



Langsigtet energistrategi frem mod 2025
Handlingsplan for den fremtidige el-infrastruktur og
perspektiver for den fremtidige energiforsyning

Midtvejsseminar d. 23. november i Eigtveds Pakhus

Fagligt diskussionsoplæg

Indholdsfortegnelse

1. Indledning

2. Hovedudfordringer for dansk energiforsyning

- 2.1 Målsætninger og udfordringer
- 2.2 Indsatsområder

3. Baggrund

3.1 Beskrivelse af de globale rammer

- 3.1.1 Ressourcer
- 3.1.2 Økonomisk vækst
- 3.1.3 Klima

3.2 Perspektiver for de globale energimarkeder

- 3.2.1 Marked
- 3.2.2 Ressourcepriser (olie, naturgas og kul)
- 3.2.3 CO₂-pris
- 3.2.4 Ny teknologi og vedvarende energi

3.3 Foreløbige analyser af udviklingen i dansk energiforsyning

- 3.3.1 Danske ressourcer
- 3.3.2 Fremskrivninger
 - Forbrug
 - Forsyning
- 3.3.3 El-infrastruktur og forsyningssikkerhed
- 3.3.4 Varmeområdet
- 3.3.5 Danske erhvervspotentialer
- 3.3.6 Scenarier

Bilag 1. Forudsætninger om produktionsomkostninger for en række teknologier.

Bilag 2. Oversigt over baggrundsmateriale.

1. Indledning

En stabil, sikker, økonomisk effektiv og miljømæssig forsvarlig energiforsyning er afgørende for ethvert velfærdssamfund, således også det danske. Den danske energisektor er i dag meget robust. Det skyldes bl.a., at det danske energiforbrug er meget diversificeret, samt at de danske forsyningssystemer er tæt forbundet med omverdenen.

Udviklingen af ny teknologi inden for energiforsyning og –forbrug har skabt en milliard-eksport og et betydeligt antal arbejdspladser, især i vindmølleindustrien. Danmark er desuden i disse år selvforsynende med olie og naturgas - endda med et overskud, der eksporteres. Den danske energisektor er en del af de internationale energimarkeder. Kul og olie handles på globale konkurrencemarkeder. På de europæiske markeder for el og naturgas er rammerne sat således, at frie markeder også kan udvikle sig her. I Norden har vi et af verdens mest effektive markeder for grænseoverskridende handel med el.

Ikke desto mindre har blandt andet det omfattende blackout i Sydsverige og Øst-Danmark i september 2003 givet anledning til at vurdere den fremtidige elforsyningssikkerhed nærmere. Hertil kommer, at olieprisen det seneste års tid har ligget på et relativt højt niveau, hvilket har skabt bekymring for en på længere sigt stigende afhængighed af importerede energiressourcer til høje priser. Også EU-Kommissionen har sat fokus på forsyningssikkerheden med den såkaldte Grønbog om en europæisk strategi for forsyningssikkerhed fra 2001.

De globale klimaforandringer er den største miljømæssige udfordring, som energisektoren står overfor. Kyoto-protokollen er nu tæt på at blive ratificeret af et tilstrækkeligt antal lande til, at den træder i kraft, og i EU er der med CO₂-kvotesystemet taget et stort skridt for at efterleve vores fælles Kyoto-forpligtelse. Hovedparten af de drivhusgasser, som mennesker forårsager udledningen af, stammer fra anvendelse af kul, olie og naturgas. Levetiden for mange investeringer i energisektoren er ofte 30 år eller mere. Det betyder, at de investeringsmæssige beslutninger, der tages frem mod 2025, vil få stor betydning for udviklingen helt frem til midten af det 21. århundrede.

Samtidig er der en betydelig fokus på energisektorens potentiale for at bidrage til økonomisk vækst og velfærd. Det handler blandt andet om at udnytte de erhvervmæssige perspektiver i forbindelse med forskning og udvikling af nye energiteknologier, og det handler om konkurrencedygtige energipriser for dansk erhvervsliv.

Økonomi- og erhvervsministeren vil d. 1. marts 2005 fremlægge en ny langsigtet energistrategi. I overensstemmelse med 29. marts-aftalen vil energistrategien indeholde en handlingsplan for udbygning med el-infrastruktur frem mod 2010 samt analyser af perspektiverne for den danske energisektor frem mod 2025.

Med henblik på en diskussion af de langsigtede udfordringer for dansk energiforsyning og infrastruktur præsenteres i dette papir en række foreløbige vurderinger, analyser og fremskrivninger udarbejdet af og for Energistyrelsen.

2. Hovedudfordringer for dansk energiforsyning

Dansk energiforsyning står overfor en række betydelige udfordringer i de kommende årtier med henblik på at sikre energi til stabile og konkurrencedygtige priser, samtidig med at hensynet til forsyningsikkerhed og miljø varetages. Fundamentet er til stede for at tilrettelægge en energipolitik, der vil være robust overfor udfordringerne frem mod 2025, og som kan understøtte en positiv udvikling i dansk erhvervsliv. Udgangspunktet er en velfungerende infrastruktur, en diversificeret energiforsyning, en høj energieffektivitet og en række danske styrkepositioner inden for ny viden og teknologi til energisektoren.

Neden for skitseres nogle af de udfordringer og indsatsområder, der på baggrund af de hidtidige analyser foreløbigt kan betegnes som de vigtigste. Der er således hverken tale om en udtømmende eller endelig liste.

2.1 Målsætninger og udfordringer

Konkurrence, omkostningseffektivitet og forbrugerhensyn

Konkurrencen på energimarkedene skal sikre energiforbrugerne så lave energipriser som muligt. Effektiv konkurrence forudsætter velfungerende konkurrencemarkeder, som tilstræbes gennem åbning af markedene, øget prisgennemskuelighed for slutbrugeren samt forbedrede muligheder for grænseoverskridende handel med gas og elektricitet.

Det er en forudsætning for fri handel med el og gas inden for hele EU, at transmissionsforbindelserne mellem de enkelte lande og regioner er tilstrækkeligt udbyggede. En veludbygget infrastruktur er af væsentlig betydning for såvel graden af konkurrence som for forsyningsikkerheden.

Det bliver en udfordring at sikre ensartet og parallel udvikling af el- og gasmarkederne EU-medlemslandene imellem. Det er således hensigtsmæssigt, at der sker en høj grad af harmonisering af reguleringen.

I en årrække fremover må der forventes at ske en fortsat betydelig markedskoncentration på el- og gasmarkederne i Europa. Markedskoncentration med etablering af store selskaber kan være nødvendig i opbygning af en effektiv sektor for at udnytte stordriftsfordele. Det bliver dog en væsentlig opgave at modvirke tendenser til opbygning af monopoler og udøvelse af markedsmagt på disse markeder.

Det skal sikres, at den gennemførte liberalisering medfører en tilstrækkelig effektiv konkurrence, og at de forventede effektiviseringsgevinster realiseres til gavn for forbrugerne. Der er behov for at videreudvikle metoder til at overvåge og besvare disse spørgsmål i de kommende år.

Hensynet til forsyningsikkerhed og miljø vil potentielt kunne kræve væsentlige investeringer ud over, hvad der på kort sigt er kommercielt rentabelt. Et særligt hensyn vil i disse tilfælde være, at den nødvendige indsats tilrettelægges så omkostningseffektivt som muligt, herunder med anvendelse af markedsorienterede virkemidler.

Forsyningsikkerhed

Udgangspunktet er, at der indtil 2025 vil være et stort globalt udbud af energiressourcer at vælge imellem, og at disse handles på konkurrenceprægede globale eller regionale markeder. Samtidig investeres der allerede nu betydelige økonomiske ressourcer i forskning i ny teknologi, der kan effektivisere anvendelsen af ressourcerne, samt forskning i teknologi der kan udnytte andre mere miljøvenlige ressourcer.

Udviklingen i energiforsyningen frem til 2025 kan imidlertid risikere at blive præget af et oliemarked, der er under konstant pres på grund af økonomisk vækst, stigende efterspørgsel og politisk ustabilitet i flere af de største producentlande. Desuden vil koncentrationen af de nu kendte reserver være fordelt på stadig færre lande, der dermed får mulighed for at kunne virke det samlede produktionsniveau og dermed prisen.

Politisk ustabilitet i først og fremmest Mellemøsten medfører, at der allerede i dag betales en risikopræmie i forbindelse med investeringer i ny produktionskapacitet, rørledninger, udskibningshavne og anden nødvendig infrastruktur. I fremtiden kan der endvidere tænkes politisk motiverede begrænsninger i mulighederne for at gennemføre investeringer i denne region. Et lavere niveau for investeringer, end markedet under andre omstændigheder ville tilsige, kan resultere i højere og mere ustabile oliepriser.

Danmark er relativt godt rustet til at imødegå ustabile oliepriser. Samtidig er Danmark en lille åben økonomi, der er afhængig af stabil økonomisk vækst i omverdenen. Ustabile oliepriser kan desuden forventes, at påvirke prisen på andre ressourcer som naturgas, kul og måske også visse former for biomasse. En væsentlig udfordring bliver at sikre dansk økonomi endnu bedre over for ændringer og uro på de internationale energimarkeder

Vurderinger af udviklingen på et 20 års sigt er behæftet med en meget betydelig usikkerhed. Det gælder både ressourcer og teknologi, samt politiske og økonomiske rammevilkår. Ikke desto mindre kan det i nogle sammenhænge være relevant at anlægge en endnu længere tidshorizont. I forhold til forskning og udvikling af nye energiteknologier, der på sigt kan erstatte de fossile brændsler, er det i en række tilfælde vurderingen i dag, at der må anlægges et endnu længere tidsperspektiv, før disse teknologier er markedsmodne.

Danmark ventes fortsat at være selvforsynende med både olie og naturgas fra Nordsøen indtil i hvert fald 2013. Især for olie er der endvidere gode muligheder for at forlænge perioden med selvforsyning, måske helt frem til 2025. Den danske forsyningssituation forventes ikke påvirket af, at selvforsyningsgraden på et tidspunkt vil falde. Den aktuelle situation med selvforsyning er først og fremmest en nationaløkonomisk gevinst.

Et særligt aspekt er den daglige - tekniske - forsyningssikkerhed i den ledningsbundne energiforsyning: el, gas og varme. Opretholdelse af forsyningssikkerheden på det liberaliserede elmarked vurderes aktuelt at være det væsentligste spørgsmål.

Naturgasforsyningen forventes at få en stigende betydning i de kommende år, ikke mindst til elproduktion. Det vil naturligt sætte øget fokus på den langsigtede

forsyningssikkerhed for naturgas, behovet for udbygning af naturgasinfrastrukturen og naturgasmarkedets effektivitet. Naturgas handles på mere regionale markeder end olie, men med et potentiale for stigende international handel med naturgas i flydende form (LNG), der vil kunne bidrage til forsyningssikkerheden.

Miljø

Den globale opvarmning er et væsentligt problem. Energi- og transportsektoren udleder hovedparten af de drivhusgasser, der bidrager til globale klimaforandringer. Derfor må energisektoren forventes fortsat at skulle levere væsentlige bidrag til den samlede klimaindsats. Det understreger betydningen af, at indsatsen er omkostningseffektiv.

Det er vigtigt at være opmærksom på, at de investeringer, der foretages i energisektoren frem mod 2025, vil have indflydelse på de langsigtede udledninger af drivhusgasser længe efter 2025. Blandt andre IEA peger på, at det vil være af afgørende betydning, at vejen banes for udvikling og introduktion af nye mere effektive teknologier og teknologier baseret på vedvarende energi.

Ved forbrænding af både fossile brændsler og biobrændsler dannes der svovldioxid og kvælstofoxider. Begge stoffer giver skader på helbred og miljø. Svovldioxid-emissionen er allerede i dag nedbragt til under 50.000 tons/år, mens emissionen af kvælstofoxider ligger på ca. 200.000 tons. Internationalt har Danmark forpligtet sig til at nedbringe svovldioxid-emissionen til 55.000 tons i år 2010 og kvælstofoxid-emissionen til 127.000 tons i år 2010. Det er således en væsentlig udfordring at få nedbragt emissionen af kvælstofoxider frem mod 2010.

Erhvervsperspektiver

Dansk erhvervsliv har i dag en stærk position inden for flere energiteknologier. Både virksomheder og forskningsinstitutioner besidder en betydelig kompetence, der er omsat i eksport og arbejdspladser, foruden at den bidrager til en effektiv dansk energiforsyning.

Energipolitikken bør derfor også tilrettelægges ud fra et hensyn til, at de erhvervsmæssige muligheder udnyttes bedst muligt. Det gælder ikke mindst i forbindelse med prioriteringen af de betydelige offentlige ressourcer, der anvendes til at støtte forskning, udvikling og demonstration af nye energiteknologier.

Der vurderes at være betydelige erhvervsmæssige perspektiver knyttet til de stadig skærpede miljøkrav på globalt plan samt en forventet bevægelse væk fra olie og andre fossile energiresourcer over mod andre energikilder og mere energieffektive teknologier.

2.2 Indsatsområder

Elmarkedet

Liberaliseringen af el-markedet indebærer, at der ikke længere er én myndighed, der har overblikket over el-markedet og kan beslutte den nødvendige udbygning med henblik på at opretholde forsyningssikkerheden. I det liberaliserede marked fremstår opretholdelsen af forsyningssikkerheden som et samspil mellem uafhængige parter, nemlig netselskaberne, der har ansvaret for at udbygge og drive nettene, den

systemansvarlige virksomhed og eltransmissionen og så elproduktionsselskaberne, der investerer i produktionskapaciteten. Udfordringen ligger i at sikre, at rammerne for dette system giver en stabil udvikling af elsystemet, der også tilgodeser hensynet til forsyningssikkerhed.

Det vil i denne forbindelse være nødvendigt at rejse to overordnede spørgsmål. For det første hvilken grad af el-forsyningssikkerhed bør vi tilstræbe? For det andet, hvorledes sikrer man en stabil udvikling af elsystemet, der tilgodeser hensynet til forsyningssikkerheden inden for rammerne af et el-marked, der bliver stadig mere integreret, og hvor der den gensidige afhængighed mellem elsystemerne i de enkelte lande bliver stadig mere udtalt? Hvilke udfordringer stiller opretholdelsen af forsyningssikkerheden til det integrerede elmarked og til samarbejdet mellem myndighederne i de forskellige lande?

Det har vist sig, at liberaliseringen af el-markedet medvirker til at øge effektiviteten i sektoren og dermed begrænse overkapacitet. Med begrænsningen i overkapacitet reduceres imidlertid også på sigt reservekapaciteten i elsystemerne ganske væsentligt i forhold til i dag. Dertil kommer at analyser om incitamenterne til at foretage investeringer i ny kapacitet viser, at investorer, afhængig af de konkrete forhold, kan have fordel ved at udskyde investeringerne til priserne stiger eller til eventuelle usikkerheder er bragt af vejen.

Dette indebærer, at forsyningssikkerheden reduceres, og at der kan opstå situationer, hvor det kan blive vanskeligt at efterkomme efterspørgslen efter el i spidslastperioder. Det er således vigtigt, at analysere dels virkningen for forsyningssikkerheden af en lavere reserveeffektmargin i det nordiske elsystem, og dels incitament for investorer til at investere i ny kapacitet, og herunder hvilke faktorer der kan påvirke beslutningerne hos investorer. På grundlag heraf bør det overvejes, hvorledes rammerne for markedet kan tilrettelægges med henblik på at skabe stabile vilkår for nyinvesteringer i kapacitet,

Andre mulige virkemidler til at øge forsyningssikkerheden er eksempelvis at etablere flere elforbindelser og fremme et mere fleksibelt, prislefølsomt elforbrug. Også elbesparelsers betydning for forsyningssikkerheden skal vurderes nærmere. Ny teknologi giver mulighed for, at forbruget inddrages i balanceringen af elsystemet mere aktivt end hidtil. Det vil være en udfordring for systemansvaret at tilrettelægge systemdriften på en sådan måde, at disse muligheder kan inddrages aktivt i en effektiv driftsplanlægning.

De fleste forsyningsafbrydelser - med undtagelse af de store forsyningsafbrydelser i Vestdanmark i 1998 og Østdanmark i 2003 - skyldes fejl i distributionsnettet. Der er derfor også behov for at tage stilling til netselskabernes incitament til at vedligeholde, og forstærke distributionsnettet tilstrækkeligt.

Hvilken forsyningssikkerhed, der kræves, er i sidste ende et politisk spørgsmål. I analysen af hvilke virkemidler, der i givet fald kan tages i anvendelse for at imødegå forringet forsyningssikkerhed, skal der tages hensyn til hvilke øvrige konsekvenser, det har for især miljø og økonomi.

Udbygning af eltransmissionsnettet

Arbejdet med en handlingsplan for den fremtidige elinfrastruktur frem mod 2010 omfatter større nye transmissionsforbindelser i Danmark, herunder elektrisk forbindelse imellem landsdelene og en eventuel videre fremføring af 400 kV- og/eller 132/150 kV-nettet som følge af eksempelvis nettilslutning af havvindmølleparker, samt forstærkning og nyanlæg af udlandsforbindelser.

I vurderingen af behovet for fremtidens infrastruktur skal der tages hensyn til 4 overordnede kriterier: Samfundsøkonomi, forsyningssikkerhed/beredskab, miljø (herunder indpasning af VE samt landskabelige hensyn) og elmarkedets funktion.

Investeringer i infrastruktur har meget langsigtede konsekvenser. Grundlaget for disse beslutninger bliver derfor bedre, jo mere sikkert de langsigtede rammevilkår kan vurderes. Kravene til elsystemet er afgørende for, hvilken infrastrukturudbygning, der vil være mest hensigtsmæssig. Det er i den forbindelse specielt vigtigt, hvilke krav der vil blive stillet til elsystemet med hensyn til en fortsat udbygning med havvindmølleparker og med hensyn til behov for eludveksling med nabolandene.

Udbygningen med vindkraft og lokalt placerede kraftvarmeanheder samt det liberaliserede elmarked har ændret kravene til elsystemet markant og stiller allerede i dag nye krav til elforsyningens infrastruktur. Infrastrukturen skal løbende tilpasses disse nye krav af hensyn til forsyningssikkerhed, beredskab, marked og miljø.

Når transmissionsnettet forstærkes, sker det med tekniske løsninger, der har 30-40 års levetid. Det er derfor vigtigt, at disse forstærkninger er robuste overfor alternative udviklinger. Problemstillingen skal ses i sammenhæng med, at det tager lang tid fra beslutning til idriftsættelse af et nyt anlæg.

Udbygningen af vindkraften er formentlig den største udfordring set i forhold til en infrastrukturplan, der rækker frem til 2025. I en foreløbig langsigtet basisfremskrivning vurderes vindkraftproduktionen at stige til et niveau svarende til omkring 29% af elforbruget i 2025, fra et niveau svarende til omkring 18% i 2004. Vindkraftproduktionen i 2025 kan imidlertid godt afvige væsentligt fra denne vurdering afhængig af udviklingen i møllernes økonomi og de politiske beslutninger. Det forventes, at den fremtidige vindkraftudbygning primært vil finde sted på havet.

EU har med markedsdirektivet om det indre marked for elektricitet påtaget sig at være en væsentlig drivkraft bag udviklingen af det europæiske el-marked. Derfor er det også vigtigt for Kommissionen at sikre, at den nødvendige transportkapacitet er til stede imellem landene. EU har gennem TransEuropean Network, TEN, prioriteret en række forbindelser, der bør forstærkes. En del af disse berører Danmark. Det er Skagerrak 4, forbindelsen fra Vestdanmark til Tyskland og Storebæltsforbindelsen

I Norden er der udført samlede analyser af udbygningsbehovet i det nordiske marked. Det har ført til de ”5 prioriterede snit”, der nu undergår bilaterale udredninger med henblik på at etablere et beslutningsgrundlag. Skagerrak 4 og Storebæltsforbindelsen indgår også blandt disse 5 prioriterede snit.

I det videre arbejde med den langsigtede energistrategi og infrastrukturhandlingsplanen vil de økonomiske og øvrige konsekvenser af forskellige udbygninger af transmissionsnettet blive nærmere undersøgt. Herunder vurderes betydningen af vindkraftudbygningen, konsekvenserne af elbesparelser, og konsekvenserne af at øge dels fleksibiliteten i elforbruget, dels regulerbarheden i elproduktionen.

Med hensyn til finansieringen af mulige forstærkninger af udlandsforbindelserne skal man være opmærksom på de såkaldte flaskehalsindtægter, der kan udgøre betydelige beløb. Fordelingen af flaskehalsindtægterne aftales imellem de nordiske systemansvarlige virksomheder. Den nuværende aftale udløber til årsskiftet, og der forhandles p.t. om en ny aftale. Investeringer i samkøringsforbindelser har hidtil været finansieret bilateralt. Nu er der i de øvrige nordiske lande tanker om at anvende flaskehalsindtægterne til at finansiere nye transmissionsforbindelser andre steder i det nordiske elsystem.

Sammenkoblingen med nabolandenes net gør det muligt at dele reservekapacitet med nabosystemerne, så der både kunne opnås bedre forsyningssikkerhed og bedre driftsøkonomi igennem samhandel. Det betyder også, at Danmark er afhængig af elforsyningen i naboområderne. Afhængigheden er både teknisk og aftalemæssig. Det er i sidste ende en politisk vurdering, i hvilket omfang Danmark skal være afhængig af udlandet på elområdet. Vurderingen indebærer en afvejning mellem forsyningssikkerhed og økonomi, der skal belyses nærmere, og som vil have konsekvenser for behovet for netudbygning.

Varme

Fjernvarmeforsyningen kan ikke underlægges samme grad af konkurrence som el- og gasforsyningen, da der er tale om mere lokale net. Fjernvarmen er derfor reguleret af hvile-i-sig-selv prisbestemmelser med adgang til at indregne nødvendige omkostninger i varmeprisen. Det vil i lyset af den mere begrænsede konkurrence være en udfordring at sikre en vedvarende indsats for at tilrettelægge forsyningen så omkostningseffektivt som muligt.

Herunder vil det være vigtigt at sikre en hensigtsmæssig langsigtet tilpasning til nye miljøkrav, udvikling af nye teknologier, ændrede energipriser etc. På længere sigt vil blandt andet den øgede isoleringsstandard i nybyggeri og ved bygningsreovering kunne ændre betingelserne for varmeforsyningen. Individuelle opvarmningsformer, såsom eldrevne varmepumper, vil få en relativt bedre samfundsøkonomisk rentabilitet.

Af væsentlig betydning for de privatøkonomiske incitamenter i varmeforsyningen er afgifterne og CO₂-kvotereguleringen. Det er derfor vigtigt, at disse økonomiske virkemidler giver de ønskede incitamenter i forhold til de politiske målsætninger

Udfordringerne og de forskellige indsatsområder er nærmere beskrevet i det såkaldte Idékatalog fra Energistyrelsen og Konkurrencestyrelsen (2004). Med udgangspunkt heri vil nogle af indsatsområderne på kortere sigt kunne være at:

- fremme effektiviseringen ved at støtte op om tiltag til øget gennemsigtighed i fjernvarmesektoren
- sikre, at varmeforsyningen af nye boligområder sker på en hensigtsmæssig måde i

lyset af det kommende bygningsreglement med strammede krav til bygningernes energiforbrug.

Desuden er der rejst et spørgsmål om tilpasning af afgiftsforholdene således, at eldrevne varmepumper og elpatroner kan anvendes til fjernvarmeproduktion i det omfang, det er samfundsøkonomisk hensigtsmæssigt. Store varmepumper og elpatroner med gode reguleringssegenskaber vil også kunne bidrage til en øget fleksibilitet i elsystemet.

Forskning og udvikling

Når fremtidens voksende globale behov for energi skal imødekommes, er der behov for, at det sker på et mere bæredygtigt grundlag, end det er tilfældet i dag. Der vil desuden være et øget globalt fokus på at sikre forsyningssikkerheden i mere bred forstand, gennem diversificering af energikilder, leverandører og teknologier. Sammenlignet med dagens energisystem har det fremtidige energisystem derfor behov for teknologiske landvindinger indenfor såvel produktion som forbrug.

Måltrettet forskning og udvikling med efterfølgende demonstration og markedsmodning er derfor helt central for at opnå de ønskede valgmuligheder og resultater i fremtidens energipolitik. Samtidig udgør udvikling og produktion af energiteknologi et væsentligt vækstområde for erhvervslivet - ikke mindst dansk erhvervsliv.

Danmark har lovende forskning, udvikling og erhvervspotentialer på en lang række felter på energiområdet. Midlerne til forskning, udvikling og demonstration skal sikre størst mulig effekt på miljø og forsyningssikkerhed, positivt samspil med den internationale forskningsindsats, samt styrkelse af danske erhvervspotentialer. Der skal findes modeller for, hvordan resultater fra forskning og udvikling, over demonstration og markedsmodning kan omsættes til produktion, eksport og arbejdspladser.

Energiforbrug

Besparelser i energiforbruget understøtter de generelle målsætninger i energipolitikken ved at styrke forsyningssikkerheden samt reducere miljøbelastningen og behovet for investeringer i produktionskapacitet, infrastruktur mm. Der pågår i øjeblikket et parallelt arbejde med en særskilt, konkret handlingsplan for energibesparelser. Perspektiverne ved gennemførelse af energibesparelser bør ikke mindst på det lange sigt ses i en sammenhæng med tilrettelæggelsen af infrastruktur og rammer for energiforsyning og vil derfor indgå i de samlede analyser, der vil blive lavet til den langsigtede energistrategi.

Transport

Transportsektoren vil frem til 2025 fylde en stadig større del af landets samlede energiforbrug og ikke mindst olieforbrug. Til grundlag for en vurdering af det fremtidige transportenergiforbrug har Energistyrelsen har bedt Teknologisk Institut om en udredning vedrørende perspektiver for den teknologiske udvikling af motorer mv. til brug i vejtransporten.

Foreløbige konklusioner fra denne udredning peger på, at der fortsat er væsentlige muligheder for at forbedre benzin- og dieselbilernes energieffektivitet. Denne udvikling styrkes først og fremmest gennem fortsatte stramninger i reguleringen bl.a. i EU. På

kortere sigt synes der ikke at være oplagte alternative teknologier eller brændsler der vil kunne blive konkurrencedygtige ift. forbrændingsmotoren drevet af benzin eller diesel.

Derimod er der vigtige perspektiver i at udvikle og billiggøre sådanne alternativer. Bioethanol, potentielt naturgas og på sigt brint/brændselsceller vurderes foreløbig at være lovende muligheder. Mulighederne for via nye teknologier at koble el- og varmeproduktion med produktion af transportbrændsler åbner potentielt nye perspektiver, der skal analyseres nærmere.

Afgifter og CO₂-kvoter

Udviklingen af energi- og CO₂-afgiftssystemet er af meget stor betydning for hvilke løsninger, der investeres i energisektoren. Skatteministeren er på vej til at nedsætte et udvalg, der nærmere skal analysere det nuværende system og foreslå forenklinger og forbedringer. Det vil blandt andet ske i lyset af energipolitiske hensyn. Udvalget skal også analysere sammenhængen mellem afgifts- og CO₂-kvotesystemet.

CO₂-kvoterne spiller en vigtig rolle på energiområdet, først og fremmest som et markedsorienteret og omkostningseffektivt virkemiddel til at nå de klimapolitiske målsætninger. Systemet kan dog også have andre energipolitiske konsekvenser, herunder på elforsyningsikkerheden, som vil indgå i det fremtidige arbejde med kvotesystemets udvikling.

3. Baggrund

3.1 Beskrivelse af de globale rammer

3.1.1 Ressourcer

Det globale energiforbrug er stigende. I et business-as-usual scenarie for fremtiden – dvs. uden politisk indgriben – forventer Det Internationale Energiagentur, IEA, i sin seneste vurdering af fremtidens energibehov en årlig stigning i det globale energiforbrug på 1,7 % frem mod 2030. Det vil indebære et globalt energiforbrug i 2030, der er næsten 60 % større, end det er i dag. Eftersom hovedparten af denne stigning forventes dækket af fossile brændsler, forventes en næsten tilsvarende stigning i de globale CO₂-udledninger.

Olie

Olie vil fortsat være det fossile brændsel, der dækker den største andel af energiforbruget. Den globale økonomi er blevet stadig mere afhængig af olie. En afhængighed som blev tydelig gennem oliekriserne i 1970'erne og begyndelsen af 1980'erne, og som siden er forøget i takt med, at nye stærke økonomier som eksempelvis Kina øger det globale olieforbrug. IEA forventer, at den globale efterspørgsel efter olieprodukter frem mod 2030 stiger med 1,6 % om året. Væksten i efterspørgslen ventes at blive størst i udviklingslandene, og stigningen vil primært være knyttet til et øget transportbehov.

På trods af det stigende olieforbrug forventer IEA ikke mangel på olieressourcer. Det globale forbrug kan dækkes i mere end 30 år frem med konventionelle olieressourcer. Inkluderes de ikke-konventionelle olieressourcer som tjæresand og lignende vil ressourcerne kunne række endnu længere. Derimod er det mere usikkert, hvad det vil koste at udvinde olien og levere den til forbrugerne.

IEA-fremskrivningerne er baseret på en antagelse om, at der i indvindingssektoren fortsat sker en betydelig teknologiudvikling, samt at efterforskningsaktiviteten forbliver høj. En realisering af disse potentialer kræver både penge og tid. Kapitalfremskaffelse og traditionelt lange implementeringstider for investeringer i ny produktionskapacitet kan derfor blive en begrænsende faktor for olieudbuddet i løbet af de næste 30 år. Udviklingen af produktionskapaciteten kan risikere at blive kritisk, hvis væksten i den globale økonomi og efterspørgslen efter energi fortsætter i højt tempo, kombineret med at investorerne udviser tilbageholdenhed med eller gives begrænset mulighed for at foretage de fornødne investeringer pga. politisk ustabilitet, risiko for væbnede konflikter mv.

IEA vurderer, at der under normale investeringsforhold vil være den fornødne tilskyndelse til øget efterforskning og til at investere i nye teknologier til olieindvinding, hvis olieprisen fremover holder sig på et niveau omkring 30 \$/td. Hvis olieprisen derimod gennem en længere periode skulle blive så lav som 10-15 \$/td., vil det med tiden føre til, at produktionskapaciteten bliver for lav til at efterkomme efterspørgslen med stigende oliepriser til følge.

På et tidspunkt forventes den globale olieproduktion toppe, men der er ikke noget entydigt svar på, hvornår dette vil kunne forekomme. Det kan heller ikke forudses, om

produktionen på et tidspunkt vil aftage, som følge af at ressourcerne bliver mere vanskeligt tilgængelige og dermed dyrere af udvinde, eller følge af at bedre og billigere alternativer bliver tilgængelige eller som følge af ændrede politiske prioriteringer omkring forsyningssikkerhed mm.

Selvom der ikke forventes mangel på olieresourcer, kan der opstå midlertidige begrænsninger i udbuddet som følge af politisk ustabilitet i et eller flere af de olieproducerende lande. Sådanne situationer vil kunne medføre periodisk markante stigninger i olieprisen. Derimod vil det eksisterende beredskab med olielagre og lignende kunne opretholde de fysiske forsyninger selv under ganske langvarige begrænsninger i udbuddet.

Naturgas

Den globale efterspørgsel efter naturgas er steget igennem de sidste årtier. Naturgassens andel af den totale globale olie- og gasproduktion steg fra 29 % i 1980 til 39 % i 2002. IEA forventer at produktionen af naturgas vil blive fordoblet fra 2000 til 2030. Den øgede produktion og efterspørgsel skyldes blandt andet en kraftig stigning i anvendelsen af naturgas til elproduktion.

Produktionen ventes at stige i alle regioner, men de største produktionsstigninger forventes uden for OECD området. Op mod 2/3 af den globale naturgasproduktion blev i 2003 forbrugt i Nordamerika, Europa og Rusland tilsammen. Nordamerika var i 2003 selvforsynende, hvorimod Europa importerede naturgas primært fra Rusland og i mindre grad fra Algeriet. IEA forventer, at importen af naturgas til Europa vil stige fra 36 % i 2000 til 63 % i 2030.

Gasefterforskningen har ikke tidligere haft samme prioritet som olieefterforskningen, men er i de senere årtier blevet intensiveret på grund af øget forbrug af naturgas. De globale naturgasreserver er således blevet fordoblet på blot 20 år. Opskrivningen af reserver skyldes nye fund samt forbedrede indvindingsmetoder. For at imødekomme den forventede øgede efterspørgsel efter naturgas, kræves fortsat store investeringer til efterforskning, udvikling og distribution af bl.a. flydende naturgas (LNG).

Til anskuelse af de globale gasreservers omfang kan anvendes forholdet mellem verdens gasreserver og verdens gasproduktion. Det såkaldte R/P-forhold viser, hvor længe den nuværende produktion beregningsmæssigt vil kunne opretholdes. R/P-forholdet har haft en stigende tendens siden starten af 1980'erne, fra 1980 til 2003 er R/P-forholdet steget fra 57 til 67. Det vil sige, at stigningen i produktionen ikke har overgået stigningen i reserven i den pågældende periode.

Mere end halvdelen af verdens gasreserver er lokaliseret i 3 lande; Rusland med 27 %, og Iran og Qatar med hver 15 % af verdens samlede reserver. Ca. 32 % af verdens gasreserver menes placeret i det tidligere Sovjetunionen og ca. 41 % i Mellemøsten.

Kul

Verdens kendte kulreserver er på næsten 1.000 mia. tons kul, mens den globale produktion i 2003 var på lidt over 5 mia. tons. Ved en produktion på det nuværende niveau vil der være kul til næsten 185 års forbrug og måske mere da indvindingspotentialet historisk set er steget i takt med forbrug og efterspørgsel.

Markedet er relativt robust, bl.a. fordi de globale kulreserver er spredt over næsten alle regioner.

Den globale efterspørgsel på kul forventes ifølge IEA (World Energy Outlook, 2004) at stige med ca. 1,4 % pr. år i de næste 20 år. I Europa forventes et fald i efterspørgslen på kul som følge af øget omstilling til naturgas i elsektoren. Ifølge IEA, forventes den globale efterspørgsel efter gas at overstige efterspørgslen efter kul inden 2010.

Fremtidig teknologisk udvikling forventes at afhjælpe visse af de uønskede miljømæssige effekter af kulanvendelsen til eksempelvis elproduktion. I EU er mere end 60 % af den installerede kulkraftkapacitet mere end 30 år gammel. Denne produktionskapacitet har en gennemsnitlig elvirkningsgrad på ca. 35 %. Til sammenligning har den bedste danske kulkraftteknologi en elvirkningsgrad på op til 47 %. Brændselseffektiviteten kan øges yderligere ved at samproducere el og varme, hvor der er en efterspørgsel efter varme.

3.1.2 Økonomisk vækst

En af de stærkeste drivere for udviklingen i energiforbruget er den økonomiske vækst. I Danmark har det ganske vist været muligt at holde bruttoenergiforbruget nogenlunde konstant over de seneste 25 år, samtidig med at bruttonationalproduktet er steget med over 50 %. Globalt set ledsages økonomisk vækst dog næsten altid af stigninger i energiforbruget, om end løbende effektivisering typisk resulterer i mindre vækst i energiforbruget end i den økonomiske vækst.

De fleste analyser af det fremtidige energiforbrug – f.eks. fra IEA - opererer som forudsætning med globale vækstrater for økonomien på ca. 3 % om året over de næste 25-30 år. Væksten er dog ulige fordelt, idet der for OECD-landene typisk forventes en noget lavere vækst end gennemsnittet, mens der forventes en klart højere vækst i f.eks. Kina og Indien.

3.1.3 Miljø

Klima

Med Ruslands forventede snarlige ratifikation af Kyoto-protokollen er der skabt klarhed om de overordnede rammer for den globale CO₂-regulering frem mod 2012. Danmark vil sammen med resten af Europa, Japan, Canada, New Zealand og Rusland snart være forpligtede til at begrænse udledningerne af CO₂ og andre drivhusgasser foreløbig frem mod 2012.

Kyoto-protokollens parter skal allerede i 2005 indlede de vanskelige drøftelser om forpligtelser efter 2012. I den proces vil det have stor betydning for systemets samlede effektivitet og miljøeffekt samt det mulige fremtidige ambitionsniveau, at der kan findes en model for tiden efter 2012, hvorefter store udviklingslande som Kina, Indien og Brasilien kan engagere sig mere målbart og forpligtende. Ligeledes vil det være af afgørende betydning, at der i USA ydes en indsats, der er sammenlignelig med de øvrige industrialiserede lande.

IEA gør i World Energy Outlook 2004 opmærksom på, at hvis der ikke tages politisk beslutning om nye tiltag vil CO₂-emissionerne fortsætte med at stige og i 2030 være 60

% højere end i dag. IEA konkluderer på den baggrund, at dette ikke vil være en bæredygtig udvikling af energisystemet. IEA vurderer, at energisystemet kun kan blive bæredygtigt med ”et teknologisk gennembrud der radikalt ændrer vores måde at producere og forbruge energi på.”

Fra 1. januar 2005 igangsættes EUs system for handel med CO₂-kvoter blandt mange af de største udledere i EU's energisektor og industri. Dermed får CO₂ en pris i verdens største økonomi, og der udvikles et aktivt marked, hvor de omfattede udledere konkret kan forholde sig til, om de skal gøre en indsats for at reducere egne udledninger eller anskaffe ekstra CO₂-kvoter. De anskaffede CO₂-kvoter vil da medvirke til at finansiere reduktioner i en anden virksomhed og måske i en anden branche, der også er omfattet af kvotesystemet. Eventuelt vil reduktionerne ske i et helt andet land.

De virksomheder, der er omfattet af EU's kvotehandelssystem, har foreløbig et sikkert beslutningsgrundlag vedrørende gratistildeling af CO₂-kvoter frem til og med 2007. I 2006 fastsættes omfanget af tildelingen for perioden 2008-2012.

SO₂ og NO_x

Svovldioxid er sammen med sod den klassiske byforurening, som giver åndedrætsbesvær, tilsmudsning og materialenedbrydning. Svovlforurening skyldes især, at organisk materiale – herunder både fossile brændsler og biobrændsler – indeholder svovl.

I Danmark har svovlindholdet i olie været reguleret siden 1972 og SO₂-udslippet fra kraft- og kraftvarmeværker siden 1984. I 1998 indførtes afgifter på svovl. Det danske udslip af svovldioxid er faldet fra næsten 600.000 tons/år omkring 1970 til under 50.000 tons/år i dag. Hermed ligger udledningen i dag under Danmarks forpligtelse gennem ECE- og EU-aftaler for 2010 på 55.000 tons.

Luftforureningen med kvælstofforbindelser er mere kompliceret end svovlforureningen. Ligesom svovldioxid (SO₂) virker kvælstofdioxid (NO₂) umiddelbart irriterende på åndedrætsorganerne og belaster vegetation. NO₂ kan ligeledes oxideres og bidrage til forsurening. Hertil kommer imidlertid, at NO₂ under indvirkning af sollys kan reagere med kulbrinter og danne de såkaldte fotokemiske oxidanter. Heraf er ozon, som blandt andet er skadelig at indånde, den vigtigste.

Endelig virker kvælstof gødende. Luftforureningen med kvælstofforbindelser bidrager derfor til den overgødskning (eutrofiering), som belaster følsomme naturområder. Kvælstoftilførsel via luften til indre danske farvande er ligeledes en medvirkende årsag til iltsvind.

Det danske udslip af kvælstofoxider, regnet som NO₂, steg til ca. 300.000 tons/år i midten af 1980'erne. Siden er udslippet reduceret til ca. 200.000 tons om året. Årsagen har i det væsentlige været installation af lav-NO_x-brændere og deNO_x-anlæg på kraftværker og fjernvarmeanlæg. En voksende brug af katalysatorer på biler har samtidig mere end modvirket væksten i udledningen fra trafik. Udslippet i dag er dog stadig større end EU- og ECE-målsætningen for 2010 på 127.000 tons om året.

3.2 Perspektiver for de globale energimarkeder

3.2.1 Marked

Energimarkederne undergår i disse år omfattende forandringer. El- og gasmarkederne i Europa er ved at blive liberaliseret. I 2007 vil alle forbrugere i hele EU frit kunne vælge leverandør af el og gas og i mange lande skal energiselskaberne organisere sig anderledes for at undgå uønskede konkurrencefordele.

I flere lande er det endvidere besluttet at lade statsvirksomheder privatisere helt eller delvist, og generelt er en konsolidering af særligt elselskaberne iværksat i Europa. Konsolideringen er med til at øge effektiviteten i selskaberne. Under forudsætning om at infrastrukturen er tilstrækkelig udbygget, kan konkurrencen over grænserne også forventes at blive mere effektiv.

Konkurrencesituationen på det europæiske elmarked kan vise sig at blive en væsentlig udfordring i det fremtidige danske forsyningsbillede. Den konsolidering, som der allerede er taget hul på i Europa, kan forventes at fortsætte med færre og meget større udbydere til følge. Hvis produktionskapaciteten i Europa ender på meget få hænder, kan det imidlertid blive til skade for konkurrencen.

EU's indre marked for el

Den overordnede målsætning for det indre elmarked er at skabe et samlet og effektivt konkurrencemarked omfattende hele EU, hvor alle unødvendige forhindringer for grænseoverskridende handel med el er fjernet.

EU-Kommissionens direktorat for transport og energi fremlagde i 2004 et strategipapir for elsektorens udvikling frem mod 2010. Heri fremhæver Kommissionen, at medlemslandene generelt set ikke er særlig godt forbundet med grænseoverskridende elkabelforbindelser. Det er i øvrigt Kommissionens vurdering, at nye transmissionsforbindelser ikke i markant omfang vil svække de etablerede nationale el-monopolers styrkepositioner.

Kommissionen når på den baggrund til den pragmatiske konklusion, at vejen frem mod et samlet konkurrencemarked for hele EU må gå via et mellemstadium, baseret på udvikling af regionale markeder i perioden op til 2010. Herunder blandt andet det nordiske el-marked.

Inden for disse regionale markeder forventer Kommissionen en høj grad af harmonisering af reguleringen på de fleste af de afgørende punkter, herunder graden af markedsåbning, fastlæggelse af transmissionstariffer, regler for bilateral handel samt principper og metodologier for håndtering af flaskehalse.

Udbygning af produktionskapacitet

Det er en udfordring på det liberaliserede elmarked at sikre tilstrækkelig produktionskapacitet til at opretholde forsyningsikkerheden i alle situationer. Håndteringen i EU og i de enkelte medlemslande af denne udfordring kan ventes at få stor indflydelse på udviklingen af de fremtidige markedsvilkår.

En af fordelene ved åbne konkurrencebaserede el-markeder er, at konkurrencetrykket forhindrer overinvesteringer i reservekapacitet. Men på grund af lange forløb fra beslutning til gennemførelse af investeringer i elsektoren betyder det samtidig, at forsyningsikkerheden bliver mere sårbar. Derfor vil elpriserne i det liberaliserede marked have tendens til at udvise store svingninger, specielt på spotmarkederne.

Perioder med høje priser vil kunne være nødvendige for at tiltrække investorer og for at dække de faste omkostninger for de allerede foretagne investeringer. Men prisfluktuationer skaber et pres for markedsintervention i perioder med høje priser, hvilket forøger den ”reguleringsmæssige risiko” og skaber øget usikkerhed for potentielle investorer. Kommissionen finder, at det i en sådan situation især handler om, at de enkelte medlemsstater og deres tilsynsmyndigheder beslutter sig for, hvilken fremgangsmåde man vil følge, offentliggør den – og fastholder den. Ad hoc vil indgreb være meget skadelige.

Kommissionen finder samtidig, at selv om der kan være behov for at reducere markedsdominans, er det nødvendigt at anerkende, at nogle af fordelene ved at etablere et konkurrencemarked for el udspringer af selskabers konsolidering med henblik op at udnytte stordriftsfordele. Derfor bør elselskaber i princippet ikke forhindres i den type aktiviteter - forudsat at kunderne er effektivt beskyttede mod monopoldannelse og markedsmagt, og at nytilkomne eller mindre elselskaber ikke derved bliver stillet ufordelagtigt.

Liberaliseringen har afdækket risici, eksempelvis i form af de prismæssige konsekvenser af overinvestering, som tidligere var skjulte. I et liberaliseret, konkurrencebaseret marked er det naturligt, at priserne fluktuerer.

EU's indre marked for gas

Visionen for det europæiske gasmarked er at skabe ét indre marked for handel med gas, og at der dannes én eller flere europæiske gaspriser. På kort sigt er det sandsynligt, at der opstår regionale markeder, måske med et ledende prismarked lokaliseret omkring de store produktions- og transitområder i UK/Holland/Belgien og evt. Tyskland, hvor markederne og likviditeten er størst. Det forventes derfor, at der først på sigt vil kunne etableres en selvstændig markedspris i Danmark.

For at sikre likviditet på markederne er det nødvendigt at sikre, at der er tilstrækkelig gas til rådighed. Beslutningstagere og markedsaktører står derfor over for en række store udfordringer, før visionen kan blive en realitet. Der vil i de kommende år opstå et betydeligt importbehov af gas til de europæiske markeder, og det betyder, at EU-landene i stigende grad bliver afhængige af gas fra Rusland, Mellemosten og Nordafrika. For at gassen kan nå frem til det europæiske gasmarked, vil det kræve betydelige investeringer i infrastruktur.

Yderligere er det nødvendigt at sikre, at regler og vilkår i de enkelte systemer kan fungere sammen, og at der kan ske effektiv grænseoverskridende handel. Funktionaliteten af et indre marked afhænger af fortsat forbedring af vilkårene for grænseoverskridende handel, objektive og ikke-diskriminerende tariferingsstrukturer og kapacitetsallokeringsmekanismer og endelig et stabilt investeringsklima, der giver incitamenter til de store investeringer i infrastruktur.

Overordnet er der tre mål for en fremtidig effektiv regulering:

Først og fremmest skal reguleringen være med til at sikre forsyningerne af gas til de europæiske markeder. Der ligger en udfordring i at skabe en regulering, der sender de rette signaler til markedsaktørerne, således at der bliver foretaget nødvendige og betydelige investeringer i infrastruktur. Det stiller krav til regulatorisk sikkerhed med en stabil og forudsigelig regulering, der også sikrer sammenhæng på tværs af medlemsstaterne.

Dernæst er det nødvendigt, at reguleringen sikrer en rimelig forrentning af de foretagne investeringer i infrastruktur, eller at der kan opnås undtagelser fra reguleringen. Det sker allerede i dag i forbindelse med realisering af kommercielle infrastrukturprojekter.

Endelig ligger der en regulatorisk udfordring i at skabe effektive markeder. Det kræver bl.a., at koncentrationen på de europæiske gasmarkeder, og dermed de tidligere monopolselskabers dominans på slutbrugermarkederne, reduceres. Midler til at sikre dette kan være yderligere adskillelse af infrastrukturselskaber og gashandelsselskaber, ophævelse af langsigtede gasleveringsaftaler og eksklusivaftaler samt eventuelt krav til gasproducenter om frit udbud af dele af deres gasmængder frem for salg på langtidskontrakter til faste aftagere.

3.2.2 Ressourcepriser

Oliepris

Igennem det seneste århundrede har efterspørgslen efter kul, olie og senere hen naturgas været stigende i takt med den globale økonomiske udvikling. I den vestlige verden stiger olieforbruget som følge af en lang række årsager, især et øget transportbehov. I udviklingslandene anvendes olien i ligeså høj grad i andre sektorer af økonomien.

IEA har i WEO 2004 foretaget en fremskrivning af energiforbruget under en forudsætning om, at der føres uændret politik og altså ikke implementeres virkemidler udover de eksisterende med henblik på at reducere eller ændre sammensætningen af energiforbruget. Under denne forudsætning forventer IEA en markant stigning i energiforbruget frem mod 2030, herunder en forøgelse af olieforbruget på 50% sammenlignet med i dag.

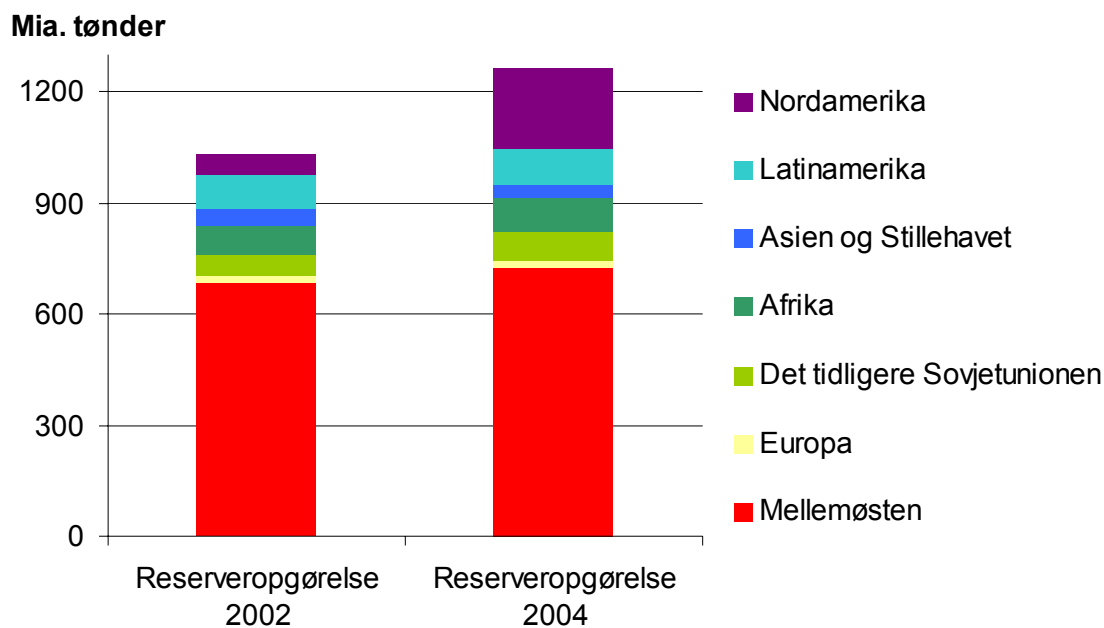
Denne udvikling skyldes først og fremmest en stærk økonomisk vækst i de østasiatiske lande, det vil sige især Kina og Indien, foruden fortsat stærk vækst i USA. I resten af verden kan der selv under antagelse om mere moderat økonomisk vækst ventes fortsat stærk stigning i energiforbruget i transportsektoren.

Det vil imidlertid kræve ganske betydelige investeringer i ny produktionskapacitet, infrastruktur mm. at efterkomme den stigning i den globale efterspørgsel efter energi, som IEA antager i sit business-as-usual scenarie. IEA skønner, at der frem mod 2030 i givet fald vil være behov for investeringer i størrelsesordenen 568 mia. dollars årligt alene i oliesektoren.

Det store efterspørgselspres har sammen med problemer på udbudssiden siden udgangen af 2003 holdt olieprisen oppe på et niveau på højde med prisen i 1985. Der er dog ikke udsigt til mangel på olie i flere årtier frem. Globalt er der fortsat ganske store olieressourcer og der sættes til stadighed nye felter i produktion.

I tillæg til fremskrivningen af energiforbruget har IEA i WEO 2004 fremlagt en forventning til olieprisen frem mod 2030. IEA forventer, at olieprisen på kort sigt vil falde fra det nuværende høje niveau til 22 \$/td. og derefter stige gradvist til 29 \$/td. i 2030 (2000-priser). IEA's skøn er baseret på fremskrivninger af den globale olieefterspørgsel, sammenholdt med den politiske udvikling, verdensøkonomi, udviklingen i reserver og ressourcer, produktion og relaterede omkostninger samt teknologiudvikling og miljømæssige reguleringer.

Men oliemarkedet kan være ustabil, og der kan derfor forekomme perioder med høje priser. Det kan endvidere få betydning for den fremtidige oliepris, at oliereserverne i stigende grad forventes koncentreret i få lande, hovedsageligt i Mellemøsten, hvoraf flere lande historisk set har været præget af politisk uro.



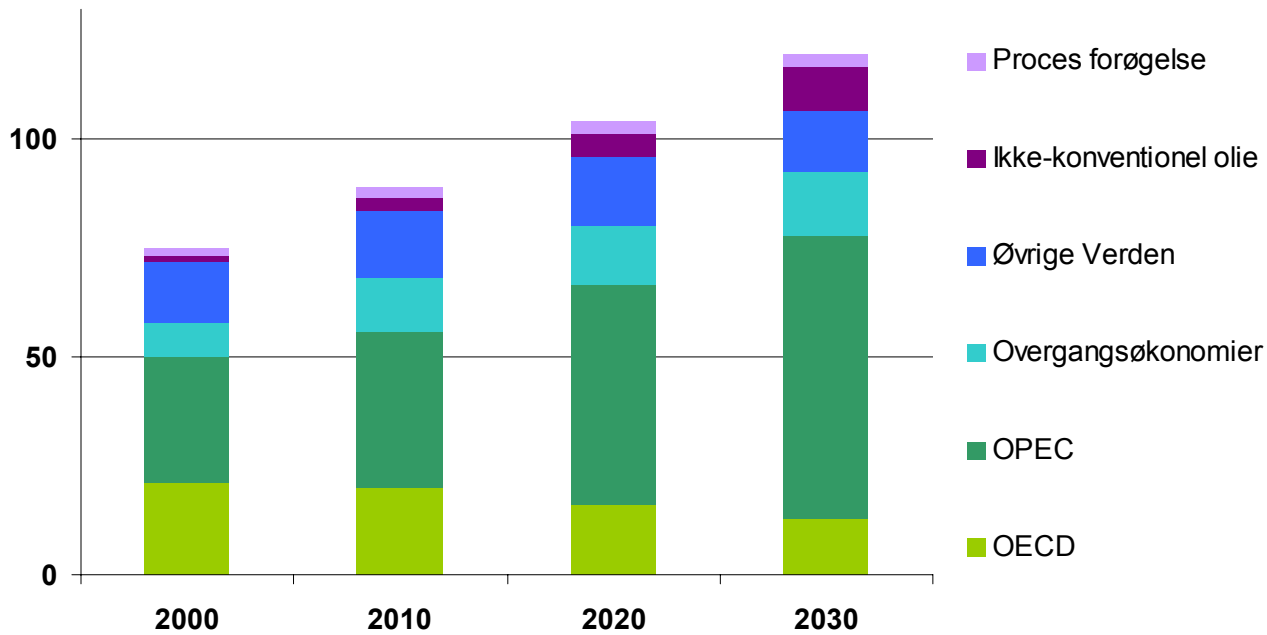
Figur 1. Fordelingen af verdens råoliereserver i 2002 og 2004.

Kilde: Oil and Gas Journal.

I 2025 forventes kun få lande have tilstrækkelig fleksibilitet i produktionskapaciteten til for alvor at kunne påvirke markedet. I dag er det reelt kun Saudi Arabien, der har tilstrækkelig fleksibilitet til at kunne begrænse prisstigninger væsentligt.

Overordnet antages, at olieprisen på længere sigt som minimum må dække omkostninger til efterforskning og idriftsætelse af nye felter, der løbende skal indføres. Hvis olieprisen i en længere periode ikke kan dække disse omkostninger, vil investeringerne og dermed produktionen falde, hvilket på længere sigt vil lede til et underudbud og dermed stigende priser.

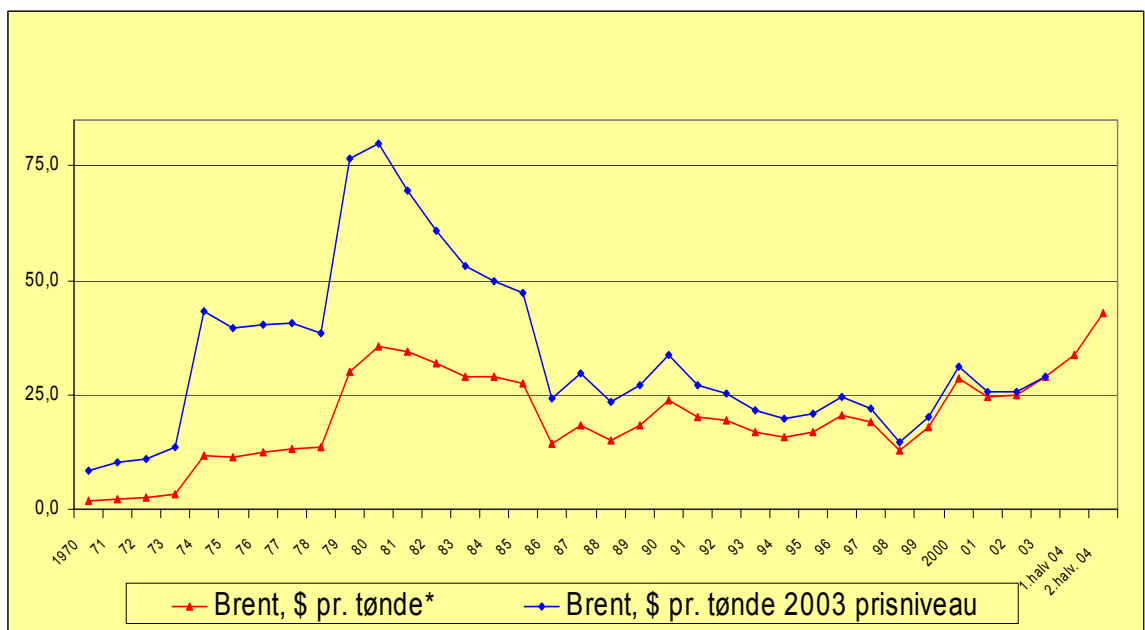
Mio. tønder per dag



Figur 2. Fremskrivninger af verdens olieproduktion.

Kilde: WEO/IEA

Omvendt antages, at en oliepris der i længere tid overstiger omkostningerne til efterforskning, udvikling og produktion af olie fra nye oliefelter vil lede til, at en række tilpasningsmekanismer træder i kraft på markedet. For det første vil efterspørgslen falde som følge af overgang til andre brændsler, samt energieffektivisering.



Figur 3. Historisk udvikling i olieprisen

Kilde: BP statistical review of World Energy, June 2004

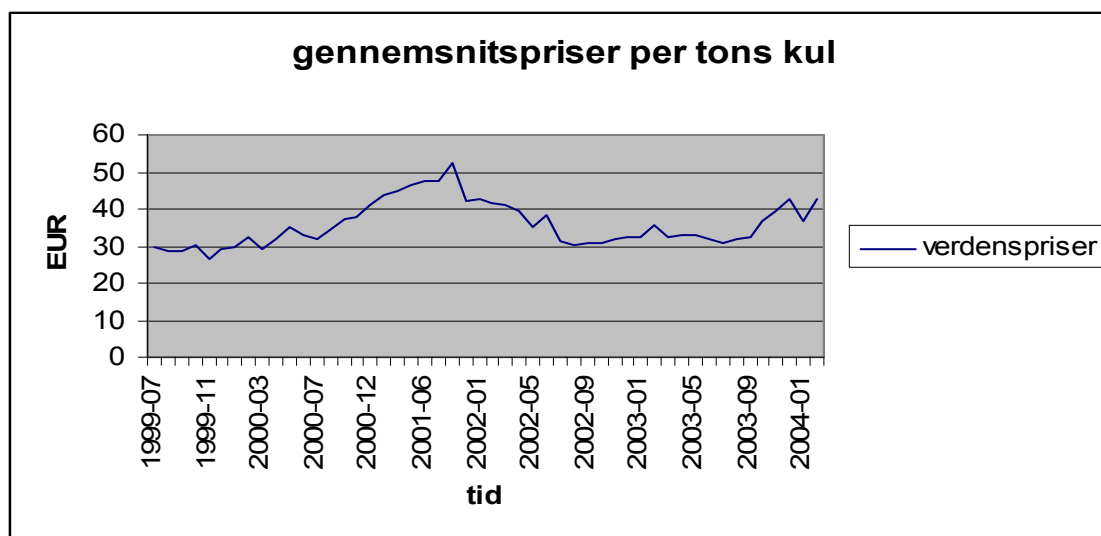
For det andet vil produktion fra mindre lukrative oliefelter med relativt høje indvindingsomkostninger og fra forekomster af ikke-konventionelle olieressourcer blive rentabel ved høje oliepriser, hvilket vil øge udbuddet og presse prisen ned.

Historisk set har prisen svinget meget, som det fremgår af figur 3. Der er fortilfælde for en oliepris over de 45 \$/td. i en kortere årrække. Det var i perioden 1979-1985 efter den 2. oliekrise. Omvendt er det siden 1973 kun i 1998, at olieprisen har været væsentligt under 20\$/td. Ellers har prisen i lange perioder svinget omkring 25 \$/td. – i 1990'erne dog kun lidt over 20\$/td (alle priser er angivet i faste 2003-priser).

Der er således knyttet betydelig usikkerhed til den fremtidige oliepris. Til brug for langsigtede scenarieberegninger har Energistyrelsen derfor valgt et ret bredt spænd for den langsigtede oliepris, nemlig mellem 20 og 45 dollar pr. tønde frem til år 2025. Grænserne for dette spænd skal ikke betragtes som eksakte minimums- og maksimumsgrænser, men som beregningsforudsætninger om ydergrænser for olieprisens gennemsnitlige niveau over en længere periode frem mod 2025. Der vil også blive gennemført enkelte følsomhedsanalyser ift. et endnu større spænd for den langsigtede oliepris.

Kulpris

Kul handles i et konkurrencepræget marked, som hovedsageligt er domineret af private aktører. Kulmarkedet har tidligere været domineret af langtidskontrakter, men kul forventes i stigende grad at blive handlet på spotmarkeder. Der findes dog ikke en decideret kulbørs. Prisen per tons kul har i den tiårs periode, der ligger forud for 2004, ligget rimeligt stabilt mellem 30-40 US\$/ton. Figur 4 viser udviklingen i gennemsnitsprisen på kul over de seneste 5 år.



Figur 4. Gennemsnitspriser (CIF) i EUR på verdensmarkedet.

Kilde: Energistyrelsens prisdatabase

Figuren indfanger ikke, at der har været en voldsom prisstigning i 2004. EU oplyser, at den gennemsnitlige importpris for EU 25 i første halvdel af 2004 var 63 US\$/ton

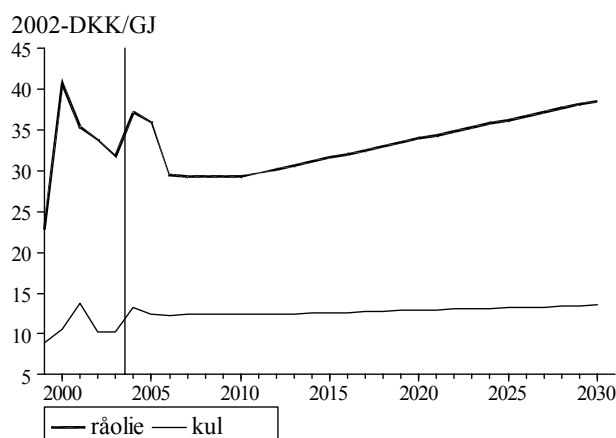
stenkul. Samtidig oplyses det, at et tons stenkul fra Sydafrika kostede 77 US\$ i juli 2004¹.

Kulprisen for forbrugeren (CIF² prisen) bestemmes ikke bare af udbud og efterspørgsel, men også af fragtrater og valutakurser. I 2004 har disse parametre medvirket til en relativt høj kortsigtet kulpris i US\$. Dette skyldes især en øget efterspørgsel efter kul (10% p.a.), bla. begrundet i øget stål- og jernproduktion i Kina, og derfor import snarere end eksport af kul til Kina, samt en relativ lav dollarkurs i 2004.

EU's kuleksperter vurderer det sandsynligt, at kulpriserne vil forblive relativt høje i de kommende ca. to år, da det vil tage tid for markedet at tilpasse sig den nye vækst i Asien. Der er behov for nye investeringer i fragtkapacitet og i minedrift. IEA er enige i, at prisen vil øges ind i 2005, hvorefter den igen vil falde til ca. 40 US\$/ton CIF. Her vil prisen stabilisere sig og blive indtil 2010. Herefter forventes prisen langsomt at stige til et niveau omkring 44 US\$/ton CIF i 2030³.

Denne stigning skyldes at der forventes stigninger på olie og naturgaspriserne. Dette vil have betydning for kulprisen på to niveauer:

1. Kulprisen stiger pga. øgede transportomkostninger. Da transportomkostningerne er signifikante for kul vil denne faktor være betydelig.
2. Kul vil blive mere konkurrencedygtigt som substitut for olie og naturgas og således vil efterspørgslen øges og dermed prisen.



Figur 5. Fremskrivning af prisen på råolie og kul (2002-DKK/GJ)

Prisen på kul forventes at stige langsommere end prisen på olie og naturgas, da minedriften som følge af produktivitetsstigninger og rationaliseringer i producentlandene vil blive billigere.

¹ EU, DG TRENs hjemmeside samt The Market for Solid Fuels in the Community for 2003 and the Outlook for 2004

² CIF=cost + insurance + freight

³ IEA, World Energy Outlook 2004, kap. 5

Gaspris

Prisen på naturgas har traditionelt fulgt olieprisen ganske tæt, bl.a. fordi gasselskaberne primært køber naturgas på langtidskontrakter, der er indekseret i forhold til den internationale notering på fuel- og gasolie. Endvidere er slutkundepriserne på naturgas i Europa overvejende fastlagt på grundlag af kundernes alternative brændselsmuligheder, der ofte vil være olie.

EU-Kommissionen arbejder for, at gasprisen i højere grad fastsættes uafhængigt af prisen på råolie, bl.a. ved udviklingen af et mere spotpræget marked hvor konkurrencen mellem gasproducenterne kan øges. Endvidere forventes, at handel med naturgas i fremtiden ikke længere kun vil finde sted på regionale markeder.

Fortsat udvikling af LNG-teknologi vil gøre det muligt at udvikle mere globale markeder. IEA forventer, at 50 % af naturgasforbruget i 2030 vil blive transporteret som LNG. Dette vil også medvirke til at skærpe konkurrenceforholdene på det europæiske gasmarked, hvor der sammenholdt med forventede investeringer i øget kapacitet fra Norge og Rusland (og Algeriet) er udsigt til en tilfredsstillende konkurrencesituation.

Der er imidlertid grund til at forvente, at prissætningen på naturgas fortsat vil ske helt eller delvis med udgangspunkt i kundernes alternative brændselsmuligheder. Derfor antager Energistyrelsen som beregningsforudsætning, at gasprisen fremover vil følge udviklingen i olieprisen med 100 %, blot lettere forskudt.

3.2.3 CO₂-pris

Kyoto-protokollen kan forventes snart at træde i kraft, og fra 1. januar 2005 træder EU's kvotehandelssystem i funktion. Dermed vil CO₂ blive prissat, og det vil privatøkonomisk gøre en forskel om man vælger at anvende ressourcer med højt, lavt eller slet intet indhold af CO₂. Markedet er så småt ved at blive bygget op, men endnu foretages kun relativt få handler, og det er derfor ikke muligt at basere skøn over den fremtidige CO₂-pris på den aktuelle markedspris. Ambitionsniveauet for de langsigtede målsætninger på klimaområdet vil sammen med CO₂-reduktionsomkostningerne være afgørende for den langsigtede CO₂-pris.

Kyoto-protokollen danner ramme om de globale klimaforpligtelser foreløbig frem mod 2012. Som grundlag for valg af en beregningsforudsætning antages, at Klimakonventionen og den globale CO₂-regulering, som vi kender den med Kyoto-protokollen, samt EU-direktivet om kvotehandel også kommer til at danne ramme for den globale CO₂-regulering efter 2012. Dvs., at der også fremover kan forventes krav til de industrialiserede lande om faldende udledninger samt kvoter på udledningen i visse sektorer. Det antages endvidere, at der fortsat vil være en høj grad af fleksibilitet i efterlevelsen af forpligtelser på tværs af landegrænser, sektorer, drivhusgasser mv.

Under antagelse om et fuldt fleksibelt globalt marked for CO₂-kvoter, vil prisen på CO₂-kvoter være lig med omkostningen ved at anvende den marginale teknologi, der er nødvendig for at indfri reduktionsbehovet.

Den grundlæggende målsætning med Klimakonventionen er at stabilisere atmosfærens indhold af drivhusgasser på et niveau, der forhindrer farlige menneskeskabte

klimaændringer. Konventionen er imidlertid ikke mere præcis omkring, hvad der vil være farlige klimaændringer, eller hvilke begrænsninger på stigning i temperatur og atmosfærens indhold af drivhusgasser, der vil være nødvendige for at forhindre farlige menneskeskabte klimaændringer.

I forbindelse med forhandlinger under Klimakonventionen har EU's miljøministre fastlagt en langsigtet målsætning om, at de globale temperaturændringer bør holdes under en stigning på 2°C i forhold til det før-industrielle niveau. Dette menes at være et tilstrækkeligt niveau til at modvirke eller reducere alvorlige klimaforandringer, herunder irreversible konsekvenser for mennesker og biologiske systemer.

Der er ikke knyttet specifikke koncentrationsmål til EU's målsætning, men af fremskrivninger præsenteret af IPCC fremgår det klart, at koncentrationen af CO₂ i atmosfæren vil skulle holdes et godt stykke under 550 ppm (enhed for andelen af drivhusgaspartikler i atmosfæren). Koncentrationen blev i år 2000 målt til at være 368 ppm, hvilket er 33 % over det før-industrielle niveau.

På baggrund af langsigtede målsætninger på klimaområdet, der vurderes at kunne indfri den langsigtede målsætning i Klimakonventionen, samt muligheder for reduktioner globalt set, har ECON for Energistyrelsen beregnet, at et interval på mellem 50 og 310 kr. vil være tænkelige ydergrænser for, hvor meget det vil koste at reducere et ekstra ton CO₂ i 2030. Indenfor dette interval vurderes 150 kr./tCO₂ at være et tænkeligt middelskøn for en CO₂-kvotepris i 2030.

3.2.4 Ny teknologi og vedvarende energi

Samlet set er der udsigt til, at det samlede globale energiforbrug vil stige markant frem mod 2025. IEA forventer, at stigningen for 85 %'s vedkommende vil blive opfyldt af fossile brændsler. Det vil imidlertid blive svært at forene en bæredygtig udvikling og beskyttelse af det globale klima, hvis fremtidig vækst og velfærd i så høj grad baseres på fossile energiressourcer.

Billedet nuanceres dog af, at nye teknologier også bringer andre ressourcer i spil. Atomkraft har gennem de sidste 50 år bidraget og bidrager fortsat betydeligt til elproduktionen i mange lande og i de seneste årtier er også vedvarende energikilder begyndt at bidrage mærkbart til mange landes energiforsyning.

Historisk set har først og fremmest vandkraft i lande med de rette forudsætninger været den dominerende vedvarende energikilde, men også biomasse i form af træ og halm anvendes i vidt omfang til el- og især varmeproduktion. Danmark har endvidere ydet et betydeligt bidrag til, at vindkraft nu er en teknologi der tages med i overvejelserne, når der skal investeres i ny elproduktionskapacitet.

Ofte betragtes vedvarende energikilder som udtømmelige, og det er da i princippet også tilfældet for sol og vind. Som det ser ud i dag, ventes elproduktion fra solenergi imidlertid ikke at være kommerciel i 2025, og selv om vindressourcen i sig selv er udtømmelig, vil der i takt med en voldsom udbygning opstå i hvert fald regional knaphed på attraktive placeringer for vindmøller. Derfor forventes fremtidig udbygning med vindenergi i eksempelvis Danmark primært at foregå på havet. Der er endvidere potentiale for øget anvendelse af biomasse ift. det nuværende niveau. Traditionelt er

biomasse primært anvendt lokalt, der hvor det forekommer, men med øget udbredelse må det forudses, at der også udvikles mere internationale eller i hvert fald regionale markeder for biomasse.

Det er tvivlsomt, om der i væsentligt omfang vil blive investeret i ny produktionskapacitet for a-kraft, eftersom denne teknologi både er meget kapitalkrævende og kræver helt specielle politiske og økonomiske omstændigheder for at blive realiseret. Men begunstiget af CO₂-reguleringen og stigende efterspørgsel efter el tegner det til, at eksisterende kapacitet vil blive udnyttet mere end det er tilfældet i dag, foruden at nedlukningsplaner mange steder kan forventes udskudt til værkernes levetid udløber.

Stigningen i anvendelsen af vedvarende energi frem mod 2025 kan ventes at blive markant. Mange ressourcer og teknologier har endnu kun set en spæd begyndelse. Udbredelsen af disse vil ske i takt med udviklingen og kommercialiseringen af nye teknologier, men i lige så høj grad mhp. at øge national forsyningssikkerhed og uafhængighed af import af energi fra politisk urolige områder i verden og altså ikke nødvendigvis alene som følge af strengt markedsøkonomiske eller miljømæssige overvejelser.

Selvom vedvarende energikilder samlet set gradvis vil komme til at spille en større rolle, forventes de i dette tidsperspektiv mængdemæssigt og prismæssigt ikke at kunne udgøre et "fuldgyldigt" alternativ til de traditionelle energiformer i 2025. Dertil er de fleste vedvarende energiteknologier stadig for langt fra at være konkurrencedygtige på fuldt kommercielle vilkår.

Transportsektoren er særlig sårbar overfor den fremtidige udvikling på oliemarkedet. Der er eksempler på storskala tilsætning af alkohol til benzinen i Brasilien og naturgas er udbredt i biler i Buenos Aires, Argentina. Disse teknologier har dog endnu ikke vundet generel udbredelse, og der er endnu ikke udviklet reelle alternativer, der i fuldt omfang kan erstatte benzin og diesel på en økonomisk og miljømæssig acceptabel måde.

Der forskes meget i alternativer til benzin og diesel i transportsektoren. Bl.a. knyttes store forventninger til brint. Der vurderes at være gode chancer for, at det i 2025 vil være muligt at overvinde de fleste barrierer for udbredelsen af brintteknologien i transportsektoren. Dog vil en egentlig kommercialisering og dermed udbredelse formentlig ligge noget længere ude i fremtiden. Også bioethanol kan have væsentlige perspektiver.

Den globale økonomi forventes altså stadig i 2025 i høj grad at være afhængig af fossile brændsler. Derfor forventes også den danske økonomi at være afhængig af udviklingen på oliemarkedet i denne periode.

3.3 Foreløbige analyser af udviklingen i dansk energiforsyning

Danmark har en af de mest energieffektive økonomier i verden målt på energiforbrug i forhold til bruttonationalprodukt og det danske energiforbrug er baseret på en bred vifte af "konventionelle" energiressourcer, nemlig olie, naturgas, kul, vind og biomasse. Endvidere overstiger den danske produktion af olie og naturgas det aktuelle forbrug i Danmark af disse ressourcer. Endelig er infrastrukturen i form af distributionsnet til el, naturgas og fjernvarme særdeles veludbygget i Danmark.

Dansk økonomi er således relativt robust overfor udsving i prisen på energi, samt overfor forsyningsituationen for en enkelt energikilde. Det er kommet Danmark til gode i perioder med høje oliepriser.

3.3.1 Danske ressourcer

Nordsøen

Danmark indvinder i disse år olie og gas i Nordsøen i en udstrækning, der mere end dækker vores eget behov. Med kendt teknologi vil produktionen dale frem mod 2025. Men der vil fortsat være store ressourcer i den danske undergrund, og med fortsat teknologisk udvikling vil Danmark i mange år fremover kunne hente en betydelig del af behovet for olie og gas op fra egen undergrund.

Produktionen af olie har siden 2000 været nogenlunde konstant på godt 20 mio. m³ pr. år svarende til ca. 350.000 tønder pr. dag. Ved udgangen af 2003 var der 20 producerende olie- og gasfelter i Danmark. Det danske olieforbrug har siden begyndelsen af 1990'erne været nogenlunde konstant på ca. 10 mio. m³ om året.

Danmark vurderes at være selvforsynende med olie i hvert fald frem til 2013. Den reelle udvikling i selvforsyningen vil afhænge af, hvor hurtig teknologiudviklingen vil forløbe, samt i hvilket omfang det eksisterende efterforskningspotentiale realiseres. Med forbehold for den store usikkerhed for det samlede teknologi- og prospektbidrag⁴, er det sandsynligt, at Danmark vil være selvforsynende med olie helt frem til 2025.

Produktionen af naturgas har siden 1997 været nogenlunde konstant omkring 7 mia. Nm³ om året. Ifølge Energistyrelsens seneste opgørelse pr. 1. januar 2004 er gasreserverne opgjort til 136 mia. Nm³, og der er indtil 1. januar 2004 produceret 100 mia. Nm³ gas.

Det vurderes, at Danmark kan være selvforsynende med naturgas til omkring 2013. Da prognosen for gasproduktionen efter 2010 er stærkt aftagende, får den forventede forøgelse af reserverne som følge af prospektbidraget afgørende betydning for vurdering af selvforsyningen efter 2013. Det vurderes dog, at prospektbidraget ikke fuldt ud kan sikre dansk selvforsyning med naturgas efter 2013.

⁴ Prospektbidraget er udnyttelse af forekomster der er kendte (anborede), men som der endnu ikke er iværksat produktion fra.

Vind

Der var pr. august 2004 etableret ca. 3.100 MW vindkraft i Danmark, heraf ca. 420 MW offshore. Møllerne producerede i alt 5.500 GWh i 2003. Som følge af den politiske aftale af 29. marts 2004 og ordningen for skrotning af ældre vindmøller, forventes den installerede kapacitet på land at stige med 175 MW, hvorefter der samlet set vil være ca. 2.900 MW landmølle-effekt. Det forventes, at en eventuel yderligere udbygning på land hovedsageligt vil ske i form af udskiftning af eksisterende møller. Der er endvidere taget beslutning om at opføre yderligere to offshore vindmølleparker á hver 200 MW, hvilket vil bringe den samlede danske vindkrafteffekt op på godt 3.700 MW.

Potentialet for udbygning med møller på havet er senest vurderet i ”Havmølle-handlingsplan for de danske farvande”, juni 1997. Ved udbygning på vanddybder op til 15 m blev det vurderet, at der realistisk set kan udbygges med godt 12.000 MW. Med en benyttelsestid på 4200 timer/år (hvilket er den benyttelsestid møllerne forventes at have i 2025) svarer dette til en årlig elproduktion på 51 TWh.

Nyere vurderinger tyder på, at potentialet i de områder, der indgik i havmølle-handlingsplanen, formentlig vil være mindre end antaget i planen. Til gengæld er det med de nye store vindmøller realistisk, at der også er et udbygningspotentiale i områder med vanddybder på mere end 15 m.

På denne baggrund kan den teoretiske vindressource for landmøller og havmøller tilsammen med en betydelig usikkerhed skønnes til ca. 15.000 MW (inkl. allerede etableret effekt), svarende til en årlig produktion på ca. 55 TWh.

Biomasse

De nuværende danske ressourcer af biomasse er betydelige, og det vurderes, at der fortsat er væsentlige uudnyttede ressourcer. De uudnyttede ressourcer vurderes i øjeblikket primært at bestå af halm og biomasse til biogasproduktion (husdyrgødning m.m.).

Det vurderes desuden, at det i et vist omfang vil være muligt at øge ressourcerne i fremtiden. Det kan bl.a. ske via brug af brakarealer til dyrkning af energiafgrøder. Det er også muligt, at øget energiudbytte kan prioriteres i avlsarbejde og valg af afgrøder og sorter i jordbruget. Omvendt kan ressourcegrundlaget blive mindre end det nuværende ved eksempelvis udlægning af større arealer til uudnyttet natur eller markante ændringer i landbrugspolitikken.

Import af biobrændsler er af stigende betydning. I 2002 blev der importeret flis og træpiller svarende til i alt 4,2 PJ eller ca. 5% af det danske forbrug af biomasse til energiformål. Denne andel forventes at stige i de kommende år. Branchens aktører, kraftværker, handelselskaber m.fl. vurderer således, at den internationale handel med biobrændsler er i kraftig udvikling. Træ til brændsel handles internationalt i form af hele stammer, flis eller træpiller. Især ser produktion af og handel med træpiller ud til at kunne ekspandere kraftigt. Bl.a. forventes store ressourcer af træ fra Østeuropa, Baltikum, Rusland, Canada m.fl., at blive ”mobiliseret” i den internationale handel.

Foreløbig vedrører den internationale handel næsten udelukkende træ. Men halm, i form af halmpiller, kunne ligeledes på sigt blive handlet internationalt, afhængig af priser og transportaftaler. Her er bl.a. Ukraine potentiel storproducent..

Forbruget af biomasse til energiproduktion i Danmark blev næsten 3-doblet i perioden 1980 til 2002. I de seneste 2 år er der sket en yderligere stigning med 15-20 PJ fra ca. 85 PJ i 2002 til 100-105 PJ i perioden frem til 2005. Det skyldes primært implementeringen af Biomasseaftalen om anvendelse af halm og flis på kraftværkerne..

PJ	1980	1990	1995	2000	2001	2002
- halm	7,1	14,2	13,1	12,2	13,7	15,7
- skovflis	0,2	1,9	2,3	3,0	3,5	4,1
- træaffald	3,8	6,2	5,7	6,9	8,6	10,4
- træpiller	0,1	1,7	2,4	5,1	6,5	7,0
- biogas	0,2	0,7	1,7	2,9	3,0	3,4
- brænde	7,6	8,8	11,5	11,7	11,9	11,3
- affald	10,6	15,2	21,6	30,5	32,4	33,5
Biomasse i alt	29,6	48,8	58,2	72,4	79,7	85,4

Tabel 1. Anvendelse af biomasse til energiformål i Danmark 1980-2002. (Omkring 80 pct. af affald er biomasse). Kilde: Energistyrelsen, Energistatistik 2002.

Hovedtendensen over de sidste 25 år har været, at anvendelsen af biomasse langt overvejende er sket i form af faste biobrændsler (træ, halm og affald), at biomassen anvendes i stadig større anlæg p.g.a. de teknisk-økonomiske skalafordele herved, og at den i stigende grad anvendes til kraftvarmeproduktion i stedet for ren varmeproduktion. Anvendelsen af gasformige biobrændsler – foreløbig primært som biogas – har væsentlig mindre omfang. Flydende biobrændsler har hidtil kun været anvendt i ubetydeligt omfang.

3.3.2 Fremskrivninger

For at kunne vurdere eksempelvis nye energiteknologiers indtrængen på det danske energimarked eller effekten af potentielle energipolitiske tiltag, er der gennemført en basisfremskrivning af dansk energiforbrug og energiforsyning til 2030. Denne fremskrivning er baseret på en fortsættelse af den gældende politik på området, en såkaldt ”Business-as-usual”-fremskrivning. Der er således ikke tale om en plan eller prognose, men alene et bud på, hvordan udviklingen ville kunne blive, hvis forbrugere og producenter af energi reagerer som forventet på forudsætningerne for den økonomiske, teknologiske og prismæssige udvikling i fremtiden, samt fastholdelse af gældende regler.

I en fremskrivning med en så lang tidshorisont som 2030 er forudsætningerne for den økonomiske vækst, fremtidig energiprisudvikling, teknologisk udvikling samt forbrugernes reaktioner på disse naturligvis behæftet med en meget betydelig usikkerhed. Basisforløbet suppleres derfor med en række alternative scenarier baseret på alternative forudsætninger for udviklingen i centrale parametre. Herom nærmere i afsnit 3.3.5.

Basisforløbet (eller basisscenariet) er gennemregnet med brug af økonomiske og tekniske modeller. EMMA-modellen anvendes til at beskrive energiforbruget fordelt på en række sektorer og de vigtigste energityper på basis af forudsætninger om økonomisk aktivitet og energipriser. Ramses-modellen beskriver på Nordisk niveau el- og varmeproducenternes adfærd med udgangspunkt i brændselspriser, efterspørgslen efter el og fjernvarme samt effektiviteten af forskellige anlægstyper.

Dermed kan elprisen på det nordiske marked, investeringer i ny kapacitet samt brændselsforbrug beregnes. Suppleret med forudsætninger for udviklingen i transportsektoren mv. kan der dermed opstilles en samlet og sammenhængende fremskrivning af det danske energiforbrug.

Forudsætningerne om økonomisk vækst og inflation er baseret på Finansministeriets fremskrivning fra juni 2004, mens priserne på brændsler er baseret på IEA's World Energy Outlook 2004. Forudsætninger om udviklingen i transportsektoren svarer til fremskrivningen i regeringens Klimastrategi fra 2003.

Forbrug

Siden starten af 1970'erne har det danske bruttoenergiforbrug holdt sig på et nogenlunde stabilt niveau. En effektivisering i forsyningssektoren har dog muliggjort, at det endelige energiforbrug samtidig har kunnet øges. I perioden 1980-2003 steg det endelige energiforbrug med 0,3 pct. p.a.

I fremtiden ventes en større stigning i det danske energiforbrug, med mindre der implementeres nye begrænsende tiltag. I en fremskrivning af det endelige danske energiforbrug frem til 2030 – baseret på gældende politik - ventes en vækst i det samlede endelige energiforbrug på ca. 0,9 pct. p.a. – stærkest i den første del af perioden. Der forventes vækst i de fleste sektorer med undtagelse af husholdninger og offentlig service. Den beskrevne udvikling skal bl.a. ses på baggrund af, at der er tale om en fremskrivning uden nye politiske initiativer.

Effekten af en række kendte initiativer på energiområdet er indregnet, men den samlede effekt af disse er dog begrænset – ca. 1 PJ i alle år set i forhold til effekten i 2003.

Tabel 2. Endeligt energiforbrug fordelt på sektorer og brændsler

PJ	2003	2010	2020	2030
Landbrug	39,8	44,4	51,3	59,0
Byggeri	7,9	9,2	10,8	12,1
Fremstilling	115,0	125,5	138,6	147,9
Privat service	58,6	65,4	72,7	75,6
Offentlig service	25,2	24,6	24,5	25,1
Husholdninger	188,6	198,9	204,8	207,8
Transport	199,7	230,2	255,4	278,3
I alt	634,8	698,2	758,2	805,9

PJ	2003	2010	2020	2030
El	116,9	130,4	150,0	164,4
Øvrige brændsler	517,9	567,7	608,2	641,6
Flydende	288,5	320,2	351,3	379,4
Faste	8,9	9,7	11,3	12,5
Gas	76,6	85,1	88,9	91,9
Fjernvarme	108,4	115,0	117,3	116,9
Vedvarende energi	35,4	37,7	39,4	40,9
I alt	634,8	698,2	758,2	805,9

Anm: 2003-tal stammer fra Energistatistikken, ekskl. ikke-energiformål, klimakorrigeret

Det samlede endelige energiforbrug ligger i denne fremskrivning på samme niveau som i fremskrivningen til klimastrategien fra februar 2003. Dette dækker dog over større forskydninger mellem sektorerne, der resulterer i en betydelig større vækst for el i

husholdninger, men til gengæld en lidt mindre vækst end tidligere antaget i både industrien og den private servicesektor.

Det historiske fald i olieforbruget, der skyldtes udbygningen med naturgas og fjernvarme, ventes afløst af en stigning, der primært kan tilskrives væksten i transporten. Transportsektoren vil i basisfremskrivningen stå for ca. 35 % af det endelige energiforbrug i 2030, og ca. 73 % af olieforbruget i 2030.

Potentialet for besparelser i energiforbruget til vejtransport belyses i et særligt oplæg som Teknologisk Institut udarbejder for Energistyrelsen. Energistyrelsen forestår desuden udarbejdelsen af dels en forskningsstrategi for biobrændstoffer, dels en national strategi for udviklingen af brintteknologi, der vil være af relevans for udviklingen i transportsektoren.

Potentialet for energibesparelser behandles i en særskilt proces. I opfølgning på 29. marts aftalen fremlægger økonomi- og erhvervsministeren inden udgangen af 2004 en handlingsplan for energibesparelser.

Forsyning

På basis af fremskrivningen af energiforbruget samt forudsætninger om produktionsomkostninger for en række teknologier (se bilag 1) er der udarbejdet en foreløbig basisfremskrivning for Danmarks og Nordens el- og fjernvarmeproduktion i perioden 2004-2025.

Fremskrivningen er udarbejdet efter ”Business-as-usual”-princippet og er baseret på den grundlæggende antagelse, at der er ageres på et liberaliseret elmarked. Det forudsættes, at trufne politiske beslutninger gennemføres, f.eks. bygning af to havmølleparker efter udbud, lukning af Barsebäck2, bygning af en ny finsk kernekraftreaktor i 2010 og gennemførelse af Kyoto-aftalen uden USA.

Det forudsættes, at brændselspriserne udvikler sig i overensstemmelse med fremskrivningen i World Energy Outlook 2004, at CO₂-kvoteprisen stiger til et langsigtet niveau på 150 kr./ton, og at afgifter fastholdes på dagens niveau. Elforbruget i Danmark antages at stige over perioden med omkring 35 %, og de eksisterende elforbindelser antages ikke at blive udbygget. Det afspejler, at der metodemæssigt er tale om en basisfremskrivning, og ikke en prognose.

Det forudsættes herudover, at elmarkedet selv sørger for forsyningssikkerheden – i den forstand at det er markedsprisen for el der driver investeringerne. Elprisen på markedet antages derfor at stige op til et niveau, hvor det bliver interessant at investere.

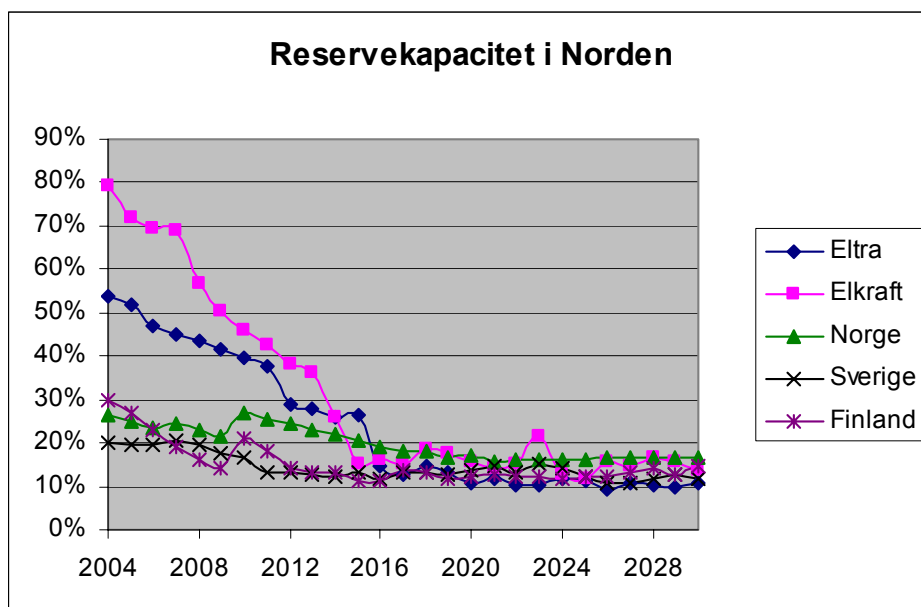
I det følgende skitseres nogle hovedresultater af den foreløbige basisfremskrivning. Da forudsætningerne ikke er endeligt fastlagt, skal resultater og tal alene fortolkes som foreløbige bud på tendenser.

Ny kapacitet på markedsvilkår

Elprisen på Nordpools spotmarked er i dag for lav til, at det er privatøkonomisk rentabelt at opføre ny elproduktionskapacitet. Det må derfor ventes, at reserveeffekten i de nordiske lande falder, i takt med at ældre anlæg skrottes. Når reservekapaciteten

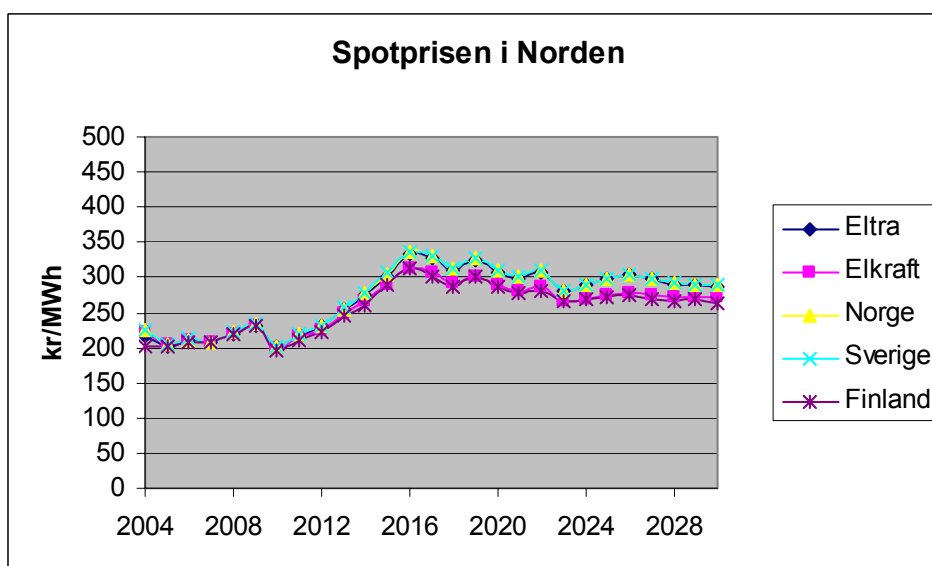
falder, stiger elprisen (spotprisen) på Nordpool. Denne stigning fortsætter frem til ca. 2015. Omkring eller lige før dette tidspunkt - ved en elpris på knap 30 øre/kWh - bliver det i denne fremskrivning attraktivt at opføre ny kapacitet på markedsvilkår.

Når elprisen er oppe på det niveau, hvor det bliver rentabelt at investere, vil reserveeffekten stabilisere sig – men på et væsentligt lavere niveau end i dag. Dette illustreres i figur 6 og 7.



Figur 6. Reserveeffekten i Norden i den foreløbige basisfremskrivning.

De for investorerne økonomisk mest attraktive produktionsanlæg er – bl.a. på grund af CO₂-kvoterne - gasfyrede combined cycle anlæg og havvindmøller. Der henvises til det foregående afsnit om el- og varmeproduktionsteknologier. Det antages dog beregningsmæssigt, at havvindmøller fortsat modtager et tilskud på fast 10 øre/kWh (i løbende priser).



Figur 7. Spotprisen på Nordpool i den foreløbige basisfremskrivning.

De væsentlige usikkerheder vedr. investorbemlutninger om ny kapacitet ligger i forrentningskravet, omfanget af reel konkurrence om nybyggerier, mulighed for varmeafsætning, fortsat mulighed for gratis CO₂-kvoter, brændselsleverancesikkerheden m.m.

Forsyningssikkerhed - el

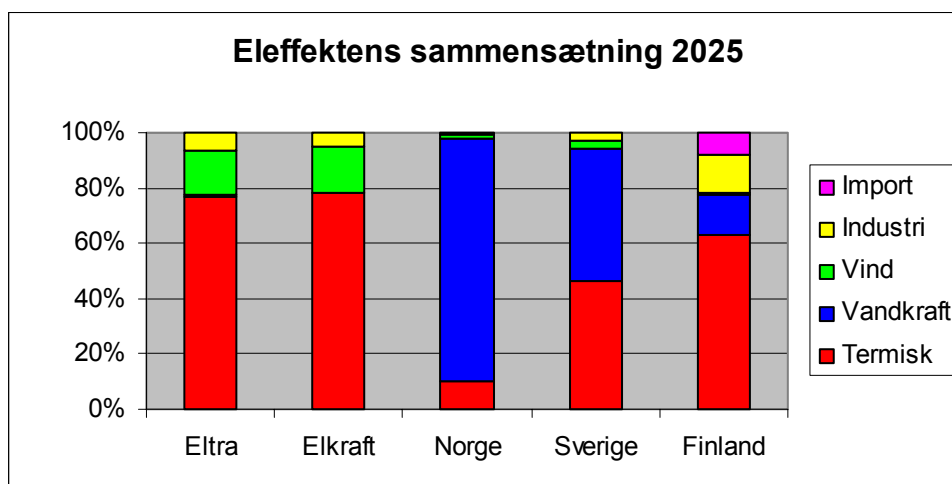
Den reducerede reservekapacitet som følge af investorerens forventede tilbageholdenhed med at opføre ny kapacitet medfører reduceret forsyningssikkerhed. Et af de vigtige spørgsmål er, om forsyningssikkerheden når ned under niveauet for, hvad der er acceptabelt – og i givet fald hvornår. Dette spørgsmål er ikke færdiganalyseret på nuværende tidspunkt og er i sidste ende et politisk spørgsmål.

De foreløbige beregninger indikerer imidlertid, at antallet af situationer med afbrydelser af større eller mindre dele af elforsyningen vil være målbart større omkring 2015 end i dag, hvor niveauet ligger gennemsnitligt på omkring ½ times ufrivillige elafbrydelser pr. år for almindelige elforbrugere.

Der er forskellige muligheder til rådighed, som kan forbedre forsyningssikkerheden. F.eks. etablering af flere elforbindelser og aktivering af mere fleksibelt elforbrug. Disse muligheder analyseres nærmere i kommende analyser.

Elsystemets udvikling

Det nordiske elsystem vil i hele perioden frem til 2025 være domineret af kernekraft og vandkraft. I basisfremskrivningen vil gaskraft og vindkraft dog efterhånden levere betydelige bidrag. Kul udfases gradvist. Elsystemets sammensætning er illustreret i figur 8.

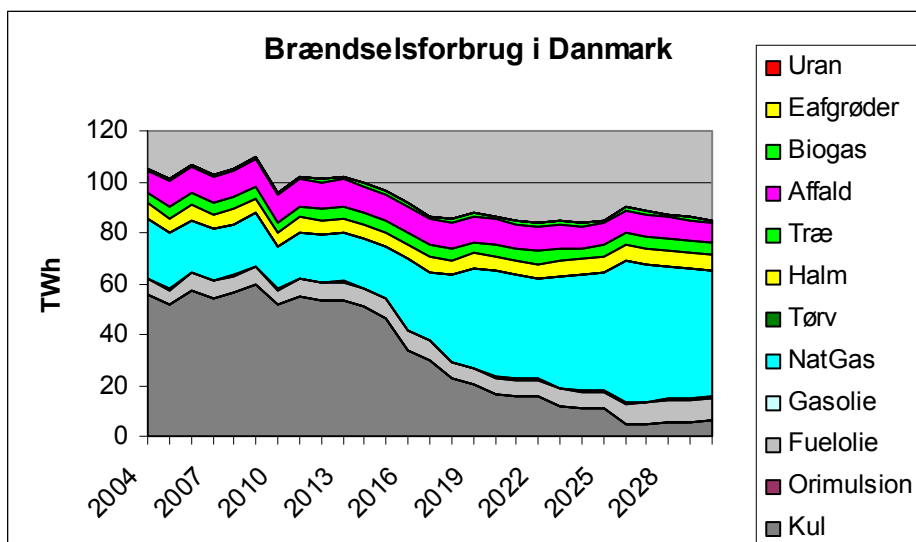


Figur 8. Sammensætningen af eleffekten i Norden 2025 i den foreløbige basisfremskrivning på termisk effekt, vandkraft, vindkraft, industriel kraftvarme og fast elimport.

Brændselsammensætningen i den danske el- og fjernvarmeproduktion ændrer sig ikke væsentligt fra 2004 til 2012, da der ikke er økonomisk grundlag for væsentlige udskiftninger af energiproduktionssystemet. Der sker et mindre fald i det samlede brændselsforbrug som følge af øget indtrængning af vindkraft og skrotninger.

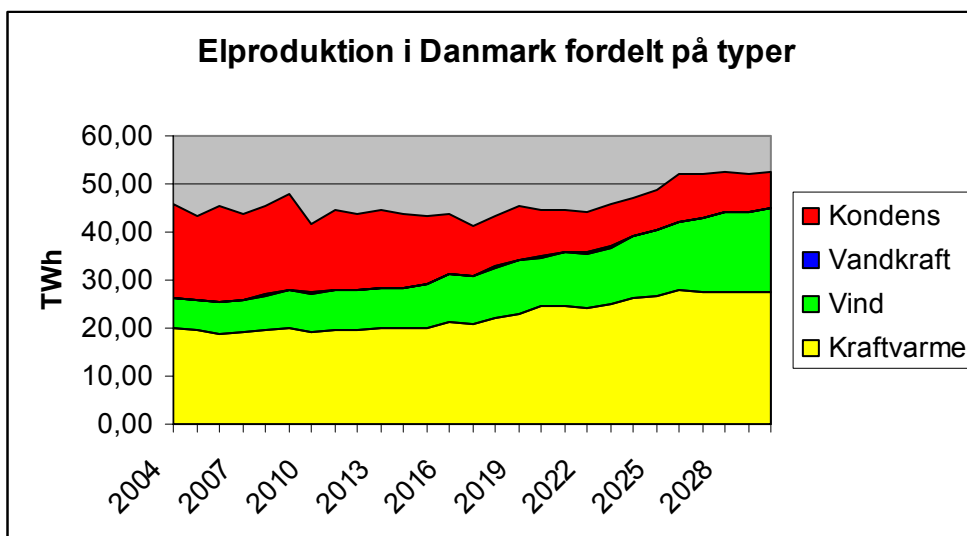
Vindkraften udgør i 2004 omkring 18 % af elforbruget af værk i Danmark, og andelen forventes at stige til omkring 20 % i 2012.

Fra omkring og lige før 2015, hvor det ifølge fremskrivningen bliver økonomisk attraktivt at opføre ny elkapacitet på markedsvilkår, begynder en kraftig omlægning fra kul til gas. Sideløbende hermed udbygges yderligere med havvindkraft på markedsmæssige vilkår, således at vindkraften i 2025 i denne beregning dækker omkring 29 % af elforbruget af værk i Danmark.



Figur 9. Brændselsforbruget til el- og fjernvarmeproduktion i Danmark fordelt på brændselstyper ifølge den foreløbige basisfremskrivning.

Danmark vil være nettoeksportør af el i det meste af beregningsperioden. Eleksporten bliver på grund af CO₂-kvoterne mindre end beregnet i Klimastrategien, idet kvoterne medfører øgede omkostninger til den sidst producerede kWh på især kulfyrede anlæg. Størrelsen af eleksporten er fortsat en kilde til usikkerhed, idet selv små prisændringer kan medføre store ændringer i eludvekslingen mellem de enkelte lande.



Figur 10. Varmebundet el og vindkraft i den foreløbige basisfremskrivning.

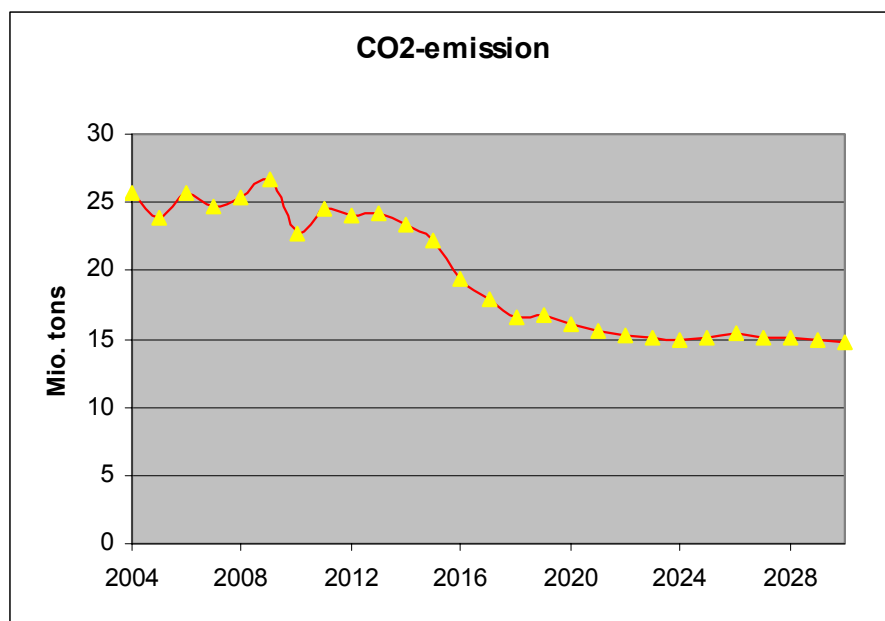
Andelen af varmebundet elproduktion og vindkraft – dvs. elproduktion, som ikke umiddelbart følger elforbruget - stiger over beregningsperioden og udgør sidst i perioden den overvejende del af den danske elproduktion. Dette illustreres i figur 10. Dette medfører i sig selv en betydelig eludveksling med udlandet.

Elsystemets brændselsfleksibilitet

Den store gasanvendelse sidst i beregningsperioden forudsætter et sikkert system til gasleverancer. Hvis gasleverancerne svigter i en periode, vil de gasfyrede anlæg dog kunne køre på let olie. Elforsyningen vil derfor ikke blive afbrudt, selv om gasforsyningen skulle svigte, men let olie er relativt dyr. Andre gastyper end naturgas (forgasset biomasse/kul, evt. brint) vil i princippet være mulige at anvende, men det vil forudsætte både investeringer og teknologisk udvikling. Brændselsfleksibiliteten vil således alt i alt være mindre i det skitserede fremtidige system, end hvis der f.eks. blev udbygget med multibrændselsanlæg. Til gengæld er investeringen væsentligt lavere i gasfyrede combined cycle anlæg end i anlæg med større brændselsfleksibilitet. I sidste ende bliver det således et spørgsmål om, hvor meget man vil betale for fleksibiliteten.

Miljøforhold

CO₂-udledningen fra forsyningssektoren i Norden vil være nogenlunde konstant over perioden. Den øges som følge af stigende elforbrug og begyndende afvikling af svensk kernekraft - men reduceres som følge af erstatning af kul/olie med gas og vindkraft.



Figur 11. CO₂-udledning fra danske el- og fjernvarmeproduktion i den foreløbige basisfremskrivning.

CO₂-udledningen fra el- og fjernvarmeproduktionen i Danmark falder lidt frem til 2010. Fra omkring 2015 og frem til 2030 falder den knap 10 mio. tons som følge af dels omlægning fra kul til gas, dels vindmølleudbygning, dels et fald i eksporten. Konsekvenserne heraf for det danske Kyoto-regnskab afhænger af CO₂-kvoterne

SO₂-udledningen fra elsystemet i Danmark ligger væsentligt under de udmeldte kvoter. Dette skyldes dels virkningen af svovlafgiften, der blev indført i år 2000, dels at afsvovlingsanlæggene er blevet meget effektive.

NO_x-udledningen fra elsystemet i Danmark reduceres væsentligt frem til 2010 på grund af krav i Direktivet om Store Fyringsanlæg og andre regler. NO_x-kvoterne frem til 2012 vil kunne overholdes, men det vil kræve investeringer i anlægsforbedringer. Fra omkring 2015 vil NO_x-emissionen reduceres yderligere som følge af udbygning med gas og vindkraft.

3.3.3 El-infrastruktur og forsyningsikkerhed

Liberaliseringen af elforsyningen har ændret vilkårene for produktion og afsætning af elektricitet i Danmark og Europa. Inden liberaliseringen var elforsyningen i Danmark omfattet af et monopol. Investeringerne i net og anlæg blev tilrettelagt og gennemført på grundlag af en central planlægning. Priserne for elektricitet blev fastsat ud fra hvile-i-sig-selv princippet, hvilket betød, at priserne til elektricitet blev fastlagt som gennemsnitsomkostningerne til at fremstille elektriciteten og distribuere den ud til forbrugerne. Da der samtidigt var monopol, var der altid garanti for, at investeringerne blev forrentet, således at investeringer i elforsyning var uden risiko.

Efter liberaliseringen er dette system brudt op. Med NordPool blev der etableret en fælles nordisk markedsplads for elektricitet, hvor alle producenter og forbrugere inden for NordPools område byder ind. Elprisen bestemmes ved balancen mellem forbrug og forsyning. Produktion af elektricitet er inden for rammerne af dette system en kommerciel aktivitet. Det betyder blandt andet, at anlæg og drift af produktionsanlæg sker på normale forrentningsmæssige vilkår, hvor producenterne bærer risikoen for forrentningen af deres kapital. Det betyder også, at Danmark indgår i et integreret nordisk marked, så det ikke længere har mening udelukkende at anlægge en national synsvinkel på det danske elsystem.

Under de nye rammer er rollefordelingen mellem aktørerne en anden. Transmissions- og distributionsselskabernes opgave er at sikre, at infrastrukturen er til stede og fungerer, således at alle har lige åben adgang til nettene.

Elproduktionsselskaber har ansvaret for at drive elproduktionsanlæg og etablere ny produktionskapacitet. Handel med el varetages af elhandelsselskaber, der formidler elektriciteten fra producenter til forbrugerne. Elforbrugerne har frihed til at vælge hvilke handelsselskaber de vil aftage elektriciteten fra. I modsætning til tidligere er der ikke længere en enkelt enhed, der kan træffe beslutning om systemets udbygning. Dette gælder også for forsyningsikkerheden, hvor forsyningsikkerheden nu skal sikres via et samspil mellem forskellige parter. Opretholdelsen af forsyningsikkerheden forudsætter derfor, at alle dele af systemet fungerer smidigt, så alle parter kan udfylde deres rolle.

Det frie elmarked i Europa er endnu under udvikling, men erfaringerne har generelt været gode. Der har dog inden for de sidste par år været en række større strømafbrydelser i Nordamerika, Sverige, Italien, New Zealand, og i september 2003 på Sjælland. Det har givet anledning til, at forsyningsikkerheden optræder hyppigere på den politiske dagsorden.

Med indførelse af konkurrence på elmarkedet og de selskabsopdelinger, som er fulgt i kølvandet heraf, er der af flere grunde blevet behov for en mere eksplicit definition af forsyningssikkerheden:

- Hvis forsyningssikkerheden er uklart defineret, risikeres over- eller underinvesteringer i bestræbelserne på at opretholde den.
- Forsyningssikkerheden bør løbende monitoreres. Dette kræver i sig selv en præcis definition.
- Elforsyningsloven pålægger de systemansvarlige virksomheder en række opgaver i forbindelse med sikring af forsyningssikkerheden på elområdet, men loven definerer ikke forsyningssikkerheden. Den ændrede rollefordeling på elområdet, hvor forskellige elementer af forsyningssikkerheden varetages af forskellige aktører, nødvendiggør en præcisering af, hvem der kan påvirke forsyningssikkerheden - og hvor meget.

En direkte og eksplicit definition af forsyningssikkerheden kan formuleres således:

<i>Forsyningssikkerhed =</i>	<i>Sandsynligheden for, at der er el til rådighed for forbrugerne</i>
------------------------------	---

Eller sagt på en anden måde: Sandsynligheden for, at der er strøm i kontakten, når forbrugeren vælger at tænde for den. Forsyningssikkerheden kan dermed måles som den procentdel af årets minutter, hvor der er strøm i kontakten. Det er kun tvungne afbrydelser, der indgår i manglende forsyningssikkerhed. Forsyningssikkerheden er aldrig 100 %, da det ville kræve, at der skulle investeres uendeligt mange penge i elsystemet.

Eksistensen af internationale elforbindelser gør, at landene – ud over at handle el på forbindelserne - kan hjælpe hinanden i mangelsituationer, f.eks. ved kraftværkshavarier. Sikring af forsyningssikkerheden er derfor en opgave, der i et vist omfang deles internationalt. Definitionen ovenfor skelner derfor ikke mellem, om et anlæg, der bidrager til at øge forsyningssikkerheden, ligger i Danmark eller i udlandet.

Måling af forsyningssikkerhed

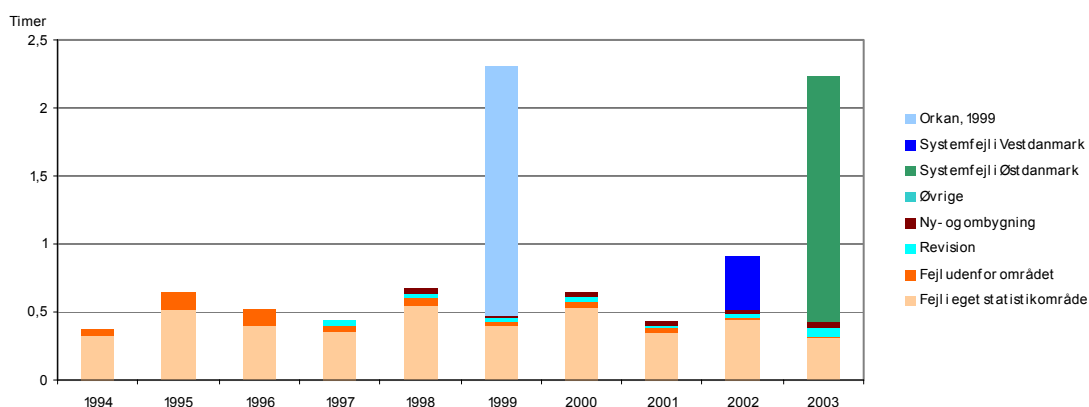
DEFU har til brug for Dansk Elforsyning Statistik 2002 udarbejdet en oversigt over det gennemsnitlige antal timer pr. år, leveringen har været afbrudt fra lavspændingstransformere.

Opgørelsen i figur 12 omfatter almindelige lavspændingsforbrugere. Forbrugere, der er tilsluttet på højere spændingsniveauer, vil have bedre forsyningssikkerhed. Dels fordi de ikke er afhængige af en lavspændingstransformer, dels fordi de ofte har flere forsyningsveje.

Det fremgår af figuren, at langt de fleste situationer, hvor elforbrugere kobles fra, skyldes netfejl, dvs. situationer, hvor der egentlig er elproduktionskapacitet nok, men hvor nettet ikke er i stand til at transportere strømmen frem til forbrugerne. Det fremgår også, at de fleste fejl er lokale. Situationer, hvor der ikke er produktionskapacitet til

rådighed (eller mulighed for at importere), og som giver strømudfald i hele det samkørende elområde, er ret sjældne.

Det typiske niveau for tvungne afbrydelser har altså i de sidste 10 år ligget omkring ½ time pr. år – med visse undtagelser. I 1999 medførte en kraftig storm væsentligt længere strømafbrydelser som følge af nedfald af ledninger m.m. Den store elafbrydelse i Østdanmark i 2003 og systemfejlen i Vestdanmark i 2002 ses også på figuren.



Figur 12. Hyppighed af afbrydelser i forsyningen fra lavspændingstransformere, fordelt på årsag.

(Medregnet er ikke fejl i lavspændingsnettet (0,4 kV). Dette kan groft skønnes til at give et ekstra bidrag til fejlfrekvensen på 5-10 %. Der foreligger ikke systematiske målinger af fejl på lavspændingsnettet).

Hvis det antages, at det gennemsnitlige historiske niveau for afbrydelserne i de seneste 10 år udtrykker et niveau for en acceptabel forsyningssikkerhed, bør forsyningssikkerheden have et niveau på mindst 99,99 % for at den er acceptabel. Disse betragtninger er meget forenklede og tager ikke hensyn til varighed af afbrydelserne, det økonomiske tab herved, de økonomiske omkostninger ved at fastholde eller øge forsyningssikkerheden etc.

I tabel 3 ses en opgørelse fra Nordels Driftskomite af ikke leveret energi for de sidste 4 år i Norden.

Land	Ikke-leveret energi MWh			
	2000	2001	2002	2003
Danmark	1	54	1411	8014
Finland	133	254	67	80
Island	443	294	469	175
Norge	4.217	3.969	3.918	3.220
Sverige	2.186	4.849	3.253	11.902
Nordel	6.980	9.421	9.118	23.391

Tabel 3. Ikke leveret energi i Norden 2000 - 2003.

Tekniske analyser af forsyningssikkerheden

Både Eltra og Elkraft har i dag værktøjer til analyse af elforsyningssystemets evne til sikre forsyning til forbrugerne under normale forhold med de forventelige nedbrud af

systemkomponenter. Der foreligger imidlertid ikke værktøjer, der kan bruges til at forudsige eller vurdere hyppigheden og virkningen af "unormale" eller uventede systemnedbrud.

Analyserne på det danske system viser generelt, at det danske elsystem er robust og at det eksisterende net og produktionsanlæg yder høj forsyningsikkerhed. Analyser viser endvidere, at udlandsforbindelserne har stor betydning for forsyningsikkerheden i begge områder, idet forsyningsikkerheden forbedres, jo flere udlandsforbindelser der er.

For så vidt angår det nordiske elsystem viser analyserne, at alle områder i Norden undtagen Sydsverige, Østdanmark og til dels Finland har en ensartet og robust effektbalance med typiske forventede udetider på under 0,5 minutter pr. år. Disse analyser omfatter alene produktionssystemet. Sydsverige og Østdanmark skiller sig markant ud som det område med den mest sårbare effektbalance, idet reduktioner af produktionskapaciteten i det østdanske område bevirker en forøgelse af antallet af minutter uden elforsyning i både Østdanmark og Sydsverige.

Analyserne viser tillige, at en Storebæltsforbindelse vil kunne reducere den forventede udetid og den forventede ikke-leverede energi. Den forventede udetid for Østdanmark på ca. 1 minut (0,02 timer) pr. år reduceres ved etablering af en Storebæltsforbindelse.

Effekt- og energibalancen for det samlede Norden for 2005/2006 viser, at der for Øst- og Vestdanmark vil være et effektoverskud på ca. 300 MW i hvert område. Der er altså effekt nok til i den koldeste time at tilfredsstille forbruget ved indregning af reserver mv. Energooverskuddet for 2005 er ca. 8 TWh og 9 TWh svarende til et samlet overskud på ca. 50 pct. i forhold til det samlede elforbrug. For Norden som helhed er der samlet set effektunderskud i 2005/2006. Effektunderskuddet vurderes dog at kunne dækkes med import. Ved reduktion i produktionskapaciteten i Østdanmark eller i andre områder forværres denne balance. Det understreges, at de her beskrevne effektover/underskud adskiller sig fra den tidligere beskrevne basisfremskrivning. Dette skyldes forskellige beregningsforudsætninger og -metoder.

Priselastisk elforbrug

Forbrugernes efterspørgsel på el er i dag relativ forudsigelig afhængig af tid på døgnet, ugen, året og klimatiske udsving. Forbrugerne reagerer kun i begrænset omfang på høje eller lave priser i elmarkedet.

Efterspørgselskurven har stort set været uændret, selv under ekstreme prisspidser. Det skyldes, at mange elkunder har "værnet" sig imod prisvariationer gennem fastprisaftaler, og at halvdelen af forbruget afregnes uden registrering af tidspunktet for forbrug (ikke timemålt).

Et meget uelastisk elforbrug i forhold til prisen kan være medvirkende årsag til, at elmarkedet giver ekstraordinært høje priser i ekstreme situationer som følge af mangel på spidslastkapacitet eller stor andel fluktuerende og prisafhængig produktion. Manglende priselastisk elforbrug kan ligeledes være årsag til, at det er svært at få spotmarkedet til at give stabile priser på et niveau, som kan gøre investeringer i ny kapacitet interessante for producenterne.

Der er derfor grund til at undersøge mulighederne for at fremme et mere priselastisk elforbrug. Tiltag som i højere grad tillader elkunden at få fuld adgang til køb af el til spotpriser, udbredelsen af timemålere og nye produkter hos elhandlerne, kan stimulere flere elkunder til at reagere på prissignalet.

Priselastisk elforbrug kan defineres som ændring i elkunders forbrug på kort tid, som reaktion på et aktuelt prissignal. Ændringen kan være:

- at flytte forbrug til en periode med lavere pris,
- at reducere forbruget i perioder, hvor marginalnyttens ved anvendelse ikke overstiger prisen, eventuelt gennem substitution til anden energikilde,
- at forøge elforbrug, eventuelt som substitution af anden energikilde, når elprisen er lavere end marginalnyttens og prisen for anden energikilde.

Priselastisk elforbrug vil på denne måde kunne realisere driftsøkonomiske gevinster for kunder og elleverandører. Gevinsten opstår, når elforbrug forskydes fra timer med høj pris til timer med lavere pris, hvis andet energiforbrug substitueres med elforbrug i timer med billig el, eller hvis elforbrug helt spares, som følge af større opmærksomhed omkring elforbruget.

Priselastisk elforbrug kan desuden fungere som en væsentlig risikoafdækning for forbrugere og elleverandører, der i dag er sårbare over for timer med høje priser.

Priselastisk elforbrug vil kunne bidrage til forsyningssikkerheden, idet prissignalet kan få kunder til at frakoble forbrug. Priselastisk elforbrug, der formår at formidle prissignaler hurtigt til elkunder og få kundernes hurtige reaktion, vil være et stærkt element i sikring af systemets driftsikkerhed og mindske behovet for indgreb i markedet som følge af kritiske situationer i elforsyningen.

Det betyder samtidig, at priselastisk elforbrug i driftstimen kan begrænse behovet for at opstarte spidslast-anlæg. Uden priselastisk elforbrug reagerer kunder ikke på prissignalet, og spidslast-forbrug skal dækkes. Hvis kunderne får et prissignal og ikke vil betale marginal-prisen for ekstra elproduktion, så falder spidslastforbruget.

På samme måde kan nye elanvendelser, der bliver rentable ved lave priser, sikre mulighed for indpasning af øgede mængder vindkraftproduktion. Den internationale markedsåbning har hidtil sikret, at systemansvaret har kunnet håndtere den distribuerede produktion teknisk. Men i et elsystem med endnu større andel vindkraftproduktion kan priselastisk elforbrug give et stærkt og effektivt bidrag til indpasningen af den miljøvenlige elproduktion i markedet.

Endelig vil priselastisk elforbrug kunne medvirke til at udhule fortjenesten for producenter, der påtænker at udnytte dominerende positioner. Producenter vil ikke på samme måde kunne spekulere i elkundernes manglende reaktion på stigende priser og dermed opnå en urimelig fortjeneste på kundernes bekostning.

Udbygning af eltransmissionsnettet

Arbejdet med en samlet handlingsplan for den fremtidige elinfrastruktur frem mod 2010 omfatter større nye transmissionsforbindelser i Danmark, herunder elektrisk forbindelse imellem landsdelene og en eventuel videre fremføring af 400 kV- og/eller 132/150 kV-nettet som følge af eksempelvis nettilslutning af havvindmølleparker samt forstærkning og nyanlæg af udlandsforbindelser.

Dagens beslutninger om investeringer i infrastruktur har meget langsigtede konsekvenser. Kvaliteten af disse beslutninger øges, jo mere sikre de langsigtede rammevilkår er. Kravene til elsystemet har afgørende betydning for, hvad der skal foretages af infrastrukturudbygning. Det er i den forbindelse specielt vigtigt, hvilke krav der skal stilles til elsystemet med hensyn til mulighederne for en fortsat udbygning med havvindmølleparker og med hensyn til behov for udvekslingsmuligheder med nabolandene.

Udbygningen med vindkraft og lokalt placerede kraftvarmeheder samt det liberaliserede elmarked har ændret kravene til elsystemet markant og stiller nye krav til elforsyningsinfrastruktur. Infrastrukturen skal tilpasses disse nye krav af hensyn til forsynings sikkerhed, beredskab, marked og miljø.

Når transmissionsnettet forstærkes, sker det med tekniske løsninger, der har 30-40 års levetid. Det er derfor vigtigt, at disse forstærkninger er robuste overfor alternative udviklinger. Problemstillingen skal ses i sammenhæng med, at det tager lang tid fra beslutning til idriftsættelse af et nyt anlæg.

I vurderingen af behovet for fremtidens infrastruktur skal der (jf. elforsyningslovens § 21) tages hensyn til 4 overordnede kriterier: Samfundsøkonomi, forsynings sikkerhed/beredskab, miljø (herunder indpasning af VE) og elmarkedets funktion.

EU har med markedsdirektivet om det indre marked for elektricitet påtaget sig at være en væsentlig drivkraft bag udviklingen af det europæiske el-marked. Derfor er det også vigtigt for EU at sikre, at den nødvendige transportkapacitet er til stede imellem landene.

EU har gennem TransEuropean Network, TEN, udpeget en række forbindelser, der bør forstærkes. En del af disse berører Danmark. Det er Skagerrak 4, forbindelsen fra Vestdanmark til Tyskland og Storebæltsforbindelsen.

I Norden er der udført samlede analyser af udbygningsbehovet i det nordiske marked. Det har ført til de ”5 prioriterede snit”, der nu undergår bilaterale udredninger med henblik på at etablere et beslutningsgrundlag. Skagerrak 4 og Storebæltsforbindelsen går igen iblandt disse 5 prioriterede snit.

Det må forventes, at den fremtidige vindkraftudbygning primært vil finde sted på havet. Med store mængder vindkraft på havet både i Nordsøen og Østersøen vil det være hensigtsmæssigt med en øget samordning af planlægningen af ilandføringsanlæg og transmissionsnettet på land imellem alle de involverede lande. Denne samordning kan

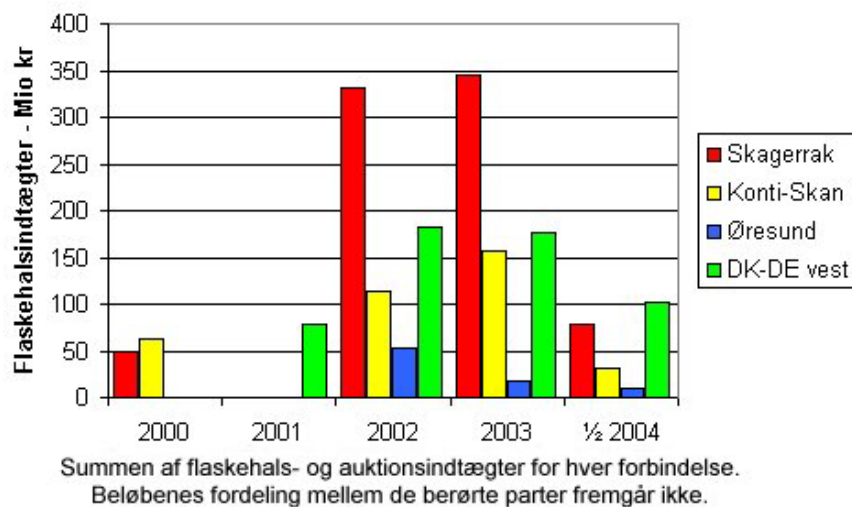
på længere sigt eventuelt omfatte et udbygget internationalt samarbejde om etableringen af offshore opsamlingsnet på havet.

De danske el-systemer har i mange år været koblet sammen med nabolandenes net. Denne sammenkobling gør det muligt at dele reservekapacitet med nabosystemerne, så der både opnås bedre forsyningssikkerhed og bedre driftsøkonomi igennem samhandel.

Det betyder også, at Danmark er afhængig af elforsyningen i naboområdet. Afhængigheden er både teknisk og aftalemæssigt. Det østdanske elsystem er således en integreret del af det nordiske system via transmissionsforbindelsen til Sydsverige, ligesom det vstdanske elsystem er integreret i det vesteuropæiske system via transmissionsforbindelsen til Nordvesttyskland. Hvad angår det aftalemæssige, er der en række forpligtende fælles spilleregler for samkøring. Samkøringens spilleregler udarbejdes af henholdsvis Nordel og UCTE.

Det er i sidste ende en politisk vurdering, i hvor høj grad Danmark skal være afhængig af udlandet på elområdet. Vurderingen indebærer en afvejning mellem forsyningssikkerhed og økonomi, der skal belyses nærmere, og som vil have konsekvenser for behovet for netudbygning.

Flere af de danske udlandsforbindelser er jævnstrøms-anlæg med søkabler. Disse anlæg er særligt dyre og udgør derfor naturlige flaskehalse.



Figur 13. Flaskehals- og auktionsindtægter.

Udvekslingen hen over nettets flaskehalse skaber en flaskehalsindtægt. Store flaskehalsindtægter er et udtryk for et investeringsbehov i systemet. Flaskehalsindtægterne de seneste 4 år er vist i figur 13.

Fordelingen af flaskehalsindtægterne aftales imellem de nordiske systemansvarlige virksomheder. Den nuværende aftale udløber til årsskiftet, og der forhandles p.t. om en ny aftale. I de øvrige nordiske lande er der et kraftigt ønske om at anvende flaskehalsindtægterne til at finansiere nye transmissionsforbindelser andre steder i det nordiske elsystem.

Med ændringen af elforsyningsloven i sommeren 2004 er det eksplicit angivet, at der i forbindelse med vurdering af behovet for etablering af transmissionsanlæg også indgår beredskabsmæssige hensyn, herunder hensynet til at sikre øget robusthed og reduceret sårbarhed i transmissionssystemerne. Ønsket om beredskabsmæssige hensyn kan have konsekvenser for hvilken teknisk løsning der skal vælges, når der i øvrigt er behov for netudbygning af andre årsager.

Tekstboks 1. Potentielle udbygninger af transmissionsnettet.

Følgende mulige udbygninger af transmissionsnettet indgår i de systemansvarlige selskabers overvejelser om fremtidige udbygningsplaner (en del af disse projekter vil kun kunne blive aktuelle på længere sigt – d.v.s. ud over 2010 – og da kun under forudsætning af den konkrete udvikling i behovet for transmissionskapacitet):

- Den sydlige 400 kV luftledningsring på Sjælland (Bjæverskov-Rislev-Stignæsværket-Herslev).
- Den nordlige 400 kV luftledningsring på Sjælland (Asnæsværket-Kyndbyværket-Hovegård).
- Ombygning af 400 kV luftledningsstrækningen Kassø-Revsing i Jylland til en 2- systemsledning¹.
- Bygning af 400 kV på Vestkysten af Jylland.
- Etablering af en Storebælt HVDC-forbindelse.
- Udbygning på Skagerrak HVDC-forbindelsen fra Jylland til Norge.
- (Pol 1 på Kontiskan HVDC-forbindelsen fra Jylland til Sverige er p.t. ved at blive renoveret og opgraderet. Der er ikke aktuelle planer om yderligere forstærkning her.)
- En forøgelse af kapaciteten til Tyskland på 400 kV-luftledningsforbindelsen fra Jylland til Nordvesttyskland.
- Udbygning af Kontek HVDC-forbindelsen fra Sjælland til Nordøsttyskland.
- Etablering af en 400 kV-kabelforbindelse fra et punkt i Hovedstadsområdet til Malmø-området.
- En mulig HVDC forbindelse fra Sjælland til Norge, evt. via Sverige (Göteborgområdet).
- Mulig etablering af off-shore transmissionsnet i forbindelse med fremtidige havvindmølleparker.

3.3.4 Varmeområdet

Økonomi- og Erhvervsministeriet har i 2003-4 gennemført et projekt om effektivisering af fjernvarmesektoren. Projektet har afdækket en række problemstillinger, der beskrives nærmere neden for.

Muligheder for flere producenter

De aktiviteter i fjernvarmesektoren, der ikke er karakteriseret ved betydelige stordriftsfordele, er typisk selve produktionen af fjernvarme. Der har derfor været foreslået, at fjernvarmeselskaber i de større sammenhængende byområder kunne forpligtes til at udbyde varmelieferancer i åben licitation, hvor konkurrerende

varmeproducenter kan byde på varmeleverancen. Det er også en mulighed at give forbrugerne adgang til selv at vælge leverandører.

En forudsætning for større konkurrence er imidlertid, at der er konkurrerende parter. Dette er ikke tilfældet i dag, da de centrale kraftvarmeområder er karakteriseret ved at have få udbydere af grundlastvarme. Den foreløbige vurdering er derfor, at det synes tvivlsomt, om der på sigt vil komme konkurrerende parter i fjernvarmeområder, som endda i udstrækning er væsentlig mindre end eksempelvis elnettet, hvor der efter liberaliseringen ses en tendens til få, store producenter.

Ændring af prisregulering

Generelt at ophæve "hvile i sig selv-princippet" vurderes ikke at være hensigtsmæssigt, da de enkelte fjernvarmemarkeder ofte er præget af en enkelt eller få udbydere, hvorfor især ikke-forbrugerejede produktionsselskaber vil kunne udnytte deres monopol, når de fastsætter varmeprisen. Der kan dog være fordele ved at supplere eller erstatte "hvile-i-sig-selv-princippet" med en anden prisreguleringsform eller supplere med andre redskaber til at effektivisere. Sådanne alternative reguleringer eller redskaber bør være enkle og skabe incitament til, at udbyderne producerer mest effektivt.

Øgede gennemsigtighed i branchen gennem fælles kontoplaner

I lyset af analysearbejdet vurderes der at være behov for et redskab, der øger gennemsigtigheden i forhold til fjernvarmeselskabernes effektivitet. Det synes mest oplagt at støtte op om pågående tiltag omkring fælles kontoplaner gennem samarbejde med og frivillige aftaler indenfor brancheforeninger (Dansk Fjernvarme og FDKV).

Frit brændselsvalg

Ved fri konkurrence mellem opvarmningsformer bør der principielt også være frit brændselsvalg for fjernvarmeproducenter. Forskelle i afgiftsforhold vil dog kunne betyde ændret brændselsvalg til fjernvarmeproduktion, der ikke er samfundsøkonomisk rentabelt og kan medføre et væsentligt statsligt provenutab. En større grad af frit brændselsvalg for fjernvarmeværkerne skal i høj grad ses i sammenhæng med afgiftsforholdene for brændslerne. Desuden kan hensyn til forsyningssikkerhed og miljøhensyn, der ikke er internaliseret i markedet, nødvendiggøre en fortsat regulering.

Ophævelse af tilslutningspligt

Som en konsekvens af bygningsers faldende opvarmningsbehov (specielt nybyggeri) er fjernvarme ikke mere den oplagte opvarmningsform for spredt, lav bebyggelse (der udgør størstedelen af nybyggeriet). Omkostningen for at tilslutte én bygning falder kun marginalt med energibehovet, mens andre opvarmningsformer giver større økonomiske "små-skalagevinster". Det synes væsentligt at undgå udbygninger af fjernvarmenet, som ikke er samfundsøkonomisk fornuftige, hvilket kan ske via proceduren omkring samfundsøkonomiske vurderinger forud for netudbygninger. En ændring eller ophævelse af muligheden for tilslutningspligt kan også overvejes nærmere.

3.3.5 Danske erhvervsperspektiver

Danske virksomheder, forskningsinstitutioner og universiteter har i dag kompetence inden for en række energiteknologier, og eksporten af energiidstyr udgjorde i 2002 i størrelsen 25 mia. kr. Danske virksomheder og forskningsinstitutioner gør sig i dag internationalt gældende inden for en række forsyningsteknologier.

Mest iøjnefaldende er *vindenergi*, hvor Danmark i dag internationalt er blandt de førende producenter med en væsentlig andel af verdensmarkedet for vindmøller. Teknologien nærmer sig den kommercielt konkurrencedygtige fase, og det fremtidige markedspotentiale forventes at vokse betydeligt i de kommende år, da der i en række lande verden over forventes at ske en stærk udbygning. Dansk ekspertise omfatter vindmølleproducenter med underleverandører, aftagere af vindmøller, entreprenører, rådgivere og forsikringselskaber samt institutioner, der arbejder med forskning og udvikling af vindkraftteknologi. Danmark har endvidere lang erfaring med anvendelse af godkendelsesordninger for vedvarende energianlæg.

Et andet teknologiområde, hvor Danmark har væsentlig forskningskompetence og virksomheder, der kan udnytte denne, og hvor der samtidig forventes et voksende internationalt marked, er anvendelse af *kul* i kraftværker.

Også for teknologier som *varmepumpeanlæg* og *fjernvarmeanlæg*, hvor danske virksomheder i dag har en god placering med hensyn til levering af komponenter, forventes der i fremtiden at være et væsentligt eksportpotentiale, som de danske virksomheder kan få del i.

Inden for øvrige former for vedvarende energi er Danmark på det forsknings- og udviklingsmæssige område blandt de førende lande inden for *biomasse*. Dansk forskning og danske virksomheder kan internationalt gøre sig gældende inden for såvel *forbrænding* og *forgasning* af biomasse som inden for *biogasanlæg*. Disse teknologier er i dag på markedet, men de er endnu ikke omkostningsmæssigt konkurrencedygtige, og markedet i andre lande har ikke udviklet sig i samme tempo, som i Danmark.

På solenergiområdet er der dansk forskningskompetence og virksomheder til stede inden for forskellige nicher af *solcelleteknologien*, og der finder i dag eksport sted. Internationalt forventes markedet for solceller at vokse stærkt. På *solvarme*området er der et voksende internationalt marked, men kun få danske virksomheder.

På *bølgeenergi*området er der endnu ikke kommercielle anlæg, men et væsentligt udviklingspotentiale.

Inden for teknologiområdet *brændselsceller* er der i Danmark forsknings- og udviklingsmæssige kompetencer og erhvervmæssigt engagement, der kan gøre sig internationalt gældende. Der er fortsat forskningsmæssige udfordringer, der skal løses, førend brændselscelleteknologien kan vinde generel udbredelse, men der er betydelige perspektiver bl.a. i sammenhæng med transportområdet.

Endelig er der væsentlige perspektiver i udvikling af konkurrencedygtige flydende *biobrændstoffer*, ikke mindst baseret på biomasseaffaldsprodukter.

3.3.6 Scenarier

Formålet med at inddrage scenarier i arbejdet er at vurdere robustheden af såvel den aktuelle energipolitik, som mulige fremtidige initiativer. Med scenarierne illustreres de store usikkerheder, der er i de ydre rammer, og der skabes en analytisk ramme for vurderingerne af fremtidens energipolitik.

Det planlagte arbejde omfatter i hovedsagen tre aktiviteter.

1. Først formuleres et antal scenarier med udgangspunkt i alternative forudsætninger om udviklingen i de internationale rammer.
2. For hvert scenario opstilles et grundlæggende udviklingsspor med udgangspunkt i beslutninger som diverse aktører på nationalt og til dels nordisk plan antages at tage indenfor disse rammer
3. Endelig analyseres udviklingssporet på væsentlige parametre som fx forsyningssikkerhed, miljø og økonomi og det vurderes herigennem, om nuværende reguleringer eller potentielle nye beslutninger kan betegnes som robuste.

Formulering af scenarier

Der knytter sig betydelig usikkerhed til olieprisen og CO₂-kvoteprisen, som er af stor betydning for energiforsyningen. Det er derfor alternative forudsætninger for disse to parametre, der som udgangspunkt konstituerer scenarierne.

Der er klart at der er en række andre forhold, som har betydning for udviklingen på energiområdet fx teknologiudviklingen. Sådanne andre faktorer vil blive behandlet inden for rammene af de enkelte scenarier.

Vurderingerne af usikkerheden for hhv. olieprisen og prisen på CO₂-kvoter er beskrevet i afsnittene ”ressourcepriser” og ”CO₂-pris” i kapitlet om globale perspektiver. Olieprisen forudsættes at holde sig mellem 20 \$/td. og 45 \$/td. i den betragtede periode. På tilsvarende vis forudsættes prisen for CO₂-kvoter at ligge i intervallet 50 til 300 kr. per ton CO₂ i 2025.

Scenarier og udviklingsspor

Med baggrund i overordnede vurderinger om udviklingen i olie- og CO₂-kvotepris opstilles fire scenarier. Nedenfor beskrives hvilken udvikling, der *eksempelvis* kunne ligge bag scenarierne med hovedvægt på sammenhængen mellem oliepris og CO₂-kvotepris og på de generelle energipolitiske konsekvenser. Det understreges, at de fire scenarier beskriver *mulige* udviklinger, men at de ikke nødvendigvis er lige sandsynlige.

Scenario 1: Høj olie- og CO₂-pris (”Høj vækst og klima konsensus”)

Høj global økonomisk vækst og fortsat udvikling af den internationale samhandel samt international konsensus på klimaområdet der medfører ambitiøse mål for nedbringelse af CO₂-udledningen.

Høj vækst og større international klimaindsats

Beskrivelse	Baggrund
Høj oliepris – forbliver på 45 \$/td.	- høj global vækst - lille udnyttelse af ukonventionelle ressourcer pga. høj CO ₂ -pris
Høj CO ₂ -kvotepris – stiger fra 50 kr/ton i 2008 til 300 kr/ton i 2018	- international konsensus om ambitiøse mål - høj økonomisk vækst medfører ”sælgers marked” i handel med kvoter

Da olieproduktionskapaciteten vedbliver at halte efter den konstant stigende efterspørgsel fastholdes en høj oliepris (45 \$/td.). Ukonventionelle olieressourcer som eksempelvis canadisk tjæresand, hvis udnyttelse medfører store CO₂-udledninger, hæmmes af den høje pris på CO₂-kvoter.

Scenario 2: Lav olie- og CO₂-pris ("Global afmatning og begrænset klimaindsats")

Afmatning i den globale økonomi kunne resultere i et sådant forløb. De nuværende høje oliepriser afføder kraftig aktivitet indenfor olieefterforskning og udbygning i en række regioner, og hvis afmatningen indtræffer, flyder oliemarkedet derfor over med olie. OPEC samarbejdet er i dette scenario svagt og storproducenter som Saudi Arabien ønsker at fastholde høj markedsandel. Den globale økonomiske afmatning sætter ind samtidig med, at nye klimamål for perioden efter 2012 skal besluttes, hvilket kan tænkes at føre til en svækket global opbakning til ambitiøse målsætninger reduktion af CO₂-udslippet.

Global afmatning og begrænset klimaindsats

Beskrivelse	Baggrund
Lav oliepris – falder til 20 \$/td.	<ul style="list-style-type: none"> - lav global vækst - svagt OPEC-samarbejde, storproducenter med lave omkostninger vil fastholde markedsandel
Lav CO ₂ -kvotepris – forbliver på 50 kr/ton.	<ul style="list-style-type: none"> - mindre ambitiøse klimamål - lav økonomisk vækst medfører "købers marked" i handel med kvoter

Scenario 3: Lav oliepris – høj CO₂-pris. ("Global opmærksomhed på klima")

Ambitiøse mål for nedbringelse af CO₂-udledningen vil føre til højere CO₂-kvotepriser. De nuværende høje oliepriser afføder en øget aktivitet indenfor olieefterforskning og tænkes her at medføre en række nye større fund. Sammen med den internationale fokus på nedbringelse af forbruget af fossile brændsler, vil dette i væsentligt omfang kunne presse prisen på olie. OPEC ønsker ikke som tidligere at miste markedsandele og beslutter i dette scenario at tilstræbe en forholdsvis lav pris som øger deres samlede provenu (jf. IEA-analyser).

Global opmærksomhed på klima

Beskrivelse	Baggrund
Lav oliepris – falder til 20 \$/td.	<ul style="list-style-type: none"> - kraftig efterforskning først i perioden kombineret med svagere efterspørgsel pga. klimapolitik medfører faldende priser - OPEC-samarbejde om at fastholde markedsandele
Høj CO ₂ -kvotepris – stiger fra 50 kr/ton i 2008 til 300 kr/ton i 2018	- international konsensus om ambitiøse klimamål

Scenario 4: Høj oliepris – lav CO₂-pris ("Uro på oliemarkedet og beskeden klimaindsats")

Positiv men mere afdæmpet global økonomisk vækst og vedvarende uro i Mellemøsten medfører en høj gennemsnitlig oliepris på grund af en høj risikopræmie. Udviklingen af ukonventionelle olieressourcer, eksempelvis canadisk tjæresand, har en vis

stabiliserende indvirkning på oliemarkedet, men kan ikke på afgørende vis sænke prisniveauet. Dette vil øge fokus på forsyningssikkerhed, men kan tænkes også at medføre et mere beskedent ambitionsniveau i forhold til at reducere udslippet af CO₂. En forceret udvikling af alternativer til olie, bl.a. vedvarende energiteknologier, betyder sammen med dette, at prisen på kvoter forbliver lav, i gennemsnit 50 kr. per tons CO₂.

Uro på oliemarkedet og beskeden klimaindsats.

Beskrivelse	Baggrund
Høj oliepris – forbliver på 45 \$/td.	<ul style="list-style-type: none"> - middel global vækst - voldsom uro Mellemøsten lægger kraftig dæmper på investeringer
Lav CO ₂ -kvotepris – forbliver på 50 kr/ton.	<ul style="list-style-type: none"> - middel ambitiøse mål - kraftig teknologisk udvikling med henblik på alternativer til olie og gas herunder vedvarende energi

Opstilling og evaluering af udviklingsspor

I hvert scenario opstilles et grundlæggende udviklingsspor med udgangspunkt i de beslutninger som investorer i Danmark og til dels Norden forventes at tage i et åbent marked, idet det antages, at investorerne tager deres beslutninger i forventning til scenariets CO₂- og energipriser. I denne forbindelse fastlægges væsentlige eksterne forudsætninger som eksempelvis A-kraftafvikling i Sverige, gaskraftudbygning i Norge o. lign.

Udover de grundlæggende scenarieanalyser vil en række særlige temaer blive analyseret via særskilte beregninger, eksempelvis konsekvenserne af energibesparelser, der vil blive set i sammenhæng med den særskilte handlingsplan for energibesparelser som ventes fremlagt inden udgangen af 2004.

Bilag 1. Forudsætninger om produktionsomkostninger for en række teknologier.

Beskrivelse af de gennemførte beregninger

Med henblik på at vurdere perspektiver for de fremtidige energiforsyningsmuligheder er der gennemført beregninger af forventede samfundsøkonomiske omkostninger i 2025 for en række forskellige teknologier til el- og varmeproduktion, samt til produktion af rumvarme og varmt brugsvand. Omkostningerne er beregnet for varierende antagelser om oliepris og værdien af CO₂-reduktioner.

Beregningerne er foretaget for år 2025, og er derfor baseret på overordentlig usikre antagelser ikke mindst om udviklingstempoet i de forskellige teknologier.

Der er foretaget beregninger på følgende typer anlæg og teknologier:

- 10 kraftvarmeanlæg
- 7 øvrige elproduktionsanlæg
- 4 øvrige fjernvarmeproduktionsanlæg
- 8 teknologier til individuel varmforsyning, samt
- 3 teknologier til lagring af el.

Resultater for el- og fjernvarmeproduktion

For de nye teknologier solceller, brændselsceller og bølgekraft viser beregningerne, at solceller stadig i 2025 vil være en dyr teknologi til elproduktion, mens bølgekraft og brændselsceller kan blive interessante produktionsalternativer. Konklusionen for bølgekraft og brændselsceller er dog behæftet med særlig stor usikkerhed, da der i begge tilfælde vil kræves en betydelig forbedring af anlæggenes økonomi i forhold til i dag.

Hvad angår elproduktion er vindmøller umiddelbart den billigste teknologi for næsten alle betragtede kombinationer af oliepris og CO₂-pris. Imidlertid kan udbygningen med vindkraft blive begrænset af, at vindmøllernes produktion følger vindens variationer, og dermed kan være vanskelig at indpasse i elsystemet. Lagring af den producerede el i batterier eller i form af brint vil være en relativt dyr løsning, mens lagring i et trykluftlager kan vise sig at blive interessant. Det skal understreges, at brugen af brint her foreløbig kun er undersøgt i relation til elproduktion, ikke i relation til transportsektoren, der vil være et muligt alternativ.

Næst efter vindkraft tegner naturgasfyrede combined cycle-anlæg til at blive den billigste teknologi til el-produktion. Ved høj oliepris kombineret med høj CO₂-pris kan endvidere bølgekraft og biomassekraftvarme ventes at blive konkurrencedygtige teknologier og ved høj oliepris kombineret med lav CO₂-pris vil kulraftvarme formentlig blive konkurrencedygtig. Også med hensyn til fjernvarmeproduktion tegner naturgasfyrede combined cycle-anlæg til at blive den billigste teknologi for store fjernvarmeområder.

For de decentrale områder er det lidt vanskeligere at afgøre, hvilke teknologier der har de laveste omkostninger. De to mest lovende kombinationer af el- og varmeproduktionsteknologier er:

- SOFC-brændselscelleanlæg til både el- og (decentral) fjernvarmeproduktion

- naturgasfyret combined cycle-kondensværk til elproduktion og elvarmepumpe til fjernvarmeproduktion.

De samlede omkostninger til el- og varmeproduktion for disse to teknologikombinationer ligger økonomisk så tæt på hinanden, at de to kombinationer må vurderes at være lige billige. For brændselscellerne er den gode økonomi som nævnt betinget af en væsentlig billiggørelse af teknologien i forhold til i dag.

Resultater for individuel forsyning

Der er endvidere foretaget beregninger af samfundsøkonomiske omkostninger i 2025 for en række forskellige teknologier til produktion af rumvarme og varmt brugsvand. Omkostningerne er beregnet for varierende antagelser om oliepris og værdien af CO₂-reduktioner, men de her fremførte konklusioner er kun lidt følsomme overfor variationer i disse parametre.

Der fokuseres på de totale samfundsmæssige omkostninger ved at varmeforsyne én bolig i ét år. Analysen er fokuseret på parcelhuse, hvor en stor del af varmebehovet ligger. Den største teknologiudvikling er forudsat for mikrokraftvarme, men også for varmepumper forventes der at teknologiudviklingen giver sig udslag i en større effektfaktor.

Beregningerne viser, at der er væsentlig forskel på, hvorvidt der er tale om eksisterende bygninger eller nybyggeri. Dette skyldes primært det faldende opvarmningsbehov som følge af teknologiudvikling i byggesektoren og forudsatte stramninger af energirammen i bygningsreglementet.

For nybyggede parcelhuse er varmepumperne en oplagt mulighed for varmeforsyning. Også elvarme kan vise sig samfundsøkonomisk attraktiv ved et lavt opvarmningsbehov, men det resulterende energiforbrug er her større. For eksisterende bygninger synes varmepumperne i 2025 også at være interessante for bygninger uden for kollektiv forsyning. Beregninger viser, at det i fjernvarmeområder synes hensigtsmæssigt at stræbe mod en fortsat høj tilslutningsprocent.

For naturgasområder viser varmepumperne sig i disse beregninger at være billigere end naturgas. Det ville være mest oplagt at installere en af de teknologier, der baserer sig på det eksisterende vandbårne system, dvs. ventilations- eller jordvarmepumpen. Det er dog vigtigt at bemærke, at der er stor usikkerhed forbundet ved at anslå omkostningerne for transport af naturgassen til den individuelle forbruger.

Der er også forudsat en væsentlig teknologiudvikling for varmepumperne, hvorfor det ikke på det foreliggende grundlag kan konkluderes med sikkerhed, om naturgas eller varmepumper er billigst i 2025. Desuden kan det tænkes, at der vil ske omkostningsreduktioner for naturgasbaseret opvarmning i fremtiden.

En udbredt anvendelse af varmepumper vil resultere i et øget elforbrug, og det vil skulle indgå i en samlet vurdering, hvilke konsekvenser dette ville kunne have for det samlede energisystem. Det skal samtidig bemærkes, at det er for varmepumperne, at der er forudsat den største teknologiudvikling (forbedring af effektfaktor), hvilket alt andet lige øger analysens usikkerhed.

Ifølge beregningerne er mikrokraftvarme i 2025 ikke en oplagt mulighed for varmforsyning af parcelhuse. Forudsætningerne er dog behæftet med stor usikkerhed. Installeret mikrokraftvarme i eksempelvis etageboliger, vil der være et væsentligt større varmegrundlag og deraf følgende elproduktion. Det kan derfor ikke afvises, at teknologien her vil være konkurrencedygtig i år 2025, ligesom det er muligt, at der udvikles små, billige enheder velegnede til mindre bygninger.

Det gælder for alle de fremførte konklusioner, at de alene er gældende for parcelhuse, og at andre teknologier kan vise sig som mere velegnede for større bygninger.

Bilag 2. Oversigt over baggrundsmateriale (vil blive tilgængelig på Energistyrelsens hjemmeside forud for seminaret)

Teknologi:

- Opdateret teknologikatalog
- Foreløbigt arbejdsrapport om forventninger til udviklingen af energiteknologier i 2025, herunder danske erhvervspotentialer
- Foreløbigt arbejdsrapport om forventede produktionsomkostninger i 2025 for en række teknologier til el- og varmeproduktion

El-infrastruktur:

- Investeringer i et liberaliseret el-marked, Risø 2004
- Omkostninger ved elforsyningssvigt, COWI 2004

Varme:

- Effektivisering af fjernvarmesektoren (Energistyrelsen, september 2004).

Transport

- Rapport fra Teknologisk Institut om udvikling i transportteknologier

Ressourcer:

- Foreløbigt arbejdsrapport om olie- og gasressourcer

CO₂-priser

- Rapport fra ECON om langsigtede CO₂-priser