

Der er store samfundsøkonomiske fordele forbundet med at øge fleksibiliteten i det danske energisystem. Dels er der penge at tjene i forhold til handel med elektricitet med vore nabolande. Og dels vil Danmark fremover bedre kunne nyttiggøre vindkraft og andre former for vedvarende energi.

Såvel vindkraft som kraftvarme og elbesparelser bidrager til et øget behov for fleksibilitet. Dette projekt har analyseret forskellige måder at øge fleksibiliteten på ved at udvikle og indarbejde lokale reguleringsmuligheder i energisystemerne. Denne strategi er sammenlignet med den anden yderlighed, nemlig at satse på at løse alle samkøringsproblemer via elhandel med udlandet.

Analyserne er foretaget for Eltra-området (Jylland/Fyn). Og de enkelte alternativer er blevet vurderet i forhold til de samfundsøkonomiske konsekvenser af handel med vore nabolande via Nord Pool.

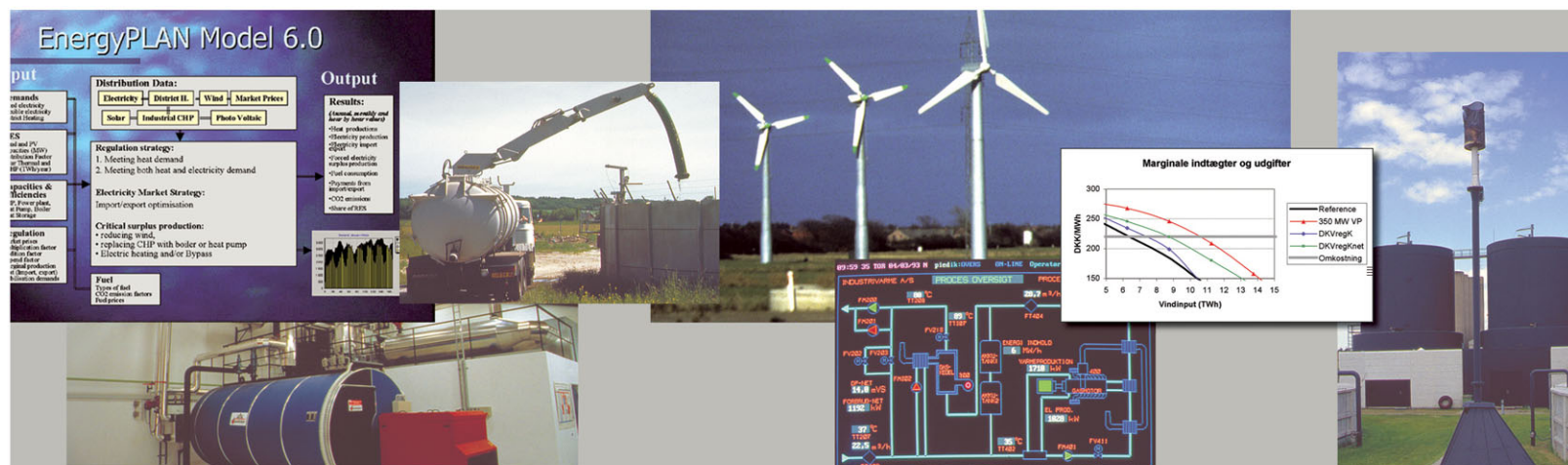
Konklusionen på analyserne er, at der allerede på kort sigt er penge at tjene ved at inddrage de decentrale værker i indreguleringen af vindkraften. Og der er store samfundsøkonomiske fordele ved at supplere såvel de decentrale som de centrale kraft/varme-værker med varmepumper. Herved vil andelen af vindkraft kunne øges fra de nuværende ca. 20% til 40% uden væsentlige problemer med ubalancer mellem elforbrug og produktion.

Investeringen i øget fleksibilitet er i sig selv rentabel. Herudover er der den yderligere fordel, at samfundsøkonomien i vindkraft forbedres. Ved en CO2 betaling på 100 kr./t og en produktionsomkostning for vindkraft på 220 kr./MWh flyttes andelen af samfundsøkonomisk vindkraft således fra 25% af elforbruget i det nuværende elsystem til over 40%, hvis der er investeret i øget fleksibilitet.

Det er også analyseret, hvordan en stigende andel vindkraft i elproduktionen påvirker transmissionsnettet hhv. med og uden investeringer i fleksibilitet. Generelt kan det ikke betale sig at udvide transmissionsforbindelserne til Norden. Dette gælder også, når de potentielle handelsfordele tages i betragtning.

De nuværende afgiftsregler gør imidlertid, at det ikke er attraktivt at realisere de samfundsøkonomisk mest fordelagtige løsninger. Derfor fremsættes der her en række forslag til, hvordan reglerne kan ændres.

# LOKALE ENERGIMARKEDER



Henrik Lund  
 Poul Alberg Østergaard  
 Anders N. Andersen  
 Frede Hvelplund  
 Henning Mæng  
 Ebbe Münster  
 Niels I. Meyer

# **Lokale energimarkeder**

# Lokale energimarkeder

© forfatterne  
ISBN 87-90893-51-4  
ISSN 1397-3169  
Skriftserien nr. 290  
Januar 2004

**Udgivet af:**

Institut for Samfundsudvikling og Planlægning  
Aalborg Universitet  
Fibigerstræde 13  
9220 Aalborg Ø

**Layout:**

Allis Hansen, Ania Andersen og Annelle Riberholt

**Forsidemosaik:**

Ania Andersen på grundlag af grafik af Henrik Lund og fotos af fotograf Gerda Tosti

**Trykt hos:**

Centertrykkeriet, Aalborg Universitet

Rapporten kan downloades som pdf-fil på:

<http://www.plan.aau.dk/publikationer/skriftserie.php>

# Indholdsfortegnelse

<b>Forord .....</b>	<b>5</b>
<b>1. Indledning og resume.....</b>	<b>7</b>
<b>2. Referenceenergisystem .....</b>	<b>13</b>
<b>3. Modellering af elmarkedet .....</b>	<b>19</b>
3.1 Design af markedsmodel .....	20
3.2 Modellering i EnergyPLAN .....	26
3.3 Modellens virkemåde .....	29
<b>4. Fleksible energisystemer.....</b>	<b>33</b>
4.1 Alternative reguleringssystemer ved 50% vindkraft .....	34
4.2 Analyse af forskellige vindinvesteringer .....	36
4.3 Følsomhedsanalyser .....	40
4.4 Konklusion .....	51
<b>5. Behovet for transmissionskapacitet.....</b>	<b>53</b>
5.1 Model af transmissionsnettet.....	54
5.2 Transmissionsnetbelastning uden fjernelse af kritisk eloverløb .....	56
5.3 Transmissionsnetbelastning ved fjernelse af kritisk eloverløb .....	58
5.4 Omkostninger til netforstærkning.....	60
5.5 Omkostninger til netforstærkning ved udvidelse af udlandsforbindelser .....	62
5.6 Konklusion .....	65
<b>6. Offentlig regulering af lokale energimarkeder.....</b>	<b>67</b>
6.1 Offentlighedsregulering i et bredere perspektiv .....	68
6.2 Lokale energimarkeder og EU regler .....	69
<b>7. Samfundsøkonomisk effektiv kraftvarmeproduktion .....</b>	<b>71</b>
7.1 Forudsætninger for det betragtede værk.....	72
7.2 Vilkår for drift i 2010-2020 .....	74
7.3 Vilkår for drift og etablering af varmepumper i 2005 .....	80
7.4 Konklusion og virkemiddelpakke.....	83

<b>8. En omkostnings- og priseffektiv vindkraftudbygning .....</b>	<b>87</b>
8.1 Vindkraftteknologiens karakteristika og kontekst .....	89
8.2 Fastprisregulering kontra kvoteregulering .....	91
8.3 Konklusion og virkemiddelpakke .....	99
<b>Bilag 3.1 Uddybning af figur 3.1, standard Nord Pool prisvariation .....</b>	<b>105</b>
<b>Bilag 3.2 Uddybning af tabel 3.10 .....</b>	<b>113</b>
<b>Bilag 4.1 Investeringsomkostninger .....</b>	<b>115</b>
<b>Bilag 4.2 Uddybning af tabel 4.1 .....</b>	<b>117</b>
<b>Bilag 5.1 Værdisætning af netudvidelser .....</b>	<b>121</b>
<b>Bilag 7.1 Uddrag af tilskuds- og afgiftslove .....</b>	<b>123</b>
<b>Bilag 7.2 Samfundsøkonomiske forudsætninger .....</b>	<b>125</b>
<b>Bilag 7.3 Marginal pris mellem varmepumpe og KV enheder .....</b>	<b>127</b>
<b>Referencer .....</b>	<b>129</b>

# Forord

Denne rapport er hovedresultatet af forskningsprojektet "Lokale Energimarkeder", som er gennemført i perioden 2001 til 2003. Projektet har været finansieret delvist af Energistyrelsens Energiforskningsprogram efter indstilling fra programudvalget "Energi og Samfund" og delvist af de deltagende parter.

Følgende har deltaget i projektet:

Henrik Lund, Poul Østergaard, Frede Hvelplund,  
Bernd Möller og Lars Høst Johansen, Aalborg Universitet  
Anders N. Andersen og Henning Mæng, Energi og Miljødata  
Ebbe Münster og Leif Tambjerg, PlanEnergi S/I  
Niels I. Meyer, Danmarks Tekniske Universitet

Projektdeltagerne har forestået en fælles diskussion og bearbejdning af den samlede fremstilling med udgangspunkt i følgende hovedforfattere på de enkelte kapitler:

Henrik Lund	kapitel 1, 2, 3 (anden halvdel) og 4
Ebbe Münster	kapitel 3 (første halvdel)
Poul Østergaard	kapitel 5
Niels I. Meyer	kapitel 6
Anders N. Andersen	kapitel 7
Frede Hvelplund	kapitel 8

Projektet har været gennemført parallelt med projektet: Model af samspillet mellem integrerede kraftproducenter, MOSAIK (Østergaard, 2004). Projekterne har delvist haft sammenfald i kredsen af projektdeltagere. Og begge projekter har omfattet videreudvikling og tilpasning af tre eksisterende energimodeller: EnergyPLAN, energyPRO og energyPRO GRID. Resultatet af denne del af arbejdet er beskrevet i følgende selvstændige bilagsrapporter:

- EnergyPLAN: Computer Model for Energy System Analysis: (Lund, Münster & Tambjerg, 2004).
- Regionale Energianalyser i energyPRO: (Mæng & Andersen, 2004).
- energyPRO GRID: (Andersen & Mæng, 2004).

Hovedrapporten udgør en selvstændig sammenskrivning af hele projektet med enkelte henvisninger til uddybning i de nævnte bilagsrapporter.

Foreløbige resultater af projektet har været publiceret undervejs i bl.a. følgende rapporter og artikler:

- Rapport fra arbejdsgruppen om kraftvarme- og VE elektricitet, bilagsrapport bilag 6, Energistyrelsen, 2001
- Lund H, *Energy System Analysis of Large-Scale Integration of Wind Power*, PROCEEDINGS from Fourth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Billund 2003
- Lund H, Münster E, Management of surplus electricity-production from a fluctuating renewable-energy source, *Applied Energy*, vol. 76, issues 1-3, pp. 65-74, 2003
- Lund H, Münster E, Modelling of energy systems with a high percentage of CHP and wind power *Renewable energy* 28, pp. 2179-2193, 2003
- Østergaard P, The interplay between wind turbines and CHP plants and effects on transmission grid requirements, *EnerEnv ' 2003*, Changsha, 11-14 Oktober, 2003
- Østergaard P, Modelling the geographic distribution of windpower and the impact on transmission needs, 4th National Energy Conference, Tehran, Iran, 12-13 Maj 2003
- Østergaard P, *Grid requirements with scattered load balancing and an open electricity market*, II International Scientific conference of Mechanical Engineering (COMEC 2002), Universida Central Las Villas, Cuba, 13-15- November 2002
- Østergaard P, *Modelling the geographic distribution of scattered electricity sources*, Dubrovnik Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, Dubrovnik, Kroatien 6. juni 2002
- Østergaard P, Transmission grid requirements with scattered and fluctuating renewable electricity sources, *Applied Energy*, 76, 2003

Tak til Anders Houmøller fra Nord Pool og Jens Pedersen fra Eltra, der har bidraget med en række vigtige informationer undervejs. Og tak til Allis Hansen, Ania Andersen og Annelle Ri-berholt, der har stået for redigering og layout.

Henrik Lund  
Januar 2004

## Kapitel 1

# Indledning og resume

Hovedformålet med dette projekt har været at udvikle et alternativ til det nuværende energisystem under titlen Lokale Energimarkeder. Udgangspunktet har været, at vindkraft sammen med kraftvarme og elbesparelser skaber et styrings- og samkøringsproblem, som vil stille øgede krav til fleksibilitet i elforsyningen. Behovet for fleksibilitet vil være stigende i takt med en fortsat udbygning med vindkraftanlæg såvel som kraft/varmeanlæg samt eventuelle elbesparelser.

Som den ene yderlighed kan Danmark satse på at løse alle samkøringsproblemer via elhandel med udlandet. Alternativt kan Danmark satse på at udvikle og indarbejde lokale reguleringsmuligheder i energisystemerne. I den første strategi vil det danske elproduktionssystem på sigt været tvunget til at sælge betydelige mængder el på tidspunkter, man ikke selv kan bestemme – og ofte til ugunstige priser. I den anden strategi vælger man selv tidspunktet og omfanget af et eventuelt elsalg til udlandet. Til gengæld vil denne strategi kræve nye investeringer i fleksibilitet, ligesom den vil kræve en anden organisering af samspillet mellem de mange energiproducenter.

På den baggrund har projektet haft til formål:

- at videreudvikle/tilpasse eksisterende energimodeller til beskrivelse af den energimæssige omsætning og det reguleringsmæssige behov ved samkøring af vindkraft og decentral kraft/varme i større eller mindre omfang,
- at udvikle modeller til analyse af de markedsmæssige reaktioner på forskellige tvungne energisalg, og
- at udvikle forslag til den institutionelle og organisatoriske gennemførelse af lokale energimarkeder

Resultatet af projektet foreligger i form af modeller og metoder til sammenligning af to forskellige nationale strategier. I den ene strategi ”løses” samkøringsproblemerne via udlandshandel med overskudsels, medens den anden nationale strategi løser problemet ved hjælp af lokale indreguleringsmuligheder. I forbindelse med den anden strategi fremlægges desuden en analyse af de institutionelle og organisatoriske forudsætninger for udviklingen af lokale energimarkeder, som vil kunne håndtere lokal/national anvendelse af overskudsels. På baggrund af disse analyser har projektet opstillet en række forslag til en evt. institutionel og organisatorisk implementering af lokale energimarkeder.



## Sammenhæng til MOSAIK projektet

Projektet Lokale Energimarkeder har været gennemført parallelt med projektet MOSAIK (Model af samspillet mellem integrerede kraftproducenter). Begge projekter har haft det fælles udgangspunkt at udvikle modeller og metoder til sammenligning af nationale strategier for imødegåelse af samkøringsproblemet. Og projekterne har delvist haft sammenfald i kredsen af projektdeltagere. Derfor blev der fra starten etableret et samarbejde mellem projekterne med henblik på at sikre optimal koordinering.

Med baggrund i det fælles udgangspunkt har MOSAIK projektet haft fokus på de tekniske aspekter, mens Lokale Energimarkeder har haft fokus på udnyttelse af handel på Nord Pool samt analyse af de institutionelle og organisatoriske hindringer og forudsætninger for en eventuel realisering af fleksible energisystemer.

Konkret har koordineringen medført følgende:

- Der er taget udgangspunkt i det samme energisystem som reference for de to projekter. Referencesystemet er valgt så tæt som muligt ved det system, som blev anvendt i analyserne af Energistyrelsen arbejdsgruppe om kraftvarme og VE elektricitet (Energistyrelsen, 2001). Referencen er beskrevet indgående i MOSAIK projektet, mens beskrivelsen i denne rapports kapitel 2 er mere summarisk og henviser til MOSAIK projektet
- Der er i fællesskab mellem de to projekter foretaget en omfattende videreudvikling af følgende modeller: EnergyPLAN, energyPRO og EnergyPRO GRID. Disse modeller er dokumenteret selvstændigt i fælles bilagsrapporter til de to projekter

Samarbejdet mellem projekterne har betydet, at MOSAIK projektet har kunnet gå yderligere i dybden med analyser af en række forskellige tekniske systemændringer, som vil have indflydelse på behovet og effekten af yderligere fleksibilitet. Samtidig har samarbejdet betydet, at projektet Lokale Energimarkeder har kunnet gå yderligere i dybden med modelleringen af de internationale markeder for handel med elektricitet.

## Resumé

Projektet har taget udgangspunkt i modelleringen af samme referencescenario, som blev anvendt af Energistyrelsens arbejdsgruppe for kraft/varme og VE elektricitet (Energistyrelsen, 2001). Konkret omfatter det de to scenarier, som blev anvendt af Eltra og Elkraft System i forbindelse med udformningen af systemplanerne for år 2001. Scenariet løber frem til år 2020 og omfatter en kraftig udbygning med vindkraft samt en vis udskiftning af eksisterende kraft/varmeverker med nye og mere effektive enheder. Af hensyn til det omfattende arbejde med at modellere dels markedet for elektricitet og dels transmissionsnettet har det været nødvendigt at afgrænse projektet til Eltras område, hvor samkøringsproblemet er størst.

I ovennævnte scenario er der kun medtaget energiproducenter, som er relevante for elproduktionen. Af hensyn til at kunne udregne den samlede CO<sub>2</sub> emission fra hele energisystemet er scenariet derfor blevet suppleret med tal fra Energi 21, som er den seneste officielle fremskrivning, der rækker så langt frem som til år 2020. Herved har det været muligt at analysere det enkelte alternativs betydning for den samlede danske nedbringelse af CO<sub>2</sub> udslippet.

Den konkrete modellering af referencen er beskrevet i **kapitel 2**.

I **kapitel 3** er der redegjort for den anvendte markedsmodel, samt hvordan denne er implementeret i EnergyPLAN modellen. Modellen tager følgende forhold med i beskrivelsen:

- Typiske timevariationer i Nord Pool spotprisen
- Spotprisens afhængighed af nedbør ift. de norske/svenske vandkraftsystemer (vådår, tørår)
- Den dansk import/eksports indflydelse på Nord Pool prisen
- Flaskehalse og opdeling i prisområder
- Indflydelse fra import/eksport til Tyskland (fastlagt mængde i hhv. vådår og tørår)
- CO<sub>2</sub> kvotehandel og dennes indflydelse på Nord Pool prisen

I **kapitel 4** er der gennemført en række analyser af værdien af at investere i øget reguleringsfleksibilitet i det danske energisystem. Der er fokuseret på konsekvenserne for den danske samfundsøkonomi. Der er således i udgangspunktet regnet med samfundsøkonomiske brændelspriser, og der er udelukkende medtaget indtægter og udgifter hos aktører indenfor Danmarks grænser. Desuden er det forudsat, at de enkelte aktører ikke udøver markedsmagt. Der er regnet på en fremtidig situation i år 2010-2020, og det forudsættes som udgangspunkt, at afgifter mv. er organiseret således, at de marginale produktionsomkostninger for de enkelte anlægstyper svarer til de tilsvarende samfundsøkonomiske omkostninger.

Med dette udgangspunkt er en række investeringer i større reguleringsfleksibilitet vurderet i forhold til en reference defineret ved den nuværende måde at regulere elproduktionsenhederne på. På baggrund af disse analyser er der identificeret to særligt vigtige tiltag til øget fleksibilitet, nemlig:

- 1) Inddragelse af de decentrale kraft/varmepumper i reguleringen
- 2) Supplerende investeringer i varmepumper i forbindelse med kraft/varmepumperne

I de samfundsøkonomiske analyser er det vurderet, at tiltag 1 kan gennemføres uden ekstra investeringer, mens tiltag 2 er indregnet med en omkostning til investering og faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger på 0,35 millioner kr./MW el pr. år.

Resultatet af analyserne er:

- at med et vindkraftbidrag på over 20% af elforbruget er der stor rentabilitet i at investere i de ovennævnte løsninger, herunder især investering i alternativet med varmepumper. Således kan den samfundsøkonomiske nettofortjeneste opgøres til ca. 50 millioner kr. om året (ved 20% vindkraft) stigende til over 600 millioner kr. om året (ved 60% vindkraft eller derover). Denne nettofortjeneste (efter afholdelse af faste omkostninger) skal holdes op mod faste omkostninger (investering og drift) i størrelsesordenen 120 millioner kr. om året. Investeringen har således en forrentning på 40% stigende til 500% afhængigt af andelen af vindkraft. Det skal bemærkes, at der i alle analyser er regnet med en varmepumpeeffekt på i alt 350 MW el. Denne størrelse vil formodentligt kunne optimeres/tilpasses forskellige andele af vindkraft.
- at investeringen i øget fleksibilitet, som i sig selv er rentabel, samtidig medfører en væsentlig forbedring af rentabiliteten i en fortsat udbygning med vindkraft. Ved en CO<sub>2</sub> betaling på 100 kr./t og en produktionsomkostning for vindkraft på 220 kr./MWh flyttes den samfundsøkonomisk optimale vindkraftandel fra 25% af elforbruget i referencen til over 40% i alternativet

Der er foretaget en omfattende følsomhedsanalyse af ovennævnte resultater, med fokus på betydningen af den konkrete modellering af det fremtidige Nord Pool marked. Konkret har følsomhedsanalyserne omfattet følgende:

- En væsentlig forøgelse af de faste omkostninger ved investering i alternativet med varmpumper
- Variationer i CO<sub>2</sub> betalingen (hhv. 0 og 250 kr./ton)
- Ændringer i produktionsprisen for vindkraft (17 hhv. 27 øre/kWh)
- Alternativ fordeling mellem vådår, normalår og tørår
- Ændringer i brændselspriserne
- Ændringer i indflydelse fra CO<sub>2</sub> kvoter på Nord Pool elprisen (herunder slet ingen effekt)
- Anden forventning til fremtidig gennemsnitspris på Nord Pool (300 mod 240 kr./MWh)
- Ændring i import/eksport forholdene fra Tyskland
- Ændret antagelse om prisvariationerne på Nord Pool

Resultatet af følsomhedsanalyserne er, at rentabiliteten i vindkraften er meget følsom overfor ændringer i produktionsprisen, CO<sub>2</sub> betalingen, Nord Pool markedspriserne, og brændselspriserne. Dertil kommer spørgsmålet om CO<sub>2</sub> kvotemarkedets påvirkning af prisen på Nord Pool.

Rentabiliteten i at investere i øget fleksibilitet er imidlertid særdeles robust overfor alle de nævnte ændringer i forudsætningerne. Det samme gælder pointen om, at en investering i øget fleksibilitet samtidig flytter punktet for den samfundsøkonomisk optimale vindkraftudbygning væsentligt.

I **kapitel 5** er analyseret, hvordan en stigende andel vindkraft i elproduktionen påvirker transmissionsnettet såvel i en situation uden fjernelse af kritisk eloverløb – svarende til en situation uden eksportbegrænsning – som i en situation med fjernelse af kritisk eloverløb. Det er også analyseret, om det er økonomisk rentabelt at udvide forbindelserne til Norge og Sverige.

Vurderingen af nødvendig indenlandsk netforstærkning ved forskellige reguleringsstrategier og ved forskellige mængder vindkraft i elsystemet er meget kompliceret, og resultaterne af analyserne er derfor ikke endegyldige. Det har været nødvendigt at foretage simplificeringer i analyserne.

Fælles til projekterne Lokale Energimarkeder og MOSAIK er der videreudviklet et analyseapparat bestående af et computerprogram, en database med transmissionsnetbeskrivelse og en database med geografiske fordelinger af produktion og forbrug af el. Med dette analyseapparat er det muligt at beregne forskellige belastningsfaktorer for nettet, herunder specielt beregne og sammenligne forskellige reguleringsstrategiers betydning for belastningsgrader og overbelastninger. Analyseapparatet er således velegnet til analyser på aggregeret niveau.

Analyserne bekræfter generelt Energistyrelsens resultater om, at det er billigere at fjerne kritisk eloverløb end at udvide transmissionsforbindelserne til Norden (Energistyrelsen, 2001). Herudover viser analyserne i kapitel 5, at disse udvidelser heller ikke kan betale sig, når de potentielle handelsfordele tages i betragtning.

Dog bør det overvejes ved vindinput over 7-8 TWh pr. år at udvide med en ekstra 600 MW forbindelse til Norge eller Sverige, som mest hensigtsmæssigt bør indkobles i Vester Hassing. Ved indkobling i Vester Hassing kan man fjerne nogle forventede overbelastninger i det indenlandske net fra en kommende havvindmøllepark syd for Læsø. Disse overbelastninger ville opstå uden ekstra eksportforbindelser eller med ekstra eksport indkoblet i Tjele. Økonomien i en yderligere udvidelse til i alt 1200 MW ekstra udlandskapacitet er derimod tvivlsom.

Med fjernelse af kritisk eloverløb er der generelt ikke behov for store indenlandske forstærkninger. Uden fjernelse af kritisk eloverløb er der et større behov for indenlandske netforstærkninger, men under alle omstændigheder er omkostningen hertil lille sammenlignet med omkostningen til udlandsforbindelserne.

Grundet de betydelige forskelle der er mellem investeringsbehov med og uden fjernelse af kritisk eloverløb, er der en klar begrundelse for at belønne de reguleringsstrategier og de påkrævede investeringer, der er med til at bevirke, at kritisk eloverløb undgås.

Endelig viser analyserne i kapitel 5, at anvendelse af varmepumper reducerer behovet for udvidelser af transmissionsnettet set i forhold til anvendelsen af kedler. Forskellen er ikke afgørende, men tendensen trækker i retning af at understøtte konklusionerne i kapitel 4.

I **kapitel 6** beskrives kort problemstillingen og de nuværende institutionelle rammer for realisering af dels investeringer i øget fleksibilitet og dels investeringer i en øget udbygning med vindkraft. Dette omfatter samtidig en kort gennemgang af de gældende EU regler. Sammenfattende er det vores konklusionen, at EU direktiverne på energiområdet ikke får nogen direkte indflydelse på mulighederne for at etablere lokale energimarkeder. Kapitlet lægger op til, at en realisering af lokale energimarkeder forholder sig til dels nye rammer for realisering af øget fleksibilitet og dels en fortsat udbygning med vindkraft.

**Kapitel 7** omhandler rammerne for at investere i øget fleksibilitet. Hverken i 2005 eller i 2020 er der et tilstrækkeligt selskabsøkonomisk incitament til at etablere varmepumper. Derfor kan det ikke forventes, at den samfundsøkonomiske forrentning, som er eftervist i kapitel 4, vil blive realiseret, uden en statslig virkemiddelpakke. Følgende forslag er formuleret i kapitlet:

- *Virkemiddel 1: Etablering og drift af varmepumper for PSO midler:* Det foreslås, at der på udvalgte kraftvarmeværker etableres varmepumper samt, at man over en periode demonstrerer, at varmepumperne drives uden betydelige tekniske problemer for herved at skabe ”succes”-historier, som kan gøre det overskueligt for andre værker at etablere varmepumper. Disse udvalgte kraftvarmeværker bør ikke løbe nogen ekstra økonomisk risiko ved at være pilotprojekter. Derfor skal både etablering og drift af varmepumper på de første udvalgte kraftvarmeværker ske 100% for PSO midler.
- *Virkemiddel 2: Statsligt udbudsrunde til sikring af etablering af varmepumper:* Den samfundsøkonomiske rentabilitet i at investere i varmepumper ser ud til at være så betydelig, at etablering af en given mængde varmepumper under alle omstændigheder og uafhængigt af vindkraftudbygningen bør gennemføres. Den samfundsøkonomiske rentabilitet af varmepumper bliver imidlertid endnu bedre i takt med etablering af havmøller. Derfor foreslås det, at der tilsvarende de kommende statslige udbud af givne mængder havmølleeffekt også sker et udbud af en tilpasset mængde varmepumpekapacitet, således at den samfundsøkonomiske værdi af bl.a. etablering af havmølleeffekten ikke udhules.
- *Virkemiddel 3: Balanceansvarlig for både forbrug og produktion:* De decentrale kraftvarmeværker kan for tiden ikke selv sælge strøm på spotmarkedet, men skal alliere sig med en produktionsbalanceansvarlig. I Danmark er det i forhold til Norge dyrt at blive produktionsbalanceansvarlig. Det har givetvis været medvirkende til, at der i Danmark er relativt få produktionsbalanceansvarlige, og i Danmark kan man ikke både være balanceansvarlig for produktion og forbrug. I Norge kan man være samlet balanceansvarlig for både produktion og forbrug. Da fjernvarmeværker i fremtiden dynamisk skal kunne skifte mellem at være elproducenter på gasmotorer/turbiner og elforbrugere på varmepumper, bør det overvejes, om det skal være tilladt at være balanceansvarlig for både forbrug og produktion, samt om det ikke skal være billigere at blive balanceansvarlig.

- *Virkemiddel 4: Specialregulering på Regulerkraftmarkedet:* De decentrale kraftvarmeværker bør ligeledes have gode muligheder for at tjene penge på Regulerkraftmarkedet, samt honoreres for at de geografisk ligger tættere på elforbruget og dermed kan minimere transmissionstabet. Specialregulering uden hensyntagen til prisrækkefølgen på Regulerkraftmarkedet forekommer i dag alene når de systemansvarlige foretager en specifik geografisk udvælgelse af produktionskapacitet til op- eller nedregulering med henblik på at opretholde driftssikkerheden i et område af det lokale energimarked. Specialregulering anvendes i dag eksempelvis i tilfælde af interne flaskehalse i det lokale energimarked. Den systemansvarlige beordrer opregulering på den ene side af flaskehalsen og tilsvarende nedregulering på den anden side flaskehalsen.

**Kapitel 8** beskæftiger sig med den offentlige regulering af vindkraft. Formålet er at diskutere hvilket incitamentsystem, der er mest hensigtsmæssigt til at sikre såvel en omkostningseffektiv som en priseffektiv vindkraftudbygning. Indledningsvist gennemgås de nuværende regler. Herefter diskuteres to principielt forskellige modeller for den offentlige regulering, nemlig fastprismodellen kontra kvotemodellen, hvor der anvendes politisk fastsatte priser hhv. mængder. Det konkluderes, at modellen med politisk fastsatte priser er bedre en politisk fastsatte kvoter. Alt i alt vil man med den førstnævnte model kunne udbygge med vindkraft og i øvrigt også andre VE teknologier til væsentligt lavere omkostninger og priser, end med den anden model.

Mht. etablering af nye offshore vindmølleparker anbefales følgende forslag:

- Parkerne udbydes i licitation. Vinderen af licitationen vil være den virksomhed, som alt andet lige kan tilbyde den laveste salgspris fra vindmøllerne 20–30 år frem. Konsekvensen af dette vil være, at gode offshore beliggenheder vil medføre lavere priser end de lidt dårligere offshore beliggenheder, som offentligheden måtte ønske udnyttet
- Staten kautionerer for, at den vindende faste licitationspris pr. kWh over perioden holder. Hvis ikke kompenseres på anden vis.
- Der skal etableres mulighed for 20-30-årige kreditforeningslån, og staten kautionerer for 60% af anlægsprisen.
- Mulighed for at gå over på markedspris plus betaling for CO<sub>2</sub> besparelse. I den situation ophæves statens kautionsforpligtelsen.

Mht. etablering af nye landbaserede vindmøller anbefales følgende forslag:

Enten: Model A

- En kWh betaling for de første 18.000 fuldlasttimer på 50 øre/kWh i faste priser. Derefter en betaling på 40 øre/kWh indtil der er gået 20 år. (Dette betyder ved en inflation på 2,5% p.a. en gennemsnitsbetaling pr. kWh på ca. 33 øre/kWh incl. betaling for CO<sub>2</sub> frihed).
- Offentlig kautionsgaranti for, at denne prismodel holder i de lovede 20 år.
- Offentlig kaution for lån til 80% af møllens anlægspris.
- Etablering af mulighed for 20-30-årige kreditforeningslån.
- Mulighed for at gå fra ordningen på ethvert tidspunkt, altså fra model A til model B. Men ikke mulighed for igen at ”hoppe tilbage” til model A fastpris ordningen. Når model A forlades, ophæves statens kautionsforpligtelse

Eller: Model B

- kWh betaling til spotmarkedspris plus betaling for grønne certifikater. Enten en fast betaling pr. ton sparet CO<sub>2</sub> emission. F.eks. p.t. 10 øre/kWh uden et 36 øre/kWh loft. Eller som den næstbedste løsning betalingen pr. ton CO<sub>2</sub> på et CO<sub>2</sub> emissionsmarked

## Kapitel 2

# Referenceenergisystem

Formålet med dette kapitel er:

- at opstille en model for det danske elsystems effektbalance, der på timebasis kan beregne effektproduktion og effektforbrug
- at kalibrere model og valg af inputdata dels i forhold til Eltra og Elkraft Systems modelleringer af eloverløb i det danske elsystem og dels i forhold til Energistyrelsens beregninger af CO<sub>2</sub> emissioner i det samlede danske energisystem
- at definere et passende referencesystem som grundlag for de efterfølgende analyser

I kapitel 3 redegøres der for, hvordan samme model udbygges med en modellering af det internationale marked for handel med elektricitet for at kunne identificere samfundsøkonomisk hensigtsmæssige investeringer i øget fleksibilitet af det danske elsystem.

Der er taget udgangspunkt i en model opstillet i MOSAIK projektet, hvor modellen har været anvendt til en række tekniske analyser af graden af eloverløb i forskellige tekniske energisystemer som funktion af investeringer i fleksibilitet (Østergaard, 2004). Effektbalancemodellen er opstillet og gennemregnet på energi system analyse modellen: EnergyPLAN. I MOSAIK projektet har samme reference desuden været gennemregnet på energyPRO modellen, hvor beskrivelsen af energisystemet kan gøres mere detaljeret end i EnergyPLAN. Analyserne med energyPRO modellen har været anvendt til at estimere enkelte korrektionsfaktorer, som tager højde for dels udetider og dels fejlen ved at regne på et aggregeret niveau.

Som i MOSAIK projektet er det valgt at tage udgangspunkt i det samme referencescenario, som blev anvendt af Energistyrelsens arbejdsgruppe om kraftvarme- og VE elektricitet (Energistyrelsen, 2001).

### **EnergyPLAN modellen**

De efterfølgende analyser er foretaget på version 6.0 af EnergyPLAN computermodellen, mens de oprindelige analyser i Energistyrelsens arbejdsgruppe blev foretaget på en tidligere udgave af modellen (Version 4.4). Den væsentligste ændring består i, at modellen har fået tilført en udvidet mulighed for at beskrive og analysere handel med el på det internationale marked. Desuden er modellen lagt over i en vinduesbaseret Pascal (Delphi) frem for, som tidligere i EXCEL regneark, suppleret med programmering i Visual Basic. Herudover er programmet udvidet med en række grafiske udskriftsfaciliteter samt en mulighed for at supplere med et komplet brændsels-

og CO<sub>2</sub> regnskab. I forhold til de tekniske analyser af referencen er der ikke nogen afgørende forskel på de to versioner af modellen. Derimod har forbedringerne betydning for at kunne vurdere indflydelsen på det samlede CO<sub>2</sub> regnskab, ligesom vurderingen af handel med el er væsentligt forbedret.

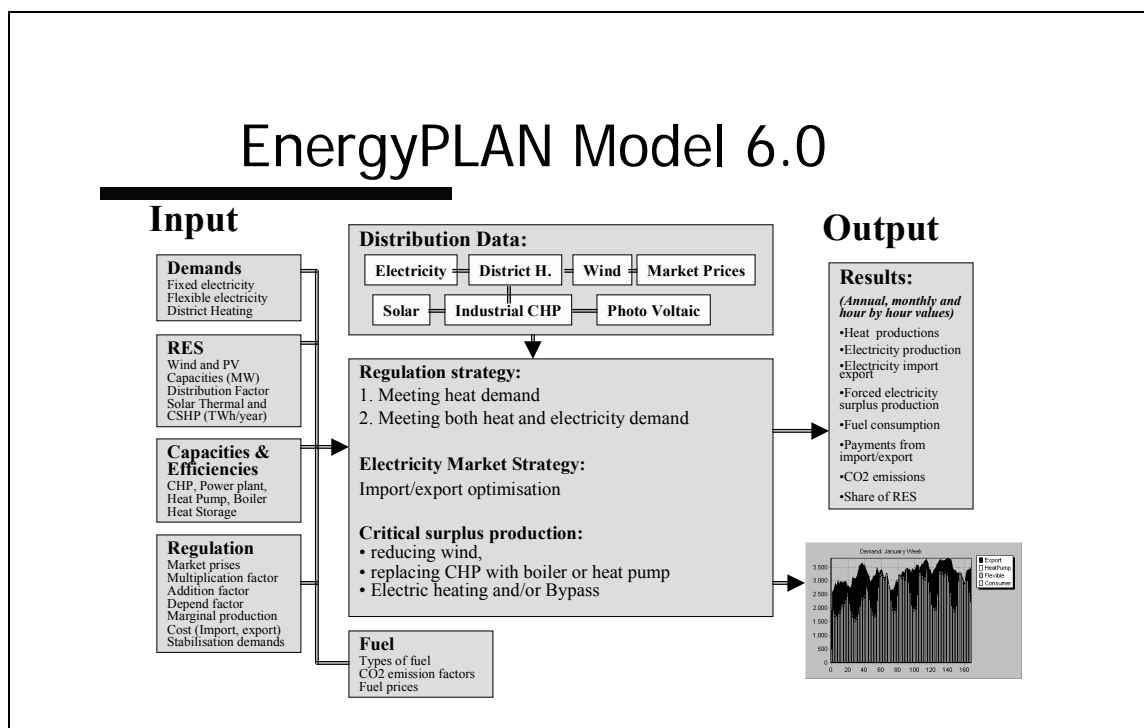
Dog er der foretaget to modelmæssige forbedringer, der har en vis betydning også for resultaterne af de tekniske analyser. I den nye version angives den andel af kraft/varmeenhederne, der er netstabiliserende særskilt for hhv. de centrale og de decentrale værker, hvor denne værdi tidligere blev angivet fælles. Denne præcisering i modellen medfører, at kravet til netstabilisering har større indflydelse på størrelsen af eloverløbet end tidligere. Hertil kommer, at modellen kan tage højde for udetider samt korrigerer for fejl som følge af, at der regnes samlet på grupper af anlæg frem for at regne på hvert enkelt anlæg. Denne præcisering har gjort det muligt at opnå større overensstemmelse mellem input og output i referenceberegningen i forhold til tilsvarende beregninger på Eltra og Elkraft Systems modeller.

Desuden er der foretaget nogle enkelte forbedringer i input-data-grundlaget:

- der er indregnet en døgnvariation i fjernvarmeforbruget
- og flaskehalsen mod Sverige/Norge er hævet fra 1600 til 1700 MW

Disse ændringer er foretaget for at skabe større overensstemmelse med datagrundlaget. Ændringerne påvirker imidlertid ikke resultatet nævneværdigt.

Modellen er en input/output energi system analyse model, der arbejder med timesimulering af forskellige energisystemer med fokus på konsekvensanalyser af forskellige tekniske reguleringsstrategier (Se figur 2.1).



**Figur 2.1:** EnergyPLAN Energi System Analyse Modellen.

Input er primært årlige el- og fjernvarmeforbrug samt specifikation af energisystemet i form af anlægskapaciteter og nyttevirkninger. Herudover angives også valg af reguleringsstrategi og forudsætningerne for elmarkedet. Modellen indeholder timefordelinger af årsværdier baseret på danske erfaringstal. Således fordeles f.eks. elforbruget efter den faktiske fordeling i år 2000, og vindkraften kan fordeles med udgangspunkt i forskellige historiske fordelinger af vindkraftproduktionen.

Output er primært el- og varmeproduktioner samt brændselsforbrug fordelt på tid og anlægskategorier. Herudover kan modellen også udregne indtægter og udgifter ved handel på markedet.

Modellen er forenklet, hvad angår beskrivelsen af energisystemets forskellige anlæg, som er opdelt i få fjernvarmeområder. Modellen regner således ikke direkte på samtlige enkeltanlæg. Derimod regnes der gruppevis på hhv. decentral og central kraftvarme med gennemsnitstal for hele gruppen. Til gengæld er modellen detaljeret, hvad angår beskrivelsen af forskellige reguleringsmuligheder. Denne kombination giver en model med en god balance mellem på den ene side overskuelighed og hurtighed og på den anden side evnen til at gå i dybden med betydningen af valg mellem forskellige reguleringsstrategier.

I forbindelse med arbejdet i Energistyrelsens arbejdsgruppe om kraftvarme og VE elektricitet blev modellen udvidet til at kunne analysere konsekvenserne af en række særlige tiltag, der alene sigter på nedbringelse af det kritiske eloverløb (KEOL). Desuden er det bl.a. af hensyn til sammenligning med de øvrige analyser, valgt at regne på Eltras og Elkrafts områder hver for sig.

For en nærmere beskrivelse af den konkrete version af modellen henvises til dokumentationen i bilagsrapporten: ”EnergyPLAN (Version 6.0)” (Lund, Münster og Tambjerg, 2004).

### **Modellering af Eltra og Elkraft System scenario år 2020**

Som nævnt er det valgt at modellere det samme referencescenario, som blev anvendt af Energistyrelsens arbejdsgruppe for kraft/varme og VE elektricitet i 2001. Der er således taget udgangspunkt i referencer gennemregnet af hhv. Eltra og Elkraft System i forbindelse med udformning af systemplaner for år 2001 (Eltra, 2001, Elkraft System, 2001). På EnergyPLAN modellen er disse referencer kalibreret, så der med samme forudsætninger vedr. elforbrug og vindkraft mv. opnås samme vurdering af eloverløbets omfang.

I MOSAIK projektet er der redegjort nærmere for, hvordan det generelt har været muligt at rekonstruere vurderingen af eloverløbets omfang i år 2020 på EnergyPLAN modellen med så vidt muligt de samme forudsætninger.

Hovedtal som elforbrugets og fjernvarmeforbrugets størrelse, mængden af installeret vindkraft og vindkraftproduktionen samt øvrige produktionsfordelinger er således i alt væsentligt de samme. Dog har enkelte justeringer være nødvendige:

- i Eltra området anlægges en offshore vindmøllepark midt i året 2020. I EnergyPLAN rekonstruktionen er den regnet med hele året med halv effekt
- i Eltra og Elkraft beregningerne er der regnet med udgangspunkt i hhv. høje og lave elprisforløb, hvorved der er fremkommet to scenarier med hhv. en høj og en lav netto elektricitet. I referenceberegningen regnes der i begge tilfælde med et eloverløb, der ligger et sted ca. midt imellem disse to scenarier. Til brug for EnergyPLAN rekonstruktionen er der udregnet et brændselsforbrug, der er ekstrapoleret mellem de 2 scenarier



- i Elkraft beregningen er industriel kraft/varme tillagt en ekstra varmeproduktion på 4 TJ svarende til den varmeproduktion, der ikke leveres til fjernvarmeområderne. Dette er gjort for at kunne regne med mere realistiske nyttevirksomheder på kraft/varmeanlæggene

Tidligere var den installerede effekt på decentrale kraft/varmeværker i EnergyPLAN rekonstruktionen sat lidt lavere end referencerne for at ramme den samme fordeling af varmeproduktionen mellem kraftvarmeenhederne og spidslastkedlerne. Tilsvarende var nyttevirksomhederne for de forskellige anlæg justeret, så produktionsfordelingen så vidt muligt passer med referencen. I den nye version er dette erstattet af en specifikation af, hvor stor en del af fjernvarmebehovet, som kraftvarmeenhederne ikke kan dække som følge af udetider mv. I de konkrete beregninger er det valgt at regne med 2,5 % for de decentrale værker, idet der herved opstår overensstemmelse ift. Eltra og Elkraft Systems modelleringer, hvad angår sammenhængen mellem installeret effekt og fordeling af varmeproduktionen mellem kraftvarmeenheder og kedler.

EnergyPLAN modellen opererer desuden med visse systembegrænsninger af hensyn til det samlede elsystems mulighed for at sikre frekvens og spænding. I de nævnte rekonstruktioner er der specificeret følgende systemkrav:

- elproduktionen fra systemstabiliserende enheder må ikke komme under 30% af den samlede elproduktion
- alle kondensværker regnes som systemstabiliserende
- vindkraftanlæg og decentrale værker medregnes ikke som systemstabiliserende
- af hensyn til rullende reserve må elproduktionen på de centrale værker ikke komme under 350 MW i Eltra området og 280 MW i Elkraft området

Med ovennævnte krav til systemstabilitet bliver eloverløbet i Eltra området 1,5 TWh større end i Eltras modellering. Dette skyldes primært, at kravet om 30% netstabiliserende enheder ikke er medtaget i Eltra modelleringen. I stedet kan beregningen rekonstrueres, hvis kravet sænkes til 20%, hvilket er gjort i rekonstruktionen. Imidlertid vil 30%-kravet i realiteten være gældende og er derfor opretholdt i referenceberegningen.

### **Valg af referencescenario**

Det største eloverløb optræder i Eltra området. Det samlede eloverløb i år 2020 for Eltra er således 6,42 TWh, hvoraf de 1,29 TWh forekommer som kritisk eloverløb. I Elkraft System området er det samlede eloverløb 1,66 TWh, og der forekommer stort set ikke kritisk eloverløb.

Ligesom i MOSAIK projektet er det derfor valgt at arbejde videre med Eltra området som reference. I forhold til beregninger af CO<sub>2</sub> emissioner og vurderinger af muligheder og konsekvenser af forskellige strategier for at nedbringe Danmarks nationale CO<sub>2</sub> emission har den valgte reference imidlertid det problem, at den kun omfatter den del af energisystemet, der har at gøre med el- og fjernvarmeproduktion.

Til analyserne af CO<sub>2</sub> regnskabet er det derfor valgt at supplere referencen med energiomsætningen i den øvrige del af systemet. Dette er gjort ud fra Energi 21's scenario, som er det seneste officielle scenario, der rækker helt frem til år 2020. Alle senere scenarier er stoppet omkring år 2010. I den forbindelse skal det naturligvis understreges, at Energi 21 repræsenterer et scenario med væsentligt flere indenlandske CO<sub>2</sub> reducerende tiltag end det seneste oplæg til en klimastrategi for Danmark. Scenariet er imidlertid velegnet til de efterfølgende generelle systemanalyser, hvor mængden af indenlandsk CO<sub>2</sub> reduktion i form af vindkraft varieres i et interval, der såvel dækker Energi 21 scenariet som klimastrategien fra 2003 (Finansministeriet, 2003).

For en nærmere beskrivelse af de konkrete tal henvises til MOSAIK projektet.

	MOSAIK Reference (inkl. KEOL)	MOSAIK Reference (ekskl. KEOL)	Lokale Energimarkeder Reference (ekskl. KEOL)
<b>Kapaciteter</b>			
Vind landbaseret	2500 MW	2500 MW	2500 MW
Vind offshore	1445 MW	1445 MW	1445 MW
Dec. KV	1450 MW	1450 MW	1450 MW
Centr. KV	1300 MW	1300 MW	1300 MW
Centr. KV + Kondens	5000 MW	5000 MW	3200 MW
<b>Elforbrug og eksport</b>			
Elforbrug	24,87 TWh	24,87 TWh	24,87 TWh
Kritisk eloverløb	2,27 TWh	0,00 TWh	0,00 TWh
Eksporterbart eloverløb	5,70 TWh	5,70 TWh	5,70 TWh
Elpatron (Bypass)	0,00 TWh	0,41 TWh	0,41 TWh
Sum	<b>32,84 TWh</b>	<b>30,98 TWh</b>	<b>30,98 TWh</b>
<b>Elproduktion</b>			
Vind landbaseret	6,05 TWh	6,04 TWh	6,04 TWh
Vind offshore	6,11 TWh	6,11 TWh	6,11 TWh
Dec.+centr. KV	15,72 TWh	13,87 TWh	13,87 TWh
Kondens	4,97 TWh	4,97 TWh	4,91 TWh
Import			0,05 TWh
Sum	<b>32,85 TWh</b>	<b>30,99 TWh</b>	<b>30,98 TWh</b>
<b>Fjernvarmeproduktion</b>			
Dec. KV	9,94 TWh	7,85 TWh	7,85 TWh
Spidslast DKV	0,56 TWh	2,48 TWh	2,48 TWh
Centr. KV	9,66 TWh	9,38 TWh	9,38 TWh
Spidslast CKV	1,05 TWh	1,09 TWh	1,09 TWh
Elvarme (Bypass)	0,00 TWh	0,41 TWh	0,41 TWh
Fjernvarmeværk	2,30 TWh	2,30 TWh	2,30 TWh
Sum	<b>23,51 TWh</b>	<b>23,51 TWh</b>	<b>23,51 TWh</b>
<b>Brændselsforbrug</b>			
Dec. KV	20,28 TWh	16,03 TWh	16,03 TWh
Spidslast DKV	0,63 TWh	2,76 TWh	2,76 TWh
Centr. KV	20,55 TWh	19,95 TWh	19,95 TWh
Spidslast CKV	1,17 TWh	1,21 TWh	1,21 TWh
Fjernvarmeværker	2,61 TWh	2,61 TWh	2,61 TWh
Kondens	9,93 TWh	9,93 TWh	9,83 TWh
Sum	<b>55,17 TWh</b>	<b>52,49 TWh</b>	<b>52,39 TWh</b>
<b>Øvrigt (brændselsforbrug)</b>			
Transport	30,66 TWh	30,66 TWh	30,66 TWh
Husholdninger	11,73 TWh	11,73 TWh	11,73 TWh
Industri	12,23 TWh	12,23 TWh	12,23 TWh
Raf.+nordsø+nettab	5,35 TWh	5,35 TWh	5,35 TWh
Sum	59,97 TWh	59,97 TWh	59,97 TWh
Brændselsforbrug i alt	<b>115,14 TWh</b>	<b>112,46 TWh</b>	<b>112,36 TWh</b>
<b>CO<sub>2</sub> emission</b>			
Faktisk emission	25,5 Mt	25,0 Mt	24,99 Mt
Eksport korrigeret	<b>21,6 Mt</b>	<b>22,3 Mt</b>	<b>22,25 Mt</b>

**Tabel 2.2:** Sammenligning med referenceberegning i MOSAIK projektet.

I referenceanalysen forekommer der kritisk eloverløb med den nuværende transmissionskapacitet til Norge/Sverige på 1700 MW. Da kritisk eloverløb ikke må forekomme i virkeligheden, er det indledningsvis analyseret, hvordan dette kan undgås i referencen på en måde, så det giver anledning til færrest mulige tab. Denne problemstilling blev indgående analyseret i forbindelse med arbejdet i Energistyrelsens arbejdsgruppe. Her fandt man frem til, at erstatning af kraft/varmeproduktion med spidslastkedler efterfulgt af elpatroner (bypass af turbine) i de timer, hvor der forekommer kritisk eloverløb, må anses for de bedste løsninger, når både økonomi og potentiale inddrages i betragtningen.

Det er derfor valgt at definere en version af referenceberegningen bestående af Eltra beregningen år 2020 reduceret med kritisk eloverløb (KEOL) ved først at erstatte kraft/varmeproduktion med spidslastkedler og dernæst anvende elpatroner. Med udlandsforbindelser på 1700 MW er disse tiltag tilstrækkelige til helt at undgå KEOL. (Se tabel 2.2).

### **Ændring i forhold til MOSAIK projektet**

I MOSAIK projektet har analyserne ikke inkluderet handel med el, men alene omfanget af eloverløb i forskellige tekniske systemer. Som konsekvens heraf har det i alle analyserne været forudsat, at der var nok installeret kraftværkskapacitet. Denne forudsætning er ændret i analyserne i dette projekt.

Der er således i referencen indlagt en begrænsning på kapaciteten i de centrale kraftværker på 3200 MW. Denne begrænsning svarer til, at der som udgangspunkt ikke bygges flere kraftværker end de, der er behov for af hensyn til kraftvarmeområderne i de store byer. Med referencens elforbrug i år 2020 medfører det, at der ikke er kapacitet nok i alle situationer, hvorfor det er nødvendigt at importere en gang imellem. Der er imidlertid tale om en ganske ubetydelig import på under en procent af elforbruget.

Denne begrænsning gør det samtidig muligt at analysere rentabiliteten i at opføre nye kraftværker i Danmark alene med det formål at sikre indenlandsk forsyningssikkerhed og/eller give mulighed for ekstra eksport. En sådan analyse er foretaget i kapitel 4.

## Kapitel 3

# Modellering af elmarkedet

Formålet med dette kapitel er at beskrive en model for handel med el udenfor Danmarks grænser, samt at implementere en sådan markedsmodel i EnergyPLAN modellen. De foregående kapitler har belyst sammenhængen mellem investeringer og evnen til at opnå balance mellem elforbrug og elproduktion i et system med store mængder kraft/varme og vindkraft. Sammenhængen er illustreret i form af evnen til at reducere eloverløbet og i form af konsekvenserne i forhold til CO<sub>2</sub> emissionen. I dette kapitel beskrives en markedsmodel med det formål at pris-sætte værdien af reguleringsevnen i en situation, hvor reguleringsevnen anvendes til at opnå den bedst mulige samfundsøkonomi på et givet internationalt marked.

Indledningsvist skal det understreges, at der ved modelleringen er fokuseret på konsekvenserne for den danske samfundsøkonomi. Der regnes således i udgangspunktet med samfundsøkonomiske brændselspriser, og der medtages udelukkende indtægter og udgifter hos aktører indenfor Danmarks grænser. Det er forudsat, at de enkelte aktører ikke udøver markedsmagt. Der regnes på en fremtidig situation i år 2010-2020, og det forudsættes som udgangspunkt, at afgifter mv. er organiseret således, at de marginale brændselsomkostninger for de enkelte anlægstyper svarer til de tilsvarende samfundsøkonomiske omkostninger. I kapitel 4 foretages der dog en række følsomhedsvurderinger, hvor også dette punkt behandles.

Generelt bemærkes at elhandelen i Norden er så ny og udvikler sig så hurtigt at modeller, der rækker så langt ud i fremtiden, som der her er tale om, nødvendigvis må være behæftet med meget stor usikkerhed. Modellerne kan derfor kun benyttes til kvalitative sammenligninger, mens de kvantitative resultater kun må tolkes som indikationer.

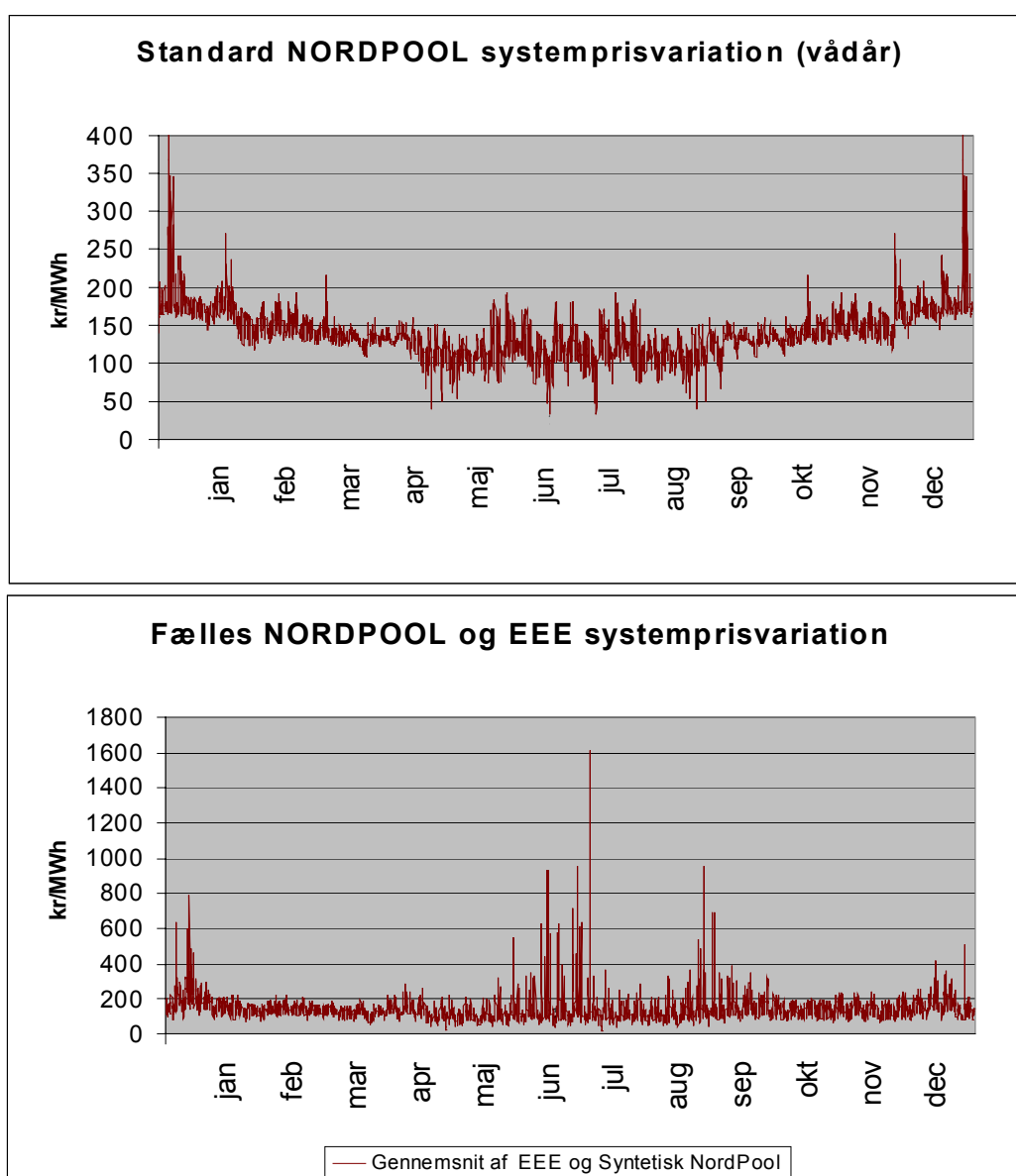
Kapitlet falder i tre afsnit. Først analyseres prisvariationer og typiske handelsmønstre på det nuværende marked med henblik på at fastlægge en hensigtsmæssig markedsmodel for analyserne. Dernæst beskrives, hvordan denne markedsmodel er modelleret i EnergyPLAN modellen. Endelig illustreres modellens funktion gennem et par illustrative eksempler.

De konkrete resultater af analyserne med modellen præsenteres i kapitel 4.

### 3.1 Design af markedsmodel

Til brug for økonomiske sammenligninger og løbende optimeringer er det nødvendigt at konstruere en model for elprisen på Nord Pool, som kan benyttes for fremtidige situationer. Det udnyttes her, at døgnvariationerne i spotprisen ligner hinanden fra år til år, men det er nødvendigt at tage højde for prisniveauet og især spørgsmålet om, hvorvidt priserne i Danmark følger systemprisen på Nord Pool eller prisen i Tyskland. Desuden er det vigtigt at inddrage, hvorledes priserne skifter med årstiden og fyldningsgraden i vandkraftmagasinerne i Norden.

I det følgende behandles kun Nord Pools pris for prisområde DK1 (Vestdanmark). Tilsvarende model for DK2 (Østdanmark) kan opstilles, men denne vil afvige væsentligt fra modellen for DK1, især mht. indflydelse af flaskehalse.



**Figur 3.1:** Standard Nord Pool systemprisvariation (vårdår) samt alternativ med større variation til følsomhedsanalysen.

### Standardreference for systemprisvariationen

Der tages udgangspunkt i en standardreference for systemprisvariationen, som er konstrueret med udgangspunkt i den faktiske systemprisvariation i første halvår af 2002 (se figur 3.1). Denne periode er valgt, fordi den ikke ligger for langt tilbage i tid (Nord Pool er en ny organisation, som stadig er under udvikling), men på den anden side ikke er påvirket af de specielle forhold, der indtraf i slutningen af 2002 med meget lav fyldningsgrad i vandmagasinerne og ekstremt høje priser.

Denne variation er normaliseret til en gennemsnitspris på 140 DKK/MWh (for fastsættelse af denne værdi, se afsnit 3.2) og benyttes i beregninger, der skal modellere år med lave systempriser forårsaget af god fyldning af vandkraftmagasinerne (vådår). For en nærmere beskrivelse af datagrundlaget se bilag 3.1.

### Afhængighed af nedbørsmængder

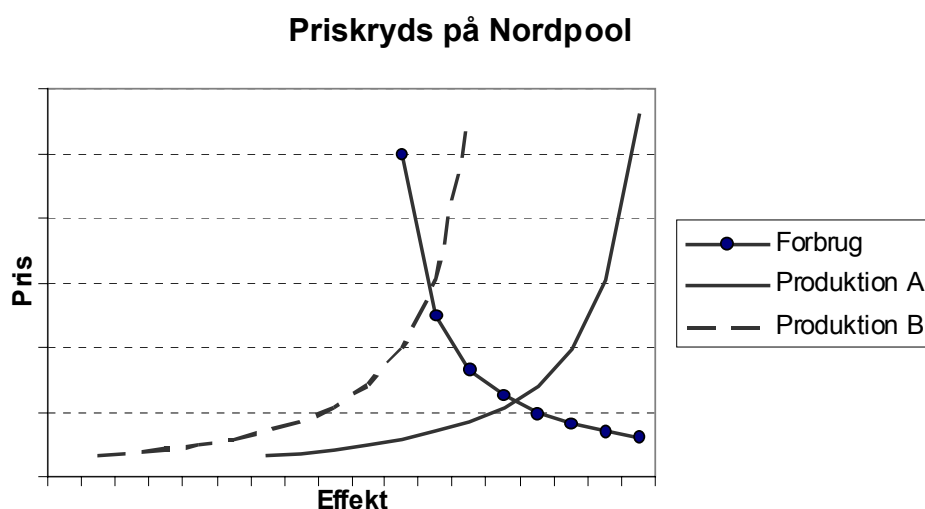
Imidlertid varierer priserne meget med nedbøren. Vi skelner derfor mellem år med meget nedbør i Norge/Sverige (vådår), normalt nedbør (normalår) eller år med meget lidt nedbør (tørår). Historiske data viser, at der typisk er tale om, at hvert syvende år er et tørår, mens tre ud af syv er hhv. vådår og normalår (Norske Olie- og energidepartement, 2001). Der er derfor valgt at regne på en syvårs cyklus med tre vådår, tre normalår og et tørår.

### Afhængighed af dansk udbud

De priskryds, der er baggrund for systemprisen, vil i praksis være påvirket af ændringer i det danske elsystem, hvis disse medfører ændringer i mængden af eksport/import til Norden.

Da prisdannelsen på Nord Pool har en ulineær afhængighed af den overordnede balancesituation, som vist i figur 3.2, vil prisfølsomheden af udveksling af el med Danmark også variere meget.

I vinteren 2002-2003 var manglen på effekt i Norden så stor, at systemprisen reelt blev sat af specielt de norske industrier (aluminium), der nedsatte produktionen på grund af de høje priser (op til ca. 1 NOK/kWh). I perioder med rigeligt vand i de nordiske magasiner sættes prisen typisk af marginalomkostningen på de store danske kulkraftværker. I mellemsituationer kan det være dyrere danske værker eller f.eks. svenske naturgasværker, der sætter prisen.



**Figur 3.2:** Figuren viser hvorledes en ændring i udbuddet - f.eks. som følge af nedsat produktion fra vandkraft - flytter priskrydset til et punkt med større følsomhed for effektændringer.

I et notat fra Senter for økonomisk analyse i Oslo (ECON, 2001) foretages en række følsomhedsvurderinger for de fundne gennemsnitspriser for 2006. F.eks. findes, at prisen vil falde 8 NOK/MWh, hvis vandkraften i Norge i et normalår falder med 4,6 TWh. Dette svarer gennemsnitligt til en effekt på 526 MW, og giver således en følsomhed på ca. 0,015 NOK/MWh/MW.

Følsomheden er også vurderet på baggrund af egne beregninger, hvor systemprisen er sammenlignet med vindkraftproduktionen i Danmark time for time i et regneark for årene 2000 og 2001. Resultatet fremgår af tabel 3.3.

DKK/MWh	År 2000	År 2001
<b>Gennemsnitlig systempris</b>	122	176
Gennemsnitlig pris for vindproduceret el, Samme år	114	170
Gennemsnitlig pris for vindproduceret el, <b>modsat år</b>	132	181

*Tabel 3.3: Sammenligning af værdi af vindkraft i år 2000 og år 2001, hvis den var solgt på Nord Pool hhv. i samme år eller modsat år.*

Det ses, at den gennemsnitlige pris for vindproduceret el, som forventet, ligger lidt under gennemsnitspriser regnet for alle timer, fordi prisen falder ved stigende vindproduktion. Til gengæld er den vægtede pris højere, hvis timefordelingerne blandes, således at vindproduktionen for 2001 benyttes til at vægte priserne i 2000 og omvendt.

Dette resultat skyldes formodentlig, at vindenergien er lidt større om dagen, hvor priserne samtidig er højere. Den samlede følsomhed kan derfor vurderes ved at sammenligne de to sidste rækker, hvor en prisforskel på ca. 15 DKK/MWh kan konstateres. Denne forskel skal sammenlignes med en gennemsnitlig effekt på vindkraftproduktionen i DK1 på 387 MW. Dette giver en følsomhed på ca. 0,04 DKK/MWh/MW.

Som støtte for antagelsen om, at følsomheden stiger med prisen, kan anføres, at prisstigningen på ca. 500 DKK/MWh i vinteren 2002-2003 svarer til en forringelse af effektbalancen på ca. 5000 MW. Altså en prisfølsomhed på ca. 0,1 DKK/MWh/MW ved høje priser.

Disse vidt forskellige – hver for sig usikre – metoder peger tilsammen på en følsomhed, der kan beskrives ved faktoren 0,02 DKK/MWh/MW for systemprisen 150 DKK/MWh og i øvrigt gøres proportional med denne

Den korrigerede systempris,  $S'$ , kan altså beregnes således:

$$S' = S * (1 - F/S_0 * E), \text{ hvor:}$$

$S$  = systemprisen

$F$  = prisfølsomheden

$S_0$  = basisprisen for prisfølsomheden

$E$  = eksporteffekten til Norden (importeffekt regnes negativ)

Med de ovenfor nævnte antagelser fås:

$$S' = S * (1 - E/7500 \text{ MW}), \text{ hvor } E \text{ regnes i MW.}$$

### Flaskehalse og opdeling i prisområder

Den ovenfor bestemte prisleedsomhed gælder, når hele Nord Pools område fungerer som ét prisområde. Meget ofte sker der imidlertid det, at begrænsninger på transmissionslinier mellem lande eller regioner (flaskehalse) medfører behov for at splitte op i flere prisområder. Nord Pools område er opdelt i otte delområder: fire norske, to danske, ét svensk og ét finsk. Hvis det samlede priskryds i en given time ville medføre en overførsel mellem to områder, der ikke er fysisk mulig, foretages en opsplittning. Transmissionen mellem de pågældende områder ned-sættes, og nye priskryds dannes på begge sider af grænsen.

I det følgende opstilles en grov model for indflydelsen af denne mekanisme på specielt prisen i det danske prisområde vest for Storebælt (DK1). Betragtningerne kompliceres af, at risikoen, for at flaskehalsen mellem DK1 og Norge/Sverige får indflydelse, påvirkes af udveksling af el med Tyskland i den pågældende time. Modellen må derfor også indeholde antagelser om størrelse og retning af denne udveksling.

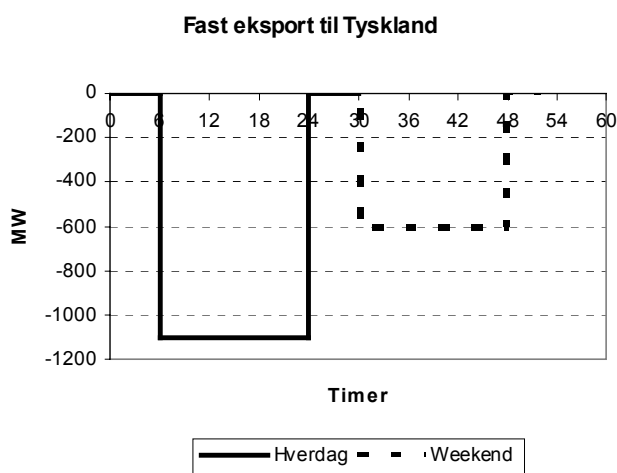
### Indflydelse af Tysklandshandel

Da forskellen mellem Nord Pools systempris og DK1 prisen ofte er betydelig, er det nødvendigt herudover at indbygge en mekanisme i modellen, der kan afgøre, hvad den aktuelle DK1 pris er i en given time afhængigt af den korrigerede systempris og omfanget af overførsler til/fra Norden.

Baseret på studier af Eltras månedlige markedsrapporter for perioden fra starten af Eltras handel på Nord Pool i juli 1999 til februar 2003 benyttes tre forskellige modeller:

- vådår (se f.eks. okt. 2000)
- normalår (se f.eks. jan. 2002)
- tørår (se f.eks. dec. 2002)

I **vådåret** er priserne lave, og der er en nogenlunde regelmæssig eksport til Tyskland. Eksporten følger et mønster varierende mellem 0 og 1100 MW (600 MW i weekender) (Se figur 3.4).



**Figur 3.4:** Typisk udveksling med Tyskland i vådår og normalår.

Den viste døgnvariation skyldes, at børspriserne på den tyske elbørs i Leipzig, EEX, typisk har større døgnvariation end Nord Pools systempris. Dette skyldes dels, at Tyskland har en lavere grad af elforbrugende sværindustri (aluminiumproduktion), som typisk kører i døgndrift, og dels



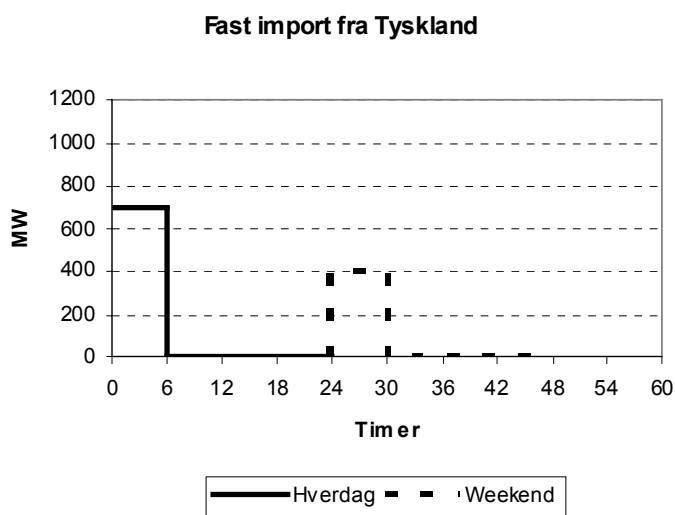
at produktionen i spidslast varetages af kulkondensværker, som har langt højere marginalomkostninger end grundlasten, som delvist er atomkraft.

Det bemærkes, at de nuværende værdier for eksport er væsentlig lavere end de viste, men dette skyldes mangler ved handelsfunktionen ved grænsen, som forventes at forsvinde i løbet af få år.

Det meste af tiden følger prisen i DK1 systemprisen, og der importeres fra Norden i varierende mængde svarende til en minimumsproduktion på dansk kulkondens. Undtagelsesvist (ved lav vindproduktion) overstiger importbehovet denne situation. I så fald ændres først eksporten til Tyskland, ved at kurven i figur 3.4 "parallelforskydes" i retning af import (gennemsnitlig ca. 1000 MW på hverdage og 550 MW i weekenden – se figur 3.5). Hvis dette ikke er tilstrækkeligt, opstår en flaskehals på linierne mellem Norden og DK1, hvilket medfører, at der indkøbes kondenskraft, og prisen stiger med ca. 150 kr./MWh i forhold til systemprisen. Situationen kan ikke reddes ved at øge importen fra Tyskland yderligere, fordi priserne her typisk også er steget som følge af lav vindproduktion i Nordtyskland.

I **normalåret** haves en lignende situation. Systemprisen er fortsat lavere end i Tyskland, hvorfor der stadig eksporteres hertil som vist i figur 3.4. Priserne er dog nu så høje, at det kan betale sig at eksportere dansk kulkraft. Til tider overskrider eksportønsket kapaciteten på linierne til Norden. I disse situationer reduceres prisen i DK1 til kulkraftværkernes marginalpris.

I **tøråret** er der høje priser i Norden og eksporten hertil fra DK1 er maksimal. Der importeres nu fra Tyskland efter en kurve, der følger den ovenfor beskrevne 'parallelforskydning'. (Se figur 3.5). (Årsagen til, at importen er lavere end eksporten, er ikke fysiske begrænsninger, men det forhold at en del af transportkapaciteten fra Tyskland mod Danmark optages af aftaler om leverance af reservekraft).



**Figur 3.5:** Typisk udveksling med Tyskland i tørår.

Til tider er der problemer med at afsætte den bundne produktion. I så fald forskydes importen fra Tyskland først mod eksport. Hvis dette ikke rækker, falder prisen til nul, og mekanismerne til forhindring af kritisk overløb tages i anvendelse.

I skemaform ser det ud som vist i tabel 3.6 (S er systemprisen og DK1 er prisen i DK1):

	Vådår	Normalår	Tørår
Norden	Variierende import 0 til 1700 MW	Variierende import 0 til 1700 MW	Overvejende eksport - 1700 MW
Tyskland	Eksport 0 til - 1100 MW	Eksport 0 til - 1100 MW	Import 0 til 700 MW
Prisafvigelse	Importønske > max. =>DK1=S+150 DKK	Eksportønske > max. =>DK1=PPmarginal	Eksportbehov > max. =>DK1=0 1)

1) Her er kritisk eloverløb. Produktionen i DK1 skal begrænses.

**Tabel 3.6:** Oversigt over modellering af udveksling med Tyskland.

## 3.2 Modelling i EnergyPLAN

Den ovenfor beskrevne markedsmodel er implementeret i EnergyPLAN modellen på følgende måde.

### Beskrivelse af marked

EnergyPLAN modellen omfatter muligheden for at beskrive et eksternt marked for handel med el, som energisystemet kan optimere sin drift op imod. Input omfatter:

- faktorer til at beskrive prisvariationerne på markedet time for time (svarende til standard systemprisvariationen på det nuværende Nord Pool marked)
- faktorer til at beskrive markedsprisen afhængighed af energisystemets eksport/import samt afhængighed af flaskehalse i transmissionsforbindelsen (svarende til afvigelsen, når flaskehalse betinger opdeling i prisområder)
- brændselspriser, som modellen anvender til at udregne de marginale produktionsomkostninger for ændringer i systemets elproduktion ved hhv. at ændre produktionen på kraftværker, kraft/varmeværker, varmepumpe, kedler og elpatroner

Ud fra disse input optimerer EnergyPLAN modellen driften af systemet ved at øge eksporten, når markedsprisen overstiger de marginale produktionsomkostninger, samt ved at øge importen, når markedsprisen kommer under de marginale produktionsomkostninger.

Ved valg af reguleringsstrategi kan det vælges, om ovennævnte optimering ift. markedspriserne skal anvendes, eller om systemet i stedet reguleres ift. at minimere udveksling (undgå eloverløb) i det hele taget. Den sidste valgmulighed er anvendt ved alle de tekniske analyser i MOSAIK projektet. Indenfor denne kategori kan man vælge om den tekniske regulering alene foretages ift. varmemeforbruget eller både ift. el- og varmemeforbruget, ligesom forskellige tiltag til fjernelse af evt. kritisk eloverløb kan anvendes.

De konkrete input er fastlagt som følger:

### Brændselspriser

Brændselspriserne er valgt med udgangspunkt i Energistyrelsens samfundsøkonomiske brændselsprisforudsætninger (Energistyrelsen, 2003), som også danner baggrund for regeringens klimastrategi.

Priser an værk	Kul	Olie	Gas
Niveau 2010	13 kr./GJ	26 kr./GJ	24 kr./GJ
Niveau 2020	14 kr./GJ	30 kr./GJ	28 kr./GJ

*Table 3.7: Samfundsøkonomiske brændselspriser an værk (jf. Energistyrelsens Brændselsprisforudsætninger, februar 2003). Priserne er defineret inkl. transportomkostninger an kraftværk hhv. an værk. Tallene er afrundet til hele kr./GJ.*

Ift. det nuværende prisniveau (år 2002-2003) for olie og gas forventer Energistyrelsen generelt lavere priser i perioden frem til år 2010. Herefter forventes jævnt stigende priser, således at det nuværende niveau genskabes i år 2020 og herefter fortsat stiger frem mod år 2030.

Her er det valgt som udgangspunkt at regne med prisniveauet år 2020 samt at regne følsomhed på priserne i perioden op til år 2010.

### **Marginale produktionsomkostninger**

De marginale produktionsomkostninger ved at øge eksporten og/eller importen er fundet ud fra brændselsbesparelsen samt ovennævnte samfundsøkonomiske brændselspriser. Hertil er lagt en variabel d&v-omkostning på 5 øre/kWh ekstra elproduktion. Herved er det forudsat, at de marginale d&v-omkostninger ved varmeproduktionen på de forskellige anlæg udligner hinanden, idet der hele tiden produceres den samme varmemængde, selvom den produceres på forskellige anlægstyper.

Ved udregninger af brændselsforbruget er mængden af biomassebrændsel holdt fast, således at alle alternativer har det samme biomasseforbrug. Dette er gjort for ikke at sammenblende økonomien i øget reguleringsevne med økonomien i at erstatte fossile brændsler med biomassebrændsler. I alle alternativer er der således rig mulighed for at øge biomassen ved at erstatte fossile brændsler.

### **CO<sub>2</sub> prisers indflydelse på elprisen**

En prisfastsættelse af CO<sub>2</sub> kvoter kan indgå i modellen to steder. For det første kan alle de marginale produktionsomkostninger tillægges en CO<sub>2</sub> betaling udtrykt i kr./ton CO<sub>2</sub>. Der regnes i det følgende med forskellige kvotepriser fra 0 til 250 kr./ton CO<sub>2</sub>. For det andet kan Nord Pool elprisen tillægges en værdi svarende til, at den marginale CO<sub>2</sub> ændring i elproduktionssystemerne i udlandet afspejler sig i elprisen.

I modelleringen er der taget udgangspunkt i, at en eventuel international kvotepris må forventes at påvirke elprisen. Dette er modelleret ved at øge elprisen med en fast værdi i alle timer alt efter hvilken CO<sub>2</sub> kvotepris, der regnes med, og alt efter om der er tale om et vådår, et normalår eller et tørår. På basis af netværkssimuleringer udført af Nordel i forbindelse med udarbejdelsen af 'Nordisk Systemudviklingsplan 2002' vurderes, at marginal elproduktion i det nordiske område i vådår sparer elproduktion på polske og tyske kraftværker svarende til ca. 1000 kg CO<sub>2</sub>/MWh. Situationen vil være væsentlig anderledes i normalår og tørår. På grund af den stigende effektmangel i Norge/Sverige vil der i disse år være tendens til fuld udnyttelse af forbindelserne fra Finland og Polen uafhængigt af, hvad Danmark gør. Betydningen af en ekstra dansk MWh vil f.eks. være en besparelse på et svensk gasturbineværk eller overgang for en norsk forbruger fra olie til elvarme. Dette vil betyde henholdsvis ca. 1000 kg/MWh og ca. 300 kg/MWh. Som kompromis er der her regnet med den marginale emission på dansk kondensproduktion (ca. 500 kg/MWh i år 2020).

Markedsprisen er således i vådår tillagt en fast forhøjelse svarende til værdien af 1000 kg/MWh, mens der i normalår og tørår er anvendt 500 kg/MWh. Ved f.eks. en CO<sub>2</sub> kvotepris på 250 kr./ton svarer det til en forhøjelse af markedsprisen på hhv. 250 og 125 kr./MWh.

Med dette udgangspunkt er der efterfølgende foretaget en følsomhedsanalyse, hvor der dels er regnet med værdien 700 kg/MWh i alle år og dels er regnet med, at CO<sub>2</sub> kvoterne (på 100 kr./ton) slet ikke påvirker Nord Pool priserne.

### **Markedsmodellering**

Der tages udgangspunkt i standardprisvariationen, som vist i figur 3.1 Den viste standardvariation kan i modellen ændres med en multiplikations- og en additionsfaktor, så der kan konstrueres et vådår, et normalår og et tørår. Som nævnt i afsnit 3.1 er det valgt at konstruere et syv års forløb med et tørår, tre normalår og tre vådår. Denne syv års cyklus og gennemsnitspriser i de

tre typer år er sammensat således, at gennemsnitsprisen for hele forløbet ligger på 240 kr./MWh, hvilket svarer til Energistyrelsens forventninger til den gennemsnitlige Nord Pool pris fra år 2012 og frem jf. (Energistyrelsen, 2003). Energistyrelsens priser er beregnet ud fra forventningerne til, at prisen vil lægge sig på de langsigtede marginale produktionsomkostninger, konkret beregnet som omkostningerne på et norsk gasfyret kraftværk.

De tre typer år er konstrueret, så der opnås følgende gennemsnitspriser på Nord Pool for referencesystemet:

- 1) vådår 140 DKK/MWh
- 2) normalår 260 DKK/MWh
- 3) tørår 480 DKK/MWh

Priserne kan imidlertid også risikere at blive langt højere, hvorfor der er regnet følsomhed på et Nord Pool prisniveau på gennemsnitligt 300 kr./MWh, hvor priserne for vådår og normalår er hævet til hhv. 210 og 330 kr./MWh.

Ovennævnte priser gælder efter indregningen af påvirkningen fra dansk import/eksport. Som udgangspunkt er systempriserne således højere i år med stor dansk eksport (som reducerer priserne på Nord Pool). Konkret er årene konstrueret på følgende måde:

- vådår: svarende til figur 3.1, med en gennemsnitspris på 140 kr./MWh. I et sådant år modsvarende mængden af og prispåvirkningen fra import og eksport stort set hinanden, hvorfor der kun skal justeres med en multiplikationsfaktor på 0,99
- normalår: Som figur 3.1 ganget med en faktor 2,09, så gennemsnitsprisen bliver 260 kr./MWh efter påvirkning af prisen fra dansk eksport (før påvirkning er Nord Pool prisen 292 kr./MWh)
- tørår: Som figur 3.1 ganget med en faktor 4,25 så gennemsnitsprisen bliver 480 kr./MWh efter påvirkningen af prisen fra dansk eksport (før påvirkningen er Nord Pool prisen 594 kr./MWh)

Jf. afsnit 3.1 er systemprisen modificeret i forhold til eksport/import fra DK1 ved følgende formel:

$$S' = S * (1 - E/7500 \text{ MW}), \text{ hvor } E \text{ er eksporteffekten i MW.}$$

De ovenfor angivne gennemsnitspriser er således afhængige af omfanget af eksport/import mellem DK1 og Norden. De viste priser antages at gælde i referencesituationen (50% vindkraft, 2020). De svarer således til årlige eksportmængder fra DK1 på:

	Import	Eksport
Vådår	5,41 TWh	4,03 TWh
Normalår	1,03 TWh	7,60 TWh
Tørår	0,06 TWh	12,61 TWh

Det tyske marked er, som beskrevet i afsnit 3.1, lagt ind i modellen som en fastlagt import/eksport. I vådår og normalår er det beskrevet som et ekstra forbrug, der følger kurven i figur 3.4. (Den samlede årlige eksport udgør 6,3 TWh). I tørår er importen beskrevet som en ekstra produktion, der følger kurven i figur 3.5 (Den samlede årlige import udgør 1,3 TWh).

Ved beregning af eleksportens samfundsøkonomiske værdi benyttes ift. Norden prisen for DK1 området plus halvdelen af forskellen mellem DK1 prisen og systemprisen. Det antages således, at Eltra deler fortjenesten på udlandsforbindelserne lige over med de systemansvarlige i det øvrige Norden, hvilket svarer nogenlunde til indholdet af de nugældende aftaler mellem parterne. Tilsvarende beregning benyttes for importen.

Udveksling af el med Tyskland værdisættes ud fra prisen i DK1. Flaskehalsindtægter mod Tyskland indregnes således ikke. Dels vil disse være relativt uafhængige af tiltag i Danmark, og dels er de meget vanskelige at forudsige frem i tiden på grund af det tidlige udviklingsstadium for EEX børsen og handelen over denne grænse.

### 3.3 Modellens virkemåde

For at kunne vurdere betydningen af den forudsatte markedsmechanisme regnes der i det følgende på tre forskellige trin i opbygningen af modellen:

Trin 1: systemprisen er uafhængig af omfanget af eksport/import fra Danmark

Trin 2: systemprisen påvirkes af eksport/import fra Danmark som angivet i afsnit 3.1

Trin 3: som trin 2 tillagt flaskehalsfunktionerne som beskrevet i afsnit. 3.1

I tabel 3.8 er vist indtægterne fra eksport i en situation, hvor der ikke reguleres ift. handel på markedet. Der er således ikke tale om import af betydning, men primært om eksport af et eloverløb.

Eksportindtægt fra Norden Mio. kr./år (Eltra2020 reference)	Uden Tysklandshandel	Med Tysklandshandel i:		
		Vådår	Normalår	Tørår
Eksport til Norden (=Eloverløb)	5,70 TWh	3,97 TWh	3,97 TWh	6,28 TWh
Trin 1	834 mio.kr.	573 mio.kr.	1209 mio.kr.	3857 mio.kr.
Trin 2 (inkl. prispåvirkning)	672 mio.kr.	465 mio.kr.	981 mio.kr.	3102 mio.kr.
Trin 3 (inkl. flaskehalse)				
- Direkte salgsindtægt	276 mio.kr.	220 mio.kr.	464 mio.kr.	1248 mio.kr.
- Flaskehalsindtægt	198 mio.kr.	122 mio.kr.	258 mio.kr.	927 mio.kr.
Sum	474 mio.kr.	342 mio.kr.	722 mio.kr.	2175 mio.kr.

**Tabel 3.8:** Sammenligning af handelsindtægterne fra salg af eloverløb på Nord Pool markedet under forudsætning af indarbejdelse af forskellige trin i modelleringen. I de følgende beregninger anvendes en modellering svarende til trin 3.

Det ses af tabellen, at værdien af eloverløbet er meget afhængig af, om der forudsættes en statisk systempris (trin 1) eller om prispåvirkning (trin 2) og flaskehalse (trin 3) indregnes.

Ved indregning af prispåvirkning falder salgsindtægterne med små 20%. Det skal dog i den forbindelse understreges, at fastlæggelsen af variationen i systemprisen er justeret således, at den forudsatte gennemsnitspris (jf. Energistyrelsens prisforudsætninger) opnås *efter* prispåvirkningen i referencesituationen.

Ved indregning af flaskehalse (ved kritisk eloverløb) mere end halveres de direkte salgsindtægter. I den samfundsøkonomiske beregning opvejes dette dog delvist af, at den danske sy-

stemansvarlige har en flaskehalsindtægt på halvdelen af prisforskellen. For tabel 3.8 skal det desuden bemærkes, at der her er tale om en reguleringsform, der medfører kraftige eloverløb, hvorfor flaskehalsproblemstillingen naturligt nok slår kraftigt igennem. Netto reduceres indtægterne til 70-75 % af systemprisen.

Når priserne på Nord Pool påvirkes af dansk import/eksport, og når der opstår flaskehalse, slår det også igennem på prissætningen af udvekslingen med Tyskland. Dette er illustreret i tabel 3.9 for de samme tilfælde som vist i tabel 3.8.

Det ses, hvordan såvel indtægter som udgifter reduceres, når Nord Pool prisen påvirkes, og når flaskehalse opdeler i prisområder. I den konkrete beregning (hvor der ikke handles på Nord Pool udover eloverløbet) har påvirkningen fra handel med Tyskland en forstærkende virkning på nettoresultatet i vådår og normalår, mens påvirkningerne på elhandelsbalancen med Norden og Tyskland delvist ophæver hinanden i tøråret.

Handel med Tyskland Mio. kr./år (Eltra2020 reference)	Uden Tysklands- handel	Med Tysklandshandel i:		
		Vådår	Normalår	Tørår
Eksport (+) / Import (-) til Tyskland	0 TWh	6,29 TWh	6,29 TWh	- 1,35 TWh
Trin 1	0 mio.kr.	914 mio.kr.	1930 mio.kr.	- 718 mio.kr.
Trin 2 (inkl. prispfølsomhed)	0 mio.kr.	889 mio.kr.	1877 mio.kr.	- 619 mio.kr.
Trin 3 (inkl. Flaskehalse)	0 mio.kr.	817 mio.kr.	1724 mio.kr.	- 403 mio.kr.

**Tabel 3.9:** Eksportindtægter og importudgifter ved handel med Tyskland under forudsætning af indarbejdelse af forskellige trin i modelleringen. I de følgende beregninger anvendes modellering svarende til trin 3.

Dette gælder imidlertid ikke, hvis der handles. I denne situation vil der typisk blive importeret i vådåret og normalåret. Derved får modelleringen af Tysklandsforbindelsen generelt en modererende virkning på udsving i handlen på Norden. Når værdien af stor eksport til Norden reduceres pga. flaskehalse, reduceres samtidig prisen på eksport fra Tyskland. Og omvendt, når stor import fra Norden skaber flaskehalse og prisen stiger, opnås der samtidig en øget indtægt fra eksport til Tyskland.

Når der handles, har modelleringen ikke kun betydning for prisfastsættelsen, men også for mængden. Indregnes prispåvirkningen (trin 2 og 3), bliver handlen mindre, end når prispåvirkningen ikke medtages (trin 1).

Vådårs-, normalårs- og tørårstilfældene fra tabel 3.8 og 3.9 er gennemregnet i en situation, hvor der handles. Resultatet er uddybet i bilag 3.2, og hovedtallene er gengivet herunder i tabel 3.10.

I tabellen er vist nettoændringerne ved at handle i form af:

- den direkte fortjeneste ved handel på Nord Pool (fundet som handelsindtægter fratrukket marginale produktionsomkostninger)
- ændringen pga. af flaskehalse (fundet som flaskehalsindtægt til dansk systemansvarlig fratrukket producentens tab i direkte salgsindtægter på Nord Pool)
- ændring af Tysklandshandlen

For trin 1 (systempris uden påvirkning af dansk handel) er den eneste ændring, at der skabes en øget fortjeneste på grund af handel. Opdeling i prisområder medregnes ikke, og systemprisen er statisk og influerer således ikke på værdien af Tysklandshandlen.

For trin 2 (systemprisen påvirkes af dansk handel) er den direkte fortjeneste væsentligt mindre. Det skyldes, at dansk eksport får systemprisen til at falde, og import får den til at stige. Dels handles der mindre, og dels tjenes der gennemsnitligt mindre på hver såvel solgte som købte MWh. Desuden påvirkes Tysklandshandlen i takt med, at prisen ændres. Som det ses, giver dette indtægter i vådår og tørår, mens det giver en nettoudgift i normalår. Det skyldes, at i vådår er påvirkningen fra dansk import dominerende. Importen trækker prisen op, hvorved der opnås en bedre salgspris for eksporten til Tyskland. I tørår gør det modsatte fænomen sig gældende. Her trækker dansk eksport prisen ned, hvorved importen fra Tyskland bliver billigere. I normalår er priserne så høje, at der typisk eksporteres til Nord Pool samtidig med, at der eksporteres til Tyskland. I denne situation trækker den danske eksport til Norden prisen ned, hvorved indtægterne reduceres såvel ift. Nord Pool som ift. Tyskland.

Ændring af samfundsøkonomi ved handel			
	Vådår	Normalår	Tørår
Trin 1			
Direkte fortjeneste (handel)	332	462	2350
Ændring flaskehalse	0	0	0
Ændring Tysklandshandel	0	0	0
Sum ændringer	332	462	2350
Trin 2			
Direkte fortjeneste (handel)	208	162	1510
Ændring flaskehalse	0	0	0
Ændring Tysklandshandel	74	-116	60
Sum ændringer	282	46	1570
Trin 3			
Direkte fortjeneste (handel)	209	162	1511
Ændring flaskehalse	-192	-81	-1111
Ændring Tysklandshandel	312	-493	223
Sum ændringer	329	-412	623

**Tablet 3.10:** Ændring i samfundsøkonomi ved indregning af handel på Nord Pool under forudsætning af indarbejdelse af forskellige trin i modelleringen. Den beskrevne og anvendte modellering svarer til trin 3.

For trin 3 (trin 2 + opdeling i prisområder pga. flaskehalse) opnås der den samme direkte fortjeneste ved handel på Nord Pool, idet mængderne fastlægges inden det konstateres, om der opstår flaskehalse. Imidlertid reduceres indtægterne pga. flaskehalsene, ligesom disse forstærker påvirkningen af ændringerne ift. handlen med Tyskland.

Som det fremgår, er det ligefrem en ulempe at handle i normalåret. Dette skyldes, at nettofortjeningen ved at øge eksporten til Nord Pool (og til en vis grad øge importen) ikke modsvares af de tab, der er forbundet med de flaskehalse, som denne handel skaber. Det bør dog bemærkes, at tabet især er forbundet med handlen til Tyskland. Resultatet fører til en overvejelse af, om det ville være mere korrekt at forudsætte import fra Tyskland i stedet for eksport til Tyskland, set i lyset af at priserne i normalåret primært fører til eksport til Nord Pool frem for import. Da det imidlertid ikke er entydigt sikkert, at normalårets Nord Pool priser vil føre til en ændring af Tysklandshandlen, er det valgt at beholde ovennævnte forudsætninger i grundberegningen og så foretage en følsomhedsanalyse i kapitel 4, hvor normalårets Tysklandseksport erstattes af tørårets import.





## Kapitel 4

# Fleksible energisystemer

Formålet med dette kapitel er at værdisætte de samfundsøkonomiske fordele ved at investere i bedre reguleringskapacitet. Med udgangspunkt i markedsmodellen beskrevet i kapitel 3 værdisættes fortjenesten ved handel på markedet. Forskelle i forhold til forskellige regulerings-systemer kan herefter sammenholdes med de nødvendige investeringer.

Som beskrevet i kapitel 2 er alle analyserne foretaget med udgangspunkt i samme referencesystem, som også er anvendt i MOSAIK projektet. Referencen gælder for et Eltra2020 system med en stor vindkraftproduktion (svarende til 50% af elforbruget) og kraft- og kraft/varmeværker med lidt forbedrede elnyttevirkninger i forhold til det nuværende gennemsnit. Eneste ændring i forhold til MOSAIK referencen er, at der i dette projekt er indlagt en begrænsning på kapaciteten i de centrale kraftværker på 3200 MW. Denne begrænsning svarer til, at der som udgangspunkt ikke bygges flere kraftværker, end der er behov for, af hensyn til kraftvarmeområderne i de store byer. Med referencens elforbrug i år 2020 medfører det, at der ikke er kapacitet nok i alle situationer, hvorfor det er nødvendigt at importere en gang imellem. Der er imidlertid tale om en ganske ubetydelig import på under en procent af elforbruget.

Indledningsvist er seks alternative reguleringsystemer vurderet i forhold til ovennævnte reference. Den potentielle fortjeneste ved at optimere de seks forskellige energisystemers drift under hensyn til handlen på Nord Pool er vurderet under forskellige forudsætninger om CO<sub>2</sub> betaling. Udfra fra disse analyser er der udvalgt tre systemer til nærmere undersøgelse.

Herefter er analyserne foretaget for vindinput fra 0 til 25 TWh, hvor den maksimale værdi svarer til referencens elforbrug på 24,87 TWh. Disse analyser er foretaget for at klarlægge sammenhængen mellem graden af vindkraft og valg af reguleringsystem. Analyserne har fokus på værdien af øget reguleringsfleksibilitet, men omfatter også en vurdering af, om det kan betale sig at investere i nye eksportkraftværker.

Endelig er der foretaget en række følsomhedsvurderinger, hvor der især er sat fokus på modelleringen af det fremtidige elmarked.

I vurderingen sammenholdes ændringerne i driftsindtægter og -udgifter med omkostningerne til at opføre nye anlæg i form af investeringsomkostninger og faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. Der er redegjort for de anvendte værdier i bilag 4.1.

## 4.1 Alternative reguleringsystemer ved 50% vindkraft

Der er her foretaget en række analyser af referencen og seks forskellige alternative regulerings-systemer for hhv. vådår, normalår og tørår, og for hhv. en CO<sub>2</sub> omkostning på 0 og 250 kr./ton.

De nævnte reguleringsalternativer er defineret på følgende måde:

Reference:	Kun handel i forbindelse med eloverløb og fast udveksling i forhold til Tyskland
Handel:	Referencen plus handel på Nord Pool
RegK:	DKV erstattes med Kedel med henblik på at undgå eloverløb og optimere handel
RegEP:	Som regK plus 350 MW elpatron, som erstatter kedel, når prisen er under de marginale produktionsomkostninger
RegVP:	Som regK plus 350 MW el varmepumpe

De tre alternative reguleringsystemer RegK, RegEP og RegVP findes også alle i en udgave, hvor de decentrale værker (DKV) regnes at være netstabiliserende: RegKnet, RegEPnet og RegVPnet.

Analyserne er foretaget på den måde, at markedet er modelleret som beskrevet i kapitel 3 med fast Tysklandsudveksling og med de angivne marginale produktionspriser. Med disse input er EnergyPLAN modellen så benyttet til at indkredse en samfundsøkonomisk optimal strategi. Analysen angiver et resulterende brændselsforbrug og en heraf afledt CO<sub>2</sub> emission samt en resulterende eksport/import beskrevet time for time og værdisat på markedet. Desuden indregner modellen konsekvenserne af flaskehalse samt konsekvenserne for afregning af handel med Tyskland.

Ud fra disse oplysninger er der herefter gennemført en samfundsøkonomisk beregning af driften med de oprindeligt forudsatte samfundsøkonomiske brændselspriser og marginale d&v-omkostninger. Disse er sammenholdt med modellens udregning af indtægter/udgifter ved elhandel. Udregningen er gengivet i bilag 4.2, og hovedresultatet er vist i figur 4.1.

Mio.kr.		CO <sub>2</sub> pris = 0DKK/ton							
		Ref	handel	regK	regKnet	regEP	regEPnet	regVP	RegVPnet
Vådår	3	0	329	598	690	622	714	1005	1004
Normalår	3	0	-412	-339	-196	-340	-196	36	36
Tørår	1	0	623	678	762	678	762	1024	1005
Vægtet gennemsnit		0	53	208	321	218	331	592	590
Differens ift. Handel				<b>154</b>		<b>164</b>		<b>539</b>	
Differens ift. uden netstab.					<b>113</b>		<b>113</b>		<b>-3</b>
Mio.kr.		CO <sub>2</sub> pris = 250 DKK/ton							
		Ref	handel	regK	regKnet	regEP	regEnet	regVP	RegVPnet
Vådår	3	0	-19	98	372	98	372	675	746
Normalår	3	0	-254	-142	138	-142	138	454	500
Tørår	1	0	526	624	818	624	818	1217	1241
Vægtet gennemsnit		0	-42	70	335	70	335	658	712
Differens ift. handel				<b>112</b>		<b>112</b>	<b>265</b>	<b>700</b>	
Differens ift. uden netstab.					<b>265</b>				<b>54</b>

**Tabel 4.1:** Samfundsøkonomisk driftsresultat af handel med el under forskellige reguleringsforudsætninger og to forskellige CO<sub>2</sub> priser sammenlignet med en reference uden handel og uden regulering.

Resultatet er angivet som en nettoindtægt i forhold til referencen og er alene et driftsresultat. Driftsresultatet skal efterfølgende holdes op overfor de nødvendige investeringsomkostninger.

Det vægtede gennemsnit er udregnet for kombinationen: 3 normalår, 3 vådår og 1 tørår i en 7 års periode.

Som det fremgår, tjener Danmark samfundsøkonomisk på handel med udlandet i vådår og tørår, hvorimod der tabes i normalår. Dette skyldes som beskrevet i afsnit 3.3, at fordelene ved handel påvirkes af to forskellige tendenser. På den ene side er det en fordel at kunne købe, når prisen er lavere og sælge når prisen er højere end de marginale produktionsomkostninger i det danske system. På den anden side kan handlen udløse flaskehalse, som opdeler i prisområder, hvorved der opstår samfundsøkonomiske tab for det danske samfund som følge af, at man gætter forkert ved beslutningen om at sælge hhv. købe. Desuden har den danske påvirkning af Nord Pool prisen samt opdeling i prisområder konsekvenser for afregningen i forhold til Tyskland.

I vådår og tørår, hvor der er store prisvariationer, er den første effekt den dominerende, mens den anden effekt er dominerende i normalår. Hvor stor påvirkningen fra den enkelte effekt er, fremgår af analysetallene i bilag 4.2.

Med hensyn til indregulering er det generelle billede, at jo mere man investerer i reguleringsevne, desto højere driftsresultat får man, **uanset** om der er tale om et vådår, normalår, eller et tørår, og **uanset** om CO<sub>2</sub> betalingen er 0 eller 250 DKK/t.

Dog fremgår det, at værdien af at investere i en elpatron er yderst begrænset. Det er således kun i vådår med en lav CO<sub>2</sub> betaling, der er noget at hente, som ikke kan hentes alene ved at erstatte kraftvarmeværkerne med kedler.

Umiddelbart kan der drages følgende konklusioner af tabellerne:

- inddragelse af de decentrale værker i reguleringen vil indbringe 100-150 mio. kr. om året afhængig af CO<sub>2</sub> prisen
- yderligere inddragelse af netstabilisering af de decentrale værker vil øge driftsfortjenesten med ekstra 100-250 mio. kr. om året afhængig af CO<sub>2</sub> prisen
- investering i 350 MW elpatron vil næsten ikke øge driftsindtægterne
- investering i 350 MW el varmepumpe vil øge driftsindtægterne med 400-600 mio. kr. om året afhængigt af CO<sub>2</sub> prisen. (Hvis der allerede er investeret i netstabilisering af de decentrale værker øges driftsindtægterne kun med 200-300 mio. kr. om året)
- er der allerede investeret i varmepumpe, vil netstabilisering af de decentrale værker ikke øge driftsindtægterne væsentligt

Driftsindtægten på 100-150 mio. kr. om året ved indregulering med decentrale værker skal sammenlignes med, at dette tiltag ikke koster egentlige nye investeringer i hardware, og driftsindtægten på 400-600 mio. kr. om året ved varmepumper skal sammenlignes med, at investeringerne i dette tiltag ifølge bilag 4.1 koster ca. 120 mio. kr. pr. år. Begge disse investeringer synes derfor umiddelbart at være fordelagtige. På den baggrund er det valgt at arbejde videre med følgende tre alternativer:

RegK: DKV erstattes med Kedel mhp. at undgå eloverløb og optimere handel  
RegKnet: Som RegK plus investering i netstabilisering af de decentrale værker  
RegVP: Som RegK plus 350 MW el varmepumpe

Umiddelbart tyder analysen på, at investeringen i hhv. varmepumpe og netstabilisering af decentrale værker skal betragtes som et enten/eller.

## 4.2 Analyse af forskellige vindinvesteringer

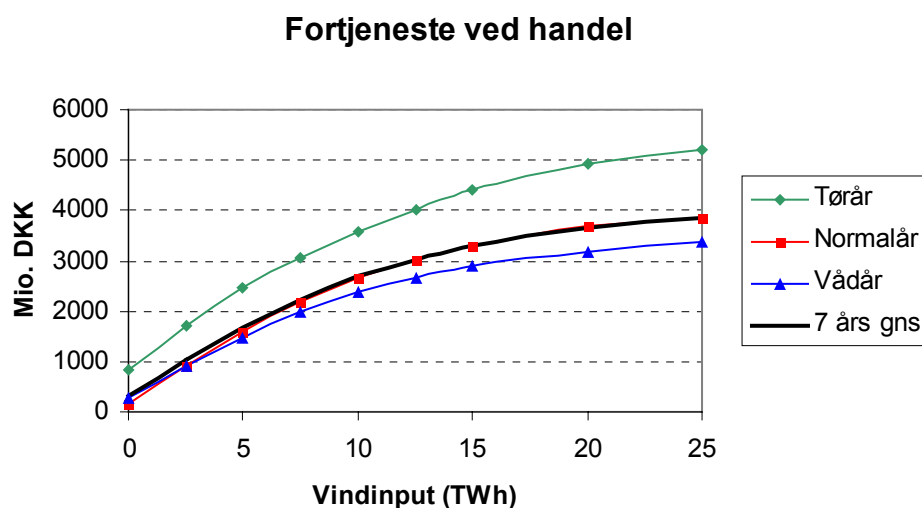
Ovennævnte analyser af værdien af at investere i de alternative reguleringssystemer gælder som nævnt for referencesystemets vindproduktion på ca. 50% af elforbruget. Imidlertid er værdien af reguleringssystemerne stærkt afhængig af størrelsen af den installerede vindeffekt og produktionen fra vindkraften. Med store mængder vindkraft er der mere brug for regulering end med små mængder. Denne sammenhæng analyseres i det følgende.

Analyserne tager udgangspunkt i en CO<sub>2</sub> pris på 100 kr./ton. Senere foretages der en følsomhedsvurdering af ændrede CO<sub>2</sub> priser i spektret 0-250 kr./ton.

Analyserne er foretaget ved at gennemregne de forskellige alternativer i hhv. vådår, normalår og tørår for et vindinput stigende fra 0 til 25 TWh. I analyserne værdisættes alle ændringer i form af ændrede brændselsforbrug, variable d&v-omkostninger samt ændringer i udgifter og indtægter ved handel på Nord Pool og på det tyske marked. Desuden værdisættes alle ekstra investeringer og de heraf affødte faste d&v-omkostninger (jf. omkostningerne i bilag 4.1).

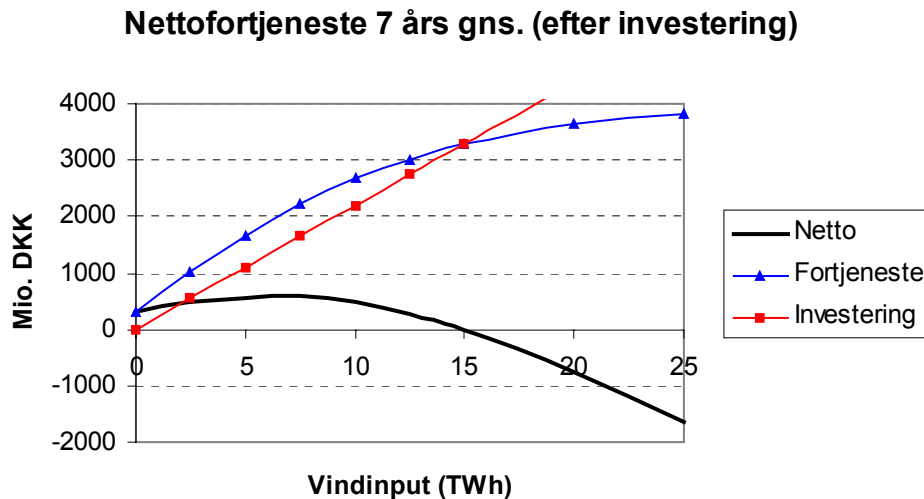
Alle ændringer udregnes i forhold til den samme reference. Og som reference er valgt systemet **uden** handel med et **vindkraftinput på nul**. I forhold til dette udgangspunkt viser resultaterne således, hvad der opnås ved at investere i dels nye reguleringssystemer og dels nye vindkraftanlæg og varmepumper mv. De viste fortjenester og omkostninger udgør således ikke en opgørelse af samtlige investerings- og driftsomkostninger, men alene ændringerne i forhold til den nævnte reference. Det skal tilføjes, at situationen med nul vindkraft næppe er relevant i praksis, idet vindkraftbidraget allerede er over 20% i Eltra området. Valget af et referencesystem med nul vindkraft har imidlertid ingen betydning for den indbyrdes sammenligning af alternativerne. Det afgørende er, at der i alle tilfælde sammenlignes med det samme udgangspunkt.

Analyserne er bygget op, som det fremgår af figur 4.2, 4.3 og 4.4.

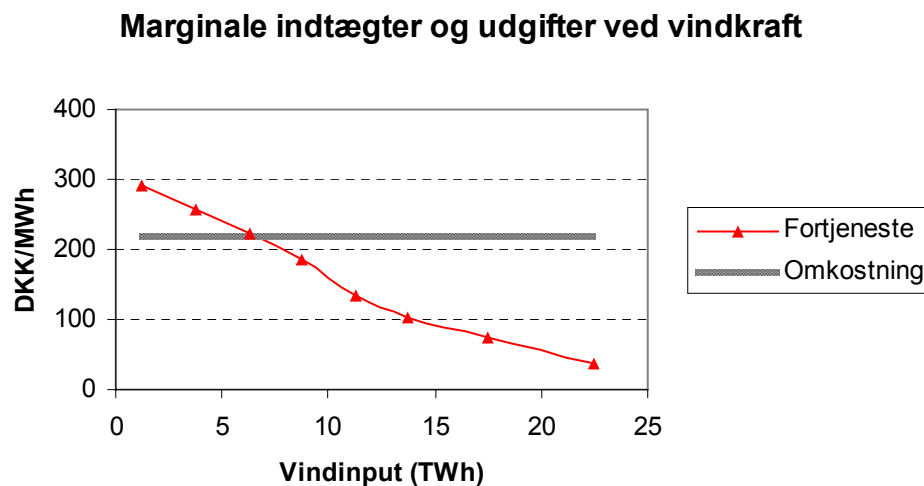


**Figur 4.2:** Nettofortjeneste på driften (ekskl. anlægsinvesteringer i vindkraft) for den nuværende regulering vurderet i forhold til en situation uden vindkraft og uden handel. I figuren er der regnet med en CO<sub>2</sub> pris på 100 kr./ton. Kurven for normalår og 7 års gennemsnit ligger stort set oven i hinanden.

Figur 4.2 viser, hvorledes der (sammenlignet med situationen uden handel) kan tjenes penge på driften ved at handle på Nord Pool i såvel vådår som normalår og tørår. Der er mest at tjene i tøråret og normalåret, hvor der kan tjenes på øget eksport. Men der er også penge at tjene i vådåret ved øget import. I figur 4.2 er det vægtede gennemsnit for en 7 års periode med et tørår, og hhv. 3 vådår og normalår også vist. Det er med udgangspunkt i dette gennemsnit et de øvrige sammenligninger er foretaget.



**Figur 4.3:** Nettofortjeneste inkl. anlægsomkostninger til vindkraft med den nuværende regulering af anlæggene. Nettofortjenesten (den fuldt optrukne linie) er fundet som differencen mellem de to øvrige kurver: Den øgede årlige driftsindtægt og den årlige omkostning ved vindkraftinvesteringen.



**Figur 4.4:** Marginale indtægter og udgifter ved investering i vindkraft.

Figur 4.3 viser gennemsnitsfortjenesten over syv år, når investeringsomkostningerne til vindkraften indregnes. Jf. bilag 4.1 er der regnet med en pris på 220 DKK/MWh. Som det ses, bliver nettofortjenesten negativ efter investering i en vis mængde vindkraft. Dette skyldes de stigende vanskeligheder med at indregulere den stigende mængde vindkraft.

Det ses af figur 4.3, at kurven for nettofortjenesten har et maksimum. Dette maksimum svarer til det punkt, hvor den marginale omkostning ved at øge den installerede vindeffekt overstiger nettofortjenesten ved at opnå driftsbesparelser hhv. handle på Nord Pool. Dette er fremhævet i figur 4.4, som viser den marginale gevinst for hver investering i vindkraft, der øger produktionen med en MWh. Samtidig vises den marginale omkostning på 220 kr./MWh jf. bilag 4.1.

### Marginalværdi af investering i nye 400 MW kraftværker

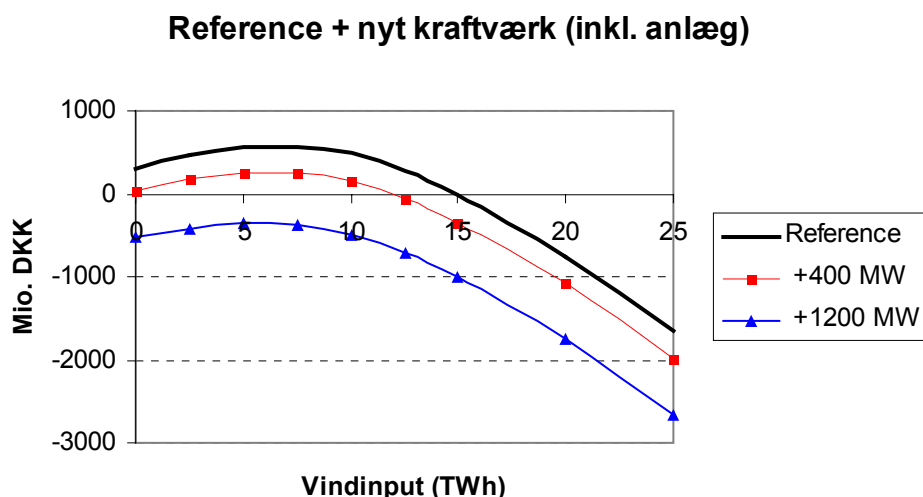
Som beskrevet i de foregående afsnit er prisvariationerne på markedet fastlagt ud fra Energistyrelsens brændselsprisdefinitioner, som forudsætter, at den gennemsnitlige markedspris bestemmes af den langsigtede marginale produktionsomkostning på kondenskraft i Norge, defineret som 240 DKK/MWh.

Som følge heraf bør det pr. definition ikke kunne betale sig at investere i kondenskraft i Danmark, hvis omkostningen hertil ligger over de 240 DKK/MWh. Der er her foretaget en analyse af dette spørgsmål ved at lade modellen udregne den økonomiske værdi af at investere i et 400 MW kraftværk.

For kraftværket er der anvendt økonomiske data, som angivet i bilag 4.1. De faste omkostninger udgør 330 mio. DKK pr. år fordelt på 230 til anlæg, 100 til fast d&v. Hertil kommer variable produktionsomkostninger på små 130 DKK/MWh fordelt på 50 DKK til d&v og små 80 DKK til brændsel.

Ved en produktionstid på 5000 timer/år bliver den langsigtede marginale produktionsomkostning for et sådant anlæg små 300 DKK/MWh svarende til, at det ikke vil kunne konkurrere med det norske anlægs produktionsomkostning på 240 DKK/MWh.

Der er foretaget en analyse for investering i hhv. 400 MW og 1200 MW. Resultatet fremgår af figur 4.5, som svarer til opbygningen af figur 4.3.



**Figur 4.5:** Samfundsøkonomisk nettofortjeneste inkl. anlægsomkostninger i et system, hvor der er investeret i hhv. 400 MW og 1200 MW ny kraftværkskapacitet sammenlignet med referencen. ( $CO_2$  pris=100 kr./t).

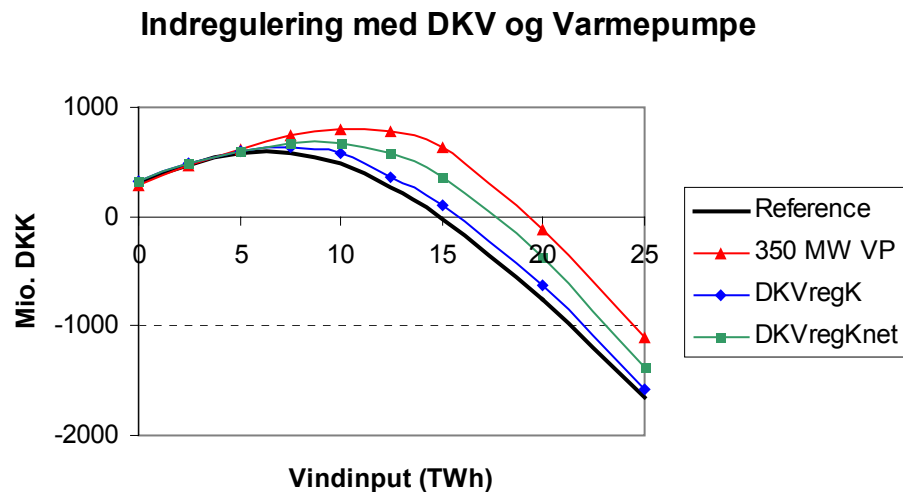
Som det ses af figuren, vil det ikke kunne betale sig at investere i ny kraftværkskapacitet. Marginalt set vil et ekstra 400 MW kraftværk kunne øge indtjeningen for det samlede system med 340 mio. kr. i et tørår for et vindinput på 0. Men i vådåret og normalåret er indtjeningen noget

mindre, ligesom den er faldende for stigende vindinput. Alt i alt vil investeringen ikke kunne forrente sig.

Ovenstående gælder i en situation, hvor der regnes med en CO<sub>2</sub> pris på 100 kr./ton. Analysen er også gennemført for en CO<sub>2</sub> pris på hhv. 0 og 250 kr./ton. Dette ændrer ikke resultatet. Der er derfor ikke regnet med ny kraftværkskapacitet i de efterfølgende beregninger.

Marginalværdi af investeringer i alternative reguleringsystemer

Der er foretaget en gennemregning af de tre udvalgte reguleringsystemer fra afsnit 4.1. Resultatet er vist i figur 4.6.



**Figur 4.6:** Samfundsøkonomisk nettofortjeneste inkl. anlægsomkostninger i et system, hvor der er investeret i hhv. regulering med decentrale værker samt enten netstabilisering eller 350 MW varmepumpe.

Figuren kan direkte sammenlignes med figur 4.3. Jf. bilag 4.1 er de faste omkostninger for i alt 350 MW varmepumpeanlæg indregnet med 120 mio. kr. pr. år. I sammenligningen er der ikke medtaget investeringsomkostninger ved indførelsen af regulering med decentrale værker. Der er heller ikke medtaget omkostninger til at gøre de decentrale værker netstabiliserende.

Figuren illustrerer, at det under de givne forudsætninger vil være en god forretning at lade de decentrale værker indgå i reguleringen og at investere i varmepumpeanlæg. Dette gælder tilsyneladende stort set uafhængigt af mængden af vindkraftkapacitet.

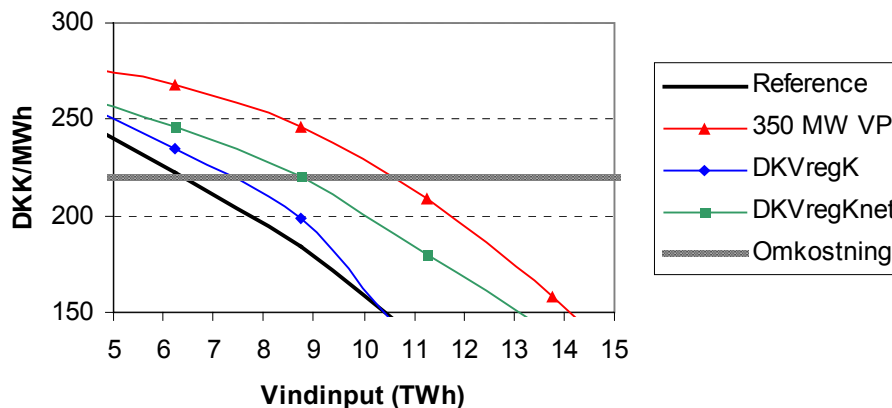
I figur 4.7 er de marginale fortjenester ved øget vindkraft sammenholdt med omkostningerne (tilsvarende tidligere figur 4.4).

Figur 4.7 viser, hvorledes investeringen i forbedret reguleringsevne (som i sig selv er rentabel) flytter punktet for hvor meget vindkraft, der vil være rentabelt. I referencen bliver vindkraft således urentabel efter ca. 6,5 TWh, mens dette punkt først optræder ved 7,5 TWh, når de decentrale værker inddrages i reguleringen hhv. 10,5 TWh, hvis der yderligere investeres i 350 MW el varmepumpe.

Dette svarer til, at den optimale vindinvestering flyttes fra 25% af elforbruget til hhv. 30% og 40% af elforbruget.



## Marginale indtægter og udgifter



**Figur 4.7:** Marginale driftsindtægter og omkostninger ved udbygning med vindkraft for referencen og de 3 alternative reguleringssystemer. Omkostningen svarer til fremtidige offshore vindparker jf. bilag 4.1.

Figur 4.6 og 4.7 illustrerer også, at varmepumpealternativet i alle relevante situationer har en væsentlig bedre økonomi end investering i netstabilisering af de decentrale værker. Dette gælder endog i situationer, hvor der ikke er medtaget nogen investeringer til at gøre de decentrale værker netstabiliserende.

Da disse to investeringer (jf. afsnit 4.1) må anses for at være alternativer, som ikke kan betale sig samtidig, er det i det efterfølgende valgt at se bort fra alternativet DKVregKnet, således at der kun regnes på 2 alternative reguleringssystemer.

## 4.3 Følsomhedsanalyser

Konklusionen på analyserne i afsnit 4.2 er, at det vil være en samfundsøkonomisk fordel for Danmark at investere i øget reguleringsevne i det danske energisystem dels i form af at indrette markedet, så de decentrale kraft/varmeverker inddrages i regulering, og dels i form af at supplere danske kraft/varmeverker med varmepumper.

I det følgende vil disse analysers følsomhed over for en række relevante parametre blive vurderet.

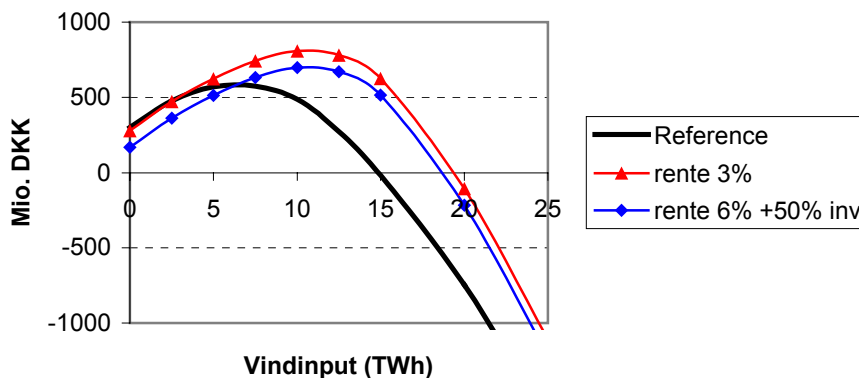
### Realrente og anlægspris

Jf. bilag 4.1 er der taget udgangspunkt i en realrente på 3% og en anlægspris på 4,4 mio. kr. pr. MW el varmepumpe. Desuden er der indregnet en fast d&v-omkostning på 55.000 kr. pr. MW pr. år.

Investeringen i varmepumpeanlæg vil i sagens natur være følsom overfor såvel valg af rente som overfor væsentlige ændringer i anlægspris. Der er her foretaget en følsomhedsanalyse, hvor realrenten er ændret til 6%, og hvor de faste omkostninger er forhøjet med 50%. I alt forøger det de årlige omkostninger ved 350 MW el varmepumpeeffekt fra 120 mio. kr. til 230 mio. kr.

Betydningen er illustreret i figur 4.8.

### Følsomhed: 350 MW varmepumpe



**Figur 4.8:** Nettofortjenesten for Danmark ved handel i Eltra referencesystemet som funktion af vindinputtet. Gennemsnittet er vægtet over en 7 års cyklus.

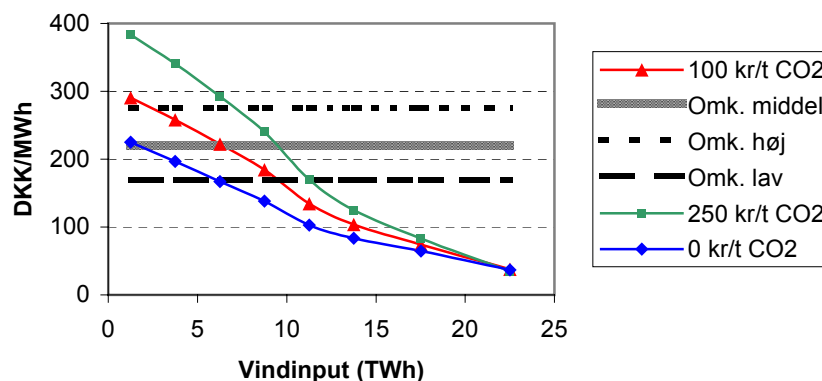
Som det ses ved sammenligning af de to øverste kurver i figuren medfører en forhøjelse af realrente og anlægspris en formindskelse af fortjenesten. Kurven forskydes lodret ned med forskellen mellem 120 og 230 mio. kr./år. Set i forhold til referencen flytter selv denne voldsomme forøgelse af omkostningerne ikke nævneværdigt ved resultatet.

I sagens natur flytter det heller ikke ved, hvordan hele systemet skal producere for at opnå den største driftsfortjeneste. Dermed flytter det heller ikke på optimum for investering i vindkraftanlæg.

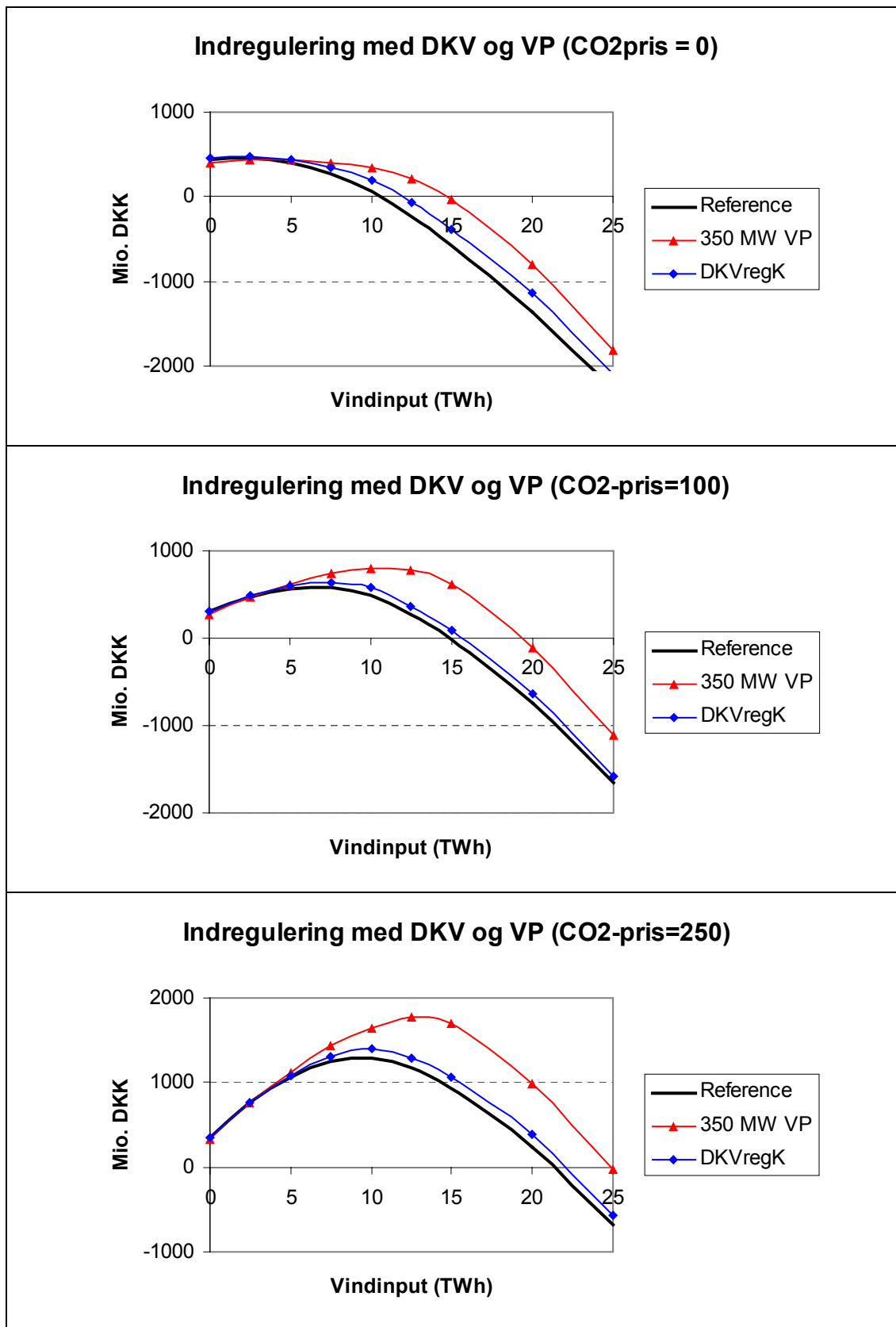
### CO<sub>2</sub> betaling og vindmøllepris

Hvorvidt det kan betale sig at investere i vindkraft eller ej, er i sagens natur særdeles følsomt over for vindkraftens produktionsomkostninger og CO<sub>2</sub> betalingen. Begge forhold er illustreret i figur 4.9.

### Marginale indtægter og udgifter ved vindkraft



**Figur 4.9:** Indtægter og udgifter ved vindkraft i referencesystemet med den nuværende regulering for 3 forskellige produktionsomkostninger og 3 forskellige CO<sub>2</sub> betalinger.



**Figur 4.10:** Nettofortjeneste inkl. anlægsomkostninger til vindkraft og varmepumpe som funktion af vindeffekt for 3 forskellige CO<sub>2</sub> priser.

Figuren gælder for referencesystemet (altså uden ekstrainvestering i øget reguleringsevne). Og det ses, at den samfundsøkonomisk optimale vindkraftmængde flytter sig mellem 0 og ca. 12 TWh alt efter produktionspris og CO<sub>2</sub> betaling.

Spørgsmålet er imidlertid, hvilken betydning sådanne ændringer har for konklusionen om, at det kan betale sig at investere i øget reguleringsevne.

Værdien af reguleringsevnen ved CO<sub>2</sub> betalingen 100 kr./ton er allerede illustreret i figur 4.6. I figur 4.10 er de tilsvarende resultater vist for CO<sub>2</sub> betalinger på hhv. 0 og 250 kr./ton. Desuden er figur 4.6 gentaget for overskuelighedens skyld.

Generelt ses det, at CO<sub>2</sub> prisen har stor betydning for økonomien i vindkraften og dermed i det samlede system. Jo større CO<sub>2</sub> betaling desto mere forbedres økonomien for stigende vindinput.

CO<sub>2</sub> prisen ændrer imidlertid ikke rækkefølgen på økonomien i de forskellige reguleringsalternativer i forhold til referencen. Selve konklusionen, *at* det kan betale sig at lade de decentrale værker regulere, *og* det kan betale sig at investere i varmepumper, er således ikke følsom over for ændringer i CO<sub>2</sub> prisen.

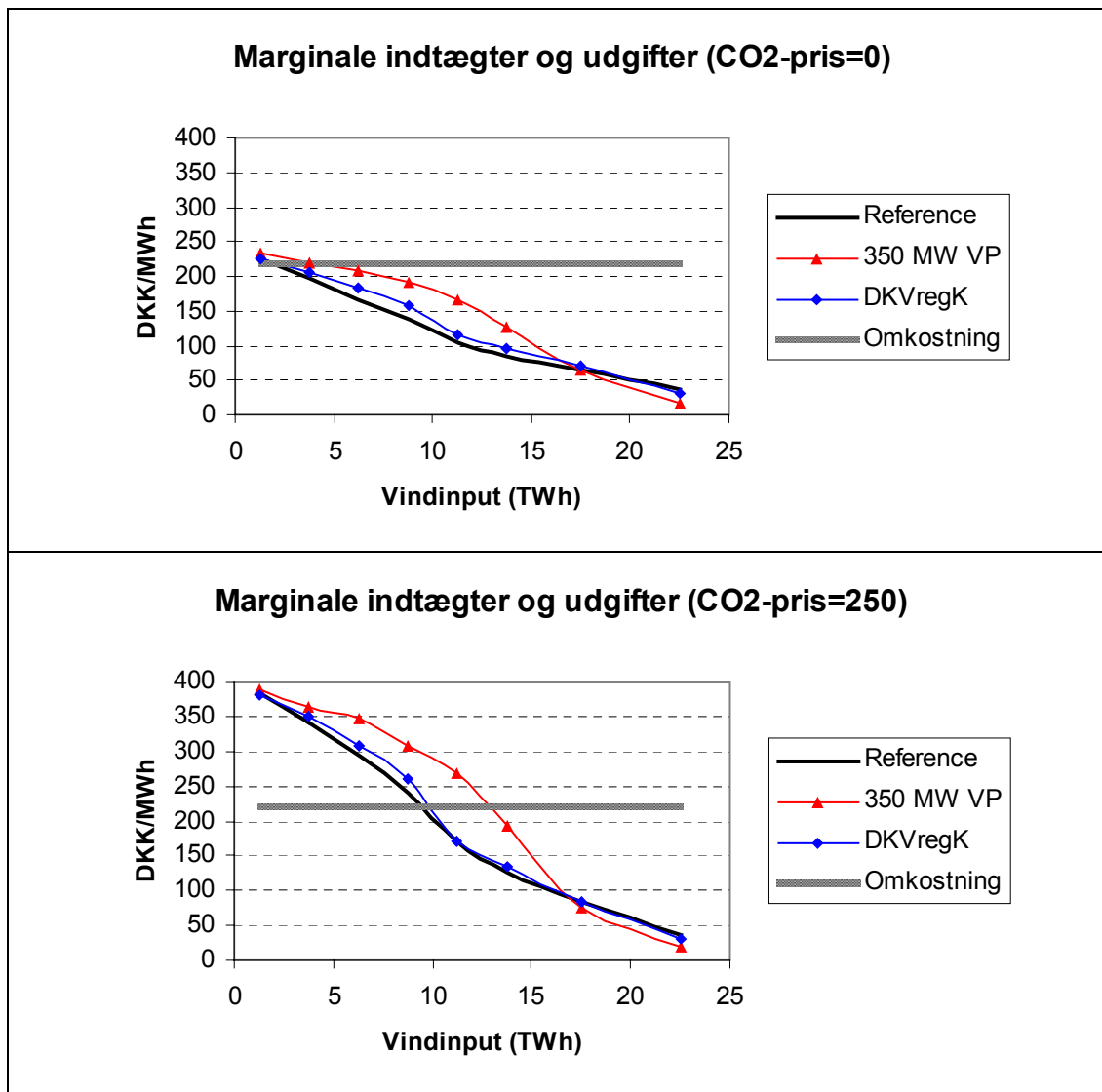
Dog ændrer CO<sub>2</sub> prisen generelt investeringens rentabilitet. Jo større CO<sub>2</sub> betaling desto mere får man ud af øget reguleringsevne, hvilket stemmer med resultaterne i afsnit 4.1, hvor økonomien ved øget reguleringsevne var bedre for CO<sub>2</sub> betalingen 250 kr./ton end for betalingen 0 kr./ton.

Tilsvarende ændres punktet for, hvornår øgede investeringer i vindkraft er rentabelt. Dette er illustreret i figur 4.11 for CO<sub>2</sub> betalingen nul hhv. 250 kr./t. Figur 4.7 viser de tilsvarende værdier for CO<sub>2</sub> prisen 100 kr./t.

Figur 4.11 illustrerer, hvorledes den optimale vindinvestering flyttes, når CO<sub>2</sub> prisen ændres. Jf. figur 4.7 lå den optimale investering ved en CO<sub>2</sub> pris på 100 kr./t i området 6,5-10,5 TWh svarende til 25-40% af elforbruget. Hvis CO<sub>2</sub> prisen sættes til nul, rykker dette interval ned til mellem 1 og 4 TWh. Og med CO<sub>2</sub> prisen 250 kr./ton rykker intervallet op mellem 10-14 TWh svarende til mellem 40% og 55% af elforbruget.

Selve billedet af, at øget investering i reguleringseffektivitet også øger værdien af vindkraften ændres imidlertid ikke.

Sammenfattende kan det konkluderes, at rentabiliteten i vindkraft er meget følsom overfor pris-sætningen af CO<sub>2</sub>. Isoleret set er investeringen i øget reguleringsevne imidlertid ikke særligt følsom over for ændrede CO<sub>2</sub> priser. Forrentningen er ganske vist voksende ved voksende CO<sub>2</sub> betaling, men investeringerne er også rentable ved CO<sub>2</sub> prisen nul for vindeffekter op til ca. 17 TWh svarende til ca. 70% af elforbruget.



*Figur 4.11: Angivelse af optimal investering i vindkraft i referencen og de to alternative reguleringsystemer for hhv. CO<sub>2</sub> prisen 0 og 250 kr./t.*

### Alternativ variation mellem vådår, normalår og tørår

Værdien af reguleringsfleksibiliteten er forskellig alt efter om der er tale om et vådår, et normalår eller et tørår. Derfor er der foretaget en følsomhedsanalyse af sammensætningen af det gennemsnitlige forløb.

Der er taget udgangspunkt i en tilsvarende modellering foretaget af Elkraft System i rapporten "scenarieregninger" fra juli 2003. I denne rapport er der på samme måde som her taget udgangspunkt i en fremtidig gennemsnitlig Nord Pool pris fastsat af marginalomkostningerne ved opførelse af et nyt gaskraftværk. Tilsvarende er vurderingen holdt op mod forskellige CO<sub>2</sub> prisniveauer, og der er regnet på år 2018.

Derimod er det gennemsnitlige forløb af tørår og vådår sammensat på en lidt anderledes måde. Elkraft System opererer med 5 forskellige år og en 10 års periode, der er sammensat på følgende måde:

- et ekstremt vådår
- 1½ moderat vådår
- 5 normalår
- 1½ moderat tørår, og
- et ekstremt tørår

Tabel 4.12 sammenligner de to forskellige modelleringer.

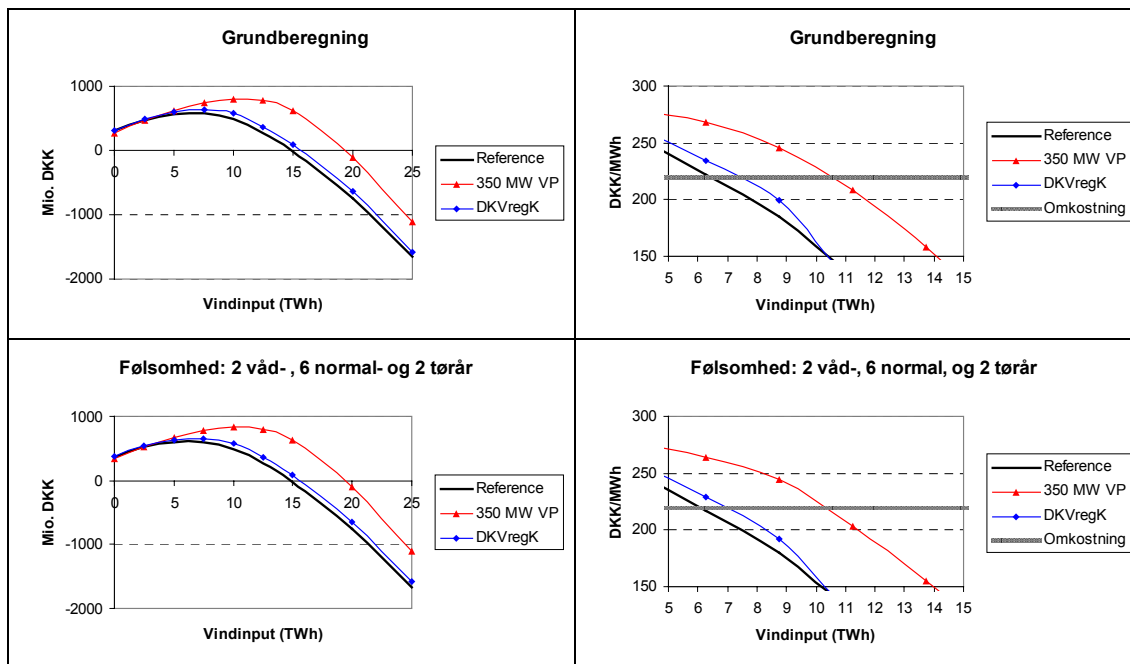
Sammenligning år 2018	Denne rapport		Elkraft System scenarieberegninger	
	Vægtning	Gns. Elpris (DKK/MWh)	Vægtning	Gns. elpris (DKK/MWh)
Ekstremt tørår	1	480	1	503
Tørår			1,5	276
Normalår	3	260	5	224
Vådår			1,5	186
Ekstremt vådår	3	140	1	139
Periode	7		10	
Gns. elpris		240		237-245 *)

**Tabel 4.12:** Sammenligning af modellering med Elkraft System scenarieberegninger. \*) Den bestemmende gaskraftværkspris er angivet til 237, mens det vægtede gennemsnit giver 245 DKK/MWh.

Som det ses af tabellen består den primære forskel i, at Elkraft System vægter de to typer vådår relativt lavere. De indgår således med 25%, hvor de i denne rapport indgår med ca. 43% samtidig med, at alle 43% er repræsenteret af en pris, der svarer til Elkraft Systems ekstreme vådår. Omvendt vægter Elkraft System tørårssituationerne relativt højere. De to typer tørår indgår således med en vægtning på 25%, hvor de i denne rapport indgår med ca. 14%. Dette modvirkes dog af, at den største del i Elkraft Systems beregninger indgår som et moderat tørår med en væsentligt lavere gennemsnitspris end det ekstreme tørår.

Som en følsomhedsanalyse på sammensætningen af gennemsnitsperioden, er det derfor valgt at regne på følgende sammensætning: 2 tørår, 6 normalår og 2 vådår. Denne sammensætning svarer tilnærmelsesvist til ovennævnte sammensætning fra Elkraft System, når der tages hensyn til forskelle i definitionerne.

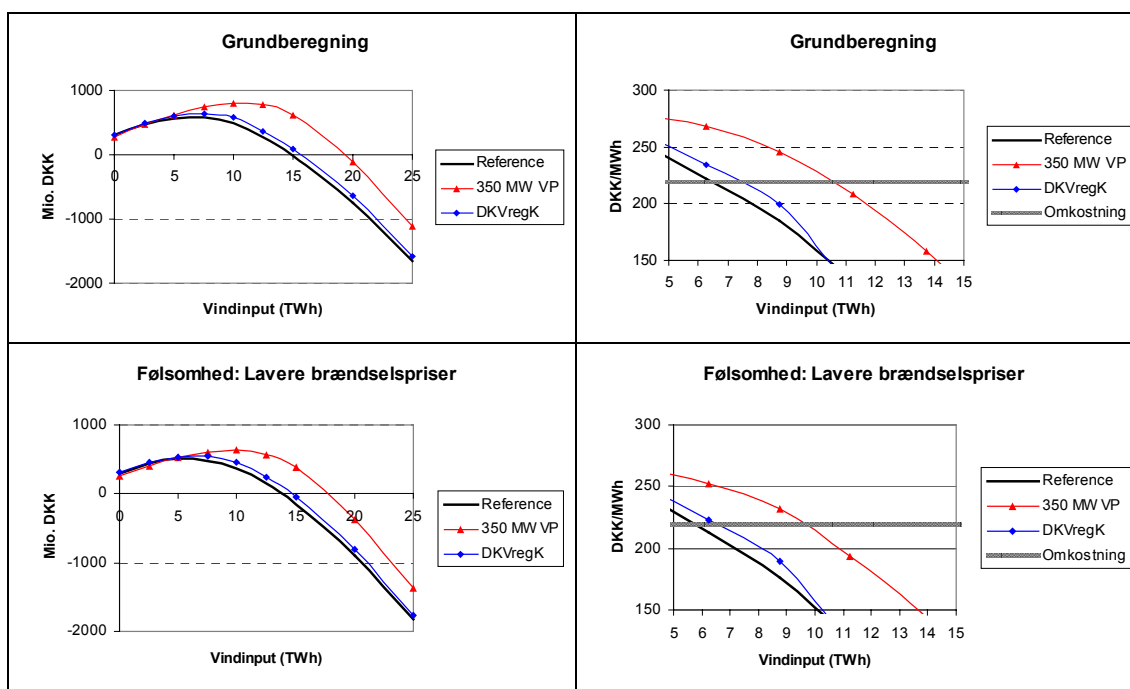
Resultatet af følsomhedsvurderingen er vist i figur 4.13, hvor der er sammenlignet med resultaterne af hovedberegningen. Som det ses ændrer det kun ganske ubetydeligt ved resultaterne i form af dels økonomien i at investere i øget fleksibilitet og dels i betydningen for rentabiliteten i øget vindkraft.



**Figur 4.13:** Resultat af følsomhedsberegning på anden sammensætning af gennemsnitsforløb. De to øverste figurer er en gentagelse af hovedberegningen fra figur 4.6 og 4.7.

### Alternativ brændselspris

Som beskrevet i afsnit 3.2 er der i hovedberegningen anvendt forventede samfundsøkonomiske brændselspriser anno 2020. Der er her foretaget en følsomhedsberegning med lidt lavere brændselspriser svarende til forventningerne i år 2010 (se tabel 3.7)



**Figur 4.14:** Følsomhedsberegning på lavere brændselspriser (de to nederste diagrammer) sammenlignet med hovedberegningen (de to øverste diagrammer).

Resultatet af følsomhedsanalysen er vist i figur 4.14, hvor der igen er sammenlignet med resultatet af hovedberegningen. Lavere brændselspriser forringer generelt værdien af vindkraft og dermed til en vis grad værdien af øget reguleringsfleksibilitet. Værdien af vindkraft i referencen forringes imidlertid stort set tilsvarende. Og det ses, hvordan ændringen i brændselspriser kun har ganske lille indflydelse på resultaterne i form af dels økonomien i at investere i øget fleksibilitet og dels i betydningen for rentabiliteten i øget vindkraft.

### **Alternativ CO<sub>2</sub> indregning i Nord Pool elprisen**

I hovedberegningen er det forudsat, at CO<sub>2</sub> besparelsen vil blive indregnet i Nord Pool elprisen svarende til, at der i vådår spares elproduktion på polske kraftværker med en CO<sub>2</sub> emission på ca. 1000 kg/MWh og i normalår og tørår spares elproduktion i Norden med en CO<sub>2</sub> emission på 500 kg/MWh.

I forhold til dette udgangspunkt er der foretaget to følsomhedsvurderinger. Den første i forhold til fordelingen af CO<sub>2</sub> besparelsen og den anden i forhold til om CO<sub>2</sub> besparelsen overhovedet indregnes i elprisen.

Med hensyn til fordelingen er der foretaget en analyse, hvor der i alle år (vådår, normalår og tørår) er regnet med den samme CO<sub>2</sub> reduktion ved import/eksport, nemlig på 700 kg/MWh svarende til gennemsnitsværdien. Denne størrelse svarer i øvrigt til, hvad Elkraft System anfører som sandsynlig gennemsnitsværdi i en række scenarieberegninger fra juli 2003 (Elkraft System, 2003).

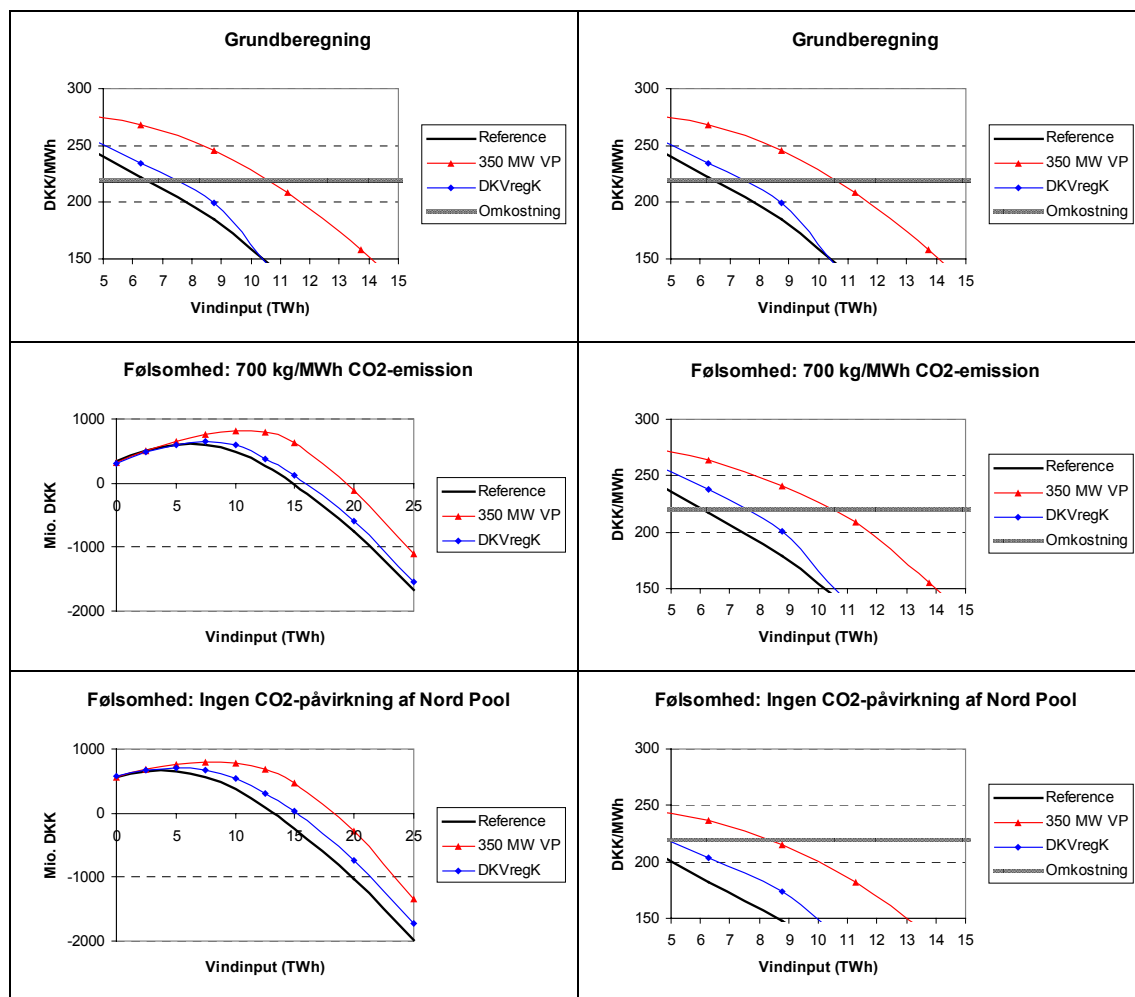
Følsomhedsanalysen af, om CO<sub>2</sub> kvotemarkedet overhovedet slår igennem på elpriserne på Nord Pool, er foretaget simpelthen ved helt at fjerne pristillægget som følge af CO<sub>2</sub> reduktion.

Resultatet af begge analyser er illustreret i figur 4.15.

Som det ses flytter det ikke nævneværdigt på slutresultatet, om der regnes med 700 kg/MWh i alle år, eller om der regnes med hhv. 500 og 1000 kr/MWh. Der ændres lidt på resultatet af de enkelte år, men det udlignes i 7 års gennemsnittet.

Derimod ændrer det en del på resultatet, hvis det forudsættes, at CO<sub>2</sub> kvotemarkedet slet ingen indflydelse har på Nord Pools elpris. Som det ses af højre halvdel af figur 4.15 forringes økonomien i vindkraft betydeligt, hvilket også slår igennem på niveauet af kurverne i den venstre halvdel af figuren. Imidlertid ændres der ikke synderligt ved økonomien i øget reguleringsfleksibilitet. Også i denne situation, vil der være meget at tjene ved at investere i varmepumper, så snart vindkraftandelen overstiger ca. 20% af elforbruget.





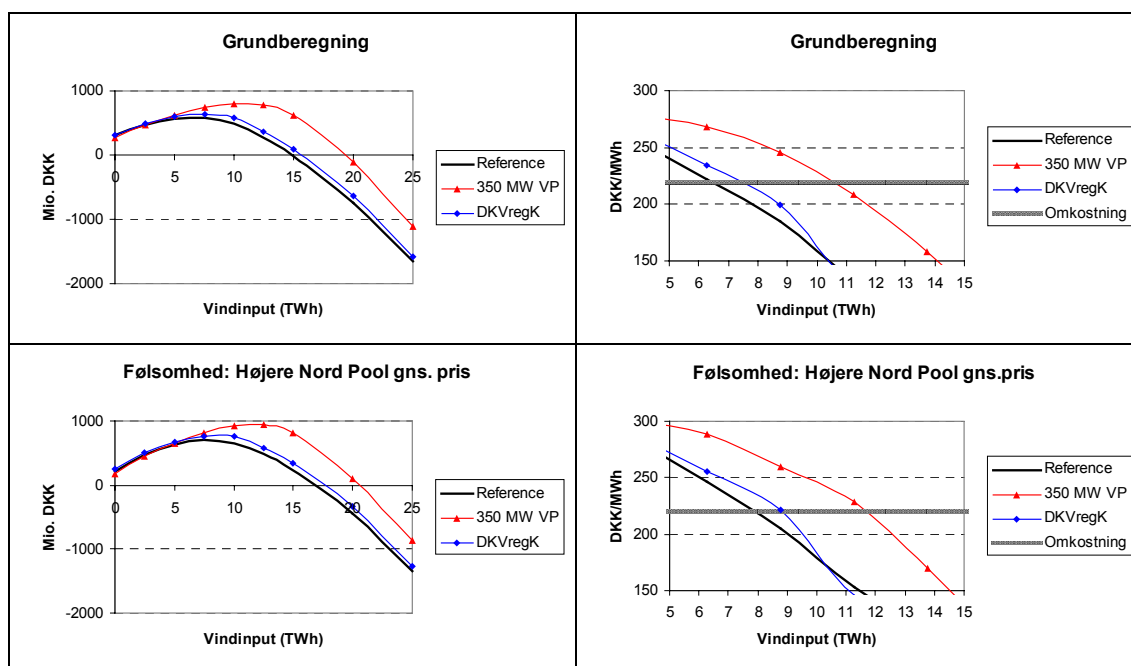
**Figur 4.15:** Følsomhedsberegning på ændret indflydelse af CO<sub>2</sub> reduktioner på Nord Pools elpris. Hovedberegningen (de to øverste diagrammer) sammenlignes dels med situationen, hvor der i alle år spares 700 kr./MWh (de to midterste diagrammer), og dels med en situation, hvor CO<sub>2</sub> kvotepriisen slet ikke påvirker Nord Pool markedsprisen (de to nederste diagrammer).

### Alternativ Nord Pool gennemsnitspris

Som beskrevet i afsnit 3.2 er der i hovedberegningen anvendt en gennemsnitlig fremtidig elpris på Nord Pool på 240 DKK/MWh, fordelt med 480, 260 og 140 DKK/MWh i hhv. tørår, normalår og vådar. Priserne kan imidlertid også risikere at blive langt højere, hvorfor der her er regnet følsomhed på gennemsnitsprisen 300 DKK/MWh. Priserne i tøråret er fastholdt, mens vådåret og normalåret er hævet til hhv. 210 og 330 DKK/MWh.

Tilsvarende i hovedberegningen gælder disse gennemsnitspriser efter indflydelsen fra dansk import/eksport i referenceåret. Således er de tilsvarende priser før indflydelse fra dansk handel 379 (faktor 2,71) og 222 (faktor 1,59) for hhv. normalår og vådar.

Resultatet af følsomhedsanalysen er vist i figur 4.16. Som det fremgår, medfører en højere gennemsnitspris på Nord Pool markedet generelt en bedre økonomi såvel i referencen som i alternativerne. Men igen flyttes der ikke væsentligt ved rentabiliteten i at indbygge bedre fleksibilitet i systemerne. Varmepumpe alternativet er fortsat særdeles rentabelt for årlige vindkraftproduktioner over ca. 20% af elforbruget.



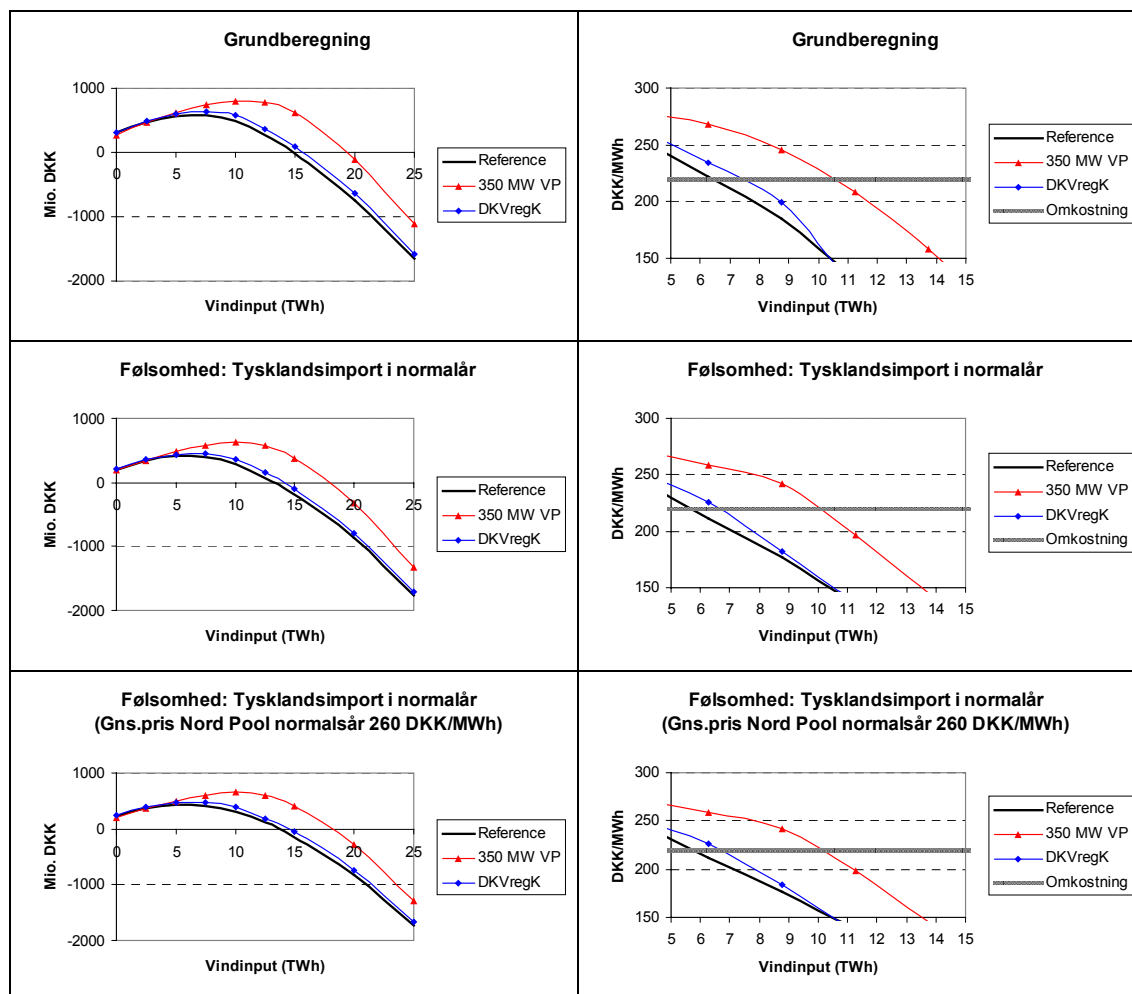
**Figur 4.16:** Følsomhedsberegning på højere Nord Pool gennemsnitspris (300 mod 240 DKK/MWh i grundberegningen).

### Ændring i modelleringen af handel med Tyskland i normalåret

Som beskrevet i kapitel 3 er modelleringen af indflydelse fra handel med Tyskland foretaget ud fra en antagelse om, at der i vårdåret og normalåret primært importeres fra Norden til Danmark og eksporteres til Tyskland. Med den forudsatte fremtidige gennemsnitspris på Nord Pool i normalåret viser resultaterne (jf. afsnit 3.3) imidlertid, at det bedst kan betale sig for Danmark fortrinsvist at eksportere til Norden i normalåret. Dette rejser spørgsmålet, om det ville være mere korrekt at forudsætte, at der primært blev importeret fra Tyskland i stedet for at eksportere i normalåret.

I grundberegningen blev det valgt at fastholde den forudsatte eksport. I stedet er der foretaget en følsomhedsanalyse, hvor Tysklandseksporten er ændret til import i normalåret. Denne ændring medfører imidlertid, at den danske eksport til Nord Pool markedet stiger, hvorved gennemsnitsprisen i normalåret påvirkes. Konkret falder systemprisen (efter påvirkning af dansk import/eksport) fra 260 til ca. 245 DKK/MWh. Følsomhedsanalysen er derfor suppleret med en ekstra analyse, hvor Nord Pool prisen hæves, således at gennemsnitsprisen på 260 DKK/MWh fastholdes. I sidstnævnte tilfælde hæves gennemsnitsprisen på Nord Pool (før indflydelse fra dansk import/eksport) fra 292 til 314 DKK/MWh, svarende til at faktoren 2,09 (jf. afsnit 3.2) hæves til 2,25.

Resultatet af begge beregninger er vist i figur 4.17. Som det ses påvirker denne ændring generelt økonomien i negativ retning. Igen ændres der dog ikke væsentligt ved rentabiliteten i den øgede fleksibilitet. Ej heller ændres der ved pointen om, at øget fleksibilitet samtidig øger rentabiliteten af en eventuel udbygning med vindkraft.



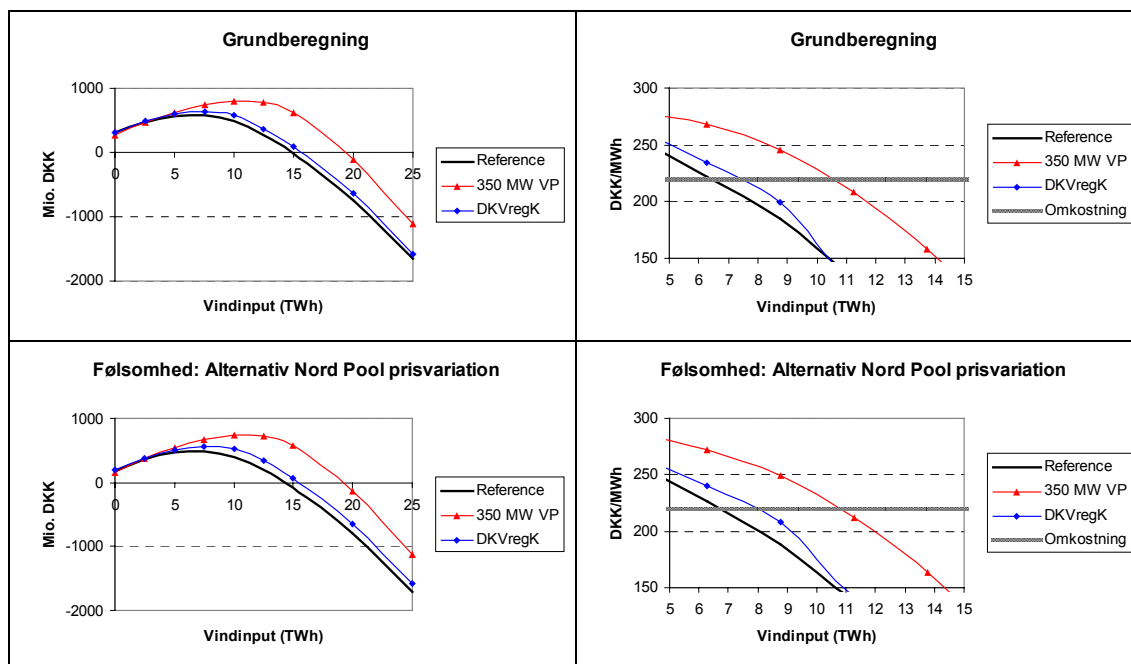
**Figur 4.17:** Følsomhedsberegning på ændret forudsætning vedr. handel med Tyskland i normalåret. eksport er ændret til en import. Ændringen medfører større eksport til Nord Pool og deraf følgende lavere gennemsnitspris på Nord Pool (245 mod 260 DKK/MWh). I de to nederste diagrammer, er der korrigeret for denne forskel.

### Alternativ prisvariation på Nord Pool

Som beskrevet i afsnit 3.2 er der i hovedberegningen anvendt en prisvariation, der tager udgangspunkt i de variationer, der hidtil er forekommet på Nord Pool. I afsnit 3.2 er samtidig angivet en alternativ prisvariation, der også er under indflydelse af det tyske marked.

Der er derfor foretaget en følsomhedsanalyse med større udsving i prisvariationerne. Den konkrete kurve er vist i figur 3.1b og nærmere beskrevet i bilag 3.1.

Resultatet af følsomhedsanalysen er illustreret i figur 4.18. Som det ses ændrer dette kun ubetydeligt ved resultaterne.



**Figur 4.18:** Følsomhedsberegning på højere gennemsnitspris på Nord Pool (300 mod 240 DKK/MWh i grundberegningen).

## 4.4 Konklusion

I dette kapitel er der gennemført en række analyser af værdien af at investere i øget reguleringsfleksibilitet i det danske energisystem. Der er fokuseret på konsekvenserne for den danske samfundsøkonomi. Der er således i udgangspunktet regnet med samfundsøkonomiske brændselspriser, og der er udelukkende medtaget indtægter og udgifter hos aktører indenfor Danmarks grænser. Desuden er det forudsat, at de enkelte aktører ikke udøver markedsmagt. Der er regnet på en fremtidig situation i år 2010-2020, og det forudsættes som udgangspunkt, at afgifter mv. er organiseret således, at de marginale brændselsomkostninger for de enkelte anlægstyper svarer til de tilsvarende samfundsøkonomiske omkostninger.

Med dette udgangspunkt er en række investeringer i større reguleringsfleksibilitet vurderet i forhold til en reference defineret ved den nuværende måde at regulere elproduktionsenhederne på. På baggrund af disse analyser er der identificeret to særligt vigtige trin til øget fleksibilitet, nemlig:

- 1) inddragelse af de decentrale kraft/varmeverker i reguleringen
- 2) supplerende investeringer i varmepumper i forbindelse med kraft/varmeverkerne

I de samfundsøkonomiske analyser er det vurderet, at trin 1 kan gennemføres uden ekstra investeringer, mens trin 2 er indregnet med en omkostning til investering og faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger på 0,35 millioner kr./MW el pr. år.

Resultatet af analyserne er:

- at med et vindkraftbidrag på over 20% af elforbruget er der stor rentabilitet i at investere i de nævnte løsninger, herunder især investering i varmepumpealternativet. Således kan den samfundsøkonomiske nettofortjeneste opgøres til ca. 50 millioner om året (ved 20% vindkraft) stigende til over 600 millioner om året (ved 60% vindkraft eller derover). Denne nettofortjeneste (efter afholdelse af faste omkostninger) skal holdes op mod faste omkostninger (investering og drift) af størrelsesordenen 120 millioner kr. om året. Investeringen har således en forrentning på 40% stigende til 500% afhængigt af andelen af vindkraft. Det skal bemærkes, at der i alle analyser er regnet med en varmepumpeeffekt på i alt 350 MW el. Denne størrelse vil formodentligt kunne optimeres/tilpasses forskellige produktionsandele af vindkraft
- at investeringen i øget fleksibilitet (som i sig selv er forbundet med stor rentabilitet) samtidig gør investeringen i vindkraft rentabel for en langt større udbygning. Ved en CO<sub>2</sub> betaling på 100 kr./t og en produktionsomkostning for vindkraft på 220 kr./MWh flyttes andelen af samfundsøkonomisk vindkraftbidrag således fra 25% af elforbruget i referencen til over 40% i alternativet

Der er foretaget en omfattende følsomhedsanalyse af ovennævnte resultater, hvor der har været fokus på betydningen af den konkrete modellering af det fremtidige Nord Pool marked, som i sagens natur er forbundet med en stor grad af usikkerhed. Konkret har følsomhedsanalyserne omfattet følgende:

- en væsentlig forøgelse af de faste omkostninger ved investering i varmepumpealternativet
- variationer i CO<sub>2</sub> betalingen (hhv. 0 og 250 kr./ton)
- ændringer i produktionsprisen for vindkraft (17 hhv. 27 øre/kWh)
- alternativ fordeling mellem vådår, normalår og tørår
- ændringer i brændselspriserne
- ændringer i marginale CO<sub>2</sub> besparelser på Nord Pool (700 kg/MWh mod før 500 hhv. 1000 kg/MWh)
- ændring i CO<sub>2</sub> besparelsens indflydelse på Nord Pool prisen (ingen mod før fuld effekt)
- anden forventning til fremtidig gennemsnitspris på Nord Pool (300 mod 240 kr./MWh)
- ændring i import/eksport forholdene fra Tyskland
- ændret antagelse om prisvariationerne på Nord Pool

Resultat af følsomhedsanalyserne er, at rentabiliteten i vindkraften er meget følsom overfor ændringer i produktionsprisen, CO<sub>2</sub> betalingen, markedspriserne på Nord Pool, brændselspriserne og over for CO<sub>2</sub> kvotemarkedets påvirkning af Nord Pool prisen.

Når der investeres i vindkraft (over 20%), viser følsomhedsanalyserne, at hovedresultatet om stor rentabilitet ved investering i den foreslåede fleksibilitet i det danske energisystem er særdeles robust overfor alle de nævnte ændringer i forudsætningerne. Det samme gælder pointen om, at en investering i øget rentabilitet samtidig flytter punktet for den samfundsøkonomisk optimale vindkraftudbygning væsentligt.

## Kapitel 5

# Behovet for transmissionskapacitet

De foregående kapitler har analyseret forskellige reguleringsstrategier og deres konsekvenser for markedsaktørerne. I dette kapitel belyses, hvordan forskellige reguleringsstrategier og forskellige sammensætninger af elsystemet påvirker transmissionsnettet, og hvilke begrænsninger transmissionsnettet lægger på elsystemets drift. I en situation, hvor hver enkelt forbruger, hvert enkelt bysamfund eller hver enkelt distributionsnetområde i alle forbrugs- og produktionssituationer er selvforsynende, vil der ikke eksistere et behov for transmissionskapacitet. Hvis der derimod er en klar geografisk adskillelse mellem forbrugssteder og produktionssteder, vil der modsat være et klart behov for transmission. Det danske elsystem er karakteriseret ved en forholdsvis jævn geografisk fordeling af forbrug og produktion, men systemreguleringen er bestemmende for, om de lokale områder har behov for transmission til og fra andre områder og i hvilken udstrækning, der er et sådant behov.

Det eksisterende transmissionsnet er tilstrækkeligt til at løse den opgave, der p.t. stilles til det, men spørgsmålet er, i hvilken udstrækning det er tilstrækkeligt i en fremtidig situation, hvor der af økonomiske eller miljømæssige årsager ønskes en højere andel af vindkraft. Hvis der ikke foretages ændringer i effektreguleringsstrategi, vil behovet for transmissionskapacitet øges. Formålet med dette kapitel er derfor at analysere behovet for transmissionskapacitet under forskellige forudsætninger:

- den nuværende effektreguleringsstrategi bibeholdes, hvor det primært er de centrale kraftværker og i mindre grad de decentrale kraftvarmeværkers produktion, der reguleres
- der foretages lokal indregulering, hvor også andre produktions- og forbrugsenheder inddrages i effektbalancereguleringsopgaven med særlig henblik på fjernelse af kritisk eloverløb

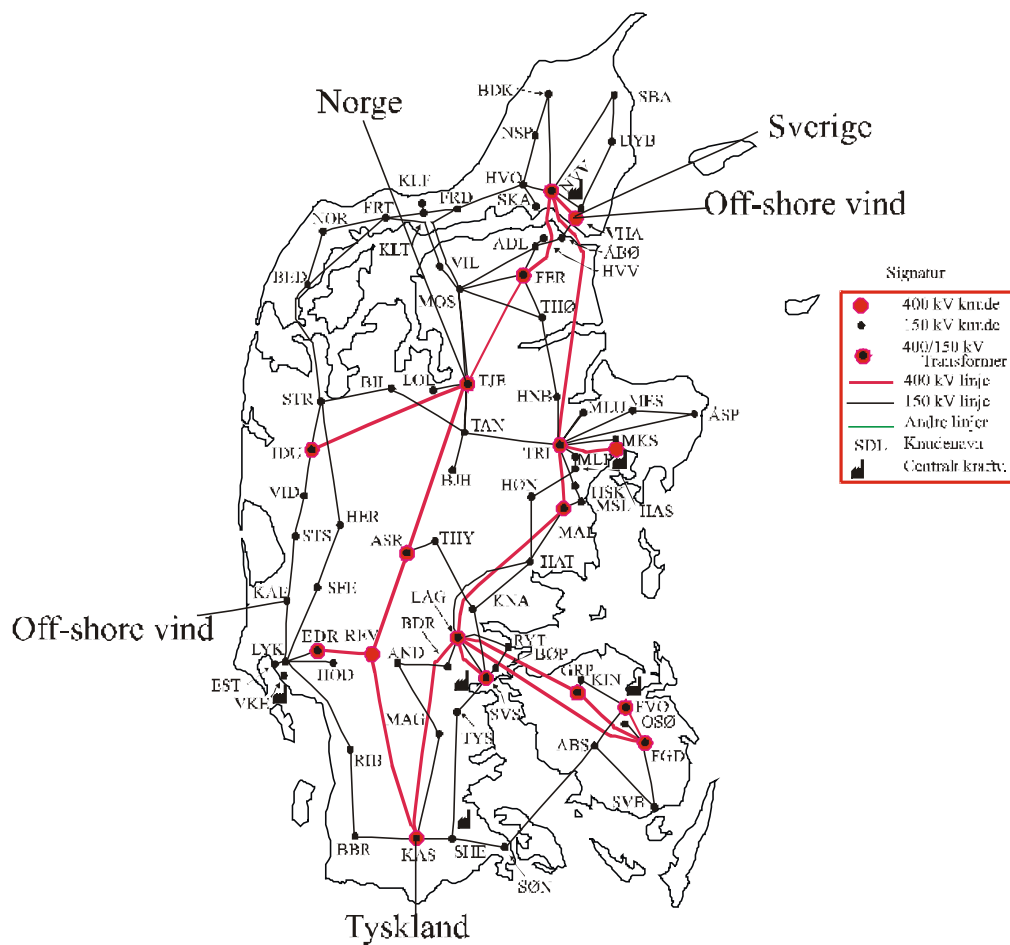
I dette kapitel analyseres, hvordan en stigende andel vindkraft i elproduktionen påvirker transmissionsnettet. Det undersøges, hvor stort kravet til transmissionsnettet er uden fjernelse af kritisk eloverløb – svarende til en situation uden eksportbegrænsning – og hvor stort kravet er ved fjernelse af kritisk eloverløb svarende til en situation med eksportbegrænsning. I det omfang der er behov for forstærkning af transmissionsnettet, bestemmes omkostningerne herfor med henblik på sammenligning mellem de enkelte scenarier.

I kapitlet analyseres det endeligt, om det er økonomisk rentabelt at udvide forbindelserne til Norge og Sverige.

## 5.1 Model af transmissionsnettet

I analyserne i dette kapitel tages udgangspunkt i en beskrivelse af det jysk-fynske transmissionsnet omfattende spændingsniveauerne 150 og 400 kV samt udlandsforbindelserne fra området (se figur 5.1). Indtil 1991 var detaljerede netdata offentligt tilgængelige, men herefter blev de konfidentielle. Anvendes konfidentielle netdata, kan detaljerede beregninger og analyser ikke fremlægges offentligt og verificeres af andre, så til trods for at de konfidentielle data blev stillet til rådighed for forskningsprojekterne MOSAIK og Lokale Energimarkeder, er det valgt at arbejde videre med de offentligt tilgængelige netdata fra 1991.

Beskrivelsen af transmissionsnettet er således baseret på en detaljeret offentlig fremskrivning for transmissionsnettets stand for år 2005 udgivet i år 1991. Denne fremskrivning er suppleret med senere offentligt kendte afvigelser for derved at omfatte, hvad der i dette projekt betegnes et syntetisk net. Mellem dette syntetiske net og den konfidentielle fremskrivning anno 2003 er der afvigelser. Der regnes således hverken på det eksisterende net eller på de nyeste fremskrivninger for nettets udvikling inden år 2005, så netberegningerne vil afvige fra netberegninger foretaget på den nyeste konfidentielle netbeskrivelse, hvad angår specifikke linjers belastninger i specifikke driftssituationer. Nettets overordnede respons til forskellige driftssituationer er som beskrevet i MOSAIK projektet dog sammenligneligt med dets respons beregnet med konfidentielle netdata.



**Figur 5.1:** Transmissionsnettet modelleret i dette projekt. En detaljeret netbeskrivelse findes i Østergaard, 2004.

De elforbrug og elproduktioner, der beregnes med EnergyPLAN, er aggregerede for hele det geografiske område. Med henblik på at disaggregere disse anvendes kendte geografiske fordelinger af installeret effekt på vindmøller, decentrale kraftvarmeværker og centrale kraftværker. Havvindmøller er antaget placeret på hhv. Horns Rev og Læsø Syd og er indkoblet transmissionsnettet i forholdet 1:2 hhv. i Karlsgårde ved Esbjerg og i Vester Hassing ved Aalborg. Forbrug er fordelt efter kendte forbrugsfaktorer, og endelig er varmepumper og elpatroner placeret på kraftvarmeværker proportionalt med værkstørrelserne.

Modelleringerne af transmissionsnettets respons til stigende vindkraftindfødning foretages med to forskellige scenarier. Disse scenarier har som udgangspunkt en installeret vindkrafteffekt på 2500 MW på land og 1445 offshore. I dette kapitel varieres produktionen fra vindkraft i skridt af ca. 2,5 TWh svarende til 10% af elforbruget ved fuld indpasning. Tilsvarende som i kapitel 4 varieres ved vindkraftproduktion over 6,1 TWh pr. år (svarende til ca. 24% af elforbruget) alene den installerede offshore bestand. Ved vindkraftproduktioner under 6,1 TWh pr. år modelleres der ikke længere offshore produktion, og de landbaserede vindmøllers samlede effekt varieres her. Geografisk gør denne modellering, at der ved variation af vindkraftproduktionen under 6,1 TWh pr. år, sker en geografisk jævn fordeling af ændringerne. Ved vindkraftproduktioner over 6,1 TWh, hvor offshore møllerne træder ind, sker der derimod en gradvist stigende punktindfødning i de to punkter i transmissionsnettet, hvor havmølleparkerne Horns Rev og Læsø Syd er tilkøbet transmissionsnettet.

Til analyserne i kapitlet anvendes energyPRO GRID modellen, som i forskningsprojekterne MOSAIK og Lokale Energimarkeder er videreudviklet ud fra Energi- og Miljødatas elnetmodel, som oprindeligt er baseret på en model udviklet på Aalborg Universitet. Programmet energyPRO GRID er en analysemodel, som ud fra netbeskrivelsen og momentane netbelastninger i de enkelte knuder numerisk kan bestemme belastninger af de enkelte linjer i nettet og gennem sammenligning med maksimale overføringskapaciteter identificere eventuelle overbelastninger. Beregningerne kan både foretages for specifikke tidspunkter, som antages at være kritiske eller som batchberegning, hvor f.eks. et helt år kan gennemregnes på timebasis. Analyserne, der fremlægges i dette kapitel, er alle med udgangspunkt i beregning på et helt års timeværdier. Af de resultater, som energyPRO GRID genererer, eller som kan uddrages af energyPRO GRIDs resultater, anvendes i dette kapitel hhv.

- årlig netbelastning. Et gennemsnit af alle linjers belastningsgrad vejet efter de enkelte linjers overføringsevne og længde
- årligt nettab. Gennemsnitligt årligt nettab i procent af den indfødte aktive effekt til nettet
- maksimalt antal simultant overbelastede linjer. Det højeste antal linjer, der på et år maksimalt er samtidigt overbelastede
- simultant overbelastede linjer. Hyppigheden af et givet antal simultant overbelastede linjer målt i procent af året
- årlig overbelastning (overbelastede timer·linjer). Hyppigheden af overbelastede linjer målt i timer gange linjer. Kan sammenholdes med et samlet antal timer·linjer på ca. 1,06 million for det analyserede transmissionsnet det analyserede år
- gennem videre analyser af de genererede data er det endvidere muligt at fastlægge antal timer, specifikke linjer årligt er overbelastede

Det skal bemærkes, at energyPRO GRID modellen anvender en fast  $\cos \phi$  for alle forbrugs- og produktionsanlæg af en given art, og at der ved reel netdrift flyttes belastninger mellem forskellige traceer for at mindske netbelastning. Der er således ingen optimaliseringsprocedurer i energyPRO GRID. Netstrukturen og herunder omsætningsforhold i f.eks. transformatorer er ligeledes statiske, hvorfor belastninger f.eks. ikke kan forskydes mellem parallelle traceer. Resultaterne er således ikke endegyldige, men giver en indikation af belastningsgrader og af kritiske linjestrækninger.



EnergyPRO GRID og modellens datagrundlag er yderligere dokumenteret i MOSAIK. Her er der endvidere beskrevet kongruens mellem resultater opnået på den her anvendte syntetiske netbeskrivelse og en til formålet lånt konfidentiel netbeskrivelse samt kongruens mellem resultater foretaget med energyPRO GRID og resultater opnået med Eltras egne modelleringsværktøjer.

## 5.2 Transmissionsnetbelastning uden fjernelse af kritisk eloverløb

I modelleringen af transmissionsnettets belastning uden fjernelse af kritisk eloverløb tages udgangspunkt i en rekonstruktion af en ELTRA 2020 beregning foretaget i EnergyPLAN. Dette scenario betegnes her LEM reference KEOLReg=0. Inputparametre for scenariet er vist i tabel 5.2.

	LEM ref KEOL=0	LEM ref KE- OL=23541	LEM Refe- rence	LEM DKVRegK	LEM DKVRegVP
Bemærkning	Ingen handel Tyskland- Norge/Sverige	Med fjernel- se af KEOL	Tre udgaver: Tørår, vådår og normalår med handel 6,2928 TWh fra Norge/Sverige til Tyskland i normal- og vådår og 1,35 TWh modsatte vej i tørår.		
Fjernvarmeforbrug	20,00 TWh	20,00 TWh	20,00 TWh	20,00 TWh	20,00 TWh
Elforbrug	24,87 TWh	24,87 TWh	24,87 TWh	24,87 TWh	24,87 TWh
Kraftvarme	2750 MW	2750 MW	2750 MW	2750 MW	2750 MW
Kondens	3200 MW	3200 MW	3200 MW	3200 MW	3200 MW
Eksport/Import	1700 MW	1700 MW	1700 MW	1700 MW	1700 MW
Varmepumpe	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	350 MW
Reguleringsstrategi	1	1	1	2	2
KEOL regulering	ingen	23541	23541	23541	23541

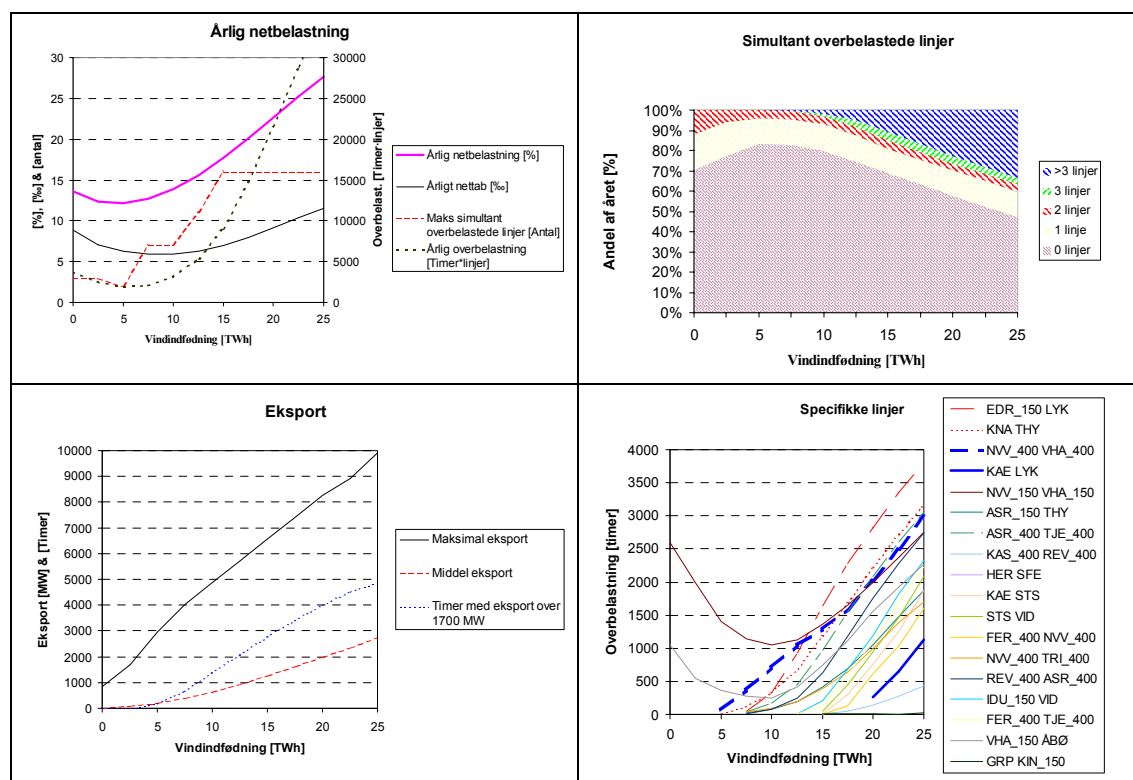
**Tabel 5.2:** De 11 scenarier analyseret i dette kapitel. Alle er baseret på en CO<sub>2</sub> pris på 100 kr. pr. ton. Vådår og normalår har samme handel mellem Tyskland og Norge/Sverige, men markedsmodellen er forskellig. KEOL er kritisk eloverløb.

Analyseapparatet, der anvendes til gennemregning af transmissionsnettets drift, er komplekst og giver mange muligheder for at uddrage resultater. I dette projekt er det valgt at beskrive transmissionsnettets belastning ved hjælp af de fire diagrammer, der er opstillet i figur 5.3. Resultaterne er ikke endegyldige grundet de antagelser, der ligger til grund for driften af transmissionsnettet. Ved relativ sammenligning mellem forskellige scenarier opnås dog valide resultater.

Som det fremgår af figur 5.3, øverste venstre figur, er der i dette scenario en tendens til stigende belastning af transmissionsnettet ved en stigende vindkraftindfødnings. Fra 0 til 25 TWh vindkraft stiger den gennemsnitlige årlige belastning af nettet fra 14% til godt 28%; nettabet stiger tilsvarende, og den årlige overbelastning (timer-linjer) stiger kraftigt specielt ved høje vindkraftandele over 15 TWh.

Uden vindindføding er der maksimalt tre overbelastede linjer (figur 5.3 øverst venstre); primært 150 kV linjen Nordjyllandsværket - Vester Hassing - Aalborg Ø (NVV-VHA og VHA-ÅBØ) (figur 5.3 nederst venstre). Under 5 TWh vindkraft er det næsten udelukkende disse linjer, der overbelastes. I virkeligheden vil disse linjer ikke overbelastes, da der er mulighed for at omlægge effektoverførslen til 400 kV nettet. Ved højere andele vindkraft stiger indfødingen af vindkraft alene i de to punkter, hvor havvindmølleparker er tilkoblede, hvorfor ledninger omkring indkoblingsstederne belastes kraftigt (figur 5.3 nederst højre). Da der ikke er fjernelse af kritisk eloverløb, stiger eksporten kraftigt (figur 5.3 nederst venstre).

Som det fremgår (figur 5.3 nederst venstre) stiger eksporten til ca. 10.000 MW hvilket er ca. en faktor seks højere end de nuværende installerede ca. 1700 MW. Eksport regnes alene muligt til Norge og Sverige, da det antages, at Nordtyskland har samme vindforhold som Danmark og derfor har samme eloverløbsproblem. Da der derfor alene er eksport via de to eksisterende forbindelser til Norge og Sverige, overbelastes linjer, der fører hertil. Dog skal det bemærkes, at både Konti-Scan forbindelsen til Sverige og havvindmølleparken Læsø Syd er tilkoblet transmissionsnettet i Vester Hassing. I situationer med høj produktion på Læsø Syd, der ikke kan anvendes indenlands, vil produktionen derfor gå direkte til eksport, uden at forårsage belastninger af det øvrige indenlandske net i modelleringerne.

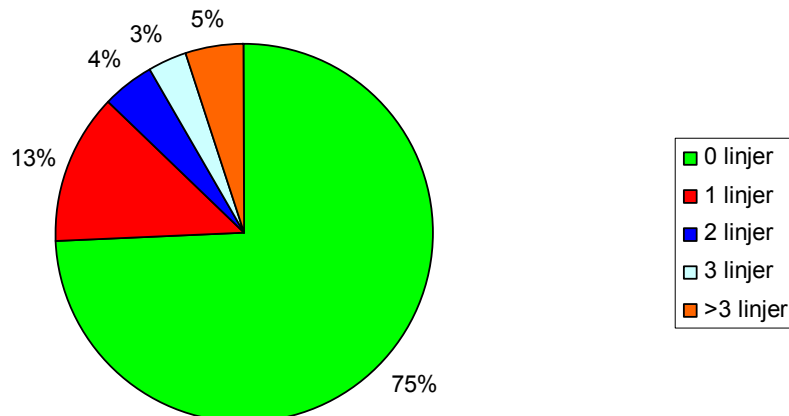


**Figur 5.3:** Netbelastning m.v. ved 0-25 TWh vind LEM reference KEOLReg=0 (uden fjernelse af kritisk eloverløb). Linjebetegnelserne refererer til kortet i figur 5.1.

I figur 5.4 ses antallet af simultant overbelastede linjer i den situation, der svarer til Eltras egen år 2020 rekonstruktion altså med en vindindføding svarende til ca. 50% af forbruget.

Overbelastningen af KNA-THY anført i tabel 5.5 bortfalder med modellering med nye konfidentielle netdata, men det efterlader stadig et betragteligt antal overbelastninger, hvoraf der er en række på 400 kV niveau. Forbindelsen REV-ASR-TJE-FER er del af den nord-sydgående centraljyske ryggrad og derfor bl.a. en forbindelse mellem Horns Rev havvindmølleparken og

Skagerrak-forbindelsen til Norge. En anden væsentlig 400 kV forbindelse VHA-NVV-TRI, som er forbindelse til hhv. Konti-Scan-forbindelsen til Sverige samt havvindmølleparken Læsø Syd. Da dette scenario i høj grad baseres på eksport som effektbalancereguleringsmiddel, betyder det, at specielt linjerne til udlandsforbindelser udsættes for belastning. De nævnte linjer er da også primært overbelastede i forbindelse med eksport. Dette er specielt tilfældet med 400 kV linjen til Vester Hassing (VHA) men også f.eks. 400 kV linjen ASR-TJE, om end tærsklen her er højere.



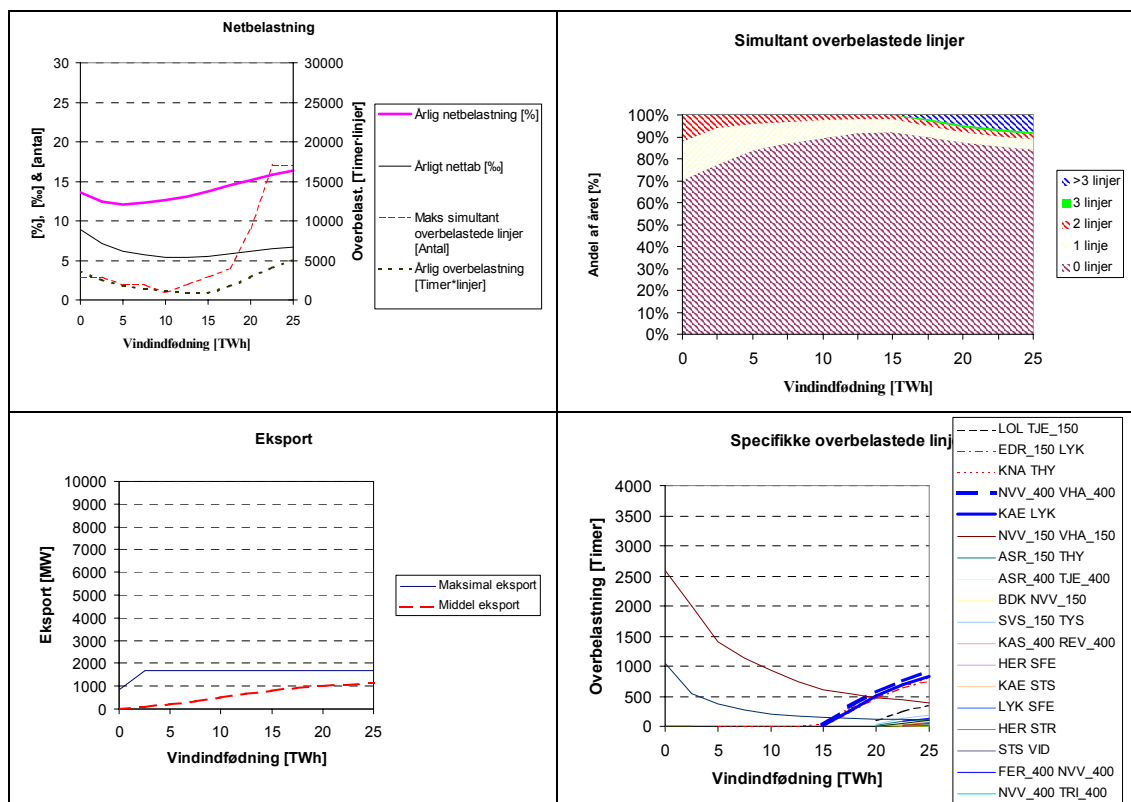
**Figur 5.4:** Hyppigheden af forskellige antal simultant overbelastede linjer i LEM reference KEOLReg=0 (uden fjernelse af kritisk eloverløb) ved vindindfødnings 12,5 TWh svarende til Eltras 2020 modellering.

Linje	NVV-VHA 400kV	KNA-THY 150 kV	NVV-TRI 400 kV	ASR-TJE 400 kV	ASR-THY 150 kV	EDR-LYK 150 kV	REV-ASR 400 kV	VHA-ÅBØ 150 kV	IDU-VID 150 kV	NVV-VHA 150 kV	FER-TJE 400 kV
Timer	1047	680	197	463	200	931	248	418	15	1124	7

**Tabel 5.5:** Overbelastning af enkelte specifikke linjer i LEM reference KEOLReg=0 (uden fjernelse af kritisk eloverløb) ved vindindfødnings 12,5 TWh.

### 5.3 Transmissionsnetbelastning ved fjernelse af kritisk eloverløb

Ved fjernelse af kritisk eloverløb som modelleret i scenariet LEM, reference KeolReg=23541, sker der en reduktion af transmissionsnettets belastning. Hvor den årlige gennemsnitlige netbelastning ved 12,5 TWh vindindfødnings i LEM reference KEOLReg=0 er 15,6%, er den med LEM reference KEOLReg=23541 faldet til ca. 13,1%. Større er forskellen dog for overbelastningen, som falder fra 5330 til 925 timer-linjer samt det maksimale antal simultant overbelastede linjer, der falder fra 11 til 2.



**Figur 5.6:** Netbelastning m.v. ved 0-25 TWh vindkraft LEM reference KEOLReg=23541 (med fjernelse af kritisk eloverløb).

Som i det tilsvarende scenario uden fjernelse af kritisk eloverløb, stiger netbelastningen i takt med stigende vindkraftindfødnig, men det ses ved sammenligning af figur 5.6 og figur 5.3, at antallet af overbelastede timelinjer ved 25 TWh vindindfødnig er lavere med fjernelse af kritisk eloverløb, end den er ved 12,5 TWh vindindfødnig uden fjernelse af kritisk eloverløb.

Det fremgår af tabel 5.7, at ved vindindfødnig op til 50% er det alene 150 linjen NVV-VHA-ÅBØ og KNA-THY, der overbelastes. Som nævnt i foregående afsnit, ville overbelastningen af disse linjer i virkeligheden bortfalde.

Linje	NVV-VHA 150 kV	VHA-ÅBØ 150 kV	KNA-THY 150 kV
Timer	748	170	7

**Tabel 5.7:** Overbelastning af enkelte specifikke linjer i LEM reference KEOLReg=23541 (med fjernelse af kritisk eloverløb) ved vindindfødnig 12,5 TWh.

Ved højere vindindfødnig forekommer der en række overbelastninger specielt i forbindelse med havvindmøleparkerne tilkobling f.eks. fra Esbjerg til 400 kV nettet og op langs Vestkysten nord for Esbjerg. Disse overbelastninger i forbindelse med indfødnig fra havvindmøleparker kan ikke undgås - selv med lokal spredt effektbalanceregulering. Her fordres enten netforstærkninger, installation af styrbare elforbrugende enheder som varmepumper eller elektrolyseanlæg eller en midlertidig begrænsning af effekten fra de havbaserede vindmøleparker gennem nedlukning af et antal møller.

## 5.4 Omkostninger til netforstærkning

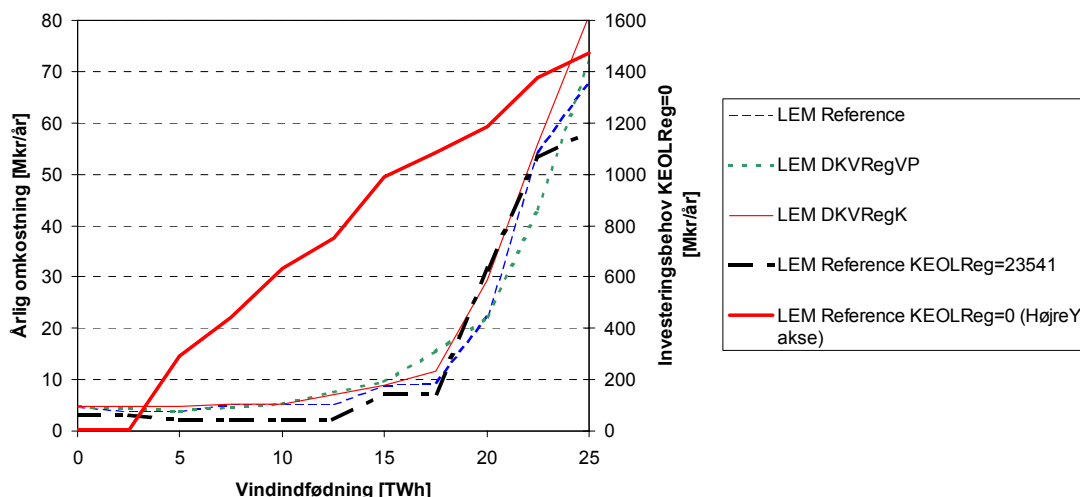
Omkostningerne ved netforstærkning fastlægges for 11 forskellige scenarier. De to scenarier behandlet i de forrige afsnit samt ni andre. Disse er:

- LEM tørår/vådar/normalår DKVregVP reference 100
- LEM tørår/vådar/normalår DKVregKedel reference 100
- LEM tørår/vådar/normalår reference 100

I lighed med scenariet LEM reference KEOL=23541 fjernes i disse ni scenarier eloverløb, men til forskel herfra, søges både og varme- og effektbalance opretholdt. I det ene scenario anvendes derudover varmepumper i reguleringen, hvor der i det andet anvendes kedel. Ud over de indenlandske forhold antages der at være elhandel mellem Tyskland og Norge/Sverige, som er afhængig af nedbørssituationen i Skandinavien.

Da transmissionsnettet både skal kunne klare et vådar, et tørår samt et normalår, viser investeringsforløbene det maksimale investeringsbehov for de tre nedbørssituationer. Disse maksimumsforløb betegnes LEM reference, LEM DKVRegK og LEM DKVRegVP. Inputparametre for scenarierne er vist i tabel 5.2.

Ved sammenligning mellem de to LEM reference scenarier hhv. med og uden fjernelse af kritisk eloverløb ses, at fjernelse af eloverløb har en markant indflydelse på behovet for specielt udlandsforbindelser og dermed på omkostningsniveauet. Prisen for en enkelt 600 MW HVDC-forbindelse til enten Sverige eller Norge ER på 1,35 milliarder kroner, hvilket svarer til anlægsomkostningen for mellem 350 og 420 km 400 kV luftledning. Med et eloverløb, der stiger ubegrænset i takt med vindindføddningen, kræves i modelleringen uden fjernelse af kritisk eloverløb meget store investeringer i udlandsforbindelser. Det fremgår af figur 5.8, hvor den årlige omkostning ved 25 TWh vindindføddning uden fjernelse af kritisk eloverløb er ca. 1472 Mkr. - omregnet til årlig værdi over 30 år med en kalkulationsrente på 3% og drift og vedligeholdelsesomkostninger på 2%.



**Figur 5.8:** Omkostninger til investering og drift & vedligeholdelse omregnet til årlig annuitet som funktion af vindindføddning med og uden fjernelse af kritisk eloverløb (LEM reference KEOLReg=0 & 23541) samt ved forskellige reguleringstiltag (LEM reference, LEM DKVRegKedel og LEM DKVReg VP). De sidste omfatter nedbørsafhængig handel med Tyskland og Norge/Sverige og udgøres hver især af maksimalbehovet ved hhv. et vådar, et normalår og et tørår.

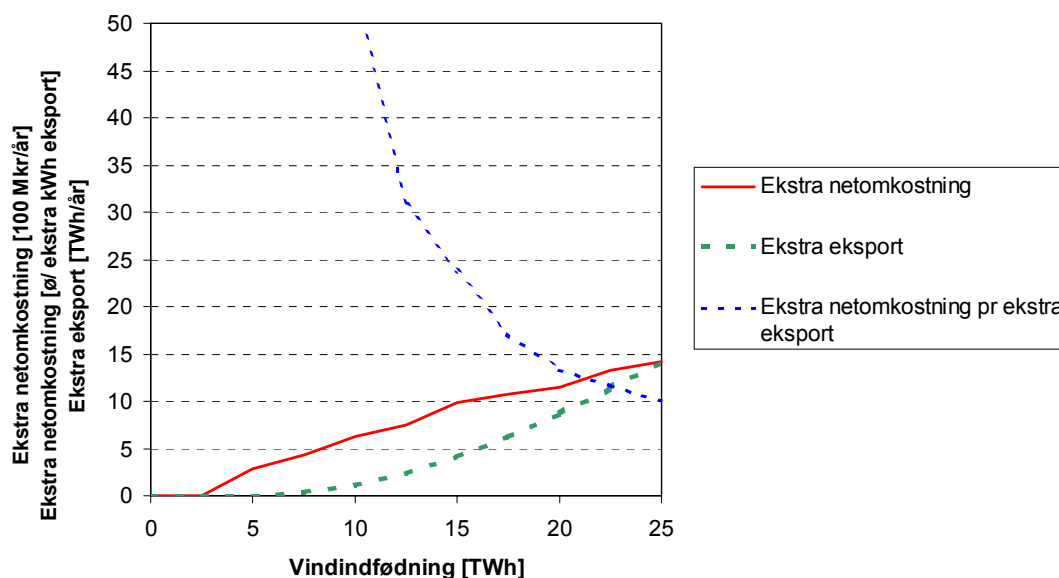
I alle de andre scenarier i figuren er kritisk eloverløb fjernet, hvorved eksporten holder sig under de 1700 MW, der er til rådighed. I det scenario (LEM reference KEOLReg=23541), der svarer til ovennævnte scenario med massiv eksport blot med den forskel, at eloverløbet fjernes, er den årlige omkostning faldet til blot 58 millioner kr. omregnet til årlig annuitet.

Med den ekstra elhandel til Norge/Sverige og Tyskland som modelleret i LEM reference, LEM DKVRegKedel og LEM DKVRegVP er belastningen af transmissionsnettet generelt højere. Sammenlignes LEM Reference med LEM Reference KEOLReg=23541, hvor forskellen mellem scenarierne ligger i elhandel, ses, at kun i et snævert område omkring 20 TWh er omkostningen uden elhandel højest.

Det kan dermed konkluderes, at handel mellem Tyskland og Norge/Sverige i det modellerede system belaster transmissionsnettet, så der kræves forstærkninger specielt ved høj vindindfødnings.

Ved lave vindindfødnings bemærkes det, at der ikke er nævneværdige forskelle mellem LEM reference, LEM DKVRegKedel og LEM DKVRegVP. Det skyldes, at uden høje vindindfødnings er der ikke det store indreguleringsproblem, så metoden vindkraften indreguleres har ikke den store betydning.

Ved vindindfødnings over 12,5 TWh adskiller de enkelte kurver sig, og generelt ligger LEM DKVRegKedel højest efterfulgt af LEM Reference og LEM DKVReg VP. Billedet er ikke helt entydigt klart, da der er modsatrettede tendenser i spil. Lokal indregulering giver umiddelbart en højere geografisk spredning af indreguleringen, hvilket mindsker netbelastningen. Samtidig giver lokal indregulering mulighed for en øget udnyttelse af vindkraft, som derfor ikke nedreguleres i højvindsituationer. Dette øger naturligvis netbelastningen.



**Figur 5.9:** Forskel i investeringsbehov og eksport mellem LEM reference KEOLReg=23541 og LEM reference KEOLReg=0 samt forholdet mellem disse som funktion af vindindfødnings.

Med det relativt begrænsede brutto antal af linjer – ca. 25 – der alt i alt i de forskellige scenarier eventuelt er overbelastede – kan en enkelt overbelastet linje fra eller til i de enkelte scenarier have en synlig virkning på kurverne. Forskellen mellem enkelte scenariers investerings-

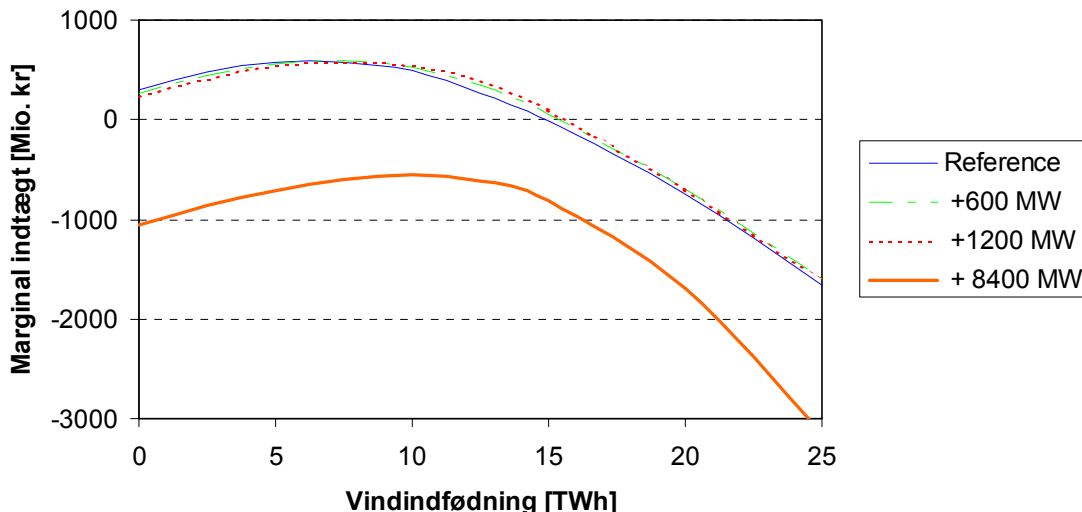
omkostninger kan således i nogle tilfælde tilskrives en enkelt linje, der overbelastes marginalt i en enkelt timer i løbet af året. Resultaterne er derfor følsomme.

På figur 5.9 er forskellen mellem årlig netomkostning med og uden fjernelse af kritisk eloverløb vist, samt den ekstra eleksport den øgede transmissionskapacitet til Norge/Sverige giver anledning til. Ved 0 og 2,5 TWh vindindfødnings er der ingen forskel mellem investeringsbehovet, men derefter stiger forskellen gradvist. Ved 10 TWh ville netinvesteringer koste, hvad der svarer til 480 øre pr. ekstra eksporteret kWh, men denne værdi falder gradvist og udgør ved 100% vindindfødnings ca. 10 øre pr. kWh ekstra eksporteret el i forhold til scenariet med fjernelse af kritisk eloverløb. Det er således åbenlyst, at en ukritisk udvidelse af eksportforbindelser er økonomisk uinteressant, men i det følgende analyseres, om begrænsede udvidelser er rentable.

## 5.5 Omkostninger til netforstærkning ved udvidelse af udlandsforbindelser

I kapitel 4 er der i alle beregninger foretaget analyser ud fra de eksisterende udlandstransmissionsforbindelser på 1700 MW til Norge/Sverige. Her er der foretaget en analyse af nettofortjenesten, hvis der investeres i yderligere transmissionskapacitet i trin af 600 MW med en investeringsomkostning på 1350 millioner pr. 600 MW forbindelse. Med en levetid på 30 år, og en kalkulationsrente på 3%, svarer det til en investeringsomkostning på ca. 90 mio. kr. pr. år pr. udvidelse på 600 MW. Dertil kommer drift og vedligeholdelse på 2% af investeringsomkostningen pr. år, hvilket giver en samlet årlig omkostning på ca. 96 Mkr. pr. 600 MW udvidelse.

Hovedresultatet er vist i figur 5.10. I figuren er alene medtaget anlægsinvesteringer samt drift og vedligeholdelse af udvidelsen af udlandsforbindelsen. De afledte ekstrainvesteringer i forstærkning af det indenlandske net er ikke medtaget.



**Figur 5.10:** Nettofortjeneste efter afholdelse af investeringsomkostninger i vind og udvidelse af transmissionskapaciteten for referencen og en evt. udvidelse af forbindelserne til Norge/Sverige.

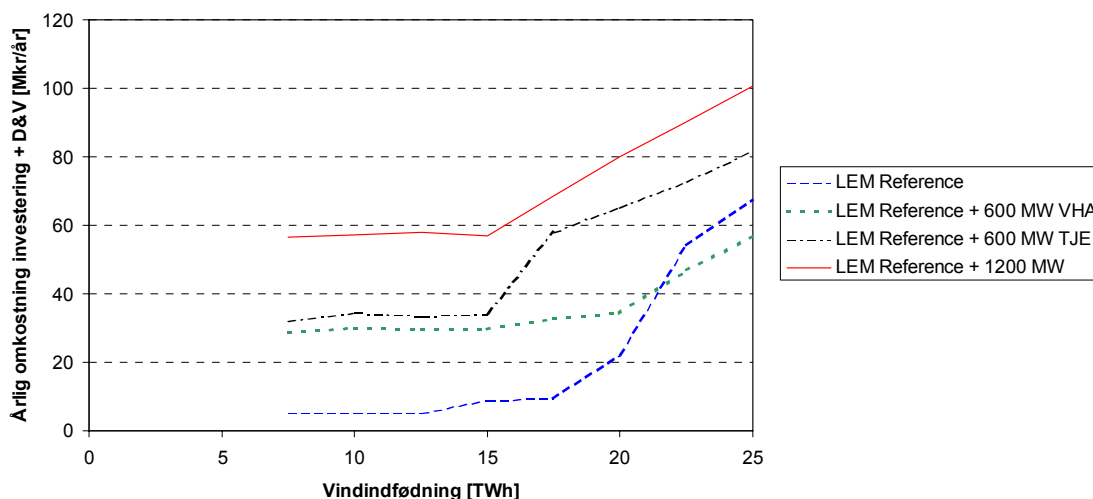
I figur 5.10 er vist resultatet af dels den maksimale udvidelse (for at undgå kritisk eloverløb) i alle situationer svarende til indførelse af 14 stk. 600 MW udvidelser og dels de første marginale udvidelser med hhv. 600 og 1200 MW.

Som det ses, er der en meget dårlig økonomi i fuldstændigt at undgå kritisk eloverløb alene ved at udvide transmissionsnettet, hvilket helt svarer til resultatet af Energistyrelsens analyser i 2001. Med hensyn til den marginale udvidelse med en eller to ekstra 600 MW forbindelser er billedet mere kompliceret. For vindkraftinvesteringer svarende til under ca. 30% af elforbruget (7,5 TWh) er investeringen ikke rentabel. Underskuddet er 0-37 millioner/år på en investering, der koster 96 mio. kr./år (600 MW), hhv. 0-68 millioner på en investering til 192 mio. kr./år (1200 MW).

I intervallet over 7,5 TWh vindkraft vendes underskuddene imidlertid til overskud mellem 0 og ca. 120 mio. kr./år. Det skal dog igen understreges, at der her ikke er medregnet afledte investeringer i indenlandske transmissionsnet.

I modelleringerne af de påkrævede investeringer i det indenlandske transmissionsnet er det antaget, at de første 600 MW ekstra overførselskapacitet er til Sverige indkoblet i enten Vester Hassing (+ 600 MW VHA) eller Tjele (+600 MW TJE), og at de 1200 MW er indkoblet med 600 MW hvert sted (+1200 MW).

I figur 5.11 er vist de påkrævede investeringer som funktion af vindindfødnings i hhv. reference-situationen samt med 600 og 1200 MW supplerende eksportkapacitet. Fælles for kurverne er, at de for hver enkelt vindindfødnings udgør maksimalværdien for hhv. en tør-, normal- og vådårs-situation med de forskelle i handel mellem Norge/Sverige og Tyskland det medfører.



**Figur 5.11:** Årlige omkostninger til indenlandske netinvesteringer og drift & vedligehold ved ekstra udvidelse af eksportforbindelser med hhv. 600 og 1200 MW. Hver kurve viser det dyreste af et normalår, et vådår og et tørår. VHA er Vester Hassing og TJE er Tjele.

En forøget eksportkapacitet på 600 MW i Vester Hassing udgør ved høje vindindfødnings ingen ekstra omkostning for så vidt angår investeringer i det indenlandske transmissionsnet. Ved høje vindindfødnings over ca. 22 TWh pr. år er omkostningen i +600 MW VHA således mindre end i referencen, og ender ved 25 TWh svarende til 100% vindindfødnings med at være ca. 16% lavere end referencen. Normal- og vådårssituationen har specielt lave udbygningsbehov ved høje vindindfødnings med en øget eksportkapacitet.

Med en forøget eksportkapacitet på 600 MW indkoblet i Tjele frem for i Vester Hassing ser resultatet lidt anderledes ud. Allerede ved moderat vindindfødnings er omkostningen for +600 MW TJE noget højere end referencen og lidt højere end den tilsvarende indkobling i Vester Hassing. Den er aldrig mere favorabel end referencen.

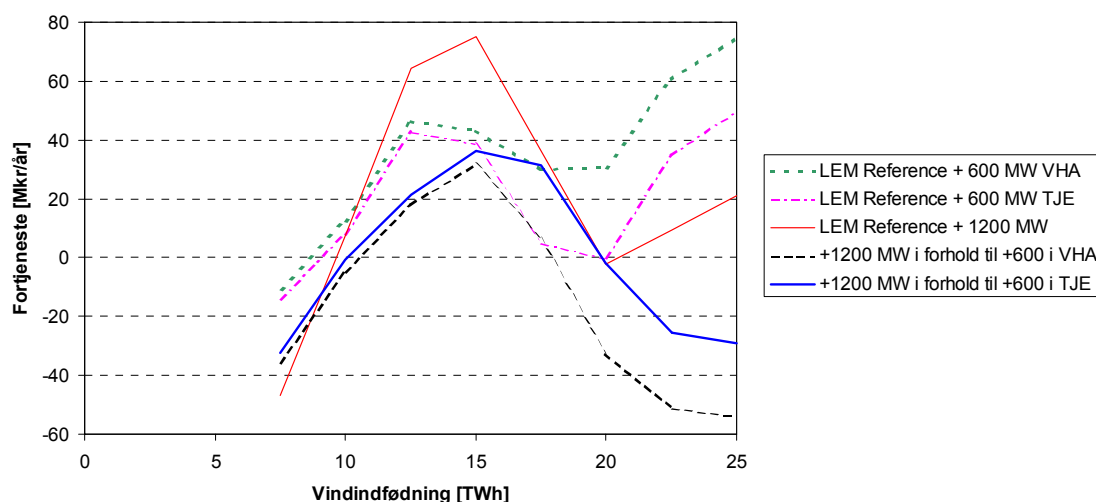


I hele det analyserede spektrum af vindindfødnings giver indkobling af 600 MW ekstra i Tjele udslag i højere omkostninger til transmissionsnettet end med den tilsvarende indkobling i Vester Hassing.

I +1200 MW situationen er der allerede ved 7,5 TWh vindindfødnings en del overbelastninger på 400 kV nettet, som giver sig udslag i væsentlige investeringsbehov. Ved 25 TWh vindindfødnings er den årlige netomkostning her 49% højere end referencen og 77% højere end med +600 MW VHA.

I absolutte tal koster investeringer ved 7,5 TWh vindindfødnings 23 Mkr. mere for +600 MW VHA end i referencen. +600 TJE koster 27 Mkr. mere og endelig koster +1200 MW 52 Mkr. mere pr. år. I takt med vindindfødnings falder omkostningen for +600 MW VHA relativt til referencen og når en største forskel på 11 Mkr. under referencen ved 25 TWh vind. For +1200 MW situationen ligger ekstraomkostningen til udbygning af det indenlandske net i intervallet 50-60 Mkr. pr. år ved vindindfødnings mellem 7,5 og 20 TWh for derefter at indsnævres gradvist til 33 Mkr. pr. år ved 25 TWh vindindfødnings.

Adderes de marginale omkostninger til indenlandske netudvidelser nettofortjenesten ved udvidelse af vindkraft og udlandsforbindelser fra figur 5.10 (+600 MW og +1200 MW i forhold til referencen), fås figur 5.12.



**Figur 5.12:** Indtægt ved udvidelse af eksportforbindelse med hhv. 600 og 1200 MW.

Det ses, at der er en positiv indtægt af en udvidelse med 600 MW eksportforbindelse i Vester Hassing *eller* Tjele ved alle vindindfødnings over ca. 9 TWh i det analyserede område, hvori- mod det ved vindindfødnings under ca. 9,5 TWh ikke kan betale sig at investere i 1200 MW. Betragtes 1200 forbindelsen som en marginal betragtning i forhold til 600 MW forbindelsen i Vester Hassing, ses endvidere, at den kun i intervallet 10-17 TWh vindindfødnings har en positiv værdi, og at det er en positiv værdi, der er ligger godt under den ekstra indtjening ved + 600 MW VHA forbindelsen alene.

Der er dermed en væsentlig positiv indtjening ved udvidelse med 600 MW i et bredt spektrum af vindindfødnings, hvorimod den marginale indtjening med ekstra 600 MW op til 1200 MW i værste fald er negativ og i bedste fald kun har en begrænset positiv værdi. Endvidere er det bedste indkoblingssted blandt de to analyserede 600 MW udvidelser Vester Hassing.

## 5.6 Konklusion

Vurdering af nødvendige indenlandske netforstærkninger ved forskellige reguleringsstrategier og forskellig indføddning af vindkraft i elsystemet er meget kompliceret, og resultaterne af analyserne er derfor ikke endegyldige. Under de forudsætninger, der er modelleret, er beregningerne korrekte, men det har været nødvendigt at foretage simplificeringer i analyserne, som har indflydelse på det endelige resultat. I disse beregninger har det f.eks. været nødvendigt at operere med COS  $\phi$  værdier for de enkelte produktions- og forbrugskategorier, der har været holdt konstante hele året. Dette har en betydning for reaktive effektoverførsler og dermed for strømme og belastningsgrader i transmissionsnettet. Ligeledes har analyserne været baserede på midlede timeværdier, som ikke nødvendigvis fanger de maksimalbelastninger, der ligger under timeniveau. Der er derfor heller ikke foretaget såkaldte n-1 eller n-2 analyser, hvor belastningen fastlægges ved en eller to manglende komponenter i systemet. Sådanne analyser ville indikere en større grad af præcision, end der er belæg for med de antagelser, der er gjort.

Til projekterne Lokale Energimarkeder og MOSAIK (Østergaard, 2004) er der videreudviklet et analyseapparat bestående af et computerprogram, en database med transmissionsnetbeskrivelse og en database med geografiske fordelinger af produktion og forbrug af el. Med dette analyseapparat er det muligt at beregne forskellige belastningsfaktorer for nettet herunder specielt beregne og sammenligne forskellige reguleringsstrategiers betydning for belastningsgrader og overbelastninger. Analyseapparatet er således velegnet til analyser på aggregeret niveau, men er mindre velegnet til detailanalyser såsom n-1 analyser og analyser af specifikke ledninger. Der er intet i de matematiske beregningsprocedurer i energyPRO GRID, der er til hinder for sådanne analyser, men energyPRO GRID mangler i sin nuværende udformning optimaliseringsprocedurer, der i givne driftssituationer f.eks. kan optimere den geografiske fordeling af produktion og forbrug af aktiv og reaktiv effekt. Sådanne analyser kan foretages manuelt, men er ikke automatiseret i den foreliggende version af energyPRO GRID, og det er en forudsætning for mere detaljerede n-1 analyser.

Analyserne i kapitlet bekræfter Energistyrelsens resultater om, at det er billigere at fjerne kritisk eloverløb end at udvide transmissionsforbindelserne til Norden. Det kan tilføjes, at disse udvidelser heller ikke kan betale sig, når de potentielle handelsfordele tages i betragtning.

Dog bør det overvejes ved vindinput over 7,5 TWh pr. år at udvide med en ekstra 600 MW forbindelse til Norge eller Sverige, som mest hensigtsmæssigt bør indkobles i Vester Hassing. Ved indkobling i Vester Hassing kan man fjerne nogle forventede overbelastninger i det indenlandske net fra en kommende havvindmøllepark syd for Læsø. Disse overbelastninger ville opstå uden ekstra eksportforbindelser eller med ekstra eksport indkoblet i Tjele. Økonomien i en yderligere udvidelse til i alt 1200 MW ekstra udlandskapacitet er derimod mere tvivlsom.

Med fjernelse af kritisk eloverløb er der generelt ikke behov for store indenlandske forstærkninger. Uden fjernelse af kritisk eloverløb er der et større behov for indenlandske netforstærkninger, men under alle omstændigheder er omkostningen hertil lille sammenlignet med omkostningen til udlandsforbindelserne.

Analyserne viser, at anvendelse af varmepumper reducerer behovet for transmissionsnetudvidelser set i forhold til anvendelsen af kedler.

Grundet de betydelige forskelle, der er mellem investeringsbehov med og uden fjernelse af kritisk eloverløb, er der et klar behov for at belønne de reguleringsstrategier og de påkrævede investeringer, der er med til at bevirke, at kritisk eloverløb undgås.

Projektets udgangspunkt indeholdt en hypotese om, at lokal indregulering (dvs. under hver enkelt 150 kV knude, hvilket vil sige på 60 kV niveau) af vindkraft med kraftvarme ville indebære nogle fordele for transmissionsnettet i form af mindsket behov for udbygning og mindre nettab. Ligeledes var der en formodning om, at behovet for den såkaldte specialregulering, som Eltra foretager for at modvirke dannelsen af interne flaskehalse i Vestdanmark, kunne mindskes. Specialregulering foretages ved, at Eltra køber ekstra effekt (opregulering) i nogle dele af landet samtidig med, at der købes nedregulering i andre områder, for derved at forskyde balancen så flaskehalsen undgås.

På et tidligt tidspunkt i projektet blev geografiske skævheder i belastningen og deraf følgende behov for specialregulering derfor analyseret med henblik på at undersøge, om geografisk og tidsmæssigt varierende nettariffer kunne bidrage til at mindske disse skævheder.

Der blev her taget inspiration i de norske og svenske nettariffer, der afspejler den grundlæggende skævhed i disse lande, hvor vandkraften typisk findes i de nordligste dele, mens forbruget har overvægt i de sydligste. I Sverige er effekttariffen for produktion ganske enkelt gjort afhængig af breddegraden. I Norge findes et mere kompliceret system, hvor nettarifferne afspejler de øjeblikkelige balanceforhold i transmissionsnettet. Værdierne er forskellige for alle tilslutningspunkter til nettet og er også forskellige for nat og dag. I dag justeres disse værdier hver fjortende dag, men der foreligger planer om at gøre dette endnu oftere.

De beregningsmæssige vanskeligheder ved at vurdere effekten af et sådant kostægte tarifsistem i Danmark ved hjælp af energyPRO GRID viste sig imidlertid så store, at det ikke var muligt at gennemføre sådanne beregninger inden for rammerne af dette projekt.

## Kapitel 6

# Offentlig regulering af lokale energimarkeder

Dette projekt beskæftiger sig med integration af store mængder vindkraft og kraftvarme. Udgangspunktet er, at med den nuværende måde at regulere elforsyningen på vil en fortsat udbygning med disse teknologier skabe problemer med eloverløb. Projektets hovedformål er at belyse, i hvilket omfang det vil være hensigtsmæssigt at løse dette problem enten via handel med udlandet eller via lokal indregulering inden for Danmarks grænser.

I de foregående kapitler er en række tekniske scenariers karakteristika med hensyn til tvungen eksport (eloverløb), samfundsøkonomi og CO<sub>2</sub> emission beskrevet. Analyserne har taget udgangspunkt i en fortsat udbygning med vindkraft frem til år 2020, således som forudsat i de systemsansvarliges systemplaner fra 2001. Scenarierne forudsætter, at kraftvarmeforsyningen opretholdes, og at gamle kraftvarmeverker løbende erstattes med nye. Med dette udgangspunkt er det analyseret, hvorvidt det samfundsøkonomisk vil kunne betale sig at investere i indenlandsk reguleringsfleksibilitet. Disse analyser er foretaget for forskellige vindkraftudbygninger.

De foregående kapitlers analyser forholder sig således ikke til, i hvilket omfang de politisk fastsatte nye spilleregler for kraftvarmen muliggør, at samproduktionen kan fortsætte på længere sigt. Men givet, at Danmark opretholder kraftvarmen som beskrevet i scenarierne, er det analyseret, i hvilket omfang det kan betale sig at investere i øget fleksibilitet, og hvordan dette påvirker den samfundsøkonomiske rentabilitet i vindkraftinvesteringerne.

Konklusionen er, at der er store samfundsøkonomiske gevinster forbundet ved at investere i lokale energimarkeder, som dels inddrager de decentrale kraftvarmeverker i reguleringen og dels sikrer, at såvel de decentrale som de centrale værker suppleres med varmepumper. Investeringen i reguleringsudstyr er i sig selv samfundsøkonomisk fornuftig. Herudover påvirkes den samfundsøkonomiske rentabilitet i en øget vindkraftudbygning mærkbart i positiv retning.

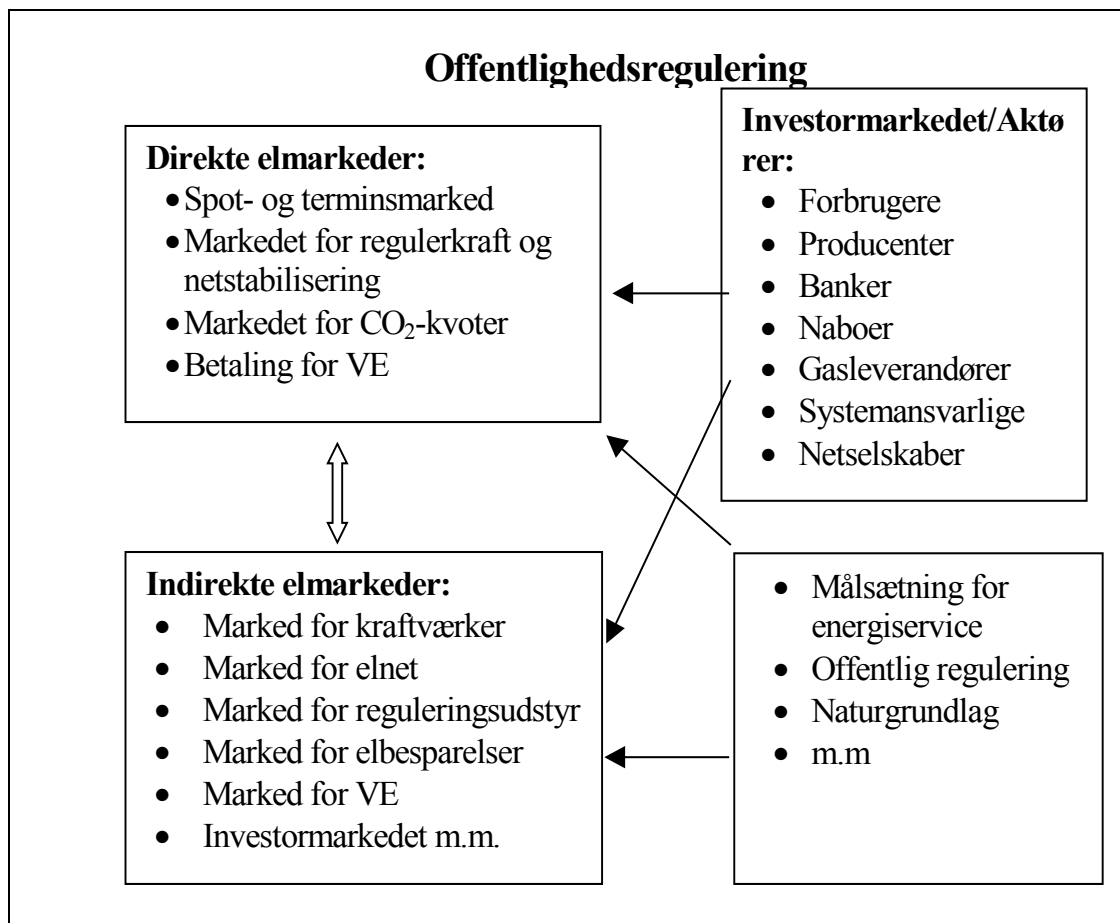
De følgende to kapitler beskæftiger sig med, hvorledes man etablerer samfundsøkonomisk effektiv kraftvarmeproduktion og etablerer en omkostnings- og priseffektiv vindkraftudbygning.

I dette kapitel er der indledningsvis sat fokus på, at kraftvarmeproduktion og vindkraftudbygning indgår i et bredere perspektiv og også er underlagt EU krav.

## 6.1 Offentlighedsregulering i et bredere perspektiv

I overskriften er her anvendt betegnelsen ”offentlighedsregulering” i stedet for ”offentlig regulering”, fordi en omfattende udbygning med decentrale energiteknologier ved hjælp af bl.a. nye regler på de lokale markeder kræver offentlighedens deltagelse og accept. Det er derfor ikke tilstrækkeligt med en statslig offentlig regulering, men nødvendigt at inddrage offentligheden i hele reguleringsprocessen.

Det bredere perspektiv er illustreret i figur 6.1.



**Figur 6.1:** En illustration af den nuværende organisering/institutionalisering af det danske energisystem.

Figuren viser, hvorledes etablering af effektiv kraftvarmeproduktion og vindkraftudbygning ikke kun bestemmes af det marked, hvor el handles, men også af en række øvrige markeder, aktører og politikker.

En analyse af hindringer og muligheder skal således ses i forhold til en række forskellige markeder og aktører, der påvirker hinanden.

Også naturgrundlaget er en nødvendig del af konteksten, fordi det markerer, at dette grundlag varierer fra sted til sted, og at der i design af reguleringsystemer skal tages hensyn til dette. Ligeledes er naboer med i konteksten, fordi vindmøller kan ses (og høres) i lokalområdet, og det er vigtigt, at de lokale beboere får mulighed for ulempekompensation f.eks. via medejerskab.

Netselskaberne er et monopolsystem, som bl.a. skal indrettes, så det sikrer lige konkurrence mellem gamle og nye teknologier.

Offentlig regulering skal med i konteksten, fordi vindkraften ofte er i lokalområdet, og ikke som olien kan ”gemmes væk” i fjerne udvindingsområder. Derfor er vindkraftens åbne forbindelse til de centrale og lokale politiske processer særdeles vigtig, hvilket der skal tages hensyn til i design af en reguleringsmekanisme.

VE anlægsmarkedet skal med, fordi ca. 80% af de samlede udgifter til 20 års elproduktion fra en vindmølle er afholdt, når vindmøllen forlader fabrikken. Derfor er det vigtigt, at konkurrencen fungerer mellem vindmøllefabrikkerne.

Spørgsmålet om, hvorvidt prisen for udbygning med vindkraft vil blive tilstrækkeligt lav, afgøres f.eks. både på det indirekte elmarked, på investormarkedet, på markedet for VE og på markedet for CO<sub>2</sub> kvoter.

Spørgsmålet om indpasning af VE i det samlede system afgøres især på markedet for el, regulerkraft, netstabilisering og markedet for reguleringsudstyr (f.eks. prisen på varmepumper). Begrebet ”lokale markeder” omfatter derfor ikke blot etablering af acceptable spilleregler på de direkte elmarkeder, men omfatter også gode vilkår på investormarkedet og på de indirekte elmarkeder.

## 6.2 Lokale energimarkeder og EU regler

For fuldstændighedens skyld vil vi i dette afsnit også se på, om EU reglerne (direktiverne) giver nogle begrænsninger eller fordele i forhold til etableringen af lokale energimarkeder.

På det overordnede plan blev der i 1996 vedtaget et EU direktiv om en gradvis indførelse af et liberaliseret elmarked. Fra 2007 skal elmarkedet være fuldt åbent for alle elkunder, som dermed i princippet kan købe el fra leverandører inden for hele EU. En række medlemsstater i EU inklusive Danmark har allerede indført et helt åbent elmarked.

Dette er en rettighed for elkunderne i EU, men denne rettighed synes ikke umiddelbart at indføre begrænsninger i mulighederne for at etablere specielle aftaler på et lokalt elmarked mellem lokale producenter og forbrugere. Spørgsmålet bliver snarere, om en hård markeds konkurrence i praksis kan gøre det vanskeligt at opnå tilstrækkelig opbakning i lokalområdet til at etablere en levedygtig aftale om et lokalt energimarked. Det må i sidste ende antages at afhænge af, om det lokale energimarked kan tilbyde tilstrækkeligt gunstige økonomiske forhold for kunderne i tilgift til fordele som større forsyningssikkerhed og mere lokal beskæftigelse.

Hvis man specielt betragter EU's politik i relation til vedvarende energi (VE), så er der med et direktiv fra september 2001 opstillet (ikke bindende) mål for de enkelte landes dækning med VE i 2010, inklusive dækningen af elforbruget. For hele EU er målet, at 22% af elforbruget skal dækkes af VE i 2010. Dette skal bl.a. fremmes ved, at systemoperatørene skal give prioritet til el fra VE ”i det omfang det nationale elsystem tillader det”.

Direktivet fastslår endvidere, at EU kommissionen skal indsamle erfaringer vedr. de nationale støttesystemer for VE indtil 2005 med henblik på en eventuel harmonisering af støtteordningerne på EU plan. Skulle man vedtage en sådan harmonisering, vil det alligevel ifølge direktivet

være muligt for de enkelte medlemsstater at fortsætte deres nuværende støtteordninger indtil 2012.

VE direktivet synes således heller ikke umiddelbart at lægge nogen hindringer i vejen for etableringen af lokale energimarkeder. På lang sigt er det sværere at overskue, om en eventuel harmonisering af støttere reglerne for VE inden for hele EU kunne medføre vanskeligheder for etableringen af specialaftaler i et lokalområde. Det er dog svært at forestille sig, at dette skulle blive tilfældet, hvis de lokale energimarkeder medvirker til en mere effektiv drift af forsyningssystemet som helhed og en bedre udnyttelse af de lokale energikilder.

I 2003 har EU vedtaget et kvotedirektiv i forbindelse med emissionen af CO<sub>2</sub> fra energiintensive industrivirksomheder. Direktivet skal træde i kraft fra 2005. Det overlades til de enkelte medlemsstater at udfærdige reglerne for tildelingen af kvoter, idet reglerne dog efterfølgende skal godkendes af EU kommissionen. Det vides endnu ikke, hvordan de danske fordelingsprincipper i detaljer vil komme til at se ud. Det er dog vanskeligt at se, hvordan kvotedirektivet skulle få nogen direkte indflydelse på muligheden for at etablere lokale energimarkeder, uanset hvilken fordelingsmetode man vælger at anvende.

I et EU direktiv fra juni 2003 om elmarkedet fastslås det, at reguleringsmyndighederne skal sikre, at transmissions- og distributionstarifferne afspejler omkostningerne og tager hensyn til de sparede netomkostninger ved decentrale forsyningsanlæg. Denne regel kan på længere sigt blive til fordel for lokale energimarkeder.

I EU konventets forfatningsudkast er indføjet en artikel om energi (art. iii-157). Denne er holdt i generelle vendinger, og det vurderes, at teksten ikke får nogen direkte indflydelse på mulighederne for at udvikle lokale energimarkeder.

Sammenfattende er det vores opfattelse, at EU direktiverne på energiområdet ikke får nogen direkte og væsentlig indflydelse på mulighederne for at etablere lokale energimarkeder.

## Kapitel 7

# Samfundsøkonomisk effektiv kraftvarmeproduktion

Som det fremgår af kapitel 4, kan der opnås en betydelig samfundsøkonomisk gevinst ved at inddrage de eksisterende decentrale kraftvarmewærker i indreguleringen af vindkraften. Fordelelen beløber sig i Eltra området til gennemsnitligt 150 mio. kr. årligt. I analyserne i kapitel 4 er det forudsat, at de decentrale værker handler på markedet, således at varmen til enhver tid produceres på den enhed, hvor den samfundsøkonomisk billigste produktion kan opnås. Det indebærer f.eks., at hvis elprisen er lav nok, så erstattes kraftvarmeproduktion af varmeproduktion på kedler.

Analyserne i kapitel 4 viser desuden, at der også i en situation, hvor vindkraften ikke udbygges, er en meget god samfundsøkonomi i at investere i varmepumper. Samfundsøkonomien i varmepumpeinvesteringen forøges desuden yderligere med et vindkraftbidrag på over 20% af elforbruget. Således bliver den samfundsøkonomiske forrentning opgjort til ca. 40% stigende til 500%, afhængigt af andelen af vindkraft. Det er vurderet, at der i Eltra området med samfundsøkonomisk gevinst kan etableres varmepumper med en kapacitet på ca. 350 MW el. Dette svarer til, at det gennemsnitlige kraftvarmewærk suppleres med en varmepumpe, som eleffekt-mæssigt udgør omkring  $\frac{1}{4}$  af den installerede kraftvarmekapacitet.

Beregningen i kapitel 4 af de marginale produktionsomkostninger for varme er gjort ud fra de samfundsøkonomiske brændselspriser, således som de fremgår af Energistyrelsens forudsætningsnotat (Energistyrelsen, 2003).

Det er hovedsigtet med dette kapitel 7 at undersøge, om der hos kraftvarmewærkerne er selskabsøkonomiske barrierer for at opnå den samfundsøkonomiske gevinst, eftervist i kapitel 4. Det er bl.a. vigtigt, at de tilskuds- og afgiftsmæssige vilkår er tilrettelagt således, at der er sammenfald mellem, hvad der er samfundsøkonomisk optimalt og, hvad der er selskabsøkonomisk optimalt. Dette bliver undersøgt i dette kapitel.

I afsnit 7.1 redegøres for de forudsætninger, som er fælles for analyserne i hele kapitlet.

I afsnit 7.2 analyseres, om der i perioden 2010-2020 er et tilstrækkeligt selskabsøkonomisk incitament til at drive kraftvarmewærkerne samfundsøkonomisk optimalt og til at investere i varmepumper, samt om tilskuds- og afgiftsmæssige vilkår er tilrettelagt således, at sådanne varme-



pumper også vil blive drevet samfundsøkonomisk optimalt. Det er antaget, at CO<sub>2</sub> kvotemarkedet er fuldt implementeret i denne periode.

I afsnit 7.3 redegøres for analyser svarende til analyserne i afsnit 7.2. Forskellen er, at der regnes på en år 2005-situation, hvor det er antaget, at CO<sub>2</sub> kvotemarkedet ikke er implementeret, og hvor elpriserne er lavere.

Kapitlet afsluttes med et afsnit 7.4 med konklusioner på de foregående afsnit samt forslag til etablering af en statslig virkemiddelpakke.

## 7.1 Forudsætninger for det betragtede værk

Der er taget udgangspunkt i et typisk decentralt kraftvarmeværk med en årlig varmeleverance på 24.500 MWh varme ab værk og en maksimal varmeeffekt på 6,5 MW varme ab værk. Kraftvarmeenhederne har en samlet effekt på 4 MW el og en eventuel varmepumpe eleffekt på 1 MW. Kraftvarmeværkets teknisk/økonomiske hoveddata fremgår af tabel 7.1.

Forudsætninger for kraftvarmeværker		
Naturgasfyrede kraftvarmeenheder		
Eleffekt	4,00	MW
Elvirkningsgrad	39	%
Varmevirkningsgrad	51	%
Indfyret effekt	10,26	MW
Varmeeffekt	5,23	MW
Andel af brændsel med afgift	40,0	%
D&V	50	kr./MWh el
Naturgasfyrede spidslastkedler		
Varmevirkningsgrad	95	%
D&V	10	kr./MWh varme
Varmepumpe		
Eleffekt	1	MW
Effektivitetsfaktor	3	
D&V	30	kr./MWh el
Investering	4,4	mio. kr./MW el

**Tabel 7.1:** Anlæggenes størrelse, effektivitet, omkostninger til drift og vedligehold samt varmepumpeinvestering.

### Tilskud og afgifter

De nuværende tilskuds- og afgiftsmæssige vilkår for kraftvarmeværker forudsættes fastholdt fremover. Disse vilkår er i væsentligt omfang fastlagt af tilskud til elproduktion og energiafgift på naturgas. Naturgasfyrede kraftvarmeværker får 80 kr./MWh el, men kun for de første 8.000 MWh el, og de skal ikke betale energiafgift (inklusive kuldioxidafgift) af en mængde naturgas lig E/0,65 (E er elproduktionen). Energiafgiften udgør 2,24 kr./Nm<sup>3</sup> naturgas. De to love om elproduktionstilskud og energiafgift på naturgas er uddybet i bilag 7.1.

Mht. elafgifter på varmepumpernes elforbrug forudsættes de eksisterende afgifter på elforbrug som udgangspunkt opretholdt. Dog er der indregnet en forventelig reduktion af Miljø-elomkostning. Afgifterne er vist i tabel 7.2, og de enkelte poster er forklaret i det følgende.

Elagift	(kr./MWh el)
Miljø-elomkostning	50
Transmissionsnetbetaling	21
PSO afgift	22
Elagift + eldistributionsafgift	566
Distributionsnetbetaling	20
I alt	679

**Table 7.2:** Diverse elafgifter.

**Miljø-elomkostning:** I dag betaler alle elforbrugere gennemsnitligt 440 kr./MWh el for den del af deres elforbrug (ca. 43%), der kommer fra vind, biogas, halm, kraftvarme m.v. I 2010-2020 betales kun differensen til spotprisen, og en del af den decentrale elproduktion modtager ikke længere dette tilskud. Derfor er miljø-elomkostningen sat til 25% af 440-240 kr./MWh el = 50 kr./MWh el.

**Transmissionsnetbetaling:** dækker omkostninger til drift, vedligeholdelse og udbygning af transmissionsnettet.

**PSO afgift:** dækker udgiften til de opgaver, som de systemansvarlige ifølge elloven er forpligtede til at varetage på områder som forskning, brændselsberedskabslagre og udvikling af miljøvenlig el. PSO betyder Public Service Obligations (offentlige serviceforpligtelser).

Elagift + Eldistributionsafgift er statsafgifter.

**Distributionsnetbetaling:** dækker omkostningerne til drift, vedligeholdelse og udbygning af distributionsnettet.

### Forudsætninger om gaskøbet

Gennemsnitlig marginalpris for naturgas købt til Storkundetarif					
År	Måned	0-300.000	300.001- flg. M <sup>3</sup>	Forbrugsvægte	Pris*Vægt
2002	November	219,9	178,2	33	5881
2002	December	202,7	163,8	39	6388
2003	Januar	221,2	173,2	42	7274
2003	Februar	225,6	189,9	38	7216
2003	Marts	252,8	195,5	38	7429
2003	April	253,3	183	30	5490
2003	Maj	195,2	156,5	23	3600
2003	Juni	184,2	150,9	11	1660
2003	Juli	190,5	162,3	11	1785
2003	August	197,7	174,4	11	1918
2003	September	206,7	176,5	17	3001
2003	Oktober	192,9	159,7	27	4312
Sum				320	55954
Gennemsnitspris (øre/m <sup>3</sup> )					175

**Table 7.3:** Beregning af gennemsnitspris for naturgas på grundlag af DONGs storkundetarif 2002-2003.

For forbrugere omfattet af storkundetariffen, dvs. kunder med et årsforbrug på mere end 300.000 m<sup>3</sup> naturgas, afregnes naturgasforbruget typisk på storkundetariffen (Dong, 2003). I analyserne er derfor antaget, at kraftvarmeværket vil anvende 1,75 kr./m<sup>3</sup> i dets tilbudspris på Spotmarkedet og dermed i overvejelserne om, hvilke anlæg der skal i drift i det kommende døgn. De 1,75 kr./m<sup>3</sup> er, som det fremgår af tabel 7.3, fremkommet som et vægtet gennemsnit af priserne fra november 2002 til oktober 2003.

### Forudsætninger om elspotpriser

Der er i beregningerne anvendt de samme spotprisvariationer som i kapitel 4. I 2005 er anvendt et gennemsnitsprisniveau på 174 kr./MWh, mens det tilsvarende niveau i 2010-2020 er sat til 240 kr./MWh. I 2010-2020 beregningerne er endvidere antaget et tillæg som i kapitel 4 på 70 kr./MWh el, som dækker internaliseringen af en CO<sub>2</sub> afgift på 100 kr./ton i elprisen.

## 7.2 Vilkår for drift i 2010-2020

Indledningsvis er det analyseret, om kraftvarmeværkerne i samfundsøkonomisk henseende vil blive drevet optimalt i perioden fra 2010-2020.

De relevante analyser af, hvordan en driftsleder på et kraftvarmeanlæg vil tilrettelægge en selskabsøkonomisk optimal drift, når der optræder flere forskellige produktionsanlæg, såsom kraftvarmeanheder, varmepumper og kedler, er foretaget ud fra en driftssimulering af produktionen vha. computermodellen energyPRO. Modellen energyPRO er en komplet programpakke til brug for dimensionering og optimering af varme-, køle og elproduktion fra kommende og eksisterende værker. Programmet er anvendt i forbindelse med projekteringen af en lang række af de decentrale kraftvarmeværker i Danmark.

For at kunne foretage disse simuleringer/beregninger er det nødvendigt at opbygge en styringsstrategi svarende til den, driftslederen indtaster i sin styring af værket. Den anvendte styringsstrategi er vist i tabel 7.4. Strategien afhænger af elprisen på spotmarkedet. Denne elspotpris opdeles i tre prisintervaller. De to spotpriser, som definerer adskillelsen af de tre prisintervaller, er hhv. balanceprisen mellem kraftvarme/varmepumpe og balanceprisen mellem kraftvarme/kedel. Med balancepris forstås den elspotpris, ved hvilken omkostningerne ved varmeproduktion er identiske på de to pågældende anlæg.

Prioritet i timer hvor:	Spotpris < 179	179 < Spotpris < 274	274 < Spotpris
Kraftvarmeanhed	-	4	1
Varmepumpe	2	3	-
Kedel	5	5	5

**Tabel 7.4:** Driftsstrategien i tre prisintervaller defineret af balancepriser mellem kraftvarmeanhed og varmepumpe og mellem kraftvarmeanhed og kedel. Tallene i tabellen angiver prioriteringsrækkefølgen.

Beregningen forløber således, at året gennemregnes for hver prioritet. Først gennemregnes året således, at der sker størst mulig 1. prioritetproduktion under hensyntagen til varmelager. Når denne produktion er fastlagt, beregnes året på ny. Nu lægges 2. prioritetproduktionen fast osv. På denne måde driftsoptimeres på tværs af prisintervallerne.

Bemærk, at i tabellen indikerer "-", at det pågældende anlæg aldrig skal producere i det pågældende interval. Således skal kraftvarmeenheden eksempelvis aldrig producere, hvis prisen falder til under 179 kr. pr MWh.

Driftsstrategien, som den fremgår af tabel 7.4, læses således:

**1. prioritet:** Den billigste varmeproduktion fås i de timer, hvor spotprisen er over 274 kr./MWh, og hvor varmen produceres som kraftvarmeproduktion. Denne produktion er prioriteret foran alle andre produktioner (evt. produceres til akkumuleringstanken)

**2. prioritet:** Den næstbilligste varmeproduktion foregår på varmepumpen, såfremt spotprisen er mindre end 179 kr./MWh.

**3. prioritet:** I prisintervallet mellem 179 kr./MWh el og 274 kr./MWh el er det billigst at producere varmen på varmepumpen.

**4. prioritet:** Næstbilligst i prisbåndet mellem 179 kr./MWh el og 274 kr./MWh el er kraftvarmeenheden.

**5. prioritet:** Kedlen har laveste prioritet i alle tre prisintervaller og træder kun ind, såfremt de øvrige anlæg ikke har været i stand til at dække produktionen.

**Uden for prioritet:** Kraftvarmeenheden producerer aldrig, hvis spotprisen er mindre end 179 kr./MWh samt varmepumpen, hvis spotprisen er over 274 kr./MWh.

I tabel 7.4 ville det givetvis have været mere pædagogisk at nummerere 1, 2, 3 i hver spotprisinterval. Så ville det være mere klart, i hvilken rækkefølge anlæggene skal producere i et givet prisinterval, men det ville derimod være uklart, hvilke produktioner der var højest prioriteret på tværs af prisintervaller. Når energyPRO kommer til en given time, konstaterer den, hvilket prisinterval denne time tilhører og dermed, i hvilken rækkefølge anlæggene skal producere. Men før der indplaceres produktioner i en given time, kontrollerer energyPRO de kommende timer for om de tilhører andre prisintervaller med højere prioriterede produktioner samt, hvor store krav disse højere prioriterede produktioner stiller til fyldning af varmelageret, hvis de også skal kunne gennemføres.

Spotpriserne i styringsstrategien er baseret på en række beregninger af marginale produktionspriser. De marginale priser er vigtige, fordi de er afgørende for, hvilke anlæg driftslederen vil idriftsætte i en given time. I det følgende redegøres for, hvorledes værdierne i denne styringsstrategi er beregnet.

**Marginalbetragtninger for kraftvarmeenhed med spidslastkedel.** Til eksemplificering af fremgangsmåden vises først, hvorledes den spotpris, hvor kraftvarmeenheder producerer varme til samme pris som kedlerne, beregnes. Herefter bliver de øvrige beregnede marginalpriser vist i oversigtstabeller, mens de detaljerede beregninger er vist i bilag 7.3.

Kedelproduktionspris pr. MWh varme		Selskab Kr.	Samfund Kr.
Brændselsforbrug	3,79 GJ/MWh varme	167	103
Energiafgift på naturgas		214	
D&V		10	10
CO <sub>2</sub> kvotebetaling	216 kg CO <sub>2</sub>	22	21
I alt		413	135

**Tabel 7.5:** Produktionspris for 1 MWh varme produceret på naturgaskedel efter 2010.

Med de i afsnit 7.1 beskrevne forudsætninger om kraftvarmeværket, vil spidslastkedlerne jvf. tabel 7.3 producere varme til 413 kr./MWh. De 216 kg CO<sub>2</sub> i tabellen er baseret på, at naturgas udleder 57 kg CO<sub>2</sub> pr. GJ naturgas. Der er antaget en CO<sub>2</sub> kvotepris på 100 kr./ton

Ved at sætte kraftvarmeenhedens varmeproduktionspris lig kedelproduktionsprisen, findes den elspotpris (179 kr./MWh el, se tabel 7.6), hvor kraftvarmeenhederne og kedler producerer varme lige dyrt. Ved en lavere spotpris vil kedlerne producere varmen billigst.

Balance-elspotpris		Selskab	Samfund
KV varmeproduktionspris = Kedelproduktionspris (alle beløb i kr./MWh el)		Kr.	Kr.
Brændselsforbrug	9,23 GJ/MWh el	408	252
Energiafgift på naturgas	3,69 GJ/MWh el	209	
D&V		50	50
Værdi af varme (kedelsubstitution)	1,31 MWh varme	-541	-177
Tilskud til elproduktion			
CO <sub>2</sub> kvotebetaling	526 kg CO <sub>2</sub>	532	53
I alt minimum elpris		179	178

**Tabel 7.6:** Beregning af den elspotbalancepris, hvor varmeproduktionsomkostningerne på kedlen er lig varmeproduktionsomkostningerne på kraftvarmeenheden. BEMÆRK, at ved beregning af balancepriserne er antagelserne identiske med antagelserne i kapitel 4, nemlig at CO<sub>2</sub> kvotemarkedet er fuldt implementeret samt, at CO<sub>2</sub> betalingen er internaliseret i spotprisen.

Forudsætningerne for beregningen af de tilsvarende samfundsøkonomiske marginalpriser er vist i bilag 7.2.

Af tabel 7.6 fremgår endvidere, at der er en god overensstemmelse mellem, ved hvilke spotpriser kraftvarmeenheder og kedler selskabsøkonomisk og samfundsøkonomisk skal producere. Skæringspriserne er på hhv. 179 og 178 kr./MWh el.

Bemærk desuden, at små værker på under 2 MW el, givetvis i tilbudsprisen (marginalprisen) vil indregne elproduktionstilskuddet på 80 kr./MWh el for al produktion, fordi de ikke støder på 8.000 MWh el grænsen. Dermed vil de små værker under de givne forudsætninger ikke i perioden 2010-2020 drive deres kraftvarmeanlæg på den måde, som er til størst gavn for samfundet.

Bemærk dog, at f.eks. skal den samfundsøkonomiske CO<sub>2</sub> omkostning på 100 kr./ton ikke vokse meget, før det er gavnligt for samfundet, at kraftvarmeværkerne giver lavere salgstilbud og dermed producerer mere per kraft/varmeenhederne.

**Marginalberegninger, hvori kraftvarmeværket også bestykses med en varmepumpe:** Ved tilsvarende beregninger findes den spotpris, hvor varmepumpe og kraftvarmeenheder producerer varme med samme omkostninger. Resultaterne heraf fremgår af tabel 7.7 (beregningen er detaljeret vist i bilag 7.3).

Balance spotpris		Selskab	Samfund
VP og KV producerer varme lige dyrt	(kr./MWh el)	274	238

**Tabel 7.7:** Balancespotprisen, hvor varmepumpen og kraftvarmeenheden producerer varmen med samme omkostninger.

Ved en lavere spotpris vil varmepumperne producere varmen billigere end kraftvarmeenhederne.

Bemærk, at der ikke er fuld overensstemmelse mellem, ved hvilke spotpriser, kraftvarmeenheder og varmepumpe selskabsøkonomisk og samfundsøkonomisk skal producere. Varmepumpen vil blive drevet i lidt flere timer end, hvad der er samfundsøkonomisk optimalt.

### Selskabsøkonomisk rentabilitet af en varmepumpeinvestering i 2010-2020

Her vurderes, om der med de antagne forudsætninger vil blive investeret i varmepumper efter år 2010.

I rentabilitetsberegningerne for en varmepumpeinvestering er det forudsat, at levetiden er 15 år samt, at kalkulationsrentefoden er på 7%. Øvrige forudsætninger er hentet i afsnittene ovenfor. Det er valgt at udtrykke de enkelte beregninger ved en varmebalancepris. Denne pris er defineret som den gennemsnitlige varmeproduktionspris for 1 MWh varme leveret af værk, der ville få indtægter og udgifter til at balancere i den enkelte beregning.

Af tabel 7.8 fremgår såvel hovedresultatet af beregningerne samt som eksempler følsomhedsberegninger over for ændrede CO<sub>2</sub> afgifter og naturgaspriser. Tabellen viser, at det ikke er rentabelt for et kraftvarmeværk at investere i varmepumper under de ovennævnte forudsætninger.

2010-2020 Varmebalancepris (7% kalkulationsrente)	Kraftvarme Incl. varmepumpe (Kr./MWh)	Kraftvarme (reference) (Kr./MWh)	Mervarmepris ved varmepumpe (Kr./MWh)
Hovedresultat	287	272	15
Ændret CO <sub>2</sub> afgift			
-50% (50 kr./ton)	293	280	13
+50% (150 kr./ton)	279	263	16
Ændret naturgaspris			
-25% (1,4 kr./nm <sup>3</sup> )	229	210	19
+25% (2,2 kr./nm <sup>3</sup> )	336	348	-12

**Tabel 7.8:** Balancepriser for varmeproduktion (af værk) under gældende betingelser 2010-2020.

Vort modelværk med en årlig varmeproduktion på 24,5 GWh vil således blive belastet med en gennemsnitlig merudgift på i størrelsesordenen 0,4 mio. kr. pr. år i hovedberegningen. En husstand tilknyttet værket med et årligt varmeforbrug på 15 MWh vil således, når der tages højde for nettab og moms, få en ekstraregning i størrelsesordenen 350 kr. Kun i følsomhedsberegningen med en 25% højere naturgaspris er der en større afvigelse herfra. I dette tilfælde vil investeringen i varmepumpen være omkostningsneutral for værket og forbrugerne.

Da investeringen indgår i balanceprisberegningen, er en højere balancepris udtryk for, at dækningsbidraget fra varmepumperne i en 15-årig periode ikke er i stand til at afbalancere den antagne investering på 4,4 mio. kr. til 1 MW varmepumpen. Varmepumpens reduktion af den årlige nettovarmeproduktionsomkostning er (bortset fra ved følsomheden med den høje naturgaspris) udtrykt som nuværdi på 0,1-1,3 mio. kr. Der mangler således dækning fra 3,5-4,3 af de 4,4 mio. kr.

Der er herudover lavet følsomhed på kalkulationsrenten. En halvering af kalkulationsrenten flytter ikke på konklusionen i tabel 7.8. CO<sub>2</sub> kvoteprisen og i hvilket omfang CO<sub>2</sub> kvoteprisen internaliseres i spotpriserne påvirker den selskabsøkonomiske drift af kraftvarmeværket. Der er dog ikke lavet følsomhedsanalyser på dette.

### Behovet for forbedrede selskabsøkonomiske vilkår i 2010-2020

Med udgangspunkt i ovenstående afsnit konstateres det, at kraftvarmeværkerne under de opstillede forudsætninger ikke har noget incitament til at installere varmepumper. Der skal således eksempelvis væsentlige stigninger af naturgaspriserne til, før varmepumper bliver attraktive.

Det konstateres, at de selskabsøkonomiske meromkostninger i varmepumpealternativet er af samme størrelsesorden som investeringen i varmepumpen. Hvilket svarer til et nødvendigt tilskud svarende til investeringens størrelse.

Det er endvidere undersøgt, hvad det ville betyde for omkostningerne, hvis kraftvarmeværket får mulighed for at overgå til et nettoafregningsprincip, hvor motor, generator og varmepumpe ses under et som en "black box", som kun betaler afgifter af det elforbrug, der netto modtages udefra, og hvor der betales brændselsafgift af den naturgas, der anvendes til den elproduktion, der anvendes i varmepumpen. Det anvendte nettoafregningsprincip for el ligner det princip, der i dag anvendes over for de industrielle kraftvarmeværker.

Resultaterne af disse beregninger fremgår af tabel 7.9. Det ses, at rentabiliteten af varmepumpeinvesteringen nu ændres drastisk, således at værket i alle beregningerne tjener på investeringen.

Varmepumpens balancepris falder fra 287 kr./MWh til 254 kr./MWh en forbedring 33 kr./MWh.

2010-2020 Varmebalancepris (7% kalkul. Rente) Hovedresultat	Kraftvarme Incl. varmepumpe Nettoafregning (kr./MWh)	Kraftvarme (reference) (kr./MWh)	Mervarmepris ved varmepumpe Nettoafregning (kr./MWh)
	254	272	-18
Ændret CO <sub>2</sub> afgift			
-50% (50 kr./ton)	254	280	-26
+50% (150 kr./ton)	246	263	-16
Ændret Naturgaspris			
-25% (1,4 kr./nm <sup>3</sup> )	208	210	-3
+25% (2,2 kr./nm <sup>3</sup> )	285	348	-63

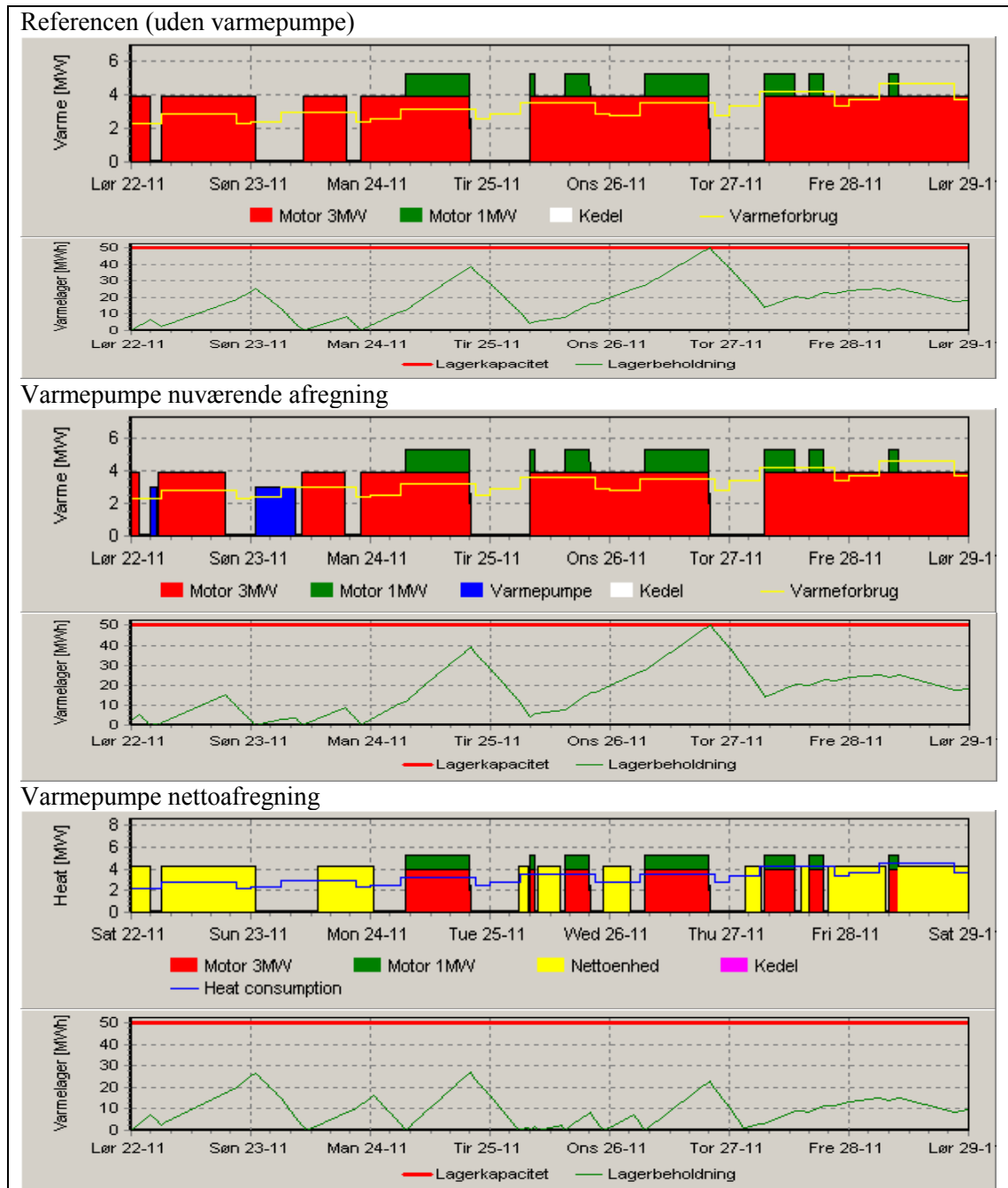
**Tabel 7.9:** Balancepriser for varmeproduktion (ab værk) under nettoafregningsprincip.

Hvor værket under de nuværende regler stod til at miste ca. 0,4 mio. kr. om året i gennemsnit, er resultatet nu, at værket i stedet årligt tjener et beløb af samme størrelsesorden. En forbruger med et varmebehov på 15 MWh står til en reduktion af varmeregningen af størrelsesordenen ca. 400 kr. pr. år.

Heller ikke dette alternativ er meget følsomt over for ændring af CO<sub>2</sub> afgiften på 50%, mens variationer på naturgasprisen +/- 25% varierer fra at være omkostningsneutral for værket til at være en gevinst i størrelsesordenen 1500 kr. pr. forbruger pr. år.

### Illustration af driften af anlæggene i de tre beregninger en uge i 2010-2020

Produktionen vil naturligvis forløbe forskelligt på kraftvarmeverket afhængigt af, hvorvidt der er en varmepumpe eller ej og, hvilke økonomiske spilleregler der ligger til grund. Figur 7.10 viser varmeproduktionen en uge i november taget fra de tre hovedberegninger anvendt i dette afsnit. Det er antaget, at kraftvarmekapaciteten er opdelt i to enheder på hhv. 3 MW el og 1 MW el.



**Figur 7.10:** Varmeproduktion samt varmelagerbevægelser i den samme uge i 2010 i tre beregninger med og uden varmepumpe.

Som det ses, er der i den pågældende uge stort set ikke forskel på varmeproduktionen ved ren kraftvarmedrift (øverste grafer) og kraftvarmedrift med varmepumpe og nuværende afregning



(midterste grafer). Dog ses varmepumpen kortvarigt at være i drift nogle timer i weekenden (hvor elprisen er lav). Benyttelsestiden på varmepumpen er lav i denne beregning, hvilket også bidrager til den ringe forrentning af varmepumpeinvesteringen.

I den tredje beregning (nederste grafer) sker der store ændringer. Kraftvarmeproduktionen på de to motorer reduceres drastisk og finder kun sted, når elspotprisen bliver tilstrækkelig høj. Til gengæld ses, at en stor del af varmen nu produceres på "nettoenheden", hvor 1 MW motorens elproduktion ledes direkte i varmepumpen, hvorved de samlet kan betragtes som én stor effektiv kedel. Varmepumpen er således i samdrift med den lille motor overalt, hvor figuren viser, at "nettoenheden" producerer.

## 7.3 Vilkår for drift og etablering af varmepumper i 2005

Analyserne i dette afsnit adskiller sig fra de foregående ved, at der her regnes på en år 2005-situation, hvor det er antaget, at CO<sub>2</sub> kvotemarkedet ikke er implementeret, og hvor elspotprisen er lavere.

### Marginalpriser og driftsstrategi i 2005

Af tabel 7.11 fremgår den styringsstrategi og de marginalpriser, der anvendes ved de driftsøkonomiske beregninger for 2005.

Prioritet i timer hvor:	Spotpris < 154	154 < Spotpris < 264	264 < Spotpris
Kraftvarmeenhed	-	4	1
Varmepumpe	2	3	-
Kedel	5	5	5

*Tabel 7.11: Driftsstrategien i de tre prisintervaller defineret af balancepriser for hhv. kraftvarmevarmepumpe og kraftvarmekedel.*

Priserne, der indgår i denne styringsstrategi, fremkommer som beskrevet nedenfor. Bemærk, at den eneste forskel i forhold til afsnit 7.2 er, at priserne ved intervallskift er ændrede. I år 2005 er det antaget, at CO<sub>2</sub> kvotemarkedet ikke er implementeret.

### Marginalbetragtninger for kraftvarmeenhed med spidslastkedel

Igen til eksemplificering af fremgangsmåden vises først, hvorledes den spotpris, hvor kraftvarmeenheder i år 2005 producerer varme til samme pris som kedlerne, beregnes. Med de i afsnit 7.1 forudsatte oplysninger om kraftvarmeværket, vil spidslastkedlerne producere varme til 392 kr./MWh varme.

Kedelproduktionspris 1 MWh varme		Selskab Kr.	Samfund Kr.
Brændselsforbrug	3,79 GJ/MWh varme	167	96
Energiafgift på naturgas		214	0
D&V		10	10
I alt		392	106

*Tabel 7.12: Produktionspris for 1 MWh varme produceret på naturgaskedel i 2005.*

Elspotbalanceprisen for kraftvarmeenhed/kedel fremgår af tabel 7.13. Balanceprisen findes som den elspotpris (154 kr./MWh el), hvor kraftvarmeenheder og kedler producerer varme med samme omkostninger. Ved en lavere spotpris vil kedlerne altid producere varmen billigst.

Balance-elspotpris KV varmeproduktionspris = Kedelproduktionspris (alle beløb i kr./MWh el)		Selskab kr.	Samfund Kr.
Brændselsforbrug	9,23 GJ/MWh el	408	234
Energiafgift på naturgas D&V	3,69 GJ/MWh el	209	
Værdi af varme (kedelsubstituti- on)	1,31 MWh varme	50	50
Tilskud til elproduktion Værdi af CO <sub>2</sub> reduktion		-512	-138
	538 kg CO <sub>2</sub>		-54
I alt minimum elpris		154	91

**Tabel 7.13:** Beregning af den elspotbalancepris, hvor varmeproduktionsomkostningerne på kedlen er lig varmeproduktionsomkostningerne på kraftvarmeenheden.

Samfundsøkonomisk set vil det i 2005 være mere fordelagtigt, at den selskabsøkonomiske tilbudspris på 154 kr./MWh el er 91 kr./MWh el (ved en værdi af CO<sub>2</sub> på 100 kr./ton), således at kraftvarmeenheden kommer mere i drift.

Uden værdisættelse af CO<sub>2</sub> reduktionen (som ved en CO<sub>2</sub> pris på 100 kroner pr. tons beløber sig til ca. 54 kr./MWh el), vil der være god overensstemmelse mellem den selskabs- og samfundsøkonomiske elpris. Bemærk, at samfundsøkonomisk er det værdisat, at kraftvarmeproduktion reducerer CO<sub>2</sub> udledning i forhold til alternativet centralt kraftværk. CO<sub>2</sub> reduktionen pr. MWh el produceret på KV enheden er opgjort i tabel 7.14:

CO <sub>2</sub> reduktion pr. MWh el decentral KV produktion	
Sparet CO <sub>2</sub> udledning på centralt værk	782 kg
+Sparet CO <sub>2</sub> udledning kedel	282 kg
-CO <sub>2</sub> udledning KV enhed	-526 kg
Samlet CO <sub>2</sub> reduktion	538 Kg

**Tabel 7.14:** CO<sub>2</sub> reduktion pr. MWh el decentral KV produktion (2005-tal, Energistyrelsen, 2003).

Ved tilsvarende beregninger findes den spotpris, hvor varmepumpe og kraftvarmeenheder producerer varme med samme omkostninger (beregningen er detaljeret i Bilag 7.3).

Balance spotpris		Selskab	Samfund
VP og KV producerer varme lige dyrt	(kr./MWh el)	264	127

**Tabel 7.15:** Balancespotprisen, hvor varmepumpen og kraftvarmeenheden producerer varmen med samme omkostninger.

Ved en lavere spotpris vil varmepumperne producere varmen billigere end kraftvarmeenhederne. Bemærk, at der ikke er overensstemmelse mellem de spotpriser, hvor kraftvarmeenheder og varmepumper selskabsøkonomisk og samfundsøkonomisk skal producere. Varmepumpen vil blive drevet i flere timer end, hvad der er samfundsøkonomisk optimalt.

### Selskabsøkonomisk rentabilitet af en varmepumpeinvestering i 2005

Mht. om det i år 2005 kan betale sig at investere i en varmepumpe, er hovedresultatet, at det vil give en lille besparelse.

I tabel 7.16 er beregningsresultaterne udtrykt som de priser, varmeproduktionen skal sælges til for at afbalancere omkostningerne ved at producere den. Som det fremgår, vil varmepumpen give anledning til en besparelse på 16 kr./MWh. Svarende til en besparelse for forbrugeren på ca. 300 kr./år ved et forbrug på 15 MWh.

2005 Varmebalancepris (7% kalkulationsrente)	Kraftvarme Inkl. varmepumpe (kr./MWh)	Kraftvarme (reference) (kr./MWh)	Mervarmepris ved varmepumpe (kr./MWh)
Resultat	323	339	-16

*Tabel 7.16: Balancepriser for varmeproduktion (ab værk) under gældende betingelser 2005.*

### Behovet for forbedrede selskabsøkonomiske vilkår i 2005

I lighed med 2010-2020 eksemplet er det beregnet, hvad et nettoafregningsprincip vil betyde for omkostningerne.

Det ses, at nettoafregningsprincippet giver anledning til store merindtægter i forhold til referencen. Således udviser nuværdien en forbedring på hen imod 20 mio. kr. set over en 15-års periode.

2005 Varmebalancepris (7% kalkul. Rente)	Kraftvarme Incl. varmepumpe Nettoafregning (kr./MWh)	Kraftvarme (reference) (kr./MWh)	Mervarmepris ved varmepumpe Nettoafregning (kr./MWh)
Resultat	252	339	-87

*Tabel 7.17: Balancepriser for varmeproduktion (ab værk) under nettoafregningsprincip i 2005 beregning.*

For værket vil der med en besparelse på 87 kr./MWh varme være tale om et årligt dækningsbidrag på godt 2 mio. kr. pr. år, svarende til en årlig besparelse på ca. 2000 kr./år for forbrugeren med et forbrug på 15 MWh.

## 7.4 Konklusion og virkemiddelpakke

Analyserne i dette kapitel viser, at der hverken i 2005 eller i 2010-2020 er et tilstrækkeligt selskabsøkonomisk incitament til at etablere varmepumper. Samtidig hermed er det i kapitel 4 påvist, at samfundsøkonomien i investering i varmepumper er særdeles **god**. Grundet den dårlige selskabsøkonomi i varmepumper kan det dog ikke forventes, at varmepumpernes samfundsøkonomiske gevinster vil blive realiseret uden en statslig virkemiddelpakke.

I kapitel 4 vises, at samfundsøkonomien i varmepumper går fra at være god i en situation uden yderligere vindkraftudbygning til at blive meget god, når der sker en udbygning med vindkraft udover en andel på 20% af det samlede elforbrug. Der er derfor meget gode samfundsøkonomiske grunde til at se etablering af varmepumper og vindmøller i sammenhæng. Sagt med andre ord bør man under alle omstændigheder investere i varmepumper, men den samfundsøkonomiske gevinst ved disse varmepumper forøges yderligere, når de kan være med til at indregulere en yderligere vindmøllekapacitet. Man bør derfor investere i det udstyr, som kan indregulere en vækst i vindmøllekapaciteten (f.eks. varmepumper), sideløbende med at der investeres i vindmøllerne. På et fjernvarmeværk er det en selvfølge, at man ikke etablerer en kraftvarmeenhed uden, at man samtidig etablerer en varmeakkumuleringstank. Disse to anlæg bliver ejet af det samme selskab, så i dette tilfælde er den samtidige etablering af disse to anlæg ukompliceret. I tilfældet vindmøller og varmepumper er den samtidige etablering af anlæggene mere kompliceret, fordi det er to forskellige selskaber, som skal etablere hhv. vindmøllerne og varmepumperne, og den samfundsøkonomiske fordel ikke nødvendigvis fordeles selskabsøkonomisk hensigtsmæssigt mellem disse to selskaber. Dette forhold begrundes ligeledes behovet for en statslig virkemiddelpakke

Der er mange faldgruber på vejen til etablering af en god virkemiddelpakke. En løsning, der er peget på i dette kapitel, er at tillade nettoafregning, forstået således, at el produceret af en kraftvarmeenhed og direkte forbrugt i varmepumpen ikke belægges med elafgifter. Dette vil give et betydeligt selskabsøkonomisk incitament til at etablere varmepumper. Problemet er dog, at dette vil medføre samdrift af kraftvarmemotor og varmepumpe i et samfundsøkonomisk set alt for stort omfang.

En anden faldgrube kan være modstand hos kraftvarmeværkerne mod at etablere varmepumper. Der er ikke tilstrækkelige eksempler på, at varmepumper teknisk set er en ukompliceret metode til varmeproduktion. Den positive erfaring, svenske fjernvarmeværker har med varmepumpe-drift, eksisterer ikke i Danmark og er ikke kendt i Danmark. De få eksempler på varmepumpe-drift på fjernvarmeværker i 90'erne har tværtimod været karakteriseret ved betydelige tekniske problemer.

På den baggrund er der givet følgende forslag til virkemiddelpakke.

### **Virkemiddel 1: Etablering og drift af varmepumper for PSO midler**

Det er væsentligt, at der på udvalgte kraftvarmeværker etableres varmepumper samt, at man over en periode demonstrerer, at varmepumperne drives uden betydelige tekniske problemer for herved at skabe ”succes”-historier, som kan gøre det overskueligt for andre værker at etablere varmepumper.

Disse udvalgte kraftvarmeværker bør ikke løbe nogen ekstra økonomisk risiko ved at være pilotprojekter. Derfor skal både etablering og drift af varmepumper på de først udvalgte kraftvarmeværker ske 100% for PSO midler.

## Virkemiddel 2: Statsligt udbud af etablering af varmepumper

Den samfundsøkonomiske rentabilitet i at investere i varmepumper ser ud til at være så betydelig, at etablering af en given mængde varmepumper bør gennemføres.

Behovet for etablering af varmepumper bliver i væsentlig grad udløst af etablering af havmøller. Derfor skal der parallelt til de kommende statslige udbud af givne mængder havmølleeffekt også ske et udbud af en tilpasset mængde varmepumpekapacitet, således at den samfundsøkonomiske værdi af etablering af havmølleeffekten ikke udhules.

Det enkelte kraftvarmeværk kan evt. byde ind på, hvilket anlægstilskud det er villig til at etablere og drive varmepumpeeffekten. Set i relation til analyserne i dette kapitel kan man næppe forvente tilbud om at etablere varmepumper for under 4 mill. kr. per MW el.

Offentlig kaution for investeringer i varmepumper bør overvejes i lighed med den kaution, som de decentrale kraftvarmeværker fik, da de blev etableret. Det betyder lån til lavere rente og dermed også et reduceret behov for lavere anlægstilskud.

For at sikre at de eksisterende kraftvarmeværker bliver drevet samfundsøkonomisk optimalt, skal tilskuds- og afgiftsmæssige vilkår ideelt set være tilrettelagt således, at der er sammenfald mellem, hvad der er samfundsøkonomisk optimal drift, og hvad der er selskabsøkonomisk optimal drift. Konsekvenserne af de nuværende tilskuds- og afgiftsmæssige vilkår og en fuld implementering af et CO<sub>2</sub> kvotemarked er gennemgået i dette kapitel, og hovedtallene er repeteret i nedenstående tabel 7.18.

Balancespotpriser i 2005	Selskab	Samfund
(CO <sub>2</sub> kvotemarkedet IKKE implementeret)	(kr./MWh el)	(kr./MWh el)
Balancespotpris mellem KV og kedel	154	91
Balancespotpris mellem KV og varmepumpe	264	127
Balancespotpriser i 2010–2020	Selskab	Samfund
(CO <sub>2</sub> kvotemarkedet implementeret)	(kr./MWh el)	(kr./MWh el)
Balancespotpris mellem KV og kedel	179	178
Balancespotpris mellem KV og varmepumpe	274	238

**Tabel 7.18:** Selskabs- og samfundsøkonomiske elspotbalancepriser, hvor varmeproduktionsomkostningerne på kedler er lig varmeproduktionsomkostningerne på kraftvarmeenheder, og hvor varmeproduktionsomkostningerne på kraftvarmeenheder er lig varmeproduktionsomkostningerne på varmepumper.

Det ses, at med et fuldt implementeret CO<sub>2</sub> kvotemarked og med de nuværende tilskuds- og afgiftsmæssige vilkår vil kraftvarmeenheder og kedler blive drevet samfundsøkonomisk set fornuftigt i forhold til hinanden. Eventuelle varmepumper, som etableres, vil dog ikke blive drevet samfundsøkonomisk optimalt. Varmepumperne vil blive ved med at producere op til en spotpris på 274 kr./MWh el, hvorimod kraftvarmeenhederne burde tage over allerede ved 238 kr./MWh el.

Med de nuværende tilskud og afgifter og uden implementering af CO<sub>2</sub> kvotemarkedet vil kraftkraftvarmeenheder og varmepumper blive drevet samfundsøkonomisk set ufornuftigt i forhold til hinanden.

Men set i lyset af at det i første omgang er vigtigt at få demonstreret, at varmepumperne kan drives uden tekniske problemer, for herved at skabe ”succes”-historier, og set i lyset af at de faktorer, som indgår i beregningen af balancepriserne, kan nå at ændre sig, finder vi det i første

omgang tilstrækkeligt, at fuld implementering af CO<sub>2</sub> kvotemarkedet omfattende alle kraftvarmeværker gennemføres hurtigst muligt.

### **Virkemiddel 3: Balanceansvarlig for både forbrug og produktion**

De decentrale kraftvarmeværker kan ikke selv sælge strøm på spotmarkedet, men skal alliere sig med en produktionsbalanceansvarlig. I Danmark er det i forhold til Norge dyrt at blive produktionsbalanceansvarlig. Det har givetvis været medvirkende til, at der i Danmark er relativt få produktionsbalanceansvarlige, og i Danmark kan man ikke både være balanceansvarlig for produktion og forbrug. I Norge kan man være samlet balanceansvarlig for både produktion og forbrug. Da fjernvarmeværker i fremtiden dynamisk skal kunne skifte mellem at være elproducenter på gasmotorer/turbiner og elforbrugere på varmepumper, bør det overvejes, om det skal være tilladt at være balanceansvarlig for både forbrug og produktion, samt om det ikke skal være billigere at blive balanceansvarlig.

### **Virkemiddel 4: Specialregulering på Regulerkraftmarkedet**

De decentrale kraftvarmeværker bør ligeledes have gode muligheder for at tjene penge på Regulerkraftmarkedet, samt honoreres for, at de geografisk ligger tættere på elforbruget og dermed kan minimere transmissionstabet. Specialregulering uden hensyntagen til prissækkfølgen på Regulerkraftmarkedet forekommer i dag alene, når de systemansvarlige foretager en specifik geografisk udvælgelse af produktionskapacitet til op- eller nedregulering med henblik på at opretholde driftssikkerheden i et område af det lokale energimarked. Specialregulering anvendes i dag eksempelvis i tilfælde af interne flaskehalse i det lokale energimarked. Den systemansvarlige beordrer opregulering på den ene side af flaskehalsen og tilsvarende nedregulering på den anden side flaskehalsen.

Specialregulering bør inddrages i udvælgelsen af de anlæg, som på Regulerkraftmarkedet vinder op- og nedreguleringsopgaver, således at der sendes klare prissignaler til de kraftvarmeanlæg, der begrænser udgifterne til nettab og udbygning af transmissionsnettet.



## Kapitel 8

# En omkostnings- og priseffektiv vindkraftudbygning

Dette kapitel beskæftiger sig med den offentlige regulering af vindkraft. Formålet er at diskutere, hvilket incitamentsystem der er mest hensigtsmæssigt til sikring af såvel en omkostningseffektiv som en priseffektiv vindkraftudbygning. Når vi lægger vægt på begge disse målsætninger, er det fordi, man meget vel kan forestille sig en situation med omkostningseffektiv produktion af vindmølleelektricitet, samtidig med at der er tale om et monopol- eller et oligopolmarked med manglende konkurrence. På et sådant marked vil der via udøvelse af markedsmagt kunne opstå overprofitter og dermed manglende priseffektivitet.

Der er taget udgangspunkt i to principielt forskellige modeller for den offentlige regulering, nemlig fastprismodellen kontra kvotemodellen. I fastprismodellen fastsættes afregningsprisen for vindkraft politisk, mens antallet af vindmøller bestemmes af markedet. I kvotemodellen er det omvendt. Her fastsættes antallet af vindmøller politisk, mens afregningsprisen bestemmes af markedet. Begge modeller er indgående behandlet i projektet ”Renewable Energy Governance Systems” (Hvelplund, 2001) og for en dybdegående beskrivelse henvises til denne publikation. I det følgende er dette arbejde tilpasset denne rapports særlige problemfelt med at analysere hindringer og foreslå virkemidler til realisering af såvel investeringer i vindkraft som investeringer i øget reguleringsfleksibilitet.

En simpel version af fastprismodellen var gældende for nye møller i Danmark frem til 2000/2001. I 1999 blev det imidlertid besluttet at gå over til kvotemodellen. Beslutningen var en del af energireformen og de hertil hørende ændringer af lov om elforsyning. Det vedtagne kvotesystem er endnu ikke indført, men bruges med større eller mindre succes i bl.a. Storbritannien og Texas, ligesom det er indført i Sverige fra foråret 2003. Systemet kendetegnes i hovedtræk ved, at staten pålægger forbrugerne eller elselskaberne at aftage en bestemt (voksende) kvote vedvarende energi i årene fremover. Producenterne af vedvarende energi får tildelt certifikater, som de så sælger på et certifikatmarked til de elselskaber eller forbrugere, som skal aftage en bestemt kvote.

Fastprismodellen videreføres imidlertid i andre EU lande. Således har f.eks. Tyskland i år 2000 indført en mere avanceret version af modellen. Samme år blev det i Frankrig vedtaget at indføre en regulering via en politisk fastsat pris og markedsfastsat mængde af samme type som den tyske.



Som beskrevet i kapitel 6 tillader EU's VE direktiv en videreførelse af de eksisterende nationale modeller indtil videre og i hvert tilfælde indtil 2012. EU domstolen har desuden i marts 2001 afsagt en dom, der giver Tyskland ret til at fortsætte med fastprismodellen. Denne udvikling udgør for så vidt et ændret grundlag i forhold til antagelserne bag den danske elreform. Konsekvenserne af de ændrede forudsætninger er dels, at det er blevet muligt at videreføre og implementere en fastprismodel i EU og dels, at kvotemodellen er svækket, fordi der ikke i overskuelig fremtid bliver et fungerende europæisk marked for grønne certifikater.

Fastprismodellen fungerer p.t. i såvel Storbritannien som Sverige, men det er endnu vanskeligt at vurdere, om modellen er effektiv i forhold til en målsætning om såvel omkostningseffektivitet som priseffektivitet. For den engelske models vedkommende fører ordningen indtil videre til priser af størrelsesordenen 60-80 øre/kWh. I Sverige er modellen også i sin startfase og har i 2002 resulteret i en samlet udbygning på 38 MW og med en forventet certifikatpris på ca. 20-25 øre/kWh oveni Nord Pool elprisen (Grussell, 2003). Der er derfor med de hidtidige britiske og svenske erfaringer ikke meget, der tyder på, at kvotemodellen medfører billigere vindkraft end fastprismodellen. Kunne man således i en dansk fastprismodel få de priser, der p.t. betales for vindkraft i den britiske og svenske kvotemodell, altså mellem 45 og 80 øre pr. kWh, ville det resultere i en omfattende vindkraftudbygning i Danmark.

De nuværende afregningsregler i Danmark medfører imidlertid væsentligt lavere afregningspriser end de britiske og svenske.

Landmøller opstillet efter 1. januar 2004 modtager således dels markedsprisen på Nord Pool-markedet, som i år 2002 i gennemsnit lå på 17,1 øre/kWh i Eltra området, og dels op til 10 øre i betaling for CO<sub>2</sub> fri energi. Betalingen beregnes time for time, således at markedsprisen på Nord Pool plus CO<sub>2</sub> betalingen ikke må overstige 36 øre/kWh. I 2002 var den gennemsnitlige CO<sub>2</sub> betaling 9 øre/kWh. Efter de første 20 leveår modtager møllerne ingen betaling for deres CO<sub>2</sub> besparelser. En mølle stillet op i 2004 ville med 2002 priserne modtage i alt 26,1 øre/kWh i Eltra området. I takt med at der på Nord Pool bliver mindsket overkapacitet og måske øget markedsmagtudøvelse, vil Nord Pool prisen kunne stige. Men med de nuværende regler vil dette i et vist omfang modsvares af, at CO<sub>2</sub> betalingen falder. Afregningsprisen for el fra vindmøller lå for blot 3-4 år siden på mellem 43 og 60 øre/kWh, så prisfaldet til under 30 øre/kWh repræsenterer næsten en halvering.

For offshoremøller er reglerne under forandring. For havmøllerne på Horns Rev og syd for Nysted betales 45,3 øre/kWh i 42.000 fuldlasttimer, svarende til ca. 10 år. For kommende offshore-reparaturer har regeringen udmeldt, at den ville sætte en ny havmøllepark i licitation inden udgangen af 2003. De første udmeldinger fra Energistyrelsen om betingelserne blev imidlertid modtaget meget negativt af de potentielle interessenter. Betingelser er derfor under overvejelse på ny.

Konsekvensen af de nuværende regler er, at udbygningen med vindkraft er gået helt i stå, såvel hvad angår landmøller som havmølleparker. F.eks. blev der i Eltra området i perioden marts til oktober kun installeret 1,8 MW ny kapacitet (1-2 møller). I 2004 må salgsspriserne på el solgt fra landplacerede vindmøller forventes fortsat at være så lave og så fluktuerende, at der heller ikke i 2004 vil blive opstillet nye landmøller, medmindre afregningsreglerne bliver forbedret.

I det følgende opstilles der et forslag til, hvordan vindmølleudbygningen kan genindføres på en måde, som sikrer såvel lave omkostninger som lave priser. Indledningsvis gennemgås vindkraftteknologiens særlige karakteristika og kontekst. Herefter analyseres hhv. fastprisreguleringens og kvotereguleringens evne til at sikre en hensigtsmæssig udbygning. Endelig præsenteres en virkemiddelpakke, som kan være med til at sikre den fortsatte udbygning med vindkraft, som indplaceret i den rigtige infrastruktur, som vist i denne rapport, har en god samfundsøkonomi.

## 8.1 Vindkraftteknologiens karakteristika og kontekst

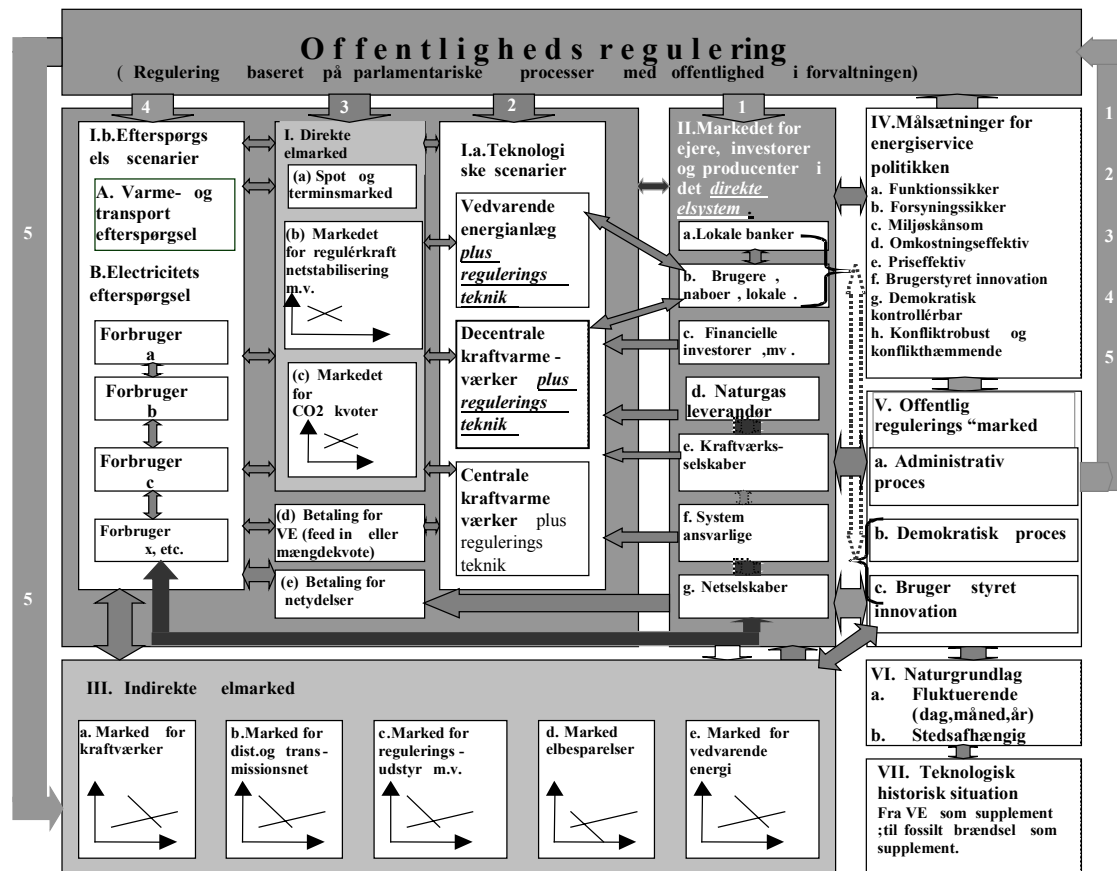
I diskussionen af etablering af incitamentsystemer til vindkraften er det afgørende at tage udgangspunkt i en analyse af, hvorledes vindkraften afviger fra de på fossilt brændsel baserede elproduktionsteknologier. Det er afgørende at forstå, hvad de særlige kendetegn ved vindkraften betyder for, hvorledes man skal indrette de organisatoriske og økonomiske spilleregler.

Følgende særlige karakteristika bør fremhæves:

- **Den vedvarende energis varierende ressourcebase:** Vindmøllers ressourcebase varierer fra sted til sted. Har man brug for at udnytte både de gode og de lidt dårligere beliggenheder, er det derfor vigtigt, at man har et incitamentsystem, som fremmer, at møllerne producerer så omkostnings- og prisseffektivt som muligt på den givne lokalitet. Dette kan ikke gøres med et prissystem, som giver samme kWh pris til alle lokaliteter.
- **Vedvarende energianlæg er energirobotter:** Vindmøller og andre vedvarende energiteknologier såsom bølge- og solcellekraftværker er en slags energirobotter, idet disse teknologier kendetegnes ved at have en meget høj procentdel af omkostningerne som investeringsomkostninger og en meget lav del som de løbende omkostninger. Det betyder to ting: For det første, at der er tale om meget risikable investeringer, som enten kræver prissikkerhed eller en høj risikopræmie, og for det andet at den væsentligste del af prisdannelsen ligger uden for det direkte elmarked, nemlig på salgsmarkedet for robotterne (vindmøllerne). Dette betegnes i det følgende som det ”indirekte elmarked” (se senere figur 8.1).
- **Den vedvarende energis forbrugernærhed:** Vindmøller er spredt ud over landskabet og på kystnære offshorebeliggenheder. Det gælder i Danmark og globalt, hvor der i Europa, Rusland, USA, Kina, etc. er massive landområder med store vindressourcer. En del af disse gode vindressourcer forekommer langt fra tæt beboede områder. Men behovet for omfattende investeringer i transmissionskapacitet fra vindmøllepark til forbrugssted er et økonomisk incitament til produktion tættere på forbrugsstederne. Denne problematik er allerede nu aktuell i Texas ved en vindkraftandel af det samlede elforbrug på blot 3%. Skal man op på at levere store andele af det elforbrug fra vindmøller, vil produktionen i fremtiden i stigende grad skulle foregå i nærheden af beboede områder. Vindmølleudbygning vil derfor i fremtiden også ofte skulle foregå i nærheden af beboede områder, hvilket gør det specielt vigtigt at involvere naboer og mennesker fra regionen i design, udvikling og ejerskab af møllerne.
- **Monopoliseringsproblem:** VE systemer, herunder vindkraft, har jf. punkt 2 en særlig profil, hvad angår værditilvæksten, idet den største del af værditilvæksten tilfalder vindmøllefabrikken. En overgang til vindkraft, bølgekraft og solcellekraft betyder således et tab af værditilvækst i den nuværende energisektor og i det nuværende elsystem. I takt med at dette system bliver stadigt mere aktiekursfokuseret, vil der derfor i stigende grad være en indbygget interessenmodsatning mellem VE teknologier og de etablerede elselskaber.
- **Den vedvarende energis fluktuerende karakter:** Bølger, vind og sol er fluktuerende energikilder, som kan udnyttes til elproduktion. Økonomien for systemer baseret på disse fluktuerende kilder vil derfor blive stærkt forringet, hvis der ikke indbygges en reguleringsevne i energisystemet, som analyseret indgående i kapitel 4.

Ved design af lokale markeder er det vigtigt, at ovennævnte fem karakteristika tages i betragtning, når det analyseres, hvorledes incitamentsystemerne mest hensigtsmæssigt kan sammensættes. Samtidig bør analysen foregå under hensyn til den kontekst, hvori vindmølleteknologien

og den offentlige regulering skal fungere. I det følgende tages der udgangspunkt i opdelingen på de fire hovedmarkeder illustreret i figur 8.1.



**Figur 8.1:** Lokale energimarkeder og en handlingsmæssig relevant sammenhæng/kontekst. Kilde: Videreudviklet på basis af bl.a. figur 13 i (Hvelplund, 2001).

Generelt viser figur 8.1, hvordan en ændring skal ses i forhold til en række forskellige markeder, der spiller sammen, nemlig det direkte elmarked, det indirekte elmarked, investormarkedet og "markedet" for den offentlige regulering:

**Det direkte elmarked** er det marked, der almindeligvis fokuseres på. På dette er tre elementer under løbende udvikling/konstruktion, nemlig spot- og terminsmarkedet for el, markedet for CO<sub>2</sub> kvoter og et marked for regulérkraft og netstabilisering m.v. Derudover er der på "elmarkedet" en bureaukratisk regulering af prisen på netydelser, samt en eller anden form for betaling for vedvarende energi.

**Investormarkedet** er det marked, hvor forskellige investorer konkurrerer om at investere i vindkraftprojekter.

**Det indirekte elmarked** er markedet for elproduktionsudstyr såsom solceller, vindmøller, kul-kraftværker, højspændingsledninger, etc.

**Markedet for offentlig regulering** er det område, hvor spillereglerne for de forskellige aktører afgøres. Der er typisk tale om et forhandlingsmarked, som er tæt sammenvævet med de politiske processer.

I analysen af virkemidler er det vigtigt ikke kun at betragte det direkte marked. Hvis vindkraften på længere sigt skal dække omfattende dele af elproduktionen verden over, vil vindkraften blive stadigt mere synlig. Den nuværende tendens til at antage, at vindkraften kan gemmes bort på offshore- og ørkenbeliggenheder kendetegner udviklingen på kort og mellemlang sigt, men ikke på længere sigt. En fremtidssikret udbygningsmodel skal derfor sikre, at investormarkedet er med i konteksten, fordi vindkraftens stigende synlighed betyder, at det er vigtigt, at de lokale beboere får mulighed for ulempekompensation og overskudsdeling via medejerskab, og fordi elselskaberne er en del af et system, som lever af at afbrænde fossilt brændsel, og som taber overskud, hvis vindkraften har succes. Derfor har det betydning, at der også er investorer på markedet, som er økonomisk uafhængige af det etablerede elsystem med dets investeringsmæssige bindinger til de gamle teknologier. Inddragelse af lokale og regionale aktører i vindmølleprojekterne er derfor især et middel til sikring af, at der kommer tilstrækkelig dynamik og konkurrence på investormarkedet.

Det indirekte marked skal med, fordi ca. 80% af de samlede udgifter til 20 års elproduktion fra en vindmølle er afholdt, når vindmøllen forlader fabrikken. Derfor er det vigtigere, at konkurrencen fungerer mellem de fabrikker, der laver automaterne, end på elprismarkedet. Den offentlige regulering skal med i konteksten, fordi vindkraften ofte skal udnyttes i nærheden af boligområder, både på land og på kystnære offshoreplaceringer og derfor ikke generelt som olieudvinding kan "gemmes væk" i fjerne udvindingsområder. Vindkraftens forbindelser til de centrale og lokale politiske processer er derfor særdeles vigtig, hvilket der skal tages hensyn til i design af den offentlige reguleringsmekanisme.

## 8.2 Fastprisregulering kontra kvoteregulering

I det følgende analyseres den offentlige regulerings evne til at sikre såvel lave omkostninger som lave priser. Analysen foretages ved at sammenligne fastprismodellen med kvotemodellen. De to modeller analyseres i forhold til førnævnte karakteristika for vindkraftteknologien og inden for den kontekst, der er beskrevet i figur 8.1.

### **Variierende ressourcebase og behovet for stedseffektivitet**

Både fossile brændsler og vedvarende energikilder kendetegnes ved, at udvindingsomkostningerne varierer fra sted til sted. Olie-/gasfelterne er mere eller mindre let tilgængelige og har derfor forskellige udvindingsomkostninger. På samme måde varierer vindressourcerne fra sted til sted, hvilket resulterer i forskellige vindkraftomkostninger. Disse variationer benævner vi nedenfor ressourcevariationer.

Det interessante i relation til et effektivt incitamentsystem er imidlertid, at der er principiel forskel på, hvor i værditilvækstkæden ressourcevariationen foregår. Hvis omkostningsvariationen forekommer spredt og relativt tæt på forbrugerne, skal incitamentsystemet have et andet design end, hvis variationen forekommer mellem koncentrerede udvindingssteder langt fra forbrugerne.

For de fossile brændsler gælder, at variationen foregår langt fra forbrugerne på store udvindingsfelter. I modsætning hertil vil ressourcevariationen for landbaseret og kystnær offshorevindkraft forekomme mere spredt og væsentligt tættere på forbrugerne.

Hvis man har at gøre med store energiudvindingsanlæg, som ligger langt fra forbrugerne, taler meget for, at det kan være fornuftigt med en koncessionsmodel, hvor forskellige firmaer, herunder forbrugersammenslutninger, får mulighed for at byde på de store projekter. Principielt kan modellen anvendes såvel for Nordsøolien som for store havmølleprojekter. Via etablering af en

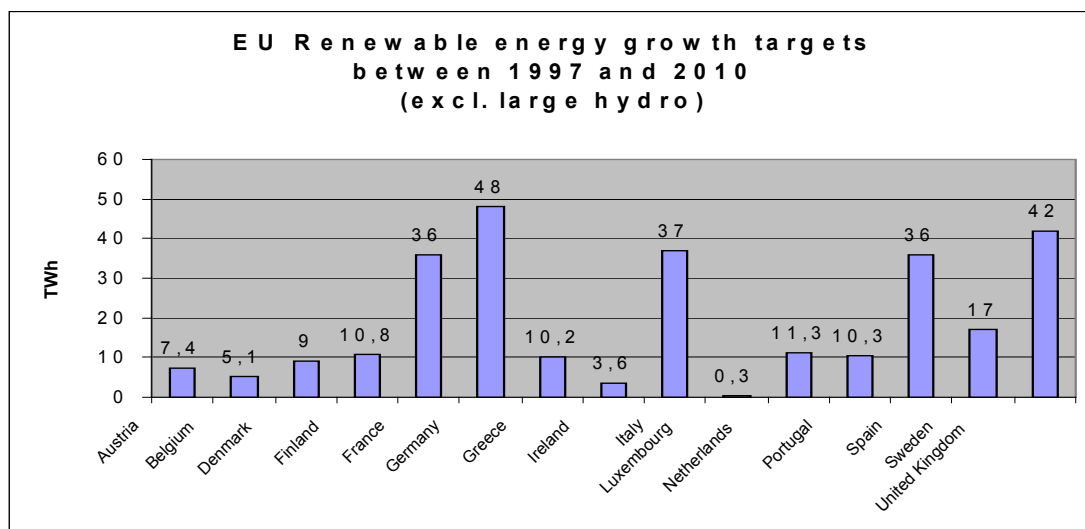
udbudsrunde for sådanne store projekter sikrer man bl.a., at udbyderen, i dette tilfælde det offentlige, får andel i overskuddet i forbindelse med udnyttelse af en let tilgængelig ressource. Det vil sige, at vindkraften fra en meget god offshorebeliggenhed bliver væsentligt billigere for samfundet end vindkraften på en dårligere offshorebeliggenhed. På den måde kan offentligheden/staten sikre sig en del af gevinsten ved en god vindmøllebeliggenhed.

Fordelen ved en meget let tilgængelig energiresource går derfor ikke alene til de selskaber, der udvinder ressourcen. Via skatter og koncessionsbetingelser foretages der en udligning af forskellige udvindingsomkostninger.

Landbaserede og kystnære offshorevindmølleplaceringer er kendetegnet ved, at ressourcevariationen fra lokalitet til lokalitet er *finmasket og forbrugernær*. Derfor vil en statslig koncessionsmodel for enkeltmøller og mindre landbaserede og kystnære offshorevindmølleparker være alt for bureaukratisk og omkostningstung. Man kan derfor ikke for den type vedvarende energianlæg bruge den samme type markedsregulering, som når man regulerer energianlæg, der er baseret på *koncentrerede og forbrugersfjerne* ressourcer.

For vedvarende energi drejer det sig om at etablere en konkurrencemekanisme, der optimerer udnyttelsen af den givne lokalitets ressource. Vil man f.eks. etablere vindkraft både indlands og på beliggenheder ved kysten, drejer det sig derfor om så effektivt som muligt at bruge en given indlandsbeliggenhed og en given kystbeliggenhed.

Det er klart, at hvis beslutningstagerne mener, at det er nok at udnytte ruhedsklasse nul kystbeliggenhederne i f.eks. Irland og Skotland og ruhedsklasse 1 beliggenhederne i Danmark, så behøver problemet ikke at være ret stort. Men det ville i givet fald kunne betyde, at den tyske udbygning med vindkraft på land skulle stoppes. Og det er ikke det, der er lagt op til i EU direktivet om forøgelsen af andelen af vedvarende energi i Europa frem til 2010, jvf. figur 8.2.



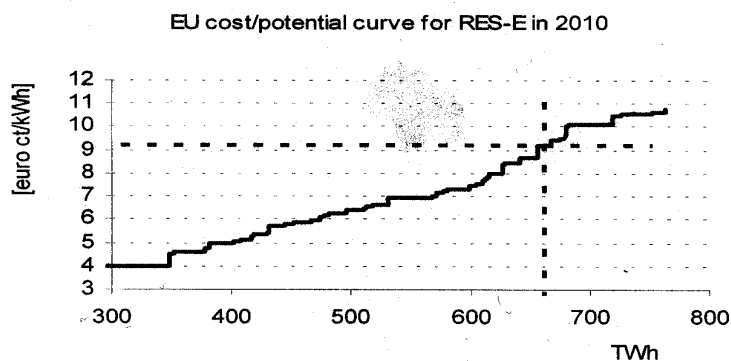
**Figur 8.2:** EU Kommissionens målsætninger om vækst i årlig VE baseret elektricitetsproduktion. (Ekskl. store vandkraftværker) fra 1997-2010 (EU, 2002).

Figur 8.2 illustrerer EU's målsætninger om vedvarende energi fordelt på de enkelte medlemslande. Når figuren f.eks. viser 48 TWh over for Tyskland, betyder dette, at der i 2010 forventes produceret 48 TWh mere vedvarende energibaseret elektricitet, end i 1997.

Sammenlagt for EU er det Kommissionens målsætning, at den VE baserede elektricitetsproduktion i 2010 på årsbasis skal være ca. 284 TWh større end i 1997. Figuren indikerer derfor, at EU kommissionen forventer, at f.eks. også Tyskland forøger sin VE produktion på elområdet.

Man kan argumentere for, at konkurrence på prisen på et europæisk marked mellem kraftværker baseret på fossile brændsler vil resultere i, at de mest effektive vinder konkurrencen. Derimod betyder den vedvarende energis stedsafhængige ressourcer, at en sådan europæisk priskonkurrence enten vil indebære, at kun de bedste lokaliteter vinder, og at de ikke helt så gode, men politisk ønskede, lokaliteter ikke bliver etableret, eller at man kommer til at betale en overpris til de gode placeringer for at få de dårligere med.

Den første konsekvens er et problem, fordi der er et politisk ønske om at udnytte flere end blot de bedste lokaliteter. Således er der i landene i EU en vedtagelse om at fordele udbygningen med vedvarende energi på en måde, så også lande med relativt dårlige vindressourcer, som for eksempel Tyskland, etablerer vindkraft. Det andet er et problem, hvis man også udnytter de næstbedste beliggenheder. I denne situation vil man på et fælles europæisk marked med én fælles pris komme til at betale for meget for produktionen på de bedste lokaliteter. Dette forhold er belyst i REBUS projektet (Risø, 2001), hvor omkostningerne pr. kWh el baseret på vedvarende energi stiger fra godt 4 eurocent/kWh til godt 9 eurocent pr. kWh inden for den produktionsstigning, som EU stiler mod at realisere inden 2010.



**Figur 8.3:** Marginale produktionsomkostninger for vedvarende energi i EU frem til 2010. (Risø, 2001).

Figur 8.3 viser fordelingen af de marginale produktionsomkostninger pr. kWh ved opfyldelsen af EU målsætningen for 2010 for udbygningen med vedvarende energi. Figuren illustrerer, at EU er kendetegnet ved en meget stor spredning i disse omkostninger. En prisme-konkurrence, hvor man betaler godt 9 Eurocent pr. kWh for alle kWh, inkl. dem, det kun koster 4 Eurocent at producere, vil betyde en unødvendig høj betaling for den vedvarende energi. Med en differentieret betaling for den vedvarende energi kan man spare næsten halvdelen af omkostningerne ved at producere denne energi.

Vi kan således med meget stor sikkerhed konkludere, at det er EU Kommissionens målsætning at sikre, at der bruges vindkraftressourcer både på centraleuropæiske (f.eks. tyske) indlandsplaceringer og på kystplaceringer allerede i 2010. Desuden er det vigtigt, at et offentligt incitamentsystem også er klar til situationen efter 2010, hvor VE andelen med stor sandsynlighed vil skulle forøges væsentligt, og hvor der derfor vil blive brug for endnu flere indlandsressourcer. Vi har derfor at gøre med en situation, der kendetegnes ved, at vi skal udvikle et område, hvor ressourceintensiteten varierer fra region til region. Dette forhold illustreres ligeledes af figur 8.4.

Det er klart, at man kan forestille sig en faseudbygning, hvor man de første år etablerer udbygningen på de gode kystbeliggenheder til en pris på 4-5 eurocents/kWh, derefter de gode indlandsbeliggenheder til en pris på 6-7 eurocents/kWh, og til sidst de mindre gode indlandsbeliggenheder i Centraleuropa til en pris på 9 eurocents/kWh.

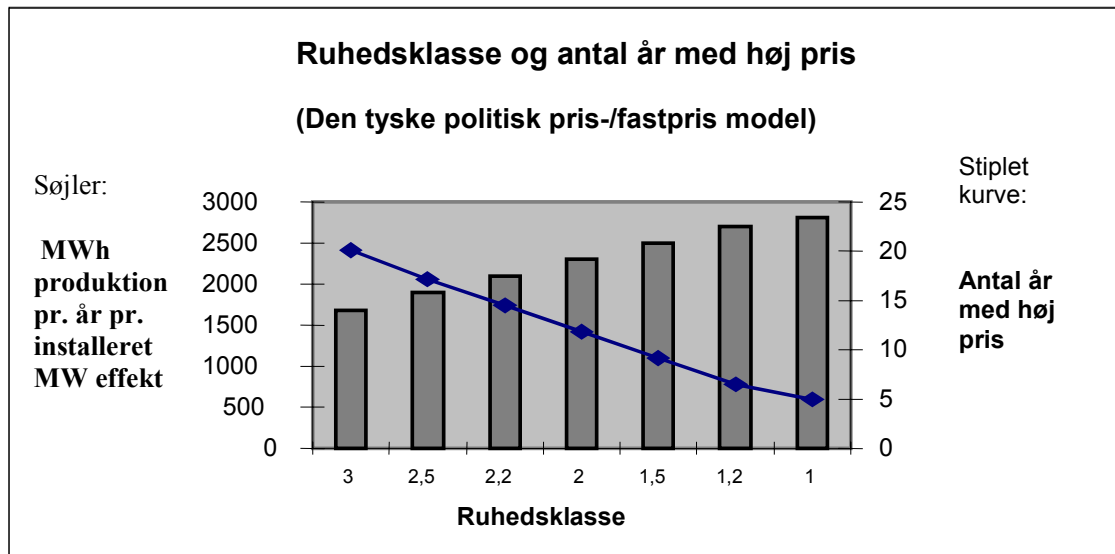
Til dette kan der først bemærkes, at man i sluttilstanden lander på de 9 eurocents/kWh, som er vist i figur 8.3, og at man til den tid kommer til at betale disse 9 eurocents/kWh også til ejere af vindmøller på de gode beliggenheder. Dertil kommer, at det er vigtigt at få udviklet gode indlandsvindmøller med tilhørende infrastruktur lige fra udviklingens start, at den politisk/socialt udvikling af institutionelle modeller til implementeringen af indlandsmøller tager tid og er lige så afgørende som de tekniske tilpasninger til naturressourcerne.

Problemerne ved kvotemodellen er:

- a) der er tale om en "fællespris" model, som ikke kan skelne mellem gode og dårlige vindbeliggenheder. Derfor kommer den til at medføre meget høje betalinger til de gode vindbeliggenheder, hvis anlæggene på mindre gode beliggenheder skal overleve
- b) der er tale om en model, der kun med meget store administrative transaktionsomkostninger kan ændre betalingen for el fra givne VE anlæg over et tidsforløb
- c) modellen giver plads til store profitter på de meget gode vindbeliggenheder og dermed et incitament til at lave aftaler og fusioner, som kan sikre, at en del af disse profitter går til leverandører af vindmøller
- d) grundet den politisk fastsatte kvote er den eneste måde, leverandørerne kan forøge deres fortjeneste på, at hæve salgsprisen på vindmøller evt. i kombination med effektivisering af fremstillingsprocessen. Man kan ikke forøge fortjenesten gennem prissænkninger og forøget salg, for salget er politisk afgjort via kvoten. Der vil derfor være indbygget en motivation til prisforøgelser og dermed en motivation til de prisaftaler og fusioner mellem vindmøllefabrikker, som muliggør sådanne forhøjelser af priserne. En sådan motivation vil også være indbygget i et marked baseret på politisk pris og markedsafgjort mængde, men i væsentligt mindre omfang. Selve markedets design er med til at afgøre, hvor stor denne motivation er, og udsagnet her er, at et markedsdesign med en politisk fastsat kvote i højere grad end et markedsdesign med en politisk fastsat pris vil motivere til prisaftaler og fusioner. Og at et markedsdesign med politisk fastsatte kvoter derfor også vil indebære en tendens til højere priser på vindkraft end et markedsdesign med politisk fastsatte priser

a, b, c og d illustrerer en model, der kan medføre forringet omkostnings- og priseffektivitet. Forringet priseffektivitet, fordi prisen på al VE strøm fastsættes ud fra prisen på den marginalt set dyreste enhed. Forringet omkostningseffektivitet bl.a. fordi den politisk fastsatte mængdekvote kan inspirere til konkurrencehæmmende tiltag på VE fabrikationsniveauet i form af fusioner m.v., og fordi "overprofitter" på de meget gode vindbeliggenheder kan resultere i høje grundpriser og manglende prispress på vindmølleleverandørerne. Alt i alt kan disse virkninger betyde dyr VE strøm, som i senere faser kan resultere i politisk modstand og problemer med kvoteforøgelse og dermed problemer med "løsning" af CO<sub>2</sub> problemet.

Disse problemer ved kvotemodellen kan undgås ved i stedet at benytte sig af fastprismodellen. Den nye tyske "Stromeinspeisegesetz" fra begyndelsen af 2000 kendetegnes således ved, at den er i stand til at differentiere prisen som funktion af den lokale vindintensitet. Denne egenskab illustreres af figur 8.4.



**Figur 8.4:** Den avancerede fastprismodel (Hvelplund, 2001).

Søjlerne i figur 8.4 viser, hvor mange MWh der produceres om året pr. installeret MW vindkrafteffekt. Kurven viser antal år, hvor vindmøllens ejere modtager den høje pris på de 9 Euro-cent/kWh. Omkostningsberegninger på den tyske model viser desuden, at der stadig er et stærkt incitament til at placere vindmøllerne på de bedste vindbeliggenheder.

I fastprismodellen er der ikke behov for en risikopræmie til sikring mod prisudsving. Da der ligeledes i den tyske version af modellen er tale om prisdifferentiering mellem gode og mindre gode vindbeliggenheder, har man i denne model mulighed for at undgå at betale ”overprofitter” til de gode vindbeliggenheder.

- modellen tillader prisdifferentiering fra sted til sted og undgår dermed ”overprofitter” til de gode og meget gode vindbeliggenheder
- modellen tillader tidsmæssig prisdifferentiering og undgår dermed overprofitter til allerede afskrevne møller og risikominimering i startperioden
- modellen tillader prisdifferentiering mellem møller bygget i 2004, 2005, etc.
- modellen tillader prisdifferentiering mellem forskellige typer VE alt afhængig af deres grad af teknologisk modenhed
- som følge af a, vil der også på gode vindbeliggenheder være et omkostningspres på vindmølleleverandører
- da vindmøllebranchen ikke står over for en politisk fastsat kvote, kan salget og fortjenesten forøges ved at sænke produktionsomkostningerne på vindmøllerne
- grundet b og c vil der være et pres på vindmølleproducenterne, så produktionsomkostningerne for nye anlæg bliver lavere end for de nuværende anlæg

Der er tale om en model, der både er omkostnings- og priseffektiv, og derfor sikrer en relativ prisbillig VE med mulighed for stigende politisk opbakning til følge. Grundet prismodellens fleksibilitet kan den konstrueres, så den kan dække et større område som f.eks. EU. Den er således velegnet til at danne basis for et fremtidigt EU marked på området. Når vi kalder det et marked, er det fordi, det kendetegnes ved, at prisen er politisk fastsat, mens mængden afgøres på et marked.



## Vedvarende energi som energirobotter

Nogle typer vedvarende energi, bølgekraft, solcellebaseret elektricitet og vindkraft er kendetegnet ved at være energirobotter, idet de producerer el uden løbende arbejdsindsats, når de er installeret. Derved adskiller de sig fra de på fossilt brændsel baserede teknologier, som har brug for mandskab til den daglige drift og til brændselshåndteringen. Et skift fra fossile teknologier repræsenterer derfor et skift fra halvautomatisk til helautomatisk energiproduktion. Konkret betyder det, at f.eks. vindkraft over et tyveårigt forløb har mellem 70 og 85% af de samlede omkostninger som kapitalomkostninger og resten som løbende vedligeholdelsesomkostninger. Når en vindmølle er installeret og klar til produktion, er der ingen fast bemanning på den.

Derimod er der vedligeholdelseshold, som ofte kommer fra vindmøllefabrikken, som efterser, vedligeholder og foranlediger reparation og udskiftning af dele, når det er nødvendigt. Som en konsekvens af dette, vil en vindmølle, når den én gang er bygget, ikke kunne fås til at producere mere omkostningseffektivt via øget konkurrence med andre installerede vindmøller. I et elsystem baseret på fossilt brændsel er situationen anderledes, idet man via konkurrence mellem f.eks. kulkraftværker kan motivere til øget omkostningsbevidsthed i forbindelse med kulindkøb og til rationaliseringer og mandskabsreduktioner på selve kulværket.

Her vil etablering af konkurrence mellem værkerne på et elmarked i det mindste i teorien kunne lede til lavere produktionspriser.

En vindmølle er en energirobot, og når den én gang er bygget, kan man ikke formindske lønomkostningerne, for der er ingen ansatte til driften. ”Brændslet”, vinden, kommer frem af sig selv, og møllen drejer op i vinden, regulerer vingerne, standser og igangsætter produktionen automatisk. I et vindmøllebaseret elsystem er det derfor af største betydning at skabe et incitamentsystem, som sikrer konkurrence mellem vindmøllefabrikkerne.

Derfor kan vi konkludere, at jo større en andel ”energirobotter”/vindmøller, der er i et energisystem, jo mindre betydningsfuld bliver konkurrencen på selve elmarkedet og jo mere betydningsfuld bliver konkurrencen mellem ”robotproducenterne”, i Danmark især vindmøllefabrikkerne.

Ser vi dette behov i forhold til de to reguleringsmodeller, vi diskuterer i dette afsnit, kan vi konkludere følgende:

I en fastpris markedsmode, vil vindmøllefabrikkerne kunne øge deres omsætning og overskud gennem reducerede produktionsomkostninger. Den danske model frem til 1999 har været en sådan model og har haft succes, idet vindkraftomkostningerne pr. kWh er reduceret med ca. 80% siden 1980.

I en kvotemarkedsmodel skal den politisk fastsatte vindkraftmængde være fastsat adskillige år frem, hvis modellen overhovedet skal kunne fungere. Som en konsekvens af dette, kan vindmølleproducenterne som gruppe kun forøge deres omsætning ved at forøge prisen pr. vindmølle. Naturligvis vil der inden for den politisk fastsatte kvote være konkurrence mellem de forskellige udbydere et stykke tid fremover. Men generelt vil der i et kvotesystem være indbygget incitamenter til indgåelse af ”strategiske alliancer”, fusioner m.v. for at skabe markedskontrol. Allerede nu har de syv største virksomheder 90% af verdensmarkedet, og flere analytikere regner med, at antallet af store aktører på verdensmarkedet vil komme ned på 2-3 stykker (Ingeniøren, 2003), jvf. i øvrigt fusionen mellem Vestas og Micon. Så denne model vil skabe øget konkurrence på det elmarked, som ikke kan påvirke energirobotternes omkostninger, og svække konkurrencen på det marked for produktion af energiautomater/vindmøller, som bliver stadigt mere vigtigt.

I tabel 8.5 er den relative betydning af værditilvæksten på markedet for energianlæg inkl. underleverandører sammenlignet med værditilvæksten i elsystemet for fossilt brændsel- og vedvarende energisystemer.

	Værditilvækst på markedet for energianlæg inkl. underleverandører	Værditilvækst på elmarkedet
Fossilt brændselbaserede elsystemer	45-50%	50-55%
Vedvarende energi elsystemer	70-85%	15-30%

**Tabel 8.5:** *Værditilvækstfordeling i fossilt baseret hhv. vedvarende energi baseret energisystem (Hvelplund, 2001).*

Alt i alt kan man sige, at en introduktion af kvotemodellen ender op med at introducere en konkurrence på det direkte elmarked, som har faldende betydning, fordi en faldende del af værditilvæksten, og dermed energiprisen, afgøres på dette marked, når man skifter fra et fossilt baseret til et vedvarende energi baseret energisystem.

### **Ejerskab, forbrugernærhed og accept af vedvarende energi**

I takt med at vindkraft skal dække en større og større del af den samlede elforsyning, vil vindmøllerne blive mere og mere synlige. Det er naturligvis for kystnationer muligt i en periode via offshoreprojekter at fjerne vindkapaciteterne fra befolkningsflertallets synsfelt. Men på det danske marked er der også stadig gode indlandsplaceringer, og på det udenlandske marked er der også omfattende muligheder for landbaserede møller. F.eks. i Texas er vindkraftdækningen knap 3% af den samlede elforsyning, og den kommer hovedsageligt fra vindmøller placeret i ørkenen langt fra beboelsesområder. Men allerede nu bliver der i stigende grad behov for at placere møllerne tættere på beboet område af især økonomiske grunde. I disse områder vil stigende vindmølleandele betyde øget synlighed af vindmølleparker. Derfor er det i stigende grad nødvendigt at udvikle organisationsformer, som sikrer, at naboer og lokalbefolkningen accepterer og engagerer sig i vindkraftudbygningen. Det kan f.eks. ske via sikring af en lovgivningsmæssig forpligtelse til, at en vis procentdel af ejerskabet af en vindmølle, eller en vindmøllepark, skal tilbydes naboer og lokale beboere.

### **Monopoliseringsproblemet**

Monopoliseringsproblemet drejer sig om, hvilket omkostnings- og prisniveau der udvikles for el fra vedvarende energikilder. I dette tilfælde for vindkraften. I 8.1-sammenhæng drejer det sig om, hvorvidt der etableres et markeds-, organisations- og offentligt reguleringssystem, så omkostninger og priser på vindmøller og elektricitet fra vindmøller holdes på et tilstrækkeligt lavt niveau og formindskes i takt med teknologiske forbedringer.

Dette spørgsmål er bl.a. diskuteret i projektet ”Renewable Energy Governance Systems” (Hvelplund, 2001). I den forbindelse er samspejlet mellem en række forskellige markeder afgørende, nemlig:

- a) hvorledes det *direkte elmarked* (figur 8.1, boks I) organiseres
- b) hvorledes *investormarkedet* (figur 8.1, boks II) organiseres. Her er det vigtigt, at der er mange forskelligartede og af hinanden uafhængige investorer. Det er især vigtigt, at *forbrugerejerskabets modeller* (ofte aktieselskaber) udsættes for konkurrence fra *forbrugerejerskabets modeller*, bl.a. fordi dette sikrer forbrugerne mod de monopoltilstande, der kan opstå, når aktieselskaber fusionerer. Konkurrencen på *investormarkedet* er vigtig for at undgå overprofitter på produktion og salg af grøn el på *det direkte elmarked*
- c) hvorledes *det indirekte marked* (figur 8.1, boks III), eller markedet for energiudstyr, organiseres. Da ca. 80% af vindkraftens omkostninger udgøres af prisen på den opstillede vindmølle, er det særdeles vigtigt, at der er konkurrence mellem producenter af vindmøller. Hvis ikke der er en tilstrækkelig markedskonkurrence og monopolkontrol på dette *indirekte elmarked*, er der risiko for, at *vindmøllepriserne* bliver væsentligt højere end *vindmølleomkostningerne* i figur 8.2 og 8.4
- d) og at den offentlige regulering og de demokratiske processer (figur 8.1, boks V) skal ses i sammenhæng med organiseringen af markederne under a, b og c

Det vil i korthed sige, at det er vigtigt, at man organiserer den vedvarende energis entré på det *direkte elmarked* på en sådan måde, at der skabes plads til konkurrence mellem forskelligartede og af hinanden uafhængige investorer på *investormarkedet*, og at der ikke mindst etableres en regulering på det *direkte elmarked*, som også motiverer til konkurrence mellem udbydere af energiudstyr på det *indirekte elmarked*.

Samtidig hermed er det vigtigt, at der etableres ejerforhold og forhold vedrørende indsigt og åbenhed i forbindelse med etablering af VE projekter, som sikrer accept og ikke mindst deltagelse fra lokale aktører i VE projekter både for f.eks. landbaserede vindmøller og havbaserede vindkraftprojekter. Dette forhold er i figur 8.1 illustreret med den pil, der går fra boks Ia og Ib, lokale banker og lokale aktører/brugere og ned til boks Vb og Vc, *demokratiske proces og brugerstyret innovation*.

Meget tyder på, at man kan risikere monopolprisfastsættelse af energiydelserne fra store VE projekter (f.eks. havbaserede vindmøller) i en fremtid, hvor CO<sub>2</sub> problemstillingen vil kunne komme endnu stærkere på dagsordenen (Ingeniøren, 2003). Det kan allerede komme til at gælde, når EU bøderne til de lande, der ikke overholder deres forpligtelser på CO<sub>2</sub> områderne, bliver alternativet til vindmølleparker til havs. Derfor er det allerede nu vigtigt at sikre sig forhold på energimarkederne, hvor der er konkurrence mellem producenter af f.eks. vindbaseret elektricitet, hvor der er konkurrence mellem investorer i vindkraftanlæg, og hvor der er konkurrence mellem producenter af sådanne anlæg og projekter. Derfor er det nødvendigt at se spørgsmålet om lokale markeder bl.a. i den førnævnte figur 8.1-sammenhæng. Hvis man ikke ser spørgsmålet om lokale markeder i denne sammenhæng, risikerer man at havne i en situation med meget høje priser på grøn el og med en meget stor forskel mellem produktionsomkostningerne ved VE baseret el og priserne på denne energi.

## 8.3 Konklusion og virkemiddelpakke

Med hensyn til valg mellem fastprismodellen og kvotemodellen som overordnet reguleringsform kan der konkluderes følgende:

Kvotemodellen:

- a) introducerer en ineffektiv konkurrence mellem energirobotter og svækker via den politisk fastsatte kvote konkurrencen mellem de fabrikker, der producerer disse robotter.
- b) svækker konkurrencen på investormarkedet ved at gøre det økonomisk vanskeligt for naboer og lokale at finansiere investeringer i vindkraftanlæg. Tilbage er kun store, institutionelle investorer og de delvist umotiverede elselskaber
- c) grundet manglende investeringsmæssig deltagelse fra lokale og naboer til vindmøller, svækkes den lokale og nationale politiske opbakning bag vindmøllerne
- d) grundet modellens konsekvens, at der vil blive én certifikatpris for EU, gives for høje profitter til møller på gode beliggenheder samtidig med, at det bliver vanskeligt at etablere vindkraftanlæg på europæiske indlandsbeliggenheder
- e) modellen er langt fra en markedsmodel, da VE kvoten er politisk bestemt. Desuden er markedet af en række grunde ikke et frit marked, men tværtimod domineret af få meget store aktører, som af såvel økonomiske som virksomhedskulturelle grunde vil modarbejde vindkraftens udbredelse

Fastprismodellen er bedre:

- a) ved ikke at have en fast kvote, vil vindkraftbranchen kunne forøge sit salg og sin omsætning ved at sænke prisen på vindmøllerne. Modellen er dermed med til at sikre, at vindmøllefabrikkerne vil konkurrere indbyrdes
- b) den politisk fastsatte pris gør indtægterne fra en vindmølle forudsigelige, og lokale og naboer kan derfor bankfinansiere investeringer i vindmøller. Derved motiveres til konkurrence på investormarkedet
- c) grundet den etablerede mulighed for at naboer og lokale kan investere i vindmøller, styrkes den lokale politiske opbakning til vindkraften
- d) via den politisk fastsatte pris er det muligt at differentiere prisen alt efter den enkelte vindlokalitets ressourcer. Man undgår derved overprofitter til de gode vindbeliggenheder
- e) man kan nedbringe betalingen til den vedvarende energi i takt med, at teknologien udvikles og enhedsomkostningerne formindskes. Et anlæg bygget i 2005 behøver således ikke at få den samme kWh pris, som et anlæg bygget i 2001
- f) man undgår den markedskontrol over priserne, som vil blive resultatet af et marked, som er domineret af Vattenfall, E.ON, RWE og de andre store elselskaber
- g) man kan designe en pris, som man har gjort det i den tyske model, hvor betalingen de første år efter et anlæg er bygget, er væsentligt højere end, når store dele af anlægget efter 10-15 år er afskrevet

Alt i alt vil man med fastprismodellen kunne udbygge med vindkraft og andre VE teknologier til væsentligt lavere omkostninger, end hvis man anvender kvotemodellen.

Desuden vil en fælles fastprismarkedsmodel for EU, som er baseret på princippet om at fremme effektivitet på den konkrete lokalitet, være specielt egnet til et stort område som EU, hvor der er både kystnære vindbeliggenheder og indlandsbeliggenheder.

## Virkemiddelpakke

### Landmøller og kystnære offshoremøller. (Mindre og forbrugernære anlæg)

Med udgangspunkt i ovennævnte analyse foreslås følgende afregningsregler for vindmøller i fremtiden. Det er vigtigt, at der etableres nye regler for landmøller, som stadig repræsenterer et stort potentiale i Danmark, f.eks. langs med de ca. 600 km motorveje vi har i Danmark, men også langs med andre større veje i Danmark. Her ville én 4 MW mølle i gennemsnit pr. km give en samlet effekt på 2400 MW, svarende til en årlig produktion af størrelsesordenen 20% af den danske elforsyning. Støjmæssigt ville disse møller være overskygget af motorvejsstøjen, ligesom boligtaetheden langs med motorvejene af især støjmæssige grunde vil være faldende. På lidt længere sigt vil møller på disse beliggenheder kunne indgå som energileverandører til batteri-servicestationer og brintservicestationer ved vejene.

Industrielt er det ligeledes vigtigt at etablere knowhow om landmøller og deres organisation, fordi der på eksportmarkeder i Mitdeuropa, Rusland, USA, Kina m.v. er massive landområder, som også vil kunne udnytte vindenergien.

Mht. etablering af nye landbaserede vindmøller anbefales følgende forslag:

Det økonomiske princip bag forslaget er, at det skal medføre en betaling, der svarer til de langsigtede produktionsomkostninger på et stort kul- eller naturgasværk plus de eksterne miljøomkostninger. Dvs. ca. 33 øre/kWh i 2004-priser som gennemsnit over en 20-årig periode, under forudsætning af at man tillægger vindkraftens CO<sub>2</sub> frihed en værdi på 10 øre/kWh. Værdien af teknologiudvikling og forsyningssikkerhed via øget uafhængighed af importerede fossile brændsler er ikke indregnet i ovennævnte pris. I øvrigt bør prisniveauet løbende evalueres og indrettes, således at udbygningen forløber i den takt, som energipolitisk er vedtaget. Det vigtige i den forbindelse er, at de, der investerer i et givet år, har sikkerhed for, at deres priser er politisk sikrede i en 20-årig periode. Man kan så år for år ændre betingelserne for næste generation af vindmølleejere.

Det bør bemærkes, at nedennævnte priser er væsentligt under de nuværende priser på vindkraft i Storbritannien og Sverige.

Enten: Model A

- a) En kWh betaling for de første 18.000 fuldlasttimer på 50 øre/kWh i faste priser. Derefter en betaling på 40 øre/kWh indtil, der er gået 20 år. (Dette betyder ved en inflation på 2,5% p.a. en gennemsnitsbetaling pr. kWh på ca. 33 øre/kWh, incl. betaling for CO<sub>2</sub> fri el.) Fast betaling fordi det formindsker investorusikkerheden, hvilket både tilfører nye investorgrupper og lavere krav til risikopræmie.
- b) offentlig kautionsgaranti for, at denne prismodel holder i de lovede 20 år
- c) offentlig kaution for lån til 80% af møllens anlægspris
- d) etablering af mulighed for 20-30-årige kreditforeningslån
- e) mulighed for at gå fra ordningen på ethvert tidspunkt, altså fra model A til nedenfor viste model B. Men ikke mulighed for at "hoppe tilbage" til model A fastprisordning. Når model A forlades, ophæves statens kautionforpligtelse

Eller: Model B

- f) kWh betaling til spotmarkedspris plus betaling for grønne certifikater. Enten en fast betaling pr. ton sparet CO<sub>2</sub> emission. F.eks. p.t. 10 øre/kWh uden 36 øre/kWh loft. Eller som den næstbedste løsning betalingen pr. ton CO<sub>2</sub> på et CO<sub>2</sub> emissionsmarked

En politisk fastsat pris og markedsbestemt mængde sikrer, at man undgår den kvotestyring, som vil kunne svække konkurrencen mellem vindmølleproducenterne. "Dobbelt prissystem" med en relativt høj pris for de første 18.000 fuldlasttimer betyder, at man undgår at betale de bedste vindbeliggenheder mere end højst nødvendigt i en situation, hvor man også ønsker incitament til etablering af møller på gode indlandsplaceringer, f.eks. langs med motorvejene. Dette prissystem kan desuden være med til at sikre udvikling af socialt og landskabsmæssigt indpassede landmøller i Danmark. Dette kan medvirke til udvikling af den nødvendige tekniske og organisatoriske knowhow til de kommende store "landmølle" eksportmarkeder i USA, Kina, Rusland m.v.

Prisen på 36 øre/kWh som loft er markedsøkonomisk meget vanskelig at begrunde, da en CO<sub>2</sub> besparelse ikke falder i værdi, fordi Nord Pool prisen i en periode stiger til over 36 øre/kWh. Den bedste løsning er en politisk fastsat CO<sub>2</sub> betaling pr. ton emission, f.eks. for hele EU.

Den offentlige kaution er nødvendig for at sikre 20-30-årige kreditforeningslån til 80% af investeringen. Dette kan hjælpe med til at befordre, at naboer til vindmøller og regionale investorer får en realistisk mulighed for at deltage i projekterne. Denne kautionsgaranti betyder blot, at enhver ændring af prisreglerne skal kompenseres af det offentlige på anden vis for den givne mølle. Der er ikke noget usædvanligt i en sådan ordning. Den danske stat giver f.eks. kaution i forbindelse med risikable eksportkontrakter til Mellemøsten, ligesom de store broprojekter, naturgasprojektet og en række fjernvarmeprojekter er sikret billig finansiering via offentlig kaution.

Muligheden for at hoppe fra er nødvendig for at sikre møllepriserne mod et stort prisfald pga. inflation, f.eks. efter 10-15 år, hvor der kan være brug for at kunne finansiere reparationer m.v.

Ovennævnte forslag vil være tilskudsmæssigt neutrale over en 20-års periode. En landbaseret mølle med en produktion på 2500 kWh pr. installeret kW vil få den høje pris i godt 7 år, mens en mølle med en produktion på 2000 kWh vil få den høje pris i 9 år. Ved den nuværende inflation på ca. 2,5% p.a. svarer det til en gennemsnitspris i faste kroner på 33 øre pr. kWh for en 2500 kWh/kW mølle og knap 34 øre/kWh for en 2000 kWh/kW mølle. Med en forudsætning om, at der er sparet 850 g CO<sub>2</sub> pr. kWh og en betaling på 120 kroner pr. ton, svarer denne pris til 23 øre/kWh plus en CO<sub>2</sub> tiøre. Dette er på niveau med betalingen for elproduktion på det billigste konventionelle anlæg i dag. Startprisen pr. kWh for en mølle installeret i 2004 er 50 øre/kWh, ifølge forslaget ovenfor. Men en mølle installeret i 2008 vil med en inflation på 2,5% p.a. og uændret øretarif have en startpris på 44 øre/kWh i 2004-priser som den høje pris, mens den lave pris for denne mølle vil være ca. 35 øre/kWh. Der er derfor indbygget et incitament i systemet til at nedbringe produktionsomkostningerne for vindmøller med 2,5% p.a. En mølle bygget i 2008 vil under disse betingelser skulle kunne producere forureningsfri strøm til en gennemsnitspris over en 20-årig periode på ca. 29 øre/kWh. Er CO<sub>2</sub> besparelsesværdien her stadig 10 øre pr. kWh, svarer det til en elpris på 19 øre/kWh plus 10 øre for CO<sub>2</sub> besparelsen, som gennemsnit for perioden 2008 til 2028.

Hvis kWh prisen på Nord Pool vil ligge mellem 20 og 25 øre/kWh, vil der være et vist tilskudselement i de første år af møllens levetid. Men hvis der opstår en situation med markedsmagtudøvelse og høje priser, vil man let kunne komme i en situation, hvor vindmølleproduktionen er med til at holde priserne nede, såfremt der er et bredt ejerskab til møllerne. I denne situation vil der heller ikke i startårene være et tilskudselement. Det er muligt, at ovennævnte prisforslag ikke i tilstrækkelig grad vil sikre ny vindkraftkapacitet. Skulle dette ske, må man ændre prisen for at få den politisk besluttede nødvendige kapacitet etableret.

## Større offshorevindmølleparker

Mht. etablering af nye offshorevindmølleparker anbefales følgende forslag:

- parkerne udbydes i licitation. Vinderen af licitationen vil være den virksomhed, som alt andet lige kan tilbyde den laveste salgspris fra vindmøllerne 20–30 år frem. Konsekvensen af dette vil være, at gode offshorebeliggenheder vil medføre lavere priser end de lidt dårligere offshorebeliggenheder, som offentligheden måtte ønske udnyttet. Problemet med overbetaling til gode beliggenheder er derfor i offshoremodellen løst via licitationsmodellen
- staten kautionerer for, at den vindende faste licitationspris pr. kWh over perioden holder. Hvis ikke kompenseres på anden vis
- der skal etableres mulighed for 20-30-årige kreditforeningslån, og staten kautionerer for 60% af anlægsprisen
- mulighed for at gå over på markedspris plus betaling for CO<sub>2</sub> besparelse. I den situation ophæves statens kautionsforpligtelse
- mindst 50% af ejerandelen skal tilbydes kommunerne (og beboerne i disse), som grænser op til havområdet med offshoremølleprojektet
- omkostningerne til ilandføringen af elektriciteten afholdes af vindmølleprojektet, mens netforstærkningerne i land afholdes af den systemansvarlige virksomhed

Den faste pris er med til at formindske investorusikkerheden. Dermed muliggøres, at mindre investorer og lokale forbrugere og kommuner kan gå med ind i konkurrencen om projekterne. Staten kautionerer her kun for 60% i stedet for de 80% for landmøllerne. Det er begrundet med licitationsproceduren, som vil kunne ødelægges af for høje statslige kautionsforpligtelser. Investorerne vil kunne byde ind med for lave priser vel vidende, at det i sidste ende er staten, der i en tabssituation ville tabe pengene. Lange kreditforeningslån er vigtige, både fordi det giver mulighed for at udvide antallet af investorer og dermed skabe større konkurrence på investormarkedet, og fordi møllernes levetid er væsentligt længere end 20 år. I henhold til (ECON, 2003), regner elværkerne med levetider på 50 år for både fundamenter, tårne, naceller og hovedakserne i vindmøllerne.

Det vigtige ved dette forslag er især kravet om langsigtet kreditforeningsfinansiering i kombination med en vis offentlig kaution, og i kombination med kravet om forkøbsret på 50% af projekterne for nabokommuner og beboere i disse kommuner. Om etablering af offshoremøller bliver tilskudsneutralt er det vanskeligt at vurdere, da vi ikke kender de elpriser, der vil blive budt ind med.

Ovennævnte forslag har taget udgangspunkt i figur 8.1 og dens beskrivelse af den sammenhæng, investeringerne i vindmøllerne foregår i. Inden for denne forståelsesramme forfølger forslagene målsætningerne som vist i tabel 8.6.

Målsætninger	Midler til opnåelse af målsætningerne
1) Omkostningseffektivitet	sikring af mange konkurrerende investorer sikring af prispres på producenter af vindmøller dobbeltprissystem for landmøller licitationssystem for offshoremøller minimering af investorusikkerhed mulighed for kreditforeningslån offentlig kaution
2) Priseffektivitet	sikring af konkurrerende investorer sikring af konkurrencepres på producenter af vindmøller dobbeltprissystemet for landmøller
3) Lokal accept og deltagelse	lokal ejerandel i kombination med 1b, c, d, e, f, g ovenfor
4) Demokratisk effektivitet	mulighed for lokalt medejerskab fuldstændig åbenhed om licitationstilbud
5) Stedseffektivitet	via dobbeltprissystemet for landmøller via licitationsprincippet for offshoremøller
6) Udbygningseffektivitet	etablering af et prissystem, der for så lave priser som muligt sikrer en vindmølleudbygning generelt punkterne 1-5 ovenfor

**Tablet 8.6:** Forslagets veje til målsætningsopfyldelse.





## Bilag 3.1

# Uddybning af figur 3.1, standard Nord Pool prisvariation

Formålet med dette bilag er at dokumentere konstruktionen af det bud på de fremtidige elspotpriser, der er anvendt i analyserne i projektet. Baggrunden er, at såvel prisniveau for elspotpriser som den årlige variation og variationen på døgn og ugebasis i væsentligt omfang må forventes at komme til at påvirke driften og den fremtidige udvikling af energisystemet. I dette bilag gives et bud på, hvorledes man opbygger timeopdelte spotpriser for konkrete år.

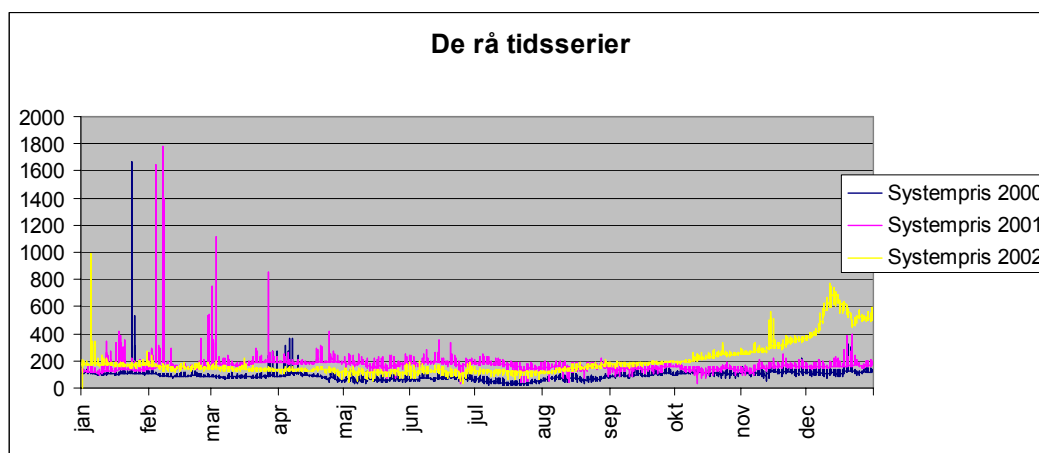
Der er taget udgangspunkt i Energistyrelsens brændselsprisnotat fra februar 2003, som indeholder en vurdering af de fremtidige gennemsnitlige Nord Pool priser (Energistyrelsen, 2003). Et uddrag er gengivet i tabel B3.1. Vurderingen er udarbejdet af Energistyrelsen i 2002 og har været anvendt til analyserne i regeringens klimastrategi, offentliggjort i februar 2003. Prisniveauet skal fortolkes som et uvejet gennemsnit af alle årets timepriser.

Energistyrelsen har i notatet begrundet udviklingen i prisniveau således: ”Da Danmark deltager i det europæiske elmarked, kan den samfundsøkonomiske elpris ikke baseres på danske forhold alene. Elprisen er fastsat med udgangspunkt i forventningerne til udviklingen på det nordiske elmarked, Nord Pool. På kortere sigt forventes det, at markedsprisen vil være ret lav – 17-18 øre/kWh – da der normalt er overskud af elproduktionskapacitet i både Danmark og Nordeuropa. Den helt aktuelle høje elpris, der skyldes ringe nedbør i Nordskandinavien, ventes at være et forbigående fænomen. I takt med at kapacitetsoverkuddet reduceres, ventes markedsprisen dog at stige i forhold til de 17-18 øre/kWh. På længere sigt antages prisen på det nordiske elmarked at lægge sig på de langsigtede marginale produktionsomkostninger, konkret beregnet som omkostningerne på et norsk gasfyret kraftværk, som ventes at have de laveste omkostninger. Disse omkostninger ventes at være 24 øre/kWh, og prisen antages at nå dette niveau i 2012”. (Energistyrelsen, 2003).

Den historiske prisudvikling på Nord Pool er gengivet i figur B3.2. Med det i statistisk sammenhæng meget korte tidsrum markedet har fungeret, og under hensyntagen til at det fortsat er under udvikling/læring, er der kun i meget begrænset omfang basis for at lægge statistiske overvejelser til baggrund for generering af en spotprisdynamik.

Tabel 6 Elpriser i 2002-kr./MWh og CO <sub>2</sub> -indhold i kg/MWh								
År	Nord Pool		60 kV-niveau		10 kV-niveau		0,4 kV-niveau	
	kr./MWh	kg/MWh*	kr./MWh	kg/MWh	kr./MWh	kg/MWh	kr./MWh	kg/MWh
2002	171	739	184	762	198	783	213	805
2003	182	742	195	764	210	786	225	807
2004	173	739	186	761	201	782	216	804
2005	174	738	187	761	201	782	217	804
2006	188	736	201	759	216	780	232	801
2007	196	729	209	752	225	773	240	794
2008	204	727	217	749	233	770	249	791
2009	212	726	227	748	242	769	259	790
2010	222	729	236	752	252	773	268	794
2011	230	736	245	759	261	780	278	802
2012	240	736	254	759	271	780	288	802
2013	240	742	254	765	271	786	288	808
2014	240	681	254	702	271	722	288	741
2015	240	646	254	666	271	685	288	704
2016	240	603	254	622	271	639	288	657
2017	240	603	254	621	271	639	288	656
2018	240	603	254	621	271	639	288	656
2019	240	603	254	621	271	639	288	656
2020	240	603	254	621	271	639	288	656
2021	240	603	254	621	271	639	288	656
2022	240	603	254	621	271	639	288	656
2023	240	603	254	621	271	639	288	656

Figur B3.1: Energistyrelsens vurdering af fremtidige elspotpriser (kolonne 2).



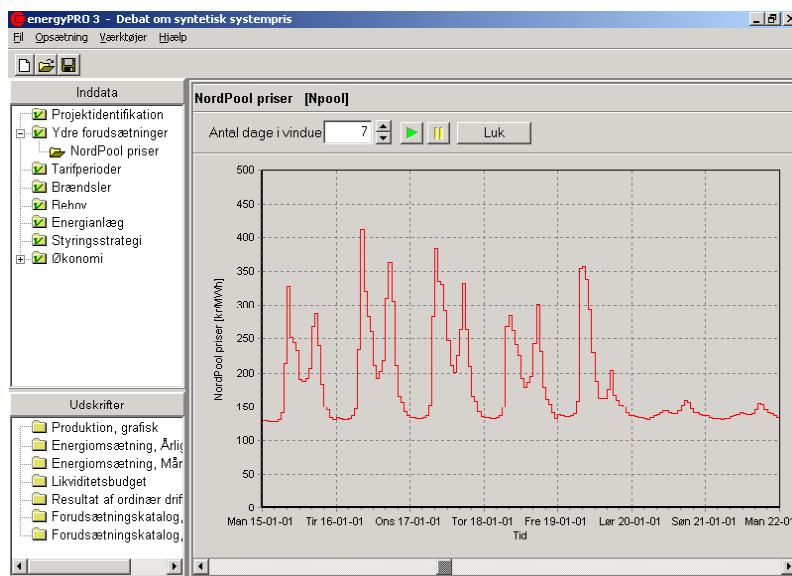
Figur B3.2: Nord Pool systemprisens udvikling i hhv. 2000, 2001 og 2002 (ELTRA, 2003).

Med udvikling/læringsaspektet i baghovedet kan der være god grund til at tage udgangspunkt i de mest aktuelle data. Disse udviser imidlertid for slutningen af 2002 og starten af 2003 et så ekstremt prisforløb grundet tørår i det skandinaviske elsystem, så dette forløb må anses for værende ”unormalt”.

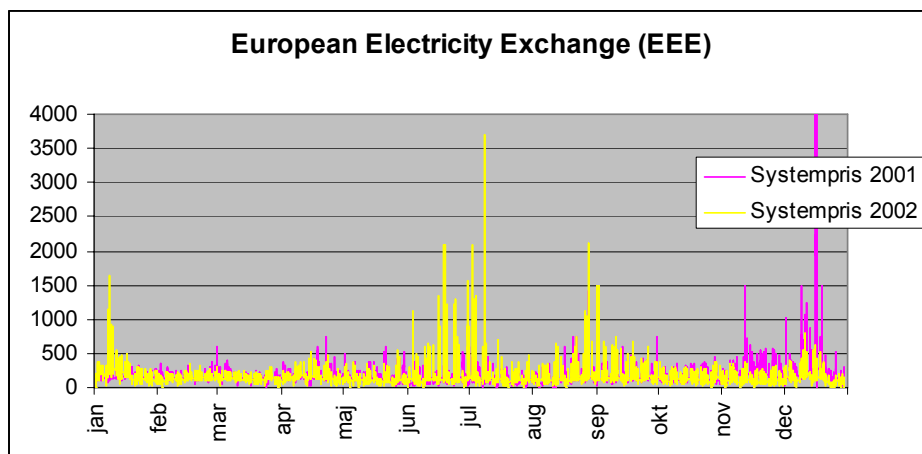
Af figur B3.2 fremgår, at der i alle tre år er dyk i prisen om sommeren, hvilket helt naturligt skal søges i, at elkapaciteten er mindre belastet, og at elektriciteten derfor gennemsnitligt kan produceres på bedre/billigere enheder.

På uge- og døgnniveau optræder der tilsvarende variationer. Dette kan figur B3.3, der viser prisudviklingen i en af de mest ekstreme uger, tjene til illustration af. Som det fremgår, ses en variation inden for det enkelte døgn, hvor elprisen er højere i dagtimerne end om natten, og på ugebasis er elprisen lavere og "fladere" i weekenden.

Den nuværende tyske elbørs, European Electricity Exchange (EEE), er i sin nuværende organisation først dannet i 2002 efter, at den blev sammensluttet med børsen i Leipzig. EEE er under forsat udvikling og konsolidering og har statistisk set et endnu svagere fundament end Nord Pool. Som det fremgår af figur B3.4 og B3.5, er der langt større fluktuationer på EEE end på Nord Pool.



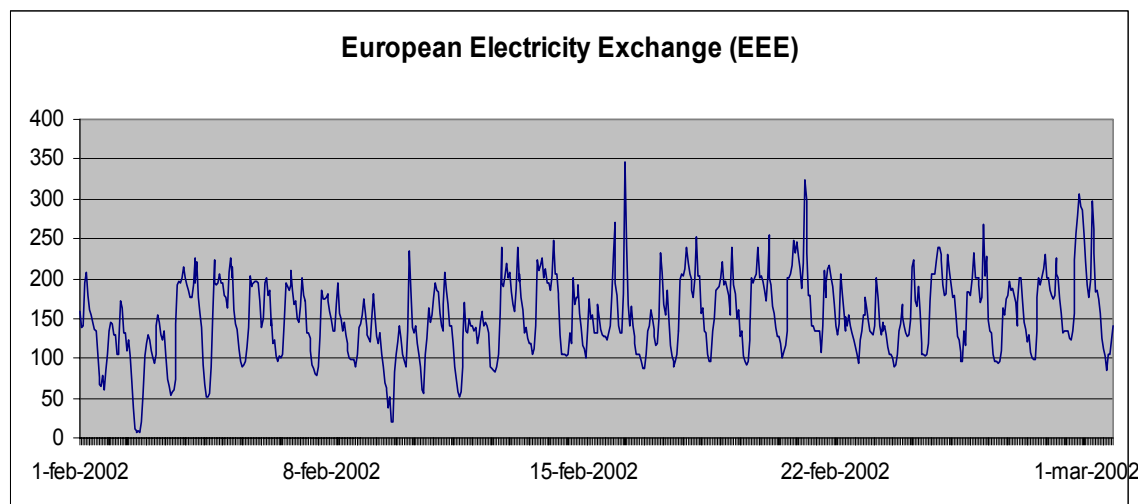
**Figur B3.3:** Nord Pool systemprisens variation i en uge med ekstremt store prisvariationer.



**Figur B3.4:** Oversigt over fluktuationer på årsbasis i EEE (ELTRA, 2003).

Prisudviklingen på figur B3.5 ses i vidt omfang at afspejle elsystemets belastning, som vi kender det fra det danske elsystem. Gennemsnitsprisen for de 8760 timer, som indgår i EEE-2001 og EEE-2002, er hhv. 179 og 168 kr./MWh.

I det følgende præsenteres to alternative bud på en fremtidig prisdynamik på elspotpriserne. I det første alternativ forudsættes en dynamik svarende til, at variationerne, som vi kender dem fra det nordiske system, bliver de fremtidige. I det andet alternativ antages det, at det nordiske vandkraftsystem i fremtiden bliver kraftigere forbundet med det øvrige europæiske net, som overvejende er termisk baseret, med det resultat at prisdynamikken bliver et mix af den prisdynamik, vi i dag kender på de to markeder.



**Figur B3.5:** Oversigt over fluktuationer i februar måned i EEE-2002 (ELTRA, 2003).

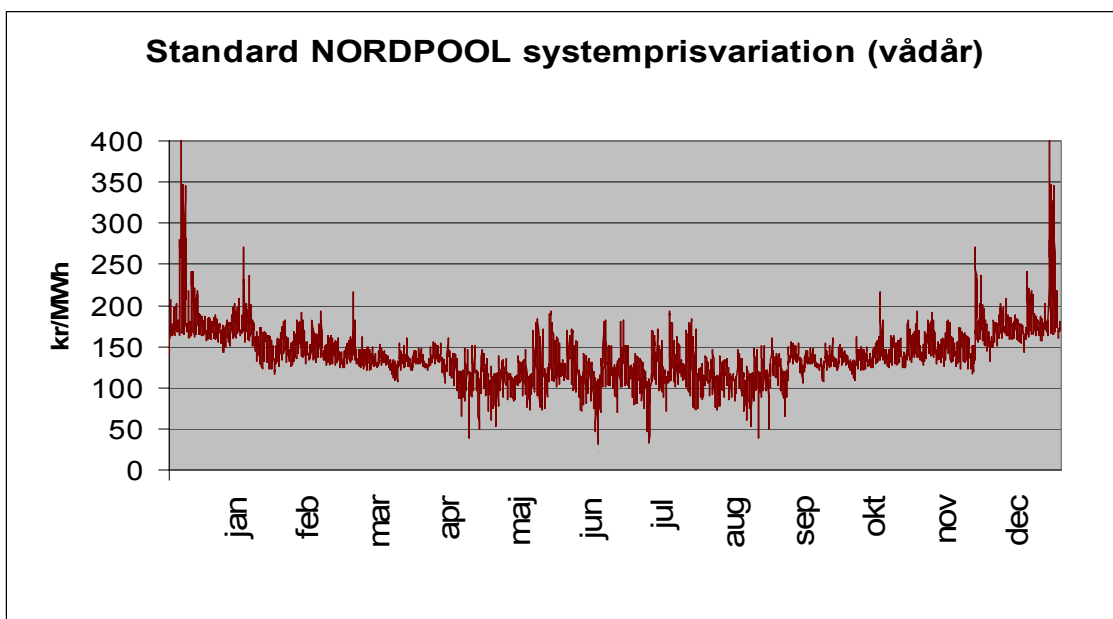
### Standard Nord Pool systemprisvariation

Forudsætningerne bag dette alternativ til spotprisdynamik er Nord Pools prisvariationer fra 2002. At der udelukkende er valgt 2002 data skyldes dels den manglende statistiske baggrund for at foretage et statistisk valg, dels at markedet er forholdsvis ungt og under fortsat udvikling.

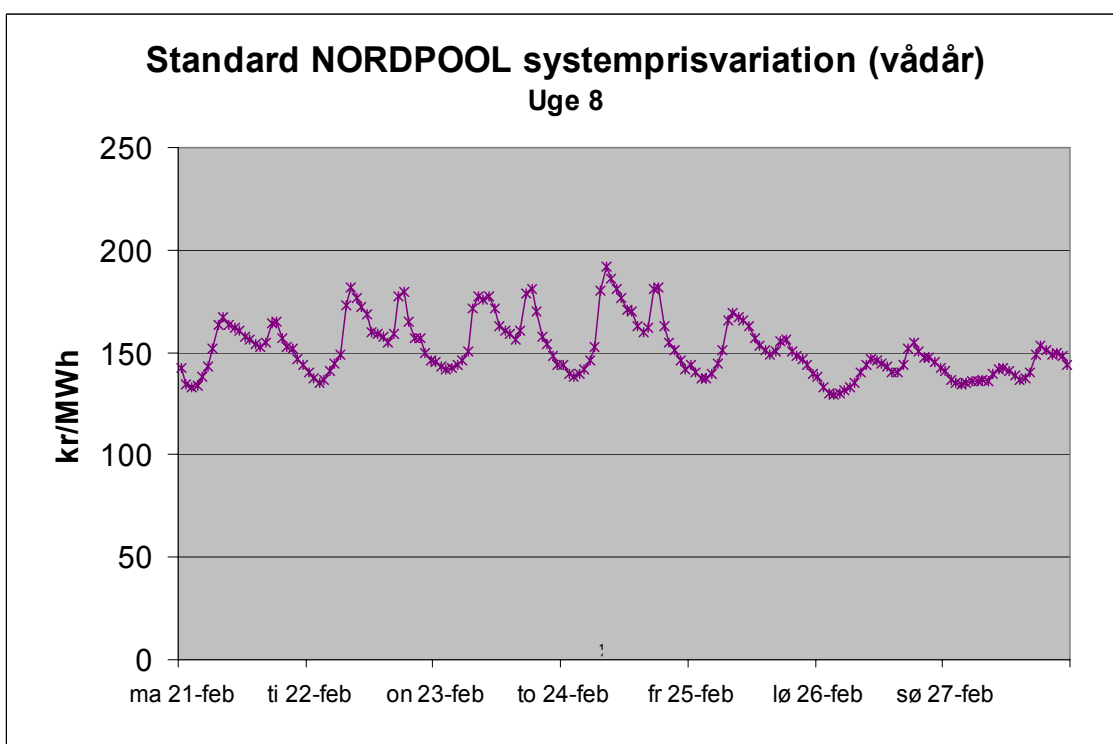
Der ses bort fra andet halvår grundet den markante tørårsudvikling i slutningen af året. I stedet er første halvår af 2002 gentaget, som en ugevis spejling af første halvår over i andet halvår omkring midten af året. I praksis er dette gjort ved, at uge 27 er identisk med uge 26, uge 28 identisk med uge 25 osv. Der er således også timebevarelse. 1. time mandag i uge 25 er således lig mandag 1. time i uge 28. Gennemsnitsprisen for denne "syntetiske" Nord Pool pris er 139,5 kr./MWh.

Af figur B3.6 fremgår en grafisk repræsentation af den således konstruerede standard Nord Pool systemprisvariation. Der kan bl.a. ses et mindre dyk i prisen om sommeren. Et dyk der som tidligere nævnt optræder i de historiske data for 2000, 2001 og 2002.

På figur B3.7 er vist en enkelt uge i januar for at give indtryk af dynamikken ved en større opløsning. Som det fremgår, udviser den pågældende uge en dynamik med tydelige døgnvariationer på hverdage, mens det er knap så udtalt i weekenden.



*Figur B3.6: Standard Nord Pool systemprisvariation (vårår).*

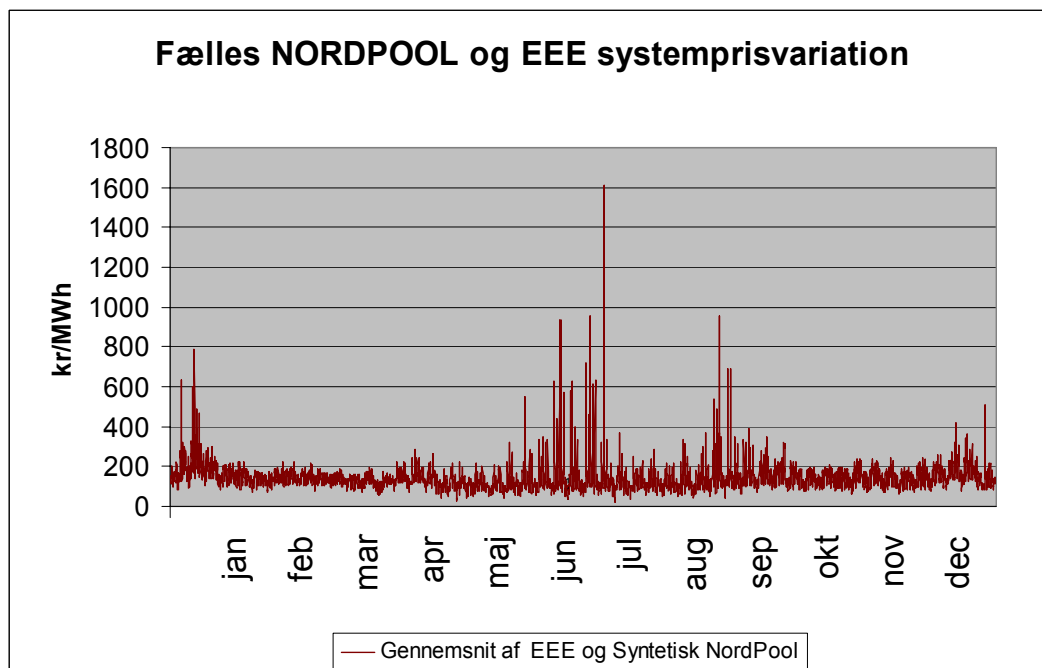
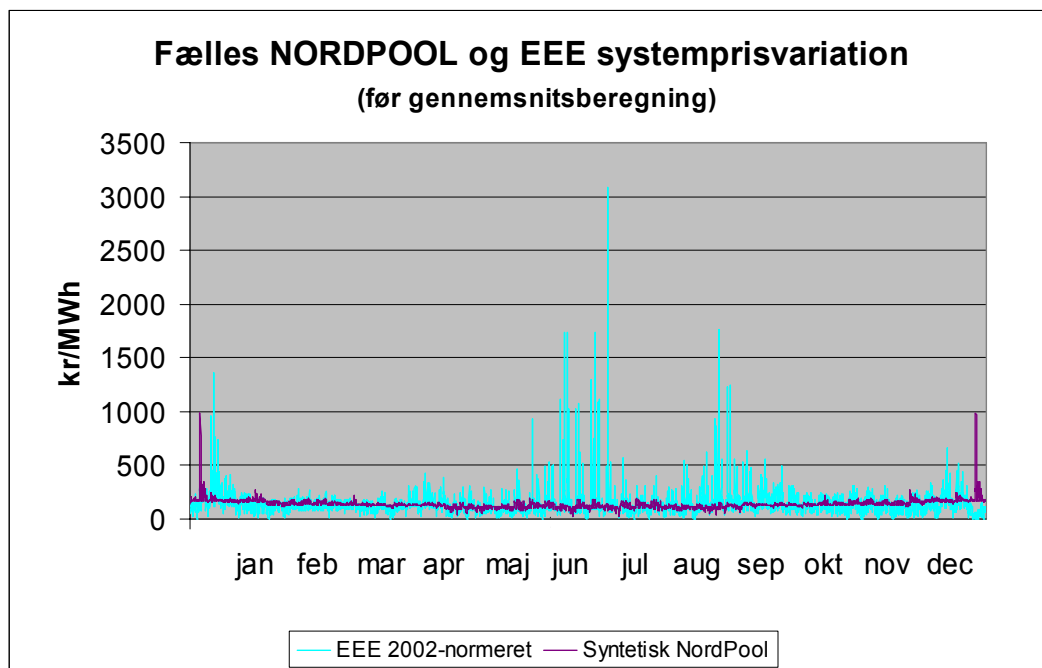


*Figur B3.7: Standard Nord Pool systemprisvariation (vårår). Eksempel på uge i februar.*

### Fælles Nord Pool - EEE systemprisvariation

I dette alternativ fremkommer den ”fælles” fremtidige prisdynamik ved et gennemsnit time for time af Nord Pool systempriser og de tyske spotpriser. Forudsætningerne bag dette alternativ til spotprisdynamik er følgende:

- European Electricity Exchange spotpriser fra 2002 anvendes
- Nord Pool spotpriser fra det første halvår af 2002
- gennemsnitspriseniveauet for Nord Pool og EEE vægtes lige højt



**Figur B3.8:** Nord Pool og EEE systemprisvariationer før og efter midling.

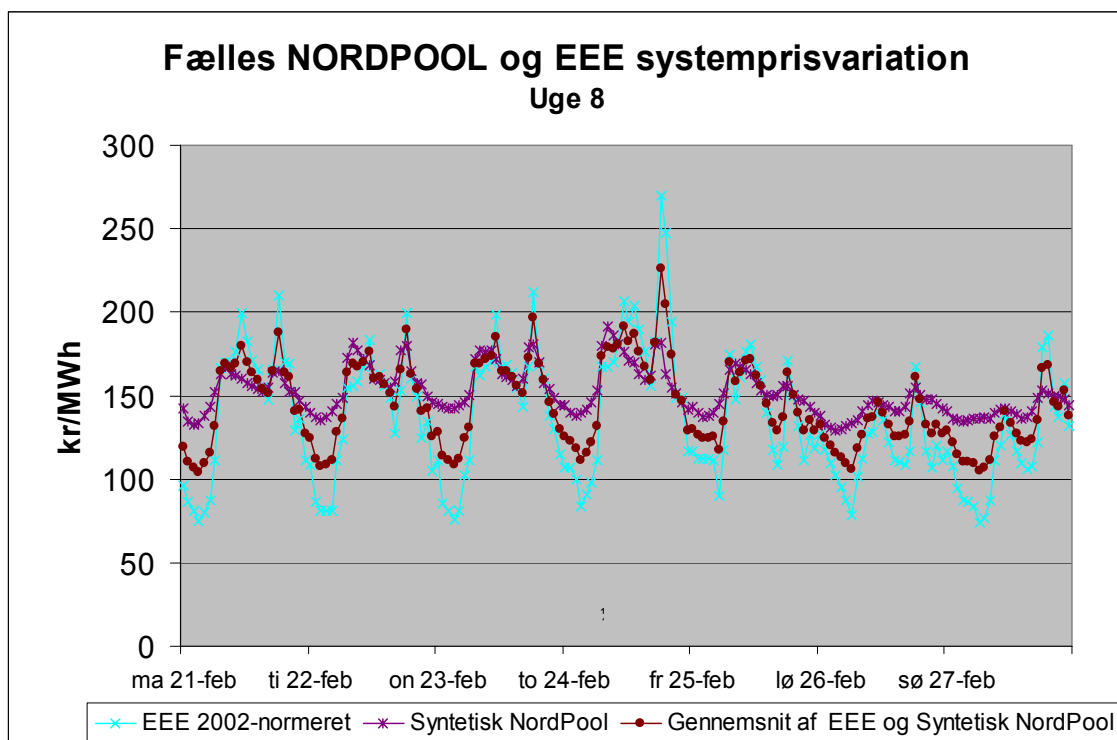
At der udelukkende er valgt 2002 data skyldes dels den manglende statistiske baggrund for at foretage et statistisk valg, dels at begge markeder er unge og under fortsat udvikling.

Nord Pool prisen er fremkommet som beskrevet ovenfor under "Standard Nord Pool systemprisvariation".

EEE systempriserne er herefter alle skaleret ned med en faktor, indtil gennemsnittet er den samme som for den syntetiske Nord Pool pris, for at give begge tidsserier samme vægt i dynamikken.

Graferne på figur B3.8 viser de konstruerede systemprisers udvikling. På den øverste graf vises de to tidsserier for hhv. Nord Pool (syntetisk) og den normerede 2002 udgave fra den tyske elbørs EEE, mens den nederste graf viser den resulterende tidsserie.

Figur B3.9 viser et eksempel på den konstruerede spotpris for en uge i februar. Den resulterende spotpris udviser en døgnvariation, med signifikante døgnvariationer, ligesom weekendprisen er lavere end den resterende del af ugen.



**Figur B3.9:** Fælles Nord Pool og EEE systemprisvariationer eksempel i uge 8.





## Bilag 3.2

# Uddybning af tabel 3.10

Vådår		CO2-pris 0 DKK/ton					
		Ref-1	handel-1	Ref-2	handel-2	Ref-3	handel-3
CO2	Mt	26,66	24,21	26,66	24,28	26,66	24,28
Kul	TWh	16,92	12,78	16,92	12,89	16,92	12,89
Olie	TWh	45,43	45,46	45,43	45,46	45,43	45,46
Gas	TWh	42,95	37,90	42,95	38,04	42,95	38,04
Vind	TWh	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15
Eksport	TWh	3,97	4,08	3,97	4,03	3,97	4,03
Import	TWh	0,89	5,59	0,89	5,41	0,89	5,41
Import	Mio.Kr.	-124	-760	-139	-860	-139	-1241
Eksport	Mio.Kr.	573	597	465	476	220	229
Handel (Tyskl.)	Mio.kr.	914	914	889	963	817	1129
Flaskehals	Mio.kr.	0	0	0	0	122	314
CO2-indtægt	Mio.kr.		0	0	0	0	0
D&V	Mio.Kr.		230	0	223	0	223
Brændsel	Mio.Kr.		714	0	695	0	695
Overskud	Mio.Kr.	1363	1695	1215	1497	1020	1349
Netto-indtægt (Mkr.)		0	332	0	282	0	329
<i>Analyse/fortolkning:</i>							
<i>Direkte fortjeneste (handel)</i>			332		208		209
<i>Ændring flaskehalse</i>			0		0		-192
<i>Ændring Tysklandshandel</i>			0		74		312
<i>Sum ændringer</i>			332	0	282	0	329

Normalår		CO2-pris 0 DKK/ton					
		Ref-1	handel-1	Ref-2	handel-2	Ref-3	handel-3
CO2	Mt	26,66	29,29	26,66	28,47	26,66	28,47
Kul	TWh	16,92	21,37	16,92	19,98	16,92	19,98
Olie	TWh	45,43	45,46	45,43	45,46	45,43	45,46
Gas	TWh	42,95	48,36	42,95	46,67	42,95	46,67
Vind	TWh	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15
Eksport	TWh	3,97	9,07	3,97	7,47	3,97	7,47
Import	TWh	0,89	1,04	0,89	0,99	0,89	0,99
Import	Mio.Kr.	-261	-283	-293	-306	-293	-219
Eksport	Mio.Kr.	1209	2713	981	1858	464	1092
Handel (Tyskl.)	Mio.kr.	1930	1930	1877	1761	1724	1231
Flaskehals	Mio.kr.	0	0	0	0	258	339
CO2-indtægt	Mio.kr.		0	0	0	0	0
D&V	Mio.Kr.		-248	0	-170	0	-170
Brændsel	Mio.Kr.		-773	0	-532	0	-532
Overskud	Mio.Kr.	2878	3340	2565	2611	2153	1741
Netto-indtægt (Mkr.)		0	462	0	46	0	-412
<b>Analyse/fortolkning:</b>							
Direkte fortjeneste (handel)			462		162		162
Ændring flaskehalse			0		0		-81
Ændring Tysklandshandel			0		-116		-493
Sum ændringer			462	0	46	0	-412

Tørår		CO2-pris 0 DKK/ton					
		Ref-1	handel-1	Ref-2	Handel-2	Ref-3	handel-3
CO2	Mt	24,70	28,06	24,70	28,05	24,70	28,05
Kul	TWh	13,89	19,59	13,89	19,56	13,89	19,56
Olie	TWh	46,45	46,45	46,45	46,45	46,45	46,45
Gas	TWh	37,10	44,04	37,10	44,01	37,10	44,01
Vind	TWh	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12
Eksport	TWh	6,28	12,60	6,28	12,57	6,28	12,57
Import	TWh	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Import	Mio.Kr.	-32	-29	-33	-30	-33	-10
Eksport	Mio.Kr.	3857	7507	3102	5906	1248	1811
Handel (Tyskl.)	Mio.kr.	-718	-718	-619	-559	-403	-180
Flaskehals	Mio.kr.	0	0	0	0	927	2038
CO2-indtægt	Mio.kr.		0	0	0	0	0
D&V	Mio.Kr.		-316	0	-315	0	-315
Brændsel	Mio.Kr.		-987	0	-982	0	-982
Overskud	Mio.Kr.	3107	5457	2450	4020	1739	2362
Netto-indtægt (Mkr.)		0	2350	0	1570	0	623
<b>Analyse/fortolkning:</b>							
Direkte fortjeneste (handel)			2350		1510		1511
Ændring flaskehalse			0		0		-1111
Ændring Tysklandshandel			0		60		223
Sum ændringer			2350	0	1570	0	623

## Bilag 4.1

# Investeringsomkostninger

Når indtægter og udgifter fra handel på elmarkedet udregnes, inddrager EnergyPLAN modellen alle brændselsomkostninger samt variable drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. Til brug for en samlet vurdering er disse sammenholdt med en række investeringsomkostninger samt faste d&v-omkostninger. Der er anvendt følgende værdier.

### Vindkraft

Omkostningen til vindkraft anvendes i analyserne til at vurdere, i hvilket omfang det vil være fordelagtigt at foretage yderligere investeringer i vindkraft. Der er således taget udgangspunkt i en analyse af Middelgrundsprojektet, foretaget af Energi- og Miljødata, som vurderes at være repræsentativt for nye havmølleparker. Generelt bliver møllerne billigere med tiden. Til gengæld bliver omkostningerne til nettilslutning og fundamenter større ved længere afstand til land.

Den samlede anlægspris er sat til 8,5 mio. kr./MW og drift og vedligeholdelse er sat til 0,244 mio. kr. pr. MW pr. år. Produktionsomkostningerne er i sagens natur meget afhængige af benyttelsestider, levetider og valg af rente, hvilket er illustreret i nedenstående tabel, hvor der er regnet på tre forskellige benyttelsestider og rentesatser, og to forskellige levetider.

		vind-lav	vind-midt	vind-høj
Anlægspris	MDKK/MW	8,5	8,5	8,5
D&V	MDKK/MW	0,25	0,25	0,25
Levetid	år	20	20	25
Rente	%	6	5	3
Benyttelsestid	timer/år	3600	4228	4400
Omkostning pr. /MW				
Anlægspris	MDKK/år	206	161	111
D&V	MDKK/år	69	59	57
Enhedspris	DKK/MWh	275	220	168

Afhængigt af valg af levetid, rente og benyttelsestid varierer produktionsprisen mellem 17 og 28 øre/kWh. Middelværdien på 22 øre/kWh er her udregnet med en benyttelsestid på 4228 timer/år svarende til den benyttelsestid, der er anvendt i analyserne. I analyserne er der taget udgangspunkt i den midterste pris, mens de øvrige inddrages i følsomhedsanalyserne.

## Nye kraftværker

Under henvisning til Energistyrelsens prisforudsætninger er Nord Pool markedet i analyserne beskrevet således, at den gennemsnitlige pris bliver 240 DKK/MWh. Begrundelsen for de 240 DKK/MWh er, at det forventes at være de billigste langsigtede marginalomkostninger på nye naturgasfyrede kondensværker i Norge. Som følge heraf bør det pr. definition ikke kunne betale sig at investere i kondenskraft i Danmark. Til analyse af dette spørgsmål er der defineret følgende gennemsnitsværk:

- elnyttevirkning: 50%
- brændsels sammensætning: 45% kul og 55% Ngas
- anlægspris: 4 mia. kr. svarende til 10.000 kr./kW
- levetid: 25 år
- rente: 3%
- variable d&v-omkostninger: 50 DKK/MWh
- faste d&v-omkostninger: 100 mio. kr./år

Disse forudsætninger medfører faste omkostninger på samlet 330 mio. DKK pr. år fordelt på 230 til anlæg og 100 til faste d&v, samt variable produktionsomkostninger på små 130 DKK/MWh fordelt på 50 DKK til d&v og små 80 DKK til brændsel.

Ved en produktion på 5000 timer/år bliver den langsigtede marginale produktionsomkostning for et sådant anlæg små 300 DKK/MWh svarende til, at det ikke vil kunne konkurrere med det norske anlægs pris på 240 DKK/MWh. Omkostninger er her sat til 0,825 mio. kr. pr. MW el.

## Varmepumper

Der er ikke stor erfaring med investering i større varmepumpeanlæg i Danmark. Priserne baserer sig derfor på svenske erfaringer, oplyst af Lars Toft Hansen, Houe & Olsen i Thisted. Investeringen kan opgøres til 4,4 mio. kr./MW fordelt på 2,4 til selve varmepumpen og 2 til etablering af varmekilden. Hertil kommer d&v-omkostninger på 0,110 mio. kr. pr. MW el pr. år. Halvdelen af d&v-omkostningerne er her regnet som faste omkostninger og den anden halvdel som produktionsafhængige.

Med en levetid på 20 år og en rente på 3% bliver omkostningen 0,350 kr. pr. MW el.

## Elpatron

Jf. rapporten "Udredning om eloverløb i Elsam-området" (ELSAM, 1996) er omkostningerne til en elpatron sat til 0,5 mio. kr./MW. D&v er sat til 0,010 mio. kr./år., pr. MW installeret effekt, hvoraf halvdelen er regnet som en fast omkostning.

Med en levetid på 20 år og en rente på 3% bliver den faste omkostning 0,040 kr. pr. MW el.

## Oversigt

I tabellen er der givet en oversigt over de anvendte værdier:

	Årlige faste omkostninger til investering og d&v mio. kr. pr. MW el	Årlige fast omkostninger til investering og d&v DKK/MWh
Havvindmøller		220
Kondenskraftværker (e.o.)	0,825	
Varmepumper	0,350	
Elpatroner	0,040	

Bilag 4.2

## **Uddybning af tabel 4.1**

Vådår		CO2-pris 0 DKK/ton							
		Ref	handel	regK	regKnet	regEP	regEPnet	regVP	regVPnet
CO2	Mt	26,66	24,28	23,69	23,31	23,63	23,25	22,64	22,42
Kul	TWh	16,92	12,89	12,24	11,56	12,24	11,56	12,20	11,54
Olie	TWh	45,43	45,46	46,93	46,77	46,68	46,54	43,49	43,50
Gas	TWh	42,95	38,04	34,32	33,78	34,33	33,78	33,69	33,72
Vind	TWh	12,15	12,15	12,14	12,14	12,14	12,14	12,11	12,11
Eksport	TWh	3,97	4,03	2,23	1,96	2,08	1,83	1,34	1,27
Import	TWh	0,89	5,41	5,42	5,80	5,50	5,88	5,72	5,96
Import	Mio.Kr.	-139	-1241	-1195	-1262	-1203	-1270	-1291	-1333
Eksport	Mio.Kr.	220	229	176	177	174	176	118	109
Handel (Tyskl.)	Mio.kr.	817	1129	1160	1195	1162	1197	1231	1236
Flaskehals	Mio.kr.	122	314	220	205	215	200	215	216
CO2-indtægt	Mio.kr.		0	0	0	0	0	0	0
D&V	Mio.Kr.		223	313	346	325	356	371	387
Brændsel	Mio.Kr.		695	944	1050	970	1075	1381	1410
Overskud	Mio.Kr.	1020	1349	1618	1710	1642	1734	2025	2024
Netto-indtægt (Mkr.)		0	329	598	690	622	714	1005	1004
<b>Analyse/fortolkning:</b>									
Direkte fortjeneste (handel)			209	353	395	370	412	684	679
Ændring flaskehalse			-192	-98	-83	-93	-78	-93	-94
Ændring Tysklandshandel			312	343	378	345	380	414	419
Sum ændringer			329	598	690	622	714	1005	1004
Normalår		CO2-pris 0 DKK/ton							
		Ref	handel	regK	regKnet	regEP	regEPnet	regVP	regVPnet
CO2	Mt	26,66	28,47	28,33	28,11	28,33	28,11	27,83	27,73
Kul	TWh	16,92	19,98	19,69	19,20	19,69	19,20	20,06	19,61
Olie	TWh	45,43	45,46	45,05	44,47	45,05	44,47	42,80	42,77
Gas	TWh	42,95	46,67	47,02	47,50	47,02	47,50	46,85	47,19
Vind	TWh	12,15	12,15	12,13	12,08	12,13	12,08	12,08	12,07
Eksport	TWh	3,97	7,47	7,29	7,19	7,29	7,19	7,10	7,06
Import	TWh	0,89	0,99	0,86	0,89	0,86	0,89	1,09	1,10
Import	Mio.Kr.	-293	-219	-189	-196	-190	-196	-241	-242
Eksport	Mio.Kr.	464	1092	1117	1217	1117	1217	1337	1345
Handel (Tyskl.)	Mio.kr.	1724	1231	1241	1310	1241	1310	1332	1342
Flaskehals	Mio.kr.	258	339	322	260	322	260	178	168
CO2-indtægt	Mio.kr.		0	0	0	0	0	0	0
D&V	Mio.Kr.		-170	-169	-165	-169	-165	-150	-148
Brændsel	Mio.Kr.		-532	-509	-470	-509	-470	-267	-276
Overskud	Mio.Kr.	2153	1741	1814	1957	1813	1957	2189	2189
Netto-indtægt (Mkr.)		0	-412	-339	-196	-340	-196	36	36
<b>Analyse/fortolkning:</b>									
Direkte fortjeneste (handel)			162	208	220	207	220	348	328
Ændring flaskehalse			-81	-64	-2	-64	-2	80	90
Ændring Tysklandshandel			-493	-483	-414	-483	-414	-392	-382
Sum ændringer			-412	-339	-196	-340	-196	36	36
Tørår		CO2-pris 0 DKK/ton							
		Ref	handel	regK	regKnet	regEP	regEPnet	regVP	regVPnet
CO2	Mt	24,70	28,05	27,99	27,71	27,99	27,71	27,46	27,33
Kul	TWh	13,89	19,56	19,37	18,69	19,37	18,69	19,69	18,84
Olie	TWh	46,45	46,45	45,95	44,98	45,95	44,98	43,18	43,08
Gas	TWh	37,10	44,01	44,70	45,73	44,70	45,73	45,18	46,08
Vind	TWh	12,12	12,12	12,06	11,93	12,06	11,93	11,94	11,87
Eksport	TWh	6,28	12,57	12,70	12,66	12,70	12,66	12,55	12,53
Import	TWh	0,05	0,05	0,03	0,03	0,03	0,03	0,06	0,06
Import	Mio.Kr.	-33	-10	-7	-7	-7	-7	-12	-12
Eksport	Mio.Kr.	1248	1811	1895	2024	1895	2024	2274	2331
Handel (Tyskl.)	Mio.kr.	-403	-180	-189	-193	-189	-193	-225	-230
Flaskehals	Mio.kr.	927	2038	2031	1960	2031	1960	1802	1770
CO2-indtægt	Mio.kr.		0	0	0	0	0	0	0
D&V	Mio.Kr.		-315	-325	-330	-325	-330	-322	-325
Brændsel	Mio.Kr.		-982	-988	-953	-988	-953	-754	-791
Overskud	Mio.Kr.	1739	2362	2417	2501	2417	2501	2763	2744
Netto-indtægt (Mkr.)		0	623	678	762	678	762	1024	1005
<b>Analyse/fortolkning:</b>									
Direkte fortjeneste (handel)			1511	1568	1585	1568	1585	1721	1675
Ændring flaskehalse			-1111	-1104	-1033	-1104	-1033	-875	-843
Ændring Tysklandshandel			223	214	210	214	210	178	173
Sum ændringer			623	678	762	678	762	1024	1005

Vårdår		CO2-pris 250 DKK/ton							
		Ref	handel	regK	regKnet	regEP	regEPnet	regVP	regVPnet
CO2	Mt	26,66	26,70	26,45	26,00	26,45	26,00	26,06	25,71
Kul	TWh	16,92	17,01	16,51	15,63	16,51	15,63	16,96	16,15
Olie	TWh	45,43	45,43	45,09	44,53	45,09	44,53	42,80	42,78
Gas	TWh	42,95	43,05	43,04	43,06	43,04	43,06	43,38	43,05
Vind	TWh	12,15	12,15	12,13	12,08	12,13	12,08	12,09	12,06
Eksport	TWh	3,97	4,10	3,67	3,17	3,67	3,17	3,74	3,18
Import	TWh	0,89	0,92	0,81	0,86	0,81	0,86	1,01	1,01
Import	Mio.Kr.	-387	-397	-347	-370	-347	-370	-431	-435
Eksport	Mio.Kr.	609	649	587	613	587	613	1014	873
Handel (Tyskl.)	Mio.kr.	2240	2218	2240	2360	2240	2360	2376	2419
Flaskehals	Mio.kr.	331	334	300	211	300	211	106	89
CO2-indtægt	Mio.kr.		-10	53	165	53	165	150	238
D&V	Mio.Kr.		-5	10	35	10	35	15	41
Brændsel	Mio.Kr.		-15	48	151	48	151	239	315
Overskud	Mio.Kr.	2793	2774	2891	3165	2891	3165	3468	3539
Netto-indtægt (Mkr.)		0	-19	98	372	98	372	675	746
<i>Analyse/fortolkning:</i>									
Direkte fortjeneste (handel)			6	67	132	67	132	314	325
Ændring flaskehalse			-3	31	120	31	120	225	242
Ændring Tysklandshandel			-22	0	120	0	120	136	179
Sum ændringer			-19	98	372	98	372	675	746
Normalår		CO2-pris 250 DKK/ton							
		Ref	handel	regK	regKnet	regEP	regEPnet	regVP	regVPnet
CO2	Mt	26,66	27,45	27,22	26,91	27,22	26,91	26,82	26,61
Kul	TWh	16,92	18,26	17,81	17,16	17,81	17,16	18,27	17,63
Olie	TWh	45,43	45,45	45,05	44,49	45,05	44,49	42,80	42,77
Gas	TWh	42,95	44,57	44,73	45,01	44,73	45,01	44,94	45,02
Vind	TWh	12,15	12,15	12,13	12,07	12,13	12,07	12,08	12,06
Eksport	TWh	3,97	5,59	5,25	4,99	5,25	4,99	5,28	5,01
Import	TWh	0,89	1,03	0,91	0,96	0,91	0,96	1,11	1,12
Import	Mio.Kr.	-417	-413	-364	-385	-364	-385	-447	-450
Eksport	Mio.Kr.	658	1159	1119	1248	1119	1248	1563	1509
Handel (Tyskl.)	Mio.kr.	2436	2150	2162	2284	2162	2284	2313	2339
Flaskehals	Mio.kr.	363	394	368	263	368	263	148	132
CO2-indtægt	Mio.kr.		-198	-140	-63	-140	-63	-40	13
D&V	Mio.Kr.		-74	-64	-52	-64	-52	-58	-45
Brændsel	Mio.Kr.		-233	-183	-118	-183	-118	15	43
Overskud	Mio.Kr.	3040	2786	2898	3178	2898	3178	3494	3540
Netto-indtægt (Mkr.)		0	-254	-142	138	-142	138	454	500
<i>Analyse/fortolkning:</i>									
Direkte fortjeneste (handel)			63	137	190	137	190	362	366
Ændring flaskehalse			-31	-5	100	-5	100	215	231
Ændring Tysklandshandel			-286	-274	-152	-274	-152	-123	-97
Sum ændringer			-254	-142	138	-142	138	454	500
Tørdår		CO2-pris 250 DKK/ton							
		Ref	handel	regK	regKnet	regEP	regEPnet	regVP	regVPnet
CO2	Mt	24,70	28,02	27,96	27,68	27,96	27,68	27,39	27,25
Kul	TWh	13,89	19,52	19,32	18,65	19,32	18,65	19,66	18,81
Olie	TWh	46,45	46,45	45,95	44,98	45,95	44,98	43,00	42,88
Gas	TWh	37,10	43,96	44,65	45,68	44,65	45,68	45,14	46,03
Vind	TWh	12,12	12,12	12,06	11,93	12,06	11,93	11,94	11,86
Eksport	TWh	6,28	12,53	12,65	12,61	12,65	12,61	12,47	12,44
Import	TWh	0,05	0,05	0,03	0,03	0,03	0,03	0,06	0,06
Import	Mio.Kr.	-40	-17	-12	-12	-12	-12	-20	-20
Eksport	Mio.Kr.	1514	2967	3100	3316	3100	3316	3742	3811
Handel (Tyskl.)	Mio.kr.	-504	-298	-313	-318	-313	-318	-377	-380
Flaskehals	Mio.kr.	1110	2072	2047	1930	2047	1930	1671	1631
CO2-indtægt	Mio.kr.		-830	-815	-745	-815	-745	-673	-638
D&V	Mio.Kr.		-313	-323	-327	-323	-327	-318	-321
Brændsel	Mio.Kr.		-975	-981	-946	-981	-946	-729	-763
Overskud	Mio.Kr.	2080	2606	2704	2898	2704	2898	3297	3321
Netto-indtægt (Mkr.)		0	526	624	818	624	818	1217	1241
<i>Analyse/fortolkning:</i>									
Direkte fortjeneste (handel)			1282	1370	1452	1370	1452	1651	1638
Ændring flaskehalse			-962	-937	-820	-937	-820	-561	-521
Ændring Tysklandshandel			206	191	186	191	186	127	124
Sum ændringer			526	624	818	624	818	1217	1241





## Bilag 5.1

# Værdisætning af netudvidelser

I værdisætningen af fordrede netinvesteringer tages udgangspunkt i omkostninger angivet for nye traceer på 1,7-2,2 Mkr./km for 150 kV og 3,2-3,9 Mkr./km for 400 kV luftledninger, 1,8 og 9,0 Mkr./km for hhv. 150 og 400 kV kabler samt endelig udlandsforbindelser i form af HVDC-kabler til Norge eller Sverige på 1,2-1,5 Mkr. per 600 MW enhed (Eltra, 2002). Dertil kommer en forstærkningspris på 0,4 Mkr./km 150 kV linje samt 0,7 Mkr./km for 400 kV, hvor det er muligt at ophænge et ekstra system (Eltra, sep. 2003).

Anlægstype	Forstærkning af 150 linjer ved ophæng af ekstra ledningssæt	Ny 150 kV trace	Ny 400 kV trace	Nyt 150 kV kabel	HVDC kabel
Anvendelse	Linjer hvor der kun er op-hængt et sy-stem	Linjer hvor der helt eller del-vist er op-hængt to sy-stemer (evt. som 150/400kV kombi)	Alle Overbela-stede 400 kV linjer	Alle overbelastede 150 kV kabler	Installeres i enheder à 600 MW for at dække eksport-behov ud over den eksiste-rende/modelle-rede kapacitet
Omkost-ning	0,4 Mkr./km	2 Mkr./km	3,5 Mkr./km	1,8 Mkr./km	1350 Mkr./enhed

**Table B5.1:** Investeringssomkostninger ved netforbedringer.

De tilhørende længder for hver enkelt linjestrækning er omfattet af transmissionsnetbeskrivelsen, hvorved den samlede investeringsomkostning for hver enkelt linje kan fastlægges ved hhv. forstærkning eller ved nyanlæg af parallel tracé.

For eksisterende 400 kV ledninger med ét system ophængt er det antaget, at der ikke er mulighed for ophæng af et system mere.

Det er antaget, at der ved eksisterende 150 kV linjer med kun ét system ophængt er mulighed for at ophænge et system mere, såfremt det eksisterende ikke f.eks. er ophængt i kombination med 400 kV ledninger. Det er dog ikke undersøgt om, de enkelte linjestrækninger med kun et system ophængt er teknisk forberedte for et ophæng af et supplerende system.

I den udstrækning det ikke er muligt at forstærke eksisterende ledninger gennem ophæng af supplerende system, etableres parallelle traceer i fornødent omfang. Overføringskapaciteten på de nye tracéer tilsvarende den eksisterende dublerede tracé. Er der tale om f.eks. en 150 kV ledning, der er ophængt i kombination med en 400 kV ledning, antages overføringskapaciteten på de nye traceer at være dobbelt så høj som på den eksisterende tracé. 400 kV ledninger antages ophængt med ét system pr. tracé svarende til de fleste eksisterende 400 kV strækninger.

	Maksimal årlig belastning	Forstærkning	Nye tracéer
Linjen kan forstærkes	0 - 100%	0	0
	101 - 200%	1	0
	201 - 300%	1	1
	301 - 400%	1	2
Linjen kan ikke forstærkes – to systemer ophængt eller 400 kV eller 150 kV kabel	0 - 100%	-	0
	101 - 200%	-	1
	201 - 300%	-	2
Linjen kan ikke forstærkes – kun ét system ophængt	0 - 100%	-	0
	101 - 300%	-	1
	301 - 500%	-	2

**Tabel B5.2:** Grænser for etablering af parallelle traceer ved netforbedringer.

Alle netudvidelsesomkostninger er omregnet til årlige værdier fordelt over 30 år med en kalkulationsrente på 3%.

Drift og vedligeholdelse for transmissionsnet ligger i området 1-2,5% af investeringsudgiften årligt med et middel på ca. 2% (Eltra, nov. 2003). Denne sats anvendes i prissætningen af årlige omkostninger og gælder såvel luftledninger som HVCD-forbindelser.

## Bilag 7.1

# Uddrag af tilskuds- og afgiftslove

Bekendtgørelse af lov om tilskud til elproduktion, LBK nr. 490 af 13/06/2003 (Gældende).

§ 2 b. Naturgasbaserede decentrale kraftvarmeværker med en samlet kapacitet for elproduktion på 25 MW eller derunder får tilskud på 8 øre pr. kWh til elproduktionen. Tilskuddet gives op til en årlig elproduktion af det tilskudsberettigede brændsel på 8 mio. kWh fordelt efter følgende maksimumssatser: 1. kvartal 3 mio. kWh, 2. kvartal 1,6 mio. kWh, 3. kvartal 1 mio. kWh og 4. kvartal op til 8 mio. kWh fratrukket elproduktionen af det tilskudsberettigede brændsel fra de foregående tre kvartaler. Grænsen på de 8 mio. kWh reduceres med de kvartalssatser, hvor værket ikke har været idriftsat.

Lov om ændring af lov om energiafgift af mineralolieprodukter m.v., lov om afgift af naturgas og bygas, lov om afgift af stenkul, brunkul og koks m.v., lov om kuldioxidafgift af visse energiprodukter, lov om afgift af svovl og lov om tilskud til elproduktion.  
(Ændret kraftvarmebeskatning, lettelser til erhvervslivet m.m.).  
LOV nr. 393 af 06/06/2002 (Gældende).

Andre kraftvarmeværker end de, der omfattes af bilaget, kan i stedet vælge at beregne den andel af det samlede forbrug af afgiftspligtige varer, der er medgået til fremstilling af elektricitet, som forholdet mellem på den ene side energiindholdet i den fremstillede mængde elektricitet divideret med 0,65 og på den anden side det totale energiindhold i de indfyrede brændsler.



## Bilag 7.2

# Samfundsøkonomiske forudsætninger

---

Samfundsøkonomiske forudsætninger i 2010-2020:

CO <sub>2</sub> værdi af kvoter	100	kr./ton CO <sub>2</sub>
Brændselspris	27,30	kr./GJ
CO <sub>2</sub> i brændsel	57,00	kg/GJ

---

Samfundsøkonomiske forudsætninger i år 2005:

Værdi af sparet CO <sub>2</sub> værdi	100	kr./ton CO <sub>2</sub>
Fortrængt CO <sub>2</sub> udledning centralt	782	kg/MWh el
Brændselspris	25,30	kr./GJ
CO <sub>2</sub> i brændsel	57,00	kg/GJ

---

De samfundsøkonomiske forudsætninger fremgår af Energistyrelsens forudsætningsnotat (Energistyrelsen, 2003).



## Bilag 7.3

# Marginal pris mellem varmepumpe og KV enheder

### Marginal pris i 2010-2020:

Spotpris i kr./MWh el hvor VP og KV producerer til samme omkostning			274	238
KV produktionspris for 1 MWh varme ved balancespotpris			341	89
Vpumpeproduktionspris for 1 MWh varme ved balancespotpris			341	89
Difference			0	0
KV produktionspris for 1 MWh varme ved balancespotpris				
			Selskab	Samfund
(alle beløb i kr./MWh varme)				
Brændselsforbrug	7,06	GJ/MWh el	312	193
Energiafgift på naturgas	2,82	GJ/MWh el	160	0
D&V	0,76	MWh el	38	38
Værdi af elsalg			-209	-182
Tilskud til elproduktion				
CO <sub>2</sub> kvotebetaling	402	kg CO <sub>2</sub>	40	40
I alt varmeproduktionspris			341	89
Varmepumpeproduktionspris for 1 MWh varme ved balancespotpris				
			Selskab	Samfund
(alle beløb i kr./MWh varme)				
D&V			10	10
Miljøelomkostning, 25% af 440-240 kr./MWh el	0,33	MWh el	17	
Transmissionsnetbetaling			7	
PSO-afgift			7	
Elafgift + Eldistributionsafgift			189	
Distributionsnetbetaling			20	
Køb af el	0,33	MWh el	91	79
I alt varmeproduktionspris			341	89



## Marginal pris i 2005:

Spotpris i kr./MWh el, hvor VP og KV producerer til samme omkostning		237	127
KV produktionspris for 1 MWh varme ved balancespotpris		329	78
Vpumpeproduktionspris for 1 MWh varme ved balancespotpris		329	78
Difference		0	0
KV produktionspris for 1 MWh varme ved balancespotpris			
		Selskab	Samfund
(alle beløb i kr./MWh varme)			
Brændselsforbrug	7,06 GJ/MWh el	312	179
Energiafgift på naturgas	2,82 GJ/MWh el	156	
D&V	0,76 MWh el	38	38
Værdi af elsalg		-181	-97
Tilskud til elproduktion			
Værdi af CO <sub>2</sub> reduktion	412 kg CO <sub>2</sub>		-41
I alt varmeproduktionspris		329	78
Varmepumpeproduktionspris for 1 MWh varme ved balancespotpris			
		Selskab	Samfund
(alle beløb i kr./MWh varme)			
D&V		10	10
Miljøelomkostning, 25% af 440-240			
kr./MWh el	0,33 MWh el	17	
Transmissionsnetbetaling		7	
PSO afgift		7	
Elafgift + eldistributionsafgift		189	
Distributionsnetbetaling		20	
Køb af el	0,33 MWh el	79	42
Omkostning ved central CO <sub>2</sub> udledning	261 kg CO <sub>2</sub>		26
I alt varmeproduktionspris		329	78

# Referencer

Andersen og Mæng 2004: *energyPRO GRID*, Anders N. Andersen og Henning Mæng, Working paper 2, Sektionen for Teknologi, Miljø og Samfund, Institut for Samfundsudvikling og Planlægning, Aalborg Universitet. <http://www.plan.aau.dk/tms/publikationer/pub.php>)

DONG 2003: *Storkundetarif*. [www.dong.dk](http://www.dong.dk)

ECON 2001: *Makro-økonomisk model for elmarkedet i Norden frem til år 2012*, ECON-notat nr. 28/01.

ECON 2003: *Vindkraft i dansk klimastrategi*, ECON-notat M-2003-027, Projekt nr. 39760, 15. maj 2003.

Elkraft System 2001: *Systemplan 2001*. [www.elkraftsystem.dk](http://www.elkraftsystem.dk)

Elkraft System 2003: *Scenarieregninger, Klimavirkemidler og forsyningsikkerhed*. [www.elkraftsystem.dk](http://www.elkraftsystem.dk)

Elsam 1996: *Udredning om eloverløb i Elsam-området*.

Eltra 2001: *Systemplan 2001*. [www.eltra.dk](http://www.eltra.dk)

Eltra 2002: *Plangrundlag 2002*, side 26-27. [www.eltra.dk](http://www.eltra.dk)

Eltra 2003: *Udtræk af markedsdata*. [www.eltra.dk](http://www.eltra.dk)

Eltra 1. september 2003: Rikke Bille Jørgensen, personlig kommunikation.

Eltra 11. november 2003: Rikke Bille Jørgensen, personlig kommunikation.

Energistyrelsen 2001: *Rapport fra arbejdsgruppen om kraftvarme- og VE elektricitet + bilagsrapport*. [www.ens.dk](http://www.ens.dk)

Energistyrelsen 2003: *Brændselsprisforudsætninger*, februar 2003. [www.ens.dk](http://www.ens.dk)

EU 2002: *Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of electricity from renewable energy sources in the internal electricity market.*

Finansministeriet 2003: Oplæg til Klimastrategi for Danmark. [www.finansministeriet.dk](http://www.finansministeriet.dk)

Grusell 2003: Korrespondance med Gunnar Grusell d. 19/11 2003.

Hvelplund 2001: *Renewable Energy Governance Systems*, Frede Hvelplund, Institut for samfundsudvikling og planlægning, Aalborg Universitet.

Ingeniøren 2003: *Udskilningsløbet i vindmøllebranchen i fuld gang*, Ingeniøren d. 31/10 2003.

Lund, Münster og Tambjerg 2004: *EnergyPLAN, Computer Model for Energy System Analysis, Version 6.0*, Henrik Lund, Ebbe Münster og Leif Tambjerg, Working paper 1, Sektionen for Teknologi, Miljø og Samfund, Institut for Samfundsudvikling og Planlægning, Aalborg Universitet. <http://www.plan.aau.dk/tms/publikationer/pub.php>)

Mæng og Andersen 2004: *Regionale Energianalyser i energyPRO*, Henning Mæng og Anders N. Andersen, Working paper 3, Sektionen for Teknologi, Miljø og Samfund, Institut for Samfundsudvikling og Planlægning, Aalborg Universitet. <http://www.plan.aau.dk/tms/publikationer/pub.php>)

Norsk Olie- og energidepartment 2001: *St.meld.nr. 37: Om vaskrafta og kraftbalancen.*

Risø 2001: *Renewable Energy Burden Sharing, Effects of burden sharing and certificate trade on the renewable electricity market in Europe.* M. H. Voogt et al. [www.risoe.dk](http://www.risoe.dk)

Østergaard 2004: *MOSAİK - Model af samspillet mellem integrerede kraftproducenter*, Poul Alberg Østergaard, Henrik Lund, Frede Blåbjerg, Henning Mæng og Anders N. Andersen. Institut for Samfundsudvikling og Planlægning. Skriftserien nr. 294. <http://www.plan.aau.dk/publikationer/skriftserie.php>