forbindelse i Jylland. Der vil endvidere være behov for forstærkninger i øst-vestgående retning. På Sydsjælland er der behov for forstærkning af 132 kV-nettet, og SEAS-NVE og Energinet.dk har igangsat forberedelserne hertil.

Strukturen og principperne for etablering af det fremtidige eltransmissions-system er for tiden til debat. Der er et politisk ønske om at undersøge de tekniske muligheder for i højere grad at anvende jordkabler end de traditionelle luftledninger, der er fremført med master. Dette er beskrevet nærmere i afsnit 6 om eltransmission.

4.4.3 Elforbrugssiden

Kobling til varmesystemet

El kan omsættes til varme med elpatroner eller varmepumper. Det kan være attraktivt at omsætte el til varme i perioder, hvor den bundne elproduktion overstiger forbruget fx som følge af meget vindkraft. I disse perioder vil elprisen normalt være lav og både husholdninger og fjernvarmeselskaber kan have glæde af varmepumper eller elpatroner. Der kan være en ekstra miljøgevinst, hvis der samtidigt sker en fortrængning af fx olie eller naturgas.

Plug-in hybrid biler

Plug-in hybrid biler, er biler, der både kan køre på el og fx benzin/-diesel, og som kan oplades fra nettet. Bilen bruger el til hovedparten af den daglige kørsel. Med dagens teknologi er det primært forbrændingsmotoren, som anvendes til længere ture.

Varmepumper i husholdningerne: I "En visionær dansk energipolitik 2025" er det forudsat, at der installeres 100.000 varmepumper i husstande. Det vil fortrinsvis være husstande uden for områder med fjernvarme eller naturgasforsyning. Varmepumperne kan bidrage til at balancere elsystemet i perioder med stor vindkraftandel og kan tillige aflaste nettet, hvis de anvendes i lokale områder, hvor eloverskuddet opstår.

Særligt i Vest- og Sydjylland er der et potentiale for husstandsvarmepumper, skønsmæssigt på op imod 500 MW i installeret effekt. Udbredelsen vil være afhængig af den almindelige elpris, da perioder med meget lave elpriser ikke er nok til at fremme brugen af varmepumper.

Varmepumper og elpatroner i fjernvarmeområder: Folketinget har i december 2005 ændret elafgiften, så kraftvarmeværker har mulighed for at anvende elpatroner eller varmepumper til produktion af fjernvarme.

Som eksempel er der regnet på varmepumper på kraftvarmeværker i Sydvestjylland, i Esbjerg, Holstebro samt en række mindre kraftvarmeområder. Et forsigtigt skøn indikerer, at det maksimale elafdrag vil være 125 MW, hvorved kritisk eloverløb reduceres med ca. 60 GWh. Et tilsvarende eksempel med elpatroner i samme område viser, at det maksimale elafdrag vil være 380 MW, mens det kritiske eloverløb vil reduceres med omkring 170 GWh. Den termiske produktion øges i dette eksempel med 185 GWh.

Såvel elpatroner som varmepumper kan også anvendes til systemtjenester og som reserver i elmarkedet. Det kræver imidlertid etablering af en kommunikation fra Energinet.dk til elkunden gennem en forbrugsbalanceansvarlig. Energinet.dk har igangsat flere udviklingsprojekter for at få de tekniske muligheder og økonomiske potentialer afdækket.

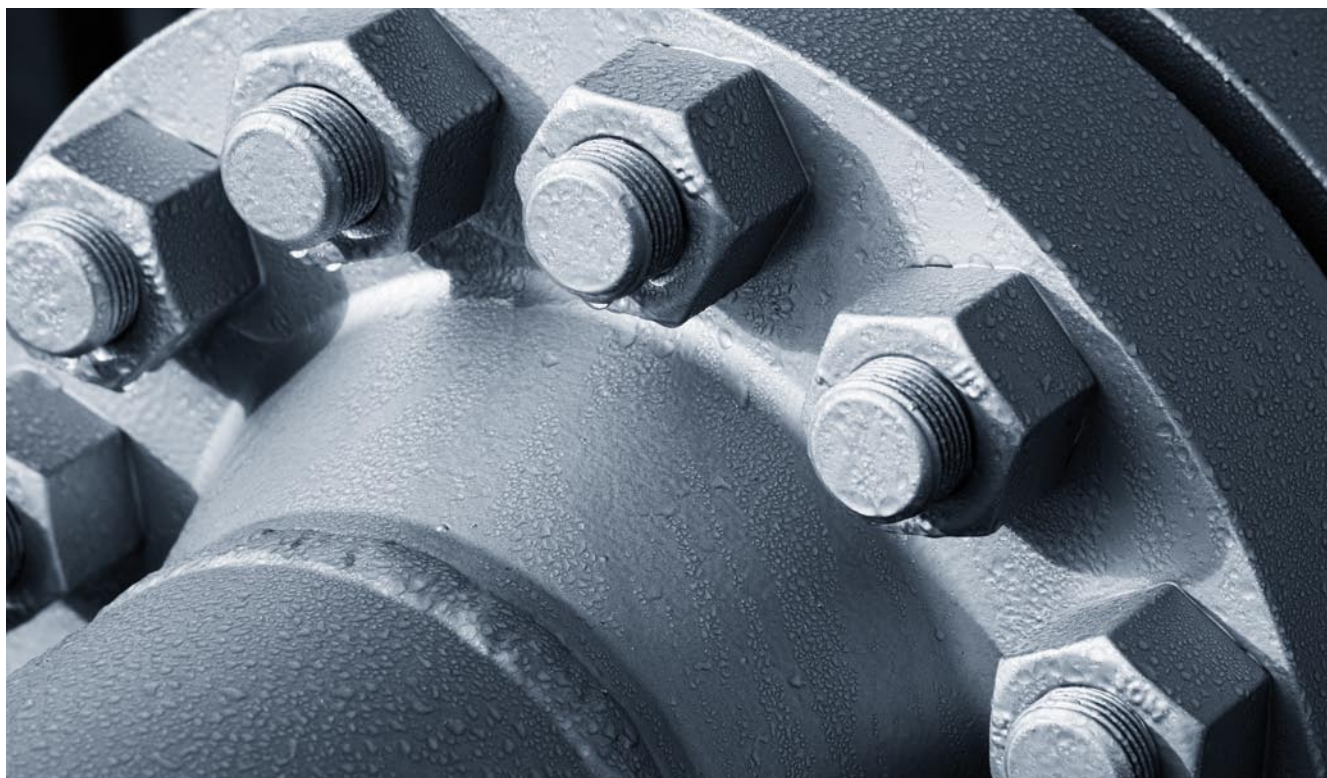
Elbiler og hybridbiler som prisfleksibelt forbrug

En øget anvendelse af elbiler og hybridbiler giver mulighed for at udnytte disse bilers batterikapacitet. Ved at styre hybridbilernes opladning kan der mobiliseres en betydelig fleksibilitet, som er værdifuld for elsystemets drift og evne til at indpasse en fluktuerende elproduktion. Hybridbiler findes allerede i dag, mens elbiler med lang rækkevidde stadig er en forholdsvis dyr teknologi.

Et forsigtigt skøn indikerer et samlet potentiale for en ladeeffekt i størrelsesordenen 2.500 MW på landsplan. Dette skøn er baseret på en antagelse om, at en tredjedel af bilparken under 2 tons er elbiler i 2025 og antagelse om et opladeforløb, hvor døgnets billigste tre timer (typisk om natten) danner grundlag for opladning. El- og hybridbilerne vil kun have en positiv virkning på en overbelastning af nettet i det lokale område, hvor de lader.

Med hensyn til virkningen på systemtjenester er der forskel på, om det er elbiler eller hybridbiler. Elbiler vil skabe et øget elforbrug, som også vil skulle dækkes, når det ikke blæser. Hybridbiler har en indbygget reserve i form af en forbrændingsmotor.

Kombinationen af storskala vindkraftudbygning i Danmark og øget anvendelse af elbiler har stor potentiel samfundsmæssig synergi. På den ene side opnår man balanceringsmæssige og reserve-mæssige fordele i elsystemet, og på den anden side åbner der sig mulighed for at løse nogle alvorlige miljøproblemer i transportsektoren (reduktion af CO₂,



partikler, luftforurening m.v.). Hertil kommer muligheden for yderligere at elektrificere togdriften.

Øvrigt prisfleksibelt elforbrug

Store og små elkunder har i dag et elforbrug, som er meget ufleksibelt. Med stigende mængder uplanlagt vindkraft og krav om, at der er balance mellem elproduktion og -forbrug, er prisfleksibelt elforbrug en oplagt mulighed. Hvis elforbrug kan flyttes fra timer med stor belastning og høj elpris til timer med lav belastning og lav elpris, vil både kunden og systemansvaret opnå fordele. Udstyr til køling, varme, ventilation, vask og tørring er eksempler på forbrug, som kan flyttes uden tab af komfort.

Prisfleksibelt elforbrug kræver nye elmålere med digital kommunikation og timeregistrering af forbruget. Flere netselskaber er i gang med en udskiftning af elmålere. SYD ENERGI Net A/S vil med udgangen af 2008 have udskiftet samtlige elmålere i Sønderjylland til nye målere og giver dermed mulighed for prisfleksibelt elforbrug i regionen.

Energinet.dk støtter et udviklingsprojekt, hvor en daglig Energiudsigst i Sønderjylland giver kunderne bedre mulighed for at flytte elforbrug til billigere timer.

Potentialet i Danmark for prisfleksibelt elforbrug er af Nordel opgjort til ca. 8 % af den samlede spidslast i elsystemet. I øjeblikket er under 1 % af det danske elforbrug prisfleksibelt, og det kun hos udvalgte erhvervskunder. Prisfleksibelt elforbrug i stor stil vil kræve analyser af elsystemet og helst placering af forbruget lokalt tæt på fx den variable vindkraft.

I 2007 har Energinet.dk ni igangværende forsknings- og udviklingsprojekter, der alle handler om at gøre prisfleksibelt elforbrug muligt. I Norge, Sverige og Finland arbejdes der også målrettet med emnet, ligesom der i USA, Italien og andre lande arbejdes med prisfleksibelt elforbrug, men her for at undgå nedbrud i elsystemet.

Brint

På langt sigt kan brint få en rolle i energi-

forsyningen af blandt andet transportsektoren. Brintproduktionen kan foregå ved elektrolyse i perioder, hvor elprisen er relativt lav.

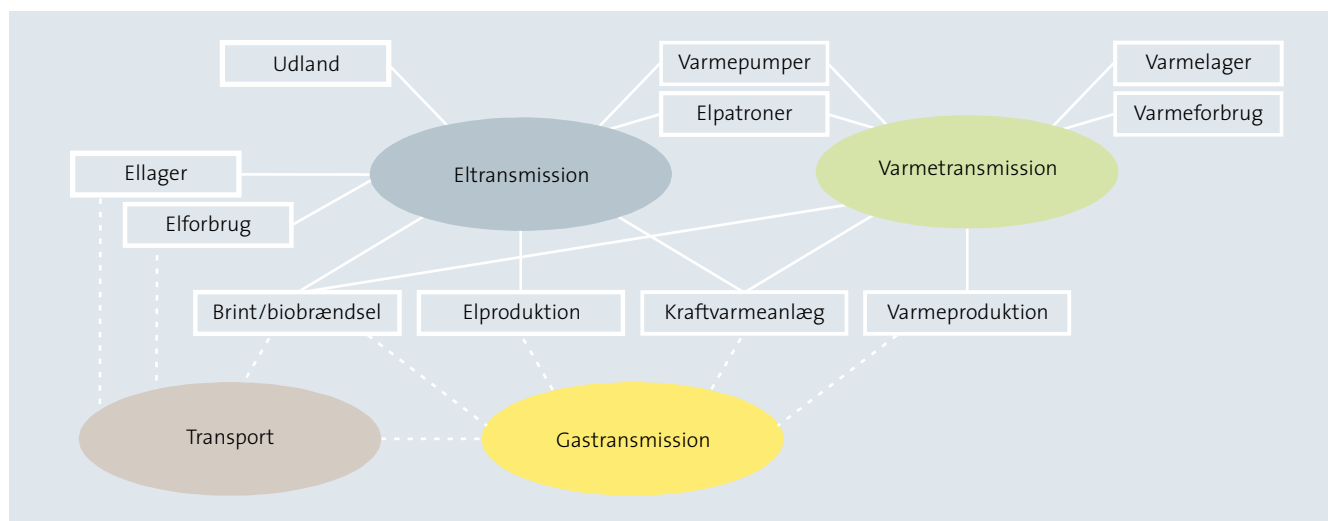
Aktører kunne tænkes at etablere elektrolyseanlæg enten decentralt, der hvor forbruget af brint finder sted, eller centralt. Den decentrale produktion vil stille væsentlige krav til, at nettet har den nødvendige kapacitet til eldistribution. Ved den centrale produktion af brint kan man forestille sig, at produktionen finder sted ved et knudepunkt i eltransmissionsnettet, – fx hvor en elproduktion fra havmølleparker ilandføres.

Et elektrolyseanlæg vil kunne være et aktiv for Energinet.dk i balanceringen af elsystemet, da anlægget kan op- og nedreguleres relativt hurtigt.

Compressed Air Energy Storage

Et CAES-anlæg (Compressed Air Energy Storage) gør det muligt at "lagre" el som luft under stort tryk i et hulrum under jorden, fx i en salthorst. Under ForskEL-programmet støttede Energinet.dk i

Figur 4.1: Det er nødvendigt at kombinere virkemidler for at møde de samlede udfordringer.



2005 et projekt med det formål at undersøge, om CAES-teknologien kan være et økonomisk og energimæssigt godt alternativ til andre typer el-lagring og regulering. Projektet er nærmere omtalt i afsnit 13 om forskning og udvikling.

Batterier

Batterier giver mulighed for at lagre el i perioder, hvor elproduktionen er højere end elforbruget. I højspændingssystemer er batterier mest velegnede til at lagre el i korte perioder fra mindre end 1 sekund til 1 time. Lagring over længere tid er i dag uøkonomisk på grund af tab og krav om meget store batterier. At gemme el fra vindkraft til vindstille perioder kan med den nuværende teknologi derfor ikke betale sig. Derimod kan batterier have en funktion for elsystemet ved at sikre elkvaliteten, når fx vindkraften giver anledning til elektrisk "støj". Der kan også tænkes andre situationer med behov for at lagre el i korte perioder, fx opstart fra dødt net og lignende.

Energinet.dk støtter forsknings- og udviklingsprojekter, der har til formål at teste de nyeste og mest lovende typer batterier i elsystemet.

4.4.4 Opdeling af Vestdanmark i to prisområder

De beskrevne overbelastninger internt i

det vstdanske eltransmissionsnet kan principielt løses ved at introducere nye anmeldelses- og dermed også prisområder i Vestdanmark. Dette vil sikre, at udvekslingen mellem områderne ikke overstiger de fysiske begrænsninger i systemet, da handelskapaciteten mellem områderne defineres med udgangspunkt i den fysiske udvekslingsmulighed.

En opdeling af Vestdanmark i to prisområder vil på ingen måde betyde, at disse områder i alle timer har en forskellig pris. I en række timer vil de to prisområder have samme pris som hinanden og/eller en række af de øvrige nabo-områder.

Hvis ikke de øvrige virkemidler, som er beskrevet ovenfor, aktiveres i et omfang, der eliminerer problemerne med overbelastninger i nettet, må en opdeling af Vestdanmark i to prisområder anses som den eneste legitime og realistiske metode til at håndtere de interne kapacitetsbegrænsninger.

4.5 Mulige kombinationer af virkemidler

Integrationen af 50 % vindenergi i elsystemet stiller store krav til fleksibiliteten i den øvrige del af systemet. Det gælder både produktion, net og forbrug. I det

foregående afsnit er der beskrevet en række virkemidler, der kan bidrage til at skabe denne fleksibilitet. Listen over virkemidler er næppe komplet, og det må forventes, at flere muligheder kommer til.

Der er ingen tvivl om, at en kombination af virkemidler vil være nødvendig for at kunne møde de samlede udfordringer vedrørende belastninger i nettet, systemtjenester og energibalancen. Der er behov for en bred buket af virkemidler, og sammentænkning af el-, gas-, varme- og transportsektoren er afgørende for at nå målet (se figur 4.1).

I den fortsatte planlægning vil de enkelte virkemidlers karakteristika samt tekniske og økonomiske muligheder blive kortlagt, og en optimal kombination af netforstærkninger og øvrige virkemidler vil blive sammensat på baggrund af detaljerede system- og netanalyser. Den optimale kombination skal testes for robustheden over for forskellige udviklinger frem mod 2030. Det skal gøres ved at teste op mod Energinet.dk's scenarier – de er beskrevet i "Scenarierapport, fase 1".

5. Elmarkedet

En af Energinet.dk's opgaver er at skabe rammerne for et velfungerende marked.

5.1 Udvikling af slutbrugermarkedet for el

Alle danske elforbrugere har siden 2003 haft mulighed for at skifte elleverandør. Gennemsnitligt har 50.000 kunder om året benyttet sig af denne mulighed. Det er primært de større elforbrugere, der har gjort brug af markedet, men husholdningskunderne er nu i større omfang begyndt at skifte elleverandør. Ifølge Dansk Energi valgte omkring 75.000 kunder i første halvår 2007 at skifte elleverandør. Hovedparten af disse kunder har målere med timeaf-læsning. Figur 5.1 viser antal kunder, der har skiftet leverandør i perioden 2003 til 2007.

For at sikre let og lige adgang for aktø-
rerne på markedet til alle de data, som
fx benyttes til leverandørskifte, deltager

Energinet.dk i et udredningsarbejde om-
kring en såkaldt data-hub. En data-hub
kan karakteriseres som en stor central
database.

De nordiske energimyndigheder mener,
at tiden er moden til at få skabt ram-
merne for et fælles nordisk slutbruger-
marked. Energinet.dk understøtter dette
synspunkt, og et væsentligt element heri
er at få skabt en fælles model for balan-
ceafregning. Energinet.dk samarbejder
med de øvrige nordiske systemansvar-
lige virksomheder om at implementere
en fælles model for balanceafregning.
Modellen forventes implementeret i
2009.

5.2 Vurdering af markedseffektiviteten

5.2.1 Markedskobling

Energinet.dk arbejder sammen med
E.ON Netz, Vattenfall Europe Transmis-

sion, Vattenfall AB, EEX og Nord Pool
Spot på at koble den nordiske elbørs
Nord Pool Spot og den tyske elbørs EEX
sammen. Herved forventes, at udveks-
lingsforbindelserne bliver udnyttet
samfundsøkonomisk optimalt, sådan at
elektriciteten altid flyder mod højpris-
området.

I første omgang vil markedskoblingen
omfatte den daglige kapacitet på den
jysk-tyske grænse og Kontek-forbindelsen.
På sigt forventes også Baltic Cable at blive
inddraget. Markedskoblingen forventes
gennemført i foråret 2008. Til formålet
bliver oprettet et fælles selskab, European
Market Coupling Company med kontor
i Hamborg. Energinet.dk's andel vil være
20 % af selskabet. Der arbejdes samtidig
på at koble det tyske marked sammen
med Frankrig og Benelux-landene fra
2009. Dermed vil fundamentet være lagt
for et reelt sammenkoblet marked fra
Sydfrankrig til Nordkap.

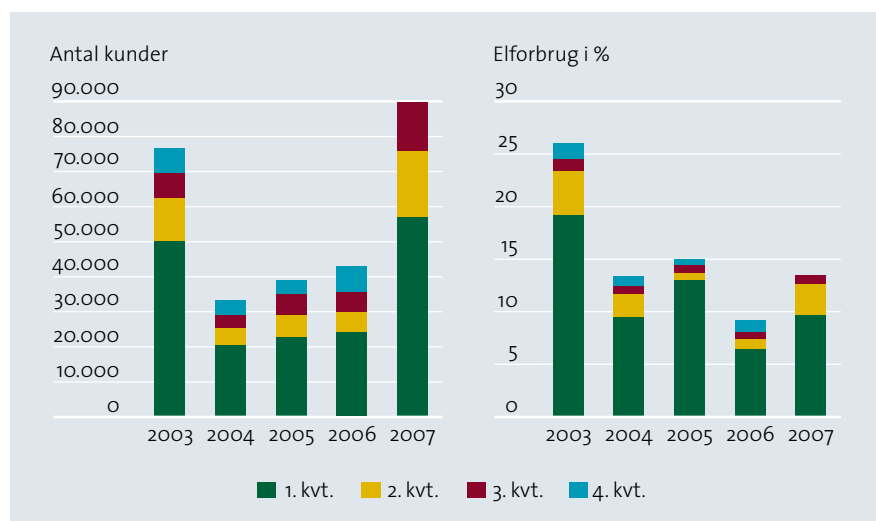
Indtil videre vil der fortsat være eksplicit
auktion af års- og månedskapacitet på
den jysk-tyske grænse. På Kontek-forbin-
delsen vil hele kapaciteten fra starten
blive tildelt markedskoblingen.

5.2.2 Flaskehalshåndtering

Svenska Kraftnät fortsætter med at
begrænse muligheden for eksport af
elektricitet til Østdanmark på tids-
punkter, hvor der er begrænsninger i
transmissionsnettet internt i Sverige.
Copenhagen Economics har beregnet, at
de østdanske forbrugere i perioden 2001
til juni 2006 har betalt en overpris på ca.
750 mio. kr.

Energinet.dk mener, at det strider mod
EU's retningslinjer for håndtering af
begrænsninger i transmissionsnettet.
Svenska Kraftnät's praksis har negative

Figur 5.1: Kunder der har skiftet elleverandør i perioden 2003 til 2007, og det tilhørende elforbrug.



virksomheder for de østdanske elforbrugere. Dansk Energi har klaget til Europa-Kommissionens generaldirektorat for konkurrence.

5.3 Markedet for systemtjenester

Markedet for systemtjenester har på flere områder udviklet sig gunstigt siden opstarten i 2004. Det skyldes ikke mindst, at decentrale kraftvarmeværker nu skal agere på markedsvilkår. Samtidig har Energinet.dk udviklet nye måder, hvorpå aktørerne kan deltage i markedet. Det seneste skud på stammen er det daglige marked for indkøb af reserver.

5.3.1 Dagligt marked for indkøb af reserver

Energinet.dk har introduceret et dagligt marked for indkøb af reserver. Det daglige marked skal sikre, at ressourcer i form af elproduktionsanlæg og elforbrug, der kun kan være til rådighed i enkelt-timer eller enkelt dage, kan deltage på markedet for systemtjenester. Dagsmarkedet gør det samtidigt muligt løbende at tilpasse indkøbet af reserver til det aktuelle behov.

Markedet har betydet, at ressourcer, der ikke tidligere har været til rådighed for markedet for systemtjenester, er blevet aktiveret. Mulighederne for at tiltrække nye aktører er ikke udtømte, og Energinet.dk vil fortsat arbejde på at skabe grundlag for, at flere kan deltage på markedet for systemtjenester.

5.3. Mulighederne for at kunne købe systemtjenester i udlandet

Givet den store tekniske og markeds-mæssige integration mellem de europæiske elsystemer er der et betydeligt potentiale for at udvikle grænseoverskridende markeder for systemtjenester.

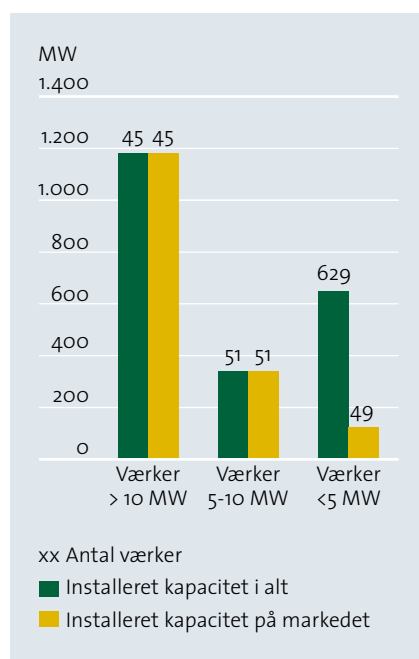
Af driftssikkerhedsmæssige hensyn er man naturligvis nødt til at stille krav til en lokal eller regional placering af en del af de nødvendige systemtjenester.

Energinet.dk arbejder på at udvikle mulighederne for grænseoverskridende handel med systemtjenester for at kunne dække en del af behovet for systemtjenester fra udenlandske leverandører, og for at danske leverandører kan få nye afsætningsmuligheder.

5.4 Decentrale kraftvarmeværker på markedsvilkår

Som en del af den energipolitiske aftale fra marts 2004 blev det besluttet, at alle decentrale kraftvarmeværker over 10 MW skulle deltage på spotmarkedet fra 1. januar 2005, og at alle værker over 5 MW skulle deltage på spotmarkedet fra 1. januar 2007. Desuden kan værkerne under 5 MW frivilligt deltage. Figur 5.2 viser antallet af værker, som deltager på spotmarkedet.

Figur 5.2: Antal værker, som deltager på spotmarkedet.



Ud over spotmarkedet kan de decentrale kraftvarmeværker også deltage på reserve- og regulerkraftmarkedet.

5.5 Prisfleksibelt elforbrug

Formålet med prisfleksibelt elforbrug er at flytte forbruget fra tidspunkter med stor belastning og høj elpris, til tidspunkter med lav belastning og lav elpris.

Energinet.dk har i 2007 haft formandskabet i en arbejdsgruppe om elmålere og kommunikation. Deltagerne i arbejdsgruppen var repræsentanter fra netvirksomheder, elhandlere, Dansk Industri og Dansk Energi. Baggrunden var et ønske om at få vurderet, om der er behov for at udmelde krav fra myndighederne til målere, hvor fjernaflæsning etableres – også hos almindelige forbrugere. Formålet med eventuelle krav er at forbedre mulighederne for at realisere prisfleksibelt elforbrug samt velfungerende konkurrence i detailmarkedet.

Rapporten fra arbejdsgruppen peger på, at den primære udvikling i kommunikations- og styringsmuligheder forventes at ske uden om måleren. Blandt de øvrige konklusioner er, at der bør stilles basale krav til elmålerne og den tilhørende kommunikation, fx at forbruget registreres pr. time og fjernaflæses hvert døgn. Herudover bør elleverandøren stille beslutningsgrundlag til rådighed for kunden i form af prissignal baseret på prisen pr. time.

Det vurderes, at ca. 200.000 målere allerede er udskiftet, og der er truffet beslutning om yderligere udskiftning af ca. 300.000 målere.

5.6 Handel med virtuel kraft

Efter fusionen mellem Elsam og Nesa i 2003 blev Elsam (nu DONG Energy) pålagt at udbyde virtuel kraft på auktion i Vestdanmark. Auktionen foregår fire



gange om året, og den udbudte kontrakt er på enten 3, 12 eller 36 måneders varighed. Ved hver auktion kan en køber maksimalt erhverve sig halvdelen af den udbudte mængde.

Salget af virtuel kraft består af en optionsbetaling, som bestemmes på auktionen, og en energibetaling, som bestemmes af Konkurrencestyrelsen ud fra DONG Energys produktionsomkostninger på det mest brændselseffektive kraftværk i Vestdanmark. Auktionen af virtuel kraft giver køberen ret til at råde over et virtuelt kraftværk med ret til at nominere til markedet på samme måde som producenter, der selv ejer deres produktionsanlæg.

I 2006 blev der udbudt 250 MW og i 2007 500 MW. I 2008 vil der blive udbudt 600 MW.

Energinet.dk vurderer i lighed med konkurrencemyndighederne, at introduk-

tionen af auktioner af virtuel kraft indtil videre har haft en begrænset effekt på konkurrencesituationen i markedet.

5.7 Intraday-handel i Norden og Nordtyskland

I Norden er der åbent for handel op til en time før driftsdøgnet (Intraday-handel) via Elbas-markedet.

Elbas-markedet blev etableret i 1999, og kun Finland og Sverige har været en del af dette marked fra starten – Østdan-

Elbas

Elbas-markedet er et timemarked, der først lukker en time før driftstimen. Almindelig spothandel finder sted før selve driftsdøgnet. Der blev i det samlede Elbasmarked handlet 1,1 TWh i 2006

mark kom med i 2004. I 2006 blev Elbas indført i det tyske prisområde KONTEK, og senere i hele Tyskland. I april 2007 blev Elbas udvidet til også at omfatte Vestdanmark, og forventningen er, at Norge tilsluttes i første halvdel af 2008.

Det er stadig kun muligt at handle Intraday over Kontek-forbindelsen. Energinet.dk samarbejder med E.ON Netz om at gøre Intraday-handel over den jysk-tyske grænse mulig i begyndelsen af 2008. Det er således et krav i Europa-Kommissionens retningslinjer vedrørende flaskehalshåndtering, at der er mulighed for Intraday-handel over alle grænser fra 1. januar 2008.



6. Eltransmission

Ifølge de gældende principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg kan nye 400 kV-anlæg normalt fremføres som luftledninger i det åbne land. Dette har imidlertid været vanskeligt at gennemføre i praksis, og politisk er der ønske om øget kabellægning på de højeste spændingsniveauer. Det er baggrunden for, at der er nedsat et udvalg, der skal udarbejde en teknisk redegørelse om den fremtidige udbygning af eltransmissionsnettet. Det er også baggrunden for, at der i dette års systemplan ikke indgår et beslutningsgrundlag for de anlægsprojekter, der behandles nærmere i den årlige anlægsrapport.

6.1 Udbygning og kabellægning

6.1.1 Ny situation med hensyn til valg mellem kabler og luftledninger

Ved konkrete udbygningsprojekter for højspændingsnettet er et centralt spørgsmål ofte valget mellem kabler og luftledninger. Nye luftledninger kan opleves som indgribende i landskabet, og erfaringerne fra myndighedsbehandlingen af de seneste anlægsprojekter for udbygning af højspændingsnettet – bl.a. tilslutningen af havmølleparken Horns Rev 2 – har vist, at der er behov for en revidering af det hidtidige forvaltningsgrundlag for planlægning og realisering af nye anlæg.

Energinet.dk har indtil nu planlagt efter Miljø- og Energiministeriets principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg fra 1995 med senere ajourføringer – senest regeringens "Energistrategi 2025" fra juni 2005. Ifølge disse principper kan nye 400 kV-anlæg normalt

fremføres som luftledninger i det åbne land, når dette kan ske uden at komme i konflikt med særlige nationale naturinteresser og bymæssig bebyggelse.

Dette har imidlertid været mere end vanskeligt at gennemføre i praksis. Både lokalt og landspolitisk er der tilkendegivet ønske om øget kabellægning på de højeste spændingsniveauer på grund af de visuelle gener ved luftledningerne.

Derfor er der brug for en afklaring af, hvordan eltransmissionsnettet fremover skal udbygges, og det er baggrunden for, at transport- og energiministeren har anmodet Energinet.dk om at stå i spidsen for et udvalg, der skal udarbejde en teknisk redegørelse om den fremtidige udbygning af eltransmissionsnettet (Elinfrastrukturudvalget).

Der er i den forbindelse behov for at kvantificere og specificere det forventede udbygningsbehov. Samtidig skal der etableres et grundlag for en systematisk overvejelse af de hensyn, der lægges til grund ved planlægningen af udbygningen af eltransmissionsnettet, bl.a. hensyn til forsyningssikkerhed, markedsudvikling, visuelt miljø og landskab, andre miljøforhold og samfundsøkonomi.

6.1.2 Elinfrastrukturudvalget

Medlemmer af Elinfrastrukturudvalget er Transport- og energiministeriet, Finansministeriet, Miljøministeriet, Kommunernes Landsforening, Energi-styrelsen og Energinet.dk. Udvalgets redegørelse skal forelægges transport- og energiministeren inden 1. marts 2008.

Udvalget skal ifølge sit kommissorium udarbejde en teknisk redegørelse, der beskriver og kvantificerer det samlede udbygningsbehov samt de opgaver, som

elinfrastrukturen skal løse med hensyn til indpasning af vedvarende energi og decentral elproduktion, opretholdelse af forsyningssikkerheden og facilitering af elmarkedet på transmissionsniveau.

Den tekniske redegørelse skal indeholde en analyse af mulige fremtidige netstrukturer med udgangspunkt i forskellige langsigtede netudbygningsstrategier. Ligeledes skal der indgå analyse af en øget kabellægning af det danske 400 kV-net.

På baggrund af disse analyser skal der i den tekniske redegørelse opstilles en række konkrete modeller for den fremtidige udbygning af elinfrastrukturen baseret på forskellige teknologiske muligheder.

Den tekniske redegørelse skal afdække miljømæssige/landskabsmæssige, tekniske, omkostningsmæssige og samfundsøkonomiske konsekvenser forbundet med de individuelle udbygningsmodeller. Ligeledes skal der indgå en vurdering af konsekvenserne for elprisen.

Det tilstræbes, at alternativerne opfylder sammenlignelige krav til forsyningssikkerhed, markedsudbygning og integration af store mængder vedvarende energi, svarende til målsætningerne i "En visionær dansk energipolitik 2025". Alternativerne skal tillige vurderes ud fra mulighederne for samspillet med udlandet.

6.1.3 Nye projekter stillet i bero

Finansministeriet har i forbindelse med transport- og energiministerens godkendelse af Energinet.dk's investerings- og finansieringsplan 2007 tilkendegivet, at ikke-sikkerhedsmæssigt begrundede

renoveringer af 400 kV-ledningsnettet bør afvente at udredningsarbejdet om den fremtidige elinfrastruktur bliver færdiggjort.

Tilsvarende afventer ombygning af Kassø-Revsing-strækningen færdiggørelsen af udredningsarbejdet om den fremtidige elinfrastruktur.

6.2 Analyse af netudbygning og kabellægning

Forud for og parallelt med arbejdet i Elinfrastrukturudvalget gennemfører Energinet.dk et internt projekt, som opstiller og detaljeret analyserer konsekvenserne af en række forskellige udbygningsmodeller for eltransmissionsnettet. Arbejdet understøtter og bidrager til arbejdet i Elinfrastrukturudvalget.

Projektet består af net- og systemanalyser, miljøanalyser, teknik, markedsforhold og økonomi.

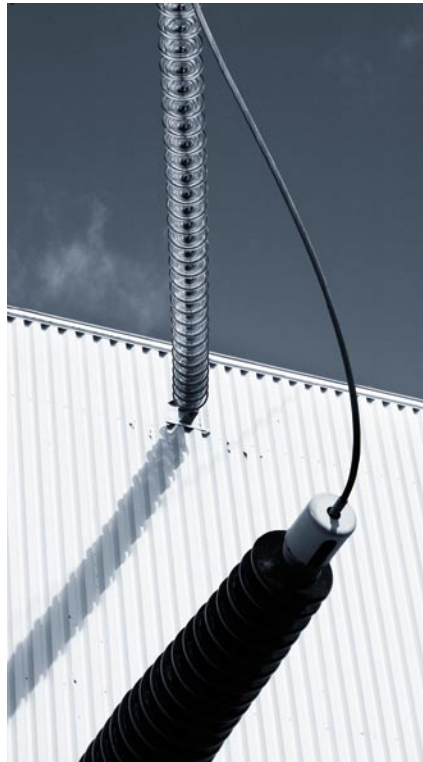
Netanalyserne beskriver og kvantificerer kravene til den fremtidige elinfrastruktur med hensyn til:

- indpasning af vedvarende energi samt decentral elproduktion,
- opretholdelse af forsyningssikkerheden,
- beredskabsmæssige og driftsmæssige hensyn,
- velfungerende konkurrencemarkeder.

På baggrund af disse vurderinger opstilles et sæt netudbygningsalternativer, der analyseres og vurderes med hensyn til økonomi, miljø, markedsfunktion og forsyningssikkerhed.

De miljømæssige konsekvenser for de enkelte udbygningsalternativer vurderes bl.a. med hensyn til forstyrrelser af naturen, visuelle forhold, støj, udvaskning af kemiske stoffer og emissioner.

Ved hjælp af Energinet.dk's analyseværktøjer gennemføres en markeds-mæssig værdisætning af de forskellige netud-



bygningsalternativer, og der foretages konsekvensberegninger af anvendelse af de relevante markeds-mæssige mekanismer til håndtering af begrænsninger i transmissionssystemet i de forskellige netudbygningsalternativer.

De tekniske aspekter af forskellige eltransmissionsteknologier beskrives, herunder luftledninger, vekselstrøms- og forskellige typer jævnstrømskabler, bl.a. med hensyn til magnetfelter, fordele og ulemper med hensyn til driftsforhold, følsomhed osv.

Der er hidtil kun i begrænset omfang anvendt 400 kV-vekselstrømskabler over lange stræk, og der findes dermed kun få driftserfaringer med teknologien. Energinet.dk har igangsat undersøgelser af samspillet mellem vekselstrømskabler og nettets øvrige komponenter, herunder de tekniske muligheder for øget anvendelse af 400 kV-kabler. Bl.a. er der igangsat to forskningsprojekter (ph.d.-projekter). Der gennemføres desuden et case studie af et 400 kV-kabelanlæg på den 106 km lange strækning mellem Endrup og Idomlund i Vestjylland.

6.3 Fælles netdimensioneringsprincipper

Netdimensioneringsprincippernes rolle er at afdække, hvor der er problemer med tilstrækkelighed (svagheder, flaskehalse) og sikkerhed (stabilitet) i nettet og at sammenligne kvaliteten af mulige løsninger på problemet. Netdimensioneringsprincipperne udgør således det faglige grundlag for beslutninger om forstærkning og udbygning af nettet.

Energinet.dk har harmoniseret netdimensioneringsprincipperne brugt hos de tidligere systemansvarlige selskaber øst og vest for Storebælt, så der fremover anvendes ensartede netdimensioneringsprincipper i hele Danmark. De harmoniserede netdimensioneringsprincipper er udformet, så såvel forpligtelser over for Nordel som over for UCTE opfyldes. Det er nødvendigt, fordi Østdanmark indgår i det synkrone Nordel-samarbejde, og Vestdanmark indgår i det synkrone UCTE-samarbejde.

Som en del af netdimensioneringsprincipperne arbejdes der med planlægning af reaktiv effekt i samarbejde med selskaberne.

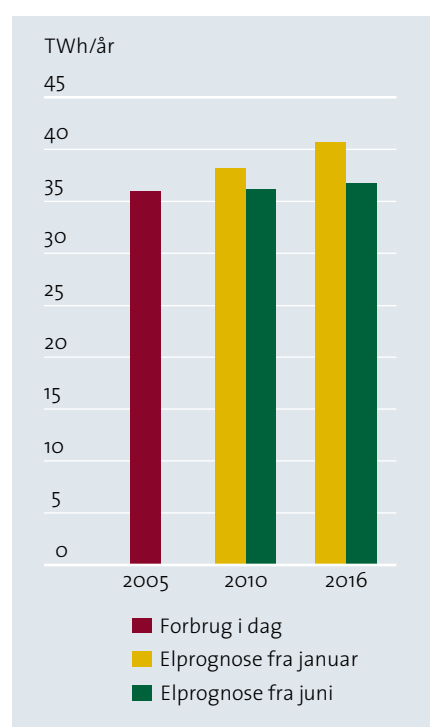
Der pågår en kvalitetssikring i samarbejde med transmissionsselskaber og netselskaber. Når det er afsluttet, vil der blive gennemført en høring hos øvrige markedsaktører og relevante myndigheder forud for offentliggørelse.

Reaktiv effekt

Reaktiv effekt beslægtet med kapacitet i elnettet. Samtidig er det en forudsætning for at holde spændingen, og for at sætte spænding på nettet efter alvorlige driftsforstyrrelser som fx blackouts.

7. Effektbalancer på 10-års sigt

Figur 7.1: Fremskrivninger af elforbruget i 2010 og 2016 med udgangspunkt i 2005. Prognosen fra januar 2007 indeholder besparelser i begrænset omfang, mens prognosen fra juni 2007 forudsætter en styrket besparelsesindsats.



Som et væsentligt element i at vurdere forsyningssikkerheden indgår tilstrækkelighed, som er elsystemets evne til at tilfredsstille kundernes krav om elektricitet til enhver tid. Tilstrækkeligheden omfatter både primært brændsel, produktionskapacitet og net. Tilstrækkeligheden vurderes bl.a. ved at opstille effektbalancer, hvor den samlede, forventede tilgængelige produktionskapacitet vurderes i forhold til forventninger om det maksimale forbrug i et område.

I dette afsnit er effektbalancerne opgjort som planlægningsbalancer, hvilket vil

sige, at hele den forventede tilgængelige produktionskapacitet er inkluderet. I den daglige driftsplanlægning tages der tillige højde for havarerende anlæg, anlæg i reserve og anlæg under revision eller ombygning.

Energinet.dk har opgjort effektbalancen for de kommende tre vintre, 2007/2008, 2008/2009 og 2009/2010, for både Øst- og Vestdanmark. Storebæltsforbindelsen forventes idriftsat foråret 2010, og derefter opgøres balancerne for hele Danmark. Effektbalancen er endvidere opgjort for 2016, idet bekendtgørelsen om begrænsning af visse luftforurenende emissioner fra store fyringsanlæg får skærpede krav i 2016, hvilket kan få betydning for en del af produktionsapparatet (se eventuelt afsnit 12 om miljø og klima).

7.1 Effektbalancer for de kommende tre vintre

Effektbalancerne for de kommende tre vintre tager udgangspunkt i materialet, som er udarbejdet i forbindelse med Nordels effektbalancer. Forudsætninger vedrørende kraftværkskapacitet og elforbrug er nærmere beskrevet i notatet "Analyseforudsætninger 2007-2016".

7.1.1 Elforbruget

Energinet.dk undersøger effektbalancen for to forskellige elforbrugsprognoser, som begge er udarbejdet af Forskningscenter Risø for Energinet.dk (se figur 7.1). For begge prognoser er forudsat en økonomisk vækst svarende til Finansministeriets fremskrivninger fra december 2005 og august 2006

Den ene elforbrugsprognose er udarbejdet i januar 2007 og forudsætter, at der

kun i begrænset omfang bliver iværksat nye initiativer til energibesparelser. Ifølge denne prognose forventes stigningen i det samlede årlige elforbrug i Danmark at blive ca. 1,2 % om året frem til 2010 og derefter 1,1 % om året frem til 2025.

Den anden elforbrugsprognose er udarbejdet i juni 2007 og forudsætter en styrket indsats for energibesparelser tilsvarende den politiske aftale fra 10. juni 2005 og "En visionær dansk energipolitik 2025" fra januar 2007. Ifølge denne prognose forventes stigningen i det samlede årlige elforbrug i Danmark at blive 0,14 % om året frem til 2010 og derefter 0,3 % om året frem til 2025.

Hvor hurtigt, elbesparelserne effektueres, og hvordan, de har indflydelse på elforbrugsprofilen over døgnet og dermed på de maksimale effektforsøg, er ikke klarlagt. Det er grunden til, at effektbalancen er opgjort med begge prognoser.

Sikkerhed

Sikkerhed er systemets evne til at kunne klare pludselige forstyrrelser såsom elektriske kortslutninger eller uventede tab af systemelementer. Begrebet dækker dynamiske forhold.

Tilstrækkelighed

Tilstrækkelighed er systemets evne til at dække kundernes samlede effektefterspørgsel og tilfredsstille deres krav om energi til enhver tid, idet der tages hensyn til planlagte og rimeligt forventelige udfald af systemelementer. Begrebet dækker stationære forhold.

7.1.2 Produktionsanlæg

Ved vurderingen af mulige ændringer på produktionssiden i perioden frem til 2016 er der opstillet en række beregningsmæssige forudsætninger om nye anlæg og om anlæg, der skrottes. Vurderingerne er bl.a. baseret på oplysninger fra produktionsselskaberne Vattenfall og DONG Energy.

Biomassehandlingsplanen opfyldes fra januar 2009, når den nye halmfyrede blok 8 på Fynsværket sættes i drift. I januar 2009 idriftsættes også den renoverede blok 1 på Amagerværket, ca. 70 MW.

I den produktionskapacitet, der indgår i effektbalancen, er der taget hensyn til kraftvarmelevering ved at reducere anlæggenes nominelle ydeevne. Det er valgt ikke at regne med et bidrag fra vindkraften, når maksimalforbruget skal dækkes. Dette skyldes bl.a., at der på vinterdage med stærk frost ofte er sammenfald med, at der næsten ingen vind er og derfor næsten ingen elproduktion fra vindmøllerne.

Effektbalancerne for de kommende tre vintre er illustreret i figur 7.2.

For den kommende vinter (vinteren 2007/2008) viser figuren en positiv ef-

fektbalance for Østdanmark på 300 MW og Vestdanmark på 500 MW med den høje elforbrugsprognose. De tilsvarende tal med den lave elforbrugsprognose er henholdsvis 350 MW og 600 MW.

Det skal bemærkes, at dette er planlægningsbalancen. I forhold til driftsbalancen for den kommende vinter er det væsentligt at være opmærksom på, at Asnæsværkets blok 4 på 270 MW står i reserve (kan startes med en uges varsel), samt at Kyndbyværkets blok 22 på 260 MW er ude til ombygning fra 1. januar 2008. Medmindre der iværksættes nye tiltag, vil driftsbalancen for den kommende vinter således være negativ for Østdanmark.

Det er tvivlsomt, om det vil være muligt at trække på effekt fra Sverige. Svenska Kraftnät udgav i august 2007 rapporten "Den svenska effektbalansen vintrarna 2006/2007 och 2007/2008". For vinteren 2007/2008 regnes med en positiv balance på ca. 5.000 MW i en normal vinter, mens balancen er omkring nul i en kold vinter. Hertil kommer, at interne begrænsninger i transmissionsnettet betyder, at potentiel overskydende svensk effekt (i Nordsverige) ikke kan overføres til Østdanmark.

7.1.3 Betydningen af elbesparelser

For vinteren 2009/2010 resulterer elforbrugsprognosen med den styrkede besparelsesindsats i et effektbehov, som er 400 MW lavere end med elforbrugsprognosen fra januar 2007, som kun i begrænset omfang omfatter nye initiativer til besparelser. Bemærk, at det er under forudsætning af ens døgnprofiler i de to prognoser. En reduktion på 400 MW svarer til den samlede effekt af fx Asnæsværkets blok 2 og blok 4.

Hvorvidt besparelser bliver realiseret i løbet af den forholdsvis korte årrække frem til vinteren 2009/2010, er forbundet med usikkerhed. Hertil kommer usikkerhed om, hvor besparelserne vil placere sig hen over døgnet. Hvis de skal have betydning for effektbalancen skal de også realiseres i effektspidserne, fx i form af prisfleksibelt forbrug.

7.2 Effektbalance i 2016

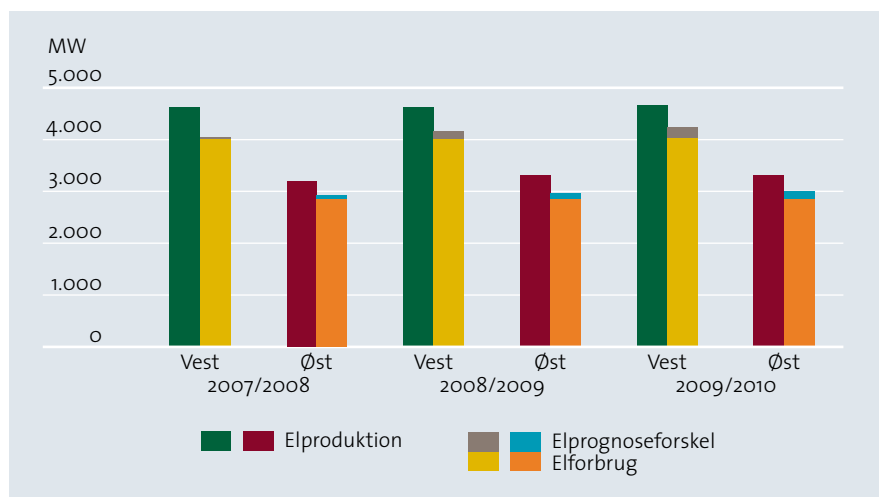
7.2.1 Produktionsapparatet

Beslutning om skrotning af anlæg afhænger bl.a. af anlæggenes alder, antal driftstimer og driftsmønster.

Aldersfordelingen for de centrale og decentrale værker er vist i figur 7.3. Heraf fremgår det, at godt 3.400 MW centrale værker i dag er mere end 25 år gamle. For de decentrale kraftvarmeværker gælder det, at størstedelen står over for beslutninger om renovering eller udskiftning af anlæg inden for en kortere årrække.

Flere af de ældre værker kan ikke leve op til skærpelsen af miljøkravene i 2016. P.t. er det omkring 1.000 MW, som ikke vil kunne overholde de skærpede krav i 2016. Under forudsætning af, at disse anlæg skrottes, og der ikke etableres nye, indikerer effektbalancen for 2016 et underskud på omkring 1.500 MW. Hvis prognosen med styrket besparelsesindsats lægges til grund, reduceres underskuddet til omkring halvdelen.

Figur 7.2: Maksimal elproduktion og elforbrug for de kommende tre vintre med de to elforbrugsprognoser opdelt på Øst- og Vestdanmark.



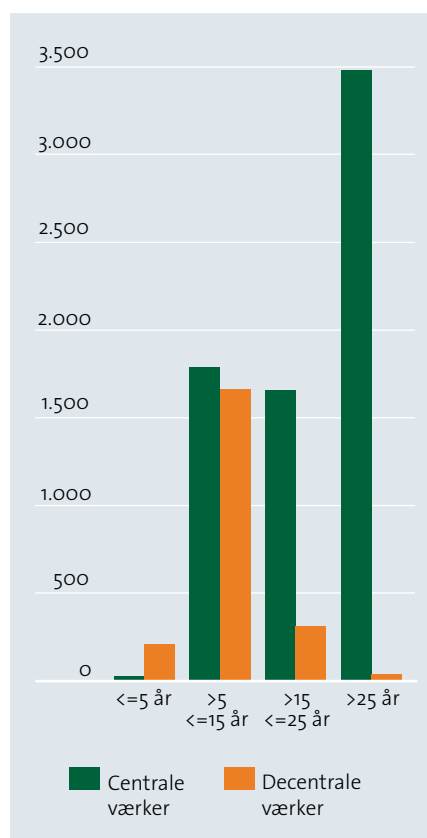
Energinet.dk har kendskab til flere potentielle kraftværksprojekter, og det må antages, at udviklingen i effektbalancen sammen med det stigende behov for reguleringsydelser vil give tilstrækkelige incitamenter til investering i nye elproduktionsanlæg med de egenskaber, der efterspørges i et elsystem med stor andel vindkraft.

Energinet.dk vil fortsat arbejde for at sikre gode rammebetingelser for etablering af ny kraftværkskapacitet og udvikling af prisfleksibelt elforbrug.

7.3 Kraftværkspladser

Konkurrencen på elmarkedet er betinget af, at der er adgang for nye aktører på markedet. Undersøgelser (fx investering og prisdannelse på et liberaliseret elmarked, Risø) har vist, at eksisterende producenter ofte vil tabe så meget

Figur 7.3: Aldersfordelingen på centrale og decentrale kraftværker.



indtjening på sine eksisterende kraftværker, at producenten ikke vil foretage nyinvesteringer, medmindre han frygter, at en konkurrent vil gøre det i stedet. I den sammenhæng er adgangen til kraftværkspladser helt nødvendigt, for at investeringer i ny elproduktionskapacitet kan gennemføres.

Ud fra et samfundsøkonomisk perspektiv er det ikke hensigtsmæssigt, hvis eksisterende producenter har mulighed for at lade kraftværkspladser stå ubenyttede hen. Hvis en plads er helt eller delvis ubenyttet, er det vigtigt at få skabt mulighed for, at konkurrerende investorer kan anvende pladsen til kraftværkskapacitet. Tilsvarende er det vigtigt at få kortlagt og udviklet nye kraftværkspladser, hvis behovet opstår.

Energinet.dk vil bidrage til Energistyrelsens arbejde med at sikre adgang til egnede kraftværkspladser, samt undersøge, om der er andre forhold, som forhindrer, at aktører uden eksisterende nordisk kraftværksportefølje kan komme ind på markedet og investere i nye kraftværker.

7.4 Effekt fra nabo-områder

Formålet med etableringen af EU's indre marked for elektricitet er at opnå større

økonomisk effektivitet gennem konkurrence. For at dette mål kan nås, er det centralt, at både den daglige drift og de langsigtede investeringsbeslutninger baseres på ensartede markedsmæssige vilkår i det sammenhængende markedsområde.

Realiseringen af den fulde gevinst ved det grænseløse marked indebærer, at de enkelte lande overlader investeringsbeslutningerne i produktions- og forbrugskapacitet til markedets aktører, for hvem landegrænser er af mindre betydning. Dette resulterer i en gensidig afhængighed med hensyn til balancering af forbrug og produktion mellem landene. Det er i dette system ikke et relevant mål at tilstræbe, at der til enhver tid er en positiv effektbalance mellem indenlandsk forbrug og produktion. Dette ændrer dog ikke på, at den systemansvarlige virksomhed skal sikre, at der til ethvert tidspunkt kan opnås balance mellem udbud og efterspørgsel i området. Men det er irrelevant, om ressourcerne, der sikrer dette, kommer fra indenlandske eller udenlandske leverandører. I lyset af denne gensidige afhængighed vurderes i de efterfølgende afsnit udviklingen i effektbalancerne i henholdsvis UCTE området (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) og Nordel-området.

Ti-års vinter

I effektbalancerne anvendes effektbehovet i en vinter, som statistisk set forekommer hvert tiende år. Dette svarer til fremgangsmåden i Nordel.

7.4.1 UCTE-området

UCTE offentliggjorde i januar 2007 rapporten "System Adequacy Forecast 2007-2020". Rapporten vurderer to muligheder for udbygning af produktionskapaciteten: En mulighed, hvor kun sikre projekter medtages, og en anden mulighed, hvor der foretages en vurdering af den sandsynlige udbygning.

UCTE vurderer, at overskuddet af produktionskapacitet mindskes i perioden, men at produktionskapaciteten er tilstrækkelig frem til 2010, også hvis kun sikre projekter inkluderes. For at opretholde forsyningssikkerheden efter 2013 er det imidlertid nødvendig med beslutning om nye kraftværker. Dette tidspunkt kan udskydes til 2015, hvis den maksimale efterspørgsel på forbrugssiden reduceres.

Syd for Danmark forventes der således ikke i øjeblikket at være et effektoverskud, som det er muligt at basere effektbalancen på.

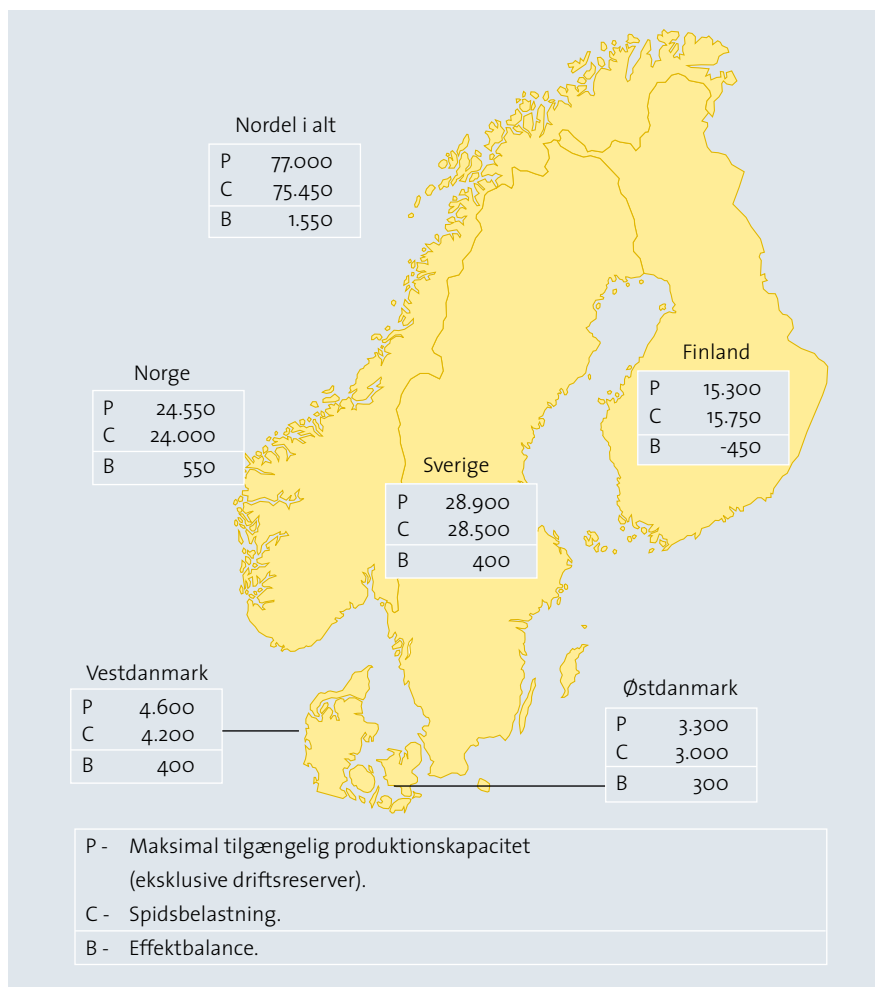
7.4.2 Nordels effektbalance

Figur 7.4. viser en effektbalance for Norden for vinteren 2009/2010, dvs. inden Storebæltsforbindelsen bliver sat i drift. Effektbalancen er udarbejdet med udgangspunkt i Nordels effektbalance for samme år baseret på en ti-års vinter.

Det samlede effektbehov for Norden reduceres med 2 % for at tage højde for, at det maksimale effektbehov ikke optræder samtidig i de fire lande.

I 90 % af tiden svarer den samlede vindkraftproduktion i Norden til mindst 6 % af den installerede vindkraftkapacitet.

Figur 7.4: Elkapacitet og maksimal forbrug i Nordel 2009/10 (MWh/h) med udgangspunkt i en ti-års vinter. Ingen udveksling mellem områder.



Derfor tillægges vindkraften en effekt-værdi på 6 % i Nordels effektbalancer.

Effektbalancen er opgjort for landene som helhed, og i nogle tilfælde vil der være interne begrænsninger i transmissionsnettene, som kan reducere mulighederne for at overføre effekt.

Nordel har besluttet at supplere effektbalancerne med kvantitative analyser af risikoen for effektmangel. Analyserne udføres ved hjælp af modellen MAPS, der kan håndtere risiko for fejl i såvel produktions- som transmissionsanlæg. På efterspørgselssiden kan modellen tage hensyn til sandsynligheden for kolde og milde vintre og dertilhørende højere henholdsvis lavere elforbrug.

Analyserne omfatter beregninger for det sammenhængende nordiske system og estimerer sandsynligheder for systemfejl og markedsfejl. Ved systemfejl forstås fejl, der medfører svigt af effektleverance et eller flere steder i det nordiske elsystem. Ved markedsfejl forstås fejl, der medfører, at der ikke etableres markeds-kryds i spotmarkedet.

På basis af overordnede samfundsøkonomiske vurderinger er det besluttet at anvende et kriterium for såvel systemfejl som markedsfejl på 1 promille. Dvs., at kriterierne er overholdt, hvis sandsynligheden for markedsfejl henholdsvis systemfejl for det samlede nordiske system er mindre end 1 promille.

8. Elforsyningssikkerhed på langt sigt

Energinet.dk er ansvarlig for elforsyningssikkerheden på såvel kort som langt sigt. Det kræver både tilstrækkelighed, dvs. systemets evne til at dække kundernes behov for effekt og energi til enhver tid, og sikkerhed – som omfatter systemets evne til at klare pludselige forstyrrelser. Energinet.dk har desuden ansvaret for, at beredskabsmæssige hensyn inddrages i planlægningen.

8.1 Kvantificering af forsyningssikkerhed

En forudsætning for at kunne opretholde forsyningssikkerheden er en øget forståelse for sammenhængen mellem de forhold, der påvirker forsyningssikkerheden i op- eller nedadgående retning.

Det forudsætter også, at der fastlægges et kvantificeret mål for forsyningssikkerheden, så opretholdelse af forsyningssikkerheden kan ske med udgangspunkt i en samfundsøkonomisk optimering af niveauet for forsyningssikkerhed og de virkemidler, der er til rådighed.

Energinet.dk har valgt at basere arbejdet med kvantificering af forsyningssikkerheden på planlægningsværktøjet ASSESS. Værktøjet er udviklet af det franske systemansvarlige selskab og tager udgangspunkt i produktions- og transmissionssystemet samt elforbruget. Det anvendes også af systemoperatørerne i Belgien, England, Skotland og Irland. ASSESS beskriver systemtilstrækkeligheden udtrykt ved sandsynligheden for ikke-leveret el hos forbrugeren og sandsynligheden for forsyningssvigt som følge af systemets utilstrækkelighed.

Efter de decentrale værkers introduktion på markedet er dynamikken og incitamentsstrukturen i systemet ændret, og



det kan afspejle sig i ændrede forhold vedrørende værkernes vedligehold, driftsstrategi, tilgængelighed osv. Som led i arbejdet med ASSESS er der derfor behov for at opdatere Energinet.dk's datagrundlag, bl.a. data for rådighed af centrale og decentrale produktionsanlæg.

Der vil blive sat fornyet fokus på arbejdet med ASSESS i 2008 som led i fortsættelsen af Energinet.dk's projekt om kvantificering af forsyningssikkerheden.

Ud over systemtilstrækkelighed vil arbejdet med forsyningssikkerhed

også fokusere på systemsikkerhed, dvs. systemets dynamiske forhold under og umiddelbart efter et eventuelt fejlforløb. Analyser af systemsikkerheden vil omfatte dynamiske simuleringer med brug af netanalyseværktøjet PowerFactory.

Arbejdet med forsyningssikkerhed vil også kortlægge effekten af en øget kabellægning på rådigheden af eltransmissionsystemet (se afsnit 8.2). Kabler har andre egenskaber end luftledninger, og et eltransmissionssystem, der i højere grad er domineret af kabler på 132/150 kV-niveau, vil rumme systemsikkerhedsmæssige udfordringer. Hvis dertil kommer en øget kabellægning på 400 kV-niveau, vil disse udfordringer yderligere stige, idet det ikke i samme omfang som det nuværende luftledningsnet kan udgøre en stabiliserende faktor i systemet. Specielt vil der være styrings- og reguleringsmæssige udfordringer ved en eventuel udbredt brug af jævnstrøms-teknologien HVDC VSC, som også bør belyses.

8.2 Rådighedsstatistik

Den planlagte utilgængelighed af transmissionsystemet, hvor komponenter er ude til revision eller andet planlagt arbejde, har gennem de seneste år været 2,0-2,5 % – svarende til 175-220 timer om året. Den planlagte utilgængelighed vurderes at være stigende på grund af ledningsnettets stigende renoveringsbehov.

n-1 princip

Det såkaldte n-1 princip betyder, at driften af elsystemet skal kunne opretholdes ved et udfald af en vilkårlig netkomponent (ledning, transformer eller generator). I praksis betyder dette, at udfald af en enkelt netkomponent ikke må medføre vedvarende overbelastning af resterende netkomponenter eller give anledning til ustabilitet i elsystemet.

Den tvungne utilgængelighed for luftledninger, fx på grund af lyn, piskninger, islast, isolatorbrud, overslag på grund af salt eller overslag til træer, har gennem de seneste år været nogenlunde konstant på omkring 0,3 % svarende til 26 timer om året. For kabler er der især tale om graveskader. Det statistiske grundlag for kablefejl er stadig mangelfuldt.

De seneste 10 år har slutbrugerne gennemsnitligt været uden elektricitet i 18,4 minutter om året.

Den samlede utilgængelighed af transmissionsnettet har generelt kun ringe betydning for forsyningssikkerheden i de underliggende net og hos slutbrugerne.

Grunden til, at utilgængeligheden i transmissionsnettet betyder så lidt for forsyningssikkerheden, er, at transmis-

sionsnettet drives formasket – dvs., at alle knudepunkter er forsynet ad mindst to uafhængige forsyningsveje.

8.3 Beredskabshensyn

Beredskabssynsvinklen indgår i flere stadier af transmissionsplanlægningen og ved udførelsen af transmissionsanlæggene.

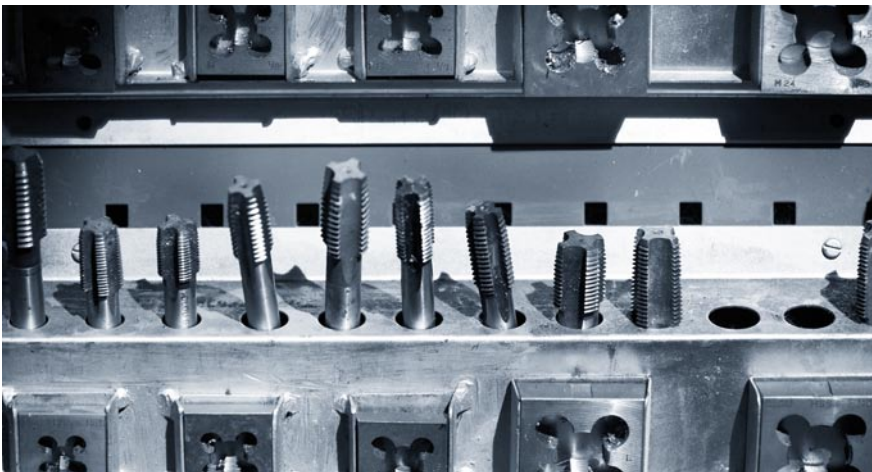
Ved udformning og dimensionering af netstrukturen undersøges transmissionsnettets sårbarhed ved hjælp af netdimensioneringsprincipper (nærmere beskrevet i afsnit 6 om eltransmission). Beredskabsvinklen er inkluderet i disse regler.

Sårbarhedsanalysen fra juli 2006 for elsystemet viste, at transmissionssystemet er følsomt i sårbare punkter og over for mange samtidige fejl. I generelle n-1 vurderinger antages alle systemer at være redundante, også selv om to systemer fysisk er tæt forbundne fx ved at hænge på samme masterække.

På produktionssiden overvåger Energinet.dk løbende brændselssituationen. For at reducere betydningen af det enkelte brændsel kan flere af de centrale kraftværker anvende flere brændselstyper. Vurderingen er, at der ikke er kritisk afhængighed af et enkelt brændsel.

Distributionssystemerne er især på lave spændingsniveauer sårbare over for vejr-hændelser, som fx storme eller orkaner. Denne sårbarhed er faldende på grund af den fortsatte kabellægning af de lave spændingsniveauer.

Øget kabellægning af eltransmissionsnettet indeholder nye udfordringer i relation til beredskab og forsyningssikkerhed. Generelt antages kablernes samlede rådighed at være bedre end luftledningers samlede rådighed. Dog rummer problemstillingen omkring kablernes langvarige udetid i tilfælde af kabelhavarier (interne fejl, graveskader osv.) en væsentlig udfordring for planlægningen af fremtidens eltransmissionsnet.



9. Gasmarkedet

Det er Energinet.dk's opgave at sikre et velfungerende og fleksibelt gasmarked, herunder at udvikle de produkter og faciliteter, som de kommercielle aktører skal anvende.

9.1 Generelle tendenser på naturgasmarkedet

Det danske gasmarked er opdelt i et engrosmarked og et detailmarked. På engrosmarkedet reserverer transportkunderne kapacitet hos Energinet.dk til gastransport gennem Energinet.dk's gas-transmissionsnet til det danske marked, til lagring i Stenlille og Ll. Torup samt til Sverige og Tyskland som transit. På detailmarkedet leverer gasleverandørerne gas til slutbrugerne via distributionsnettene.

Der er kommet flere aktører på det danske marked, herunder flere internationale aktører. Årsagerne til dette er bl.a. de i international sammenhæng attraktive danske lagerpriser, der i forbindelse med den varme tyske vinter har været interessante for en række udenlandske aktører. Endvidere frigiver DONG Energys årlige Gas Release, en vis mængde af selskabets gas på det danske marked.

Gas handles i dag på flere og mere fleksible måder. Det bedste eksempel er, gashandlen på Energinet.dk's Gas



Transfer Facility (GTF), som er forøget markant ved årsskiftet, bl.a. fordi en række store gasleverandører har omlagt deres indkøb til at blive leveret til GTF'en i stedet for direkte leverancer til adresser i distributionsnettet.

Det ser desuden ud til, at aktørerne på gasmarkedet i stigende grad reagerer i forhold til markedssignaler. Igen er de lave danske lagerpriser og de lave tyske gaspriser (på grund af den varme tyske vinter) et godt udtryk for et markeds-mæssigt udviklingsmønster, hvor gassen i stigende grad bevæger sig med prisen inden for et større regionalt område og dermed i højere grad end tidligere følger et mere regionalt udbuds- og

efterspørgselsmønster. Der er desuden en større brug af kapacitetsprodukter med en kortere tidshorisont (fx daglig, ugentlig, månedlig), der bl.a. benyttes i tilfælde af højere elpriser på Nord Pool Spot. I dag er DONG Energy ikke længere det eneste selskab, der får gas ind i landet via Nybro; andre aktører har købt sig adgang gennem DONG Energys rør fra Nordsøen.

2007 er også karakteriseret ved, at gasflowet ved den dansk-tyske grænse (Ellund) har ændret sig væsentligt i perioder, så den fysiske gasstrøm mod Tyskland har været meget lille (hen over sommeren var der flere dage, hvor den var nul), hvor den ellers har ligget på et

Gas release

Krav pålagt DONG Energy af Europa-Kommissionen i 2006, som forudsætning for godkendelse af fusionen mellem DONG og Elsam. Kravet indebærer, at DONG Energy skal frigive 400 mio. m³ i gennemsnit over seks år til salg til andre aktører på det danske marked.



stabil højt niveau de sidste 10 år. Der er dog fortsat kommerciel eksport til Tyskland på grund af eksisterende kontrakter. Det, at den kommercielle import fra Tyskland er øget væsentligt, skyldes formentlig den omtalte varme europæiske vinter, der har betydet markant lavere gaspriser i især Tyskland. Naturgassen har derfor bevæget sig mod områder med højere priser eller mod gaslagre på andre markeder. Dette har medført flaskehalse ved Ellund og betydet, at salget af afbrydelig kapacitet ved Ellund er steget betragteligt. En række ændringer og tiltag er derfor igangsat for at få begge sider af grænsen til markedsmaessigt at spille bedre sammen.

Afbrydelig kapacitet

Kapacitetsaftale, hvor kunder har adgang til kapacitet i det omfang, kunder der har bestilt uafbrydelig kapacitet ikke anvender deres fulde bestilling, eller hvis flowforholdene er gunstige. Der sælges kun afbrydelig kapacitet, når der er såkaldte kontraktuelle flaskehalse.

9.2 Lagermarkedet

1. maj 2007 overtog Energinet.dk LI. Torup-gaslageret. Gaslageret har et arbejdsvolumen på ca. 440 mio. m³. Gaslageret i Stenlille på Sjælland har et arbejdsvolumen på ca. 520 mio. m³ og ejes fortsat af DONG Energy.

Den kommercielle del af Energinet.dk's lagerforretning er principielt forskellig fra de opgaver, som Energinet.dk har som systemansvarligt el- og gastransmissionsselskab. Derfor er lagerforretningen organiseret i et særskilt selskab, "Energinet.dk Gaslager A/S". Lagerforretningen er underlagt en anden regulering end de øvrige "hvile-i-sig-selv"-aktiviteter, og der tillades for lagerforretningen et vist overskud med henblik på nødvendig konsolidering og risikoafdækning.

Overtagelsen af LI. Torup-gaslageret skal understøtte konkurrence på lagerydelser og fleksibilitet. Der blev realiseret en stor efterspørgsel efter Energinet.dk Gaslagers ydelser for vinteren 2007/2008. Efterspørgslen kommer fra både indenlandske og udenlandske aktører. Det sidste afspejler fremkomsten af et stadig mere integreret nordeuropæisk gasmarked.

Det ser ud til, at markedet vil efterspørge stadig mere lagerkapacitet. Dette skyldes primært den generelle markedsudvikling samt det forhold, at transportkunderne i stigende omfang har brug for fleksibilitet i energileverancen.

Et tværministerielt analysearbejde forventes inden udgangen af 2007 at afklare, hvorvidt lagermarkedet i Danmark skal dereguleres hen imod en mere markedsbaseret regulering i forhold til den nuværende omkostningsorienterede regulering.

9.3 Nyt markedskoncept for nødforsyning

1. oktober 2007 introducerede Energinet.dk et nyt nødforsyningskoncept. Formålet er at gøre det muligt for Energinet.dk at anvende de største gasforbrugeres afbrydelighed i nødsituationer.

Det nye koncept sikrer gennemsigtighed, da det skaber en direkte sammenhæng mellem, hvem der skal dækkes i en nødsituation med hvor meget i forhold til den konkrete betaling, som ydelsen koster Energinet.dk.

9.4 Harmonisering af regler og procedurer

Energinet.dk arbejder på at harmonisere regler og procedurer på tværs af grænserne på det europæiske naturgasmarked. Energinet.dk er aktivt involveret i de europæiske regulatorers regionale initiativer på gasmarkedet, Gas Regional Initiative (GRI), der skal fjerne barrierer for regional handel og på sigt skabe bedre betingelser for udviklingen af regionale handelspladser, regionale gasbørser m.v.

Energinet.dk er aktiv i den nordvest-europæiske region (England, Benelux-landene, Tyskland, Frankrig, Sverige og Danmark), der også er den region, der er længst med liberaliseringen.

Energinet.dk er bl.a. involveret i det såkaldte "day ahead capacity auctions"-projekt, hvor grænsepunktet mod Tyskland (Ellund) er det ene fokuspunkt sammen med Bunde-Oude på den tysk-hollandske grænse. Projektet er igangsat på foranledning af energihandlernes organisation, EFET – European Federation of Energy Traders. Formålet med projektet er at gøre det nemmere at handle over grænsen. Day ahead-projektet er et vigtigt eksempel på arbejdet med at få begge sider af grænsepunkterne til at spille bedre sammen og skabe en mere enkel og flydende transport over grænserne.

Bilateralt arbejder Energinet.dk med at harmonisere regelsæt og produkter i forhold til især Svenska Kraftnät og BEB, der er transmissionssystemoperatører i henholdsvis Sverige og Tyskland. Især den øgede efterspørgsel efter kapacitet på den dansk-tyske grænse (Ellund) har medført et øget behov for at harmonisere og videreudvikle produkter og regler.

9.5 Etablering af gasbørs

Som et led i arbejdet med at videreudvikle naturgasmarkedet har Energinet.dk og Nord Pool Spot besluttet at etablere en gasbørs, der skal dække det danske gasmarked. Gasbørsen vil dagligt give en offentlig kendt pris på gas, hvilket ikke eksisterer i dag. Børsen åbnes marts 2008.

Energinet.dk og Nord Pool Spot er i gang med at præsentere modellen for aktørerne og kortlægge deres konkrete forventninger og ideer til produkter, tidsfrister m.v.

Udviklingen af en dansk gasbørs skal ses som et naturligt udviklingstrin i en større europæisk sammenhæng. Således vil en dansk gaspris afspejle de allerede eksisterende gasbørsers prisniveauer og trends. Den øgede gennemsigtighed på priser, som en dansk gasbørs vil medføre, forventes at være til gavn for de danske forbrugere.

Den tyske energibørs EEX har startet en tysk gasbørs i 2007. Der er i den sammenhæng etableret to geografiske, delvist overlappende prisområder i Tyskland, der begge inkluderer grænsepunktet mod Danmark (Ellund). I takt med, at der udvikles reelle prisområder, specielt i Nordtyskland, er det vigtigt, at en dansk gasbørs er etableret, og at der er høstet erfaringer. Det vil gøre Energinet.dk og Nord Pool Spot i stand til at lægge fundamentet for, at Danmark kan indgå som en del af et fælles nordvesteuropæisk markedsområde.

Samtidig kan den øgede handel ved Ellund antages at betyde, at området bliver et vigtigt handelspunkt. Denne udvikling kan forventes at fortsætte i takt med udviklingen af gasbørser på begge sider af grænsen.

9.6 Handel på GTF – Gas Transfer Facility

På den eksisterende handelsplads for gas i Danmark (den såkaldte Gas Transfer Facility, GTF) foretages der flere og flere bilaterale handler. Handlerne

gennemføres desuden af stadigt flere kommercielle aktører. Overordnet går udviklingen derfor i en positiv retning.

I 2005 var handlerne hovedsageligt baseret på faste månedskontrakter, hvor gassen skiftede ejerskab mellem få aktører. I 2006 fik handlerne en synlig større fleksibilitet fra dag til dag, og gassen skiftede også oftere ejerskab mellem flere aktører.

I 2007 kom der yderligere volumen i handlerne på GTF. DONG Energys Gas Release sikrer, at ca. 15 mio. kWh ekstra handles pr. dag. Desuden blev gashandlen på GTF markant forøget fra 1. januar 2007, da et antal danske gasleverandører omlagde deres indkøb på engrosmarkedet med levering på GTF i stedet for i distributionsnettet. I 2007 handles der således dagligt gasmængder på 20-80 mio. kWh, svarende til mellem 15 % og 50 % af det samlede danske gasforbrug (se figur 9.1.).

Figur 9.1: Daglige handler på Gas Transfer Facility.





10. Gasforsyning på langt sigt

Energinet.dk har ansvaret for at varetage gasforsyningssikkerheden og har igangsat en analyse med det formål at identificere mulige tilførselsveje for naturgas, når den danske gasproduktion i Nordsøen klinger af.

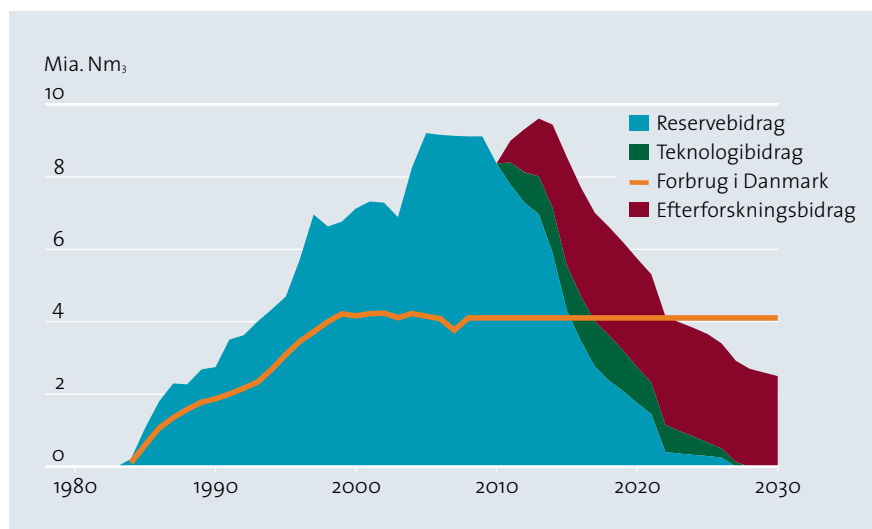
10.1 De danske naturgasressourcer

Inden for en overskuelig årrække forventes den danske naturgasproduktion ikke længere at kunne dække det danske naturgasbehov. Gasproduktionen i den danske del af Nordsøen forventes ikke at kunne opretholdes på de nuværende ca. 9 mia. m³/år i mere end 5-10 år. "En visionær dansk energipolitik 2025" forudser, at Danmark kan få behov for import af naturgas omkring 2015. Der er usikkerhed om, hvor stor en andel af den danskproducerede naturgas, som vil blive eksporteret direkte til Holland udenom Danmark, hvilket kan fremskynde tidspunktet for, hvornår vi ikke længere er selvforsynende. Omvendt kan eventuelle efterforskningsbidrag og teknologibidrag skubbe tidspunktet for, hvornår vi ikke er selvforsynende. Men ingen af disse faktorer vil ændre på den kendsgerning, at der er behov for nye tilførselsveje for naturgas til Danmark inden for de nærmeste 5-10 år.

10.2 Analyse af gasinfrastruktur

Energinet.dk har iværksat en omfattende gasinfrastrukturanalyse, der skal identificere andre tilførselsveje for gas. Analysearbejdet sammenholder en række mulige nye naturgasforsyningsruter til Danmark. Første skridt har været at identificere projekter, der kan have positiv indvirkning på forsyningssikkerheden

Figur 10.1: Gasproduktion fra den danske del af Nordsøen. Reservebidrag, teknologibidrag og efterforskningsbidrag er oplysninger fra Energistyrelsen.



og konkurrencesituationen i Danmark. Arbejdet analyserer og sammenholder disse projekter for at kunne anbefale den eller de samfundsøkonomisk bedste og mest realiserbare nye naturgasforsyningsrute(r) til Danmark, under hensyntagen til miljømæssige forhold.

I analysearbejdet indgår både en række konkrete projekter, som en eller flere aktører udvikler eller overvejer. Det omfatter Skanled, Baltic Pipe, analyser af udvidelse af kapaciteten på den dansk-tyske grænse (Ellund), Baltic Gas Interconnector, Nord Stream samt øvrige fysiske muligheder, der potentielt kan blive til projekter – som fx Europipe-Nybro og LNG. Projekterne beskrives kort nedenfor.

Energinet.dk vil også analysere en situation, hvor Danmark ikke får adgang til nye gasressourcer. I det tilfælde fokuseres bl.a. på besparelser og brændselsomstilling som følge af et eventuelt frit brændselsvalg, og disse initiativer

sammenlignes med infrastrukturudbygningsprojekterne. Fx vil de eksisterende danske biogasressourcer og afsætning af biogas via naturgasnettet blive analyseret som et muligt bidrag til den fremtidige gasforsyning. De foreløbige resultater af Energinet.dk's analyser peger på, at disse tiltag ikke vil kunne løse gasforsyningsproblemerne på længere sigt, men at de kan være et vigtigt supplement til det eller de rørledningsprojekter, der skal sikre nye tilførselsveje for gas til Danmark.

De mange forskellige løsninger, der er på tale, har i høj grad indvirkning på hinanden. Projekternes rentabilitet er indbyrdes afhængige, og sandsynlighederne for de enkelte projekters realisering vil ændres løbende i takt med, at nogle af dem bliver gennemført. Med undtagelse af Nybro-Europipe II vil det uanset hvilke eller hvilket af projekterne der realiseres, være nødvendigt at forstærke det indenlandske gastransmissionsnet.

Figur 10.2: Projekter som indgår i gasinfrastrukturanalysen.



Hensigten med gasinfrastrukturanalysen er således at sikre det bedst mulige grundlag for at træffe beslutninger om investeringer, herunder også de indenlandske investeringer, der er nødvendige for at opnå den fulde værdi af de internationale projekter.

10.2.1 De enkelte projekter i gasinfrastrukturanalysen

Skanled-projektet muliggør transport af norsk gas til Danmark og Sverige. LNG er analyseret med henblik på at vurdere mulighederne for at anvende flydende gas som alternativ til den rørbundne forsyning med naturgas.

Skanled- og LNG-projekterne beskrives nærmere i afsnit 11.

Det polske gasselskab PGNiG er ved at udvikle *Baltic Pipe*, som er en rørforbindelse mellem Danmark og Polen. PGNiG har i 2007 købt andel i det norske gasfelt Skarv med det formål at få gas fra den norske kontinentalsokkel bragt fysisk til Polen for at diversificere den polske energiforsyning. PGNiG er også gået ind i Skanled-konsortiet for at bringe gassen via Danmark til Polen. Projektet åbner mulighed for, at Danmark senere kan få adgang til gas fra den polske portefølje, som i dag fortrinsvist kommer fra russiske og polske produktionsfelter. PGNiG har fremskredne planer om at etablere

en LNG-modtageterminal på den polske kyst, som sammen med *Baltic Pipe* vil kunne give det danske gasmarked adgang til LNG-markedet.

Ellund-projektet omhandler mulighederne for at øge kapaciteten på den dansk-tyske grænse, både i nord- og sydgående retning, herunder også muligheden for udvidelser i det syddanske eller nordtyske transmissionssystem. Disse kapacitetsudvidelser vil give det danske naturgasmarked adgang til norsk gas via Holland og/eller Tyskland og til russisk gas via en række øst- og centraleuropæiske lande.

Hensigten bag *Baltic Gas Interconnector* (BGI) er at forbinde markederne i det sydlige Skandinavien med det kontinentale marked gennem en rørledning fra Rostock i Tyskland til henholdsvis Avedøre i Danmark og Trelleborg i Sverige. Projektet har opnået en række myndighedstilladelser, men er i øjeblikket stillet i bero af ejerne, bl.a. fordi der ikke er tilstrækkeligt udbud af naturgas ved Rostock. Dette kan dog ændres ved en eventuel realisering af Nord Stream.

Nord Stream – et konsortium bestående af Gazprom, E.ON Ruhrgas og BASF – planlægger to parallelle rørledninger, hver med en kapacitet på 27,5 mia. m³/år fra henholdsvis 2010 og 2012 gennem Østersøen fra den russiske by Vyborg ved grænsen til Finland og til Greifswald, som ligger lidt øst for Rostock. Mens projektet *Baltic Gas Interconnector* har myndighedstilladelser, men ingen investeringsbeslutning, er det modsatte tilfældet for Nord Stream.

Europipe II-Nybro overvejelserne går på at undersøge mulighederne for at få norsk gas til Nybro via den eksisterende forbindelse mellem Norge og Kontinentet. Energinet.dk har forespurgt om mulighederne, men inden for de næste 10-15 år forventer den norske systemansvarlige, Gassco, ikke, at der er kapacitet til rådighed på Europipe II.

Der er således en række mulige tilførselsveje for gas. Det hidtidige arbejde



peger på, at Skanled er et af de projekter, som ser lovende ud, mens LNG i stor skala p.t. ikke har vist sig at være interessant for Energinet.dk. Der er endnu ikke foretaget konklusioner på analyserne af de øvrige tiltag og projekter.

Energinet.dk vil fortsætte analyserne af en række konkrete, mulige nye tilførselsveje for gas med henblik på at vælge

den eller de forbindelser, som er mest optimale for Danmark.

10.3 Lagerkapaciteten i Danmark

De potentielle adgangsruiter til Danmark kan påvirke lagerbehovet i Danmark forskelligt. Jo længere væk gassen kom-

mer fra, jo større behov er der for lager i umiddelbar nærhed af forbrugerne.

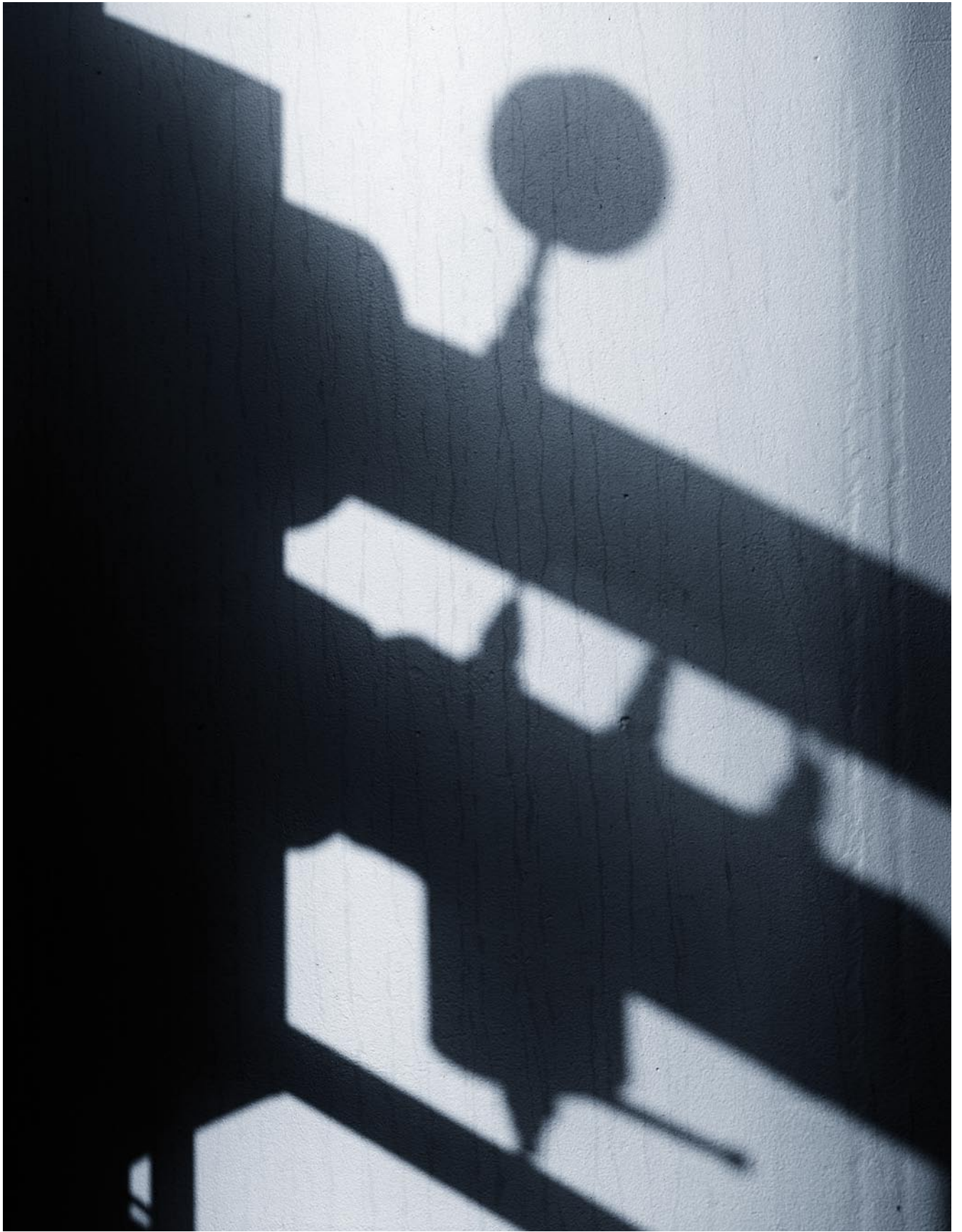
Hvis en udbygning af gasinfrastrukturen samtidig binder Danmark sammen med markeder, hvor der er mangel på gaslagre, så vil der ske en stigning i efterspørgslen fra udlandet på dansk lager. Modsat vil en forbindelse til et område med rigelig gaslagerkapacitet give danske lagerkunder flere muligheder for at købe lagerkapacitet. Hvis fx Skanled-projektet realiseres, forventes en stigende efterspørgsel efter lagerkapacitet. Dette behov vil sandsynligvis skulle dækkes af danske lagre, da undergrunden i Norge og Sverige gør det vanskeligt at etablere underjordiske gaslagre der.

I Energinet.dk's gasinfrastrukturanalyse ses der på muligheder for at udvide lagerkapaciteten i Danmark og den samfundsøkonomiske rentabilitet heraf.

10.4 Beredskab for gas

For at konkretisere og reducere de beredskabsmæssige problemstillinger i naturgassystemet blev der i juli 2006 udført en sårbarhedsvurdering for naturgassystemet. Sårbarhedsvurderingen pegede blandt andet på, at nødforsyningsbehovet og dermed sårbarheden i det danske naturgassystem vil kunne reduceres ved at muliggøre tilførsel af gas til systemet via flere indgangsveje.

I gasinfrastrukturanalysen er en af de væsentlige evalueringsparametre indflydelsen på nødforsyningsbehovet, herunder om gassen kommer ind i naturgassystemet på et sted, som fremover vil sikre en større robusthed i systemet.



11. Skanled og LNG

Som nævnt i afsnit 10 om gasforsyning på langt sigt har Energinet.dk iværksat en gasinfrastrukturanalyse, som skal danne rammen om de fremtidige investeringer i forbindelse med at sikre tilførselsveje til det danske naturgasmarked.

Analysen omfatter en række mulige tilførselsveje og vil afdække, hvad der er optimalt samfundsøkonomisk, forsyningssikkerhedsmæssigt og markeds-mæssigt. Skanled og LNG er to af de projekter, hvor de indledende analyser er længst fremme. De indledende analyser finder Skanled lovende, mens LNG har vist sig ikke at være relevant på kort sigt. Det begrundes nærmere nedenfor.

11.1 Skanled

Skanled-projektet vil muliggøre transport af norsk gas fra Kårstø i Vestnorge til Rafnes på den norske østkyst og herfra videre til den svenske vestkyst og til Nordjylland. Se figur 11.1.

11.1.1 Baggrunden for projektet

Baggrunden for projektet er et politisk ønske i Norge om at øge den industrielle anvendelse af naturgas som erstatning for tung fuelolie. Oprindeligt omfattede planerne transport af naturgas fra Vestnorge til procesindustrien i Østnorge.

LNG

LNG (Liquefied Natural Gas) er naturgas, som opbevares ved meget lave temperaturer og atmosfærisk tryk. LNG fylder 1/600 af naturgas, og er dermed lettere at transportere over lange afstande.

Figur 11.1: Skanled-projektet.



Efterfølgende er planerne udvidet til at omfatte både Sverige og Danmark. I Sverige er den væsentligste baggrund for interessen i projektet – ligesom i Norge – at kunne tilbyde store industrier naturgas som erstatning for tung fuelolie og dermed sikre stabile, langsigtede og konkurrencedygtige energi- og råvareleverancer.

Hvis Skanled bliver bygget, vil Danmark få adgang til gasressourcer, som forventes at række mere end 30 år ud i fremtiden. Hvis norsk gas i dag skal transporteres til Danmark, skal det ske via Holland og/eller Tyskland. Dette er forbundet med betydelige transportomkostninger, og samtidig er utilstrækkelig kapacitet i det nordtyske system en væsentlig barriere. Ud over adgang til store mængder naturgas vil Skanled forbedre den danske forsyningssikkerhed ved at diversificere forsyningen. Med en transportrute fra Norge til Danmark kan det forventes, at der kommer flere aktører på det danske gasmarked, hvilket vil forbedre konkurrencen. Endelig vil Skanled give mulighed for transit af norsk gas gennem Danmark til Kontinentet og kan dermed også bidrage til at

forbedre betingelserne for et velfungerende internationalt gasmarked.

Skanled vil i givet fald have en positiv virkning på både forsyningssikkerhed og betingelserne for gasmarkedet i Danmark. Derfor besluttede Energinet.dk sig for at gå aktivt ind i projektet. Ud over Energinet.dk har en række selskaber underskrevet en hensigtserklæring om at investere i projektet – Skagerak Energi, Østfold Energi, Hafslund, Agder Energi, E.ON Ruhrgas, Göteborg Energi, Swedegas, Preem Petroleum og PGNiG.

Ifølge planen vil det norske statsselskab Gassco blive operatør med Energinet.dk og svenske Swedegas som samarbejdspartnere. Energinet.dk's foreløbige ejerandel er på 10 %. Skanleds samlede transportkapacitet forventes at blive 20-24 mio. m³/døgn, heraf maksimalt 14 mio. m³/døgn til Danmark. Der er lavet en aftale om, at Energinet.dk råder over 5 % af kapaciteten i røret. Hensigten er, at denne kapacitet skal stilles til rådighed for kortsigtede kontrakter.

11.1.2 Skanled i Danmark

Det er planen, at den norske naturgas skal ilandføres et sted mellem Frederikshavn og syd for Sæby, og herefter videre til naturgaslageret i Ll. Torup. Samtidig er det nødvendigt med en forstærkning af transmissionsnettet mellem Ll. Torup og Egtved. Det er hensigten, at det nye gasrør skal gå parallelt med det eksisterende rør på en stor del af strækningen. Energinet.dk undersøger i øjeblikket alternative ilandføringsmuligheder.

Gasledningen vil tidligst kunne tages i drift i slutningen af 2012, hvilket forudsætter endelig investeringsbeslutning i 2009. Frem mod 2009 fortsætter arbej-

Figur 11.2: Nuværende og planlagte LNG-modtageterminaler samt terminaler under opførelse i Nordeuropa.



det med bl.a. myndighedsbehandling i Norge, Sverige og Danmark. Energinet.dk vil i samarbejde med miljømyndighederne og de berørte kommuner i løbet af efteråret 2007 fremlægge en række forslag til mulige linjeføringer. Energinet.dk har informeret følgende berørte kommuner om projektet: Frederikshavn, Brønderslev, Aalborg, Rebild, Vesthimmerland, Viborg, Ikast-Brande, Herning, Vejle og Vejen.

Når alle myndighedsgodkendelser foreligger, kan der tages endelig stilling til, om Energinet.dk vil anbefale, at projektet bliver gennemført. I givet fald vil projektet blive indstillet til godkendelse hos transport- og energiministeren.

Energinet.dk og Swedegas har ansøgt EU's TEN-program om støtte til danske og svenske aktiviteter i forbindelse med projektet. Hvis projektet realiseres, er Energinet.dk's samlede investering i både landanlæg og søledning anslået til at blive 3-4,5 mia. kr.

Der er en række faktorer, som kan få indflydelse på, om projektet bliver gennemført, herunder myndighedsbehandling i de berørte lande. Især alternative gasin-

fratrakturprojekter kan få indflydelse på Skanled. Selv om Skanled-projektet nu er så fremskredent, at myndighedsbehandlingen er igangsat, er der således stadig et stykke vej, før en endelig investeringsbeslutning kan blive aktuel.

11.2 LNG

11.2.1 Globalt voksende LNG-marked

De seneste år har der været en stigende efterspørgsel på naturgas. Der er samtidig sket en produktionsnedgang i områderne tæt på de store gasforbrugende lande, som forventes at fortsætte. Det har medført, at LNG-markedet globalt set er vokset markant.

Både naturgaseksporterende og -importerende lande har set fordele i at anvende LNG til at diversificere henholdsvis udbuddet og forsyningen. I tilfælde af leveringsproblemer fra én leverandør, kan der i løbet af forholdsvis kort tid købes alternative forsyninger på et verdensmarked i vækst. Dette er ofte ikke muligt for rørbundne forsyninger.

Den globale LNG-produktionskapacitet er øget med over 50 % de seneste fem år, og væksten forventes at fortsætte med 7-9 % om året frem til 2015. Denne markante vækst i LNG-markedet forventes at aftage, og efter 2020 forventes en mere moderat udvikling. Det skyldes primært usikkerhed om fortsat stigende oliepriser (og dermed også gaspriser) og usikkerhed om, hvorvidt udbuddet af skibe, terminaler osv. kan følge med efterspørgslen.

På sigt er det forventningen, at der vil opstå et velfungerende marked for LNG, hvor spotpriserne vil være afgørende for, hvilket marked LNG afsættes til. Den nuværende struktur på LNG-markedet indikerer dog, at dette langt fra er tilfældet i øjeblikket. I mange tilfælde er det kontraktlige setup omkring LNG-produktion, skibe og importterminaler sådan, at der reelt ikke er nogen konkurrence omkring levering og salg af gas.

11.2.2 LNG-modtageterminaler i Europa

I Europa er der i øjeblikket 15 LNG-modtageterminaler, og herudover er 31

terminaler i planlægnings- og opførelsesfasen. Figur 11.2 viser de nuværende og planlagte LNG-modtagerterminaler i Nordeuropa.

Der er en tendens til, at en del af terminalerne ikke bliver bygget, bl.a. på grund af modstand i lokalområderne. Endvidere er en række af de planlagte projekter direkte konkurrenter. Flere af de potentielle projekter involverer LNG-modtagerterminaler i dansk nærområde og kan enten direkte eller indirekte få indflydelse på forsyningen af det danske naturgasmarked.

Det gælder fx terminalerne i Wilhelmshaven (Tyskland) og Swinoujscie (Polen), specielt hvis der bliver tredjepartsadgang. Partnerne bag terminalen i Wilhelmshaven (E.ON Ruhrgas, Verbundnetzgas (VNG), og BEB Transport) har i august 2007 indledt en open season, der skal sikre adgang for tredjepart. Terminalen får en kapacitet på 10 mia. m³ om året, og investeringsomkostningerne vil beløbe sig til omkring 500 mio. euro. Baggrunden for planerne om en terminal i Swinoujscie er et stigende polsk gasforbrug og ønske om diversificering. Kapaciteten her forventes at blive 2,5-7,5 mia. m³ om året. Begge projekter er på planlægningsstadiet, og der er endnu ikke truffet investeringsbeslutninger.

11.2.3 LNG-terminal i Danmark

Det forventes, at en LNG-terminal i Danmark med en kapacitet på omkring 4 mia. m³ om året vil koste 2-3 mia. kr. Der må endvidere forventes en samlet etableringstid på mere end fem år, inklusive myndighedsbehandling og VVM, projektering og idriftsættelse.

Muligheden for en LNG-importterminal i Danmark skal naturligvis løbende vurderes i sammenhæng med andre muligheder for at sikre transportveje for gas.

På nuværende tidspunkt anser Energinet.dk ikke en dansk LNG-importterminal som interessant ud fra et

samfundsøkonomisk og forsyningssikkerhedsmæssigt synspunkt med den økonomiske risikoprofil. Samtidigt vurderes det, at de positive effekter, som en LNG-terminal vil have på udviklingen af markedet, i vidt omfang vil indtræde alligevel, hvis der bygges LNG-terminaler i Danmarks nabolande. Dermed kan de positive effekter på diversificering af leverancer af naturgas med henblik på at øge forsyningssikkerheden opnås, uden at der etableres en LNG-importterminal i Danmark. Udviklingen på de omkringliggende markeder har således stor betydning for værdien af en dansk LNG-terminal.

Energinet.dk overvåger løbende udviklingen i teknologien for LNG-terminaler, det generelle prisniveau for LNG-investeringer og det globale LNG-marked. Andre gasinfrastrukturprojekters (se afsnit 10) realiserbarhed spiller også en rolle for, hvor attraktivt en LNG-terminal bliver. Udbyttet af en dansk LNG-terminal ændrer sig i takt med, at disse projekter bliver realiseret/ikke-realiseret.

Det er dog muligt, at det selskabsøkonomisk vil være interessant at etablere en

LNG-importterminal i Danmark. Mange af de eksisterende LNG-importterminaler i Europa og de terminaler, der er under opførelse, har søgt om undtagelse fra krav om adgang for tredjepart for at sikre deres investeringer. Efter Energinet.dk's opfattelse bør en LNG-importterminal i Danmark åbnes for tredjepartsadgang.





12. Miljø og klima

Miljø er et af de centrale hensyn, der lægges til grund ved udviklingen af den danske el- og gasinfrastruktur. Derfor indgår miljøhensyn også som en integreret del af Energinet.dk's aktiviteter.

12.1 FN's klimamøde i 2009

Den 15. konference for parterne til FN's konvention om klimaforandringer (COP15) finder sted i København i november/december 2009. Baggrunden er Klimakonventionen, som blev vedtaget i forbindelse med Rio-konferencen i 1992 med et frivilligt mål om, at de rige lande skulle stabilisere deres CO₂-udslip senest i 2000.

Efterfølgende har der været afholdt tolv partskonferencer i arbejdet med at udmønte Klimakonventionens målsætning. Kyoto-protokollen er et afgørende instrument i dette arbejde for perioden 2008-2012. Den blev vedtaget på den tredje partskonference i december 1997. Målsætningerne i Kyoto-protokollen er, at de industrialiserede lande skal reducere deres udslip af drivhusgasser med mindst 5 % i forhold til niveauet i 1990 regnet som et gennemsnit over forpligtelsesperioden 2008-2012.

EU har påtaget sig at reducere udslippet af drivhusgasser med 8 %, og indenfor EU har landene indgået en politisk aftale, den såkaldte byrdefordelingsaftale, om, hvor meget de enkelte lande skal bidrage til EU's samlede reduktion af udslippene. I den byrdefordeling har Danmark forpligtet sig til at reducere udslippet med 21 % i gennemsnit i perioden 2008-2012.

Placeringen af det globale møde i København giver en enestående chance

for at synliggøre styrkerne i den danske energisektor. Her har Energinet.dk mulighed for at spille en aktiv rolle, bl.a. ved at bidrage med viden om integration af en stor mængde vindkraft.

12.2 Miljøregulering

12.2.1 CO₂-kvotedirektivets prøveperiode 2005-2007

Siden 1. januar 2005 har ca. 380 danske produktionsenheder været omfattet af EU's kvotehandelsdirektiv (CO₂), 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. 75 % af den forventede CO₂-emission i perioden.

Rapporteringen af CO₂-udledning fra de danske kvotevirksomheder viser, at den samlede udledning af CO₂ fra el- og kraftvarmesektoren i 2006 var på 34,2 mio. ton, mens udledningen i 2005 var på 26,5 mio. ton. Den forholdsvis høje CO₂-udledning i 2006 kan tilskrives en stor eksport af el. Den forøgede CO₂-udledning har primært fundet sted på de centrale kraftværker. CO₂-udledningen fra de øvrige sektorer lå i 2006 på samme niveau som i 2005. Som gennemsnit for 2005 og 2006 svarer CO₂-udledningen stort set til kvotetildelingen.

12.2.2 Opfyldelse af CO₂-forpligtelserne i 2008-2012

Danmark har forpligtet sig til at reducere den samlede nationale udledning af drivhusgasser med 21 % i perioden 2008-2012 i forhold til niveauet i 1990. Det betyder, at udledningen skal reduceres til 54,8 mio. ton CO₂ pr. år i

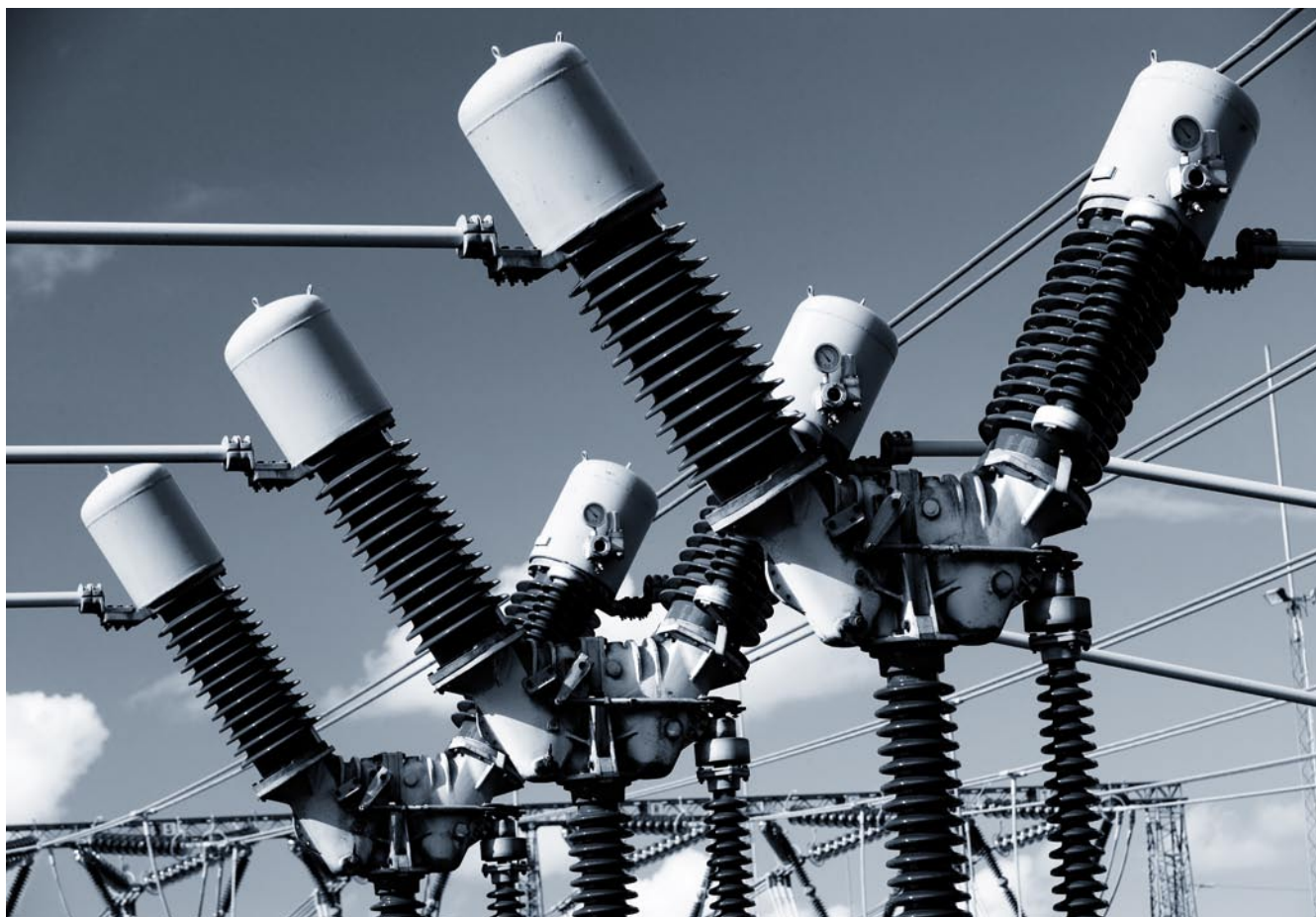
gennemsnit i perioden 2008-2012. Den samlede forventede CO₂-udledning i samme periode er 67,6 mio. ton, hvilket giver en reduktionsmanko på 13 mio. ton CO₂-ækvivalenter.

Den 31. august 2007 godkendte Europa-Kommissionen den danske allokeringsplan for Kyoto-perioden 2008-2012. Allokeringsplanen dokumenterer, hvordan Danmark vil leve op til sin reduktionsforpligtelse. En del af mankoen, 7,8 mio. ton, opfyldes ved hjælp af statslige tiltag, heriblandt indkøb af CO₂-kreditter og nye klimatiltag i de ikke-kvotebelagte sektorer. Den resterende manko opfyldes ved at tildele de kvoteomfattede virksomheder 5,2 mio. ton færre kvoter pr. år end deres forventede udledning i 2008-2012.

Den danske allokeringsplan for 2008-2012 medfører en samlet tildeling af gratis kvoter til eksisterende produktionsenheder på 24,0 mio. kvoter pr. år. Allokeringsplanens opfyldelse af mankoen har fokus på elsektoren, der skal stå for næsten en tredjedel af den samlede reduktionsforpligtelse. El- og varmesektoren tildeles en samlet kvotemængde på 15,8 mio. kvoter om året. Elsektoren forventes at få dækket 72 % af det fremskrevne behov for kvoter, afhængigt af eksport og import fra det danske marked.

12.2.3 Ny miljøregulering for SO₂ og NO_x

Danmark er ifølge EU's NEC-direktiv forpligtet til at reducere udledningen af kvælstofoxider (NO_x) til 127.000 ton om året i 2010. Fremskrivninger har tidligere indikeret, at den danske NO_x-udledning vil overskride emissionsloftet med ca. 7.000 ton i 2010, hvis yderligere virkemidler ikke bliver taget i brug.



Som led i en større afgiftsrationalisering på energiområdet indgår et forslag om at indføre en NO_x-afgift på 5 kr./kg med virkning fra 1. januar 2010, hvor provenuet tilbageføres ved reduktion i energiafgifterne. Afgiften forventes at kunne nedbringe NO_x-udledningen med 6.000 ton og vil således kunne bidrage væsentligt til, at emissionsloftet kan overholdes. Indførelsen af NO_x-afgiften vil desuden medføre, at SO₂-NO_x-kvotebekendtgørelsen, der bl.a. regulerer NO_x-udledningen fra de store kraftværker, vil blive afskaffet.

12.2.4 Bekendtgørelsen om store fyringsanlæg

Bekendtgørelsen om begrænsning af visse luftforurenende emissioner fra store fyringsanlæg (BEK nr. 808 af 25. september 2003) omhandler begrænsning af emissioner af SO₂, NO_x og støv fra anlæg med en termisk effekt på

50 MW og derover. Bekendtgørelsen implementerer EU-direktivet om emissionsbegrænsning fra store fyringsanlæg (2001/80/EF) i dansk lov. Reguleringen sker i form af emissionsgrænseværdier, der varierer afhængigt af anlæggets alder, størrelse og brændselstype. Anlæg, der er etableret før den 1. juli 1987, skal opfylde de i bekendtgørelsen fastsatte grænseværdier inden år 2008.

Emissionsgrænseværdierne for NO_x skærpes fra og med 2008 for bestående anlæg, dvs. anlæg, der var meddelt miljøgodkendelse før den 8. oktober 2003. I praksis kan anlægsejerne vælge enten at skrotte anlæggene, benytte sig af muligheden for begrænset drift indtil 2016 uden at reducere emissionerne, eller at renovere anlæggene og etablere miljøanlæg på disse. Producenterne skulle senest den 30. juni 2004 meddele myndighederne, hvilke anlæg der skal have reduceret drift i perioden 2008-2015.

Fynsværkets blok 3 er det eneste anlæg, som er indmeldt i begrænset drift.

For anlæg med fast brændsel og en termisk effekt på mere end 500 MW skærpes NO_x-kravene yderligere fra den 1. januar 2016. Anlæg inden for denne kategori vil dermed skulle overholde de samme strenge krav, der i dag stilles til nye anlæg – dvs. anlæggene vil ikke opfylde emissionskravene efter den 1. januar 2016 uden etablering af de NO_x-anlæg.

13. Forskning og udvikling

Energinet.dk administrerer tre programmer inden for forskning og udvikling, nemlig ForskEL, ForskIN og ForskNG. Samlet set skal programmerne være med til at understøtte et både forsyningssikkert og miljøvenligt fremtidigt energisystem.

ForskEL-programmet har til formål at støtte udvikling og udnyttelse af miljøvenlige elproduktionsteknologier og råder til og med 2008 over en årlig ramme på 130 mio. kr.

ForskIN omfatter forskning og udvikling i bl.a. opretholdelse af forsyningssikkerhed og udvikling af elsystemet. Programmet har p.t. et årligt budget på godt 10 mio. kr.

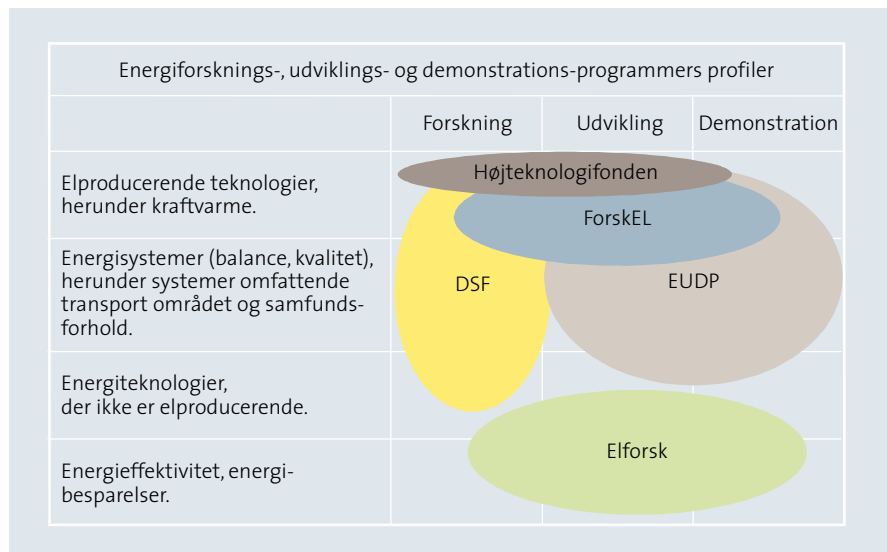
ForskNG-programmet har til formål at sikre udvikling af naturgassystemet, bl.a. for på sigt at kunne transportere biogas og brint. Programmet har p.t. et årligt budget på ca. 5 mio. kr.

Mellem de tre programmer er der berøringsflader og potentielle overlap, som gør det nødvendigt med en tæt koordinering af aktiviteterne. Bl.a. omhandler ForskEL anvendelsen af gas, mens ForskNG omfatter fremskaffelse og transport af gas. Tilsvarende gælder i grænsefladen mellem ForskEL og ForskIN. Hvor ForskEL retter sig mod produktionsteknologier, omhandler ForskIN bl.a. en målrettet udvikling af selve elsystemet og har primært til sigte at løse konkrete opgaver inden for eltransmissionssystemet.

13.1 Sammenhæng til øvrige danske F&U-programmer

Ud over intern koordinering af F&U-programmerne i Energinet.dk er der

Figur 13.1: Programmernes profiler.



også behov for koordinering med den øvrige energiforskning i Danmark. Alle programmerne har hver deres profil (se figur 13.1), der berettiger en plads i den danske energiforskning, men kræver et meget nært samarbejde programmerne imellem for at sikre en god synergi.

EUDP (Energiteknologisk Udviklings- og Demonstrationsprogram) er et relativt nyt energiforskningsprogram, der afløser EFP (Energiforskningsprogrammet). EUDP vil som hovedregel give tilskud til udvikling og demonstration af energi-teknologier, men kan også støtte egentlige forskningsaktiviteter, fx når de udføres som led i procesoptimering fra laboratoriet til fuldskala-anlæg. Det kan være svært at lægge en klar afgrænsning mellem ForskEL og EUDP, idet begge programmer kan spænde fra forskning til demonstration, men her lægges vægt på, at ForskEL udelukkende er støtte til elproduktion og ikke har til formål at gennemføre dansk energipolitik på samme måde

som EUDP har det. EUDP administreres af Energistyrelsen.

Det Strategiske Forskningsråds (DSF) program for energi og miljø (EnMi) støtter strategisk forskning inden for en bred vifte af energiteknologier. EUDP skal understøtte forskningsresultater og gennem pilotprojekter og demonstration bringe projekter frem til kommercielisering. ForskEL-programmet støtter også anvendt forskning, men kun inden for elproduktionsteknologier, hvor EnMi kan støtte forskning i alle energiteknologier.

Højteknologifonden har til formål at stimulere forsknings- og innovationsindsatsen inden for teknologiområder, hvor Danmark har særlige forudsætninger og potentialer. Højteknologifonden har i sine første bevillinger givet en betydelig støtte til energiprojekter.

Endelig er der Elforsk-programmet, som omhandler forskning og udvikling inden for effektiv energianvendelse, som

Dansk Energi Net administrerer med 25 mio. kr. om året.

Der er en række områder, hvor energiforskningsprogrammerne griber ind i hinanden. Derfor er det også nødvendigt at samarbejde, så der kan sikres en god synergi i hele den danske energiforskning. Samarbejdet foregår løbende og omfatter bl.a. koordinering af indsatsområder, energistrategier, fælles udbud, informationsmøder, konferencer, ansøgningsfrister, publikationer, web-portaler og it-systemer ligesom der er et tæt fagligt samarbejde i den daglige administration af programmerne. I 2007 har EFP, Elforsk og ForskEL for første gang udgivet en samlet årspublikation, hvor også projekter under Det Strategiske Forskningsråd, Højteknologifonden og Nordisk Energiforskning er repræsenteret.

13.2 Forskningsprojekter for elsystemet

Energinet.dk yder 130 mio. kr. i årlig PSO-finansieret støtte til ForskEL-programmet. Siden 1998 er der afsluttet 231 projekter i programmet. Projekterne har medvirket til at gøre el- og kraftvarmeproduktionen i Danmark mere miljøvenlig. De internationale og danske ønsker om stigende anvendelse af vedvarende energi i energisystemerne stiller krav om yderligere forskning.

Aktuelt er der 131 igangværende projekter i ForskEL-programmet. I det efterfølgende er der omtale af to projekter, hvis indhold er tæt knyttet til udviklingen af fremtidens elsystem. Sidst er der omtale af et af Energinet.dk's egne udviklingsprojekter, der skal medvirke til at fremtidssikre elsystemet.

13.2.1 Energilager, Compressed Air Energy Storage

Et elsystem som det danske med en stadig stigende mængde fluktuerende elproduktion øger behovet for reguleringskapacitet. Et CAES-anlæg (Compressed

Air Energy Storage) gør det muligt at "lagre" el som luft under stort tryk i et hulrum under jorden, fx i en salthorst.

Under ForskEL-programmet gav Energinet.dk i 2005 ca. 1,2 mio. kr. til et projekt, hvis formål var at undersøge, om CAES-teknologien kan være et økonomisk og energimæssigt godt alternativ til andre typer el-lagring og regulering. Projektet blev gennemført i et samarbejde mellem DTU, AAU og DONG Energy. Det blev afsluttet i sommeren 2007.

Et CAES-anlæg består grundlæggende af tre elementer. En kompressor, der kan omsætte el til trykluft. Et hulrum i jorden, hvor trykluft kan gemmes. En turbine, som sammen med en generator kan omsætte tryklufften til el igen. Typisk drives turbinen som en gasturbine med naturgas som ekstra brændstof. CAES kan få en virkningsgrad på op til 70 %.

Anlæggene anvendes i fx Tyskland (60 MW aftag fra nettet og 290 MW indfødnings til nettet) og USA (50 MW aftag fra nettet og 110 MW indfødnings til nettet). Begge steder anvendes anlæggene indtil videre primært til lastudjævning mellem dag og nat. I Danmark kan en oplagt placering af et CAES-anlæg være ved et af de danske naturgaslagre. Der er adgang til naturgas og et bemandet anlæg.

Der er i projektet regnet på et dansk anlæg med et maksimalt netaftag på 215 MW, en lagerkapacitet på knap 1.480 MW, og en maksimal indfødningskapacitet på 360 MW. Den samlede anlægspris vil være omkring 1,3 mia. kr.

Et CAES-anlæg kan drives i simpel drift i spotmarkedet for el. Det kan købe el til kompressoren, når el er billig, og sælge el fra turbinen, når el er dyr. Dette er dog ikke tilstrækkeligt til at sikre en fornuftig driftsøkonomi. En af forudsætningerne for, at anlægget vil være selskabsøkonomisk interessant er, at det optimerer indtjeningen på reserve- og regulerkraftmarkedet.

Samfundsøkonomisk kan et CAES-anlæg betragtes som neutralt. Anlæggets unikke reguleringsmuligheder kan være værdifulde for systemansvaret på lidt længere sigt til regulering i et elsystem med en stor mængde vindkraft.

13.2.2 EcoGrid

I forbindelse med energiforskningsprogrammet ForskELs udbud i 2005, 2006 og 2007 modtog Energinet.dk en række ansøgninger vedrørende styring og regulering af elsystemet. Projektforslagene adresserede nogle af de problemstillinger, som fremtidens elsystem står overfor. Problemstillingerne lå tæt op ad nogle af Energinet.dk's udfordringer med at indpasse mere vedvarende energi og distribueret produktion samtidig med at skulle sikre et prisfleksibelt, robust og forsyningssikkert energisystem. Derfor besluttede Energinet.dk at trække ansøgningerne ud af ForskEL-programmet og i stedet starte en helt ny aktivitet – EcoGrid, hvor disse projekter indgår i en samlet, større sammenhæng.

I alt er 16 danske og udenlandske virksomheder, universiteter og konsulenter foruden Energinet.dk gået sammen om EcoGrid.dk. Formålet med projektet er at udvikle nye, langsigtede teknologier og markeds løsninger for fremtidens elsystem, der sandsynligvis skal kunne integrere en endnu større andel af både distribueret produktion og vedvarende energi. Yderligere stilles samtidige krav til systemets fleksibilitet, robusthed og til forsyningssikkerhed.

Projektet er planlagt i tre faser, hvor første fase startede i maj 2007 og forventes afsluttet medio 2008. Første fase identificerer og beskriver en række løsninger for fremtidens logiske og fysiske elsystemer, fx SmartGrid, Intelligrid, Microgrids, Celleprojektet, virtuelle kraftværker (VPP) og agentbaseret distribueret kontrol. Endvidere undersøger projektet konsekvenserne af fremtidige markedsudviklinger og identificerer nye virkemidler. Disse "byggesten" skal tilsammen støtte de overordnede målsætninger og



funktioner i morgendagens elsystem. Resultatet af første fase vil bl.a. være en række anbefalinger om forsknings- og udviklingsaktiviteter.

Anden fase skal gennemføre de forsknings- og udviklingsaktiviteter, der blev anbefalet. Aktiviteterne skal munde ud i potentielle løsninger på Energinet.dk's udfordringer, som fx også fremadrettet at sikre effektiv drift og udbygning af elsystemet foruden åben og lige adgang for alle brugere.

Tredje fase omfatter den praktiske demonstration af teknologier og løsninger.

Der er perspektiver i at nyttiggøre de danske erfaringer med at indpasse vindkraft i stor skala på europæisk plan.

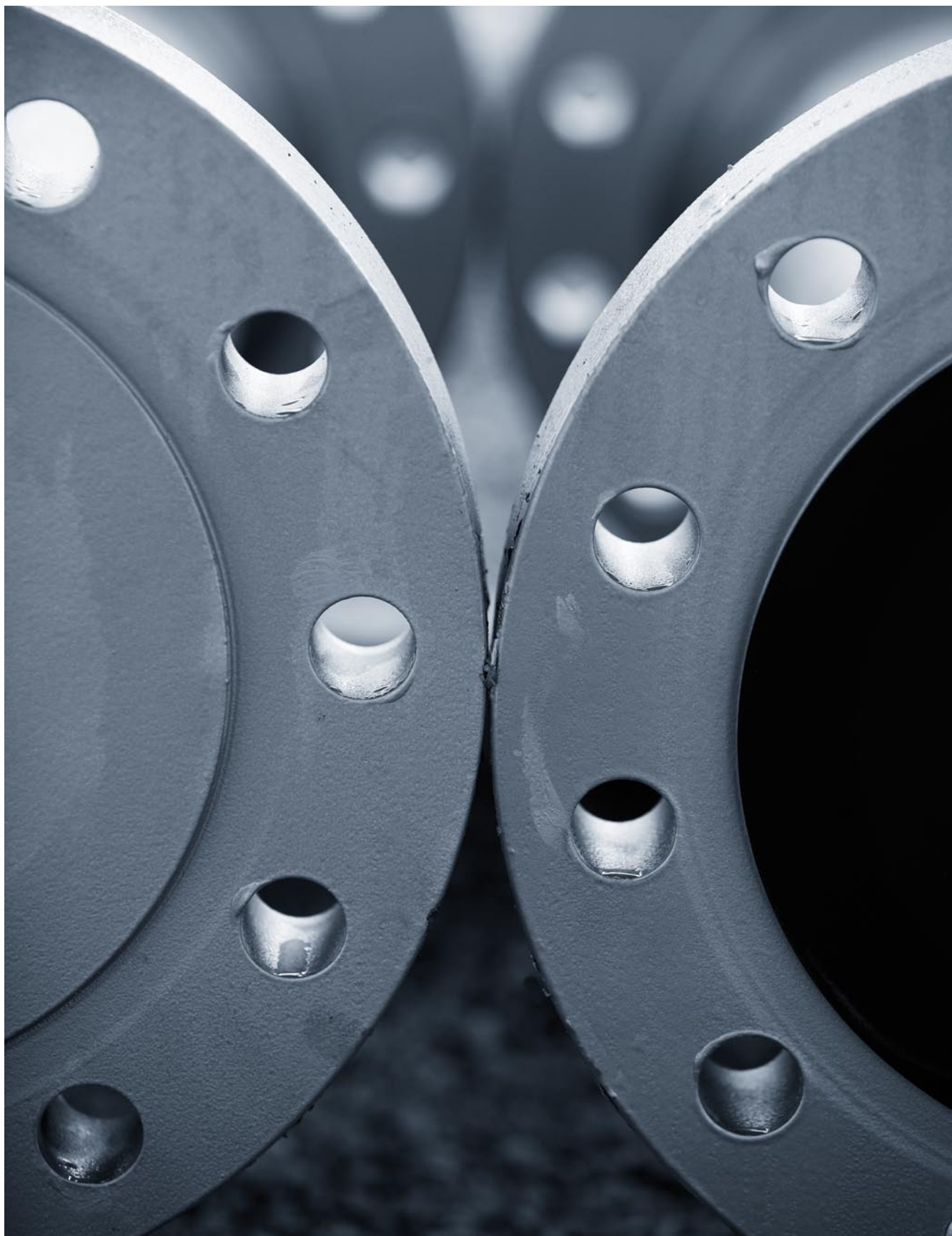
Det centrale emne vil være at udvikle et begrebs- og designmæssigt holdbart, sikkert og omkostningseffektivt distribueret energisystem i hele EU. De anbefalede løsninger ønskes valideret og demonstreret i storskala i Danmark, inden de eventuelt implementeres i hele det europæiske system.

13.2.3 Celleprojektet

Celleprojektet er et af Energinet.dk's interne udviklingsprojekter, hvor der arbejdes med Intelligent mobilisering af distribueret elproduktion – en ny lovende system- og styringsarkitektur, hvor de lokale net udgør celler med ansvar for overvågning og styring af udvalgte funktioner på lokale produktions- og netenheder.

Projektet udføres i tæt samarbejde med SYD ENERGI Net, Dansk Energi Forskning og Udvikling, Spira Inc., Energy-nautics G.m.b.H. og generatorejerne i Holsted-netområdet, der ligger under 150/60 kV-transformerstation Holsted i SYD ENERGI's netområde.

I 2006 blev der installeret datamonitøringsudstyr, det såkaldte Cell Monitoring System, på to transformerstationer, to kraftvarmeværker og fire vindmøller i et af testområderne (Billund og Hejnsvig). Endvidere blev den første prototype af celleregulatoren testet i netsimuleringslaboratoriet på Colorado State University. Resultaterne af dataopsamlingen og laboratorietestene er positive og lovende for den fremtidige mobilisering af distribueret elproduktion.



14. Referencer

Nedenstående rapporter og notater findes på Energinet.dk's hjemmeside (www.energinet.dk).

- Analyseforudsætninger 2007-2016
- Analyseforudsætninger for regeringens: "En visionær dansk energipolitik 2025"
- Scenarierapport, fase 1
- Årsrapport, beredskab
- Miljørapport 2007



Bilag

Bilag 1: Analyser af “En visionær dansk energipolitik 2025”

Dette bilag præsenterer resultater af analyserne af “En visionær dansk energipolitik 2025”.

1.1. Forudsætninger

Regeringen har for perioden frem til 2025 en målsætning om, at der årligt gennemføres energibesparelser i slutforbruget af energi svarende til 1,25 % i forhold til en udvikling uden besparelsesindsats. Selv med en styrket indsats for elbesparelser resulterer disse forudsætninger i en stigning i elforbruget fra 35 TWh i 2005 til 38 TWh i 2025.

På produktionssiden er der opstillet en række beregningsforudsætninger om nye anlæg, og om hvilke anlæg der antages skrottet. Energistyrelsens forudsætninger fra basisfremskrivningen fra januar 2007 er anvendt som udgangspunkt.

Tabel 4.1: Forudsætninger om nye udvekslingsforbindelser i hhv. alternativ 0 og alternativ 1.

		Alternativ 0	Alternativ 1
Storebælt		600 MW	1.200 MW
Tyskland-Vestdanmark	Import:	950 MW	2.500 MW
	Eksport:	1.500 MW	2.500 MW
Norge-Vestdanmark		1.000 MW	1.600 MW

I analyserne er fremskrivningen af brændselspriser på kul og olie baseret på IEA's “World Energy Outlook, 2006”. Dette svarer til Energistyrelsens “Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på Energiområdet”, januar 2007.

En mere detaljeret beskrivelse af de anvendte forudsætninger findes i

“Analyse-forudsætninger for regeringens energistrategi: En visionær dansk energipolitik 2025”.

Fremskrivninger for perioden 2007-2016 er beskrevet i Miljørapport 2007.

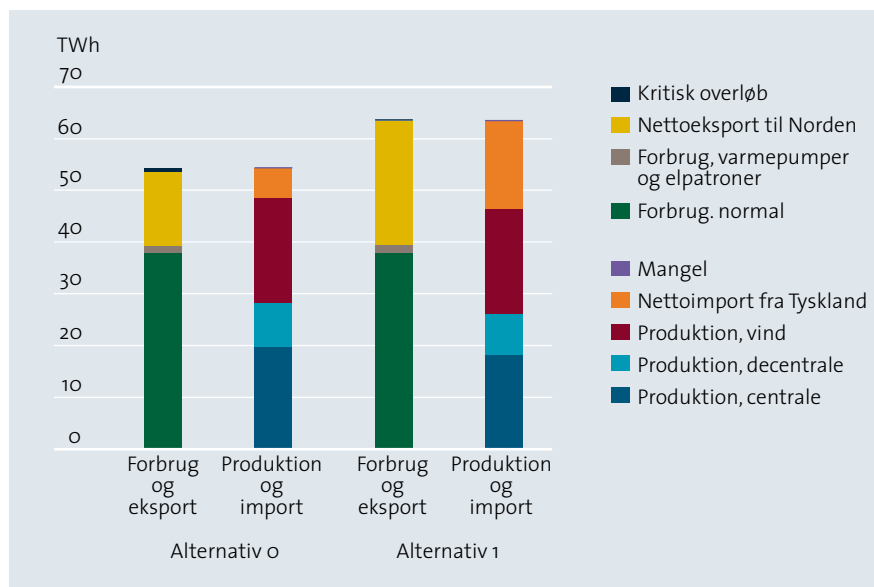
1.2. To alternativer

Der undersøges to alternativer:

Alternativ 0 omfatter det eksisterende eltransmissionsnet, herunder de nuværende udvekslingsforbindelser til nabo-områderne og den besluttede Storebælt 1. Alternativ 1 omfatter ud over eksisterende og besluttede udvekslingsforbindelser også etablering af Storebælt 2 (600 MW forudsat i drift 2018) og Skagerrak 4 mellem Jylland og Norge (600 MW forudsat i drift fra 2013). Hertil kommer, at forbindelsen mellem Tyskland og Jylland opgraderes, så den i 2015 er på 2.000 MW og i 2025 på alt 2.500 MW i begge retninger.

Alternativ 1 er én af flere muligheder for udbygning med udvekslingsforbindelser. Skagerrak 4 er blandt Nordens prioriterede snit, og udvidelsen på forbindelsen mellem Jylland og Tyskland er blandt EU's prioriterede TEN-projekter (Trans European Network). En yderligere udbygning over Storebælt skønnes på nuværende tidspunkt at være realistisk

Figur 1: Elforbrug, elproduktion og udveksling af el for 2025. Eksport og eventuelt kritisk eloverløb er tillagt søjlen med forbrug, mens import og eventuel mangel er tillagt søjlen med produktion.



Kritisk eloverløb

Ved kritisk eloverløb forstås den overskydende elproduktion, der ikke er afsætning for i et område, og som heller ikke kan eksporteres ud af området.

Kritisk eloverløb er en beregnings-teknisk størrelse og vil aldrig forekomme i praksis, idet elproduktion til ethvert tidspunkt skal være lig elforbruget, inkl. eventuel netto-eksport. I tilfælde med kritisk eloverløb må produktionen derfor reduceres.

inden 2025, fordi den vil understøtte indenlandsk udnyttelse af vedvarende energi og forsyningssikkerheden internt i Danmark.

1.3. Energibalance, brændselsforbrug og emissioner

Med baggrund i de beskrevne forudsætninger om el- og fjernvarmeforbrug, produktionsapparat, prisniveau og udvekslingsforbindelser er der foretaget vurderinger af konsekvensen af "En visionær dansk energipolitik 2025" for energibalancen, brændselsforbruget, emissionerne, effektbalancen, behovet for systemtjenester og transmissionsnettet.

1.3.1 Energibalancen

Elsystemets balance mellem produktion, forbrug og udveksling med udlandet skal kunne opretholdes under alle driftsforhold, og den resulterende energibalance er derfor vurderet for de to alternativer.

Figur 1 viser energibalancer i 2025 for alternativ 0 og alternativ 1. Værdierne er angivet som årlige summer af beregnede timeværdier.

Ubalancer i de enkelte timer angives som enten "kritisk eloverløb" eller "mangel".

Det fremgår, at den væsentligste forskel mellem alternativerne er omfanget af udlandshandel. De stærkere udvekslingsforbindelser i alternativ 1 medfører en betydelig forøgelse af både import og eksport og en lille reduktion af produktionen på centrale og decentrale kraftværker.

I alternativ 0 er der en import fra Tyskland på 5,7 TWh og en eksport til Norden på 14,2 TWh. Der optræder et kritisk eloverløb på 0,7 TWh, fordelt på ca. 900 timer. Største overløb i en enkelt time er på 2.215 MW, og i 260 timer overstiger det 1.000 MW.

I alternativ 1 er energiudvekslingerne med udlandet øget betydeligt, dog er mønstret med import fra Tyskland og eksport til Norden det samme. Det kritiske eloverløb er reduceret til 25 GWh i ca. 100 timer, og det største overløb i en enkelt time er 625 MW.

Mængden af el produceret på vindkraft forventes at stige fra 6,6 TWh i 2005 til 20,2 TWh i 2025, svarende til 51 % af elforbruget. Elproduktionen baseret på vindmøller udgør ca. 44 % af den samlede elproduktion.

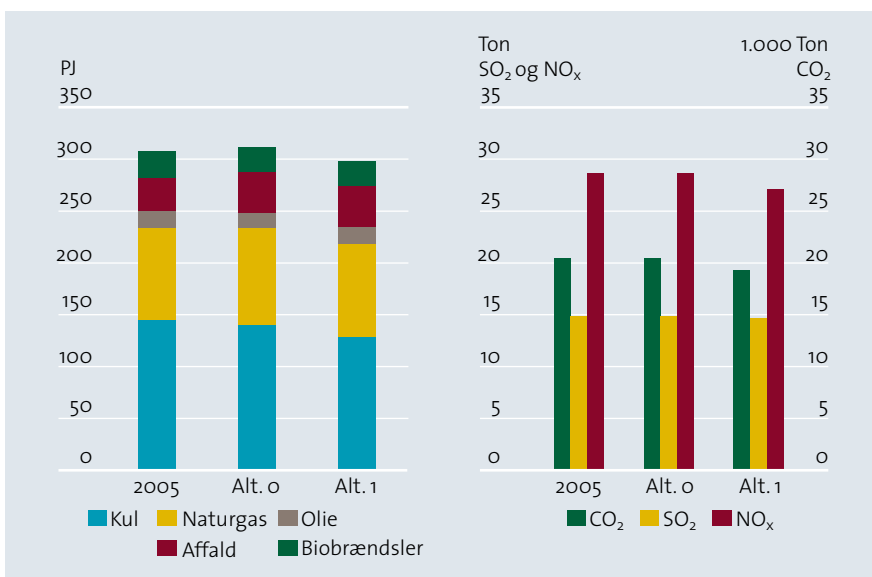
I alternativ 0 medfører vindmølleudbygningen således et betydeligt kritisk eloverløb og dermed ubalance i systemet, som skal kompenseres med brug af andre virkemidler, mens der i alternativ 1 – med de stærkere udvekslingsforbindelser – i langt større omfang kan opretholdes balance i systemet.

1.3.2 Brændselsforbrug og emissioner

For at se, hvordan el- og kraftvarmesektoren bidrager til at realisere målsætningerne om et konstant energiforbrug, udfasning af fossile brændsler på sigt (15 % reduktion til 2025) og miljø, er "En visionær dansk energipolitik 2025" vurderet med hensyn til konsekvenser for brændselsforbrug og emissioner.

Udviklingen i brændselsforbruget og emissioner i 2025 er vist i figur 2 for henholdsvis alternativ 0 og alternativ 1. Brændselsforbruget er endvidere vist for 2005, som var tæt på et normalår, med en forholdsvis beskeden eksport på 1,4 TWh. Som det ses, er forbruget af fossile brændsler i el- og kraftvarmesektoren på tilnærmelsesvis samme niveau som i 2005.

Figur 2: Brændselsforbruget til el- og kraftvarmeproduktion samt emissionerne af SO₂, NO_x (målt i ton) og CO₂ (målt i 1.000 ton) i 2005, alternativ 0 og alternativ 1 for 2025.



Eftersom brændselssammensætningen ikke ændrer sig væsentligt fra 2005 til 2025, ændrer emissionerne sig heller ikke afgørende. Det skal bemærkes, at CO₂-emissionen pr. produceret enhed i Danmark falder fra 500 g/kWh i 2005 til 420 g/kWh i 2025, hvilket primært skyldes at vindkraftproduktionen stiger fra 6,7 TWh i 2005 til 20,2 TWh i 2025.

Med de antagne forudsætninger bliver det således ikke el- og kraftvarmesektoren, der i nævneværdig grad bidrager til at opfylde regeringens målsætning om at reducere det danske forbrug af fossile brændsler med 15 % frem til 2025.

Årsagen til, at nationale emissioner og forbrug af fossile brændsler ikke falder på trods af den massive vindkraftudbygning, er, dels en elforbrugsstigning, dels at eksporten vokser. Med forudsætningen om en CO₂-kvotepris på 150 kr./ton i 2025 vil renoverede danske kulkraftværker med høj virkningsgrad være konkurrencedygtige på det internationale elmarked. Med de forudsatte brændselspriser på kul (18 kr./GJ) og naturgas (46 kr./GJ) vil kulbaseret elproduktion

Reserver

Risiko for udfald af produktionsenheder og udvekslingsforbindelser og usikkerhed på forbrugs- og vindkraftprognoser medfører behov for op- og nedreguleringsreserver, der til enhver tid kan aktiveres af systemansvaret for at balancere systemet.

Regulerkraft

Regulerkraft er den faktiske op- og nedreguleringsydelse, som systemansvaret beordrer aktiveret.

fx være billigere end naturgasbaseret elproduktion ved CO₂-kvotepriser mindre end ca. 500 kr./ton.

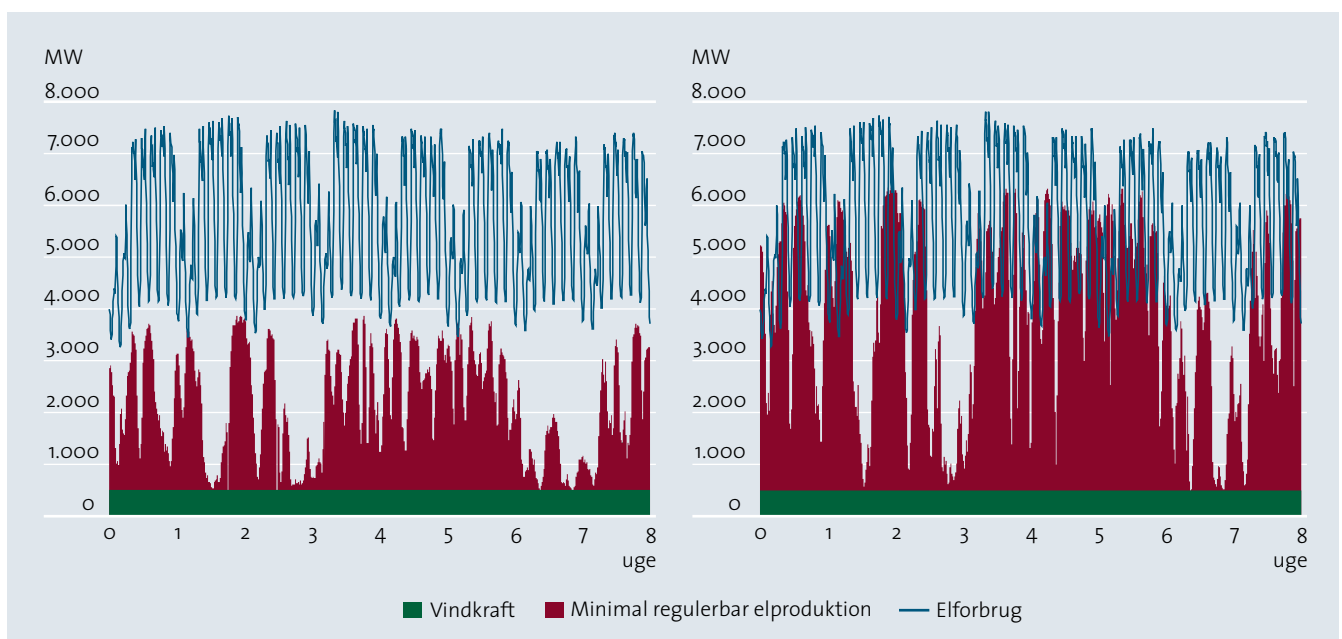
I alternativ 1 vil der være en større eksport end i alternativ 0 på grund af den øgede kapacitet på udvekslingsforbindelserne. Den forøgede samhandel med udlandet i 2025 er en forudsætning for at kunne balancere det danske system med den store vindkraftandel og sam-

tidig maksimere værdien af vindkraft. Væksten i samhandel fra alternativ 0 til 1 (se figur 1) skyldes udelukkende udbygningen af udvekslingsforbindelserne til Norge og Tyskland og over Storebælt. Da Danmark indgår som en integreret del af det europæiske elmarked, kan den miljømæssige effekt af den danske udbygning med vedvarende energi ikke opgøres isoleret set for Danmark. En opgørelse må nødvendigvis også omfatte den reducerede emission fra den fortrængte produktion i det importerende land. Væksten i den danske VE-produktion vil alt andet lige primært fortrænge elproduktion på fossile brændsler i det sammenhængende markedsområde.

1.4. Balancering af elsystemet

I elsystemet skal der hele tiden være præcis balance mellem produktion og forbrug. Derfor er det nødvendigt altid at have rådighed over reserver, der med kort varsel kan levere den nødvendige regulerkraft. Med stigende andel af vindkraft øges behovet for reserver, der

Figur 3: Konsekvenser for systembalancen ved yderligere 3.000 MW vindkraft i systemet. Den minimale regulerbare elproduktion er nødvendig for at kunne regulere og stabilisere elsystemet.





er nødvendige for at sikre, at det altid er muligt at balancere det samlede system.

I dag leveres regulerkraften fra centrale og decentrale produktionsanlæg i Danmark samt fra udlandet.

Figur 3 viser konsekvenserne for systembalancen ved en udbygning med 3.000 MW vindkraft i forhold til situationen i dag. Det er i figuren antaget, at den nødvendige andel af øvrig elproduktion kan reduceres til i alt 500 MW, hvilket er meget optimistisk. Selv med denne antagelse fremgår det, at vindkraften i mange timer vil overstige den indenlandske efterspørgsel. Funktionen af det termiske produktionsapparat vil ændres fra grund- og mellemlastproduktion til

spidslastproduktion samt til regulerkraft og eksport. Det fremtidige behov for nye termiske anlæg vil derfor bestå i hurtigt regulerende enheder med relativt få driftstimer om året.

Usikkerhed i vindprognoserne er medvirkende til at øge behovet for regulering – i enkelte tilfælde kan springet fra en

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 fx blackouts.

time til en anden være op til 75 % af den installerede vindmøllekapacitet.

For at kunne udregulere usikkerhederne i prognoserne kræves tilstrækkelig regulerkraft til rådighed. En øget mængde vindkraft vil kræve større tilgængelige regulerkraftmængder, hvoraf man vil blive nødt til at reservere den mængde (købe reserver), der ikke automatisk kan påregnes at være til stede, når behovet optræder.

For at holde spændingen i elsystemet skal der sikres det nødvendige antal enheder med spændingsregulerende egenskaber, dvs. enheder, der kan optage og levere reaktiv effekt (Mvar). Dette gøres i dag ved hjælp af forskellige elek-

triske komponenter og centrale værker. Med forventningerne om udfasning af flere centrale værker vil det på sigt blive nødvendigt at etablere andre former for reaktive ressourcer.

For at kunne modstå fejl og andre dynamiske hændelser i eltransmissionsnettet er det i dag nødvendigt at holde et minimum af centrale kraftværker i drift i hvert synkronområde (Øst- og Vestdanmark). I en fremtid, hvor vindkraften i en del af tiden alene vil kunne dække elforbruget, forventes det, at flere af de centrale kraftværker bliver stoppet i kortere eller længere perioder. Det vil umiddelbart få betydning for elsystemets dynamiske egenskaber, idet disse produktionsenheder besidder en række systembærende egenskaber. For at opnå samme systemsikkerhed vil disse egenskaber skulle leveres af alternative elektriske komponenter, fx synkronkompensatorer og effektelektroniske enheder. Fremtidige havmølleparker forventes ikke at kunne bidrage væsentligt med systembærende egenskaber.

Hvis der skulle indtræffe et omfattende forsyningssvigt, er det nødvendigt med specielle ressourcer til at retablere forsyningen. Normale elproducerende anlæg skal bruge elektricitet for at kunne genstarte elproduktionen. Ved et totalt blackout vil det derfor være nødvendigt at kunne få strøm enten fra udlandet eller fra specielle nødstartanlæg, der kan starte fra dødt net.

1.5. Konsekvenser for effektbalancen

Forudsætningen om ca. 6.500 MW vindkraft i 2025 medfører, at en betydelig del af det nuværende forretningsgrundlag for de centrale og decentrale kraftvarmeverker er overtaget af vindmøller. Det kan betyde, at flere af disse værker ikke længere vil være rentable i deres nuværende form og derfor skrottes.

I 2025 er der med de givne forudsætninger en konventionel produktionskapaci-

Tabel 2: Antal timer med overbelastninger af 400 kV-nettet i Midtjylland i alternativ 0 og 1 ved henholdsvis intakt net og ved mangel af en enkelt netkomponent.

	Alternativ 0	Alternativ 1
	Timer	Timer
Enkelt netmangel (n-1)	1.600	8.200
Intakt net	0	2.500

tet (kul, gas, biomasse) på ca. 6.400 MW og et maksimalforbrug på ca. 7.200 MW, svarende til en 10-års vinter. Maksimalforbruget vil således ikke længere kunne dækkes af konventionelle indenlandske anlæg, og en del af effekten skal komme fra vindmøller eller udlandet.

Effektbehovet er opgjort for en såkaldt ti-års vinter og der er ikke taget højde for reserver. Hvis der afsættes reserver, forringes balancen yderligere.

Samtidig med, at vindmøllerne reducerer de traditionelle værkers andel af det indenlandske elmarked, vil behovet for reguleringsydelser og dermed også forretningsgrundlaget for anlæg, der er velegnede til at levere disse, øges. I ovennævnte effektbalancer er der ikke indregnet bidrag fra nye anlæg af denne type.

På baggrund af ovenstående vil Energinet.dk vurdere, hvilke tiltag der er nødvendige for også på længere sigt at sikre adgangen til tilstrækkelig produktionskapacitet med de nødvendige reguleringsegenskaber.

n-1 princip

Det såkaldte n-1 princip betyder, at driften af elsystemet skal kunne opretholdes ved et udfald af en vilkårlig netkomponent (ledning, transformer eller generator). I praksis betyder dette, at udfald af en enkelt netkomponent ikke må medføre vedvarende overbelastning af resterende netkomponenter eller give anledning til ustabilitet i elsystemet.

1.6. Eltransmissionsnettet år 2025

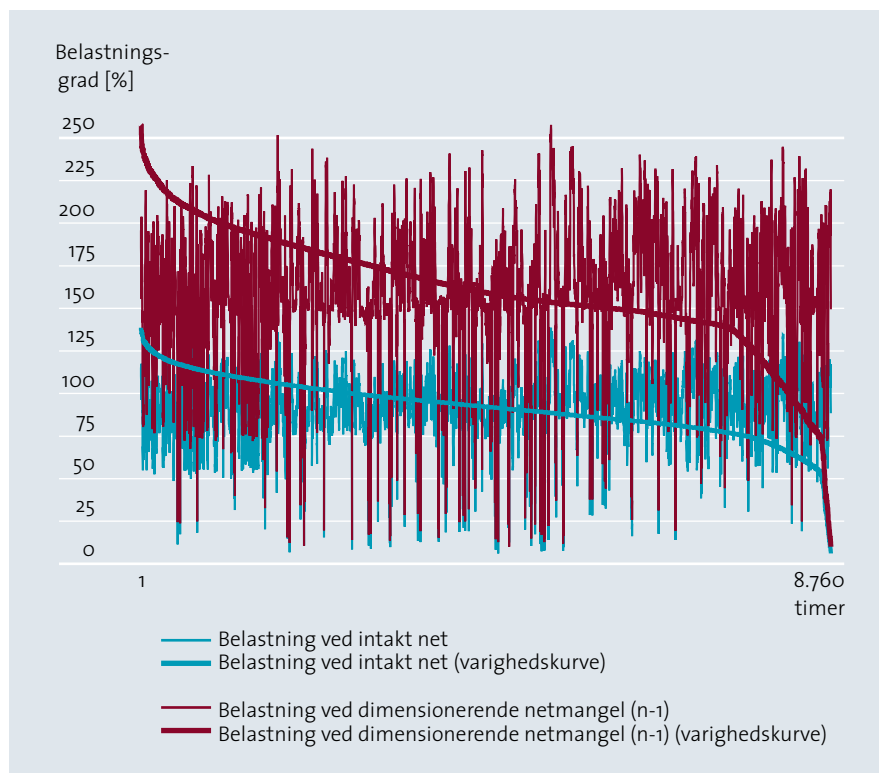
I perioden frem til 2025 er der to faktorer, som vil have stor betydning for udviklingen af eltransmissionsnettet; nettilslutning af havmølleparker og effektudveksling med nabo-områder.

I analyserne er det forudsat, at de nye havmølleparker etableres med to parker á 200 MW ved Anholt, 5 parker á 200 MW ved Horns Rev og 3 parker á 200 MW ved Jammerbugten. Tilslutning af havmøllerne ved Jammerbugten og Anholt nødvendiggør ikke egentlige forstærkninger i transmissionsnettet, mens placeringen ved Horns Rev gør.

Elproduktionen fra Horns Rev og den øvrige produktion i Vestjylland overstiger i størstedelen af tiden forbruget i lokalområdet. Der er lokalt set en overskydende elektrisk effekt, som skal benyttes i de store forbrugscentre mod nord og langs den jyske østkyst. Effekten skal altså transporteres på tværs af Jylland og mod nord.

Koncentrationen af havmøller omkring Horns Rev er således en væsentlig årsag til, at nettet overbelastes. Det er elproduktionen ved Horns Rev, kombineret med udveksling med nabolandene, som skaber behovet for forstærkning og udbygning af transmissionsnettet i Jylland. Den planlagte udbygning med landbaserede vindmøller vil ligeledes kunne medføre behov for forstærkninger af transmissionsnettet, men dette kan først konkretiseres nærmere, når den geografiske placering af de nye møller er fastlagt.

Figur 4: Simuleret belastning af den midtjyske 400 kV-forbindelse ved alternativ 1 i 2025.



rende komponent (se tabel 2). Endvidere vil nettet være overbelastet i ca. 2.700 timer ved intakt net, hvilket understreger behovet for netforstærkning. I alternativ 1 forstærkes problemstillingen således, idet den øgede overføringskapacitet via udvekslingsforbindelserne til nabolandene og via forbindelsen mellem det jysk-fynske område og det sjællandske område vil medføre større nord- og østgående effekttransporter. Overbelastningerne opstår typisk i situationer med højlast og med nordgående effekttransporter via udvekslingsforbindelserne, fuld udveksling over Storebæltsforbindelsen i retning mod Sjælland og med et stort produktionsbidrag fra vindkraften.

Figur 4 viser en simulering af belastningen af den midtjyske 400 kV-forbindelse på strækningen mellem Kassø og Tjele. Beregningen er foretaget time for time i år 2025 for alternativ 1. Figuren viser belastningen af forbindelsen ved henholdsvis intakt net og ved mangel af en netkomponent. Omfanget af overbelastning er kvantificeret ved at omsette de beregnede timeværdier til en varighedskurve. En belastningsgrad på 100 % svarer til forbindelsens nominelle overføringsevne.

1.6.1. Overbelastninger i alternativ 0

I o-alternativet opstår maksimalbelastningen i det midtjyske 400 kV-net ofte i en situation under højlast med nordgående effekttransporter via udvekslingsforbindelserne og med et stort produktionsbidrag fra vindkraften. I alternativ 0 vil der være ca. 1.600 timer om året, hvor 400 kV-nettet i Midtjylland er overbelastet. På Sjælland vil det primært være 132 kV-nettet på Sydsjælland, der overbelastes i situationer med stort produktionsbidrag fra vindkraften, som i mange situationer overstiger det lokale elforbrug. 132 kV-nettet skal således overføre store effekttransporter fra områder med lokalt effektoverskud til andre områder med lokalt effektunderskud – typisk på Midsjælland eller i hovedstadsområdet.

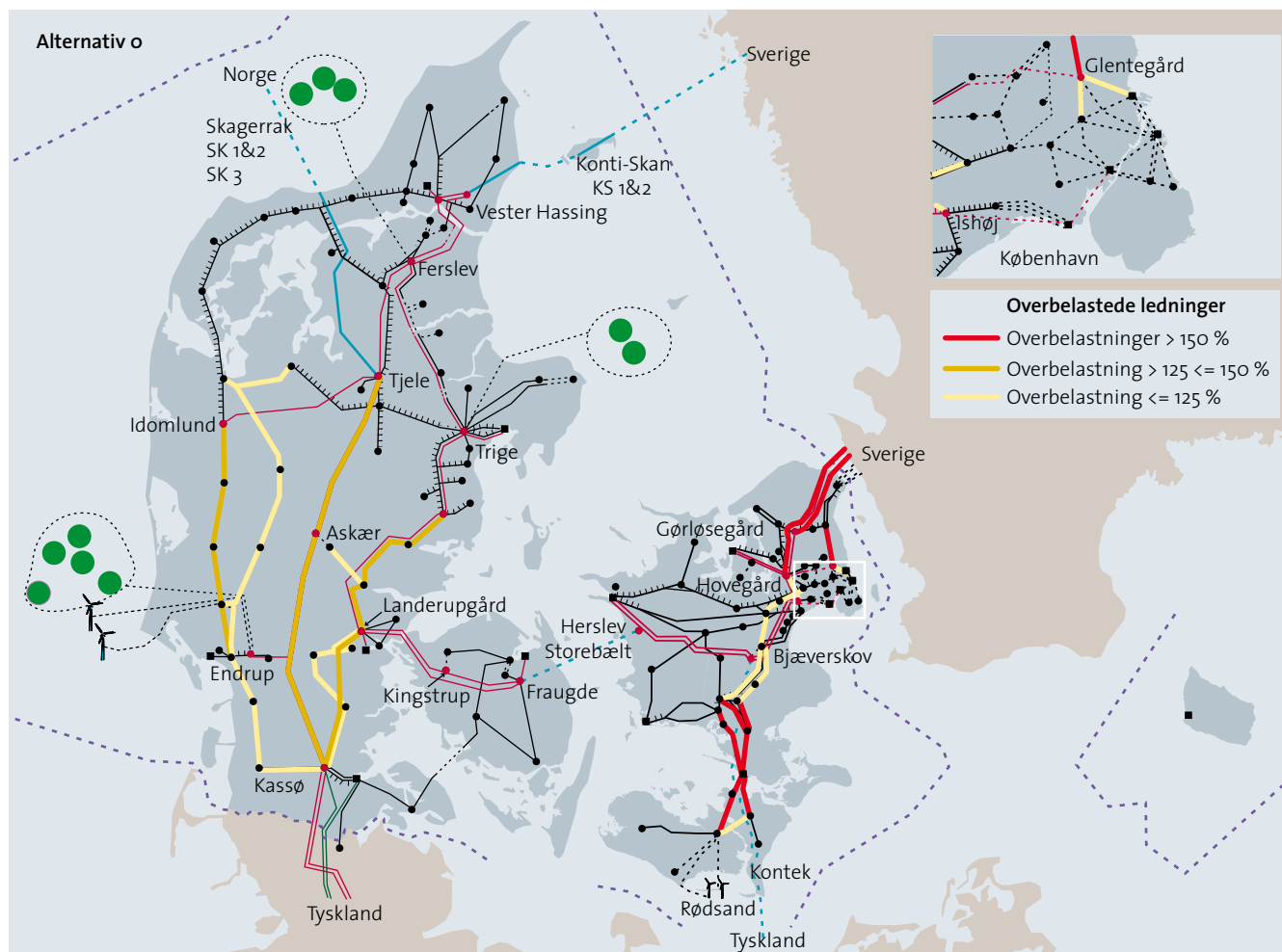
1.6.2 Overbelastninger i alternativ 1

I alternativ 1 vil der årligt være ca. 8.200 timer, hvor 400 kV-nettet i Midtjylland er overbelastet ved mangel af dimensione-

Af figur 4 ses det, at der vil være belastning af 400 kV-forbindelsen på op mod 260 %, dvs. en overbelastning på 160 %



Figur 5: Overbelastninger i nettet i alternativ o. Bemærk, at det er overbelastninger, som illustrerer problemet før, der er iværksat tiltag til at reducere belastningerne.



i forhold til luftledningens nominelle overføringsevne. Selv ved intakt net overbelastes forbindelsen.

Det bemærkes, at situationen med overbelastninger i det omfang, som er beskrevet ovenfor, aldrig vil kunne forekomme i praksis, idet der vil blive sat ind med modforanstaltninger, før de finder sted. Især i alternativ 1 har overbelastningerne et omfang, som nettet fysisk ikke kan bære – der vil være stor risiko for systemnedbrud samt permanente skader på ledninger og øvrige anlæg. I praksis vil alternativ 1 ikke kunne realiseres uden udbygning og forstærkning af det indenlandske eltransmissionsnet.

1.6.3. Behov for ny infrastruktur

Figur 5 og 6 illustrerer, hvilke komponenter der overbelastes i tilfælde af en enkelt netmangel (n-1). De viste overbelastninger opstår typisk ved mangel af en vital komponent (fx en 400 kV-ledning eller en transformer), hvorved det øvrige transmissionsnet skal overføre en endnu større mængde energi og derfor overbelastes.

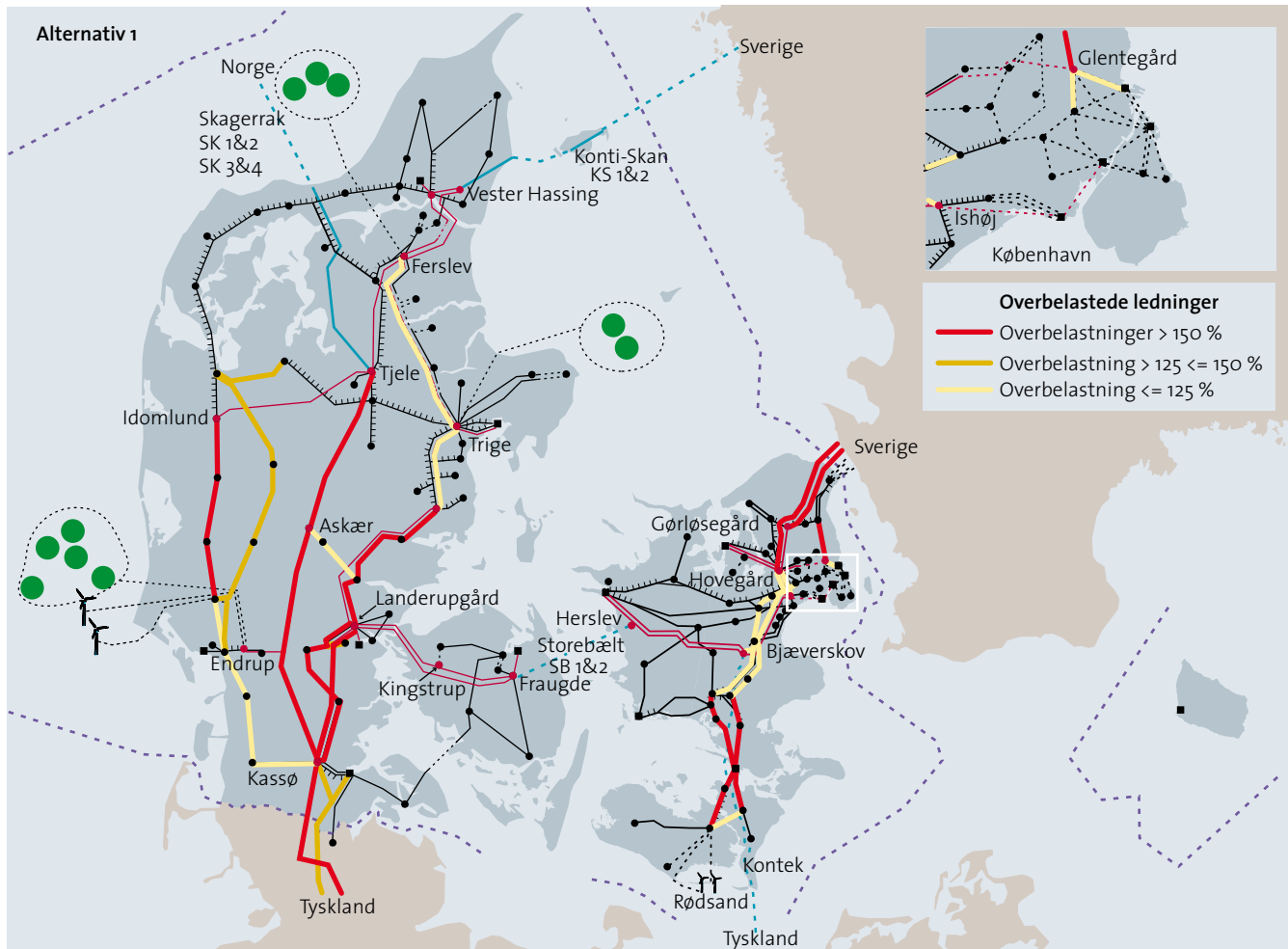
Uden forstærkning af nettet vil effekttransporter medføre overbelastninger i 150 kV-nettet i Vestjylland samt 400 kV-nettet i Midtjylland og Østjylland. Specielt det midtjyske 400 kV-net vil blive

hårdt belastet. Tilsvarende gør sig gældende for det sydsjællandske 132 kV-net samt det nordsjællandske 400 kV-net.

Det overordnede billede er, at det primært er vindkraften, der medfører overbelastninger i øst-vestgående retning. I nord-sydgående retning er det, ud over vindkraften, også effektudvekslingen via udvekslingsforbindelserne til nabolandene, som forårsager overbelastninger i nettet.

Både alternativ o og alternativ 1 understreger behovet for ny infrastruktur. Hvor og i hvor stort omfang, der vil være behov for at udbygge det indenlandske transmissionsnet, afhænger af, hvilket

Figur 6: Overbelastninger i nettet i alternativ 1. Bemærk, at det er overbelastninger, som illustrerer problemet før, der er iværksat tiltag til at reducere belastningerne.



alternativ, der betragtes. Alternativ 1 vil med den øgede kapacitet på udvekslingsforbindelserne skabe større behov for forstærkninger end i alternativ 0. Allerede i dag er udvekslingsmulighederne med nabolandene en forudsætning for en sikker drift og et velfungerende marked. Denne tendens vil forstærkes med en større andel af vindkraft.



Fjordvejen 1-11
DK-7000 Fredericia
Tlf. 70 10 22 44
Fax 76 24 51 80
info@energinet.dk
www.energinet.dk

Ny adresse efter 1. januar 2008

Tonne Kjærvej 65, 7000 Fredericia

Foto:
Ole Christiansen

Layout og opsætning:
Energinet.dk's kommunikationsafdeling

Repro og tryk:
Rosendahls Bogtrykkeri



Oplag 2.500
Trykt-udgave 1901-8142
Online-udgave 1901-8150

Systemplan 2007 kan også downloades på:
www.energinet.dk

Oktober 2007



Fjordvejen 1-11
7000 Fredericia
Tlf. 70 10 22 44
Fax 76 24 51 80

info@energinet.dk
www.energinet.dk

Ny adresse efter 1. januar 2008

Tonne Kjærsvvej 65
7000 Fredericia