



## Fluktuerende vedvarende energi i el- og varmforsyningen - det mellemlange sigt

Nielsen, Lars Henrik; Morthorst, Poul Erik; Jørgensen, Peter; Eriksen, Peter Børre; Gruelund Sørensen, Aksel; Nissen, Flemming; Godske, Bjørn; Ravn, Hans; Søndergren, Charlotte; Stærkind, Kaj

*Publication date:*  
1998

*Document Version*  
Også kaldet Forlagets PDF

[Link back to DTU Orbit](#)

*Citation (APA):*

Nielsen, L. H., Morthorst, P. E., Jørgensen, P., Eriksen, P. B., Gruelund Sørensen, A., Nissen, F., ... Jensen, P. H. (1998). *Fluktuerende vedvarende energi i el- og varmforsyningen - det mellemlange sigt*. Roskilde: Risø National Laboratory. Denmark. Forskningscenter Risø. Risø-R, Nr. 1055(DA)

---

### General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

RISØ



ELKRAFT

ELSAM



## **Fluktuerende vedvarende energi i el- og varmforsyningen - det mellemlange sigt**

**Redigeret af L.H.Nielsen og P.E.Morthorst, Forskningscenter Risø**

**Forskningscenter Risø, Roskilde  
Elkraft, Ballerup  
Elsam, Fredericia  
Eltra, Fredericia**

**April 1998  
Risø-R-1055(DA)**

## Abstract

Formålet med nærværende rapport er at analysere, hvorledes markedsmæssige betingelser for elproduktion og –salg spiller sammen med mulighederne for en markant udbygning med fluktuerende vedvarende energikilder, og herunder specifikt at belyse om nye regulerings-teknologier kan forbedre indpasningen af disse store mængder af vedvarende energi. Der er taget udgangspunkt i den seneste energiplan, Energi21, der forudsætter en markant udbygning med vedvarende energi, herunder med fluktuerende energikilder som vindkraft, som i året 2005 er forudsat at udgøre 1700 MW.

Et væsentligt element i analysearbejdet har været at opstille en markedsreference for køb og salg af elektricitet i det nordeuropæiske elsystem. Opstillingen af referencen er foretaget med udgangspunkt i modelkørsler udført for år 2005, samt ved anvendelse af eksisterende Nord Pool-data. Prisforhold på elmarkedet er opstillet hhv. uden og med en forudsat CO<sub>2</sub>-afgift, samt med en sondring imellem normal-, våd- og tørår for nedbørsmængden i Skandinavien.

På elmarkedet er det ikke alle forhold af betydning for elproduktion og –salg, der prissættes. Dette gælder eksempelvis krav til rullende reserver og krav til stabilisering af spændingen. I rapporten er der fokuseret på forhold omkring primærreguleringen, hvor den vigtigste opgave er at regulere effektproduktionen, samt sekundærreguleringen, der skal sikre at primærreguleringens reserver reableres.

Vindmøller betragtes i analyserne som produktionsanlæg på linie med andre elproducerende anlæg, og den vindgenererede elektricitet afsættes på markedets vilkår på linie med anden elproduktion. Vindkraftens forudsigelighed (prædiktion) er her væsentlig. I rapporten undersøges, hvad vindkraft vil kunne handles til på markedet under forskellige forudsætninger om prædiktionens præcision og den valgte strategi for udmelding af produktionen. Endvidere ses der nærmere på den havplacerede vindkrafts økonomi i år 2005, hvor havmøllernes dækningsbidrag undersøges i relation til markedet.

Det undersøges endvidere, om det er relevant at etablere nationale reguleringsteknologier. Tre reguleringsmuligheder er analyseret: varmepumper, varmelagre og elbiler. Med regulerings-teknologierne varmepumper og varmelagre illustreres forhold på systemets produktionsside og tildels også forhold på systemets forbrugsside. Med elbiler illustreres aktive reguleringsmuligheder på forbrugssiden i form af belastningsstyret forbrug.

Nærværende rapport er afslutningen på projektet ”Fluktuerende vedvarende energi i el- og varmforsyningen – det mellemlange sigt”. Projektet er udført som et samarbejde mellem Forskningscenter Risø, Elkraft, Elsam og Eltra i perioden fra ultimo 1996 til primo 1998. Det blev indstillet af det daværende VE-råds Systemanalyseudvalg, og Risø’s andel er finansieret af Energistyrelsen.

ISBN 87-550-2396-7

ISSN 0106-2840

Afdelingen for Informationsservice, Risø, 1998

## **Fluktuerende vedvarende energi i el- og varmforsyningen - det mellemlange sigt**

### **Redigeret af:**

Lars Henrik Nielsen, Forskningscenter Risø  
Poul Erik Morthorst, Forskningscenter Risø

### **Projektet er udført af en projektgruppe bestående af:**

Peter Jørgensen, Eltra  
Peter Børre Eriksen, Eltra  
Aksel Gruelund Sørensen, Eltra  
Flemming Nissen, Elsam  
Bjørn Godske, Elkraft  
Hans Ravn, Elkraft  
Charlotte Søndergren, Elkraft  
Kaj Stærkind, Elkraft  
Jan Havsager, NESAs  
Lars Henrik Nielsen, Forskningscenter Risø (projektleder)  
Poul Erik Morthorst, Forskningscenter Risø  
Klaus Skytte, Forskningscenter Risø  
Peter Hjuler Jensen, Forskningscenter Risø



**Indhold:**

1.	Forord .....	6
2.	Resumé og konklusion .....	8
2.1	Resumé .....	8
2.2	Konklusioner.....	13
2.3	Anbefalinger .....	17
3.	Indledning.....	19
3.1	Elmarked, vedvarende energi og dansk energipolitik.....	19
3.2	Markedet som reference.....	20
3.3	Formål, afgrænsning og forbehold.....	21
3.4	Læsevejledning til rapporten.....	23
4.	Situationen i år 2005 og 2015.....	25
4.1	Det danske energisystem år 2005.....	25
4.2	Forbindelser til omverden.....	30
4.3	Det nordeuropæiske elsystem .....	32
4.4	Elmarkedet.....	35
5.	Metoden anvendt til at opstille elmarkeds-referencen .....	43
5.1	Hvad regner vi på?.....	43
5.2	Beregningsgangens overordnede struktur.....	45
5.3	Energimodeller anvendt til opstilling af elmarkedsreferencen.....	48
6.	Elmarkeds-referencen – det danske elsystems samspil med en elbørs.....	51
6.1	Bestemmelse af udvekslede mængder og markedspriser for el.....	51
6.2	Bestemmelse af markedsprisen for el på timebasis.....	60
6.3	Analyse af reguleringspriserne.....	63
6.4	Netbegrænsninger og prisdannelse i Danmark.....	68
6.5	Driftssimuleringer .....	75
7.	Drifttekniske konsekvenser af megen vindproduceret el i el-systemet.....	80
7.1	Baggrund for drifttekniske konsekvenser.....	80
7.2	Overordnet beskrivelse af elsystemet.....	81
7.3	Vindproduktionens påvirkning af elsystemet.....	86
7.4	Dimensionering af et el-system med stor vindmølleffekt.....	95
7.5	Sammenfatning af drifttekniske konsekvenser.....	97
8.	Vindproduceret el på markedet.....	98
8.1	Forudsigelse af elproduktion fra vindmølleparker .....	98
8.2	Værdien af vindkraftproduceret el.....	102
9.	Anvendelse af nye reguleringsteknologier for bedre indpasning af fluktuerende energikilder .....	114
9.1	Mulige reguleringsteknologier.....	114
9.2	Decentralt kraftvarmeområde og varmepumper.....	117
9.3	Fleksibelt elforbrug med elbiler som eksempel .....	135

Referencer	141
------------	-----

Bilag A:	Datablad for el- og varmeanlæg	143
Bilag B:	ES <sup>3</sup> -modellen anvendt til analyse af systemelementer	145
Bilag C:	Transmissionsomkostninger i forbindelse med børshandel	148
Bilag D:	Analyse af Storebæltsforbindelsens udnyttelse	150

## 1. Forord

Denne rapport er afslutningen på projektet ”Fluktuerende vedvarende energi i el- og varmforsyningen – det mellemlange sigt”. Projektet er udført som et samarbejde mellem Forskningscenter Risø, Elkraft, Elsam og Eltra i perioden fra ultimo 1996 til primo 1998. Det blev indstillet af det daværende VE-råds Systemanalyseudvalg, og Risø’s andel er finansieret af Energistyrelsen.

I den seneste energiplan, Energi21, er der forudsat en markant udbygning med vedvarende energi, herunder med fluktuerende energikilder som vindkraft, som i året 2005 er forudsat at udgøre 1700 MW. Som delvis supplement til Energi21 har regeringen for nyligt indgået en aftale med elværkerne om en udbygning med havbaserede møller på 750 MW indtil år 2008.

Denne udvikling i udbygningen med vedvarende energi forventes at finde sted samtidigt med at markedsstrukturen for produktion og salg af elektricitet i Danmark er under hastig forvandling. Den danske elforsyningslov er for nyligt blevet ændret, så virksomheder med et elforbrug over 100 GWh om året ikke længere er bundet til et forsyningselskab, men kan handle frit, også med udenlandske selskaber. Norge og Sverige har sammen etableret en markedsplads for elektricitet, Nord Pool, og danske selskaber er i et mindre omfang begyndt at handle her. På sigt kan dette betyde helt nye muligheder og begrænsninger for vedvarende energikilder i det danske energisystem.

Formålet med projektet er i bred forstand at analysere hvorledes markedsmæssige betingelser for elproduktion og –salg spiller sammen med mulighederne for en markant udbygning med fluktuerende vedvarende energikilder, og herunder specifikt at belyse om nye reguleringsteknologier kan forbedre indpasningen af disse store mængder af vedvarende energi. Som et væsentligt element i projektet har det således været nødvendigt at opstille en simpel markedsmodel for køb og salg af elektricitet, som – til trods for at modellen er opbygget med udgangspunkt i det eksisterende nordiske marked – naturligvis ikke kan være magen til det elmarked som Danmark kan være en del af i år 2005. Der eksisterer ikke i dag noget marked, hvor fluktuerende vedvarende energi udgør en stor andel af de omsatte mængder af elektricitet, og alene dette kan betyde at elproduktion fra vedvarende energikilder skal handles på et marked, der er markant anderledes end det vi har forestillet os i dette projekt.

I rapporten er der derfor lagt mere vægt på at beskrive markedets funktionalitet i relation til udnyttelsen af store mængder fluktuerende vedvarende energi – hvorledes markedets mekanismer kan spille sammen med eller imod VE-baseret elproduktion – end på de egentlige resultater, som i høj grad kan ændres under andre markedsmæssige betingelser.

Projektet er udført af en projektgruppe bestående af:

Peter Jørgensen, Eltra  
Peter Børre Eriksen, Eltra  
Aksel Gruelund Sørensen, Eltra  
Flemming Nissen, Elsam  
Bjørn Godske, Elkraft  
Hans Ravn, Elkraft  
Charlotte Søndergren, Elkraft  
Kaj Stærkind, Elkraft  
Jan Havsager, NESA  
Lars Henrik Nielsen, RISØ (projektleder)  
Poul Erik Morthorst, RISØ  
Klaus Skytte, RISØ  
Peter Hjuler Jensen, RISØ

Her ud over har Sigurd Lauge Petersen og Maj Dang Trong, fra Energistyrelsen, deltaget som observatører i projektmøderne.

Risø, d. 14.4.1998



## 2. Resumé og konklusion

### 2.1 Resumé

#### *Baggrund*

Energi- og miljøpolitikken i Danmark er under hastig udvikling i disse år. Nyligt vedtagne ændringer i den danske elforsyningslov har bevirket, at store elforbrugere, herunder større distributionsselskaber, ikke længere er bundet til et enkelt forsyningsselskab, men kan handle frit også over grænserne. Den norsk-svensk etablerede elbørs Nord Pool har i begyndelsen af 1998 etableret sig i Danmark, og danske selskaber er i et mindre omfang begyndt at handle på dette elmarked. Om – og i givet fald hvornår – Danmark kan og vil blive fulgyldig medlem af Nord Pool står dog endnu hen i det uvisse.

Samtidigt kræver den danske miljømålsætning på 20%’s reduktion af CO<sub>2</sub>-emissionerne i år 2005 sammenlignet med 1988, at der igangsættes en række aktiviteter inden for energiområdet. Her kan eksplicit nævnes etableringen af 1700 MW vindkraft frem til 2005 (1100 MW er opsat ved udgangen af 1997), delvist suppleret med den nyligt indgåede aftale mellem regeringen og elværkerne om opstilling af 750 MW havbaserede møller inden 2008. Samlet set står den danske energisektor således over for store udfordringer i de kommende år – udfordringer som kan perspektivere og være udgangspunktet for udviklingen i el- og varmesektoren over de næste 20-30 år.

#### *Formål*

Ovennævnte er baggrunden for indeværende projekt ”Fluktuerende vedvarende energi i el- og varmforsyningen – det mellemlange sigt”, som er udført i et samarbejde mellem Forskningscenter Risø, Elkraft, Elsam og Eltra i perioden fra ultimo 1996 til primo 1998.

Hensigten med projektet er at analysere hvorledes markedsmæssige betingelser for elproduktion og –salg samspiller med mulighederne for en markant udbygning med fluktuerende vedvarende energikilder, og herunder specifikt at belyse om nye regulerings-teknologier kan forbedre indpasningen af disse store mængder af vedvarende energi.

Dette er udmøntet i fire delopgaver, nærmere omtalt i det følgende:

1. Opstilling af en elmarkeds-reference, der danner sammenligningsgrundlaget for etablering af nye anlæg.
2. Vurdering af betydningen af forhold, der *ikke er* eller *ikke kan* prissættes på markedet, herunder eksempelvis transmissionsforhold og reserver.

3. Analyse af vindkraftens muligheder i et frit elmarked, herunder betydningen af vindens forudsigelighed.
4. Analyse af mulighederne for at anvende nationale reguleringsteknologier for herigennem at forbedre de økonomiske muligheder for at indpasse fluktuerende energikilder.

*Opstilling af en elmarkeds-reference – det danske elsystems samspil med en elbørs.*

Når der åbnes op for international markedsbaseret handel med elektricitet er der en række forhold der ændres sammenlignet med en situation, hvor samhandelen er marginal og primært styret af regelsæt og anerkendte forpligtelser landene imellem:

- Prisen på elektricitet bliver ikke længere bestemt af produktionsomkostningerne i det indenlandske el- og varmesystem, men bestemmes af udbud- og efterspørgsel på det internationale (eller regionale) elmarked.
- En udbygning med vedvarende energikilder skal ikke længere økonomisk sammenholdes med et eksisterende dansk system, men med de elpriser, der er bestemt af det internationale marked. Referencen bliver således ikke længere nationalt, men internationalt bestemt. Sammenligningsgrundlaget for etablering af vindkraft er således ikke et dansk kulfyret anlæg, men de prisreferencer, der bestemmes på markedet.
- Det er ikke længere relevant at tale om eloverløb og kapacitetsværdi for vindmøller . En given over- eller underskudsproduktion fra vindkraften udlignes på balancemarkedet imod en vis meromkostning, bestemt af det samlede reguleringsbehov og -udbud på markedet.

Startpunktet for dette projekt har derfor været at opstille en model for en elbørs og således få etableret en sådan elmarkeds-reference.

Opstillingen af referencen er i projektet foretaget med udgangspunkt i modelkørsler foretaget for 2005, samt ved anvendelse af eksisterende Nord Pool-data. Modelkørslerne er foretaget med to hinanden supplerende energimodeller:

*Samkøringsmodellen*, der har varetaget beregningerne på nordeuropæisk niveau, herunder sammenkoblingen mellem de skandinaviske lande, Finland, Holland og Tyskland, som er det betragtede geografiske område. Gennem disse beregninger er der tilvejebragt tidsserier for elpriserne på ugebasis, som efterfølgende er overført til timepriser ved hjælp af prisprofiler fra eksisterende Nord Pool-data.

*Sivael-modellen* indeholder et velspecificeret og detaljeret produktionssystem for den danske el- og kraftvarmeforsyning. Givet en timebaseret elpris på udvekslingsmarkedet har Sivael gennemregnet den danske el- og kraftvarmeforsyning på timebasis, og de udvekslede mængder er bestemt for herigennem at belyse kapacitetsforholdene.

Igennem disse modelberegninger er der opstillet en elmarkeds-reference for år 2005, bestående af tidsserier for elprisen (dækkende et samlet år på timebasis), som bestemt på

et tænkt elmarked år 2005 i stil med det eksisterende Nord Pool marked. Datamæssigt er analyserne baseret på den seneste danske energihandlingsplan, Energi21. Elpristidserierne er tilvejebragt under følgende antagelser:

- For et nedbørsmæssigt normalår uden CO<sub>2</sub>-afgift og med en fælles CO<sub>2</sub>-afgift på 100 kr/t CO<sub>2</sub>, pålagt inden for det betragtede geografiske område.
- For et nedbørsmæssigt vådar med og uden CO<sub>2</sub>-afgift.
- For et nedbørsmæssigt tørtår med og uden CO<sub>2</sub>-afgift.

Disse prisserier er anvendt i de efterfølgende beregninger. Herudover er vurderet betydningen af en isoleret dansk CO<sub>2</sub>-afgift.

I et system med megen fluktuerende energi vil der i et vist omfang forekomme over- og underskudsproduktion af elektricitet. På et elmarked som det norsk-svenske eksisterer der et balancemarked, der mod betaling udregulerer afvigelser fra indmeldte planer. Dette betyder, at vindkraft pga. den delvise uforudsigelighed vil blive afregnet med en lavere gennemsnitspris. Det har derfor været et væsentligt led i etableringen af elmarkeds-referencen også at få opstillet en model for et balancemarked. På basis af Nord Pool data er der derfor gennemført en økonometrisk analyse, og herigennem er der etableret relationer for prisdannelsen på balancemarkedet.

Det skal understreges, at der er betydelig usikkerhed i opstillingen af en sådan elmarkeds-reference. I dette projekt skal referencen derfor primært betragtes som et eksempel, hvor det mere er de identificerede mekanismer, der er interessante, end det er de egentlige resultater.

#### *Forhold, der ikke er eller ikke kan prissættes på markedet*

På et elmarked er det ikke alle forhold af betydning for elproduktion og –salg, der prissættes. Dette gælder eksempelvis krav til rullende reserver og krav til stabilisering af spændingen. I dag eksisterer der et antal regler og forpligtelser, bl.a. imellem de skandinaviske lande, som sikrer at disse forhold bliver behørigt håndteret.

I projektet er fokuseret på at belyse følgende:

- Primærreguleringen, hvor den vigtigste opgave er at regulere effektproduktionen, når der sker ændringer i den elektriske frekvens. Primærreguleringen foregår automatisk på hurtigtregulerende enheder.
- Sekundærreguleringen, der foregår manuelt i Danmark. Formålet er at udregulere opståede ubalancer, så primærreguleringens reserver retableres.

Effektreserverne er belyst både ud fra de krav, der er foranlediget af samarbejdet i et nordeuropæisk elsystem, og ud fra den påvirkning, der kan være fra effektgradienter fra den vindproducerede elektricitet.

Undersøgelserne har vist, at integration af store mængder vindkraft i det danske elsystem medfører behov for tiltag i forbindelse med at opretholde den regulerkapacitet og regulerstyrke, som er nødvendig for at opfylde gældende aftaler, der sikrer dansk deltagelse i Nordelsamarbejdet. Konsekvenserne heraf er, at der skal tilvejebringes øget regulerstyrke og kapacitet, enten ved køb i udlandet (hvis muligt) eller ved etablering internt i Danmark.

På grund af vindkraftens fluktuerende elproduktion er det meget sandsynligt, at behovet for regulerkapacitet og regulerstyrke i det danske system vil stige i takt med den installerede vindkrafteffekt. For at fastlægge dette behov er det nødvendigt med yderligere detaljerede studier af reguleringsforhold og dynamisk stabilitet for det danske elsystems samspil med udlandet, hvorfor det ikke her er forsøgt at fastlægge omfang og omkostninger herved.

Eltransmissionssystemerne har begrænsede overføringsevner, hvorfor der er grænser for, hvor store regulerstyrker der kan handles hen over f.eks. landegrænser. Der skal derfor ske en udvikling af såvel markedsmekanismer som de tekniske eltransmissionssystemer for at kunne integrere meget store mængder vindkraft, hvis vindkraften skal kunne udnytte elmarkederne via udlandsforbindelser.

#### *Vindkraftens muligheder i et frit elmarked*

I projektet er det forudsat, at vindmøller betragtes som produktionsanlæg på linie med andre elproducerende anlæg, og at den vindgenererede elektricitet afsættes på markedet på linie med anden elproduktion.

Vindkraftens forudsigelighed og mulighederne for korrekt udmelding af produktionen på markedet er her væsentligt. Den fejludmeldte del af vindkraftproduktionen skal balanceres over balancemarkedet, hvor fejllens størrelse og retning påvirker balancemarkedets prisdannelse. For produktion ud over det udmeldte opnås i gennemsnit en lavere afregningspris, og for udmeldt men ikke leveret produktion må i gennemsnit betales en højere pris.

Det undersøges, hvad vindkraft vil kunne handles til på markedet under forskellige forudsætninger om prædiktionsens præcision og den valgte strategi for udmelding af produktionen. Endvidere ses der nærmere på den havplacerede vindkrafts økonomi i år 2005, hvor havmøllernes dækningsbidrag undersøges i relation til markedet.

Vindkraftens samspil med elbørsen specificeres ud fra en prædiktionsmetode og en børsstrategi. Prædiktionsmetoden til forudsigelse af vindkraftproduktionen på timebasis danner udgangspunkt for vindkraft-aktørens udmelding af salg på børsen. Den valgte udmelding til elbørsen gennem året styres af en børsstrategi. Konsekvenser af udvalgte børsstrategier præsenteres.

*Anvendelse af nationale reguleringsteknologier for bedre at kunne indpasse fluktuerende energikilder.*

I projektet er det undersøgt, om det er relevant at etablere nationale reguleringsteknologier, eksempelvis varmepumper. Det afgørende er, om sådanne reguleringsteknologier økonomisk kan konkurrere med det skandinaviske balancemarked, og i så fald gøre det billigere at indplacere store mængder fluktuerende energi. I indeværende rapport er tre reguleringsmuligheder analyseret: varmepumper, varmelagre og elbiler.

Med regulerings-teknologierne varmepumper og varmelagre illustreres forhold på systemets produktionsside og tildels også forhold på systemets forbrugsside. Med elbiler illustreres aktive reguleringsmuligheder på forbrugssiden (i form af belastningsstyret forbrug).

Den anvendte metode kan i korthed skitseres som følgende. Hvis en reguleringsteknologi kan konkurrere økonomisk og finde indpas i systemet, samtidig med at en del af reguleringsteknologiens elhandel placeres på balancemarkedet, så vil denne reguleringsteknologi således kunne udbyde konkurrencedygtig aktiv regulering på børsen, hvorved udbudet af aktiv reguleringsevne kan øges. Hvis det samlede systems reguleringsevne kan øges, så øges tilsvarende systemets evne til at absorbere reguleringskrævende elproduktion, eksempelvis fluktuerende vindkraft. Reguleringsteknologien vil da kunne øge mulighederne for indpasning af vindkraft i systemet.

Hvad angår teknologierne varmelagre og varmepumper, så må deres vekselvirkning med elbørsen ses i samspil med et varmforsyningssystem. Der er her fokuseret på decentrale kraftvarmforsyningssystemer. Heri inddrages varmelagre og varmepumper, og et hovedsigte er at belyse de varmebundne systemers muligheder for, ved anvendelse af sådanne reguleringsteknologier, at få øget deres fleksibilitet, og for at der herved udbydes aktiv regulering på elmarkedet.

I analysen fokuseres på varmeområdet marginale og totale varmepriser. Disse nøgletal beregnes for området som helhed og for systemelementerne enkeltvis. Endvidere undersøges reguleringsteknologiernes økonomi ved beregning af det årlige dækningsbidrag, som teknologierne vil kunne 'realisere' på varmemarkedet, i konkurrence med anden varmforsyning, og i vekselvirkning med elbørsen.

Analysen er gennemført i følgende skridt:

- Der er taget udgangspunkt i et decentralt kraftvarmeområde, hvor et 'Combined Cycle' anlæg og en spidslastkedel på naturgas udgør varmforsyningen. Dette kraftvarmforsyningssystem i vekselvirkning med elbørsen danner reference for områdets varmforsyning og varmepris.
- Varmelagre inddrages herefter i systemet. Konsekvenser for områdets varmforsyning med denne reguleringsteknologi indpasset undersøges og sammenholdes med referencesystemet.

- Analysen fortsættes ved yderligere at inddrage varmepumper i områdets forsyning. Dette dels i et eksisterende og fuldt udbygget varmforsyningssystem og dels i en udbygningssituation, hvor områdets forsyningskapacitet vil skulle udvides. Med og uden varmelageret i systemet undersøges konsekvenser af at inddrage varmepumper i områdets forsyning, og konsekvenserne sammenholdes med de respektive referencesituationer
- Betydning af varmepumpe-aktørens valg af børsstrategi illustreres. En skare af børsstrategier er analyseret nærmere.

Hvad angår elbiler undersøges disse med fokus på de elpriser som elbil-aktøren vil kunne opnå ved at udnytte elbilens fleksibilitet over for tidspunktet for opladning af bilens batteri.

*ES<sup>3</sup>-modellen* er anvendt til beregning af vindkraftens og reguleringsteknologiernes økonomiske og tekniske nøgletal under vekselvirkning med elbørsen. Med ES<sup>3</sup> er systemernes drift simuleret gennem ét år med en tidsopløsning på én time.

## 2.2 Konklusioner

I det følgende er projektets *resultater og konklusioner* angivet. Disse er opsplittet på tre delområder omhandlende de metodiske forhold vedrørende markedet, tekniske forhold og endelig mulighederne for anvendelse af reguleringsteknologier for at lette indpasningen af store mængder fluktuerende vedvarende energi.

De *metodiske forhold vedrørende markedet* omhandler konsekvenserne af at åbne for international handel med elektricitet set i sammenhæng med en markant udbygning med store mængder fluktuerende vedvarende energi.

En væsentlig del af projektet omfatter etableringen af en ny referenceramme:

- Mekanismerne i et elmarked er for året 2005 defineret for såvel spot- som balancemarkedet med udgangspunkt i det eksisterende norsk-svenske elmarked.
- Ved anvendelse af eksisterende modeller og eksisterende Nord Pool data er der opstillet en såkaldt elmarkeds-reference. Når der er international handel på elmarkedet, er samfundsøkonomiske analyser af eksempelvis nye energianlæg med reference til det eksisterende danske elsystem ikke længere relevant – sammenligningsgrundlaget er blevet det internationale elmarked.

Opstillingen af en sådan elmarkedsreference er naturligvis behæftet med en betydelig usikkerhed på en række områder. Et marked med megen fluktuerende energi kan måske komme til at se helt anderledes ud end det, der er anvendt i dette projekt. Det er derfor

væsentligt, at den her opstillede elmarkedsreference betragtes som et eksempel på et marked, og at resultaterne fra projektet håndteres i overensstemmelse hermed.

Med de mængder af vedvarende energi, der er behandlet i dette projekt, dvs. Energi 21 frem til år 2005, vil et balancekraft-marked kunne håndtere den over- eller underskudsproduktion, der måtte være konsekvensen af megen fluktuerende vindkraft.

Med udgangspunkt i de antagelser, der er gjort, bl.a. for det geografiske handelsområde og funktionaliteten af den modellerede elbørs, kan det konstateres, at vindkraftens værdi på elmarkedet stiger med gode forudsigelser af produktionen, samt at klimatologiske forhold - specielt om det er vådår eller tørtår i Norge, Sverige og Finland - har en afgørende betydning for prisfastsættelsen på det antagne marked.

Med de i projektet beregnede markedspriser og med den deraf følgende usikkerhed kan det endelig anføres, at:

- De markedsmæssige meromkostningerne pga. vindkraftens begrænsede forudsigelighed er beregnet til at udgøre 1-2 øre/kWh i år 2005 med en samlet installeret vindkraftkapacitet på knap 1700MW. Dette skal ses i relation til, at den samlede produktionspris for vindgenereret elektricitet er beregnet til ca. 36 øre/kWh (baseret på Havmølleplanens forudsætninger), mens den markedsmæssige referencepris for el er beregnet til knap 20 øre/kWh.
- Forudsat at prædiktionsværktøjer fremover vil kunne forudsige energiproduktionen fra vindmøller med en usikkerhed på ca. 10%, vil udreguleringsomkostningerne kunne reduceres til under 1 øre/kWh.
- Danmark vil i et nedbørsmæssigt normalår have en betydelig eksport af el.

Hvad angår de *tekniske* muligheder for indpasning af vindkraft i et markedsbaseret system er konklusionerne:

- Indpasning af store mængder dansk vindkraft i et markedsbaseret nordeuropæisk elsystem vil kræve udbygning med hurtigregulerende reserveeffekt og/eller etablering af specifikke aftaler og regler de deltagende lande imellem. Endvidere må man forudse et behov for at tilpasse transmissionsnettet til de ændrede produktionsforhold.
- Med en samlet overførselskapacitet til og fra udlandet svarende til den i dag eksisterende på 5200MW kan det ikke udelukkes, at væsentlige flaskehalsituationer for dansk elimport og -eksport kan forekomme i den betragtede periode, dvs. frem til år 2015. Flaskehalsene vil kunne forekomme såvel på samarbejdsforbindelserne som i det interne transmissionsnet.

Ovennævnte er baseret på, at eksisterende regler og forpligtelser for samhandel landene imellem er opretholdt på de områder, hvor disse krav ikke i dag er prissat af markedet. Det kan naturligvis ikke udelukkes, at en større del af disse regler og forpligtelser kan være integreret i prisfastsættelsen på et elmarked i år 2005.

I et samspil med markedet er analyseret *mulighederne for anvendelse af regulerings-teknologier for at lette indpasningen af store mængder fluktuerende vedvarende energi*. Med udgangspunkt i de i projektet bestemte markedspriser og med den deraf følgende usikkerhed kan det anføres:

- Den billigste måde at indpasse vindkraften på markedet er gennem en nøjagtig forudsigelse af den vindproducerede elektricitet. For vindkraft i et markedsperspektiv er det derfor væsentligt, at der udvikles gode prædiktionsværktøjer og/eller at markedet fungerer så tæt på driftstimen som muligt.
- Under de valgte forudsætninger kan en varmepumpe yde aktiv regulering til en omkostning, der stort set svarer til prisen på anvendelsen af balancemarkedet. Da store mængder vindkraft medfører et øget pres på balancemarkedet, kan anvendelsen af varmepumper til regulering sætte en prisgrænse på dette marked.
- Varmepumper kan være et økonomisk attraktivt alternativ til naturgasbaserede kraftvarmeanlæg, når ny varmforsyning skal etableres i et fjernvarmeområde, såfremt der ikke pålægges nogen CO<sub>2</sub>-afgift. Forudsættes en afgift på 100 kr/ton CO<sub>2</sub> vil udbygning med kraftvarmeanlæg være økonomisk attraktivt i forhold til varmepumper.
- Med de valgte forudsætninger skal en eventuel CO<sub>2</sub>-afgift være i størrelsesordenen 200 kr/ton CO<sub>2</sub> for at vindmøllerne er konkurrencedygtige på elmarkedet. Med så høj en afgift vil varmepumpen ikke være konkurrencedygtig over for naturgasbaseret kraftvarmeproduktion. Set alene ud fra en markedssituation, hvor reguleringen foregår ved hjælp af brændselsafgifter, viser analysen således, at man ikke vil kunne bruge varmepumpens reguleringsgenskaber til at bane vej for en øget indpasning af vindkraft på markedet.
- Varmelagre i fjernvarmforsyningen er økonomisk attraktivt i alle de undersøgte kraftvarmesystemer. I varmforsyningssystemer, hvor både varmepumpe- og kraftvarme-anlæg indgår, er varmelagres fordele dog mindre.
- Elleverancer med fleksibilitet over for tidspunktet for levering, som f.eks. til elbiler, kan opnå prisfordele ved køb på spot- og balancemarkederne. De økonomiske gevinster pr. elbil er dog så beskedne, at det ikke umiddelbart kan afgøres om de kan retfærdiggøre de nødvendige tekniske og organisatoriske tiltag, for at realisere denne handel.
- Set fra systemets side vil en elbilbestand, som blot udgør 3% af den samlede bilpark, og som samlet set agerer på balancemarkedet, kunne udgøre en væsentligt aktør på dette.



Yderligere er der i projektet konstateret følgende:

- Inden for el- og varmeområdet vil etablering af en separat dansk CO<sub>2</sub>-afgift primært føre til flytning af elproduktion til andre lande inden for det geografisk afgrænsede handelsområde.
- Når der er mulighed for at handle på en fælles elbørs vil etablering af et kabel under Storebælt kun føre til en mindre udveksling af elektricitet mellem Jylland/Fyn og Sjællandsområdet.

### 2.3 *Anbefalinger*

Følgende anbefalinger er identificeret i projektet:

- International handel med elektricitet medfører betydelige ændringer i referencegrundlaget. I dette projekt er der opstillet en såkaldt elmarkedsreference. Det har dog ikke været projektets primære formål at opstille en sådan reference, hvorfor der er et betydeligt behov for en nærmere analyse af denne.
- Dette projekt bygger på en markedsreference, som der er knyttet stor usikkerhed til. Usikkerheden skyldes ikke mindst den hastige udvikling af markederne i Nordeuropa. Sammenholdes dette med, at Norge inden år 2005 bliver forbundet til Tyskland og Holland via søkabler i Nordsøen, vil situationen på den norsk-svenske børs være væsentlig forskellig fra dette studies markedsreference. Det anbefales derfor, at der iværksættes en undersøgelse af forventningerne til den kommende udvikling af markedsvilkårene for elhandel i Nordeuropa. Undersøgelsen skal blandt andet omfatte en undersøgelse af handelsvarer (time energi, regulerkraft, regulerstyrke, reserver, øvrige systemtjenester) og deres mængde/prisudviklinger. Undersøgelsen bør også omfatte (tekniske) handelsbarrierer, en kortlægning af hvad der kan handles med, og hvilke mængder der kan handles - er der eksempelvis forventninger til nationale krav om forsyningssikkerhed, der vil sætte grænser for den frie handel.
- Den teknologiske udvikling indenfor effektelektronik er betydelig. Det vil givetvis få betydning for såvel mølleteknologien som teknologien i det øvrige el-system, dels i form af højere virkningsgrader og dels i form af bedre muligheder for at håndtere dynamiske fænomener i el-systemet. Det anbefales, at der iværksættes en undersøgelse af reguleringsforhold for vindmøller. Denne undersøgelse skal afdække de teknisk/økonomiske perspektiver for fremtidige vindmøller/vindmølleparker, hvor der tages hensyn til funktionskrav for det samlede el- og varmesystem. Undersøgelsen skal belyse mulighederne for at lade vindmøllerne deltage i effekt- og spændingsregulering, og ud fra antagelser om forskellige strategier belyse konsekvenserne for samfundsøkonomi, vindmølle økonomi og miljøpåvirkninger.
- Detailanalyser af el-transmissionsforhold og 'flaskehalsproblemer' i et liberaliseret nordeuropæisk elmarked, herunder identifikation af problemområder og løsningsmuligheder med relation til udnyttelse af dansk vindkraft i stor skala.
- Det har vist sig at vindkraftens forudsigelighed er meget afgørende for vindkraftens værdi på markedet. Derfor er en videreudvikling af prædiktionsværktøjer for vindkraftproduktionen relevant.
- Udbygget analyse af reguleringsteknologier under inddragelse af potentialer for deres udnyttelse i det danske el- og kraftvarmesystem. Herunder analyse af

konsekvenser ved indpasning af store varmelagre i kraftvarmesystemer i et liberaliseret elmarked.

- Belysning af muligheder for at realisere de danske energi- og miljøpolitiske målsætninger i et delvist og i et kraftigt liberaliseret elmarked.

### 3. Indledning

#### 3.1 *Elmarked, vedvarende energi og dansk energipolitik.*

I de senere år har Danmark ført en energi- og miljøpolitik, der primært har været betinget af miljømæssige målsætninger, senest beskrevet i energihandlingsplanen, Energi21, hvor hovedmålsætningen er en reduktion af CO<sub>2</sub>-emissionen på 20% i år 2005 i forhold til 1988. Til opfyldelse af denne hovedmålsætning er der i Energi21 opstillet en række energi- og miljøpolitiske tiltag, delvist baseret på direkte regulering af udviklingen, delvist på markedsmæssige incitament. Typisk har energi- og miljøpolitikken baseret sig på indenlandske tiltag, mens relationerne til udlandet – herunder udveksling af energi - har spillet en stort set ubetydelig rolle.

Hvad angår udbygningen med fluktuerende vedvarende energikilder (primært vindkraft) er der i Energi21 opstillet et mål for år 2005, samt et sigtepunkt for den langsigtede udvikling (år 2030):

- I år 2005 forventes, der at være etableret ialt 1700 MW vindkraft, heraf 300 MW havmøller
- I år 2030 er sigtepunktet, at der er etableret ialt 5400 MW vindkraft, heraf 3600 MW havmøller.

Som et delvist supplement hertil har regeringen for nyligt indgået en aftale med elværkerne om at udbygge med 750 MW havbaseret vindkraft inden år 2008.

Udbygningen med vindkraft som den primære fluktuerende vedvarende energikilde må derfor forventes at få et betragteligt omfang i de kommende år. I dag er der etableret ca. 1100 MW vindkraft, og stort set alt er landplacerede møller. Denne udbygning er delvist foretaget af private investorer, delvist foretaget af elværkerne efter påbud fra regeringen. Den nyligt vedtagne udbygning med 750 MW havmøller forventes at blive foretaget i elværksregi.

Denne udvikling i udbygningen med vedvarende energi forventes at finde sted samtidigt med at markedsstrukturen for produktion og salg af elektricitet i Danmark er under hastig forvandling. Den danske elforsyningslov er for nyligt blevet ændret, så virksomheder med et elforbrug over 100 GWh om året ikke længere er bundet til et forsyningselskab, men kan handle frit, også med udenlandske selskaber. Norge og Sverige har sammen etableret en markedsplads for elektricitet, Nord Pool, og danske elselkaber er i et mindre omfang begyndt at handle her.

For på kort sigt at beskytte udviklingen i vedvarende energi- og decentrale kraftvarmeanlæg har regeringen valgt at prioritere produktionen herfra, hvilket betyder, at systemoperatøren skal aftage elproduktionen fra disse anlæg, formentlig til en forud fastsat pris. Hermed bliver ca. 30-40% af den danske elproduktion prioriteret, mens den resterende del vil blive afsat på markedsmæssige vilkår. Hvis også den centrale

kraftvarme produktion skal betragtes som prioriteret, når den prioriterede produktion op på ca. 80%.

Spørgsmålet er dog om en prioriteret elproduktion af dette omfang kan opretholdes på længere sigt, især hvis mængden af vedvarende energi øges betragteligt. På sigt kan det derfor være nødvendigt også at afsætte den vedvarende energi direkte på et elmarked, hvilket vil betyde helt nye muligheder og begrænsninger for vedvarende energikilder i det danske energisystem.

### **3.2 Markedet som reference.**

I 1994 færdiggjorde Risø i samarbejde med Elsam og Elkraft rapporten ”Vedvarende energi i stor skala til el- varmeproduktion”, som omhandler de langsigtede muligheder for og konsekvenser af at anvende vedvarende energikilder i stort omfang i det danske energisystem. Med udgangspunkt i et langsigtet grønt scenarie vurderedes i dette projekt mulighederne for at opbygge et el- og varmesystem, der er baseret på 75-100% vedvarende energi, primært vindkraft og biomasse. Ud over de økonomiske, energi- og miljømæssige konsekvenser af en sådan markant satsning på vedvarende energi, analyseredes i projektet ligeledes de tekniske og reguleringsmæssige problemer, der måtte eksistere i et sådant system.

En af hovedforudsætningerne bag ovennævnte projekt var, at Danmark i elmæssig henseende blev defineret som et isoleret system, hvilket vil sige at forbindelserne til udlandet betragtes som værende marginale – de regulerings-mæssige og tekniske problemer ved drift af et el- og varmesystem med megen VE er i projektet håndteret inden for det danske energisystem, altså en fortsat betragtning af det danske system som et isoleret system.

For det danske el- og varmesystem indebærer det isolerede system en række karakteristika:

- De samfundsøkonomiske analyser af megen VE i systemet udføres med det eksisterende system som reference.
- Udvekslingen af elektricitet med udlandet er for det første ret begrænset, for det andet følger den regler og forpligtelser, som er vedtaget de enkelte implicerede lande imellem.
- Prisen på elektricitet er bestemt ud fra produktionsomkostningerne, mens brændselspriser for eksempelvis kul og olie er bestemt af verdensmarkedet.

Ved en åbnings op for international samhandel med elektricitet, eksempelvis via en elbørs, er der en række af disse karakteristika, der ændres:

- Prisen på elektricitet bliver givet fra det internationale (eller måske regionale) marked, på linie med kul og olie. Jo større markedet bliver, desto mindre betydning

får det nationale energisystem i bestemmelsen af elprisen. Dette betyder, at man i det danske system bliver pristager og ikke prissætter.

- En udbygning med vedvarende energikilder skal ikke længere økonomisk sammenholdes med et eksisterende system, men med de elpriser, der er bestemt af det internationale marked. Referencen bliver således ikke længere nationalt men internationalt bestemt.

Skal en markant udbygning med vedvarende energikilder således vurderes i en markeds-mæssig sammenhæng, vil etablering af en model for elmarkedet som reference være af afgørende betydning. En sådan model skal i princippet ikke kun omfatte de på kort sigt givne markeds-mæssige vilkår, men også de langsigtede tendenser og usikkerheder, for herigennem at give mulighed for at vurdere et projekt over hele dets levetid. Endelig vil et markeds funktionalitet være præget af de aktører, der opererer på det. Et marked med megen vedvarende energi må således forventes at fungere på en anden måde end et uden VE.

### **3.3 Formål, afgrænsning og forbehold.**

Hensigten med dette projekt er i bred forstand at analysere, hvorledes markeds-mæssige betingelser for elproduktion og –salg samspiller med mulighederne for en markant udbygning med fluktuerende vedvarende energikilder, og herunder specifikt at belyse om udvalgte regulerings-teknologier kan vise sig at blive økonomisk attraktive i forbindelse med indpasningen af store mængder vedvarende energi.

I projektet er dette formål udmøntet i de fire følgende delmål:

5. Opstilling af en markedsreference.
6. Vurdering af betydningen af forhold, der *ikke er eller ikke kan* kvantificeres på markedet.
7. Analyse af vindkraftens muligheder i et frit elmarked, herunder betydningen af vindens forudsigelighed.
8. Analyse af mulighederne for at anvende nationale reguleringsteknologier for herigennem at forbedre de økonomiske muligheder for at indpasse fluktuerende energikilder.

Der skal bemærkes, at ifølge den oprindelige projektbeskrivelse var hovedvægten lagt på punkt 4 på ovenstående liste. I projektarbejdet viste det sig dog hurtigt, at det ikke var muligt at afgrænse analyserne til denne del, men at en behandling af de tre foregående elementer ville være forudsætningen for en analyse af de i punkt 4 nævnte regulerings-teknologier.

Følgende kommentarer skal knyttes til de fire delmål:

*Opstilling af en markedsreference:* Opstillingen af referencen er i projektet foretaget med udgangspunkt i modelkørsler foretaget for år 2005, samt ved anvendelse af eksisterende Nord Pool-data. En række forhold gør, at dette ikke er den ideelle reference:

- Det er endnu uafklaret i hvilket omfang Danmark vil indgå som deltager i et elmarked som det i referencen skitserede. Andre former for markedsorganisering kan ikke udelukkes.
- Den opstillede reference bliver i projektet brugt til at vurdere indpasningen af store mængder fluktuerende energi. At sende så store mængder VE ud på et marked kan dog ændre dets funktionalitet betydeligt. Det er derfor tænkeligt, at elmarkedet vil blive indrettet på en anden måde for håndtering af store mængder VE. Der eksisterer i dag ikke noget marked, der håndterer store mængder fluktuerende energi.
- Referencen skal i princippet dække de betragtede teknologiers levetid, dvs. i størrelsesordenen 20 år fra 2005 og frem. I projektet er kun opstillet en reference for 2005, som er antaget at gælde over hele teknologiens levetid.
- Der er ikke nogen sikkerhed for, at elmarkedet vil være i langsigtet ligevægt i år 2005, bl.a. fordi der stadig kan eksistere overkapacitet af elproduktionsanlæg. Det er derfor et spørgsmål om de beregnede referencepriser på el udtrykker den langsigtede ligevægtspris.

Generelt må det således konstateres, at der er store usikkerheder forbundet med opstillingen af en sådan reference. I projektarbejdet er der derfor blevet lagt mere vægt på, at behandle de mekanismer, der er afgørende for funktionen af et sådant elmarked, end på de opnåede resultater, som primært skal betragtes som et eksempel.

*Forhold, der ikke er prissat i referencen:* På et elmarked prissættes ikke alle forhold af betydning for elproduktion og –salg. Dette gælder eksempelvis stabilisering af nettet og krav til rullende reserver. I dag eksisterer der et antal regler og forpligtelser, bl.a. imellem de skandinaviske lande, som sikrer at disse forhold bliver behørigt håndteret. I hvor vid udstrækning disse elementer vil blive inkluderet og prissat i et fremtidigt marked, kan ikke afgøres. I projektet er det valgt, at beskrive og vurdere betydningen af ikke-prissatte forhold, men i resultaterne er der ikke taget højde for dem.

*Vindkraft på et frit elmarked:* Vindmøller betragtes her som produktionsanlæg på linie med andre elproducerende anlæg, dvs. at den vindgenererede elektricitet afsættes på markedet på linie med anden elproduktion. Da det er vanskeligt præcist at forudsige den producerede mængde elektricitet fra vindmøller, får forudsigelsen af vinden stor betydning, da over- eller underskydende produktion i forhold til den indmeldte plan reducerer den gennemsnitlige betaling. I denne sammenhæng er det igen vigtigt at pointere, at det specielt er markedsmekanismerne, der er beskrevet i projektet, og at resultaterne er meget afhængige af den opstillede reference.

*Anvendelse af reguleringsteknologier for bedre indpasning af fluktuerende energikilder:* I et system med megen fluktuerende energi vil der i et vist omfang forekomme over- og underskudsproduktion af elektricitet. På et elmarked som det skandinaviske eksisterer der et balancemarked, som kan udkompensere sådanne over- og underskudsproduktioner, om end det har en omkostning. Dette betyder, at vindkraft ved afvigelser fra den forudsatte elproduktion i gennemsnit vil blive afregnet med en lavere pris. I dette delmål undersøges det, om det er relevant at etablere nationale reguleringsteknologier, eksempelvis varmepumper. Det afgørende er, om sådanne reguleringsteknologier økonomisk kan konkurrere med balancemarkedet, og i så fald gøre det billigere at indplacere store mængder fluktuerende energi. I indeværende rapport er tre reguleringsmuligheder analyseret: varmepumper, varmelagre og elbiler. Også her er det vigtigt at gøre opmærksom på, at resultaterne er meget følsomme over for den valgte reference.

### **3.4 Læsevejledning til rapporten**

I *kapitel 4* er angivet, hvorledes det danske energisystem ifølge Energi21 er konfigureret år 2005, inklusiv transmissionsforbindelserne til udlandet. Endvidere er skitseret hvordan det tænkte elmarked vil fungere i dette år. Kapitlet er tænkt som en indledning til rapporten, hvor de mere fundamentale beskrivelser, eksempelvis af elmarkedets funktion, er placeret.

*Kapitel 5* beskriver hvilke modelværktøj'er der er anvendt i projektet, samt hvorledes beregningsgangen har været i de udførte analyser. Herunder er også inkluderet de beregninger der ligger bag opstillingen af elmarkeds-referencen.

I *kapitel 6* er resultaterne fra opstillingen af elmarkeds-referencen nærmere beskrevet som et samspil mellem elmarkedet og det danske elsystem. Markeds-referencen er opstillet under to sæt af forudsætninger: Uden en CO<sub>2</sub>-afgift på brændslet og med en afgift på 100 kr/t CO<sub>2</sub>. Markedspriser for år 2005 er beregnet, såvel for et normalår som for våd- og tørår. Endelig er analyseret om der eventuelt kan være restriktioner på overførselen af elektricitet pga. begrænsninger i netkapaciteten.

Som nævnt bliver kun en del af de for elproduktion og –salg relevante forhold prismæssigt fastsat på det tænkte elmarked. Specielt omkring transmission og regulering eksisterer der en række regler og forpligtelser, eksempelvis mellem de skandinaviske lande, som har til formål at sikre en sikker og stabil elleverance, og som ikke er prissat i dag. I *kapitel 7* bliver en række af disse forhold nærmere beskrevet, og det er vurderet, hvilke krav der skal stilles til et fremtidigt system med megen fluktuerende elproduktion. Konsekvenserne af disse krav er dog ikke søgt indregnet i resultaterne i de øvrige kapitler.

I *kapitel 8* er konsekvenserne for vindkraft af et frit elmarked analyseret. Det er her forudsat, at vindenergi skal konkurrere på lige fod med andre elproduktionsanlæg på en elbørs. Da forudsigeligheden af vindkraften kan spille en betydelig rolle for prisen på



den vindgenererede elektricitet afsat på elmarkedet, har prædiktionen af vindkraft fået en speciel grundig behandling i dette kapitel.

Konsekvenserne af at etablere alternative reguleringsmuligheder til elbørsens regulerings-marked (balancemarked) er analyseret i *kapitel 9*. Tre alternative regulerings-teknologier er behandlet her: Varmepumper, varmelagre og elbiler, som alle har potentiel mulighed for at påvirke elforbruget, enten direkte eller indirekte gennem varmesiden. I det omfang disse teknologier kan tilbyde regulering til lavere omkostninger end elmarkedet, kan dette påvirke indførelsen af store mængder fluktuerende elektricitet i positiv retning.

Forrest i rapporten er givet et resumé af ovennævnte kapitler samt en konklusion. Endelig er der i et appendiks placeret en række tekniske beskrivelser, samt opgivet en række betydende data for beregningerne.

#### **4. Situationen i år 2005 og 2015**

Dette kapitel er tænkt som en introduktion, hvor de mere fundamentale forhold beskrives. Således startes ud med en kort gennemgang af Energi21 energihandlingsplanen med hovedvægt på de dele, der er relevante for analyserne gennemført i dette projekt. Herunder skitseres ligeledes de i år 2005 forventede eltransmissionslinier til omverdenen.

Det i dette projekt påtænkte elmarked er geografisk afgrænset til Nordeuropa. Hvorledes det nordeuropæiske elsystem er sammensat i 2005 er derfor beskrevet i afsnit 4.3. Endelig er der i afsnit 4.4 beskrevet, hvorledes den skandinaviske elbørs, Nord Pool, fungerer, idet den elmarkeds-reference, der opstilles senere i rapporten, modelmæssigt tager udgangspunkt i denne børs.

##### ***4.1 Det danske energisystem år 2005.***

Analyserne i dette projekt er primært baseret på forudsætninger hentet fra den seneste energihandlingsplan, Energi21. Dette er valgt for at have en fælles referenceramme, der muliggør en sammenholdelse af resultaterne såvel med Energi21 selv, som med andre projekter, der behandler problemstillinger inden for samme område.

Dette afsnit giver en kort beskrivelse af det forløb, der ligger i Energi21's handlingsplan. Tanken med dette er både at placere analyserne i en overordnet samfundsmæssig ramme- hvad er den økonomiske vækst, hvor meget antages energipriserne at stige o.l. - samt kort at opridse hvorledes det energisystem, analyserne er relateret til, er sammensat både på forbrugs- og på forsyningssiden.

I det efterfølgende er den samlede tidsperiode for Energi21 frem til år 2030 beskrevet, men i projektets analyser er kun 2005 og 2015 behandlet.

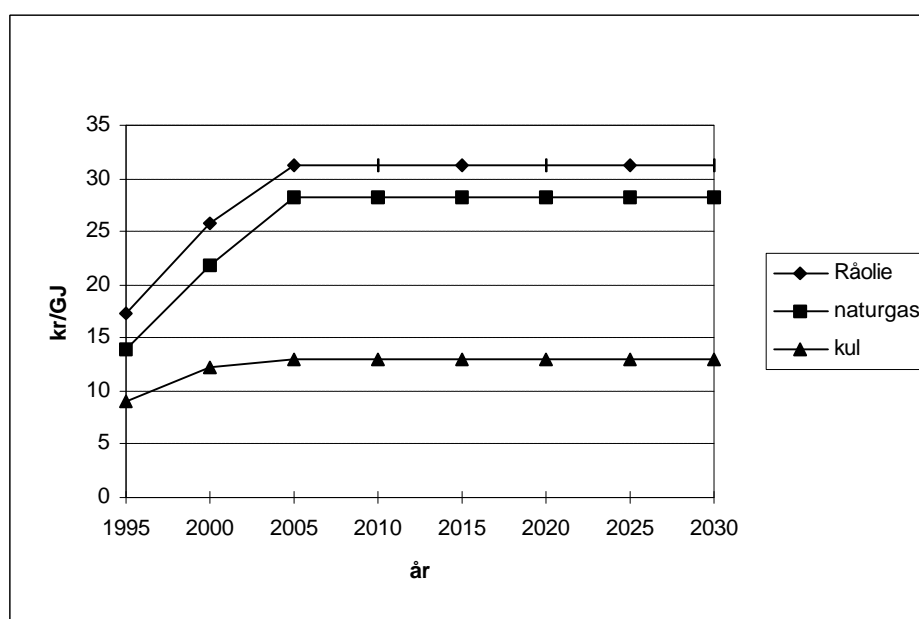
##### ***Udviklingen i økonomi og priser.***

Den samfundsmæssige udvikling, der er antaget i Energi21's handlingsplan, er illustreret i efterfølgende Tabel 4.1 og Figur 4.1. De *makroøkonomiske* forudsætninger er hentet fra Budgetdepartementets grundkørsel til Budgetredegerelsen, som efterfølgende er forlænget til år 2030. Som det fremgår af tabellen, er der en moderat men aftagende vækst frem til år 2030.

	1994 Mia.kr (1980-priser)	1995-2005	2006-2020 % p.a.	2021-2030
Bruttonationalproduktet	492	2,2	1,7	1,3
Privat konsum	266	2,6	2,3	1,8
Produktionsværdi	820	2,2	1,8	1,5
- heraf industrien	247	2,0	1,7	1,5

**Tabel 4.1 Makroøkonomiske forudsætninger i Referenceplanen**

Udviklingen i *energipriserne* er vist på Figur 4.1 for de importerede brændsler råolie, naturgas og kul. Priserne er opgjort som realpriser, dvs. uden inflation, og ved ankomst til dansk havn, hvorfor der ikke er inkluderet en eventuel transportomkostning ved videre transport på dansk grund. Frem til år 2005 stiger priserne på råolie og naturgas med ca. 6% p.a., og priserne på kul med ca. 4% p.a. Herefter er priserne konstante i reale termer frem til år 2030.

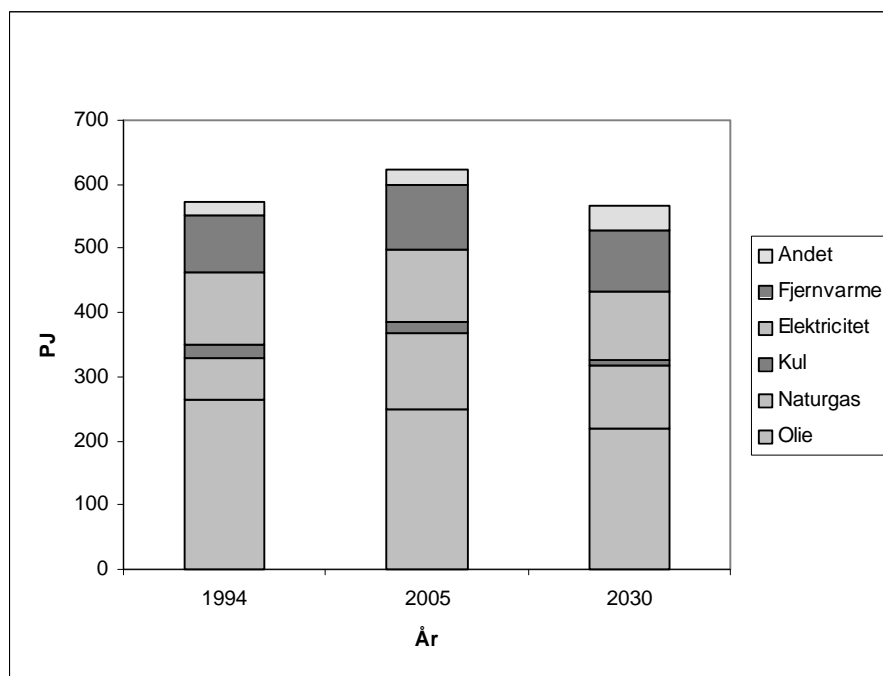


**Figur 4.1: Udviklingen i realpriserne for importeret brændsel - C.I.F. (kr/GJ)**

#### *Udviklingen i det endelige energiforbrug*

Figur 4.2 viser udviklingen i det endelige energiforbrug i Energi21's handlingsplan for anvendelsen af private og erhvervene, inklusiv transporten. I Figur 4.2 er det endelige

energiforbrug opdelt på de mest betydende energityper. Som det fremgår er der i handlingsplanen en støt stigning i det endelige energiforbrug frem til år 2005 svarende til ca 0,8% p.a. Efter 2005 og frem til 2030 er det endelige energiforbrug faldende med ca. 0,4% p.a.



**Figur 4.2: Udviklingen i det endelige energiforbrug (inklusive transporten) opdelt på energityper, PJ/år.**

De væsentligste energityper i forbindelse med analyserne i dette projekt er elektricitet og fjernvarme. Forbruget af el er stort set konstant over hele perioden, dog med en meget svag stigning frem til år 2005, fulgt af et ganske svagt fald frem til år 2030. Elektricitetens andel af det samlede endelige forbrug falder ganske lidt. Det samlede forbrug af fjernvarme stiger med godt 1% p.a. frem til 2005, hvorefter det stort set er konstant i resten af den betragtede periode. Endelig kan det nævnes at andelen for naturgas øges væsentligt fra knap 12% i 1994 til knap 19% i 2005, hvorefter den er svagt faldende frem til år 2030. Indtrængningen af ovennævnte energityper sker primært på bekostning af olie, der falder fra at udgøre en andel på knap 46% i 1994 til knap 39% i 2030.

#### *Udviklingen i elproduktionssystemet.*

I Energi21's handlingsplan udbygges el- og varmesystemet primært med vedvarende energianlæg eller decentral kraftvarme.

Udviklingen i den samlede elkapacitet i Energi21-handlingsplanen er vist i Tabel 4.2. Som det fremgår af tabellen finder der primært en udbygning sted for vedvarende energianlæg, samt for mindre kraftvarmeanlæg, eksempelvis mindre modtryksværker, decentral kraftvarme og industriel kraftvarme. Kondensværker fases ud i takt med

skrotningen. Større kraftvarmeværker (udtagsværker) udgør dog stadig den dominerende del af den regulerbare elproduktionskapacitet.

Kapacitet	1994 MW	2005 MW	2015 MW	2030 MW
Vedvarende energi	517	1690	3186	5569
Kondensværker	2076	1389	518	0
Udtagsværker	6228	5142	4321	3470
Modtrykswærker	654	1002	489	347
Dec. Kraftvarme i små byer	314	658	706	778
Industriel kraftvarme og lign.	204	862	1044	1317

**Tabel 4.2: Udviklingen i den samlede elproduktionskapacitet, MW.**

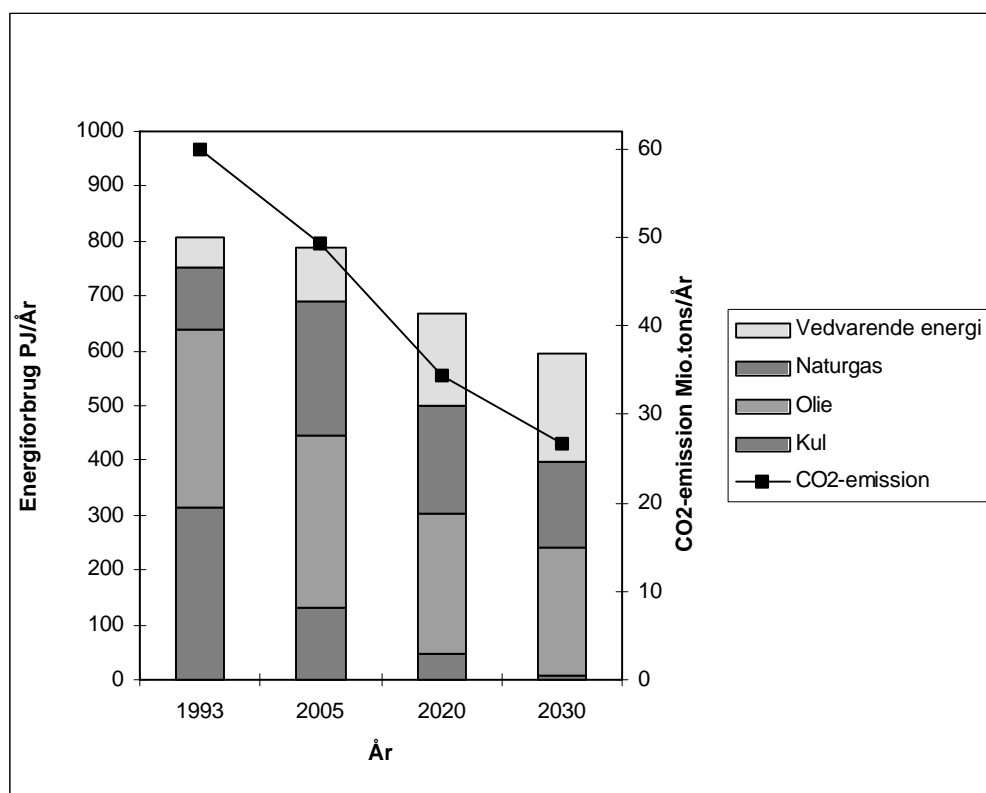
Tabel 4.3 viser i større detalje udbygningen med vedvarende energi fordelt på vindkraft, solceller og bølgekraft. Den mest betydende udbygning forventes at finde sted for vindkraft, hvor kapaciteten øges fra godt 500 MW i 1994 (ca. 1100 MW ved udgangen af 1997) til henholdsvis knap 1700 MW og 5500 MW i 2005 og 2030. Specielt den påtænkte udbygning med havmøller er markant. For solceller og bølgekraft er det først i den sidste del af perioden frem mod 2030, at en mindre udbygning vil finde sted.

	Installeret kapacitet (MW)			El-produktion (GWh)		
	1994	2005	2030	1994	2005	2030
Vindkraft						
- off shore	0	300	3625	0	1050	12688
- landplaceret	509	1382	1736	1018	2855	3993
Solceller	0	0	100	0	0	100
Vandkraft	8	8	8	28	28	28
Bølgekraft	0	0	100	0	0	350
Vedvarende energi ialt	517	1690	5569	1046	3843	17068

**Tabel 4.3: Udbygningen med vedvarende energi, MW.**

*Udviklingen i bruttoenergiforbrug og emissioner.*

I Figur 4.3 er udviklingen i det samlede danske bruttoenergiforbrug vist. Bruttoenergiforbruget er svagt faldende med ca. 0,2% p.a. frem til år 2005, hvorefter det falder kraftigere med ca 1,1% p.a. frem til år 2020 og 2030.



**Figur 4.3: Udviklingen i det samlede bruttoenergiforbrug og den relaterede CO<sub>2</sub>-emission i Handlingsplanen, PJ/år og Mio.tons CO<sub>2</sub> /år.**

Som det fremgår af figuren, kommer såvel vedvarende energi (herunder specielt vindenergi) som naturgas til at udgøre en væsentlig del af det samlede danske bruttoenergiforbrug, primært på bekostning af kul. Vedvarende energi stiger fra en andel på ca. 7% i 1993 til at udgøre ca. 32% i år 2030. Tilsvarende gælder for naturgas, der stiger fra en andel på knap 14% i 1993 til knap 30% i år 2030. Olieandelen er på godt 40% i 1993 og denne er svagt faldende i hele perioden. Kul bliver stort set faset ud i Handlingsplanen - fra at udgøre ca. 39% af det samlede bruttoenergiforbrug i 1993 falder kulandelen til godt 16% i 2005 og endelig til under 2% i år 2030.

At bruttoenergiforbruget stiger langsommere end det endelige energiforbrug skyldes stigende effektivitet i energiudnyttelsen på produktionssiden, herunder en stigende andel kraftvarme og en øget udnyttelse af vedvarende energi.

Udviklingen i CO<sub>2</sub>-emissionen i Energi21's handlingsplan er ligeledes vist på Figur 4.3. Som det fremgår er der et kraftigt fald i CO<sub>2</sub>-emissionen gennem hele perioden på gennemsnitligt ca. 2,2% p.a., svagest i begyndelsen af perioden og stigende frem mod 2030.

## 4.2 Forbindelser til omverden

Geografisk er Danmark placeret mellem de norske og svenske vandkraftsystemer og kontinentets termiske elproduktionssystemer. De store geografisk betingede forskelle i produktionsapparatet i de enkelte lande har betydet, at det på et tidligt tidspunkt var til gensidig nytte at samarbejde over landegrænser.

Eltra-området (Jylland/Fyn) har været vekselstrømsmæssigt forbundet med Tyskland siden 1930. I 1965 blev den første jævnstrømsforbindelse til Sverige bygget og i 1977 blev Jylland også forbundet via jævnstrøm med Norge. ELKRAFT (Sjælland) har været vekselstrømsmæssigt forbundet med Sverige siden 1915 og i 1996 blev der etableret en jævnstrømsforbindelse til Tyskland.

Det intensive samarbejde over landegrænser har givet store besparelser for elforbrugerne gennem årene, idet man har udnyttet den billige vandkraft i vådår og fordelt den termiske kraft på færrest muligt enheder. Samarbejdet mellem de skandinaviske lande er formaliseret i organisationen Nordel, stiftet i 1963.

Omfanget og retningen af udvekslingen mellem nabosystemer varierer fra år til år. I vådåret 1990 importerede Danmark ca. 12 TWh fra Norge/Sverige. I tøråret 1996 eksporterede Danmark knap 14 TWh til Norge/Sverige. Til sammenligning er det danske elforbrug ca. 33 TWh/år.

Antallet af forbindelser mellem nabosystemer i Nordeuropa vokser i de kommende år - se Figur 4.4, hvor kapaciteten på eksisterende og forventede fremtidige forbindelser er angivet.

I perioden frem til år 2005 forventes det, at Sverige og Norge udbygger deres samarbejdsforbindelser til kontinentet betydeligt. I Danmark forventes en samarbejdsforbindelse mellem Jylland-Fyn og Sjælland etableret senest år 2003. Der er ikke besluttet udbygning af de danske samarbejdsforbindelser til nabolande. Den samlede danske kapacitet til nabolande i år 2005 er (som i 1998) ca. 5200 MW svarende til ca. 80 % af den maksimale belastning i Danmark.

Yderligere udbygning af samarbejdsforbindelser er en bekostelig affære, dels fordi forbindelserne - på nær den jyske samarbejdsforbindelse til Tyskland - sker via søkabler (enten AC eller DC), og dels fordi udbygning i reglen kræver forstærkninger i såvel det danske som i de udenlandske transmissionsnet.

Det er endnu uvist, hvordan nye samarbejdsforbindelser skal finansieres i det fremtidige elsystem. Det er dog givet, at egenfinansiering via bompeng på den enkelte samarbejdsforbindelse vil lægge en kraftig dæmper på handlen mellem nabosystemer, og derfor reelt hindre yderligere udbygning.





### 4.3 Det nordeuropæiske elsystem

Det i dette projekt omhandlede elmarked omfatter Danmark, Norge, Sverige, Tyskland, Holland og Finland. Tyskland er videre opdelt på tre delområder omfattende Preussen, Veag og rest-Tyskland. Hvorledes disse lande vil indgå i og påvirke prisdannelsen på et fælles elmarked afhænger af landenes elproduktionsmuligheder og –forbrug.

Tabel 4.4 angiver produktionsmulighederne inden for Nordel-systemet opsplittet på de enkelte lande, samt på kategorier af produktionsanlæg. Endvidere er for hver produktionskategori angivet de variable omkostninger inden for et øvre og nedre interval, og den samlede el-efterspørgsel inden for området. Værdierne indgår i datagrundlaget til beregningsmodellen ”Samkøringsmodellen”, der beskrives i afsnit 5.3.

Type	Var. omk. NOK/MWh		Produktion TWh/år				
	nedre	øvre	Dk	Fin	Nor	Sve	Total
Vandkraft, vådår				11,1	159	73	243,1
Vandkraft, tørår				11,9	94	49,7	155,6
Vandkraft, middel				13,1	115,1	63,7	191,9
Fast import+vindkraft			2,2	5	0	0	7,2
A-kraft	50	50		19,5	0	70,8	90,3
Kul kraftv/modtryk	50	65	24,1	30,4	0	8,9	63,4
Olie kraftv/modtryk	91	91			1,2	2,3	3,5
Kulkondens, grundlast	107	129	21,6	22	0	0	43,6
Kulkondens, rest+gas	145	154	1	1,5	0	1,8	4,3
Oliekondens, fuelolie	165	184	1,6	2,3	0,3	2,3	6,5
Oliekondens, gasolie	222	292	3,8	0	0	19,3	23,1
Gasturbine, gasolie	331	354	1,8	2,5	0	3,8	8,1
Total			56,1	96,3	116,6	172,9	441,9
Elforbrug			37,7	89,6	120	155	402,3

**Tabel 4.4: Produktionsmuligheder og variable omkostninger i Nordel-systemet år 2005. Bemærk: Priserne er i norske kroner.**

Det danske elproduktionssystem er naturligt nok karakteriseret ved at bestå hovedsageligt af termiske kraftværker, mens såvel det finske, norske og svenske system i et relativt stort omfang er baseret på vandkraft. Dette gælder mest for det norske system, hvor 99% er vandkraft-baseret – i den anden ende af spektret ligger Finland, hvor ca. 14% af det samlede elforbrug dækkes af vandkraft.

Sammenlignet med de øvrige nordiske lande har Danmark et forholdsvist lille elforbrug: Kun ca. 10% af det i 2005 forventede elforbrug finder sted i Danmark. Den største forbruger er Sverige med ca. 39% af det samlede elforbrug, efterfulgt af Norge med ca. 30%.

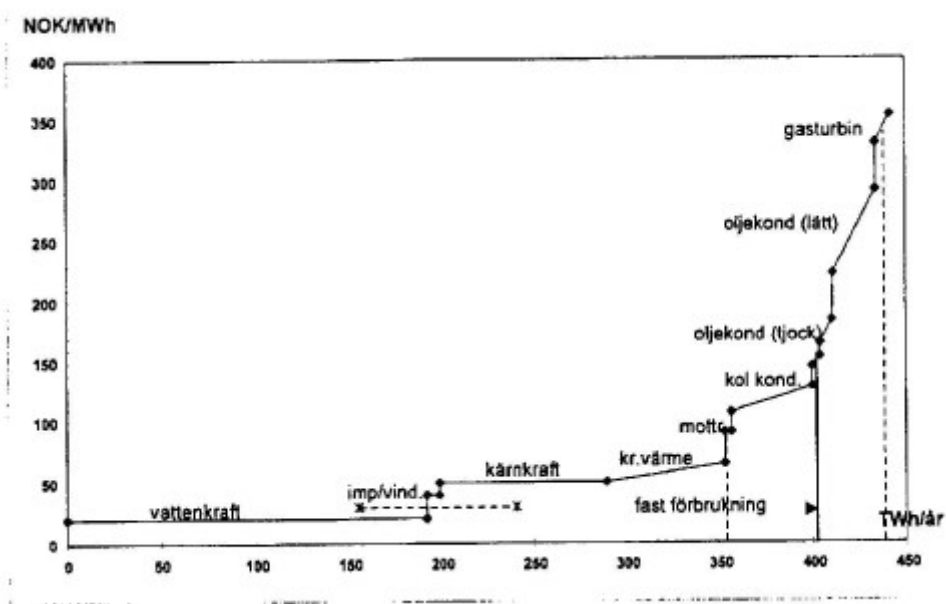
Kun de kortsigtede marginal-omkostninger (variable omkostninger) er angivet i tabellen. Vandkraft er ikke opgivet, men har klart de laveste marginal-omkostninger, efterfulgt af a-kraft og kulfyrede kraftvarmeværker. De dyreste marginale produktionsomkostninger er forbundet med driften af gasturbiner, der er forventet at køre relativt kort tid om året.

Produktionsmulighederne og de relaterede variable omkostninger for resten af de betragtede områder er angivet i Tabel 4.5. Det største enkeltområde er her klart rest-Tyskland, der dækker ca. 62% af det samlede elforbrug i dette område. Bemærk endvidere at selv med inddragelse af disse enkeltområder i Tyskland, så er Danmark stadig en ”små-forbruger” i forhold til de øvrige.

Type	Var. omk. NOK/MWh	Produktion TWh/år				
		Preus.	Veag	Rest tys	Holl.	Total
Vandkraft, vind mm.		0	0	15,5	4,2	19,7
A-kraft	50	30	0	133	3	166
Kraftvarme	45	0	25	0	0	25
Kulkraft (stenkul)	126	31	10	182	30	233
Ny brunkul	130	0	30	34	0	64
Renoveret brunkul	142	0	30	49	0	64
Gas	143	14	0	88	55,3	157,3
Oliekondens	172	0	7	42	0	49
Gasturbine	387	3,9	7	41	0	51,9
Total		78,9	109	564,5	92,5	844,9
Elforbrug		67	90	410	92,6	659,6

**Tabel 4.5: Produktionsmuligheder og variable omkostninger for de tyske områder, samt Holland år 2005. Bemærk: Priserne er i norske kroner.**

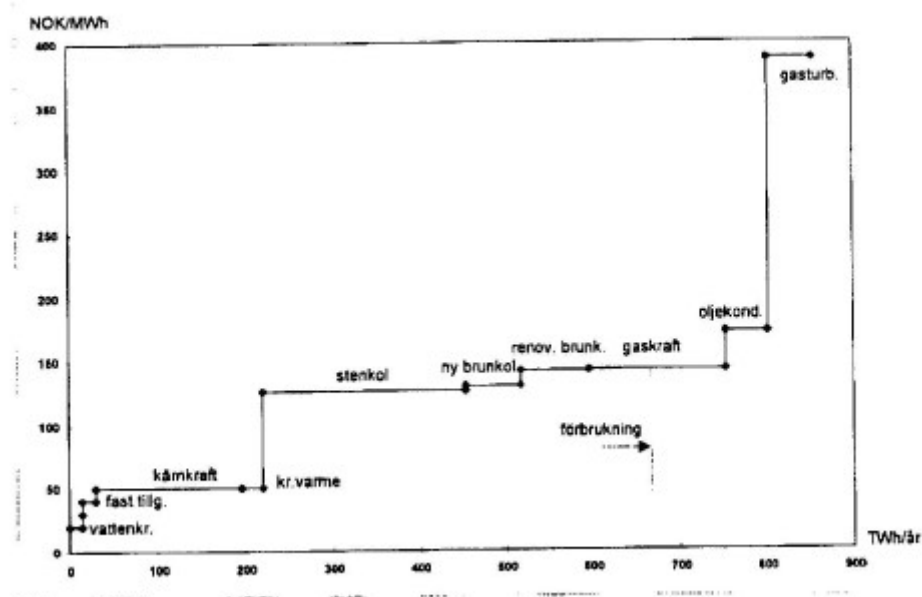
Samlet kan elforbruget i det geografiske område for det påtænkte elmarked opgøres til ca. 1050 TWh/år – af dette udgør det forventede danske elforbrug ca. 4%! Det er derfor klart, at indpasning af selv store mængder fluktuerende vedvarende energi i et sådant elsystem kan og vil have en ganske anderledes betydning end i et afgrænset dansk el- og varmesystem.



**Figur 4.5: Udbudskurve for Nordel-systemet (Ref. 4.1).**

Når udbud og efterspørgsel efter elektricitet sammenholdes på et elmarked, er det de kortsigtede marginal-omkostninger der afgør, hvilke værker der skal køre i den betragtede periode. Dette kan illustreres ved den såkaldte udbudskurve, der rangordner værkerne efter variable omkostninger. Dette er vist på Figur 4.5 og 4.6 for henholdsvis Nordel-systemet og de øvrige deltagende lande og områder. På den horisontale akse er angivet de enkelte produktionskategoriers produktionsformåen, og på den vertikale akse de relaterede marginale produktionsomkostninger.

Som det fremgår af Figur 4.5 er Nordel-udbudskurven klart påvirket af de betydelige mængder af vandkraft i dette system: En meget stor del af kurven er næsten flad med meget lave marginal-omkostninger. Først i den sidste del af kurven stiger marginal-omkostningen kraftigt pga. de termiske værker. Da markedsprisen fastsættes som skæringen mellem udbud og efterspørgsel kan den gennemsnitlige pris på el komme til at variere betydeligt i et sådant delvist vandkraft, delvist termisk præget system: Ved en konstant efterspørgsel vil et vådår betyde, at skæringspunktet kan komme til at ligge på det "flade" stykke, hvor vandkraft dækker en meget stor del af forbruget til lave gennemsnitspriser på el. Omvendt ved et tørår – her vil skæringspunktet blive forskubbet mod det "stejle" stykke på kurven, hvorfor termiske værker vil komme til at dække en forholdsvis større del af elforbruget og gennemsnitsprisen vil være relativt højere. Altså kan der forudses relativt store årsvariationer i et sådant system. Disse årsvariationer er illustreret på Figur 4.5 med den stiplede linie. Specielt i vådår kan døgnvariationen til gengæld forventes at være mindre udpræget.



**Figur 4.6: Udbudskurve for øvrige lande og områder: Holland, Veag, Preussen og rest-Tyskland (Ref. 4.1).**

Situationen er anderledes for de øvrige områder, hvor de termiske værker kommer ind på et tidligere tidspunkt og derfor fører til en mere jævnt stigende kurve, jvf. Figur 4.6. Denne situation minder mere om den, der eksisterer i Danmark i dag.

Udbudskurven indeholder kun de kortsigtede marginalomkostninger. For også at få dækket investeringsomkostningerne (de langsigtede marginalomkostninger) skal markedsprisen i en række perioder ligge over de kortsigtede marginalomkostninger. Aktørerne får f.eks. kun fortjeneste på kulfyrede kondensanlæg, når marginalprisen i en betydelig del af tiden ligger inden for olie-kondens eller gasturbiner.

Samlet set opnår man et mere effektivt elsystem, når man sammensætter det med alle de forskellige produktionsteknologier, der eksisterer i Nordeuropa. Fluktuationer pga. uforudsigelige ændringer i vindforhold o.lign bliver også i højere grad udlignet i et stort sammenhængende elsystem.

#### 4.4 Elmarkedet

Liberalisering af elmarkedet og indførelse af elbørser er en ny udvikling som stadig tilpasses til de forskellige markeder rundt om i verden. Ser man frem i tiden (f.eks. år 2005) er det ikke sikkert, at den danske del af elmarkedet ligner det der kendes fra de nuværende markedsstrukturer i Nordeuropa med elbørser i England og Wales og i Norge og Sverige. Betragtningerne nedenfor er derfor mere af generel art, som bør være til stede på et liberaliseret elmarked med en elbørs.

En elbørs er en fælles handelsplads for engroskøbere og -sælgere af el. Elbørsens primære formål er at formidle handel og priser. Ved en elbørs, som alle aktører kan

forholde sig til, afspejler børspriserne de marginale elpriser på markedet. En elbørs gør blandt andet, at der kan udbydes el i mindre portioner ad gangen, således at fluktuerende elproduktion vil kunne indgå i de daglige handler på børsen.

Vindenergi kan antages at være pristagere på elbørsen. Det vil altid være bedre for vindenergiudbydere at sælge billigt end at skulle bremse møllerne for ikke at sælge. Dvs. de byder lavt ind på elbørsen for at være sikre på at kunne afsætte vindmøllernes producerede elektricitet. Vindenergien afregnes dernæst til ligevægtsprisen mellem udbud og efterspørgsel, som opnås på elbørsen. Prisen på den el, som produceres via vindkraft, er derfor helt afhængig af markedspriserne i øvrigt.

Elbørsens effekt som virkemiddel mod uforudset, fluktuerende vindenergi afhænger af elbørsens opbygning og virkemåde. Ved de fleste elbørser, er der en clearingsperiode mellem det tidspunkt, hvor aktørerne anmelder deres køb og salg, og til det tidspunkt, hvor den faktiske levering finder sted. For en elproduktion med kortsigtsfluktuationer, som vindkraft, har det derfor betydning

- hvor god forudseelighed der er på vindkraftsproduktionen,
- hvor lang tid clearingsperioden er (afhænger af valg af børs).

Hvis vindkraftproduktionen kan forudsiges fuldstændigt, vil systemoperatøren kunne afsætte hele produktionen til den gældende markedspris på elbørsen. Men hvis der produceres mere eller mindre end den mængde, der var lovet på børsen, så fremkommer en ubalance i systemet og vindkraft-systemoperatøren må købe en modydelse til regulering af ligevægten.

#### 4.4.1 Balancekraft

Hvis der produceres mindre end den lovede mængde, købes **opreguleringsydelse**; andre værker får betaling for at producere den manglende mængde eller forbrugere betales for at forbruge mindre. Prisen ligger typisk over markedsprisen, d.v.s. en meromkostning på den manglende el i forhold til markedsprisen.

Hvis der produceres mere end lovet købes **nedreguleringsydelse** på balancemarkedet, d.v.s. den "for meget" producerede el sælges billigt til nogle forbrugere, således at disse forbruger den ekstra mængde, eller nogle værker køber den overskydende el billigt for at nedregulere deres egen produktion og dermed sælge den billig indkøbte "overskudsel" til markedsprisen i stedet for deres egen produktion. Prisen ligger typisk under markedsprisen, d.v.s. et tab i forhold til markedsprisen.

Reguleringsprisen (eller balanceprisen) bestemmes som ligevægtsprisen mellem det samlede behov for regulering og udbuddet af regulering. Hvis en aktørs reguleringsbehov er i samme retning som resten af markedet (hhv. op- eller nedregulering) øges det samlede reguleringsbehov, som bestemmer ligevægtsprisen, og dermed øges den marginale reguleringsomkostning. Omvendt mindskes den marginale

reguleringsomkostning ved et reguleringsbehov, som er modsatrettet resten af markedets behov.

#### 4.4.2 Kort beskrivelse af markederne på Nord Pool

Den norsk-svenske elbørs Nord Pool blev etableret i 1996 som det konkrete resultat af Nordels forslag om en nordisk elbørs. Nord Pool ejes af de to statsejede netselskaber Statnett SF i Norge og Svenska Kraftnät, men markedsføres som en nordisk elbørs. Nord Pool har også medlemmer fra Danmark, Finland og Rusland.

Af de nordiske lande var Norge det første land som gjorde op med det naturlige monopol, som de lokale elværker havde i deres område. Norge havde sidst i firserne meget forskellige forbrugerpriser på el, afhængigt af hvor i landet man boede. Yderligere kommer over 99% af den norske el fra vandkraft, hvilket gav store udbudssvingninger afhængigt af vandmængderne i lokalområderne. Man havde derfor i Norge et ønske om at skabe en markedsplads for elhandel, således at priser og udbud af el bedre kunne tilpasse sig det samlede norske marked.

I 1991 fik Norge en ny energilov. Loven muliggjorde konkurrence i produktion og salg af el, hvilket skulle indføres over en årrække. Salgs- og distributionsselskaber blev adskilt, og der blev organiseret et marked for uafhængige købere og sælgere, Statnett Marked AS. Statnett Marked var den første børs for elektricitet i Norden. Aktørerne på det norske elmarked var dog ikke forpligtet til at handle gennem Statnett Marked.

For at sikre lige adgang for alle eludbydere på det norske marked, blev der indført tredjepartsadgang på det norske transmissions- og distributionsnet. Tredjepartsadgang vil sige, at de som ejer transmissionsnettet, skal give adgang til andre, som ønsker at bruge nettet, mod at brugeren betaler en punktтарif (denne form for tredjepartsadgang benævnes oftest TPA). For at sikre det hidtidige lave norske prisniveau på el – især for den kraftintensive industri, blev der indført en restriktion på eksport af fastkraft (modsat tilfældig kraft) på 5 TWh pr. år.

Sverige fik en ny energilov med virkning fra 1. januar 1996, hvilket gav en opdeling af netværksområdet fra andre forretningsområder, og der blev åbnet for deres interne marked. Sverige gik med i den norske elbørs, som fra 1996 blev omdøbt til Nord Pool ASA. Sverige har givet fri TPA, men kræver licens (grænsetariffer til Danmark og Finland) for import og eksport af elektricitet.

Nord Pool er den elbørs som geografisk ligger tættest på Danmark, hvorfor det også er på Nord Pool de danske aktører på nuværende tidspunkt handler. Nord Pool dækker fysisk det norske og det svenske elmarked, men danske elproducenter kan også byde ind på denne elbørs. Nord Pool består af tre markeder:

- elspotmarkedet (til og med 1996 også kaldt døgnmarkedet)
- eltermensmarkedet (til og med 1996 kaldt ugemarkedet)
- balancemarkedet (eller regulerkraftmarkedet)

Ugemarkedet (elterminals markedet) er et finansielt futures marked, hvor købere og sælgere kan prissikre fremtidige handler. Ugemarkedet har derfor ingen fysik omsætning af elektricitet, men bliver brugt til risikoafdækning via finansielle handler.

Spotmarkedet og balancemarkedet (regulerkraftmarkedet) er markeder for fysisk kraftudveksling, hvor den aftalte kraftmængde reelt leveres ind på nettet og tages ud derfra igen. Handlerne på spotmarkedet foregår som et kontraktmarked, hvor der dagligt omsættes kontrakter for leverancer *næste døgn*<sup>1</sup>, på timebasis og med fuld betalingspligt. Beregningen af spotmarkedsprisen er baseret på balanceprisen mellem udbud og efterspørgsel fra alle aktører. Afregning foretages derfor umiddelbart efter at kontrakterne er indgået – uafhængigt af målt kraftudtag eller målt indlevering, dvs. uafhængigt af uforudsete fluktuationer i produktionen efter at kontrakterne er indgået. Der anmeldes for køb og salg for hver time i døgnet. Hver kontrakt omfatter effekt (MW), pris (norske kr./MWh) og varighed på timebasis.

Flaskehalse i det norske marked kan skabe kapacitetsbegrænsninger i centralnettet. I situationer, hvor der optræder kapacitetsrestriktioner i centralnettet deles markedet i to eller flere geografisk differentieret anmeldningsområder, hvorved der kan opstå geografisk differentierede priser. Aktørerne skal i hvert område anmelde balance mellem forpligtelser og kontraktbundne rettigheder, inklusiv egen produktion. Ved flaskehalse i det svenske net, modkøber systemoperatøren kraftydelse på begge sider af flaskehalsen, indtil der er ledig passagekapacitet i nettet. På hvert tidspunkt er der dermed kun en pris for hele Sverige.

Prisfastsættelse af elektricitet samt håndtering af afvigelser fra de indbudte mængder behandles forskelligt på det norske og det svenske marked. Der er i denne analyse valgt at fokusere på den norske markedsstruktur.

I januar 1997 indledte Svenska Kraftnät og Statnett et prøvesamarbejde med fælles udnyttelse af regulerkraft. Samarbejdet er siden gjort permanent.

Formålet er at regulere, hvor det er billigst, uanset i hvilket land behovet og tiltaget findes. På denne vis undgår man også at landene modregulerer.

Ordningen indebærer, at der findes en fælles Norsk-Svensk udbudsliste for regulerkraft. Listen fraviges kun i kritiske driftssituationer, hvor der f.eks. kræves hurtigere regulering.

Som en konsekvens af ordningen anvendes nu også fælles pris for regulering, selv om reguleringen sker i det ene land for at udregulere en ubalance i det andet land.

Fra årsskiftet 1997/98 udgør spotmarkedsprisen (områdeprisen) grundprisen for afregning af balancekraft i begge lande ( tidligere anvendtes "balansjusteringspriset" i Sverige)

---

<sup>1</sup> Korttids forwardmarked

Som tidligere beskrevet anvendes fortsat "et-pris"-system i Norge og "to-pris"-system i Sverige for afregning af balanceydelse.

#### 4.4.3 Regulerkraftmarkedet

I kraftsystemet må der til enhver tid være balance mellem produktion og forbrug. Balancekravet i spotmarkedet sikrer, at de prognosebare dele af afvigelserne mellem aktørernes energitilgang og forpligtelser udbalanceres i spotmarkedet.

Opretholdelsen af balancen mellem udbud og efterspørgsel i Norge sker på regulerkraftmarkedet. Kun norske aktører kan udbyde reguleringsydelser på regulerkraftmarkedet, hvorfor dette marked er stærkt domineret af vandkraftproducenter. Tilsvarende kan de danske aktører ikke direkte påvirke prissætningen på dette marked, men dansk kraft, solgt på spotmarkedet i Norge, bliver afregnet for eventuelle afvigelser via regulerkraftmarkedet.

Regulerkraftmarkedet er et balancemarked, der virker som et redskab for driftsadministrator og skal med kort varsel i driftsfasen håndtere alle ikke-prognosebare afvigelser mellem faktisk og planlagt udveksling, f.eks. fra uforudsete fluktuationer i produktionen.

Indirekte er det de aktører, der har afvist fra deres aftale på spotmarkedet, som er efterspørgere af reguleringsydelser på regulerkraftmarkedet. Men i virkeligheden er det kun systemoperatøren, som står for en tvunget efterspørgsel og clearing, regningen for ydelserne sendes videre til de enkelte aktører. Selve konkurrence ligger derfor på udbudssiden.

De aktive udbydere af reguleringskraft på regulerkraftmarkedet må kunne regulere deres indlevering eller udtag i løbet af 15 minutter. Dette indebærer at det i dag kun er el og varmeproducenter, som anmelder aktivt uden at købersiden giver respons på prisen. Alle øvrige aktører er passive aktører som senere bliver afregnet for køb/salg ud fra deres ubalance mellem målte (faktiske) værdier for indlevering/udtag og kontraktfaste energitilgang/forpligtelser. For opregulering kan elektrokedler mindske deres elforbrug, ved at substituere elforbrug med olieforbrug. Denne mulighed er ikke særlig brugt på Nord Pool, hvorfor opreguleringen på regulerkraftmarkedet er domineret af elproduktionssiden – især vandkraftværkerne. For nedregulering haves tilsvarende mulighed for en mindre produktion af vandkraft eller et større elforbrug på elektrokedlerne. Elektrokedlerne spiller en større rolle ved nedregulering end de gør ved opregulering.

Minut til minut balancen på Nord Pool laves på nuværende tidspunkt alene af en automatisk forøgning eller reduktion af produktionen på de meget fleksible vandkraftturbiner. Denne regulering af balancen hidrører den fysiske stabilitet af den strøm, der handles i Nord Pools område, og har derfor ikke en direkte sammenhæng med regulerkraftmarkedet i øvrigt.



#### 4.4.4 Afregningsprincipper for balancekraft

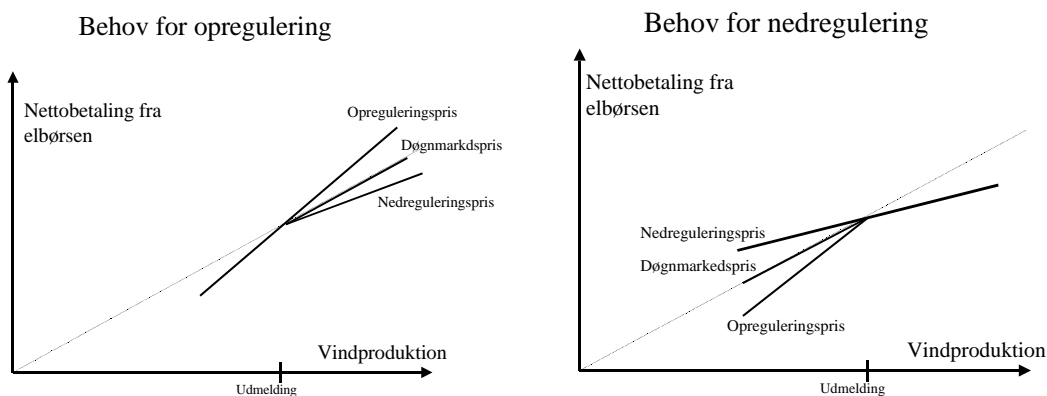
Liberaliseringen af elmarkedet og indførelse af forskellige metoder for balancehåndtering er en ny udvikling som stadig tilpasses til de forskellige markeder i Nordeuropa. Ser man frem i tiden (f.eks. år 2005) er det ikke sikkert at den danske del af elmarkedet ligner det der kendes fra de nuværende markedsstrukturer i Norden. Betragtningerne nedenfor er derfor mere af generel art, som bygger på grundprincippet fra det norske regulerkraftmarked og den svenske balancetjeneste. Betragtningerne kan tænkes at være gældende for prissætning af balancehåndteringen i fremtiden.

I driftsfasen skal driftskoordinatoren med kort varsel håndtere alle ikke-prognoserbare afvigelser mellem faktisk og planlagt udveksling, f.eks. fra uforudsete fluktuationer i produktionen fra vindmøller. På det nuværende norske elmarked udmelder driftskoordinatoren sit behov for balancekraft på et separat regulerkraftmarked. Elforbrugere og producenter udbyder samtidig reguleringsydelser på dette marked via op- eller nedreguleringstilbud af deres forbrug eller produktion. Regulerkraftmarkedet virker dermed både som et redskab for driftskoordinatoren til balancehåndtering samt fastsætter priserne for disse ydelser via markedet. Reguleringsprisen på det norske regulerkraftmarked bliver bestemt via balancen med det samlede behov og udbudet af reguleringsydelser (balanceprisen).

Modparten til regulerkraftmarkedet i Norge er Balancetjeneste i Sverige. Hovedforskellen mellem den norske og den svenske model for regulering af afvigelserne fra spotmarkedet er, at udbudene af reguleringsydelser i den svenske model opstilles i en prisstige, hvorfra driftskoordinatoren kan vælge reguleringsydelserne. I den svenske model udmelder elforbrugere og producenter deres reguleringsydelser på balancemarkedet. Til forskel fra den norske model, så er det de enkelte behov og ydelser som sætter prisen. Der er derfor mulighed for både at have en op- og en nedreguleringspris på samme tidspunkt.

#### 4.4.5 Vindkraft

Vindproducenter udmelder, på lige fod med andre producenter, en vis produktion på spotmarkedet. Når spotmarkedsprisen er fundet via clearing mellem udbud og efterspørgsel, modtager vindproducenterne betaling for den del af deres indmelding, som ligger på eller under spotmarkedprisen. Leverer vindproducenterne mere eller mindre el end denne udmelding afregnes de senere via driftskoordinatoren dvs. via regulerkraftmarkedet (norske model) eller via balancetjenesten (svensk model).



**Figur 4.7: Principper for regulering**

Som udgangspunkt ses på prissætningen af afvigelser fra udmeldingen på spotmarkedet fra vindproduktionen i forhold til det samlede behov for balancekraft. Figur 4.7 illustrerer tre principper for afregning i forhold til børsen. På figuren er spotmarkedsbetalingen for den indbudte mængde vist med stiplede linie, mens den faktiske afregning for udvekslingen – her illustreret for vindproduktionen - er vist med fed streg. Den faktiske afregning findes ved indtægten fra spotmarkedet minus evt. omkostninger ved køb af balancekraft til opregulering eller salg på balancemarkedet.

Figuren til venstre illustrerer forholdene, hvis der er et samlet behov for opregulering. Prisen, som fastsættes på balancemarkedet, kaldes i dette tilfælde en opreguleringspris. Hvis vindproduktionen er mindre end anmeldt til spotmarkedet, medvirker vindproducenterne til at øge behovet for opreguleringsydelse. De skal derfor betale opreguleringsprisen for den manglende produktion, og da denne er højere end spotmarkedsprisen, er der et tab i forhold til det, betalingen fra Nord Pool (angivet med den stiplede linie) ville have været, hvis produktionen havde været mindst som anmeldt til spotmarkedet.

I den norske model er der kun en reguleringspris pr. tidspunkt, her opreguleringsprisen. I den svenske model med balancetjenesten kan der både være en op- og en nedreguleringspris på samme tidspunkt. Hvis den faktiske vindproduktion er større end anmeldt til spotmarkedet, mindsker vindproducenterne behovet for balancekraft. Betalingen til vindproducenterne for den ekstra produktion kan tænkes at ske på tre måder:

- Enten til spotmarkedsprisen – i dette tilfælde opnås den midterste af de tre betalinger.
- Eller til opreguleringsprisen – i dette tilfælde opnås den øverste af de tre betalinger, Norge.
- Eller til nedreguleringsprisen – i dette tilfælde opnås den nederste af de tre betalinger, Sverige.

Figuren til højre illustrerer tilsvarende forholdene, hvis der er et samlet behov for nedregulering. Hvis vindproduktionen i dette tilfælde bliver større end anmeldt til

spotmarkedet, opnås her nedregulerprisen. Hvis vindproduktionen bliver mindre end anmeldt til spotmarkedet, kan modregningen for den manglende produktion ske til spotmarkedsprisen (den midterste af de tre betalinger) eller der kan opnås den gunstigere modregning givet ved nedreguleringsprisen, i dette tilfælde opnås den øverste af de tre betalinger, eller via opreguleringsprisen.

Det ses, at de tre principper kan opsummeres således:

- Hvis man afviger fra det til spotmarkedet anmeldte i samme retning som det samlede behov, bliver man "straffet" ved at betale reguleringsprisen.
- Hvis vindproducenterne afviger fra det til spotmarkedet anmeldte i modsat retning som det samlede behov for regulering:
  - Norsk model: belønnes de ved at skulle afregnes til regulerprisen baseret på det samlede nettobehov.
  - Svensk model: straffes de ved at skulle afregnes til regulerprisen baseret på det samlede behov i afvigelses retningen.
  - Hybrid model: De påtager sig ingen ekstra omkostninger ved at skulle afregnes til spotmarkedsprisen.

I den norske model kan vindproducenterne tjene på at afvige fra det udmeldte på spotmarkedet, hvis de er heldige at afvige i den modsatte retning af det resterende marked. I den svenske model vinder man aldrig på at afvige sin indmelding – fortjenesten ligger hos balancetjenesten. Den svenske model opfordre derfor i større omfang producenter med fluktuationer til at være aktive udbydere af reguleringsydelse, for at mindske deres tab.

I dette projekt er der i kapitel 8 og 9 anvendt det norske afregningsprincip for balancekraft.

## 5. Metoden anvendt til at opstille elmarkeds-referencen

I et lukket system kan anvendelsen af megen fluktuerende energi føre til ubalancer: Når vinden blæser meget, er der risiko for, at der produceres mere el i det samlede system end der forbruges, og at der ikke er termiske anlæg, der kan reguleres mere ned (eksempelvis pga. bindinger til varmesiden) – herved vil der opstå det såkaldte eloverløb. Især denne problematik var udgangspunkt for dette projekt. Det oprindelige formål var således primært at løse ovennævnte balanceproblem, under hensynstagen til den bedst mulige udnyttelse af det eksisterende energisystem og forudsat et frit elmarked. I det øjeblik der åbnes til et frit internationalt elmarked, hvor al elektricitet – også fra vindmøller - handles på markedets præmisser, er der dog en række basale forhold, der ændres markant:

- Sammenligningsgrundlaget for en ny investering er ikke længere givet af det danske energisystem som reference. I stedet er referencen blevet det internationale elmarked.
- Prisen på el bestemmes ikke længere af det danske system, men af det internationale elmarked. Sammenligningsgrundlaget for etablering af vindkraft er således ikke et dansk kulfyret anlæg, men de priser der bestemmes på markedet.
- Det er ikke længere relevant at tale om eloverløb og kapacitetsværdi for vindmøller . En given over- eller underskudsproduktion fra vindkraften udlignes på balancemarkedet imod en vis meromkostning, bestemt af det samlede reguleringsbehov og -udbud på markedet.

Det er derfor blevet helt centralt for projektet at få opstillet en såkaldt elmarkeds-reference, som danner sammenligningsgrundlaget for etablering af såvel vindkraft, nye regulerings-teknologier som anden ny investering inden for el- og varmesystemet i Danmark.

Dette kapitel beskriver kort, hvorledes vi metode- og modelmæssigt har håndteret opstilling af denne elmarkeds-reference. I afsnit 5.1 er præciseret afgrænsningen af projektets beregninger, mens afsnit 5.2 beskriver beregningsgangen ved anvendelse af tre energisystem-modeller, der gensidigt supplerer hinanden. Endelig er i afsnit 5.3 – 5.5 givet korte beskrivelser af disse tre modeller.

### 5.1 *Hvad regner vi på?*

Som nævnt er formålet med projektet i bred forstand at belyse samspillet mellem et elmarked, det danske el- og varmesystem samt en markant udbygning med fluktuerende vedvarende energikilder, herunder at undersøge om der eksisterer nye reguleringsteknologier, der kan lette indpasningen af store mængder VE.

Følgende spørgsmål er således søgt belyst:

- Hvorledes kan det danske el- og varmesystem samspille med en handelsplads for el, i stil med det eksisterende Nord Pool marked?
- Hvorledes vil en markant dansk udbygning med vindenergi, mindst på højde med det i Energi21 forudsatte, kunne indpasses inden for rammerne af et elmarked?
- Kan en anvendelse af nye reguleringsteknologier lette indpasningen af vindenergi under markedsmæssige vilkår?

Det har således været centralt i projektet, at få belyst prisstrukturen på et elmarked, samt at få undersøgt om der eksisterer systemmæssige begrænsninger, der betyder, at Danmark i perioder kan blive et separat elmarked afskåret fra det nordeuropæiske system. I relation hertil er det ligeledes centralt at få belyst om der eksisterer virkemidler eller reguleringsteknologier, der kan lette indpasningen af store mængder vindenergi, herunder i situationer hvor Danmark er separeret fra det øvrige elmarked.

Projektet fokuserer specifikt på år 2005 og datamæssigt tages der for energisystemet udgangspunkt i Energi21's handlingsplan. Dette implicerer, at energiforbrug, konfiguration og kapaciteter i energisystemet stort set er som i Energi21. Herudover antages det, at Danmark indgår som aktør i en nordeuropæisk elbørs (Sverige, Norge, Finland, Tyskland og Holland), der principielt fungerer som den i dag eksisterende Nord Pool markedsplads for el.

I projektet er det forudsat, at omverdenen reagerer som et samlet marked, dvs. at relationerne til den forudsatte nordeuropæiske elbørs er behandlet under et, også hvad angår transmissionsforbindelser. Endvidere er det forudsat, at de mængder vindenergi, der behandles i analyserne, kan indpasses på et marked i stil med Nord Pool, uden afgørende at ændre markedsstrukturen. Omkostningerne ved regulering af vindkraften over en elbørs er således bestemt ud fra eksisterende Nord Pool data, til trods for at det ikke kan udelukkes at store mængder af fluktuerende elektricitet afgørende kan ændre på denne omkostningsbestemmelse. Endelig betragtes en ensidig dansk udbygning med vindenergi - øvrige deltagende lande i elbørsen er forudsat kun i begrænset omfang at udbygge med anlæg baseret på fluktuerende elproduktion.

Projektets resultater er specifikt knyttet til økonomiske nøgletal for forskellige systemmæssige alternativer i forbindelse med en markant indfasning af vindenergi under markedsmæssige vilkår.

Miljømæssige konsekvenser er inddraget gennem en analyse af to cases, henholdsvis med og uden en afgift på emissionen af CO<sub>2</sub>. Afgiften på 100 kr/t CO<sub>2</sub> afspejler værdien af en mindsket emission af drivhusgasser, og hermed også et systemmæssigt incitament til større anvendelse af vedvarende energianlæg (CO<sub>2</sub>-neutrale). Det skal pointeres, at disse 100 kr/t CO<sub>2</sub> ikke sikrer en overholdelse af regeringens miljømålsætning, men er valgt relativt arbitrært. Denne løsning er bl.a. valgt, fordi handel på tværs af grænserne med elektricitet vanskeliggør en national opgørelse af de miljømæssige konsekvenser, om end en samlet opgørelse for de i analysen berørte lande naturligvis er mulig.

## 5.2 Beregningsgangens overordnede struktur.

I projektet er der tre hovedområder, for hvilke der udføres beregninger:

- Hvilke priser realiseres der på elmarkedet, såvel på spotmarkedet (døgnmarkedet) som på balancemarkedet (reguleringsmarkedet)?
- Hvilke mængder af el udveksles der over grænserne ved de realiserede priser, og er der tilstrækkelig transmissionskapacitet til at håndtere denne udveksling?
- Hvorledes kan en teknologi (eksempelvis en varmepumpe) udnyttes til reguleringsformål, og hvad vil økonomien være i denne anvendelse?

Til at foretage beregninger på disse tre områder råder projektgruppen over tre modelsystemer bestående af Samkøringsmodellen, Sivael-modellen og ES<sup>3</sup>-modellen.

*Samkøringsmodellen* sammenkobler de skandinaviske lande og på basis af forholdsvis overordnet specificerede forsyningssystemer optimeres den samlede el- og kraftvarmeforsyning. Samkøringsmodellen bestemmer den udvekslede mængde af el og den relaterede kortsigtede marginale produktionspris på ugebasis.

*Sivael* indeholder et velspecificeret og detaljeret forsyningssystem for den danske el- og kraftvarmeforsyning. Givet en timebaseret spotpris på udvekslingsmarkedet kan Sivael optimere den danske el- og kraftvarmeforsyning på timebasis, inklusiv de udvekslede mængder.

*ES<sup>3</sup>-modellen* simulerer et samlet energisystem på timebasis. Normalt vil beregningerne dække et år. I ES<sup>3</sup>-modellen er det muligt at opbygge delsystemer, og for disse foretage partielle beregninger. Det er således muligt i ES<sup>3</sup> at definere et system-interface med et elmarked og beregne konsekvenserne ved anvendelse af en reguleringsteknologi, som eksempelvis en varmepumpe.

På grundlag af disse tre modeller er der etableret en beregningsgang i projektet som følger:

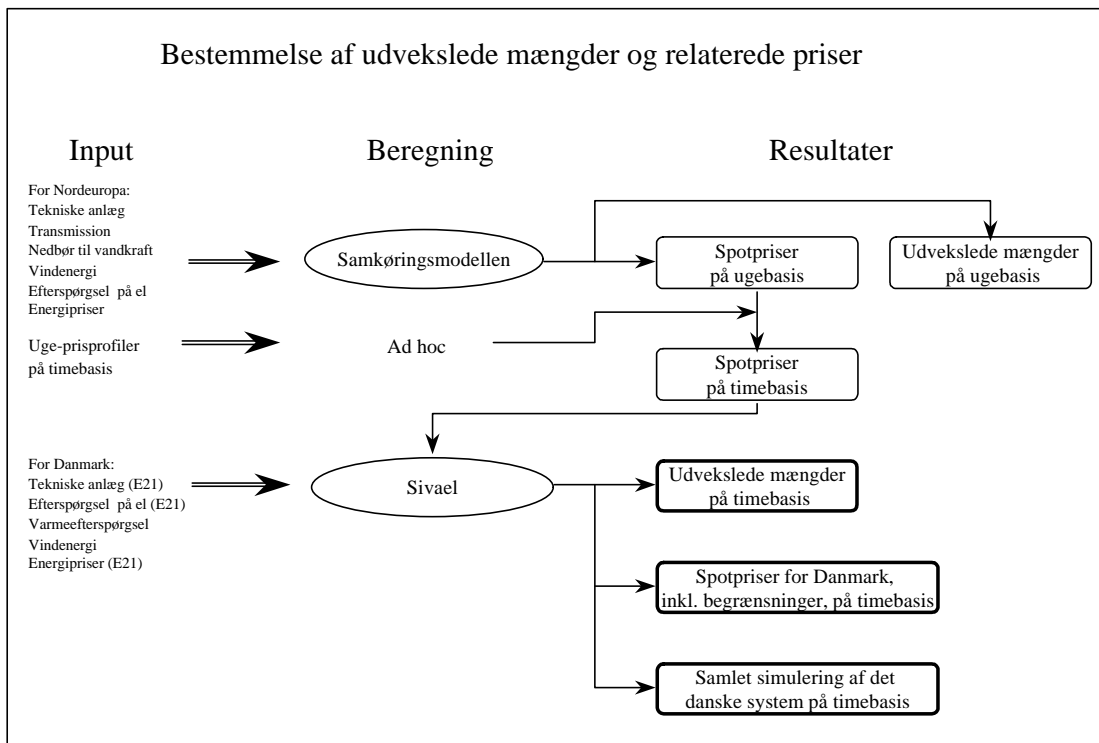
1. I Samkøringsmodellen beregnes på ugebasis en marginal produktionsomkostning og de dertil hørende udvekslede mængder af el mellem landene. Som udgangspunkt er Samkøringsmodellen justeret til at anvende Energi21-data, inklusiv den i Energi21 forudsatte produktion af vindgenereret elektricitet.
2. På grundlag af eksisterende børldata er der etableret døgn- og ugeprofiler for spotmarkedsprisen på timebasis. Ved overlejring af Samkøringsmodellens ugepriser med disse profiler, kan spotmarkedsprisen på ugebasis konverteres til en spotmarkedspris på timebasis. Dette er nødvendigt for anvendelse af de efterfølgende modeller, herunder for simulering af anvendelsen af eventuelle systemelementer.
3. Ovennævnte timebaserede spotmarkedspriser danner grundlag for beregninger med simuleringssystemet SIVAEL. Modellen anvendes til at analysere de driftsmæssige

forhold og kortlægge udlandsudvekslingen på timeniveau. De beregnede timeværdier for udlandsudvekslingen sammenholdes med den samlede kapacitet på udlandsforbindelserne.

- Næste skridt er vurderingen af de enkelte reguleringsteknologier, som foretages i ES<sup>3</sup>-modellen. Inddata til denne model er ovennævnte timebaserede spotmarkedspris, en reguleringspris (balancepris), samt hvor stort reguleringsbehovet er. På basis heraf bestemmes i ES<sup>3</sup>, hvorledes en givet reguleringsteknologi kan drives i forhold til de økonomiske vilkår givet af markedet og det danske system. Det væsentligste resultat fra ES<sup>3</sup>-modellen er, hvor meget reguleringsteknologien kan anvendes og hvilken økonomi dette medfører.

I det efterfølgende vil kort blive diskuteret beregningsgangen i ovennævnte tre første trin, som er væsentlige elementer i opstillingen af elmarkedsreferencen. Beregningsgangen i ES<sup>3</sup>-modellen, som omfatter analyserne af reguleringsteknologierne, er nærmere beskrevet i efterfølgende afsnit 5.3.3, samt i Bilag B.

I Figur 5.1 er de tre første trin i ovenstående beregningsgang illustreret. De væsentligste resultater af dette beregningsforløb er etableringen af spotmarkedspriser på timebasis (inklusive eventuelle begrænsninger på grund af manglende overførselskapacitet), samt de udvekslede mængder af el ligeledes på timebasis. Disse resultater går videre til ES<sup>3</sup>-modellen (se afsnit 5.3.3). Endelig fås en samlet simulering af det danske el- og varmesystem.



**Figur 5.1: Beregningsgangen for etableringen af priser for og udvekslede mængder af el, jvf. ovennævnte beregningsgang trin 1-3.**

I denne beregningsgang sker der i realiteten en overbestemmelse af de udvekslede mængder: Den udvekslede mængde på ugebasis bestemmes i Samkøringsmodellen, og de udvekslede mængder på timebasis bestemmes i Sivael. Der er ikke noget der sikrer, at de af Sivael bestemte mængder, aggregeret til ugeniveau, er lig med Samkøringsmodellens bestemte ugeudveksling. På grundlag af de foretagne beregninger har det dog kunnet konstateres, at selvfølgelig er resultaterne fra de to modeller forskellige, men ikke mere end det kunne forventes fra to forskellige modeller. Der er i projektet vurderet, at disse mindre afvigelser de to modeller imellem på dette område ikke kan have nogen afgørende indflydelse på beregningsresultaterne.



### 5.3 *Energimodeller anvendt til opstilling af elmarkedsreferencen.*

#### 5.3.1 Kort beskrivelse af Samkøringsmodellen.

Samkøringsmodellen er udviklet af og vedligeholdes af EFI (Elektricitetsforsyningens Forskningsinstitut) i Trondheim.

Kort fortalt er Samkøringsmodellen et integreret modelværktøj til økonomisk optimering af hydrotermiske produktionssystemer, hvor vandkraft har en væsentlig vægt. Modellen kan anvendes både til udbygningsplanlægning og driftsplanlægning, herunder til beregning af prisprognoser på kraft.

For at kunne foretage denne optimering er det nødvendigt at værdisætte vandkraften i forhold til andre ressourcer i systemet.

Værdien af vand(kraft) er en funktion af den fremtidige udvikling med hensyn til tilløb til magasinerne, efterspørgslen efter el (fastkraft) og markedet for prisafhængigt køb og salg af el. Værdien af vand er derfor ikke en deterministisk, men en stokastisk variabel. Til beskrivelse af denne variabel anvendes forventningsværdien. Vandværdien i et givet område er således defineret som forventningsværdien af en marginalt lagret kWh vand i magasinet. Vandværdien er altså en funktion af tiden og magasin vandstanden.

Beregningerne i Samkøringsmodellen udføres i to tempi. Først estimeres vandværdierne, og dernæst anvendes disse sammen med de marginale, variable omkostninger for termisk kraft og spotpriser for forsyning/efterspørgsel efter el til for ethvert tidspunkt at bestemme det optimale produktionsmiks af vandkraft og termisk kraft.

Samkøringsmodellen kan fortolkes som en markedsmodel, derved at den er et procesorienteret beslutningsstøtteværktøj, som uge for uge beregner tilpasningen mellem tilgang og efterspørgsel i et hydrotermisk kraftsystem med stokastisk varierende "tilsig" (tilløb til magasiner/produktionsanlæg).

Ved anvendelse af Samkøringsmodellen opstilles input-data til:

- Beskrivelse af produktionssystemerne i Norge, Sverige, Finland og nabolandene, herunder blandt andet en beskrivelse af de termiske kraftsystemer i Danmark og Tyskland. I beskrivelsen indgår blandt andet en passende lang tilstrømningsstatistik (typisk 40 år) for vandkraftanlæggene samt data for tilgængelighed, produktionskapaciteter og variable produktionsomkostninger for de termiske anlæg.
- Beskrivelse af overføringssystem, herunder liniekapaciteter, tab ved udveksling samt prisdifferencer mellem områder (profit), før udveksling i praksis foregår.
- Beskrivelse af efterspørgsel, herunder blandt andet prisafhængig forbrugskurve for fastkraftforsyning (garanteret forsyning til husholdning og industri) og prisafhængig

forbrugskurve for det fleksible kraftmarked (f.eks. fleksibelt kedelkraftmarked i Norge).

Resultater fra Samkøringsmodellen omfatter blandt andet:

- Produktionens størrelse og fordeling på produktionsanlæg, herunder vandkraftanlæg og termiske anlæg.
- Levering af fastkraft og tilfældig kraft.
- Udveksling mellem delområder og lande.
- Kraftværdier<sup>2</sup> i forskellige prisområder i modelområdet, herunder prisprognoser.
- Magasinkurver, det vil sige fyldningsgrad i vandmagasiner som funktion af tiden.
- Vandværdikurver, det vil sige værdien af magasineret vand som funktion af magasinstand og tid.

### 5.3.2 Kort beskrivelse af SIVAEL-modellen.

SIVAEL (SIMulering af VARme og EL) er et timebaseret kronologisk driftsimuleringsprogram som optimerer produktionen af el og varme fra centrale og decentrale kraftvarmeværker i samspil med udveksling med udlandet og vindkraft. Optimeringen udføres på baggrund af et detaljeret kendskab til kraftværkernes tekniske og økonomiske parametre samt prognoser for forbrug af el og varme på timeniveau. Varmeforbruget er tilknyttet specifikke varmeområder. Udvekslingen med udlandet kan medtages som fastkraftaftaler. For at kunne udnytte en elbørs som deltager i optimeringen af det danske produktionsapparat vil Sivael også fastlægge den optimale udveksling på timebasis ud fra givne børspriser.

Sivael medtager ikke transmissionsnettet. Det forudsættes at produktionen af el er uafhængig af, hvor forbruget finder sted. Der tages ikke hensyn til transmissionsbegrænsninger eller tab.

---

<sup>2</sup> Kraftværdien i et givet område er værdien af den marginalt leverede kWh.

### 5.3.3 ES<sup>3</sup>-modellen anvendt til analyse af reguleringsteknologier

ES<sup>3</sup>-modellen (Energy Supply System Simulator) er et konsekvensberegningssværktøj udviklet på Risø med sigte på analyse af energisystemers effektdimensionering og energiomsætning samt økonomi. Med ES<sup>3</sup> simuleres systemers drift typisk gennem ét år med en tidsopløsning på én time. Systemtekniske forhold, der udspiller sig på en tidsskala under én time, er ikke omfattet af modellen.

Modellen udnyttes her til beregning af reguleringsteknologiers økonomiske og tekniske nøgletal under vekselvirkning med elbørsen. En oversigt over beregningerne udført med ES<sup>3</sup>-modellen er vist på Figur 5.2.

Beregninger via ES <sup>3</sup> -modellen:		
Input	Beregning	Resultater
<b>Tidsserier på timebasis:</b> •Nordeuropæisk elbørs Døgnmarkedspriser Balancerede mængder •Varmebelastning •Vindkraft land- og havplaceret	<b>Nordeuropæisk elbørs:</b> Priser på balancemarkedet på timebasis beregnes via døgnmarkedspriser og total balanceret mængde incl. fejlprædikeret vindkraft.	Via simulering af system over et år på timebasis.
<b>Systemelementer:</b> •Vindkraft: Tekn. og øko. anlægsdata Prædiktionsmetode Børsstrategi •Kraftvarme-forsyning: Tekn. og øko. anlægsdata Drifts- og børsstrategi •Belastningsstyret elforbrug: Drifts- og børsstrategi	<b>Systemelementer:</b> •Vindkraft: Simulering af prædikeret og realiseret elproduktion samt børsafregning under valgt børsstrategi. •Kraftvarme-forsyning: Simulering af lastfordeling i varmforsyningsystem i samspil med elbørs. Inklusive realiseret elproduktion og børsafregning under valgt børsstrategi. •Belastningsstyret elforbrug, DSM: Simulering af elkøb fra børsen under specificeret fleksibilitet i forbrug og valgt børsstrategi.	<b>Systemelementer:</b> •Vindkraft: Økonomiske nøgletal: Priser, mængder, afkast og rentabilitet. Salgspriser opnået på børsen. Tekniske nøgletal •Kraftvarme-forsyning: Økonomiske nøgletal: Priser, mængder, afkast og rentabilitet. Marginale og totale varmepriser Tekniske nøgletal: Realiserede værdier på årsbasis samt tidsserier, varighedskurver mv.. for varmeområde samt opdelt på delsystemer.
<b>Brændselspriser, CO<sub>2</sub>-afgift rente mv.</b> <b>El-transmissionsomkostninger</b>		•Belastningsstyret elforbrug: Tekn. og øko. nøgletal

**Figur 5.2: Beregninger udført med ES<sup>3</sup>-modellen.**

Inddata angår elbørsen, vindkraft, de betragtede reguleringsteknologier og delsystemer, som reguleringsteknologierne indgår i, samt analysens generelle forudsætninger. Endvidere specificeres metode- og strategivalg til modellen.

## 6. Elmarkeds-referencen – det danske elsystems samspil med en elbørs.

I dette kapitel illustreres resultaterne fra opstillingen af elmarkeds-referencen, herunder hvorledes det danske elsystem samspiller med en tænkt elbørs. Metodisk fremkommer elmarkeds-referencen primært ved gennemregning af to modeller, suppleret med ugevariationer fra eksisterende NordPool data – dette er nærmere beskrevet i kapitel 5.

Elmarkeds-referencen er opstillet under to sæt af forudsætninger: Uden en CO<sub>2</sub>-afgift på brændslet og med en fælles afgift på 100 kr/t CO<sub>2</sub> for alle deltagende lande i markedet. Markedspriser for år 2005 er beregnet, såvel for et normalår som for våd- og tørår. Endelig er konsekvenserne af en ensidig dansk CO<sub>2</sub>-afgift på 50 og 100 kr/t CO<sub>2</sub> analyseret. Endvidere er det undersøgt, om der eventuelt kan være restriktioner på overførselen af elektricitet pga. begrænsninger i netkapaciteten.

Samspillet mellem det danske elsystem og elmarkedet er belyst med udgangspunkt i en række modelsimuleringer:

*Samkøringsmodellen* anvendes til beregning af udvekslede mængder og priser på ugeniveau. Beregningerne har det primære formål at definere randbetingelserne mellem Danmark og omverdenen til brug for detaljerede modelsimuleringer for Danmark med modellerne SIVAEL og ES3. Randbetingelserne formuleres som et prisinterface, der skal styre udvekslingen af el over grænserne, det vil sige til Norden og Tyskland.

*SIVAEL-modellen* anvendes til nærmere analyse af driftsforholdene i det danske el- og kraftvarmesystem. Formålet med disse analyser er at kortlægge udvekslingen på timeniveau og sammenholde denne med udlandsforbindelsernes samlede kapacitet.

### 6.1 Bestemmelse af udvekslede mængder og markedspriser for el

#### 6.1.1 CO<sub>2</sub>-afgifter

Der er med Samkøringsmodellen gennemført tre sæt beregninger:

- a) Uden CO<sub>2</sub>-afgifter
- b) Med en isoleret dansk CO<sub>2</sub>-afgift på 50 kr./ton og 100 kr./ton
- c) Med en fælles CO<sub>2</sub>-afgift på 100 kr./ton.

Beregningerne med en isoleret dansk CO<sub>2</sub>-afgift er gennemført for at illustrere lokale afgifters betydning for den samlede produktionsfordeling, udveksling og emission.

Beregningerne med CO<sub>2</sub>-afgifter på henholdsvis 0 og 100 kr./ton i hele området danner grundlag for prisinterfacet til SIVAEL.

### 6.1.2 Beregningsforudsætninger

Samkøringsmodellen er opstillet for systemet bestående af de nordiske lande (Danmark, Norge, Sverige, Finland), Tyskland og Holland, se Figur 6.1. Norge og Sverige er hver opdelt i fire delområder, Danmark er opdelt i to delområder (Elkraft og Jylland-Fyn). Finland udgør et delområde. Kontinentet er opdelt i delområderne PreussenElektra (PE), VEAG og Rest-Tyskland. Sidstnævnte delområde omfatter det resterende Tyskland plus Holland.

Alle beregninger er udført for år 2005. Alle priser svarer til prisniveau 1997.

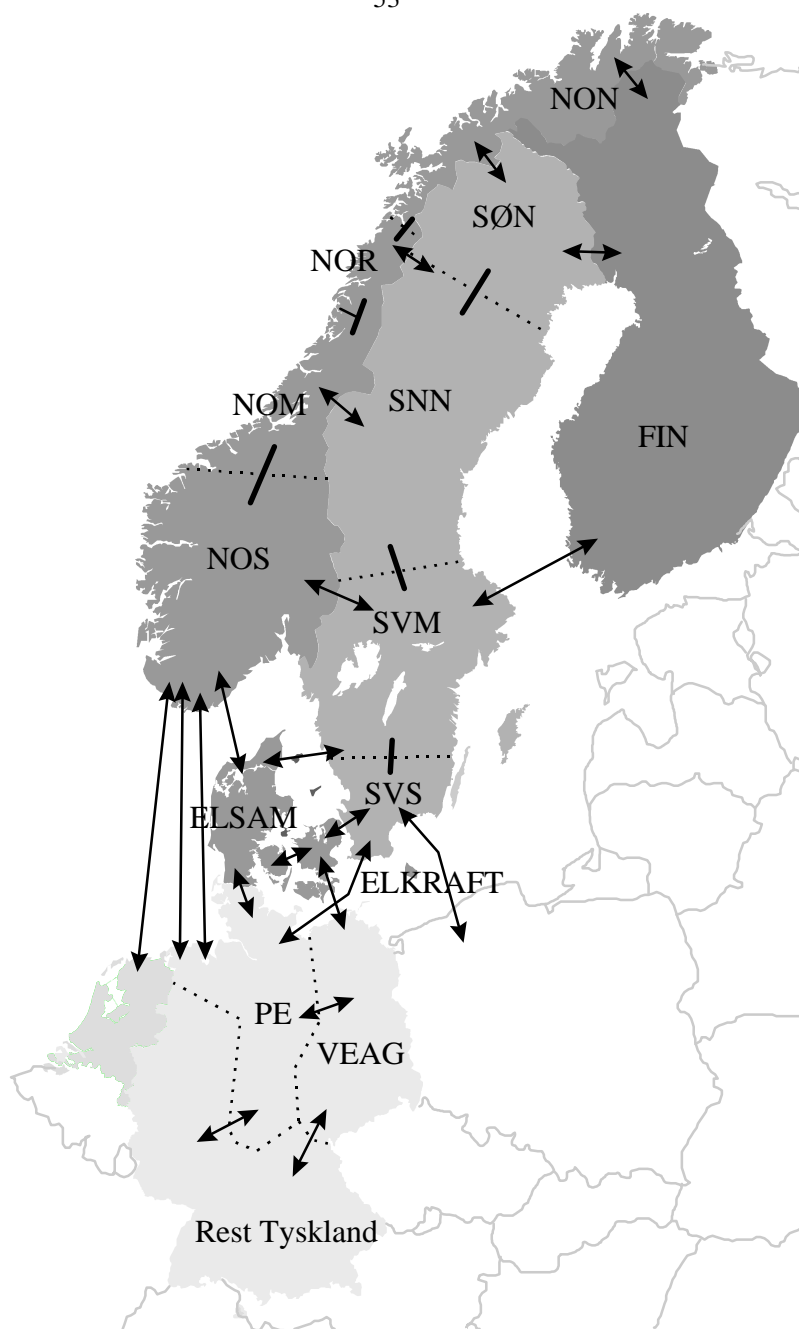
Udgangspunktet for beregningsforudsætningerne er "Systemdata for Energiberegninger, Stadium 2005", opstillet af Nordels Produktionsgruppe (januar 1997).

I datagrundlaget indgår blandt andet de tre planlagte, nye transmissionsforbindelser i Nordsøen mellem Norge og Kontinentet samt Storebæltsforbindelsen. Transmissionsforbindelserne regnes tabsfrie. De tabsmæssige virkninger på energitransporten er modelleret ved at lægge en minimal "bomafgift" på udveksling i størrelsesordenen 0,3-0,7 øre/kWh. Transmissionsforbindelserne er ikke forbelastede med indgåede udvekslingsaftaler.

I beregningerne anvendes data fra en 40-års historisk meteorologiserie (1951-1990) til at beskrive den stokastiske variation i tilløb ("tilsig") til vandkraftmagasiner/produktionsanlæg.

Brændselspriserne (år 2005) er justeret, så de svarer til prognosen i Energi 21. Dog er der for orimulsion anvendt en pris, der er godt 30 % lavere end angivet i "Energi 21 Forudsætninger og resultater". (Den lave pris har kun betydning for den beregnede produktionsfordeling i forbindelse med en isoleret dansk CO<sub>2</sub>-afgift).

Naturgasforsyningen til elsektoren i Danmark forudsættes at ske som kontraktbundet gas, der skal aftages. I modellen simuleres dette ved, at gasfyrede enheder prioriteres først i lastfordelingen. Vedrørende prissætningen af naturgas i Tyskland/Holland, se afsnit 6.2.4.



**Figur 6.1: Modelområdet i Samkøringsmodellen.**

For Danmark er datagrundlaget generelt bragt i overensstemmelse med Energi 21. Dette gælder både data på udbudssiden (produktionsteknologier, produktionsvoluminer, brændsler m.m.) og på efterspørgselsiden, det vil sige tal for elforbruget. Belastningen i Elkrafts og Elsams områder er således nedskrevet (i forhold til Nordels Produktionsgruppes tal) til henholdsvis 12,9 TWh og 18,7 TWh.

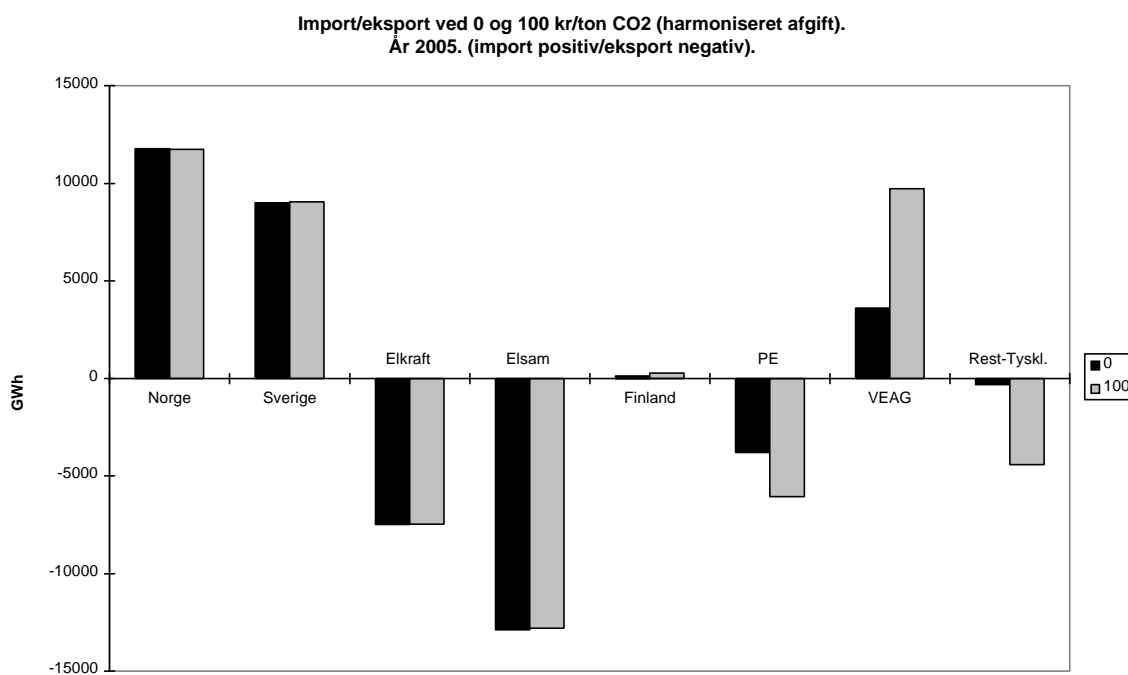
Der regnes i år 2005 med en installeret vindkraftkapacitet på 670 MW i Elkraft-området og 1.010 MW i Eltra-området.

### 6.1.3 Fælles CO<sub>2</sub>-afgift på brændsler

Figur 6.2 viser import-/eksportmønstret ved en CO<sub>2</sub>-afgift på brændsler på henholdsvis 0 og 100 kr./ton, men nu med en forudsætning om, at CO<sub>2</sub>-afgiften gælder i hele modelområdet<sup>3</sup>.

Det fremgår af Figur 6.2, at en harmoniseret CO<sub>2</sub>-afgift ikke påvirker nettoudvekslingerne inden for de nordiske lande: Norges og Sveriges import og Elkrafts og Jylland-Fyns eksport er i praksis upåvirkede af en fælles CO<sub>2</sub>-afgift.

I Tyskland (inkl. Holland) derimod sker der en omfordeling af produktionen: gaskraft hos PreussenElektra (PE), og især i Rest-Tyskland, fortrænger dels kul- og oliefyret produktion sammesteds, dels brunkulsfyret kraft i VEAG.



**Figur 6.2: Import og eksport for delområder med en fælles CO<sub>2</sub>-afgift på 0 og 100 kr./ton, år 2005.**

<sup>3</sup> Beregningstilfældet 0 kr./ton CO<sub>2</sub> er det samme som tilfældet 0 kr./ton i Figur 6.2. Når resultaterne ikke fremstår 100 % ens, for eksempelvis Finland, skyldes det, at Figur 6.2 er baseret på en senere modelberegning med den nyere modelversion 4.1 af Samkøringsmodellen. Alle andre beregninger er udført med modelversion 4.0.

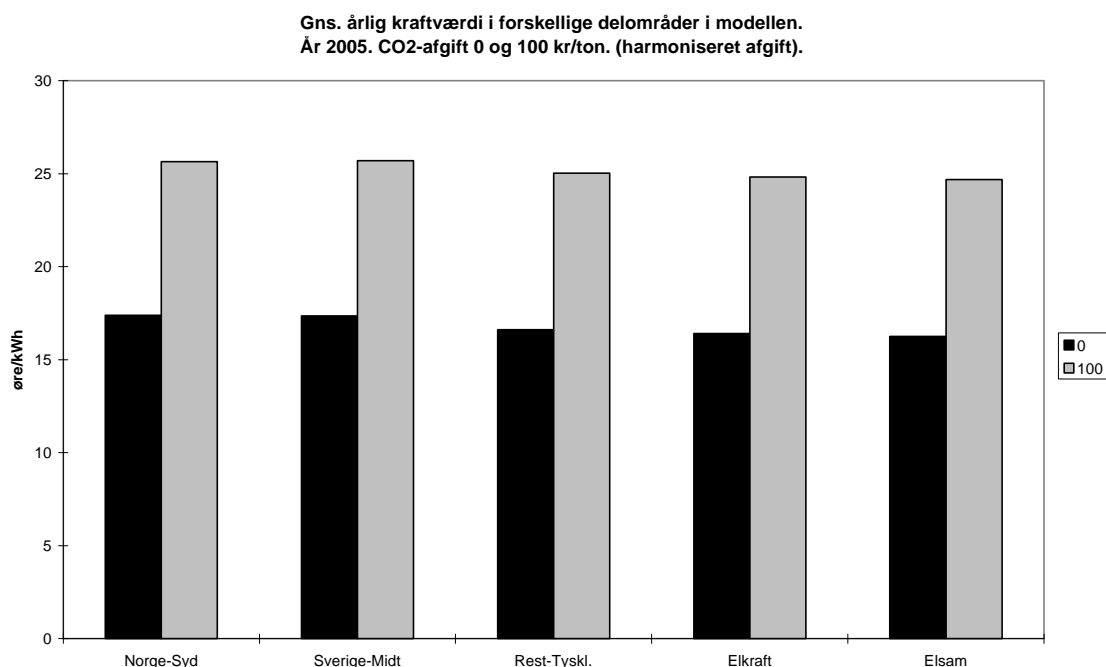
Dette skyldes forudsætningerne omkring prissætningen af gaskraft hos PE og i Rest-Tyskland (inkl. Holland), hvor der for begge områder er antaget følgende i referencetilfældet uden CO<sub>2</sub>-afgift:

1. 50 % af gaskraften er prissat meget lavt, således at denne produktionskapacitet altid udnyttes (kontraktbundet gas, der skal aftages).
2. 25 % af gaskraften er prissat svarende til kulkraft (køb på spotmarkedet).
3. 25 % af gaskraften er prissat svarende til oliefyret kraft (køb på spotmarkedet).

Disse forudsætninger er opstillet af Nordels Produktionsgruppe i "Systemdata for Energiberegninger, Stadium 2005" (januar 1997) og er adopteret ved nærværende beregninger.

Forudsætningerne betyder, at en CO<sub>2</sub>-afgift på brændsler vil gøre den gaskraft, der var prissat som kulkraft, billigere end kulkraft og tilsvarende den gaskraft, der var prissat som oliefyret kraft, billigere end oliefyring. Gaskraft vil altså fortrænge kulkraft og oliefyret kraft.

Figur 6.3 viser den beregnede gennemsnitlige årlige kraftværdi (middelværdi af 40 meteorologiske års 52 ugeværdier) i forskellige delområder. Det fremgår, at denne aggregerede gennemsnitlige kraftværdi stiger ca. 8 øre/kWh i hele modelområdet, fra ca. 17 øre til ca. 25 øre, som følge af en CO<sub>2</sub>-afgift på 100 kr./ton.



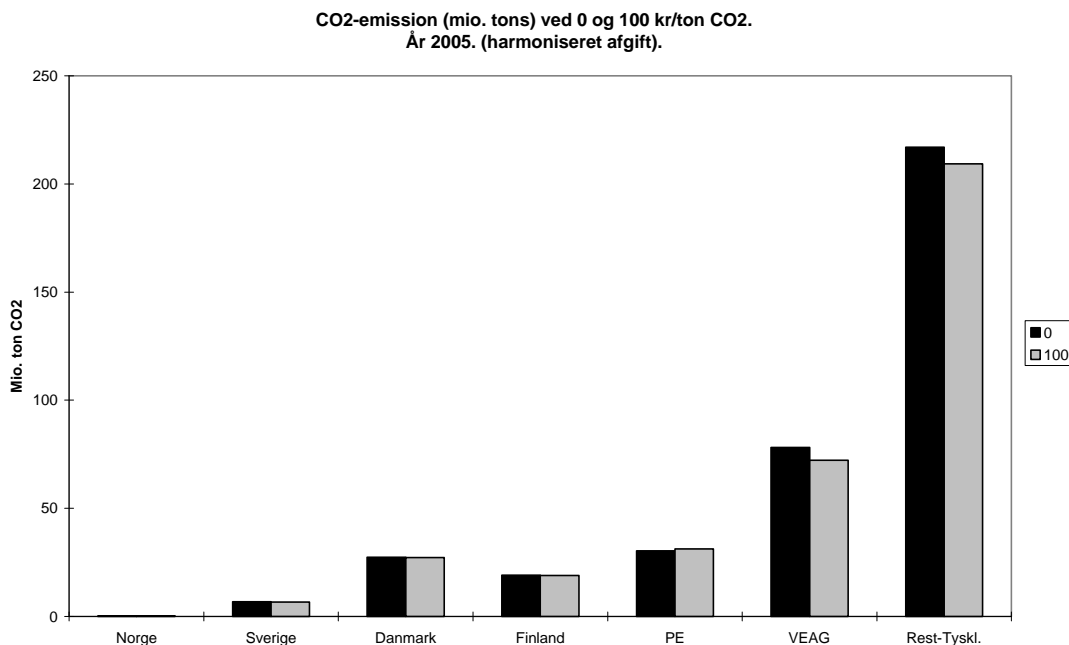
**Figur 6.3 Gennemsnitlig årlig kraftværdi for delområder med fælles CO<sub>2</sub>-afgift på 0 og 100 kr./ton, år 2005.**



Figur 6.4 viser de beregnede CO<sub>2</sub>-emissioner henholdsvis uden og med CO<sub>2</sub>-afgift. Det fremgår, at den samlede CO<sub>2</sub>-emission i modelområdet falder fra 379 til 366 mio. ton, altså ca. 4 % som følge af en fælles CO<sub>2</sub>-afgift på 100 kr./ton. Der sker ingen målelig reduktion i de nordiske lande. Reduktionen sker på grund af ændringer i brændselsmønstret i Tyskland, jf. diskussionen ovenfor. Da efterspørgslen i langt overvejende grad er uelastisk i modellen, påvirkes denne stort set ikke af en CO<sub>2</sub>-afgift på 100 kr./ton.

Det skal bemærkes, at i modellen er en given produktionskapacitet specificeret som værende enten f.eks. kulfyret, gasfyret eller oliefyret. Modellen kan ikke håndtere, at nogle produktionsanlæg kan fyres med flere forskellige typer af brændsler, og modellen kan derfor ikke optimere brændselsvalget på sådanne anlæg, afhængig af brændselspris. De enkelte produktionskapaciteter er altså "låst" med hensyn til brændselstype og dermed specifik emission. Den ovenfor beregnede CO<sub>2</sub>-reduktion inkluderer derfor ikke brændselsomlægning på de anlæg, der kan fyres med flere typer af brændsel, f.eks. brændselsomlægning fra kul til gas. Den beregnede CO<sub>2</sub>-reduktion må derfor anses for at være en nedre værdi (pessimistisk estimat) for den reelle reduktion.

Desuden medtager modellen selvsagt ikke omstillinger fra f.eks. kul til gas på de enheder, hvor dette kræver ombygninger med tilhørende investeringer. En sådan omstilling fra kul til gas på eksisterende kraftværker kunne blive relevant ved stigende CO<sub>2</sub>-afgifter. Med de samfundsøkonomiske brændselspriser fra Energi 21 er en CO<sub>2</sub>-afgift på 100 kr./ton dog ikke nær tilstrækkelig til at gøre et brændselsskift fra kul til naturgas rentabelt i Danmark.



**Figur 6.4: CO<sub>2</sub>-emissioner fra el- og kraftvarmeproduktion fra delområder ved CO<sub>2</sub>-afgift på 0 og 100 kr./ton, år 2005.**

#### 6.1.4 Betydningen af isoleret dansk CO<sub>2</sub>-afgift på brændsler

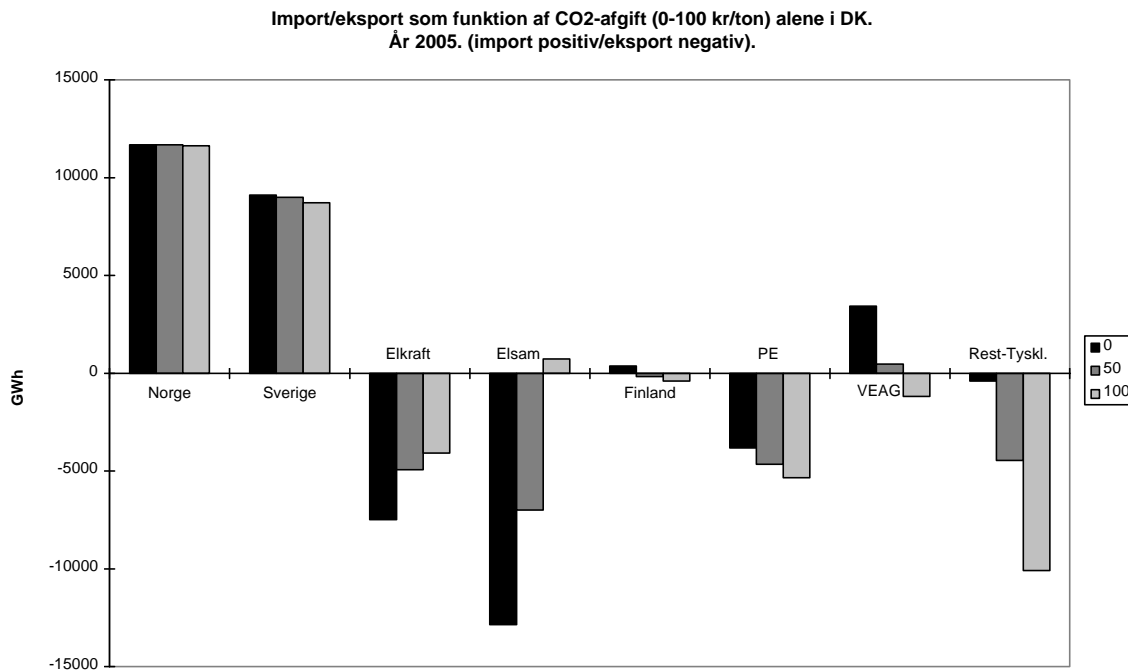
Figur 6.5 viser import/eksport fra de enkelte delområder i modellen som funktion af en CO<sub>2</sub>-afgift på brændsel alene i Danmark. (Import regnes positiv, eksport negativ).

Det ses, at uden afgift er Elkraft og Elsam markante eksportører. I gennemsnit (over den anvendte 40-års meteorologiserie) er eksporttallene ca. 7 TWh for Elkraft og ca. 13 TWh for Elsam. Også PreussenElektra (PE) er eksportør, mens Norge og Sverige er importører. VEAG er importør i mindre grad, mens Rest-Tyskland (bestående af Holland og Tyskland minus PE og VEAG) er neutral.

Ved at øge CO<sub>2</sub>-afgiften alene i Danmark overtages den danske eksport af Tyskland. Ved 50 kr./ton CO<sub>2</sub> er eksporten ca. halveret, og ved 100 kr./ton bliver Elsam nettoimportør, mens ELKRAFT stadig har en eksport på ca. 4 TWh, hvilket skyldes en orimulsionfyret produktion på 4,5 TWh. Med den forudsatte lave pris på orimulsion kan denne produktionsteknologi stadig konkurrere med tysk kulkraft ved en CO<sub>2</sub>-afgift på 100 kr./ton. Hvis der i stedet var anvendt en højere pris for orimulsion, som forudsat i "Energi 21 Forudsætninger og resultater", ville også Elkraft blive nettoimportør.

Ud over produktion fra orimulsionsfyrede anlæg foregår der i Danmark alene bunden elproduktion (dikteret af kraftvarmen) samt elproduktion fra vindmøller ved en CO<sub>2</sub>-afgift på 100 kr./ton eller derover.

En isoleret dansk CO<sub>2</sub>-afgift medfører i modelberegningerne ingen ændringer i den samlede CO<sub>2</sub>-emission for hele modelområdet.



**Figur 6.5: Import og eksport for delområdet som funktion af isoleret dansk CO<sub>2</sub>-afgift, år 2005.**

### 6.1.5 Prisinterface

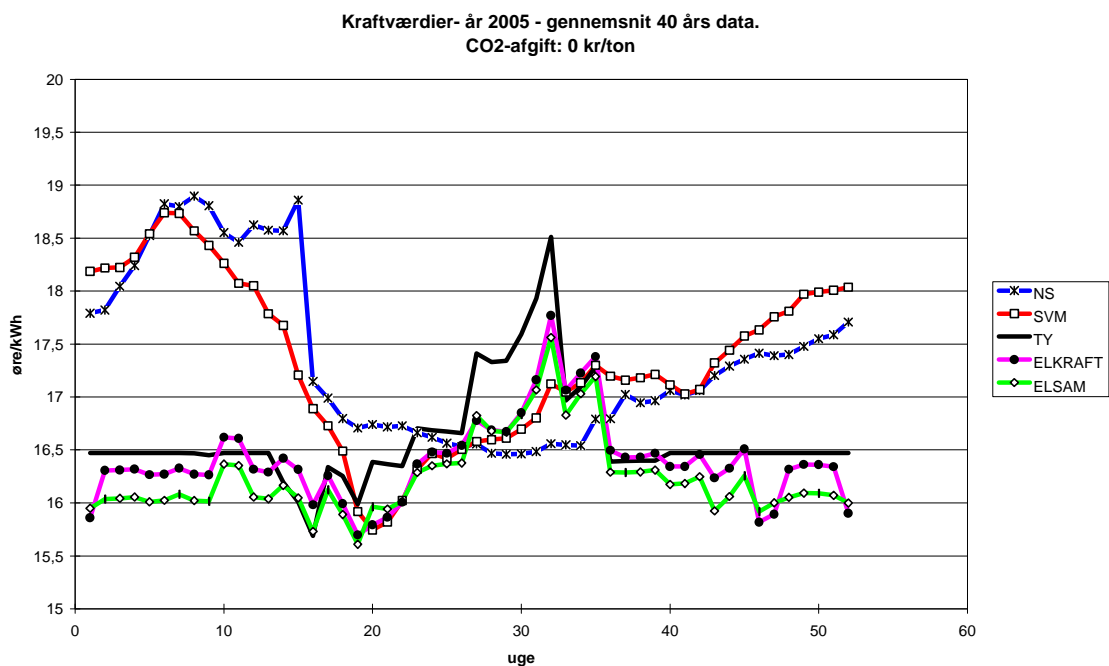
Nærværende beregninger med Samkøringsmodellen har blandt andet til formål at estimere randbetingelser mellem Danmark og omverdenen til brug for detaljerede modelsimuleringer for Danmark (Elsam + Elkraft) med modelværktøjerne SIVAEL og ES3.

Randbetingelserne formuleres som et prisinterface, der skal styre udvekslingen af el over grænserne, det vil sige til Norden og Tyskland. Til brug i SIVAEL og ES3 skal prisen for el (kraftværdien) i omverdenen hen igennem den foreskrevne simuleringsperiode kendes.

Til dette formål er der med Samkøringsmodellen beregnet kraftværdier for år 2005 i Norge, Sverige og Tyskland henholdsvis i tilfældet uden CO<sub>2</sub>-afgift på brændsel og i tilfældet med en fælles CO<sub>2</sub>-afgift på 100 kr./ton.

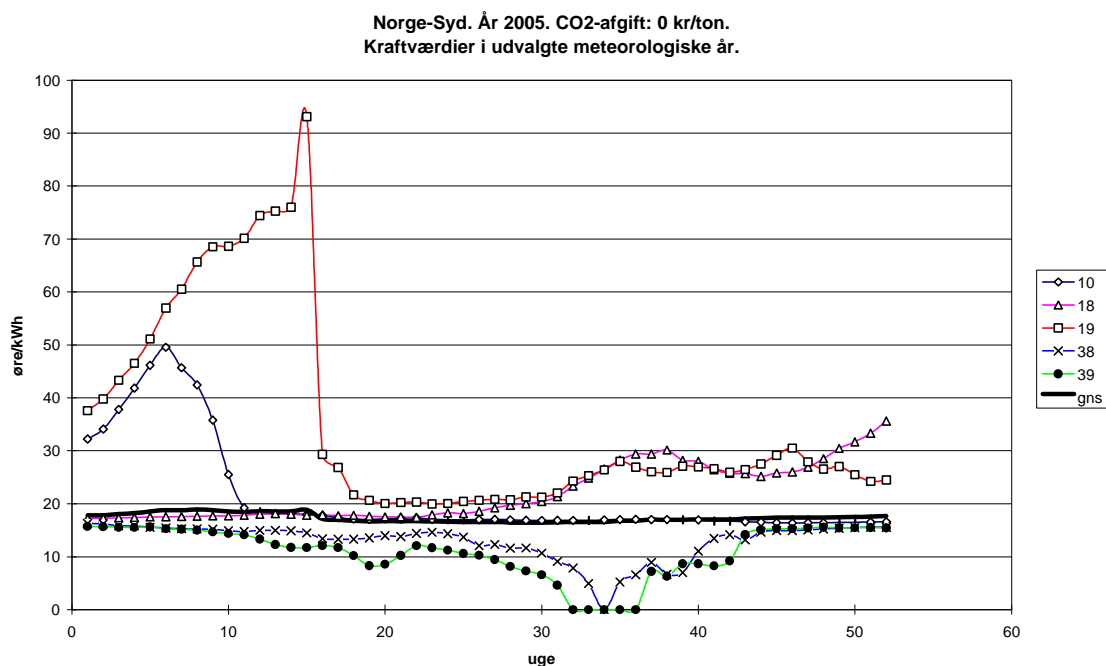
I de to tilfælde foreligger derfor kraftværdier på ugebasis for en 40-års tidsserie i Norge (Norge-Syd), Sverige (Sverige-Midt) og Tyskland (delområde: Rest-Tyskland).

Til illustration viser Figur 6.6 gennemsnitlige kraftværdier (ugebasis) hen over året i Norge, Sverige, Tyskland samt Elkraft- og Elsam-områderne uden CO<sub>2</sub>-afgift. Når der regnes med en fælles CO<sub>2</sub>-afgift på 100 kr./ton fås samme mønster, men værdierne øges med ca. 8 øre/kWh.



**Figur 6.6: Gennemsnitlig kraftværdi på ugebasis for Norge, Sverige, Tyskland, Elkraft- og Elsam-områderne uden CO<sub>2</sub>-afgift.**

Årsvariationen for den gennemsnitlige kraftværdi i Norge og Sverige afspejler tydeligt sammenhængen mellem pris, elbelastning og tilrindning til reservoirer - forårets kraftige tilrindning af smeltevand (vårflommen) medfører sammen med aftagende elbelastning således et tydeligt fald i kraftværdien. I de øvrige områder er kraftværdien lavest om vinteren, hvor et stort varmebehov medfører en betydelig varmebundet produktion, mens mindre varmebinding og revision af anlæg medfører stigende priser om sommeren.



**Figur 6.7: Kraftværdien i Norge i tre tørår, to vådar og et gennemsnitsår uden CO<sub>2</sub>-afgift.**

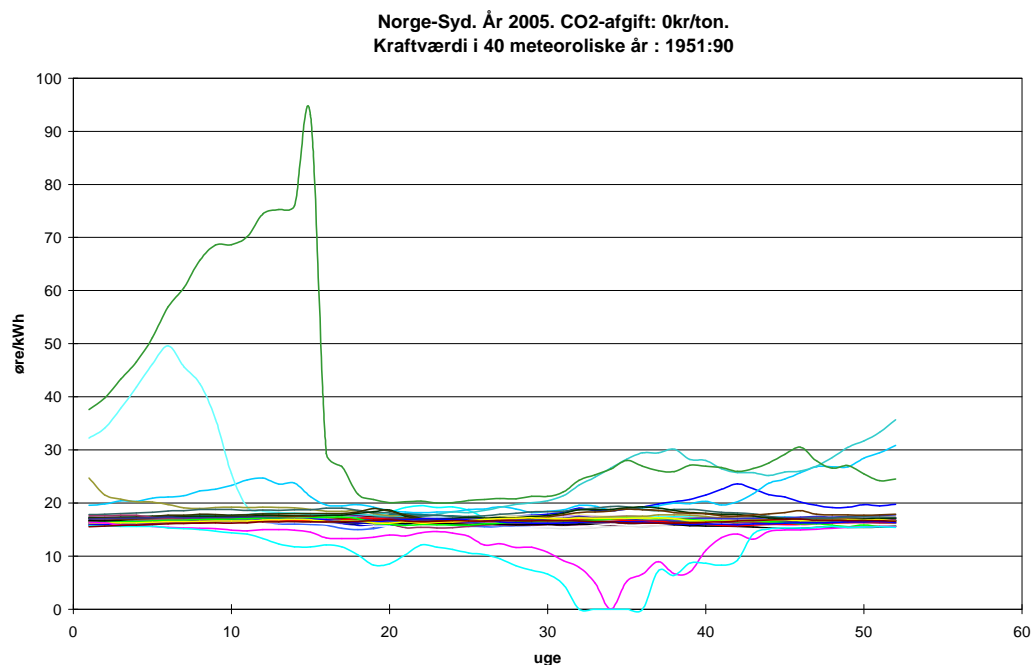
Kraftværdierne varierer meget, afhængigt af meteorologien. Som eksempel herpå viser Figur 6.7 beregnede kraftværdier (uden CO<sub>2</sub>-afgift) i Norge i tre tørår (år 10, år 18 og år 19) og to vådar (år 38 og år 39) sammen med gennemsnittet over 40 år (år 10 er 1960, år 18 er 1968, år 19 er 1969, år 38 er 1988, år 39 er 1989).

Den maksimale kraftværdi på knap 100 øre/kWh i tøråret (19) er udtryk for delvis rationering i Norge. Den minimale kraftværdi på 0 i vådårene (38 og 39) er udtryk for overløb fra fyldte magasiner.

Med en fælles CO<sub>2</sub>-afgift på 100 kr./ton øges de tilsvarende kraftværdier med 0 til 10 øre/kWh. De mindste stigninger optræder i forbindelse med ekstremerne.

En direkte, visuel undersøgelse af tidsserierne for kraftværdier i Norge, Sverige og Tyskland viser, at man i praksis får dækket variationerne ind for 40-års tidsserien, hvis man medtager ovennævnte tre tørår, to vådar og et gennemsnitsår.

Som eksempel til illustration af dette forhold viser Figur 6.8 samtlige 40-års kraftværdier for Norge-Syd (uden CO<sub>2</sub>-afgift). Det ses umiddelbart, at de udvalgte år i Figur 6.7 dækker udfaldsrummet i Figur 6.8.



**Figur 6.8: Kraftværdien i Norge i 40 meteorologiske år, 1951-1990.**

Sammenholdes de beregnede kraftværdier med de langsigtede marginalomkostninger på kul- og naturgasfyrede kraftværker på 20-25 øre/kWh, fremgår det, at kraftværdien ikke giver fuld dækning for de langsigtede marginalomkostninger, og derfor afspejler forholdene i et elproduktionssystem uden behov for effekttilgang.

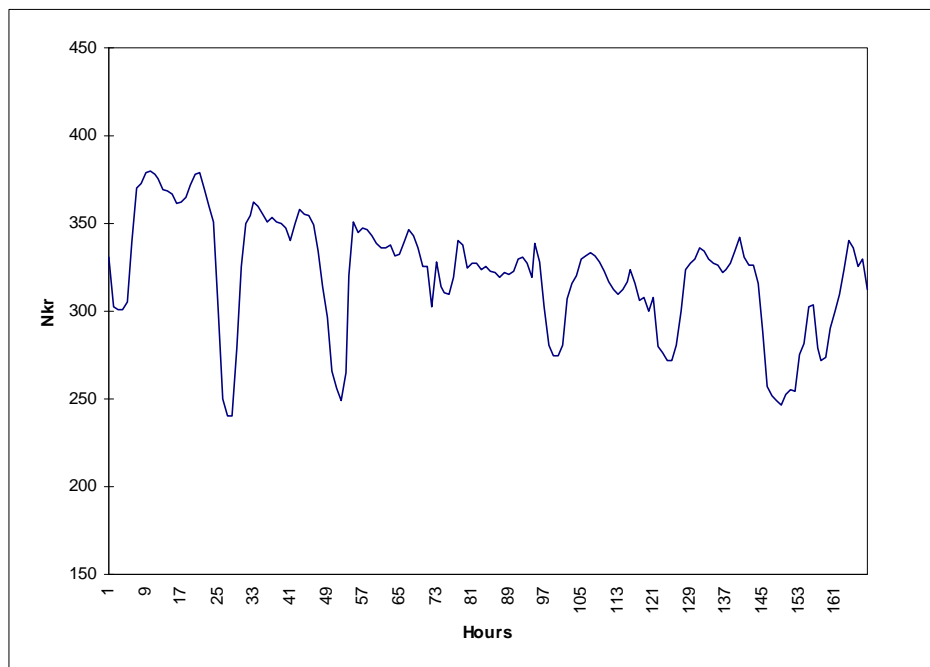
## 6.2 Bestemmelse af markedsprisen for el på timebasis

I forbindelse med analyserne af de marginale virkemidler er der behov for en tidsserie for priserne på el, der udveksles på børsen. Tidsserien for spotmarkedsprisen skal dække et år og for at kunne anvendes i forbindelse med analyserne af reguleringsteknologier i ES<sup>3</sup>-modellen, skal den være specificeret på timebasis.

Dækkende et samlet år genererer *Samkøringsmodellen (SM)* på ugebasis spotpriser for clearing af elmarkedet og de dertil svarende udvekslede mængder af el mellem de skandinaviske lande, samt Tyskland, Holland og Finland. Spotpriserne er marginalpriser og de udvekslede mængder er regnet netto, dvs. korrigeret for modgående udveksling som følge af døgn- og ugevariationer.

Den væsentligste grund til, at det ikke er tilstrækkeligt at anvende SM-modellens ugepriser i beregningerne, er at spotmarkedsprisen fremviser betydelige døgnvariationer, som kan have betydelig indflydelse på anvendelsen af en reguleringsteknologi.

Et eksempel på spotmarkedsprisen variation i ugens løb er vist på Figur 6.9., hvor uge 40 i 1996 er vist på timebasis. Som det fremgår af figuren er der betydelige udsving mellem dag og nat, ligesom der kan konstateres en bagvedliggende trend i udviklingen af timeprisen.



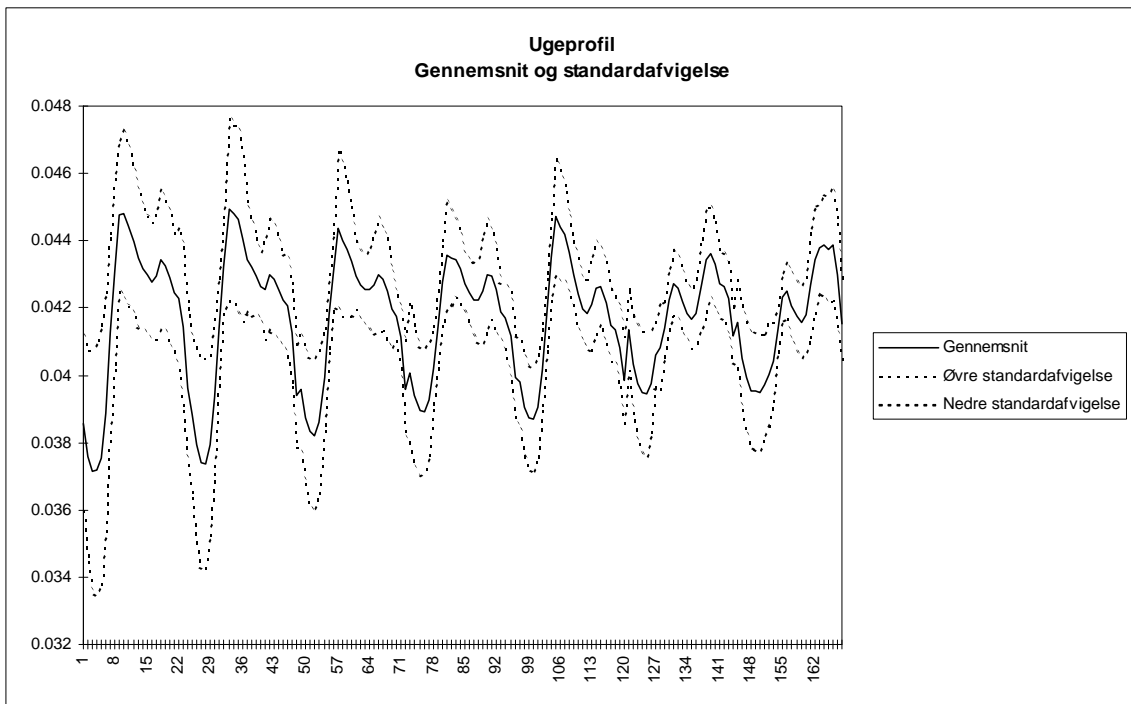
**Figur 6.9: Døgnmarkedsprisen (spotmarkedsprisen) på Nordpool i uge 40 1996.**

For at kunne omregne SM's ugepriser til timepriser kan man med udgangspunkt i de eksisterende erfaringer fra elbørsen overlejlre SM-modellens ugepriser med døgn- og ugeprofiler for spotmarkedspriserne, hvor disse profiler er estimationsmæssigt bestemt ud fra elbørsdata.

Metodisk er timepriserne bestemt ud fra en normering af døgn- og ugepriser i Nordpool. Dette er sket på følgende måde:

- På ugebasis er den relative andel af timeprisen bestemt, hvorved SM-modellens ugepris kan omregnes til en ugebaseret timepris.
- For at korrigere for en eventuel trend i priserne i løbet af ugen (eksempelvis som i uge 40 1996, som det fremgår af Figur 6.9:) er de relative ugebaserede timepriser herefter normeret på døgnbasis.
- Såfremt der er store spring i ugepriserne fra SM-modellen kan der opstå diskontinuiteter mellem de ugebaserede timepriser. For at undgå dette er det interpoleret mellem de enkelte ugepriser fra SM-modellen.

Datamæssigt er de ugebaserede timepriser beregnet ud fra en faktisk tidsserie i Nordpool. Dette er valgt for så vidt muligt at få afspejlet de reelle fluktuationer i priserne, og ikke få spidserne jævnet ud ved eksempelvis at tage gennemsnittet. Som udgangspunkt er anvendt en tidsserie fra NordPool dækkende perioden fra uge 40 1996 til uge 21 1997. Et delvist faktisk, delvist syntetisk profilår er herefter stykket sammen, idet faktiske profildata er anvendt for vinter/forårs-perioden og for efterårsperioden fra og med uge 40 og året ud. For den resterende del af perioden er vinter/forårsprofilen gentaget<sup>4</sup>. Enkelte "huller" i tidsserien (manglende dage) er udfyldt ved en genanvendelse af "tilfældige" dage af "samme slags" (en manglende mandag er erstattet med en eksisterende tilfældig mandag).



**Figur 6.10 Gennemsnit og standardafvigelse for normeret ugebaseret timeprofil.(Bemærk den afkortede y-akse).**

Figur 6.10 viser variationen i den anvendte timeprofil, idet gennemsnit og standardafvigelse er beregnet for den anvendte tidsperiode (bemærk den afkortede y-akse). Som det fremgår af figuren er der ikke nogen voldsom variation inden for de enkelte døgntyper. Den største variation er knyttet til mandage, hvor standardafvigelsen maksimalt kommer op på ca. 12%. Den ugebaserede timeprofil er således relativt konstant over den betragtede periode. Som det fremgår af figuren er standardafvigelsen faldende i løbet af ugen. Således er standardafvigelsen betydeligt større for de tre første ugedage, end for de fire sidste. Om dette fald i variationen i løbet af ugen kan tilskrives specifikke forhold, f.eks i handelsmønstret, har ikke kunnet afklares.

<sup>4</sup> For at opnå en sammenhængende profiltidsserie er sammenkoblingen sket gennem en spejling af vinter/forårs-profilen.

Som det ligeledes fremgår af Figur 6.10, er der inden for de enkelte døgntyper væsentlige forskelle på timeprofilerne - eksempelvis er forskellen mellem dag og nat langt mindre på lørdage og søndage end på de øvrige ugedage. Igen ses det, at den største absolutte variation mellem dag og nat findes på mandage.

Til trods for at det selvfølgelig havde været mere tilfredsstillende at anvende en faktisk profil for hele beregningsåret, synes det ikke at introducere nogen metodisk fejl, at anvende det sammenstykkede år. Dette fremgår klart af den begrænsede variation i timeprofilerne for de enkelte døgntyper, samtidigt med at det ikke været muligt at identificere et mønster i udviklingen af timeprofilerne over året. Det er derimod væsentligt, som gjort i projektet, at opdele på de enkelte døgntyper, idet der er stor forskel på ugens første dage og ugens sidste dage.

Timeprofilen er dog kun baseret på data fra et enkelt år, hvor vinterperioden var præget af knaphed på vand i Norge. Det kan ikke udelukkes, at profilen ville ændres markant, såfremt der havde været tale om et vådår med deraf følgende lave priser. Generelt synes det dog at kunne konstateres, at døgnvariationen er mindre end i et konventionelt termisk baseret elsystem.

### **6.3 Analyse af reguleringspriserne**

Balancemarkederne i Norge og i Sverige har indtil videre haft en relativ lille omsætning i forhold til den potentielle mængde uregulerbar produktion en dansk satsning på vindenergi i stor skala vil give. Det skal dermed ikke siges, at det er irrelevant at analysere historiske data fra de nordiske lande. For det første skal man tage i betragtning, at brugen af udlandet som virkemiddel for Danmark skal virke sideløbende med nationale virkemidler til indpasningen af uregulerbar produktion. For det andet er det kun de uforudsete fluktuationer, det vil være relevant at bruge balancemarkedet til. For det tredje sætter kapacitetsbegrænsninger i transmissionsnettet en fysisk øvre grænse. Den danske brug af de nordiske balancemarkeder behøver derfor ikke størrelsesmæssigt at være signifikant større end de fluktuationer, der i dag ses på Nord Pool.

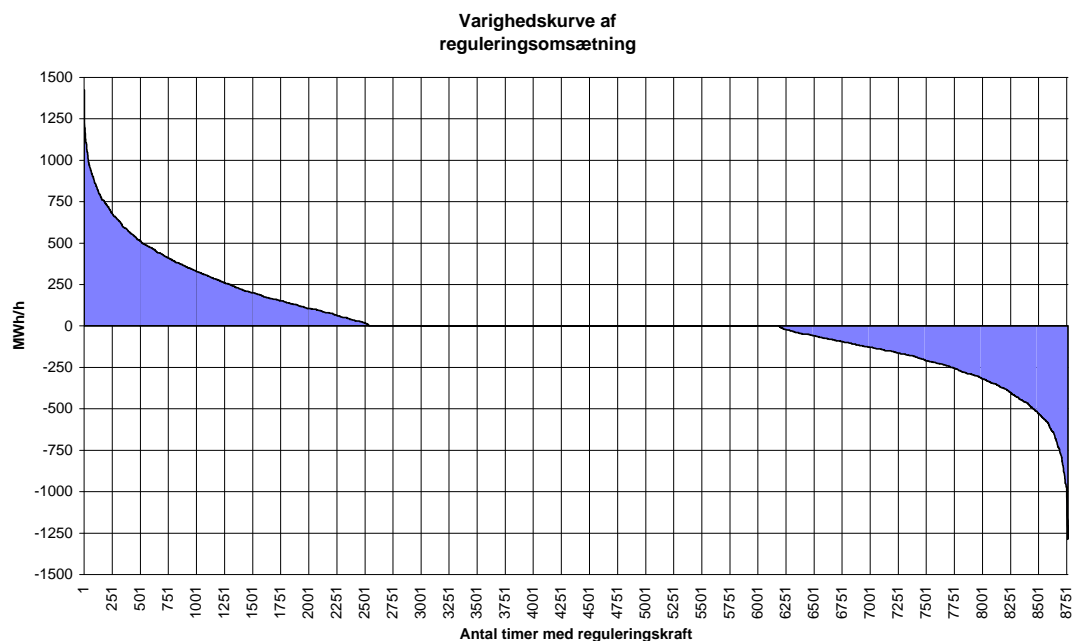
Analysen af reguleringspriserne bag den økonometriske analyse i dette afsnit tager udgangspunkt i norske data fra Nord Pool fra vinteren 1996/1997. Det norske reguleringsprincip er beskrevet i afsnit 4.4. Af det empiriske datasæt, som ligger til grund for den videre analyse, var omsætningen på det norske reguler-kraft-marked (eller balancemarked) fordelt (over årets 8760 timer) som

Opreguling	2600	timer	≈ 30 % af timerne
Ingen regulering	3550	timer	≈ 40 % af timerne
Nedreguling	2610	timer	≈ 30 % af timerne

Der blev målt en maksimal opreguleringskraft på 1424 MWh/h, og en maksimal nedreguleringskraft 1288 MWh/h.



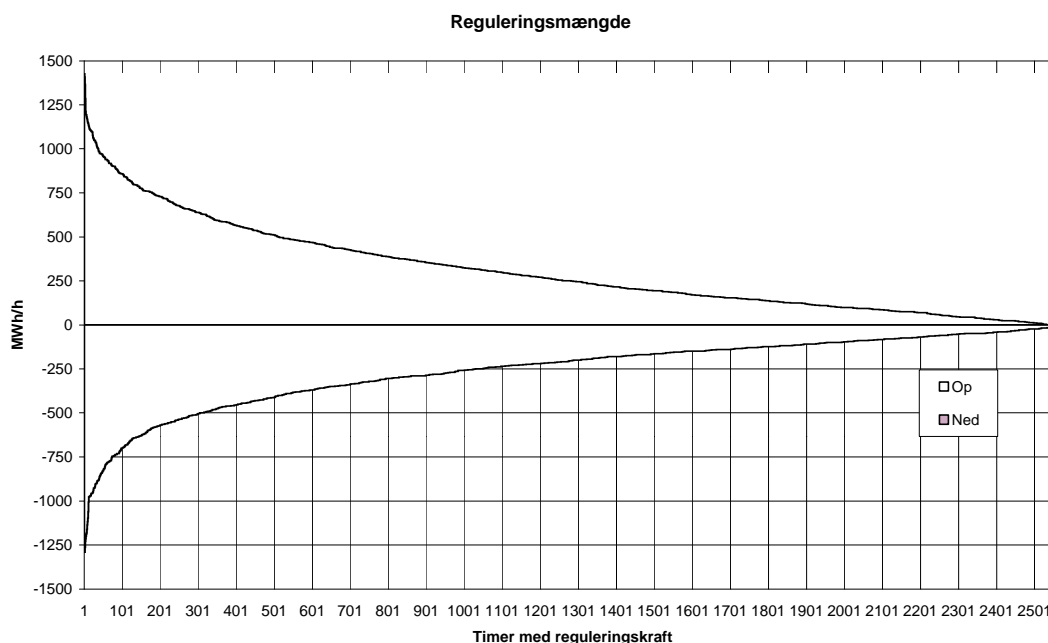
Hvis man sorterer observationerne i aftagende rækkefølge efter deres størrelse, får man en varighedskurve som vist i Figur 6.11. Her er opreguleringsmængder angivet ved positive værdier og nedreguleringsmængder ved negative værdier.



**Figur 6.11 Varighedskurve for reguleringskraft**

Varighedskurven kan bruges til at sige, hvor mange timer en vis belastning har fundet sted. Hvis man f.eks. ønsker at se, i hvor mange timer der har været en opreguleringsmængde på over 250 MWh i timen, aflæses dette på den horisontale akse til lidt over 1250 timer.

Tages de timer fra, hvor reguleringsmængden var nul, fås Figur 6.12. Her er både op- og nedreguleringsmængderne ordnet efter deres størrelse. Det ses, at opreguleringen har flere observationer med større mængder end nedregulering. For eksempel blev der opreguleret over 500 MWh i timen i ca. 500 timer, mens det tilsvarende antal timer for nedregulering kun var ca. 300 timer.



**Figur 6.12. Varighedskurve for aktiv reguleringskraft**

I den økonometriske analyse blev der ud fra empiriske observationer opstillet en hypotetisk model for reguleringsprisen (balanceprisen) på regulerkraftmarkedet (balancemarkedet). Dernæst blev koefficienterne til denne relation estimerede for at bestemme reguleringsprisen ud fra forklarende variable via en økonometrisk analyse.

Analysen estimerer en prisrelation, hvor priserne på regulerkraftmarkedet (balancemarkedet) bestemmes af områdeprisen på spotmarkedet og af omsætningen på regulerkraftmarkedet. Estimationerne viser, at reguleringspriserne ikke er symmetriske omkring områdeprisen. For det første er opreguleringsprisen mere følsom for omsætningen på regulerkraftmarkedet end nedreguleringsprisen er. For det andet er nedreguleringsprisen mere følsom overfor områdeprisen end opreguleringsprisen er.

Prisrelationen blev estimeret til:

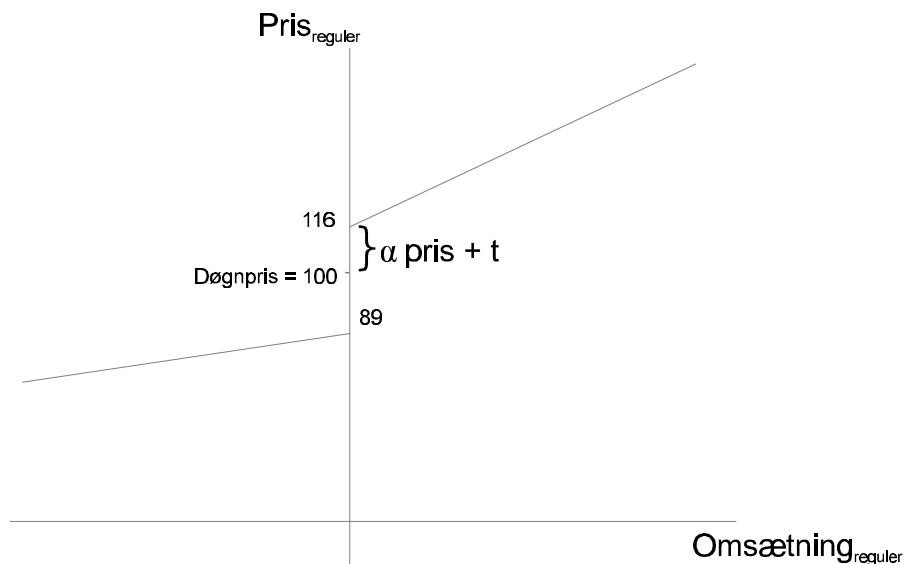
$$\begin{aligned} \text{Reguleringspris} &= \text{Spotpris} \\ &+ \mathbf{1}_{\text{nedreg}}(-0,069 \text{ Spotpris} - 4,3 + 0,023 \text{ Omsætning}_{\text{nedreg}}) \\ &+ \mathbf{1}_{\text{opreg}}(0,028 \text{ Spotpris} + 13,07 + 0,042 \text{ Omsætning}_{\text{opreg}}) \end{aligned}$$

Reguleringsprisen (eller balanceprisen) indeholder en beredskabspræmie, som er forskellig for op- og nedregulering. I ovennævnte estimation bliver beredskabspræmier estimeret som:

$$\text{Præmie}_{\text{NED}} = 0,069 \text{ Spotpris} + 4,3$$

$$\text{Præmie}_{\text{OP}} = 0,028 \text{ Spotpris} + 13,07$$

Områdets prisniveauet på spotmarkedet påvirker altså beredskabspræmien og dermed niveauet på reguleringsprisen. Omsætningen på regulerkraftmarkedet bestemmer dernæst størrelsen af reguleringsprisen, ud fra de estimerede koefficienter.



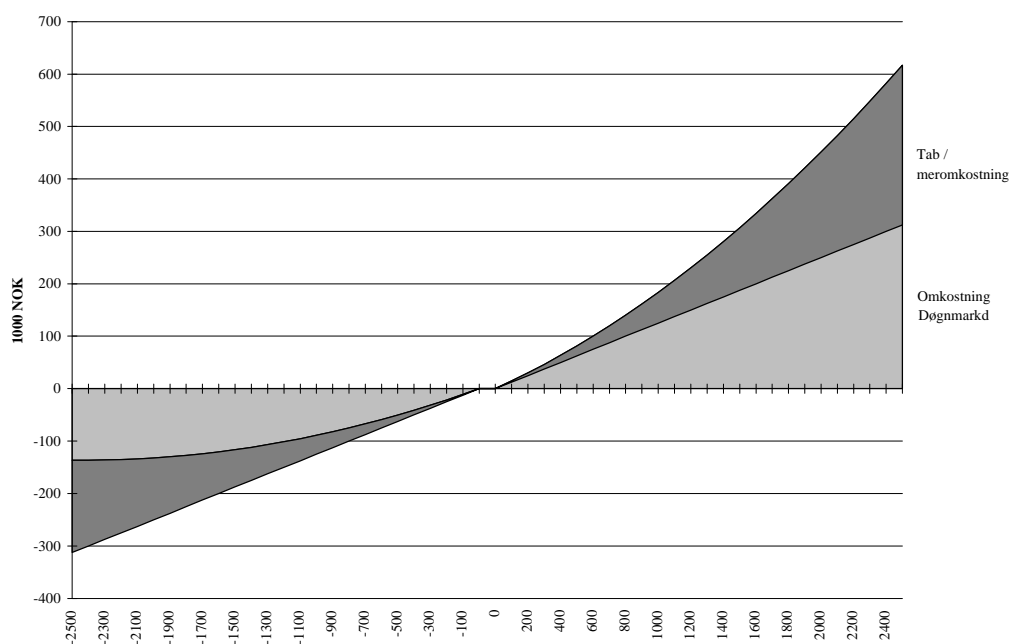
**Figur 6.13: Illustration af reguleringsprisen (balanceprisen) som funktion af omsætningen på regulerkraft-markedet (balancemarkedet).**

For nedregulering tillægges beredskabspræmiens større afhængighed af prisniveauet på spotmarkedet i forhold til beredskabspræmien for opregulering. Dette skyldes indflydelsen fra elektrokedler i Norge.

Elektrokedlernes rolle på det norske regulerkraftmarked er interessant, da man ofte i debatten om virkemidler til fluktuerende elproduktion i Danmark, har fremført synspunkter for og imod disse kedler.

Forskellen mellem spot- og regulerkraftmarkedet er størst ved opregulering. Dvs. reguleringstabene er ikke symmetriske om nulpunktet, hvilket kan føre til spekulative bud på børsen fra producenter med fluktuerende udbud. Asymmetrien i reguleringspriserne kan få producenterne til at underudbyde (mht. forventet mængde) i forhold til spredningen på fluktuationen, dvs. de "fluktuerende" producenter vil købe flest nedreguleringstjenester, da deres faktiske udbud ofte vil ligge over det indmeldte. Med andre ord, vil producenterne prøve at minimere deres forventede tab og maksimere deres forventede indtægter. Bemærk, at en optimal udbudsstrategi vil både afhænge af områdeprisen og af den forventede reguleringsmængde.

For at illustrere, hvordan de fundne resultater skal tolkes og bruges, gennemgås her et simpelt eksempel. Ved at holde områdeprisen på spotmarkedet konstant på 125 NOK/MWh, viser de skrå-skraverede felter i Figur 6.14 de potentielle tab, der er ved at bruge regulerkraftmarkedet (balancemarkedet) i stedet for spotmarkedet til at regulere produktionen.



**Figur 6.14: Tab / meromkostning ved brug af regulerkraftmarkedet (MWh).**

Ved køb af opreguleringsydelser har man ikke leveret hele den aftalte mængde el til elbørsen, og bliver dermed nødt til at betale andre for at levere den manglende mængde. Producenten har fået afregning til spotprisen på den aftalte mængde. Han køber den manglende mængde til en højere opreguleringspris, og betaler dermed en meromkostning i forhold til afregningen på spotmarkedet.

For opreguleringskraft ville man på spotmarked kunne købe til et beløb svarende til det horisontale-skaveret felt (på højre halvdel af Figur 6.14). For at købe samme reguleringskraft på regulerkraftmarkedet, skal der betales et beløb svarende til den øverste linie, altså en meromkostning svarende til det skrå-skarveret felt.

Ved nedregulering svarer et negativt køb af regulerkraft til et salg af for meget produceret el i forhold til indmeldte mængde (på spotmarkedet). Dvs. en anden aktør nedregulerer eller forbruger den overskydende mængde, og sælgeren af den for meget indleverede mængde kraft får en mindre pris end områdeprisen på spotmarkedet for sin el. Han har altså en indtægt (en negativ omkostning) ved salget af den overskydende el, som er mindre end hvis han havde solgt den på spotmarkedet.

For nedregulering ville man på spotmarkedet kunne sælge produktionen til et beløb svarende til den nederste linie (på vestre halvdel af Figur 6.14). Bruges regulerkraftmarkedet opnås kun et beløb svarende til det horisontale-skaveret felt. Der er altså et potentielt tab, svarende til det skrå-skarveret felt.

## 6.4 Netbegrænsninger og prisdannelse i Danmark

Samkøringsmodellen beregner på ugebasis en marginal produktionsomkostning og de dertil hørende udvekslede mængder af el mellem landene. Overføringsbegrænsninger håndteres ligeledes på ugeniveau, og modellens behandling af effektbegrænsninger i systemet er således meget forenklet. Med store mængder fluktuerende vedvarende energi i systemet vil der i perioder kunne optræde begrænsninger, der medfører, at ubalancer i det danske system ikke umiddelbart kan udlignes med nabolandene. Begrænsningerne kan dels skyldes flaskehalse på udlandsforbindelserne og dels begrænsninger i det indenlandske net.

I det følgende gives først en overordnet beskrivelse af de netmæssige begrænsninger, der vil optræde i forbindelse med det indenlandske net. Derefter beskrives prisdannelsen dels med udgangspunkt i hele det samkørende nordeuropæiske område og dels med udgangspunkt i et dansk område med begrænsede udvekslingsmuligheder.

Endelig beskrives resultaterne af en række driftssimuleringer med modellen Sivael. Modellen er anvendt til at kortlægge systemets driftstilstand på timeniveau herunder udvekslingen med udlandet på basis af de i afsnit 6.3 beregnede markedspriser. Udlandsudvekslingen sammenholdes med den samlede kapacitet på udlandforbindelserne og vindmøllernes produktionsmønster.

### 6.4.1 Begrænsninger i det indenlandske net

Den samlede overføringskapacitet fra Danmark til nabolandene udgør ca. 5200 MW fordelt på tre jævnstrømsforbindelser og to AC-forbindelser, se afsnit 4.2.

Hvis elsystemet i Danmark var uendeligt stærkt, hvis der ikke forekom flaskehalse i nabolandenes transmissionsnet og hvis forbindelserne til nabolandene var ufejlbarlige, ville denne overføringskapacitet være til rådighed året rundt. Men det er ikke tilfældet.

For at begynde med den mest enkle begrænsning først, er enhver udlandsforbindelse behæftet med en fejlrisiko og et behov for revision; det betyder, at forbindelsen er ude af drift en lille del af tiden. Udetiden for en udlandsforbindelse kan skønsmæssigt sættes til 3 % af tiden. Dvs. en relativ lille begrænsning.

Flaskehalse i nabolandenes transmissionsnet er anden årsag til at overføringskapaciteten på udlandsforbindelser begrænses. Da Sydnorge og Sydsverige er områder med stor belastning, er forudsætningerne for at afsætte store mængder energi uden lange transportveje i nabolandene dog relativt gode. Begrænsninger af denne art, andrager derfor også kun nogle få procent af den samlede overføringskapacitet.

Den største men også mest komplekse begrænsning af overføringskapaciteten, skyldes det faktum, at det danske el-system ikke er uendeligt stærkt. Problemstillingens kompleksitet skyldes at el-systemet af natur er et gigantisk dynamisk system. Når man

opgør overføringskapaciteten mellem Danmark og udlandet til 5200 MW, er det udtryk for, at man anvender en statisk forståelsesramme på et dynamisk problem. Det kan der være gode grunde til, fordi problemstillingen dermed forenkles - men det er naturligvis vigtigt, at man er opmærksom på forståelsesrammens begrænsninger, når man konkluderer på sine analyser.

Her gives en kort introduktion til de dynamiske betingelser som elsystemet er underlagt. Kapitel 7 bringer en teknisk mere uddybende beskrivelse af disse forhold.

Til indledning kan man fastslå at samfundet kræver, at elforsyningen er stabil, og at spændingen overholder visse kvalitetskrav. Det medfører nogle afledte styrkekrav til elsystemet. Eksempelvis er det uacceptabelt, hvis normalt forekomne fejl i systemet - som f.eks. udfald af et kraftværk, en vindmøllepark eller en transmissionsledning - medfører systemsammenbrud.

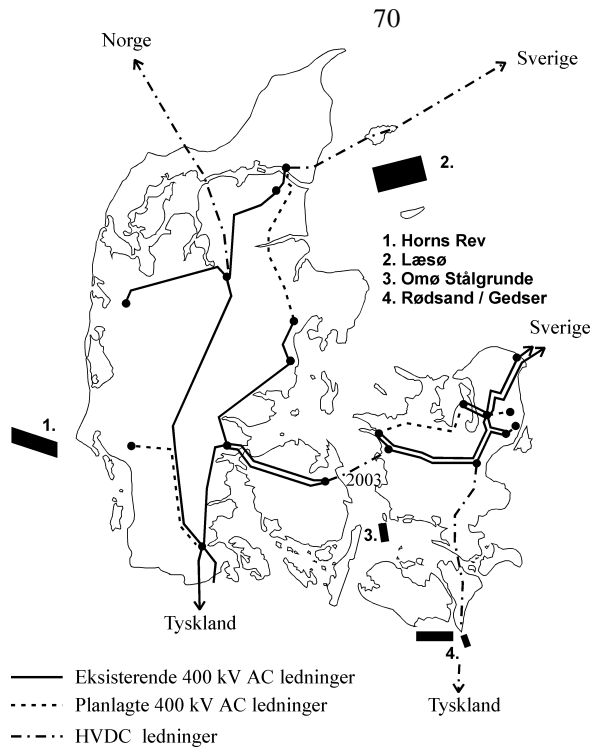
Problemstillingen brydes op i to: 1) Overføringsevnen i det nationale net. 2) Effektbalancen i det nationale net.

### **Overføringsevnen i det nationale net**

Det nationale 400 kV net er bindeleddet mellem Danmarks udlandsforbindelser. Enkelte udlandsforbindelser er på 150 kV og 220 kV, men når behovet for effekttransporter overstiger ca. 500 MW, er 400 kV nettet reelt den eneste løsning af energitabs og spændingsmæssige årsager.

Det betyder også, at produktionen fra havmølleparker skal tilsluttes 400 kV nettet. Den videre transport kan derved ske med de færreste energitab til følge.

Det er endnu usikkert hvorledes havmøllerne tilsluttes 400 kV-nettet, men eftersom kapacitetens størrelse betinger udveksling med nabosystemer er strukturen af 400 kV nettet af stor betydning for elsystemets evne til at integrere store mængder vindkraft. I Figur 6.15 er 400 kV nettet med planlagte ledninger frem til år 2005 indtegnet. Desuden fremgår placeringen af de udpegede lokaliteter til havmølleparker af kortet. Lokaliteterne for de fremtidige havmølleparker ligger alle i afstanden 60-120 km fra 400 kV AC-nettet anno 2005.



**Figur 6.15** Netkort over 400 kV net i Danmark inkl. planlagte ledninger frem til 2005.

En ny 400 kV luftledning kan maksimalt overføre 2000 MW, men i praksis er det strukturen af det øvrige 400 kV net som bestemmer, hvor meget luftledningen kan overføre. Afhængig af hvor effekter fødes ind og hentes ud af transmissionsnettet fordeles strømmen mellem de enkelte 400 kV ledninger efter Ohms lov - det betyder i praksis, at mange ledninger ikke kan belastes med tilnærmelsesvis 100 % i normaldrift, fordi risikoen for overbelastninger/systemsammenbrud så er for stor. Ovenstående transmissionsnet (anno 2005) vil af samme grund ikke kunne absorbere effekten fra 4000 MW havmøller. En fuld udnyttelse af udlandsforbindelserne, - det vil sige, at Danmark eksporterer eller importerer 5200 MW - kræver fri bevægelighed for effekten indenfor landets grænser, og dertil mangler 400 kV nettet både styrke og homogenitet.

### Effektbalancen i det nationale net

El-systemet er karakteriseret ved, at der til ethvert tidspunkt skal være balance mellem produktion og belastning. Derfor reguleres produktionen på centrale kraftværker i takt med at forbruget og produktionen på vindmøller og decentrale kraftvarmeværker varierer. Det er umiddelbart indlysende, at fluktuerende og uregulerbar energi øger behovet for regulering i det øvrige elsystem, dvs. på centrale kraftværker. Det er også indlysende, at jo større elsystemet er, des mindre er reguleringsopgaven, fordi der sker en udligning af den fluktuerende energi mellem geografisk adskilte områder.

Samarbejdsforbindelser mellem nationer øger således muligheden for at bevare effektbalancen i nationale net i fejlsituationer, fordi de nationale net gensidigt

understøtter hinanden. Dette er muligt fordi nationerne har indgået aftaler om de dynamiske samarbejdsbetingelser. Samarbejdsbetingelserne i det nordiske system er nedfældet i et sæt rekommandationer - tre af dem findes som ref. 7.4-7.6; her stilles krav til reserver, reguleringsevner og produktionsapparatets dynamiske egenskaber i de nationale el-systemer.

Et stærkt internationalt transmissionsnet øger muligheden for at udligne den fluktuerende energi over et større område, men da forsyningsikkerheden i det samlede system stadig vil have høj prioritet, må det ske under hensyntagen til de dynamiske samarbejdsbetingelser. Uanset hvordan samarbejdsbetingelserne udvikler sig i den kommende årrække, er det givet at Danmark som nation, skal varetage sin del af den dynamiske reguleringsopgave i systemet. Jo stærkere det overordnede transmissionsnet mellem nationerne er, des større er muligheden for at Danmark kan købe en del af sine reguleringsydelser på et internationalt marked - men det fodrer, at de politiske rammer for et internationalt el-marked er tilstede.

#### 6.4.2 Prisdannelsen i det nordiske system og Danmark

##### *Samspil mellem et termisk og et vandkraftbaseret system*

Et vandkraftbaseret produktionssystem er kendetegnet ved:

- Meget lave kortsigtede marginalomkostninger
- Meget fine reguleringsegenskaber (effekt)
- Magasiner til udjævning af tilrindning hen over året
- Behov for samspil med termisk system til udjævning mellem tørre og våde år

Et termisk baseret system med stor kraftvarmeandel er kendetegnet ved:

- Stor variation i marginalomkostninger fra kraftvarme til kondens grundlast og spidslast
- Betydelige bindinger mellem el- og varmeproduktion (dyrt at reducere kraftvarmebundet elproduktion)
- Begrænsede og dyre reguleringsmuligheder (effekt)
- Gode muligheder for langsigtet energilagring (brændselslagre)

Der er således indlysende fordele forbundet med udveksling af el mellem et termisk og et vandbaseret elproduktionssystem:

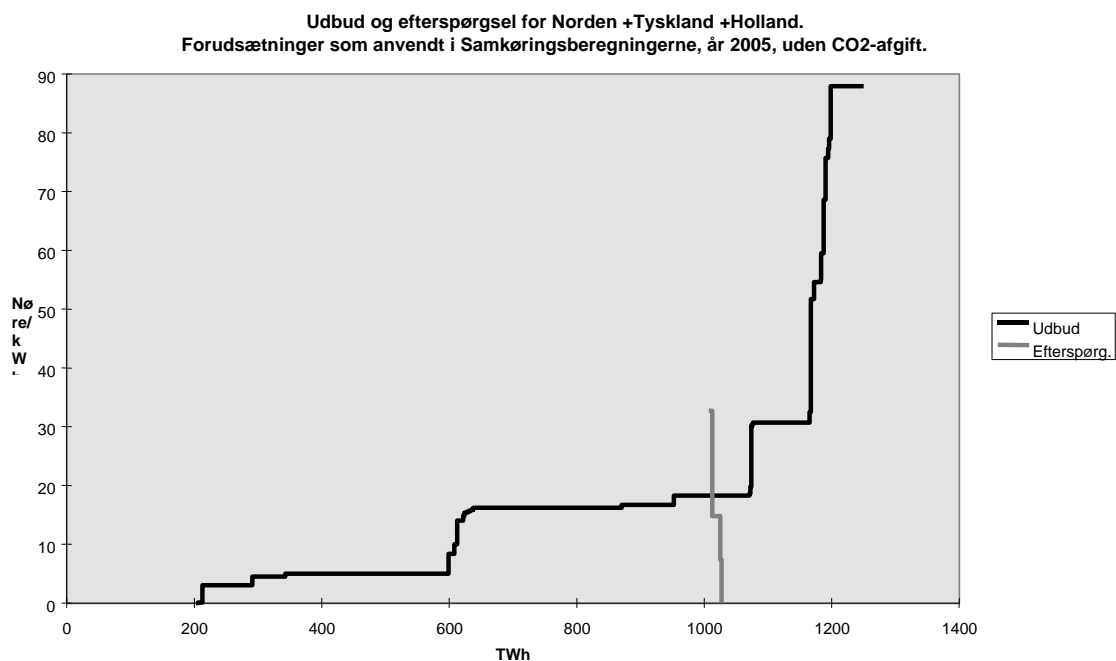
- Det vandbaserede system leverer effektregulering
- Det vandbaserede system leverer kortsigtet energilagring (vinter-sommer)
- Det termiske system leverer langsigtet energilagring (vådår-tørår)

##### *Produktionssystemets marginalomkostninger*



Prisdannelsen i det samkørende nordiske system sker med udgangspunkt i områdets samlede udbuds- og efterspørgselskurver.

Følgende Figur 6.16 viser de i Samkøringsmodellen anvendte udbuds- og efterspørgselskurver for det samlede system i år 2005. Udbudskurven er baseret på produktionssystemets kortsigtede marginalomkostninger.



**Figur 6.16:** Udbuds- og efterspørgselskurve for det samkørende nordiske system i år 2005.

Udbudskurven starter med de vedvarende energikilder vandkraft og vindkraft, derefter følger, kernekraft, kraftvarmebundet produktion, kulfyret kondens, naturgasfyret og oliefyret kondens og til sidst spidslastgasturbiner. Udbudskurven for henholdsvis Nordel og det tysk/hollandske system er nærmere beskrevet i afsnit 4.3.

Efterspørgslen består hovedsageligt af fast belastning og er dermed næsten lodret.

Skæringen mellem udbuds- og efterspørgselskurven svarer til prisen for den lidt dyrere del af den kulfyrede kondensproduktion. Som det fremgår af resultaterne fra beregningerne med Samkøringsmodellen svarer disse ca. 18 øre/kWh til marginalprisen i et gennemsnitsår.

Sammenholdes udbudskurverne med Figur 6.7 i afsnit 6.1.5 fremgår det, at priserne i våd- og tørår når henholdsvis ned under marginalprisen for kraftvarme og op på marginalpriserne for olie- og naturgasfyret kondens, samt i korte perioder marginalprisen for gasturbiner.

Den tilsvarende udbudskurve for det danske produktionssystem består først af vindkraft, derefter kulfyret kraftvarme, naturgas kraftvarme, kulfyret kondens og spidslastanlæg. Marginalprisen for kraftvarme kan generelt beregnes ud fra en marginal virkningsgrad på 90%, medens der for kondensanlæg generelt kan regnes med 45%.

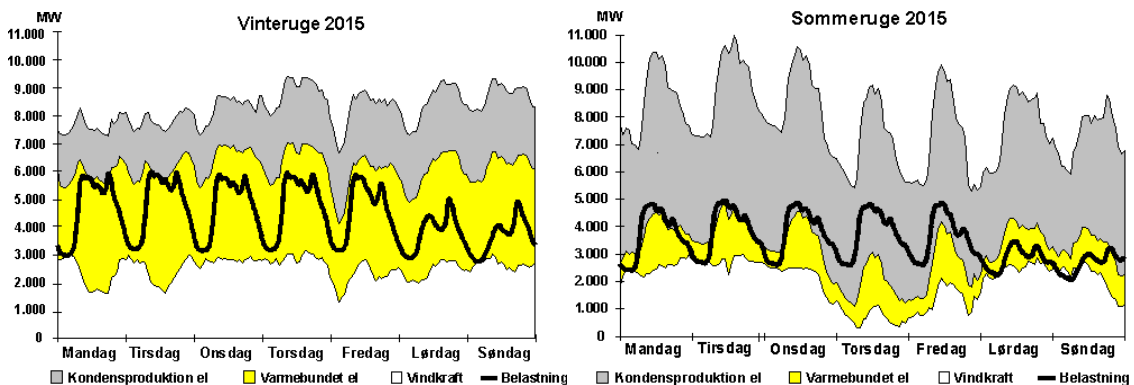
I et isoleret dansk system vil marginalprisen afhænge af den øjeblikkelige effektbalance i systemet:

- Med en belastning<sup>5</sup> mindre end vindkraftproduktionen fås en marginalpris på 0.
- Med en belastning større end vindkraftproduktionen, men mindre end summen af vindkraft- og kraftvarmeproduktion fås en marginalpris svarende til kraftvarme.
- Med en belastning større end summen af vindkraft- og kraftvarmeproduktion fås en marginalpris svarende til kondens.

Denne prisdannelse er nærmere beskrevet og illustreret i det følgende afsnit.

#### *Effektbalance og prisdannelse i det danske system*

Effektbalancen i det danske system kan illustreres med følgende figurer, der viser eksempler på produktionsfordelinger i år 2015.



**Figur 6.17:** *Eksempler på produktionsfordeling år 2015 for henholdsvis sommer- og vinteruge med stor vindkraftproduktion*

Figur 6.17 viser eksempler på produktionsfordeling for henholdsvis en sommer- og en vinteruge i et dansk system nogenlunde svarende til Energi 21 i år 2015.

I figurerne forudsættes ingen netbegrænsninger hverken internt eller til udlandet. Da markedsprisen i udlandet i eksemplet er højere end den marginale produktionspris på de danske kondensenheder, fås en eksport svarende til den maksimalt mulige produktion fratrukket det indenlandske forbrug.

<sup>5</sup> Hele belastningen betragtes som fast

Med vinterugen illustreres overløbsproblematikken meget tydeligt, idet det klart fremgår, at der i et isoleret dansk system ikke ville være plads til summen af vindkraft- og kraftvarmeproduktion, for at undgå eloverløb ville det være nødvendigt at reducere samproduktionen af el og varme. Både vinter- og sommerugen viser, at benyttelsestiden for kondensanlæg i et isoleret dansk system ville blive meget begrænset og omkostningerne herved derfor meget store. Udvekslingen med udlandet er således en forudsætning for at kunne drive det danske system optimalt.

#### *Vinterugen*

I vinterugen befinder kurven for den indenlandske belastning sig i stort set alle timer indenfor området for den kraftvarmebundne produktion. Den marginale produktionspris i et isoleret dansk system vil i dette tilfælde således svare til kraftvarmeproduktion med virkningsgrad på ca. 90%.

Vindkraftproduktion når på week-end nætter op til belastningskurven, og vil i et isoleret dansk system i korte perioder kunne trække marginalprisen ned på nul.

I en tilsvarende vinteruge med mindre vindkraftproduktion vil belastningen i en stor del af tiden overstige summen af vind- og kraftvarmeproduktion, således at marginalprisen i et isoleret dansk system ville svinge mellem marginalprisen ved kraftvarme (90% virkningsgrad) og ved kondens (45% virkningsgrad).

Det danske system er imidlertid ikke isoleret fra de omgivende markeder, og i driftssituationer uden flaskehalse i nettet og på udlandsforbindelserne, vil marginalprisen i det danske system svare til markedsprisen i det samkørende område.

I driftssituationer med flaskehalse mod udlandet vil den danske marginalpris være bestemt af den marginale produktionspris i landet. Hvis f.eks. eksportmuligheden i Figur 6.17 begrænses til kun at kunne omfatte en del af kondensproduktionen, vil den danske marginalpris udgøres af marginalprisen for kondensproduktion.

#### *Sommerugen*

I sommerugen ligger kurven for den indenlandske belastning i godt halvdelen af tiden over summen af vindkraft- og kraftvarmeproduktion, og marginalprisen vil i et isoleret dansk system derfor svare til prisen for kondensproduktion.

I begyndelsen af ugen og i week-enden kommer belastningskurven ind i området for kraftvarmeproduktion og når i korte perioder endog ned i området for vindkraftproduktion. Marginalprisen i et isoleret dansk system vil i en sommeruge således kunne variere mellem nul, kraftvarme- og kondenspris.

Prisdannelsesmekanismerne i forbindelse med udlandsudvekslingen og de omkringliggende markeder er naturligvis de samme som beskrevet for vinterugen.

I det følgende beskrives konsekvenserne for det termiske system af forskellig tilrindning i det vandkraftbaserede system.

#### *Våddår*

I perioder, hvor der overføres store energimængder sydpå fra Norge/Sverige og forbindelserne fra Danmark mod syd derved vil være fuldtlastede samtidig med, at danske kraftværker udelukkende kører i modtryksdrift, vil marginalprisen være lig med marginalprisen på en modtryksenhed.

Så længe forbindelserne mod nord ikke er fuldtlastede, er reguleringsprisen (eller balanceprisen) lig med reguleringsprisen i vandkraftsystemet. Selv med fuldtlastede forbindelser mod nord vil vandkraftsystemet kunne bruges til nedregulering, men da marginalprisen i vandkraftsystemet i denne situation kan blive meget lav, vil det ikke altid være attraktivt. Ved fuld import vil opreguleringsprisen blive lig med opreguleringsprisen på et udtagssværk.

Med udbygning af kapaciteten på forbindelserne fra Danmark mod syd, kan der sandsynligvis i dagtid produceres el i kondensdrift på kraftværker i Danmark. Herved øges marginalprisen i dagtid.

#### *Tørår*

I tørår flyttes betydelige energimængder fra Danmark/Tyskland til Norge/Sverige. Med fuldtlastede forbindelser mod nord vil marginalprisen i Danmark i disse situationer svare til prisen for kondensproduktion på kulfyrede kraftværker.

Hvis forbindelserne mod nord ikke udnyttes fuldt ud, vil reguleringsprisen i Danmark være lig med reguleringsprisen i det norsk/svenske system. Med fuldtlastede forbindelser vil vandkraftsystemet alligevel kunne udnyttes til opregulering, forudsat at opreguleringsprisen her (høje priser p.g.a. tørår) er lavere end for opregulering af kondensanlæg i Danmark. Nedreguleringsprisen vil svare til nedreguleringsprisen for kondensanlæg.

### **6.5 Driftssimuleringer**

Ved driftssimuleringer med Sivael undersøges i det følgende, hvor stor udvekslingen med udlandet bliver, når alle danske udlandsforbindelser modelmæssigt samles i en enkelt forbindelse, der forbinder Danmark med et marked, hvor den antagne markedspris er gældende

Beregningerne udføres for vådår, tørår og normalår i år 2005. Børspriserne er beregnet med en CO<sub>2</sub>-skyggepris på 0 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>. Der er ikke foretaget beregninger for CO<sub>2</sub>-skyggepris på 100 kr. pr. ton, da der tidligere er vist, at skyggeprisen blot hæver det samlede prisniveau, men ikke nævneværdigt ændre Danmarks udveksling med udlandet.

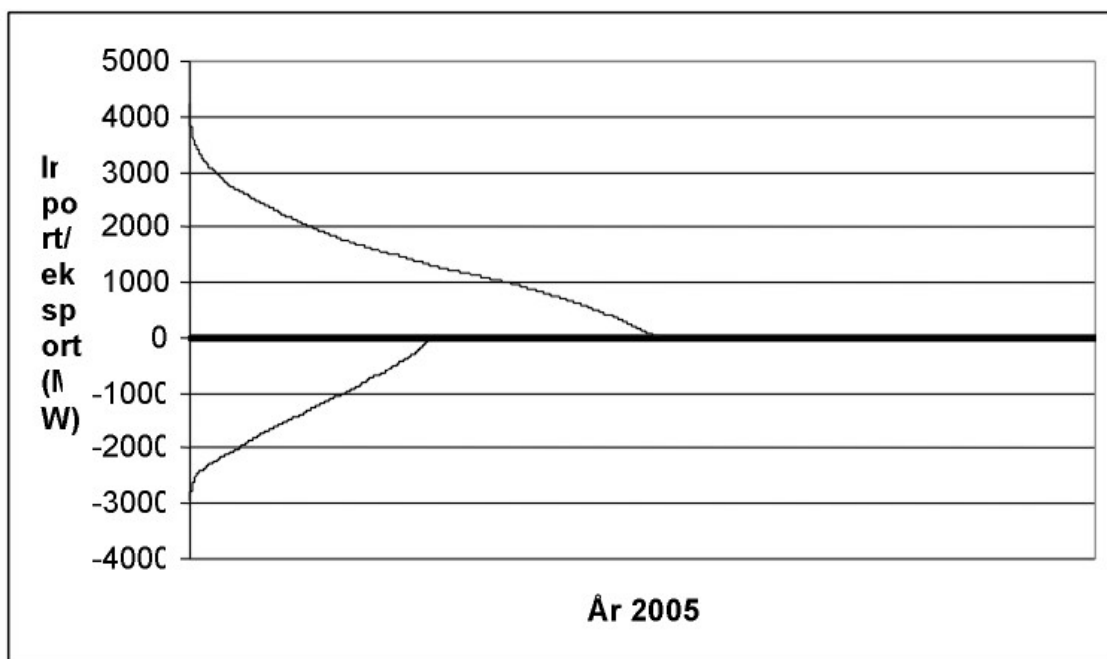
Det forudsættes, at Danmark i analyserne betragtes som marginal deltager på børsen, dvs. at størrelsen af udvekslingen ikke påvirker børsprisen.

I Tabel 6.1 ses resultaterne for de tre årstyper for år 2005 og et normalår 2015.

Tabel 6.1	År 2005			År 2015
	Vådår	Normalår	Tørår	Normalår
Maks. eksport MW	4257	4257	4257	4644
Maks. import MW	2959	776	82	2170
Import TWh	3,0	~0	~0	0,9
Eksport incl. overløb TWh	6,6	15,3	15,9	9,1

Det ses at der i alle årene optræder en betydelig nettoeksport. Til sammenligning kan det nævnes, at der i 1996 blev omsat omkring 40 TWh på børsen med en gennemsnitlig belastning på 5000 MWh/h.

Som det fremgår af Tabel 6.1 er det kun i vådår, at der reelt er tale om import af betydning. I Figur 6.18 er varighedskurverne for import og eksport for vådår vist.



**Figur 6.18: Varighedskurverne for import og eksport i vådår.**

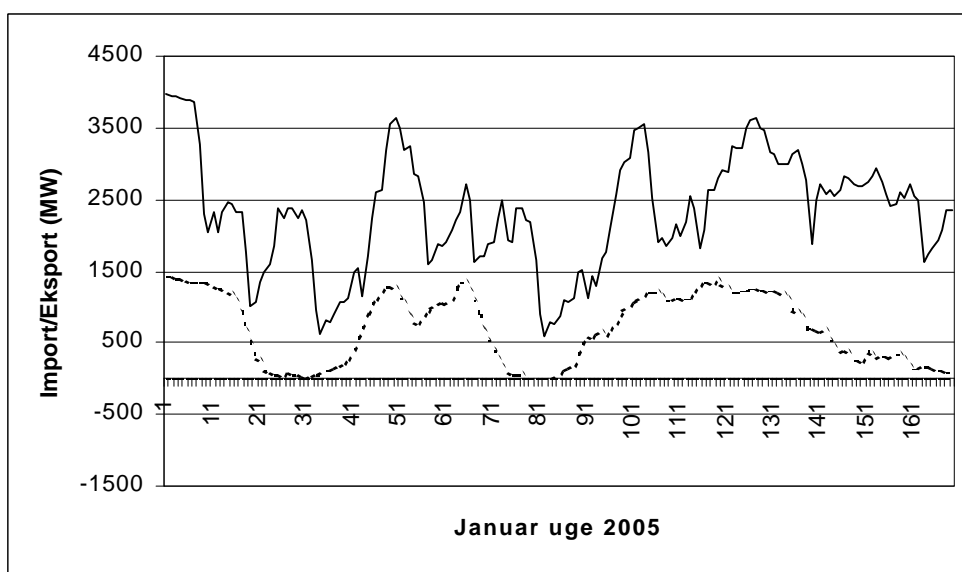
Den samlede udvekslingskapacitet med udlandet er i år 2005 forventet at udgøre 5200 MW. Det fremgår af Tabel 6.1, at hverken den maksimale import eller eksport i år 2005 på noget tidspunkt kommer over 5200 MW. Med de antagne børspriser er det en økonomisk fordel at eksportere fra alle anlæg, undtagen spidslast gasturbiner. Beregningerne viser, at der ikke er mere kapacitet til rådighed for eksport.

Sivael-simuleringerne viser, at de beregnede timeværdier for udveksling med udlandet ikke overstiger den summerede kapacitet på udlandsforbindelserne. Dette er dog ikke ensbetydende med, at der f.eks. i forbindelse med forskellige markedspriser nord og syd for Danmark ikke vil opstå flaskehalse på de enkelte udlandsforbindelser.

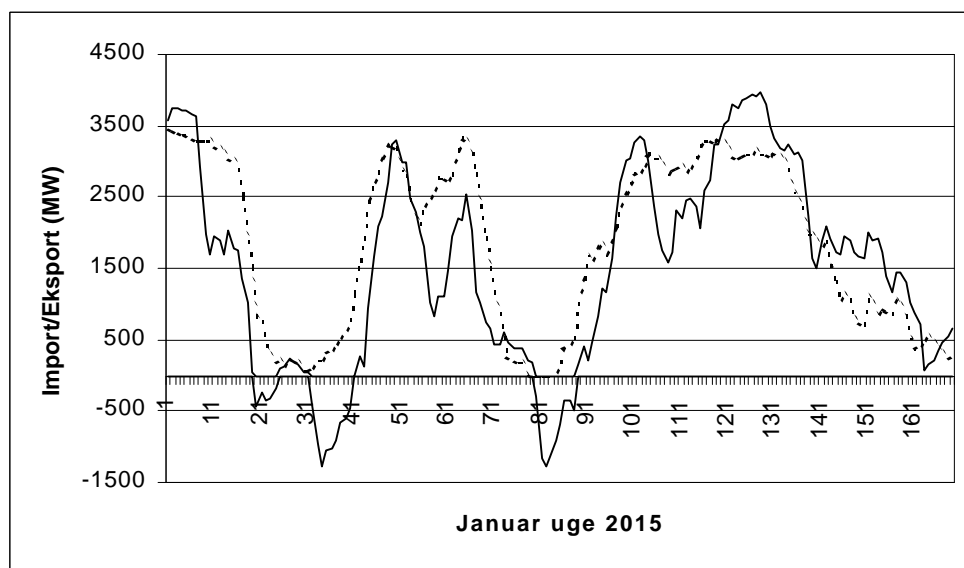
For år 2015 er normalåret gennemregnet for herved at se om den øgede mængde vindkraft har betydning for belastningen af forbindelserne. Det fremgår af Tabel 6.1, at år 2015 ikke falder uden for ovenstående konklusion. Der kan dog gøres en anden interessant betragtning. På Figur 6.19 og 6.20 er udvekslingen og vindkraft for en uge i januar måned vist for år 2005 og 2015.

Af Figur 6.19 og 6.20 fremgår det, at hvor udvekslingen i år 2005 kun i mindre grad lader sig styre af vindkraft, er vindkraft tilsyneladende en dominerende faktor for udvekslingen i år 2015. Ved at undersøge antallet af timer, hvor forskellen mellem vindkraften og eksporten er mindre end 10% viser det sig, at der i år 2005 er 81 timer og i år 2015 er 1003 timer. Hvis vindkraftproduktionen fratrækkes eksporten, dukker der et karakteristisk eksportmønster op. Dette er vist for år 2005 på Figur 6.21. Det ses at der eksporteres mest om natten (de fem høje niveauer) og i weekenden, hvor elbelastningen er lav og den konkurrencedygtige eksportkapacitet dermed størst.

Dette er samtidig en indikation om, at marginalprisen i Danmark svarer til prisen på børsen så langt det overhovedet er muligt at regulere.

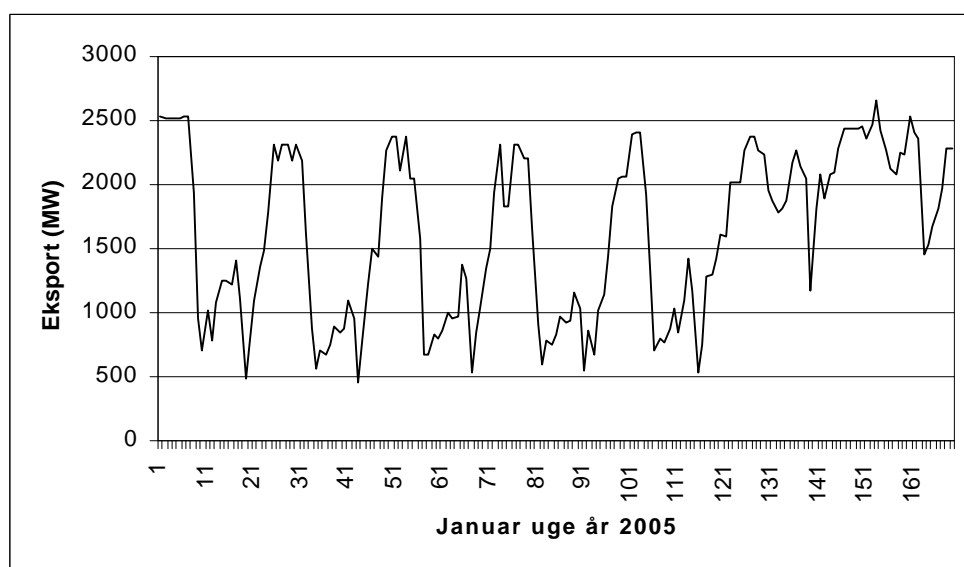


**Figur 6.19: Udveksling og vindkraft for år 2005. Den stiplede linie er vindkraft.**



**Figur 6.20: Udveksling og vindkraft for år 2015. Den stiplede linie er vindkraft.**

Ved at sammenholde figurene 6.19 og 6.20 fremgår det, at der i langt højere grad er tale om eksport af bunden energi i år 2015 end i år 2005.



**Figur 6.21: Eksport fratrukket vindkraftproduktion for år 2005.**

Sivael-beregningerne viser, at udlandsudvekslingen frem over i stigende grad vil afspejle produktionsmønstret for danske vindmøller.

I driftssimuleringerne for år 2005 og 2015 overstiger den samlede udlandsudveksling per time ikke den summerede overføringskapacitet for de danske udlandsforbindelser. Med den beregningsmæssige forudsætning om ens markedspriser i de tre lande,

Danmark udveksler el med, ville der således ikke opstå flaskehalse på udlandsforbindelserne.

Beregningerne bygger på en meget forenklet model for markedsbaseret udveksling med udlandet, og som det fremgår af de foregående afsnit, kan der ikke på dette grundlag konkluderes, at den forudsatte kapacitet på udlandsforbindelserne vil være tilstrækkelig til at undgå flaskehalse.

Det vurderes dog, at marginalprisen i det danske system i overvejende grad vil ligge meget tæt på de i kapital 6.3 beregnede priser for udveksling på børsen, og disse priser anvendes derfor i vurderingen af nye reguleringsteknologier i kapitel 9.



## **7. Drifttekniske konsekvenser af megen vindproduceret el i el-systemet**

På det nuværende norsk-svenske elmarked prissættes ikke alle forhold af betydning for elproduktion og –salg. Specielt omkring transmission og regulering eksisterer der en række regler og forpligtelser mellem landene, som har til formål at sikre stabile forhold i det overordnede system, og som ikke er prissat.

I dette kapitel er en række af disse forhold nærmere beskrevet, og de tekniske konsekvenser for driften af eltransmissionsnettet og elproduktionsanlæggene ved indpasning af en stor mængde vindmølleeffekt i elsystemet er belyst. Årsagen til, at vindkraften vil give store konsekvenser for driften af systemet er, at der er tale om en grundlæggende ændring af produktionsapparatets karakteristiske egenskaber i forhold til det eksisterende system. Den store udbygning med vindkraft, vil således stille nye krav til transmissionsnettet, til udlandsforbindelser og til det øvrige produktionsapparat for at den stabile og sikre drift af det samlede system kan opretholdes.

### **7.1 Baggrund for drifttekniske konsekvenser**

Undersøgelsen tager udgangspunkt i det eksisterende elsystem, dets dimensioneringskriterier og samarbejdsaftaler med nabosystemer. Herudfra belyses mulige afledte konsekvenser af, at der i det danske elsystem installeres store mængder af fluktuerende produktion.

De sammenhængende elsystemer er nu så store, at de omfatter hele kontinenter. Den primære drivkraft bag denne udvikling har været muligheden for store besparelser ved stordrift, deling af reserver og muligheden for eludveksling styret af gensidige økonomiske fordele. Men samtidigt har udviklingen af elsystemernes størrelse nødvendiggjort en koordinering af drifts- og reserveforhold i de sammenkoblede elsystemer. Denne nødvendighed er baseret på valget af vekselstrømssystemer, hvor der til stadighed skal være balance mellem forbrug og produktion, for at en stabil drift af systemet kan opretholdes.

Indtil i dag er koordineringen af drifts- og reserveforhold mellem delsystemerne foretaget ved indgåelse af aftaler, hvor hvert delsystem (normalt deltagerland eller systemansvarligt elselskab) har forpligtiget sig til at overholde et sæt regler for drift, reguleringsforhold og reserveholdning. Aftalerne er normalt udformet således, at alle har påtaget sig en retfærdig andel af opgaverne, og der er derfor ikke inkluderet betalinger, når der ses bort fra afvigelser fra normale forhold.

Integrationen af store mængder vindkraft i det danske elsystem vil med udgangspunkt i gældende regler betyde, at Danmark skal klare de tekniske reguleringsforhold inden for landets grænser. Dette kan dog ændres med den ændring mod markedsbaserede systemer, som finder sted over hele verden.

Den igangværende markedsåbning af elsystemet medfører, at omkostninger ved integration af fluktuerende energi i elsystemet løbende vil blive synliggjort, og det vil være et incitament til at finde nye løsninger, der ikke er begrænset af landegrænserne. Som udgangspunkt må man imidlertid fastholde, at karakteristika for den fluktuerende produktion vurderes op i mod kriterier og samarbejdsbetingelser i det eksisterende nordiske elsystem, idet der i dag ikke findes markeder for f.eks. reserveeffekt og frekvensregulering [ref. 7.4-7.6].

Da det jysk-fynske elsystem er synkront adskilt fra det nordiske elsystem, er dette område ikke underlagt de samme samarbejdsbetingelser som det sjællandske system. Det må imidlertid antages, at markedsåbningen i de nordiske lande på sigt betyder, at alle nabosystemer skal efterleve de samme krav - eller betale sig fra dem. Det antages derfor, at kravene til det sjællandske system gælder for hele det danske elsystem - relativt svarer det til en svækkelse af kravene i samarbejdsaftalerne.

Undersøgelsen belyser kun konsekvenser som følge af den fluktuerende aktive effekt produktion fra vindmøllerne. Konsekvenser som følge af ændringer af reaktive forhold belyses ikke. Det forudsættes derfor, at den teknologiske udvikling kombineret med krav til fremtidige vindmølleparker dynamiske egenskaber tager hånd om de reaktive problemstillinger.

## **7.2 Overordnet beskrivelse af elsystemet**

Elforsyningssystemet i Danmark er som praktisk taget alle elsystemer i hele verden baseret på vekselstrøm. Det danske elsystem består af to separate systemer (Eltra og Elkraft) endnu uden indbyrdes forbindelser. Systemerne har i hovedsagen ensartede egenskaber og det har hidtil medvirket til at gøre en jævnstrømsforbindelse mellem områderne økonomisk urentabel.

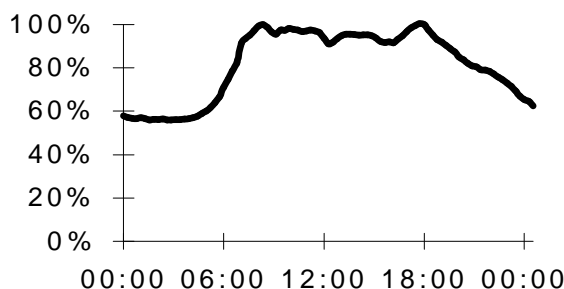
Begge områder har både vekselstrøms- og jævnstrømsforbindelser til andre elsystemer, se afsnit 4.2.

Systemer, der er forbundet med vekselstrømsforbindelser kan kun drives synkront, hvilket vil sige de har samme elektriske frekvens (alle generatorer roterer hele tiden med præcis samme hastighed). Elkraft drives synkront med det skandinaviske system Nordel. Eltra drives synkront med det nordeuropæiske system, UCPTE.

Fordelen ved at være forbundet med vekselstrømsforbindelser er især at systemerne automatisk understøtter hinanden gensidigt. Herved spares investeringer i anlæg. Fordelen ved at være forbundet med jævnstrømsforbindelser er især, at udvekslingen via forbindelsen er under nøje kontrol. Herved påvirker driftsforstyrrelser i naboer områder ikke driften i eget system utilsigtet; det er derimod muligt at understøtte nabosystemet i forbindelse med driftsforstyrrelser og dermed begrænse deres omfang.

En meget væsentlig forudsætning for at et vekselstrømssystem kan drives pålideligt er, at der hele tiden er balance mellem produktion og forbrug. For at sikre, at denne balance

til stadighed er tilstede, reguleres elproduktionen døgnet rundt, så det er tilpasset det varierende forbrug. Eksempel på forbrugskurve er vist i Figur 7.1 Der findes eksempler på aktiv ind- og udkobling af elforbrug, men det finder ikke sted i Danmark, undtaget som sidste udvej for at forhindre et systemsammenbrud.



**Figur 7.1: Eksempel på forbrugets variation over et døgn, (vinterhverdag).**

Reguleringen af elproduktionen kan opdeles i to principielt forskellige dele:

- **primærreguleringen (automatisk, hurtig)**
- **sekundærreguleringen (manuel, reaktionstid op til 15 min)**

### **Primærreguleringen**

Primærreguleringens vigtigste opgave er at regulere effektproduktionen, når der sker ændringer i den elektriske frekvens. Primærreguleringen træder således automatisk og hurtigt i drift ved driftsforstyrrelser og hurtige frekvens afvigelser forårsaget af ubalancer mellem produktion og forbrug.

Primærreguleringen sørger således for at systemet automatisk og øjeblikkeligt reagerer på ubalancer; sekundærreguleringen er den efterfølgende manuelle tilpasning af produktionen til den nye situation. Sekundærreguleringen skal normalt være afsluttet indenfor 15 min efter ubalancens fremkomst.

Primærreguleringen sker på de regulerbare kraftværksblokke på Sjælland; her deltager praktisk set alle de store elværksejede kraftværksblokke i primærreguleringen, når deres produktion ikke er begrænset af enten varmeproduktion eller af anlægsbegrænsninger. Undtaget er dog modtryksanlæg, idet regulering her påvirker varmeproduktionen, hvorfor modtryksanlæg normalt ikke deltager i primærreguleringen. Anlæg, der drives enten i kondensproduktion eller i udtagsproduktion kan deltage i primærreguleringen, hvis de ikke har nået en produktionsbegrænsning.

Den mængde primærregulering, som skal findes i et elsystem, bestemmes af kravet til kvaliteten af elforsyningen. Det er igen bestemt af anlægsstørrelserne i systemet, hyppigheden af udfald samt de generelle effektvariationer som findes i systemet. Jo strengere krav til kvaliteten, jo mere primærregulering skal der være til rådighed.

Fordelingen og koordineringen af primærreguleringen i et stort elsystem er af afgørende betydning for den overordnede forsyningssikkerhed.. Hvis ikke reguleringen er koordineret, bliver reguleringen ustabil og systemet kan bryde sammen. Reguleringen skal endvidere være nogenlunde jævnt fordelt, i modsat fald vil reguleringen medføre meget store ændringer i strømmene i eltransmissionsnettet, hvorved systemet bliver ustabilt og systemet kan bryde sammen.

Koordineringen af primærreguleringen sikres ved, at den er udføres som en såkaldt proportional regulering. Når et fald i frekvensen medfører et behov for at opregulere elproduktionen, eller en stigning af elfrekvensen medfører et behov for at nedregulere elproduktionen, reagerer alle anlæg på grund af det valgte proportional-reguleringsprincip med en passende regulering, som står i et fast forhold til den frekvensændring, som krævede en reguleringen.

Fordelingen af primærreguleringen mellem områderne er styret ved hjælp af aftaler, hvor hver deltager sørger for at holde sin del af den samlede nødvendige mængde primærregulering.

Primærreguleringen måles på to størrelser. Den ene er reguleringskapaciteten (op og ned), som måles i MW. Opregulerings kapaciteten benævnes ofte som den rullende reserve. Den anden er regulerstyrken, som måles i MW/Hz. Regulerstyrke er udtryk for, hvor meget produktionen vil ændres, når primær reguleringen griber ind ved ændret frekvens. Regulerstyrken udtrykkes i MW/Hz. Værdien udtrykker kun, hvor meget effekten vil ændre sig i det aktuelle *arbejds punkt* og fortæller derfor ikke, hvor store reserver der ligger bag. F.eks. kan regulerstyrken for et elsystem være 6.000 MW/Hz ved 50,00 Hz og 600 MW/Hz ved 49,95 Hz.

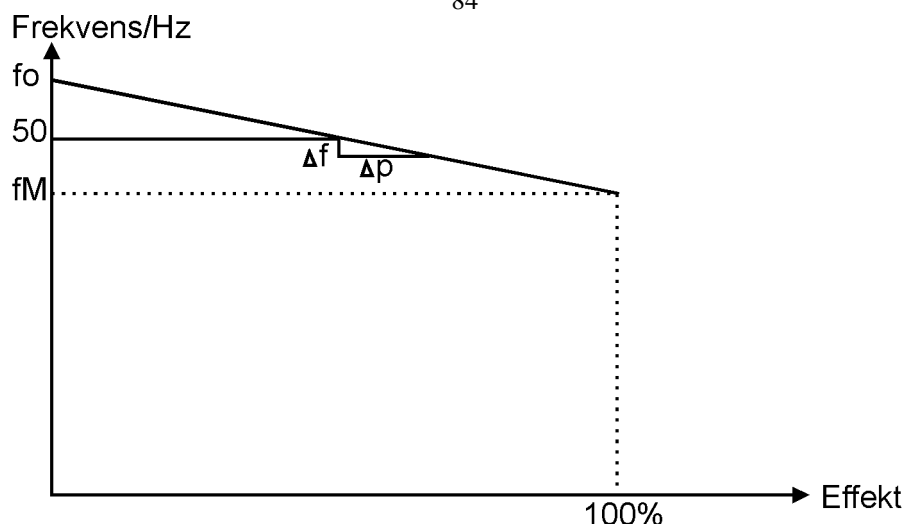
I relation til regulerstyrke anvendes ofte begrebet *statik*, som relaterer frekvensændring ved tomgang og fuldlast med den nominelle netfrekvens. Termiske kraftværksgeneratorer kører typisk med en statik på 6 %. Sammenhængen mellem statik og regulerstyrke er givet ved

$$\text{Regulerstyrke} = \frac{1}{\text{statik}} \cdot \frac{\text{max. effekt}}{\text{netfrekvens}} \quad [\text{MW} / \text{Hz}]$$

En stor regulerstyrke svarer altså til en lille statik og omvendt.

*Eksempel på primærreguleringens udførelse:*

Kraftværksblokke med synkrongeneratorer har omløbstallet bundet til den elektriske frekvens. Kraftværksblokke, som deltager i primærreguleringen, har derfor omdrejningstalregulering. På nedenstående Figur 7.2 vises karakteristikken for en regulering udført som en proportionalregulering, hvor der udelukkende ses på den statiske del. Det dynamiske indsvingningsforløb er negligeret.



**Figur 7.2** Karakteristikken for primærreguleringen udført som proportionalregulering. PM er anlæggets maksimale ydelse.

Hvis frekvensen ændrer sig fra  $f_o$  til  $f_M$ , vil kraftværksblokken regulere fra tomgang til fuld effekt. For anlægget gælder:

$$\begin{aligned} \text{statik} &= (f_o - f_M) / 50 \text{ Hz} \\ \text{regulerstyrke} &= PM / (\text{statik} * 50 \text{ Hz}) \end{aligned}$$

I Nordel samarbejdet udnytter man fordelene ved, at systemerne er sammenkoblet med vekselstrømsforbindelser på den måde, at deltagerne hver holder en aftalt andel af den samlede nødvendige samlede reguleringsreserve. Denne andel bliver for hver deltager mindre, end den reserve hver især skulle holde uden vekselstrømsforbindelserne.

Primær reguleringskapaciteten handles ikke på børsen (Nord Pool) og er ikke prissat, som sekundærreguleringen er det på balancemarkedet (regulermarkedet). Årsagen hertil er Nordelsamarbejdets form og organisering. Fordelingen af reguleringskrav på landene er baseret på aftaler og gensidig tillid. Hvis aftalerne ikke overholdes eller forudsætningerne for aftalerne ændres væsentligt, vil Nordelsamarbejdet sandsynligvis ophøre.

Det er samtidigt nødvendigt, at den eksisterende reguleringskapacitet er koordineret. Dels skal reguleringskapaciteten være rimeligt geografisk fordelt, dels skal reguleringsstyrken afstemmes. Hvis hele reguleringsstyrken placeres i en lille del af systemet f.eks. i vandkraftsystemet i det nordlige Norge og Sverige, så vil det kræve meget stærke forbindelser at kunne udnytte den. Ellers vil reguleringer medføre store problemer med at styre spændingen og dermed risiko for et systemsammenbrud. En geografisk spredning sikrer også, at der ikke forekommer ekstra store elektriske tab ved regulering. En afstemning af regulerstyrken mellem delområderne er nødvendig for at hindre u hensigtsmæssige reguleringer, der kan gøre systemet ustabil.

## **Sekundærreguleringen**

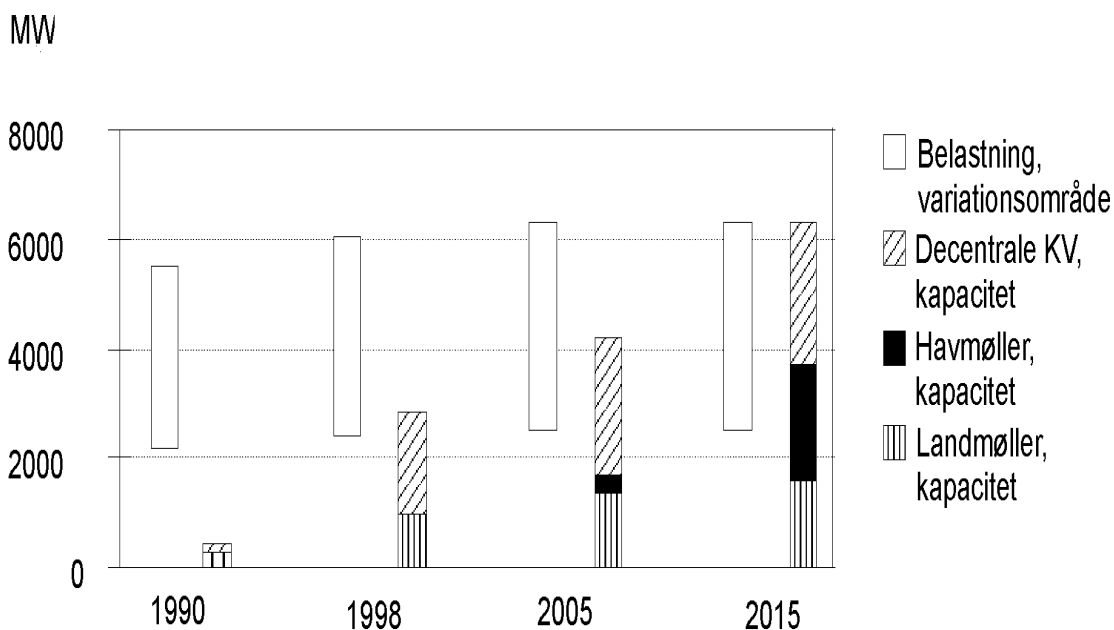
Sekundærreguleringen foregår manuelt i Danmark. Formålet er at udregulere opståede ubalancer indenfor 15 min, således at primærreguleringens reserver reetableres. Sekundærreguleringen sker i praksis ved, at det regionale kontrolcenter eller den systemansvarlige beordrer anlæg reguleret op eller ned, hvorefter kraftværkets eget kontrolpersonale udfører reguleringen. Det potentielle behov for reguleringskapacitet planlægges ud fra prognoser for elforbrug, varmbundet elproduktion, udveksling og ikke regulerbar elproduktion fra f.eks. vindmøller. Elproduktionen, forbruget og udvekslingen med udlandet overvåges konstant, således at afvigelser fra prognoser kan modsvares af regulering af den regulerbare elproduktion.

### 7.3 Vindproduktionens påvirkning af elsystemet

Vindproduktionen vil påvirke driften af elsystemet, idet vindproduktionen vil fortrænge elproduktion på centrale anlæg, som så standses. Det er netop disse anlæg, der har de bedste reguleringssegenskaber og –muligheder.

Det er forholdet mellem mængden af ikke-regulerbar produktionskapacitet i el-systemet og belastningens størrelse, der bestemmer, i hvor høj grad vindproduktionen påvirker det overordnede el-system. Til kategorien ikke-regulerbar produktionskapacitet hører også decentrale kraftvarmeværker (inkl. industrielle anlæg). Det må dog understreges, at en stor del af de decentrale kraftvarmeværker teknisk set har forudsætninger for at være regulerbare.

I Figur 7.3 er udviklingen i den ikke-regulerbare produktionskapacitet sammenlignet med udviklingen i belastningens størrelse. Prognosetallene for år 2005 stammer fra IRP97 . Prognosetallene for år 2015 er et kvalificeret skøn

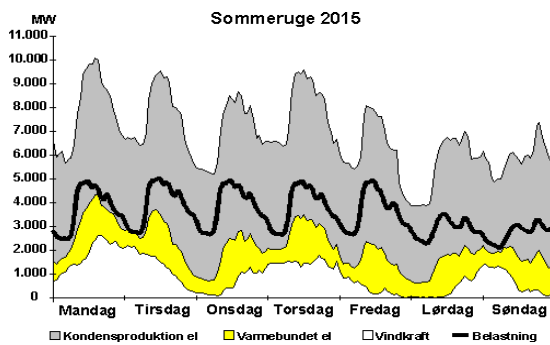


**Figur 7.3** Kapaciteten af ikke-regulerbar effekt sammenlignet med variationsområdet for belastningen 1990, 1998 samt Energi21- prognoser for år 2005 og 2015.

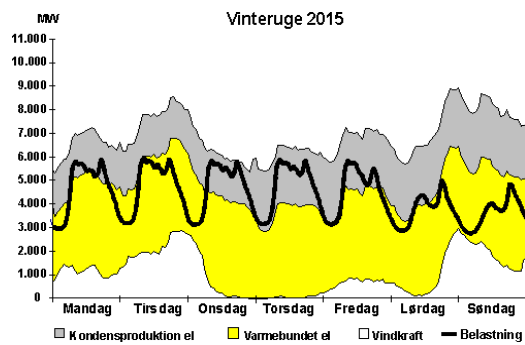
Det fremgår af Figur 7.3, at kapaciteten af den ikke-regulerbare produktion allerede i dag er på niveau med systemets samlede belastning i lavlastperioder (nat og weekender). I år 2005 er kapaciteten på niveau med systemets belastning i mellemlastperioder (sommerdage og vinteraftener) og i år 2015 er niveaut på højde med de største belastninger i systemet.

Det må derfor stå klart, at reguleringsopgaven i elsystemet anno 2005 og 2015 er radikalt forskellig fra reguleringsopgaven i elsystemet anno 1990.

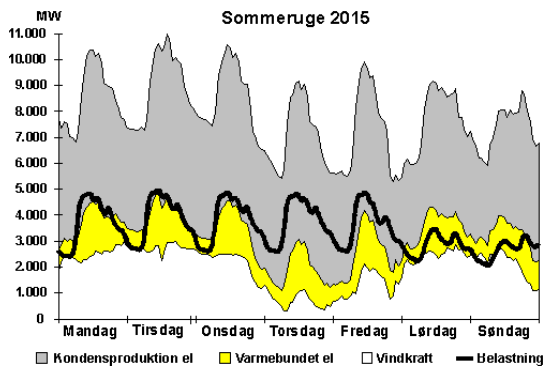
Figur 7.4 - 7.7 i viser sandsynlige produktionsfordelingerne en vinteruge og en sommeruge år 2015 med henholdsvis moderat vindproduktion og kraftig vindproduktion. Produktionsfordelingerne dækker hele Danmark.



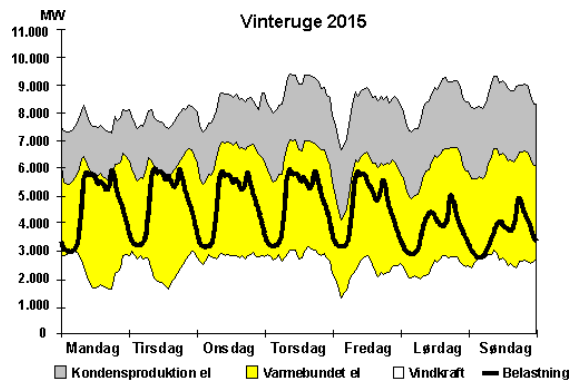
**Figur 7.4** Sommerproduktionsfordeling med moderat vindproduktion



**Figur 7.5** Vinterproduktionsfordeling med moderat vindproduktion



**Figur 7.6** Sommerproduktionsfordeling med kraftig vindproduktion



**Figur 7.7** Vinterproduktionsfordeling med kraftig vindproduktion

Vindkraften og produktionen på decentrale kraftvarmeværker vil fortrænge el produceret på centrale kraftvarmeværker og på kondensværker. Men en række af disse værker skal køre under alle omstændigheder, dels af hensyn til varmekunderne i de store byer og dels af hensyn til systemets overordnede reguleringssevne.

Denne reguleringsevne kan opdeles på krav som følge af samarbejdet i det nordeuropæiske system og krav som følge af effektgradienter (effektstigninger hhv. -fald) fra det ene kvarter til det næste. I de følgende afsnit beskrives disse krav.



## Effektreserver foranlediget af samarbejdet i et nordeuropæisk elsystem

Effektreserverne skal som omtalt tidligere anvendes til at sikre en stabil frekvens i de sammenhængende elsystemer. Der skal således være tilstrækkelig effektkapacitet og regulerstyrke til at udregulere de ændringer, som med rimelig sandsynlighed vil forekomme. I Nordelsystemet defineres dette som de dimensionerende hændelser, hvilket normalt er bortfald af største produktionsenhed, som er af størrelsesorden 1200 MW. Det dimensionerende tilfælde vil medføre et frekvensfald, som er omvendt proportionalt med systemets regulerstyrke. Det samlede krav til Nordels regulerstyrke er i dag ca. 6000 MW/Hz. Det dimensionerende udfald vil således bevirke et frekvensfald på:

$$\Delta f = \Delta P / \text{Regulerstyrke} = 1200 \text{ MW} / 6000 \text{ MW/Hz} = 0,2 \text{ Hz.}$$

I Nordel fordeles denne regulerstyrke mellem deltagerlandene i samme forhold som deltagernes elforbrug, og Sjællands bidrag udgør derfor ca. 250 MW/Hz. Denne del skal være tilstede i frekvensområdet 50 +/- 0,1 Hz. Hvorledes dette krav udvikler sig i fremtiden lader sig vanskeligt forudsige. Det afhænger af, om kravet fremdeles skal fastsættes ved uforpligtende aftaler eller om det f.eks. bliver en handelsvare på et internationalt marked. Det vil også afhænge af, om Danmark påfører det samlede system øgede vanskeligheder ved at opretholde en stabil frekvens. De følgende vurderinger baseres derfor på en vurdering af, om mulighederne for fremover at opfylde det gældende krav på 250 MW/Hz, dog med den tilføjelse at kravet gælder Danmark og ikke blot Sjælland.

Produktionssimuleringerne med SIVAEL for år 2005 viser hvorledes reguleringsforholdene påvirkes af den fluktuerende produktion. Forudsætningerne om et elmarked, hvor fluktuerende energi kan handles enten på spotmarkedet (døgnmarkedet) eller på balancemarkedet (regulermarkedet) sammenholdt med et krav om en rullende reserve på 5% i alle timer medvirker til at sikre en passende mængde reguleringsreserve i systemet. (Den installerede vindmølleeffekt udgør i simuleringerne ca. 1500 MW). Der er ved beregning af reguleringsstyrken antaget, at de centrale kraftværksblokke, som deltager i primærreguleringen alle har en statik på 6%. Tabel 7.4.1. viser beregningsresultatet.

Reguleringsforhold år 2005			
Opregeringskapacitet		Reguleringsstyrke ved 50 Hz	
MW	Timer	MW/Hz	Timer
<300	5687	<300	192
<250	4398	<250	149
<200	2177	<200	41
<150	1004	<150	40
<100	617	<100	3

**Tabel 7.1** Simuleringer af reguleringsforholdene i det danske elsystem, år 2005

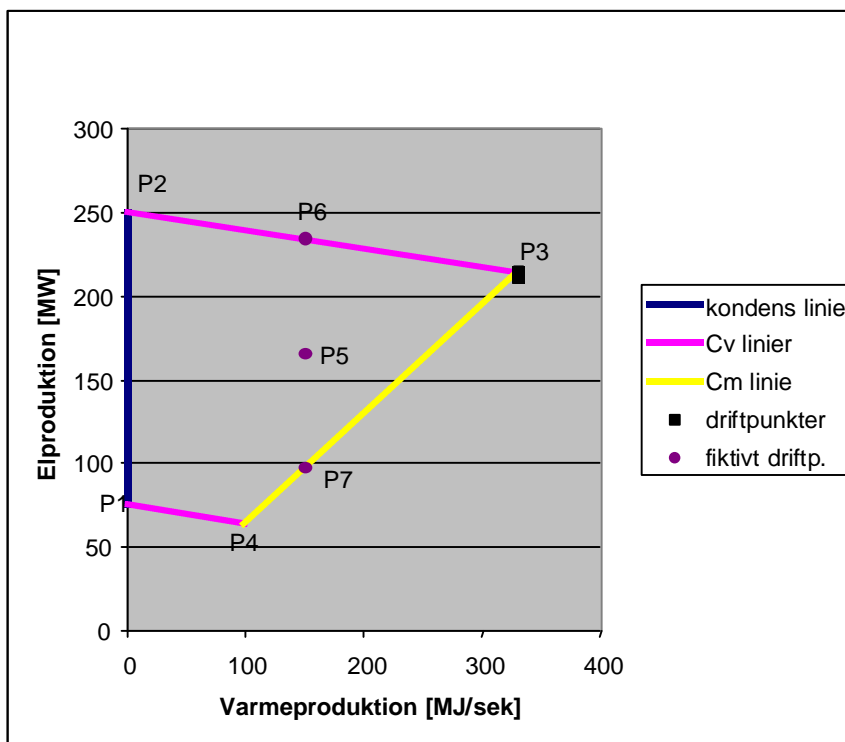
Reguleringskapaciteten er ikke jævnt fordelt på anlæggene i Danmark. En traditionel økonomisk lastfordeling lader de marginalt billigste anlæg producere maksimalt og kun det marginale anlæg producerer dellast. I SIVAEL simuleringerne udgøres reguleringskapaciteten således i mange timer næsten udelukkende af et enkelt anlæg. Den beregnede reguleringsstyrke er derfor meget optimistisk, idet mange anlæg producerer tæt på teknisk maksimum og derfor ikke har nogen praktisk reguleringsstyrke. At den samlede reguleringskapacitet findes på et enkelt anlæg gør driftsikkerheden meget sårbar overfor enkeltudfald af enten produktionsanlæg eller netdele. Det må derfor anses for nødvendigt med en større spredning af regulerreserven. Konsekvensen heraf vil blive stærke bindinger for de regulerbare anlæg, der indgår i den økonomiske lastfordeling og dermed øgede omkostninger og øgede miljøpåvirkninger.

Vurderes de simulerede produktionsfordelinger for år 2005 ud fra aftalerne i Nordel, da vil Danmark med en optimistisk vurdering af anlæggenes bidrag til regulerstyrken i 149 timer ikke kunne leve op til aftalerne om regulerstyrke. En pessimistisk vurdering, hvor bidragene fra alle anlæg, der er næsten helt udreguleret trækkes fra, bringer dette tal op på ca. 3000 timer. Det sidste vil være et brud på samarbejdsbetingelserne i Nordelsamarbejdet.

Beregningen af elsystemets regulerstyrke er baseret på SIVAEL simuleringerne, der time for time har lavet en optimal produktionsfordeling på alle elsystemets produktionsenheder under hensyntagen til blandt andet kraftvarmebehov og anlægsbegrænsninger. Disse produktionsfordelinger er efterfølgende analyseret for at bestemme opreguleringskapaciteten og regulerstyrken i hver time.

Det er i dag kun de store elværksejede produktionsanlæg, der deltager i frekvensreguleringen. Det er derfor i opgørelserne antaget, at det også gælder i beregningerne for år 2005, idet det kræver anlægsændringer for at bringe de øvrige anlæg i stand til at frekvensregulere. Ved opgørelsen af opreguleringskapaciteten og af regulerstyrken er der endvidere antaget, at frekvensreguleringen ikke kan ændre på kraftvarmeleveringen fra produktionsanlæggene inden for normale driftgrænser, ganske som det er tilfældet for anlæggene i dag. Endelig er der foretaget lineariseringer af kraftvarmeanlæggenes driftsområder (udtagsanlæg), for at forenkle modellerne.

Et stort elproduktionsanlæg har et arbejdsområde, som kan beskrives ud fra nedenstående Figur 7.8, hvor data svarer til Avedøreværkets blok 1.



**Figur 7.8: Arbejdsområde for et elproduktionsanlæg.**

De elproducerende anlæg kan opdeles i tre typer, som har forskellige arbejdsområder. Den ene type er kondensanlæg, som kun kan producere el og ikke kraftvarme. Deres arbejdsområde er indskrænket til den lodrette linie i figuren mellem P1 og P2. Den anden type er modtryksanlæg, hvor forholdet mellem el- og kraftvarmeproduktion er fast (= Cm). Det svarer til, at deres arbejdsområde er indskrænket den skrå linie mellem P4 og P3. Den tredje og sidste type er udtagsanlæg, som kan producere el og kraftvarme i et variabelt forhold. Deres arbejdsområde er hele området til højre for kondens linien, over modtrykslinien og mellem de to Cv linier, som er linien mellem P1 og P4 og linien mellem P2 og P3. Cv linierne er bestemt af den energi, der udnyttes til kraftvarmeproduktion i stedet for at lade turbinerne udnytte mest mulig energi til elproduktion. På virkelige anlæg er der ikke tale om rette linier men om ulineære kurver bestemt af dampens termodynamiske egenskaber og af turbinernes design.

Med de ovennævnte antagelser om frekvensregulering vil det betyde følgende:

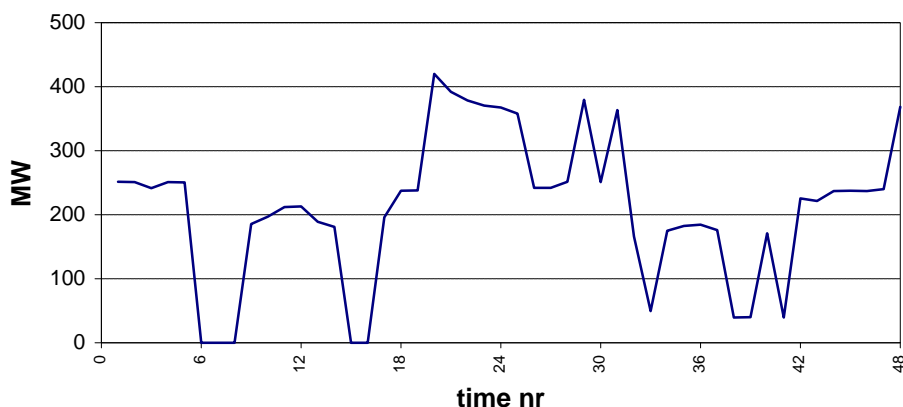
Et kondensanlæg kan udnytte hele intervallet fra sin aktuelle elproduktion til sin maksimale elproduktion til at frekvensregulere (op).

Et modtryksanlæg kan ikke frekvensregulere, da det vil medføre en ændret kraftvarmeproduktion.

Et udtagsanlæg kan udnytte hele sin frie elproduktionskapacitet til at frekvensregulere, uden at ændre sin kraftvarmeproduktion. Den frie elproduktionskapacitet kan i figuren findes som den lodrette afstand fra det arbejdsområde, hvori produktionsanlægget

befinder sig til den øverste Cv linie. I figuren er der vist 3 fiktive arbejds punkter, P5,P6,P7, som er markeret med små udfyldte citkler. Befinder udtagsanlægget sig i arbejds punktet P5, så er den frie opreguleringskapacitet = elproduktionen i P6 minus elproduktionen i P5. Den frie nedreguleringskapacitet er elproduktionen i P5 minus elproduktionen i P7.

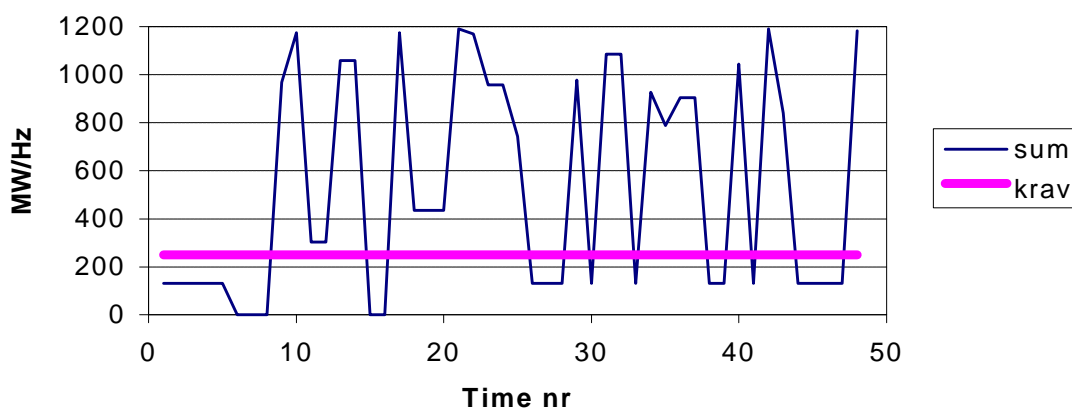
I dette afsnit betragtes de første 48 timer af det simulerede år 2005 for Avedøreværkets blok 1. Blokken er en moderne effektiv kulfyret kraftvarmeblok, og da de første 48 timer af 2005 er vinterdøgn, producerer værket maksimalt kraftvarme. I enkelte nattetimer reguleres ganske lidt ned, men det er uvæsentligt. Denne blok har ingen ledig opreguleringskapacitet i de 48 timer, idet kedelen er fuldt udreguleret. Samtlige elproduktionsanlæg har fået opgjort deres ledige opreguleringskapacitet, og i Figur 7.9 er den ledige opreguleringskapacitet summeret på denne måde. Anlæg, som ikke er i drift, er ikke indregnet. Det skyldes, at kun anlæg i drift og synkroniseret med elsystemet kan frekvensregulere.



**Figur 7.9** Elsystemets opreguleringskapacitet i de første 48 timer år 2005.

Som det fremgår af figuren er opreguleringskapaciteten lavest i de perioder, hvor systemet er ved at opregulere på grund af belastningsudviklingen (morgen gradienten og aften gradienten).

For de samme timer er regulerstyrken opgjort for alle anlæggene og summeret. Opgørelsen kan ses i Figur 7.10



**Figur 7.10 Regulerstyrken i de første 48 timer år 2005.**

Som det fremgår af figuren er der en række timer, hvor kravet om 250 MW/Hz ikke er opfyldt. Opgørelsen er selvfølgelig behæftet med en vis usikkerhed. Dels indeholder opgørelsen en lille fejl hidrørende fra lineariseringen af produktionsanlæggenes arbejdsområder. Fejlen kan både betyde, at der vises for meget regulerstyrke og, at der vises for lidt regulerstyrke. Dette skyldes en ikke helt nøjagtig beregning af den frie opreguleringskapacitet. Generelt må det nok siges, at opgørelsen af regulerstyrken er optimistisk, idet de fleste produktionsanlæg i praksis ikke kan frekvensregulere, når kedelproduktionen overstiger ca. 95% af maksimum.

Ud over de beregnede reguleringsreserver skal Danmark også kunne levere Störningsreserver. (Störningsreserver er generatoreffekt, der næsten momentant kan tages i drift i tilfælde af større driftforstyrrelser). Dette håndteres i det danske system med to tiltag. Det ene er overbelastningsevner i de store damp turbineanlæg. Det er udformet som mulighed for at bypasse mellemoverhedere, hvorved der kan trækkes større effekt ud af turbinerne. Omkostningen er et fald i virkningsgraden på anlægget. Det andet er bortkobling af fjernvarmelevering fra kraftvarmeproduktion på udtagsanlæg. Når fjernvarmeleveringen bortkobles, kan dampen i turbinerne udnyttes maksimalt til elproduktion. For et anlæg som Amagerværkets blok 3 betyder bortkobling af varmeproduktionen ved fuldlast, at turbinens effekt meget hurtigt stiger fra 213 MW til 250 MW. Disse störningsreserver er altså forbundet med betydelige ekstra omkostninger og betydelige ekstra miljøpåvirkninger, dersom de får stor/lang benyttelsestid.

### **Effektreserver foranlediget af effektgradienter fra vindmølleproduktionen**

Vindproduktionen vil være forbundet med en ikke uvæsentlig usikkerhed, idet vindproduktionen i dag ikke kan forudsiges tilstrækkeligt præcist hverken tidsmæssigt eller størrelsesmæssigt til at kunne indgå i driftsplanlægningen på lige fod med andre produktionsformer.

Det må dog antages, at prognosesystemer for vindkraft vil blive forbedret væsentligt i fremtiden, hvorved 12, 24 og 36 timers prognoser for vindkraftens energiindhold kan indgå i handlen på børsen og dermed i den egentlige driftsplanlægning.

Det vil imidlertid altid være vanskeligt at forudsige de effektgradierer, som opstår i vindproduktionen fra det ene kvarter til det næste.

Et forskningsprojekt, [ref. 7.1], vedr. forudsigelse af vindkraftproduktionen har vist, at effektvariationer i intervallet 0-5 minutter bedst kan karakteriseres som hvid støj. Der gælder endvidere, at variationer i området 5-15 minutter er særdeles støjfyldte og dermed af begrænset værdi i prognosesammenhæng. Konklusionen er således, at kortsigtede effektvariationer (0-15 minutter) reelt ikke kan forudsiges. Disse variationer skal via sekundærregulering, (se afsnit 7.2), modreguleres af udveksling på udlandsforbindelser eller på centrale produktionsanlæg evt. på dertil reserverede gasturbiner.

Effektgradienternes størrelse afhænger dels af vindmøllekapaciteten i systemet og dels af hvor geografisk spredt møllerne er fordelt i landet. Tabel 7.2 viser et eksempel, hvor mængden af vindkapaciteten er konstant (1000 MW), men hvor møllerne er integreret i systemet på tre forskellige måder:

1. Landmøller, møllerne er geografisk spredt over hele landet
2. Havmøllepark, møllerne er placeret på én lokalitet
3. Havmølleparker, møllerne er fordelt på tre lokaliteter

Tallene for effektgradierne er estimeret ud fra målinger på land- og kystnære vindmølleparker, se [ref. 7.2]. Da der ikke foreligger egentlige vindmålinger til havs, er de estimerede effektgradier for havmøller omgærdet med usikkerhed.

Hændelser pr. måned	Landmøller Geografisk spredte  MW/15min	Havmøllepark 1 lokalitet  MW/15min	Havmølleparker 3 lokaliteter  MW/15min
6	≥ 84	≥ 300	≥ 150
30	≥ 54	≥ 180	≥ 100
60	≥ 46	≥ 150	≥ 85

**Tabel 7.2** Effektgradienternes numeriske størrelse for tre forskellige implementeringer af 1000 MW vindkraft. Gradierne er ligeligt fordelt på op- og nedreguleringer.

En geografiske spredning reducerer effektgradienternes størrelse betydeligt - gradierne for landmøller udgør kun godt 30 % af gradierne fra én havmøllepark. Fordeles havmøllerne på tre lokaliteter fremfor én, reduceres effektgradierne til det halve.

Det er imidlertid kombinationen af land- og havmøller der har betydning for indflydelsen på det overordnede system. I Tabel 7.3 er effektgradienternes størrelse og

hyppighed estimeret for to fordelinger af land- og havmøller. Til sammenligning er estimerede gradienter på belastningen indført i samme skema.

Hændelser Pr. måned	Landmøller 1500 MW Havmøller 2000 MW	Landmøller 1500 MW Havmøller 4000 MW	Belastning på 6500 MW (opregulering)
	MW/15min	MW/15min	MW/15min
6	≥ 370	≥ 690	≥ 500
30	≥ 240	≥ 440	≥ 420
60	≥ 200	≥ 360	≥ 350

**Tablet 7.3** Effektgradienternes numeriske størrelse for to fordelinger af landmøller (geografis spredte) og havmøller (fordelt på 3 lokaliteter). Desuden er tilsvarende gradienter for den samlede belastning i Danmark medtaget.

Af Tabel 7.3 fremgår det, at 1500 MW landmøller og 2000 MW havmøller (Situationen år 2015 i [ref. 7.3] ) giver anledning til effektgradienter i systemet  $\geq 370$  MW 6 gange om måneden. Det er sammenligneligt med tilsvarende gradienter i belastningen - men der er forudsigeligheden til forskel på de to tal.

Medens tidspunktet for store belastningsgradienter altid indtræffer på samme tidspunkt om morgenen, vil effektgradienterne fra vindmøllerne forekomme uregelmæssigt. Det stiller helt andre krav til beredskabet. Elsystemet skal også kunne modsvare reguleringen de morgenstunder, hvor belastningen stiger **samtidig** med, at vindproduktionen aftager.

Sammenholdes effektgradienter fra vindmøller med effektgradienter som følge af utilsigtede udkoblinger af centrale kraftværker er forskellen også tydelig. I det jyskfynske område oplevede man godt 40 udkoblinger i hele 1997. 5 af disse udkoblinger resulterede i effektgradienter  $> 300$  MW. Hovedparten af udkoblingerne medførte effektgradienter under 200 MW. Utilsigtede udkoblinger af havmølleparker vil sandsynligvis medføre større gradienter, idet parkerne er større end de største centrale kraftværker (ca 640 MW) i systemet.

Uforudsigeligheden i effektgradienter fra vindmølleproduktionen har hidtil kun haft begrænset indflydelse på elsystemets reservation af reserver. I år 2005 og 2015 vil disse gradienter nå et omfang, hvor den systemansvarlige må reservere særlige reguleringsressourcer til sekundærregulering i systemet.

Uforudsigeligheden i effektgradienter fra vindmøller betyder desuden, at de systemansvarlige virksomheder i en eller anden udstrækning må reservere en del af transmissionsnettets og udlandsforbindelsernes kapacitet som stand-by kanaler for den fluktuerende produktion. En form for aktiv styring af effektgradienter fra havmølleparker må overvejes som et alternativt værktøj for den systemansvarlige.

## 7.4 Dimensionering af et el-system med stor vindmølleeffekt

Dimensioneringen af elsystemer med stor vindmølleeffekt vil omfatte tre væsentlige parametre.

Det første er **kravet til regulerstyrke**. Dette bestemmes i dag af det dimensionerende udfald. Ved meget store mængder af vindkraft i systemet vil kravene til det øvrige system stige betydeligt. Fastholdes at elforbrug kun reguleres som sidste nødvendige mod systemsammenbrud (i dag findes planer for lastbortkobling ved ekstreme frekvensfald), da vil det være nødvendigt at kommende grundlastanlæg til kraftvarmeproduktion dels får meget større regulerstyrke end nutidens anlæg, dels at de ikke udreguleres som følge af den økonomiske lastfordeling.

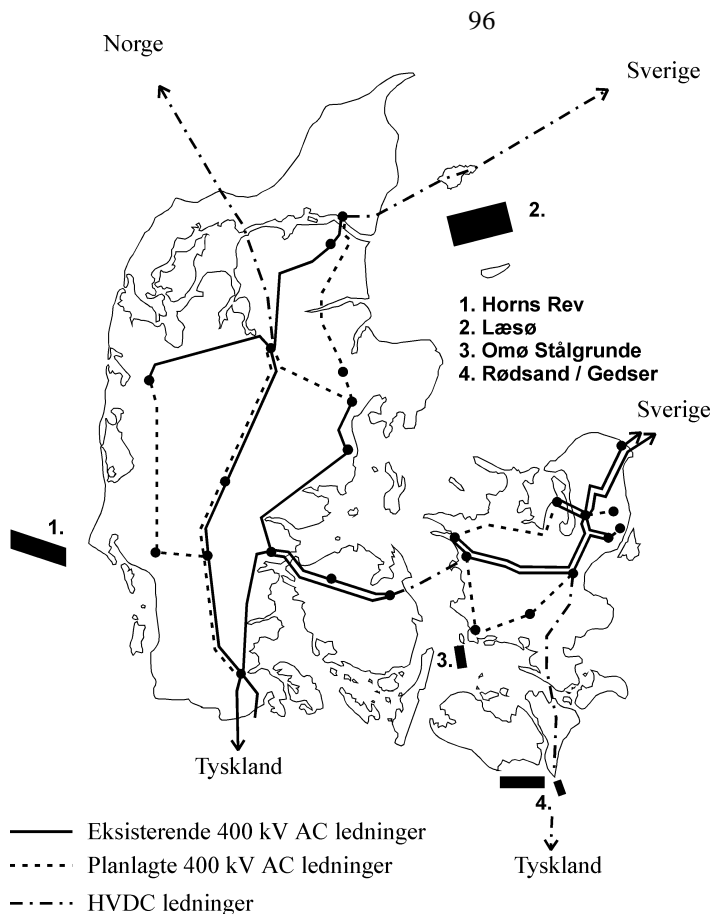
Det næste er **kravet til rullende reserve**. Dette krav bestemmes i dag bl.a. af det dimensionerende udfald. Ved meget store mængder vindkraft i systemet vil det i stedet være kravet om at kunne udregulere (sekundær regulering) gradienterne i vindproduktionen. Den rullende reserve kan til en vis grad erstattes af hurtigt startende anlæg, som sandsynligvis vil have en lavere virkningsgrad end de centrale grundlastenheder, som de erstatter.

Det sidste er **kravet til transmissionsnettets overføringsevne**. Dette bestemmes i dag af det dimensionerende udfald, hvor der tages hensyn til både stabile driftsforhold og til anlægssikkerheden. Ved store mængder vindkraft i systemet kan det blive vindproduktionens variationer kombineret med de regulerbare anlægs regulerstyrke, som sætter kravene til transmissionsnettets overføringsevne.

Ikke-regulerbar produktion lægger umiddelbart beslag på større kapacitetskanaler i transmissionsnettet end regulerbar produktion, dels på grund af uforudsigelige effektgradienter og dels på grund af at produktionen af el i Danmark er større end forbruget. Jo større den ikke-regulerbare effekt i systemet er, des større kapaciteter må den systemansvarlige reservere/friholde i transmissionsnettet og på samarbejdsforbindelser til udsving i den ikke-regulerbare kraft. Det betyder, at kapaciteten på samarbejdsforbindelser og på hovedledninger i transmissionsnettet ikke kan udnyttes i samme udstrækning, som tilfældet er i et elsystem med overvejende regulerbar produktion.

Integration af den langsigtede udbygning af havmøller, kræver udbygninger i 400 kV nettet. På Figur 7.11 er de langsigtede planer for 400 kV nettet i Danmark skitseret - disse planer er opstillet uafhængigt af havmøllehandlingsplanen [ref. 7.3].





**Figur 7.11** Netkort over langsigtet struktur for 400 kV nettet i Danmark

Igangværende og kommende undersøgelser skal vise, hvorledes havmøllerne tilsluttes transmissionsnettet, og i hvilken takt behovet for udbygninger i transmissionsnettet vil indfinde sig. I disse undersøgelser vil alternativer og supplementer til udbygninger også blive bedømt.

Der findes eksempelvis alternative reguleringsprincipper til frekvensbetinget proportionalregulering i vekselstrømssystemer. I systemer som UCPTE og i USA er udvekslingsbetingede reguleringsformer vidt udbredte. De erstatter ikke den frekvensbetingede regulering, men de supplerer dem. Meget kort er disse metoder baseret på målinger af udvekslingen via forbindelserne til de øvrige systemer. Denne type regulering er især fremherskende, hvor omkostningerne ved ikke at overholde snævre grænser for aftalt udveksling er meget store, eller i meget store systemer, hvor frekvensændringerne ved udfald, der truer systemsikkerheden er så små, at de er vanskelige at detektere/måle hurtigt nok. Det kan blive nødvendigt for Danmark at implementere denne type reguleringsform, dersom omverden ikke kan tolerere, at der kommer for store variationer i den danske elproduktion. Reguleringsformen kræver, at der altid er tilstrækkeligt med regulerstyrke og kapacitet internt i det system, som reguleres.

Det vil i sidste ende være en samlet afvejning af systemets egenskaber, som er bestemmende for dimensioneringen af elsystemet. Der vil være behov for, at det danske elsystem udadtil har samme eller bedre egenskaber for at overholde forpligtelserne over

for samarbejdspartnere. Dette gælder uanset om fremtidens elmarkeder giver mulighed for at købe de ydelser, som indtil i dag er blevet håndteret med frivillige aftaler eller andre aftaleformer.

### **7.5 Sammenfatning af drifttekniske konsekvenser**

Denne delundersøgelse har vist, at der ved integration af store mængder vindkraft i det danske elsystem opstår problemer med at opretholde den regulerkapacitet og regulerstyrke, som er nødvendig for at opfylde de aftaler, der sikrer dansk deltagelse i Nordelsamarbejdet. Konsekvenserne heraf er, at der skal tilvejebringes ny regulerstyrke og kapacitet, enten ved køb i udlandet (hvis muligt) eller ved etablering i Danmark.

På grund af vindkraftens fluktuerende elproduktion er det meget sandsynligt, at behovet for regulerkapacitet og regulerstyrke i det danske system vil stige i takt med den installerede vindkrafteffekt. For at fastlægge dette behov er det nødvendigt med yderligere detaljerede studier af reguleringsforhold og dynamisk stabilitet for det danske elsystems samspil med udlandet, hvorfor det ikke her er forsøgt at fastlægge omfang og omkostninger herved.

Undersøgelsen er suppleret med en gennemgang af de grundlæggende egenskaber i elsystemer, som er årsagen til behovet for regulerkapacitet og regulerstyrke. Det er hensigten at denne gennemgang skulle lette forståelsen af, at ændringer i det danske system vil påvirke det samlede elsystem i Nordeuropa, hvorfor Danmark må opfylde sin del af samarbejdsbetingelserne for at deltage i et elsamarbejde. Disse samarbejdsbetingelser er i dag ikke økonomisk synlige, da de er styret af aftaler uden direkte økonomisk indhold. Dette vil nok ændre sig i fremtiden, hvor elsamarbejde i stigende grad erstattes med elmarkeder.

Eltransmissionssystemer har begrænsede overføringsevner, hvorfor der er grænser for størrelsen af de regulerstyrker, der kan handles hen over f.eks. landegrænser. Der skal derfor ske en udvikling/udbygning af såvel markedsmekanismer som de tekniske eltransmissionssystemer, for at kunne integrere meget store mængder vindkraft, hvis vindkraften skal kunne udnytte elmarkederne via udlandsforbindelser.

## 8. Vindproduceret el på markedet

I dette kapitel er analyseret konsekvenserne for vindkraft af et frit elmarked. Det er her forudsat, at vindenergi skal konkurrere på lige fod med andre elproduktionsanlæg på en elbørs. Da forudsigeligheden af vindkraften kan spille en betydelig rolle for prisen på den vindgenererede elektricitet afsat på elmarkedet, har prædiktionen af vindkraft fået en speciel grundig behandling i dette kapitel, afsnit 8.2.2. Der gennemføres endvidere en analyse af totaløkonomien for havmøller, afsnit 8.2.3.

### 8.1 Forudsigelse af elproduktion fra vindmølleparker

Der har været arbejdet med modeller til forudsigelse af elproduktionen fra vindmølleparker i elværksregi det meste af 1990'erne. Arbejdet er foregået separat øst og vest for Storebælt.

#### 8.1.1 Modeller til forudsigelse af vindkraftproduktionen

##### Øst for Storebælt

Risø har udviklet et modelkompleks til 36 timers forudsigelse af de lokale vindressourcer og energiproduktionen for en vindmølle eller en vindmøllepark. Udviklingen er sket i et projektsamarbejde med Dansk Meteorologisk Institut (DMI) og ELKRAFT (ref. 8.1).

DMIs prognosemodel HIRLAM kombineret med en statistisk metode beregner de globale vindressourcer for de næste 36 timer. Risø anvender Wasp<sup>6</sup> og Park<sup>7</sup> til at beregne de lokale vindressourcer og energiproduktionen for de næste 36 timer.

Siden begyndelsen af 1997 har DMI to gange i døgnet sendt en 36 timers HIRLAM vindressource forudsigelse på internettet. Prognosen indeholder 12 forudsigelser - en forudsigelse for hver 3. time. DMI-prognosen behandles med RISØs modeller, så man får de lokale 36 timersforudsigelser.

Den seneste udvikling er, at HIRLAM-prognosen er udvidet, således at forudsigelsen nu er 48 timer. Risø modelkomplekset er p.t. under videreudvikling, således at modellen bliver forbedret i starten af forudsigelsesperioden.

##### Vest for Storebælt

Modelarbejdet i Jylland-Fyn startede i 1989 i form af et to-årigt projekt med offline-analyser af 1-minut målinger af vindhastighed, vindretning og produktion fra syv

<sup>6</sup> Wasp: European Wind Atlas. Metoden er beskrevet i ref. 8.5.

<sup>7</sup> Park: Model til beregning af vindmøllers produktion i vindmølleparker. Udgør en integreret del af Wasp-modelpakken udviklet af Risø.

vindmølleparker i kombination med vindforudsigelser fra Vejr tjenestecenter Karup (ref. 8.2).

I perioden 1992-95 udarbejdede Institut for Matematisk Modellering (IMM) i samarbejde med ELSAM og SEP i Holland en model til forudsigelse af vindkraftproduktionen, baseret på online målinger hvert 5. minut af vindhastighed og produktion fra syv vindmølleparker. Programsystemet, benævnt WPPT (Wind Power Prediction Tool), leverede 36-timers prognoser for den samlede vindkraftproduktion i Jylland-Fyn. Programsystemet blev taget i brug i ELSAMs kontrolrum i efteråret 1994 (ref. 8.3).

Det viste sig hurtigt, at WPPT var i stand til at levere fornuftige prognoser inden for korte tidshorisonter (0-12 timer), mens kvaliteten af prognoser med længere horisonter (12-36 timer) var begrænset. På den baggrund blev der iværksat en forundersøgelse, der skulle belyse gevinsten ved at inkludere meteorologiske forudsigelser i modellen (ref. 8.4).

Forundersøgelsen viste positive resultater og på den baggrund blev der iværksat et nyt projekt i begyndelsen af 1996 med henblik på videreudvikling af WPPT<sup>8</sup>. Registreringsomfanget blev udvidet til at omfatte 14 vindmølleparker med 5-minutters online-målinger af vindhastighed, vindretning, temperatur og vindkraftproduktion. DMI leverer 48 timers forudsigelser af vindhastighed, vindretning og temperatur for hver af de 14 lokaliteter. DMI/HIRLAM-prognoserne opdateres hver 6. time og sendes via internet.

En foreløbig version af programsystemet WPPT-2 blev installeret i Eltra og ELSAMs kontrolrum i november 1997. Baseret på online registreringer og DMIs meteorologiske forudsigelser, beregner modellen for hvert 30. minut en prognose for samlet vindkraftproduktion i Jylland-Fyn, der rækker 36 timer frem. De statistiske værktøjer i modellen er p.t. under videreudvikling, og projektet afsluttes med en rapport ultimo 1998.

### 8.1.2 Hidtidige erfaringer med forudsigelsesmodellerne

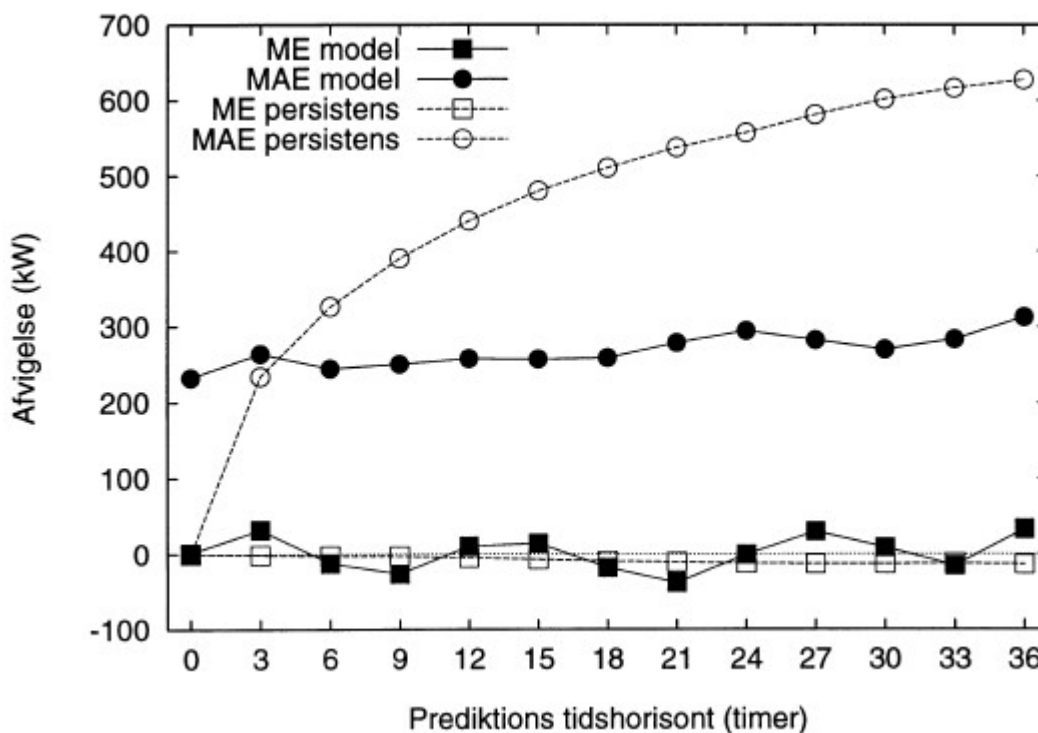
Når nye modeller til forudsigelse af vindhastighed og vindkraftproduktion skal vurderes, er det sædvanen at tage udgangspunkt i den såkaldte persistensmodel. Persistensmodellen antager, at vindhastigheden i den umiddelbare fremtid (her: de næste 36 timer) vil være identisk med vindhastigheden i nuet.

#### **Øst for Storebælt**

I ref. 8.1 er der lavet en undersøgelse, hvor Risø modelkomplekset er sammenlignet med persistensmodellen. Undersøgelsen er lavet for Kyndby vindmøllepark ved at sammenligne forudsigelsen med den aktuelle produktion for vindmølleparken. Vindmølleparkens installerede effekt er 3,78 MW.

<sup>8</sup> Et samarbejdsprojekt mellem IMM, Eltra og ELSAM. Projektet er delvist EU-finansieret (under Joule 3-programmet). EU-samarbejdet er koordineret af Risø og inddrager også DMI, ELKRAFT, NESÅ m.fl.

På Figur 8.1 er vist fejlen i kW for de to modeller som funktion af prognosehorisonten. Som det kan ses, er den absolutte middelfejl (MAE) for Risø modelkomplekset næsten konstant i hele perioden og under 10% af den installerede effekt. Som det også kan ses på figuren, kommer den absolutte middelfejl i persistensmodellen op i nærheden af 20% af den installerede effekt. .



**Figur 8.1: Sammenligning af ydeevnen for henholdsvis Risø-modellen og persistensmodellen. Firkanterne er middelfejl og cirklerne er absolutte middelfejl. Vindmøllepark med 3,78 MW installeret effekt.**

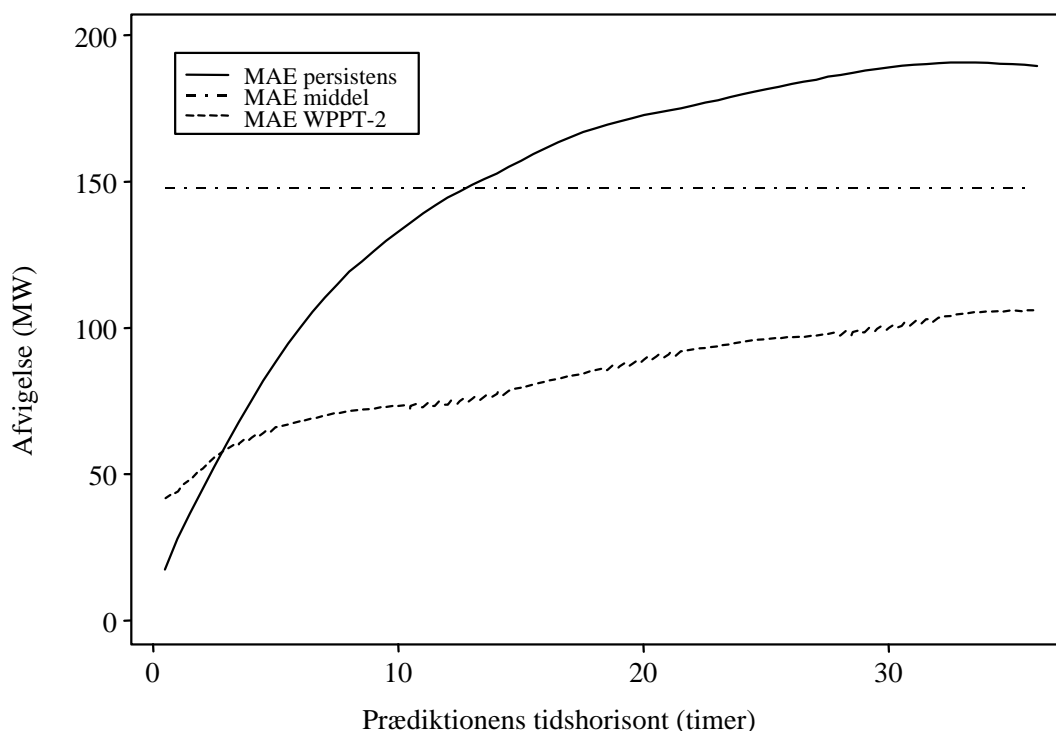
Fejlen kan også udtrykkes som en procentdel af den leverede energi ved anvendelse af benyttelsestiden. Er den absolutte middelfejl således 10% af den installerede effekt og benyttelsestiden på 3000 timer, er der i middel  $(8760/3000) \cdot 10\% = 29,2\%$  af energien, der afviger fra prognosen.

I den videre udvikling af Risø-modellens nøjagtighed pågår et arbejde med bl.a. at kombinere persistensmodellen med den eksisterende Risø-model. Endvidere indgår i Risøs arbejde med det numeriske vindatlas satellitdata med henblik på bestemmelse af bl.a. landruhed og ruheden på havet. Ruheden over vand er bl.a. afhængig af vindhastigheden. Ruhedsbestemmelse på havet forventes også at kunne indgå i forudsigelsesmodellerne for vindressourcerne, idet en sådan ruhedsbestemmelse forventes at kunne give en større nøjagtighed, end det der kan opnås med de eksisterende modeller. Risø forventes i sommer 1998 at påbegynde et forprojekt med henblik på at afklare, hvorledes også satellitmålte havruheder kan indgå i forudsigelsen af vindressourcerne.

Det forventes at forudsigelsen af energiproduktionen kan forbedres betydeligt gennem en fortsat forsknings- og udviklingsindsats bl.a. ved f.eks. inddragelse af løbende satellitbaserede målinger af havruheden.

### Vest for Storebælt

Den nuværende version af WPPT-2 har været i online drift i kontrolrummene hos ELSAM og Eltra siden begyndelsen af november 1997. De hidtidige erfaringer vedrørende forudsigelsernes nøjagtighed er resumeret i nedenstående Figur 8.2. Foruden persistensmodellen er middelværdimodellen inddraget som sammeligningsgrundlag. Middelværdimodellen antager, at den fremtidige elproduktion fra en gruppe vindmøller vil være konstant lig den observerede middelværdi af vindkraftproduktionen.



Figur 8.3: Sammenligning af prognosemodeller, baseret på data for samlet vindkraftproduktion i Jylland-Fyn i perioden 17.12.97-20.3.98. Den totale installerede vindkapacitet i perioden er ca. 870 MW.

Som det ses af figuren, klarer WPPT-2 sig bedre end persistens- og middelværdimodellen for alle forudsigelsestidshorisonter større end tre timer. For forudsigelser 36 timer frem er den forventede absolutte fejl (MAE) for WPPT-2 reduceret med knap 50% målt i forhold til persistensmodellen og med knap 30%, hvis der sammenlignes med middelværdimodellen.

En anden vigtig erfaring fra brugen af WPPT-2 er fordelene ved at give operatørerne et overblik over den øjeblikkelige meteorologiske situation i forsyningsområdet. Det giver operatørerne bedre mulighed for at forstå og vurdere de modelskabte prognoser.

### 8.1.3 Konklusion

Det er den sammenfattende vurdering øst og vest for Storebælt, at kombinationen af meteorologiske forudsigelser, registreringer fra udvalgte vindmølleparker og statistiske metoder med fordel kan bindes sammen. Herudfra kan designes operationelle programsystemer, som er i stand til at forudsige elproduktionen fra vindmølleparker med langt større sikkerhed end erfarent driftspersonale har mulighed for.

Til bestyrkelse af udsagnet kan nævnes, at programsystemet WPPT har været i løbende drift hos Eltra og ELSAM i mere end et halvt år. Prognoserne benyttes direkte som grundlag for bl.a. lastfordeling og handelsdispositioner. Prognosekvaliteten vurderes løbende af kontrolrumspersonalet og karakteriseres som meget god.

## 8.2 Værdien af vindkraftproduceret el

I det følgende betragtes dansk vindkraft som en aktør med adgang til den forudsatte nordeuropæiske elbørs.

Det undersøges, hvad vindkraft vil kunne handles til på denne børs, afsnit 8.2.2. Endvidere ses der nærmere på den havplacerede vindkrafts økonomi, år 2005, hvor havmøllernes dækningsbidrag undersøges i relation til elbørsen, afsnit 8.2.3. Analysen forudsætter, at hele produktionen fra dansk vindkraft handles på elbørsen.

### 8.2.1 Omkostninger på grund af vindkraftens begrænsede forudsigelighed

Følgende forhold er af central betydning for fastlæggelse af omkostninger på grund af vindens begrænsede forudsigelighed:

- Den relative andel af vindenergien, der kan forudsiges - eller omvendt, den andel, der ikke kan forudsiges. Ifølge afsnit 8.1.2 ligger andelen af vindenergien, der ikke kan forudsiges med dagens prognoseværktøjer på omkring 30-40% af energien. Prisforholdene på børsens balancemarked (regulermarked) for den ikke forudsete vindenergi afhænger af disse mængder, af størrelsen af den øvrige del af balancemarkedet, og af prisrelationerne.
- Afregningsprincipper for balancekraften på børsen. Der er en række muligheder, jævnfør afsnittene 4.4.4 - 4.4.5. Udgangspunktet for beregningerne er den norske model, der stiller vindkraften relativt gunstigt.
- Transmissionsomkostninger. Afhængig af, hvorledes transmissionsomkostninger forudsættes fordelt på de forskellige dele af vindenergien (på middelværdien og på fejlprognoserne i henholdsvis positiv og negativ retning), vil den fejlprognosticerede del opleve en relativt større eller mindre ekstraomkostning.

- Udmeldingsstrategi. Det er ikke givet, at den bedste mængde vindkraft at udmelde til salg på spotmarkedet (døgnmarkedet) er den forventede produktion. Således er bl.a. afregningspriserne ulineære, jævnfør f.eks. Figur 6.13

CO<sub>2</sub>-skyggepriserne influerer på børsens prisniveau, og beregningerne er gennemført henholdsvis uden afgift ( case1) og med en fælles afgift på 100kr/ton ( case2) i det betragtede nordeuropæiske område. For hvert case opdeles prisforudsætningerne yderligere ved en opdeling på årstyperne normalår, vådar og tørår. Forudsætningerne lagt til grund for disse priser på børsens spotmarked år 2005 er beskrevet i afsnit 4.4.

## 8.2.2 Prædiktionens betydning for mængde og pris på børsen

### *Vindkraft og børsens balancemarked*

Spotpriserne i børsområdet, Nordeuropa, ændres ikke som følge af vindkraftens variationer. Derimod forudsættes børsens balancepriser at afhænge bl.a. af vindkraftens behov for regulering (jvf. Figur 4.7).

Priserne på balancemarkedet beregnes i ES<sup>3</sup>-modellen ud fra en estimeret relation for balanceprisen, der er baseret på data fra Nordpool (jvf. afsnit 6.3). Relationen udtrykker balanceprisen som funktion af prisen på spotmarkedet i timen og den samlede mængde (netto), som balancemarkedet vil skulle regulere i timen. Prisen på elbørsens balancemarked afhænger således af mængden, der skal reguleres.

De beregnede priser, som vindkraften og markedets øvrige aktører opnår ved salg på balancemarkedet, og som aktørerne må betale ved køb på balancemarkedet, er baseret følgende forudsætning om de samlede mængder omsat på balancemarkedet. I den givne time vil børsens balancemarked skulle balancere en samlet mængde, der er lig med summen af:

1. Den samlede netto-mængde (regnet med fortegn) der reguleres på balancemarkedet eksklusive fejl-prædikteret dansk vindkraft.  
Faktisk omsat mængde på balancemarkedet på Nord Pool i året nov. 1996 - nov. 1997 er i beregningerne valgt som forudsætning for år 2005 (jvf. afsnit 6.3).
2. Fejl-prædikteret dansk vindkraft år 2005 (regnet med fortegn).

Mængderne omsat på balancemarkedet uden vindkraft er af nogenlunde samme størrelsesorden eller mindre end de mængder, der kan optræde som følge af fejl-prædikteret dansk vindkraft (jvf. Figur 6.12). Balanceprisen er derfor betydeligt korreleret med vindkraften, der skal reguleres.



### *Vindkraft og udmelding til elbørsen*

Vindkraft-aktøren udmelder forventet elsalg til børsens spotmarked (12-36 timer før leverancen) ligesom alle øvrige elproducenter i børsområdet. For den udmeldte og siden leverede elproduktion opnår vindkraft-aktøren børsens spotpris.

Vindkraft-aktøren har imidlertid vanskeligt ved at forudsige (prædiktere) vindkraftproduktionen præcist.

Udmeldes til spotmarkedet en større leverance end der faktisk blev produceret i en given time, så må vindkraft-aktøren i princippet købe den manglende el ind på børsens balancemarked, og levere mængden videre til spotmarkedet, for at kunne overholde sin aftale om leverance på elbørsens spotmarked. Er omvendt den faktiske produktion i timen større end den udmeldte leverance til spotmarkedet, så kan vindkraft-aktøren ikke sælge merproduktionen på børsens spotmarked. Merproduktionen må sælges på børsens balancemarked.

Der ses i det følgende på prædiktionens betydning for den afregningspris, som vindkraft kan afsættes til på den forudsatte elbørs. Tre situationer betragtes for vindkraft-aktørens forudsigelse af produktionen:

1. I alle årets timer forventes samme produktion, middelproduktionen. Produktionen forventes at svare til årsgennemsnittet fra møllebestanden.  
(Her betegnet: "*Uden prædiktion*").
2. Produktionen forventes at være den samme som middelproduktionen over de seneste 24 timer.  
Ved denne forudsætning vil knapt 50% af vindenergien skulle handles på balancemarkedet (ud over de 100%, der handles på spotmarkedet).  
(Her betegnet: "*Persistens*").
3. Prædiktionsmetode, der giver forudsigelser, som medfører, at ca. 20% af den årlige produktion på vindkraft vil være fejl-prædikteret. Dette samtidig med, at nettoomsætningen på balancemarkedet (salg - køb i mængde) er lav.  
Ved denne forudsætning vil ca. 20% af vindenergien skulle handles på balancemarkedet (ud over de 100%, der handles på spotmarkedet).  
(Her betegnet: "*Ca. 20% fejl-prædikteret*").

Vindkraft-aktøren forudsættes i det følgende at udmelde netop den prædikterede produktion til elbørsens spotmarked. Konsekvenser af disse forudsætninger undersøges, hvad angår vindkraftens afregningspriser på elbørsen.

## Afregningspriser på dansk vindkraft på elbørsen år 2005

Vindkraftens salgspriser på børsen er vist i nedenstående Tabel 8.1. De viste priser er årgennemsnit, som er beregnet via simulering af vindkraftproduktionen i samspil med elbørsen på timebasis. I de beregnede priser er fraregnet omkostninger til eltransmission på 20 kr/MWh for al salg af el til børsen (jvf. Bilag C).

For hver af de betragtede prædiktionsmetoder er vindkraftens realiserede salgspriser beregnet under case1 (uden CO<sub>2</sub>-afgift) og case2 (med CO<sub>2</sub>-afgift) forudsætninger for elbørsens prisniveau. Beregningerne er endvidere opdelt på børsprisforudsætninger for normal-, våd- og tørår.

**Tabel 8.1 Beregnede årgennemsnit for priser opnået på elbørsen for dansk vindkraft i alt år 2005.**

Vindkraft og elbørsen: År 2005      Vindkraft: 1682 MW	El-prisforudsætninger: Norge syd					
	Case 1: 0 kr/ton CO <sub>2</sub>			Case 2: 100 kr/ton CO <sub>2</sub>		
	Normal	Våd	Tør	Normal	Våd	Tør
Års-type:	kr/MWh			kr/MWh		
<b>1: "Uden" prædiktionsmetode</b>	kr/MWh			kr/MWh		
Årsmidlede priser på børsen:						
Salg til spotmarkedet	<b>173</b>	<b>102</b>	<b>226</b>	<b>265</b>	<b>156</b>	<b>314</b>
Salg til balancemarkedet	149	97	193	235	161	275
Køb på balancemarkedet	223	140	280	316	187	369
<b>Årsmidlet salgspris</b>	<b>144</b>	<b>85</b>	<b>192</b>	<b>233</b>	<b>146</b>	<b>277</b>
<b>2: Persistens</b>	kr/MWh			kr/MWh		
Årsmidlede priser på børsen:						
Salg til spotmarkedet	<b>175</b>	<b>114</b>	<b>224</b>	<b>267</b>	<b>177</b>	<b>312</b>
Salg til balancemarkedet	154	92	205	241	148	287
Køb på balancemarkedet	224	157	277	317	217	365
<b>Årsmidlet salgspris</b>	<b>159</b>	<b>99</b>	<b>207</b>	<b>249</b>	<b>161</b>	<b>293</b>
<b>3: "Ca. 20 % fejl-prædikteret"</b>	kr/MWh			kr/MWh		
Årsmidlede priser på børsen:						
Salg til spotmarkedet	<b>176</b>	<b>114</b>	<b>225</b>	<b>268</b>	<b>178</b>	<b>312</b>
Salg til balancemarkedet	162	98	212	250	154	296
Køb på balancemarkedet	215	148	267	308	207	355
<b>Årsmidlet salgspris</b>	<b>170</b>	<b>109</b>	<b>219</b>	<b>261</b>	<b>172</b>	<b>306</b>

Det fremgår af Tabel 8.1, at den valgte prædiktionsmetode for vindkraften har stor betydning for den salgspris, der kan opnås. Den årsmidlede salgspris øges med ca. 25kr/MWh når prædiktionen forbedres fra "uden prædiktionsmetode" til "Ca. 20 % fejl-prædikteret".

Betragtes priserne på børsens spot- og balancemarked fremgår af Tabel 8.1, at vindkraften afsat på spotmarkedet har opnået 14-30 kr/MWh (1,4-3,0 øre/kWh) højere salgspriser end vindkraften afsat på balancemarkedet. Fordelen reduceres noget når prædiktionen forbedres. Prisen stiger på balancemarkedet fordi den satte mængde til regulering på balancemarkedet falder på grund af den forbedrede prædiktion. Tilsvarende ses de realiserede årsmidlede købspriser på balancemarkedet at falde i takt med en forbedret prædiktion af vindkraften.

Salgspriserne på årsbasis for hele den dansk producerede vindkraft ligger generelt under priser opnået på børsens spotmarked. I flere situationer ligger prisen endog lavere end de realiserede priser for el solgt på balancemarkedet.

Dette hænger sammen med de meget høje priser for køb af el på balancemarkedet, som vindkraft-aktøren har måtte indkøbe til. (Ved for høj udmelding til spotmarkedet må aktøren lade dette kompensere over balancemarkedet.) Høje købspriser forekommer hyppigt, netop når vindkraft-aktøren må købe. Den fejl-udmeldte vindkraft i timen påvirker prisen på balancemarkedet, idet markedet skal tilvejebringe den udeblevne leverance fra vindkraften. Den samme korrelation har betydning for vindkraftens salgspriser på balancemarkedet (når vindkraften er meldt for lavt ud til spotmarkedet). De relativt lave årsrealiserede middelpriiser set her, er blandt andet udtryk for, at vindkraftens salg til balancemarkedet hyppigt forekomme på tidspunkter, hvor markedet efterspørger nedregulering, qua vindkraften.

Vindkraften har naturligvis fordel af det højere elprinsniveau, der fremkommer som følge af en CO<sub>2</sub>-afgift på 100 kr/ton CO<sub>2</sub> i det samlede børsområde. Set i forhold til situationen uden en fælles CO<sub>2</sub>-afgift, vil vindkraftens årsmidlede salgspris i normalår kunne forventes øget med ca. 90kr/MWh. Dette uanset den forudsatte prædiktion. I vådår er stigningen noget lavere, ca. 60kr/MWh, og i tørår, ses af Tabel 8.1, at prisspringet generelt ligger på ca. 85kr/MWh.

I vådår vil den årsmidlede afsætningspris for dansk vindkraft ligge betydeligt under prisen i normalår. Og i tørår er forholdene omvendt.

### *Meromkostninger*

I nedenstående Tabel 8.2 er vindkraftens salgspriser ved "100% korrekt prædiktion" sammenstillet med salgspriserne under "Persistens" og "Ca. 20% fejl-prædikteret".

Som det fremgår af Tabel 8.2, kan meromkostningerne som følge af vindkraftens begrænsede forudsigelighed således beregnes til at udgøre mellem 0,4 og 0,7 øre/kWh år 2005.

**Tabel 8.2 Meromkostninger år 2005 som følge af vindkraftens begrænsede forudsigelighed.**

Vindkraft og fuld prædiktions: År 2005      Vindkraft: 1682 MW	El-prisforudsætninger: Norge syd					
	Case 1: 0 kr/ton CO <sub>2</sub>			Case 2: 100 kr/ton CO <sub>2</sub>		
	Normal	Våd	Tør	Normal	Våd	Tør
Års-type:	kr/MWh			kr/MWh		
<b>2: "Persistens"</b> Årsmidlet salgspris	159	99	207	249	161	293
<b>3: "Ca. 20 % fejl-prædikteret"</b> Årsmidlet salgspris	170	109	219	261	172	306
<b>4: "100 % korrekt prædiktions"</b> Årsmidlet salgspris	176	113	226	268	176	313
<b>Tab p.g.a. fejludmelding</b>						
('4'-'2') :	<b>17</b>	<b>15</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>15</b>	<b>20</b>
('4'-'3') :	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>7</b>

Med dagens prædiktionsværktøjer vil mellem 25-40% af vindmølleproduktionen skulle udlignes via balancemarkedet. Dette medfører derfor ifølge tabellen markeds-mæssige udreguleringssomkostninger i intervallet mellem 6 kr/MWh ("20%-fejl-prædikteret") og 17 kr/MWh (persistensmodellen) i normalår under case1 (uden CO<sub>2</sub>-afgift).

Tallene i tabellen kan ikke umiddelbart tages til udtryk for værdien af uforudsigeligheden, idet der knytter sig en betragtelig usikkerhed til bl.a. afregningsprincipperne og transportomkostningerne.

Der er i afsnittene 4.4.4 - 4.4.5. opregnet flere afregningsprincipper. Udgangspunktet for de gennemførte simuleringer er den norske model, der stiller vindkraften relativt gunstigt. Et skøn over, hvor meget det ville betyde at anvende den for vindkraften dyrere svenske model er, at dette ville påvirke middelpriisen for afregningen i nedadgående retning i forhold til de i Tabel 8.1 viste tal med mellem 2 kr/MWh (for forudsætningen "20% fejl-prædikteret") og 6 kr/MWh (for persistensforudsætningen). 'Tabet' anført i Tabel 8.2 skal derfor øges tilsvarende.

Hvad angår transmissionsomkostningerne, kan disse forudsættes pålagt de forskellige dele af vindenergien (middelværdien og fejlprognoserne i henholdsvis positiv og negativ retning), og derfor vil den fejlprognosticerede del opleve en relativt større eller mindre ekstraomkostning. Det ene yderpunkt for disse i relation til betydningen af vindkraftens begrænsede forudsigelighed findes i det synspunkt, der tillægger balancekraften (svarende til den uforudsigelige del af vindenergi) transportudgifter til børsen, mens resten af vindenergien (middelværdien) afsættes uden omkostninger; dette kunne f.eks. begrundes med, at 'vindenergien' (forstået som middelværdien) afsættes i Danmark og ikke transmitteres særligt langt, men må suppleres med balancekraft (positiv og

negativ), der hentes i det skandinaviske vandkraftsystem. Det andet yderpunkt tillægger al vindkraft den samme transportudgift, hvorfor den uforudsigelige del ikke tillægges nogen ekstra omkostning. Dette er mere gunstigt for så vidt angår vindkraftens uprognosticerbare dele.

Tallene i Tabel 8.1 er vist under en blandet forudsætning, således at middelvindenergien samt den mængde, der er ud over det prognosticerede, er belagt med en transmissionsomkostning på 20 kr/MWh; baggrunden for dette synspunkt er, at køb af balancekraft til kompensation af den manglende vindkraft foregår lokalt i vandkraftsystemet. Pålægges også vindenergimængden, der er for lavt prognosticeret, denne omkostning, vil dette påvirke middelpriisen for afregningen i nedadgående retning i forhold til de i Tabel 8.1 viste tal med mellem 2 kr/MWh (for forudsætningen "20% fejl-prædikteret") og 3 kr/MWh (for persistensforudsætningen). 'Tabet' anført i Tabel 8.2 skal da øges tilsvarende.

Anlægges det synspunkt, at kun den fejlprognosticerede mængde (positiv såvel som negativ) skal belægges med transmissionsomkostning, vil tallene yderligere modificeres, således at middelfregningsprisen for vindenergi vokser med 20 kr/MWh (både for forudsætningen "20% fejl-prædikteret" og for persistensforudsætningen); dette øger naturligvis værdien af vindenergi tilsvarende - men har ikke noget med uforudsigeligheden at gøre, og skal derfor ikke indgå i denne vurdering. 'Tabet' anført i Tabel 8.2 skal da øges tilsvarende.

Tages højde for disse usikkerheder ses det, at 'tabet' på grund af uforudsigeligheden af vindenergien ligger i intervallet 6 - 10 kr/MWh for modellen "20% fejl-prædikteret" og i intervallet 16 - 25 kr/MWh for persistensmodellen.

Ifølge afsnit 8.1 kan prognosenøjagtigheden i år 2005 formodes at ligge mellem disse to størrelser, og man kan derfor i runde tal konkludere, at de markeds-mæssige meromkostningerne pga. vindkraftens begrænsede forudsigelighed vil udgøre 1-2 øre/kWh i år 2005 med en samlet installeret vindkraftkapacitet på knap 1700MW.

### **Salgspris for vindkraft og strategi for udmelding til børsen. (Børsstrategi)**

Hvad betyder den valgte strategi for udmelding af vindmøllernes produktion til elbørsen for salgsprisen? Størrelsesordenen af dette belyses i følgende ved et regneeksempel.

#### *Eksemplets beregningsgang*

For en valgt prædiction illustreres børsstrategiens betydning for den gennemsnitlige salgspris opnået på årsbasis.

Prædiktionen er valgt baseret på den tidligere omtalte "persistens"-metode. Vindkraft-aktøren forventer således en produktion, som svarer til middelproduktionen over de seneste 24 timer.

Der tages udgangspunkt i en simpel strategi for udmelding af vindkraft til el-børsens spotmarked. Dagligt udmeldes til spotmarkedet en given fast andel af den prædikterede produktionen fra vindkraft. En sådan valgt børsstrategi fastholdes gennem hele året og konsekvenser heraf beregnes.

Børsstrategien varieres herefter, hvad angår andelens størrelse. Og konsekvenserne heraf på årsbasis beregnes. Således gennemregnes en udvalgt skare af mulige børsstrategier, som vindkraftaktøren kunne vælge at følge, med udgangspunkt i en given prædiktation. Det udmeldte til spotmarkedet varieres fra en andel på 0% og opefter af den prædikterede produktion fra vind.

### *Vindkraften handlet på børsen*

Ubalancen over for spotmarkedet imellem udmeldt salg af vindkraft og faktisk leveret elproduktion skal justeres via handel på balancemarkedet. Udmeldes eksempelvis 0% af prædiktationen til spotmarkedet, betyder dette, at hele vindkraft-produktionen vil skulle afregnes over elbørsens balancemarked.

Udmeldes 100% af prædiktationen, og "ramte" prædiktationen netop den korrekte produktion i timen, så vil hele timens elproduktion blive solgt på spotmarkedet, - til spotprisen.

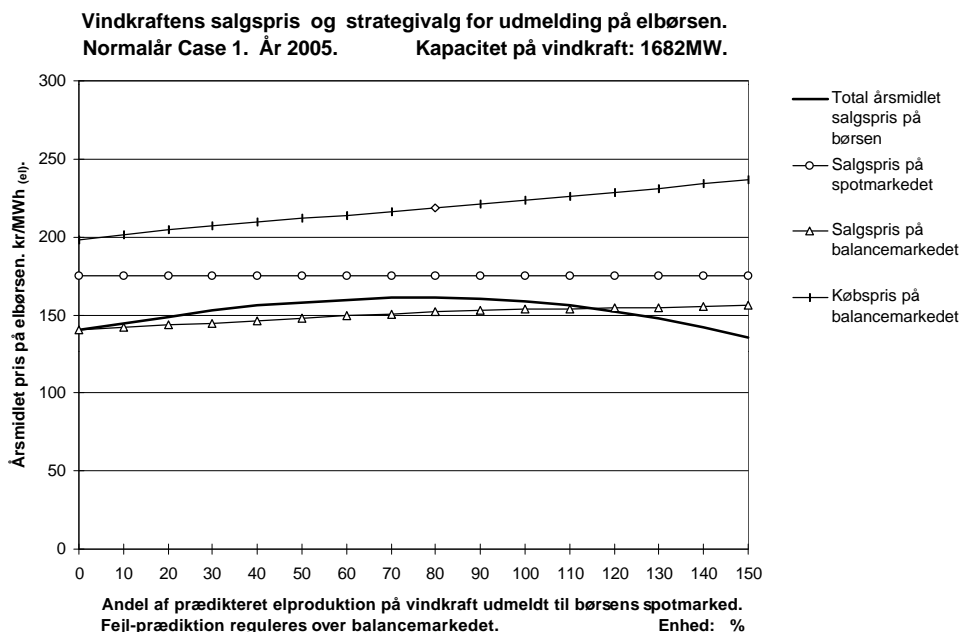
Udmeldes 100% af prædiktationen, og "ramte" prædiktationen ikke helt korrekt produktionen i timen, hvilket er situationen normalt, så må vindkraft-aktøren afvikle sit salg over spot- og balancemarkedet i kombination.

Vindkraft-aktøren vil nu få betaling for det udmeldte til spotmarkedet, men vindkraftens produktion i timen er enten større eller mindre end det solgte på spotmarkedet. Er produktionen større end udmeldt, så må merproduktionen sælges på balancemarkedet, - til balanceprisen. Er produktionen mindre end det udmeldte, så må vindkraft-aktøren købe el for at overholde sin udmeldte aftale med spotmarkedet. Vindkraft-aktøren køber denne el på balancemarkedet, - til balanceprisen.

### *Resultater*

Den ovenfor beskrevne handel på børsen, der er en følge af vindkraftens fluktuationer, er simuleret på timebasis gennem året med ES<sup>3</sup>-modellen. Realiserede salgspriser for vindkraften på børsen som funktion af de parametriserede børsstrategier i regneeksemplet er vist på Figur 8.4. Som x-akse på figuren er angivet den udmeldte andel til spotmarkedet af prædikteret produktion. Denne andel varieres på figuren over intervallet fra 0% til 150% af den prædikterede vindkraftproduktion.

I regneeksemplet er der forudsat case1 priser ( 0 kr/ton CO<sub>2</sub>) for et normalår på spotmarkedet år 2005. Balancemarkedets priser følger det tidligere forudsatte. Kapaciteten på vindkraft er 1682 MW, dvs. den samlede forudsatte danske vindkraftkapacitet år 2005.



**Figur 8.4: Afregningspris for vindkraft på spot- og balancemarkedet som funktion af udmeldt andel til spotmarkedet (af prædikeret produktion). Prædiktion: “Persistens”. Transmissionsomkostninger til elbørsen: 20 kr/MWh<sub>(el)</sub>**

Det fremgår af Figur 8.4, at afregningsprisen i middel over året for vindkraft på børsen under disse forudsætninger kan variere i intervallet ca. 130-160 kr/MWh. Det ses, at et relativt fladt maksimum på afregningsprisen optræder for udmeldinger til spotmarkedet på omkring 70-80% af den prædikerede produktion.

Man ser således på Figur 8.4, at det ikke er den bedste strategi at udmelde 100% af prædiktionen til elbørsen under de her valgte forudsætninger. Havde vindkraft-aktøren i stedet valgt at udmelde eksempelvis andelen 70% af den prædikerede produktion igennem hele året, så kunne salgsprisen være forøget med godt 3%.

Havde prædiktionen af vindkraften været korrekt året igennem, så kunne hele produktionen have været udmeldt og afsat på spotmarkedet. Årsmidlet fremgår denne salgspris til spotmarkedet på Figur 8.4, som den viste vandrette linie.

Prisreduktionen, som følge af vindkraftens uforudsigelighed, aflæses derfor på figurens y-akse som afstanden mellem den kraftigt optrukne kurve og denne vandrette linie. Prisreduktionen aflæses til 17 kr/MWh, i overensstemmelse med Tabel 8.2.

Det konkluderes i relation til de udførte skøn over værdien af vindkraftens begrænsede forudsigelighed, at den metode, der dér blev anvendt (vedr. udmelding af den forventede mængde til spotmarkedet) er tilstrækkelig nøjagtig til dette formål.

### 8.2.3 Den samlede økonomi for havplaceret vindkraft

Den planlagte kapacitet på havmøller i det danske elsystem år 2005 udgør 300MW. Havplaceret vindkraft analyseres i det følgende i relation til det forudsatte frie elmarked år 2005.

I beregningerne for den havplacerede vindkraft er det forudsat, at elbørsens balancemarked vil skulle balancere den samme mængde, som det ovenfor er forudsat i analysen af den samlede danske vindkraft på børsen år 2005.

Vindkraftaktørens udmeldte mængder til børsen, er illustreret ved simulering af en valgt prædiktion over et år på timebasis. Der er her forudsat prædiktionen "Ca. 20% fejl-prædikeret". Der er her tale om en beregningsmæssig simpel prædiktionsforskrift, der har egenskaben, at ca. 80% af møllernes produktion på årsbasis vil kunne afregnes på børsens spotmarked, når der gennem året udmeldes det prædikerede (dvs. en væsentlig bedre prædiktion end dagens værktøjer leverer). I simuleringerne er det forudsat, at det udmeldte til spotmarkedet ialt på årsbasis netop udgør den samlede årlige vindkraftproduktion på havmøllerne.

Under de valgte forudsætninger vil mængderne omsat på elbørsen fra 300MW havmøller fremgå af Tabel 8.3.

**Tabel 8.3 Havplaceret vindkraft 2005. Mængder omsat på elbørsen efter udmelding til spotmarkedet efter prædiktionen: "Ca. 20% fejl-prædikeret"**

Havplaceret vindkraft år 2005 Mængder omsat på elbørsen		Produktion Ialt	Spotmarked Salg udmeldt	Balancemarkedet	
				Salg	Køb
<b>"Ca. 20 % fejl-prædikeret"</b>					
Højeste effekt:	MW	300	298	128	139
Benyttelsestid:	Timer/år	3317	3340	780	717
Mængde omsat:	GWh/år	995	995	100	100
Andel afsat til spotprisen:	80 %.				



*Økonomi og afregningspriser på dansk havplaceret vindkraft år 2005*

I nedenstående Tabel 8.4 er vist beregningsresultater for havmøllernes dækningsbidrag (det økonomiske nøgletal [a]) samt prisforhold på elbørsen opdelt på børsprisforudsætninger. Endvidere er havmøllernes marginale og totale elproduktionspriser vist i tabellen.

De forudsatte specifikke investeringer, omkostninger til drift og vedligehold samt levetid for havplaceret vindkraft er vist i Bilag A.

Den havplacerede danske vindkraft opnår afregningspriser på børsen, der ligger meget tæt på de tidligere viste priser for den danske vindkraft som helhed, jvf. Tabel 8.1. Det ændrede produktionsmønster for den havplacerede vindkraft giver som forventet kun mindre forskelle på afregningspriserne.

**Tabel 8.4 Havplaceret vindkraft år 2005. Projektøkonomi og afregningspriser på børsen.**

Vindkraft havplaceret År 2005	El-prisforudsætninger: Norge syd					
	Case 1: 0 kr/ton CO <sub>2</sub>			Case 2: 100 kr/ton CO <sub>2</sub>		
Års-type:	Normal	Våd	Tør	Normal	Våd	Tør
	kr/MWh			kr/MWh		
<b>3: "Ca. 20 % fejl-prædikteret"</b>						
Årsmidlede priser på børsen:						
Salg til spotmarkedet	175	113	225	267	175	313
Salg til balancemarkedet	162	96	212	250	150	296
Køb på balancemarkedet	214	143	266	306	200	354
<b>Årsmidlet salgspris</b>	<b>170</b>	<b>108</b>	<b>220</b>	<b>262</b>	<b>170</b>	<b>307</b>
<b>Dækningsbidrag i % :</b>	32%	10%	49%	64%	32%	80%
<b>Marginal produktionspris:</b>	80 kr/MWh					
<b>Total produktionspris:</b>	363 kr/MWh					

Dækningsbidraget (det årlige nettodriftsresultat divideret med de årlige kapitalomkostninger, [a] ) fordobles ved overgang fra case1 til case2 forudsætninger. Det årlige nettodriftsresultat (indtægter - udgifter) for havmøllerne fordobles således ved indførelse af en generel CO<sub>2</sub>-afgift på 100 kr/ton CO<sub>2</sub>.

Når dækningsbidraget [a] er lig med 100%, så er der netop balance mellem annuiteten på kapitaludgifterne og årets driftsresultat. Af tabellen fremgår, at [a] i normalår i case1 er 32%, og at [a] i normalår i case2 er 64% ved prædiktionsniveauet "Ca. 20 % fejl-prædikteret". Under de valgte forudsætninger kan havplaceret vindkraft således ikke

økonomisk finde indpas i systemet. Det årlige driftsresultat i forhold til kapitalomkostningerne vil være for lavt for etablering af havmøller.

Driftsresultatet er som forventet meget følsomt over for årstypen, normal-, våd- og tørår. I vådår i case1 falder indkomsten til under 1/3 af indkomsten i et normalår, og i tørår kan indkomsten ligge tilsvarende højere.

I Tabel 8.4 er endvidere angivet total og marginal elproduktionspris for havplacert vindkraft (beregnet på grundlag af data vist i Bilag A). Sammenholdes de totale produktionsomkostninger på 363 kr/MWh for el fra havmøller med de beregnede årsmidlede salgspriser, fremgår det, at der for at nå break-even for et havmølle-projekt vil kræves betydeligt højere salgspriser for vindkraften. Dette resultat skal vurderes ud fra den opstillede markedsreference inklusive de usikkerheder, der er forbundet hermed, jvf. kapitel 3 og kapitel 6.

Forbedret forudsigelighed og børsstrategi for vindkraften vil kunne forbedre salgsprisen for den vindmølleproducerede elektricitet noget, - men dog næppe mere end i størrelsesordenen 10%. Dette kan således ikke gøre vindkraften økonomisk på den opstillede markedsreference.

## 9. Anvendelse af nye reguleringsteknologier for bedre indpasning af fluktuerende energikilder

Som nævnt vil der i et system med megen fluktuerende energi i et vist omfang forekomme over- og underskudsproduktion af elektricitet. På et elmarked som det skandinaviske eksisterer der et balancemarked, som kan udkompensere sådanne over- og underskudsproduktioner, om end det har en omkostning. Dette betyder, at vindkraft pga. den delvise uforudsigelighed af elproduktionen i gennemsnit vil blive afregnet med en lavere pris. I dette kapitel undersøges det, om det er relevant at etablere nationale reguleringsteknologier, eksempelvis varmepumper. Det afgørende er, om sådanne reguleringsteknologier økonomisk kan konkurrere på balancemarkedet, og i så fald gøre det billigere at indplacere store mængder fluktuerende energi. I indeværende kapitel er tre reguleringsmuligheder analyseret: varmepumper, varmelagre samt elbiler. Også her er det vigtigt at gøre opmærksom på, at resultaterne er meget følsomme over for den valgte reference.

### 9.1 Mulige reguleringsteknologier

Produktionen på vindkraftanlæg kan ændres meget fra time til time. Med en installeret effekt i vindkraftanlæg på f.eks. 5400 MW år 2015, vil variationen fra én time til den næste kunne være ganske betragtelig, i nogle timer om året et par tusinde MW (jvf. kapitel 7). Denne variation er ganske voldsom, men dog på samme niveau som de ændringshastigheder, der observeres i elbelastningen, jvf. Figur 6.17 . Den afgørende forskel er imidlertid, at usikkerheden i belastningsprognoserne på kort til mellemlangt sigt kun er nogle få procent, mens vindkraften er langt vanskeligere at forudsige, jævnfør kapitel 8.

Den eneste anden kilde til tilsvarende relativt store stokastiske variationer i det nordeuropæiske elsystem findes i vandkraften. Der opleves i det norske system jævnligt svingninger i tilførselen af vandressourcer mellem våd- og tørår som svarer til den samlede danske elproduktion. Da disse strækker sig over forholdsvis lang tid, fører de ikke til påvirkninger af balancemarkedet.

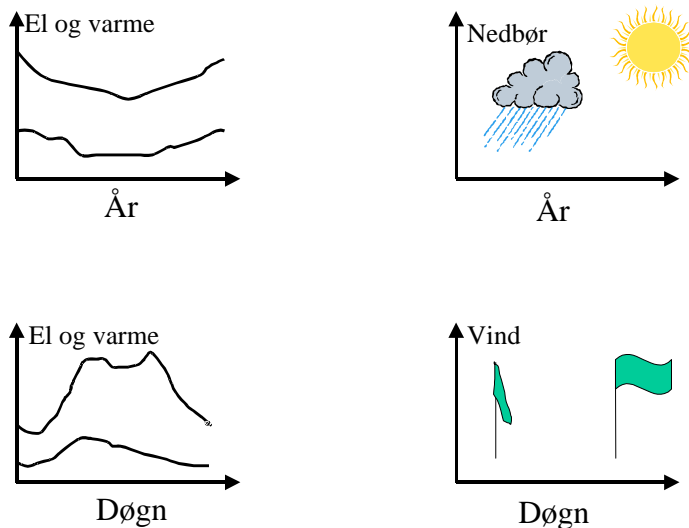
Det er i kapitel 8 analyseret, hvorledes vindkraft stiller sig økonomisk i forhold til et elmarked i stil med det nuværende Nord Pool. Det kan imidlertid være relevant at undersøge, om der er andre elementer i energisystemet, som på væsentlig måde spiller sammen med regulerforholdene, og dermed, for så vidt de kan købe og sælge på børsen, også har deres økonomi knyttet til priserne på balancemarkedet.

Sådanne elementer vil omvendt påvirke de samlede reguleringsforhold i elsystemet. De kan dermed være med til at fastlægge vilkårene bl.a. for indregulering af vindkraften.

Overordnet set kan karakteristiske kendetegn ved efterspørgselssiden i det betragtede energisystem illustreres som i Figur 9.1. Til venstre er illustreret års- og

døgnvariationerne i el- og varmeefterspørgslerne. Væsentlige træk af energiforsyningssystemet kan fortolkes i forhold til disse variationer.

### Tidsskalaer og variationer i forbrug og i VE-ressourcer



**Figur 9.1: Tidsskalaer og variationer i forbrug og i VE-ressourcer. Til venstre systematiske døgn- og sæsonvariationer i el- og varmebelastningen. Til højre tilfældige variationer i vandkraft og vindkraft.**

Til højre i figuren er illustreret de to dominerende stokastiske komponenter, som betragtes i dette projekt, henholdsvis vindkraften og vandkraften. Disse to komponenter udfolder sig på forskellige tidsskalaer, kort (timer til døgn) for vindkraften og lang (uger til år) for vandkraften. Dette svarer til de tidsskalaer, som døgn- og årsvariationerne i forbruget (til venstre i figuren) udfolder sig på.

Skal effekten af stokastiske komponenter reduceres eller kompenseres, handler det grundlæggende set om at udnytte de frihedsgrader og variationer, der findes – eller kan skabes - i energisystemet. Dette er igen nøje sammenhørende med de karakteristiske variationer, der er illustreret til venstre i figuren. Anlæg af vandmagasiner er eksempelvis på én gang en forsikring mod den stokastiske variation i nedbør og en udjævningsmulighed i forhold til årstidsvariationen i forbrug og nedbør.

Den umiddelbare løsning på reguleringsproblemet, der opstår ved en stor andel af vindkraft, er at tilpasse produktionen på de øvrige værker. Dette er også tildels hvad der lægges til grund i foregående kapitel, hvor variationen i vindkraftproduktionen er forudsat sendt videre til det nordiske system og afregnet over børsens balancemarked. Her er det nemlig i høj grad regulering på vandkraftturbiner, der udfører det faktiske reguleringsarbejde. Ændring i forbruget kan dog også her være på tale, f.eks. ved ændret anvendelse af el i elektrokedler.

Ud over en øjeblikkelig tilpasning ved ændring af enten produktion eller forbrug kan man også anvende en tidsmæssig forskydning/lagring af forbrug og/eller produktion.

En helt anden mulighed er at anvende koblingen mellem el- og varmesiderne og overføre variationen fra el siden til varmesiden. Den derved skabte variationen på varmesiden må selvfølgelig derefter kompenseres. Dette kan ske på de tre måder som for el, nemlig ved ændring af forbrug, af produktion eller ved forskydning/lagring. En fordel ved at overføre variationerne fra el siden til varmesiden er bl.a., at varmesiden umiddelbart kan absorbere større variationer end el siden, uden at der opstår væsentlige tekniske problemer. Der er således i fjernvarmevand, bygningsmasse m.v. en vis varmekapacitet, der umiddelbart kan udjævne kortvarige svingninger.

I dette kapitel analyseres tre principielt forskellige muligheder for på den ene side at udnytte eller på den anden side at påvirke balancemarkedet. Det drejer sig om tilpasning på el siden, overførsel til varmesiden og lagring på varmesiden. Den tekniske realisering af disse muligheder er som følger:

- elbiler illustrerer fleksibelt elforbrug (tidsmæssig forskydning)
- varmepumper illustrerer overførslen fra el siden til varmesiden
- et varmelager i tilknytning til et fjernvarmesystem illustrerer lagring.

For hver af disse muligheder er økonomien analyseret med udgangspunkt i de samme prisforhold, som er anvendt til analysen af vindkraft i det foregående kapitel.

Man kan således se, at der er to komponenter i økonomien i et sådant virkemiddel. Det ene er de typiske prisniveauer, der findes i systemet. Disse er nøje relateret til de årstids- og døgnsvingninger, der er vist til venstre i Figur 9.1. Disse priser angiver grundvilkårene for, om et sådant virkemiddel kan være økonomisk rentabelt.

Disse grundvilkår modificeres bl.a. af de stokastiske elementer, der er illustreret til højre på Figur 9.1. Det centrale i denne analyse er selvsagt de stokastiske elementer, der findes i vindproduktionen. Metodisk er dette indarbejdet ved at virkemidlerne kan handle på børsens balancemarked. Derved kan opnås en gevinst i forhold til de betingelser, der opnås på børsens spotmarked.

Effekten af variationen i vandkrafttilførslen er dog også analyseret ved at gennemregne forholdene i tørår, normalår og vådår.

Varmepumper og varmelagring analyseres i afsnit 9.2, mens elbiler analyseres i afsnit 9.3. Analysen koncentrerer sig om de økonomiske forhold for disse teknologier. I det omfang, disse teknologier er etableret, vil de kunne være med til at udbyde regulerkraft, og således påvirke det samlede udbud på balancemarkedet (eller regulerkraftmarkedet). Dette kan videre have effekt på, hvorledes det fluktuerende udbud af energi fra vindmøller kan afregnes; men effekten af dette er dog ikke nøjere belyst i denne rapport.

## ***9.2 Decentralt kraftvarmeområde og varmepumper***

Det følgende fokuserer på decentrale kraftvarme-forsyningssystemer i vekselvirkning med en elbørs. Et hovedsigte er her at belyse de varmebundne systemers muligheder i relation til prisstrukturer på en elbørs.

De decentrale kraft-varmeforsyningssystemer, der her ses på, består af kombinationer af systemelementerne:

- Naturgasfyret Combined Cycle kraftvarmeværk, NGCC.
- Eldrevet varmepumpe, VP.
- Varmelager, VL
- Kedel på naturgas til varme spidslast, NG-kedel.

Gennemgående i analyserne optræder et NGCC-værk som reference anlæg. Dette værk definerer i vekselvirkning med elbørsen varmeforsyningsområdets varmepris i referencesituationen. I afsnit 9.2.1 belyses situationen i varmeområdet når forsyningen alene baseres på NGCC-værket og varmekedlen. Dette system optræder som referencesystem.

Varmepumpens forhold er givet en central placering i analysen af varmeområdets forsyningsmuligheder. Med dette systemelement indpasset øges varmeforsyningens fleksibilitet og muligheder for at udnytte elbørsens prisvariationer. Forsyningsmulighederne undersøges med og uden et varmelager inddraget. Det grundlæggende samspil i lastfordelingen mellem varmepumpen og NGCC-værket er belyst i afsnit 9.2.2.

Der betragtes to situationer for varmepumpens indpasningsmuligheder i et varmeområde. Den ene situation angår indpasning, under marginale betingelser, i et eksisterende og allerede fuldt udbygget varmeforsyningssystem. Den anden situation angår varmepumpens indpasning i et varmeområde, som står i en udbygningssituation, hvor ny eller yderligere varmeforsyningskapacitet vil skulle etableres. I afsnit 9.2.3 og afsnit 9.2.4 belyses begge situationer, men under forskellige forudsætninger.

De ovenstående omtalte analyser relaterer udelukkende til elbørsens spotmarked. I afsnit 9.2.5 forfines analysen således, at varmepumpen forholder sig til såvel elbørsens spot- som til balancemarkeder.

### *Generelle forudsætninger*

Områdets varmeforsyning er som udgangspunkt baseret på NGCC-værket og varmekedlen til spidslast. Varmepriser i dette referencesystem skal sammenholdes med

priser gældende for alternative systemudformninger baseret på de betragtede reguleringsteknologier.

Varmepriserne er beregnet for systemet uden og med et varmelager. Varmelagerets kapacitet for op- og afladning er overalt i analyserne sat lig med varmeområdets spidslastbehov, og det fyldte lager rummer en varmemængde, der svarer til 6 timers (vinter) spidslast.

Prisforudsætningerne for en nordeuropæisk elbørs, som kraftvarme-systemerne vekselvirker med, er opdelt på seks situationer. Der ses på tre udvalgte år/årstyper for nedbørsmængden, der betegnes henholdsvis normalår, tørår og vådår. Endvidere betragtes to niveauer for CO<sub>2</sub>-afgift i el-børsområdet som helhed (Nordeuropa), nemlig ingen afgift, betegnet Case1, og en CO<sub>2</sub>-afgift på 100kr/ton CO<sub>2</sub>, betegnet Case2. Prisen på elbørsen tillægges transmissionsomkostninger for at få leverancer frem til forbrugere i Danmark. Den samme omkostning fraregnes elbørsens priser når aktører leverer til børsen. Aktørerne er her forudsat at aftage fra og levere til 400 kV nettet. Al handel med el sker via elbørsen, og transmissionsomkostninger til eller fra børsen er sat til 20 kr/MWh. Forudsætningerne er således identiske med dem, der er anvendt i forbindelse med analysen af vindkraft, jvf. afsnit 8.2.

Reguleringsteknologiernes vekselvirkning med elmarkedet og systemets øvrige elementer er undersøgt ved simulering af systemets drift og driftsøkonomi over et år. Simulering af systemerne år 2005 er udført på timebasis med ES<sup>3</sup>-modellen. Datablade for de betragtede systemelementer m.v. er placeret i Bilag A.

### 9.2.1 Referencesystemet: Naturgasfyret kraftvarme i samspil med elbørs

Som reference anvendes som tidligere nævnt et naturgasfyret CC-værk, med en kapacitet på ca. 80% af områdets maksimale varmebelastning. Dertil forudsættes det, at der findes en naturgasfyret spidslastkedel. NGCC-værkets varmepris beregnes ud fra anlæggets specifikke tekniske og økonomiske data og ud fra prisen på naturgas m.m. samt ud fra elprisen på børsen. Værket forudsættes at sælge sin elproduktion på børsens spotmarked. Når prisen på elbørsen er høj, vil NGCC-værkets varmeproduktionspris være relativt lav, og når børsens elpris er lav, vil værket være omvendt være relativt høj i den pågældende time.

Varmepriser i Tabel 9.1 udtrykker de gennemsnitlige marginale og totale produktionspriser over et år, beregnet ved simulering af systemets drift gennem året på timebasis.

**Tabel 9.1 Referencesituation. Varmepreiser i kraftvarmeområde baseret på kraftvarmeværk på naturgas (NGCC) samt naturgasfyret varmekedel til spidslast. Med og uden varmelager.**

Decentralt fjernvarmeområde (FV) Varmeproduktion år 2005 Elbørs: Spotmarkedet	El-prisforudsætninger: Norge syd					
	Case 1: 0 kr/ton CO <sub>2</sub>			Case 2: 100 kr/ton CO <sub>2</sub>		
	Års-type:			Års-type:		
	Normal	Våd	Tør	Normal	Våd	Tør
<b>Kraftvarmeområde</b>						
<b>UDEN Varmepumpe</b>						
<b>NGCC kapacitet:</b> 90 MW <sub>th</sub>						
<b>UDEN Lager</b>						
NGCCs marginalpris kr/MWh <sub>th</sub>	93	140	44	47	116	2
NGCCs totalpris kr/MWh <sub>th</sub>	152	209	103	106	182	61
FV-området: Marginalpris kr/MWh <sub>th</sub>	94	145	45	48	125	4
FV-området: Totalpris kr/MWh <sub>th</sub>	<b>153</b>	<b>203</b>	<b>103</b>	<b>107</b>	<b>183</b>	<b>62</b>
<b>MED Lager # lagercykler / år</b>	144	40	160	173	67	172
NGCCs marginalpris kr/MWh <sub>th</sub>	91	139	40	43	115	-2
NGCCs totalpris kr/MWh <sub>th</sub>	150	208	99	102	181	56
FV-området: Marginalpris kr/MWh <sub>th</sub>	91	144	41	44	124	-1
FV-området: Totalpris kr/MWh <sub>th</sub>	<b>150</b>	<b>203</b>	<b>100</b>	<b>103</b>	<b>183</b>	<b>59</b>
<b>Kedel til varme spidslast</b>						
VKs marginalpris kr/MWh <sub>th</sub>	<b>172</b>			<b>195</b>		

#### Områdets varmempreiser i Case1 og Case2

Områdets gennemsnitlige varmepris (an fjernvarmenet) under Case1 forudsætninger i et normalår er beregnet til 153kr/MWh<sub>th</sub> for referencesystemet.

I Case2 er elprisniveauet højere som følge af en CO<sub>2</sub>-afgift på 100kr/ton CO<sub>2</sub>, og områdets varmemproduktionspris baseret på NGCC-værket er beregnet til 107kr/MWh<sub>th</sub> i normalåret. At områdets varmepris ligger lavere end i Case1, er en følge af NGCC-værkets relativt gunstige situation, når en generel CO<sub>2</sub>-afgift forudsættes for hele børsområdet. Afgiften betyder relativt mindre for naturgasfyrede anlæg end for de kulbaserede anlægstyper. NGCC-værkets samlede økonomi står i situationen bedre end i Case1, hvilket her afspejles i den ca. 30% lavere varmemproduktionspris i området i Case2.

I vårdår, hvor prisniveauet på elbørsen er lavt, stiger områdets varmepris. I Case1 stiger varmeprisen med ca. 33% i forhold til normalåret, og i Case2 er den relative stigning højere og godt 70%.



I Case1 tørår falder området's varmepris med ca. 33% i forhold til normalåret, og i Case2 er varmeprisen i tørår reduceret med ca. 42%. I tørårets høje elprisniveau i Case2 fås særdeles lave varmepriser på NGCC-værket. Som det fremgår af tabellen, så kan NGCC-værket levere varme til en negativ marginalpris i et Case2 tørår, når et varmelager er forudsat. Elsalget alene kan således dække værkets driftsomkostninger i den situation.

### *Varmelageret*

Et varmelager har isoleret set en særdeles god økonomi i kraftvarmesystemet. Områdets totale varmepris reduceres dog ikke markant når varmelageret inddrages, men beregninger viser, at den relativt lille varmelagerinvestering, set isoleret, er meget attraktiv i normalår og tørår. Lageret øger fjernvarmeforsyningens muligheder for at drage nytte af elbørsens prisvariationer.

Meget lave elpriser i vådår kan imidlertid reducere fordelen kraftigt. Vådår giver meget høje varmepriser på NGCC-værket, som i perioder kan ligge højere end varmeprisen fra den naturgasfyrede varmekedel, der normalt kun anvendes til spidslast. I vådår om sommeren kan varmekedlen være den billigste varmeleverandør i en længere periode. Varmelageret vil derfor ikke i vådår give de betydelige fordele, som varmelageret normalt giver i sommerperioden, hvor varmebelastningen er relativt lille i forhold til den installerede produktionskapacitet på NGCC-værket.

I en stor del af vinterperioden arbejder NGCC-anlægget ved fuldlast i stort set hele døgnet, fordi døgnvariationen i varmeefterspørgslen er lille. Værket har således ikke ledig kapacitet til at udnytte elbørsens prisvariationer og varmelageret i denne del af vinterperioden.

### *Varmekedlen*

Varmekedlens marginale varmepris afhænger af prisen på naturgas. Prisen på naturgas år 2005 er (jvf. Bilag A) sat til 110kr/MWh<sub>NG</sub>. Spidslastkedlens marginale varmepris er i Case1 172kr/MWh<sub>th</sub> og i Case2, med CO<sub>2</sub>-afgiften inddraget, 195kr/MWh<sub>th</sub>. Varmekedlen forudsættes at være et ældre anlæg, hvor investeringen er afskrevet. Denne investering er derfor ikke medregnet i området's totale varmepris.

Under vinter spidslast vil varmekedlen være i drift, idet NGCC-værket (og varmelageret) ikke kan dække varmebehovets spids alene. Varmeprisen fra kedlen kan normalt ikke konkurrere med varmepriser på de øvrige systemelementer. I vådår forekommer imidlertid så høje marginale varmepriser på NGCC-værket, at varmekedlen kommer i drift også uden for spidslastperioden både i Case1 og Case2.

## 9.2.2 Lastfordeling mellem varmepumpen og NGCC-værket

I afsnittene 9.2.2 til 9.2.5 analyseres forholdene mellem varmepumpe og NGCC-anlæg. I dette indledende afsnit 9.2.2 betragtes samspillet imellem varmepumpeanlægget og kraftvarmeværket. Begge anlæg forudsættes på el-siden at vekselvirke med elbørsen.

### *Varmesiden*

Det forudsættes, at med en given installeret kapacitet for henholdsvis varmepumpe, NGCC-anlæg og spidslastkedel vil produktionen i en given time blive fordelt mellem disse enheder, således at den samlede produktionspris i timen bliver mindst mulig. Der er derfor tale om i driftssituationen at analysere marginale produktionspriser.

Varmepumpen forudsættes således at kunne afsætte sin varmeproduktion, hvis marginalprisen er lav nok til at kunne konkurrere med varmeområdet's øvrige varmeproducenter. Varmepumpens kapacitet og varmeefterspørgslen i timen sætter naturligvis den øvre grænse for afsætningen, når varmelagre ikke indgår.

### *Elbørsen*

Det forudsættes endvidere, at der er adgang til frit at handle på elbørsen, således at NGCC-anlæggets el kan sælges her, og varmepumpens elindkøb kan foretages her. Dette er forudsat for handel både på børsens spot- og balancemarked.

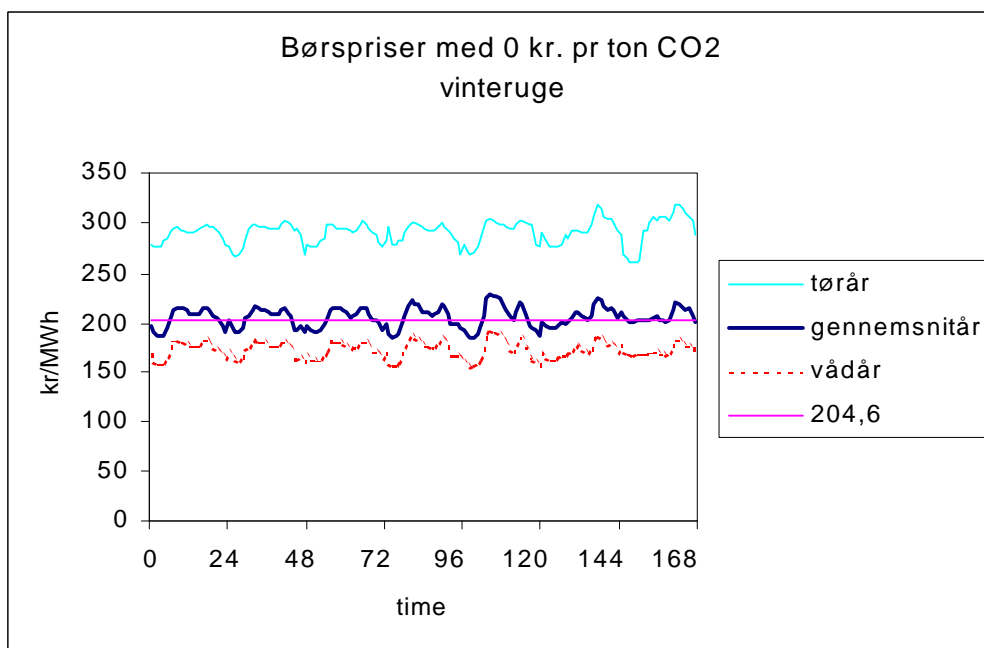
### *Lastfordeling*

Samspillet mellem NGCC-anlægget, varmepumpen og børspriserne kan anskueliggøres som følger. Den producerede varme skal forbruges i det samme fjernvarmenet, og varmeefterspørgslen forudsættes givet. Den marginale varmepris fra hvert af de to anlæg afhænger af virkningsgraderne og elpriserne for køb (varmepumpen) og salg (NGCC-anlægget), samt brændselsprisen (for NGCC-anlægget) og omkostningerne til drift og vedligehold i øvrigt.

Det følger, at hvis elprisen er 'høj', så vil NGCC-anlægget producere, og hvis elprisen er 'lav', så vil varmepumpen producere. Der er en 'balancepris' for el, hvor de to typer anlæg producerer varme til samme pris. Med de givne antagelser (jvf. Bilag A) kan denne beregnes til 204,6 kr/MWh<sub>el</sub> i Case 1.

Dette er illustreret på Figur 9.1. Den mellemste af de krøllede grafer viser børspriserne for en vinteruge i et normalår. Den vandrette line repræsenterer netop prisen 204,6 kr/MWh<sub>el</sub>. For børspriser over dette niveau vil NGCC-anlægget producere (cirka halvdelen af tiden), og for priser under dette niveau vil varmepumpen producere.

De to andre kurver på Figur 9.1 viser tilsvarende priser for en vinteruge i et tørår (den øverste krøllede graf) og et vådar (den nederste krøllede graf).



**Figur 9.1 Balance-elpris for varmepumpen og NGCC-anlægget på 204,6 kr/MWh<sub>el</sub> i Case1 og Case1 børspriser i vinteruge i normal-, våd- og tørår. Ved balanceelprisen er varmepumpens og NGCC-værkets marginale varmeproduktionspriser ens.**

#### *Aktørernes driftsplanlægning*

De øvrige forudsætninger for de videre analyser kan opsummeres som følger.

Aktørernes handel på elbørsen påvirker ikke børspriserne. Varmepumpe-aktøren og referenceanlæggets aktør forudsættes at have fuld information om spotprisens udvikling. Som udgangspunkt planlægger aktørerne anlæggenes drift ud fra spotprisen på elbørsen.

Varmepumpe-aktøren og referenceanlæggets aktør forudsættes endvidere at have fuld viden om varmebehovets udvikling frem i tiden. Tilhørende mængder for elkøb og elsalg på elbørsen er herved forudsat kendt på samme sigt. Aktørernes driftsplan og handel på spotmarkedet vil derfor ikke kræve kompenserende køb/salg over elbørsens balancemarked.

Varmepumpe-aktøren kender (via det forudsatte) varmeprisen sat af referenceanlægget (NGCC-værket), og referenceanlægget kender tilsvarende varmepumpens varmepris, når el købes på spotmarkedet. De forudsatte børsregler for spotmarkedet betyder, at aktørerne vil udarbejde driftsplan for det kommende døgn (time 1-24) inden kl 12.

### 9.2.3 Varmepumpe i et eksisterende NGCC-baseret system

Der tages i dette afsnit udgangspunkt i et fjernvarmeområde, hvor den eksisterende forsyning er baseret på kraftvarme fra et naturgasfyret CC-værk (NGCC). I dette system introduceres en varmpumpe, og konsekvenserne for områdets varmepriser analyseres.

Varmepumpers økonomi og driftsforhold undersøges bl.a. som funktion af den installerede varmeproduktionskapacitet på varmepumper i området. Dette er illustreret i de to første figurer.

I dette afsnit er det forudsat, at al el-handel sker via børsens spotmarked.

Som parameter på x-aksen på disse to figurer er angivet områdets varmeproduktionskapacitet på varmepumper sat i forhold til den samlede kapacitet på NGCC-værker. Enheden på x-aksen udtrykker dette forhold i %.

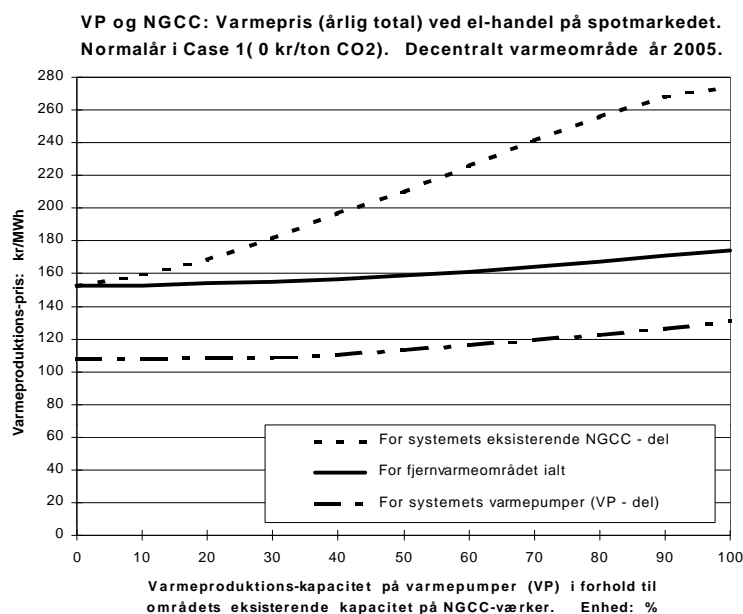
Varmepumpers kapacitet i områdets varmforsyning varierer over intervallet 0-100% af NGCC-værkets kapacitet. Langs x-aksen mod højre modificeres systemet hen imod stadig øget "overkapacitet" på varmesiden. Referencesystemet, uden varmpumpe, optræder, hvor x-aksens værdi er 0%. Et system med en "overkapacitet" på grund af varmepumper, der er lige så stor som det eksisterende NGCC-anlægs kapacitet, optræder, hvor x har værdien 100%. Ved x-værdien 100% ses på et forsyningssystem bestående af NGCC-anlægget, en varmpumpe med samme varme-produktionskapacitet samt udgangssystemets varmekedel til spidslast.

På figurerne 9.3 og 9.4 præsenteres resultater for en række simuleringer på timebasis af varmforsyningen år 2005. For varmeområdet viser figurerne realiserede:

- Totale gennemsnitlige varmeproduktionspriser på årsbasis, Figur 9.3. Priser vises for VP- og NGCC-anlæg enkeltvis samt for varmeområdet som helhed. Bemærk, at priserne omfatter såvel de variable som de faste omkostninger for begge typer teknologier.
- Varmepumpers økonomi set fra VP-aktøren, Figur 9.4. Der fokuseres på varmpumpe-aktørens samlede økonomi.

#### *Totale varmeproduktionspriser på årsbasis*

Varmeområdet aktør, som vil betragte alle systemelementerne samlet, vil især fokusere på områdets (årsmidlede) totale varmeproduktionspris. Figur 9.3 viser den totale varmepris (an fjernvarmenet) i området, som inkluderer alle systemelementernes kapitalomkostninger samt omkostninger til drift og vedligehold. Af figuren fremgår endvidere de totale varmepriser, som de enkelte systemelementer har realiseret i det simulerede samspil med de øvrige systemelementer.



**Figur 9.3** Totale varmeproduktionspriser i eksisterende system som funktion af merudbygning på varmepumper (VP). Forudsat: El handles på børsens spotmarked. Varmeforsyning i det eksisterende system baseret på NGCC-værk.

Den totale varmepris i området ses at stige når varmepumper udgør en “overkapacitet” på mere end omkring 20% af det eksisterende NGCC-værks kapacitet. En mindre merudbygning med varmepumper vil ikke øge varmeprisen væsentligt, men set fra det samlede varmeområdes aktørs side er der ikke et økonomisk incitament til at påtænke et varmepumpe-projekt. Varmeprisen, beregnet under de valgte forudsætninger, ligger på 153kr/MWh<sub>th</sub> i referencesituationen (for  $x = 0\%$ ), og prisen ændrer sig ikke betydeligt før merkapaciteten på varmepumper udgør omkring de 20%.

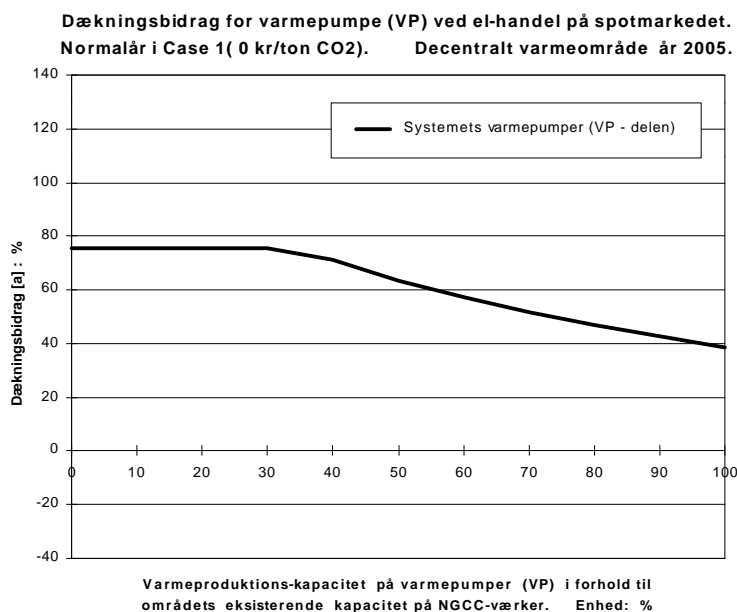
#### *Varmepumpers økonomi set fra VP-aktøren.*

Man kunne også vælge at se forholdene fra varmepumpeaktørens synspunkt. Dette vil naturligvis give samme konklusion som ovenfor.

Varmepumpens økonomi udtrykkes her via det dækningsbidrag, som en varmepumpe-aktør kan forvente sat i forhold til den årlige kapitalomkostning. Dette forhold udtrykt i % betegnes her med symbolet  $[a]$ , jvf. i øvrigt det ganske tilsvarende nøgletal anvendt i forbindelse med analysen af vindmølleøkonomien i afsnit 8.2.

Figur 9.4 viser en række anlægsprojekters økonomi set fra varmepumpe-aktørens synsvinkel.

Af figuren fremgår, at set fra de potentielle varmepumpe-aktørers (investorers) synsvinkel, så kan den samlede projekt-økonomi under disse forudsætninger ikke give basis for etablering af nye anlæg. Dette følger af, at dækningsbidraget ligger under 100% overalt på figuren.



**Figur 9.4 Varmepumpers dækningsbidrag i eksisterende system ved el-handel på børsens spotmarked og varmesalg afregnet til NGCC-værkets marginale substitutionspriser.**

Økonomien ser som forventet bedst ud for en samlet kapacitet på varmepumper, der ligger under ca. 30% af NGCC-værkets kapacitet. Øges kapaciteten herudover reduceres varmepumpens benyttelsestid gradvist på grund af varmebehovets sæsonvariation.

For Case2 vil resultatet være, at varmepumpens økonomi er endnu dårligere, primært fordi elpriserne i dette case er højere. Heri er indregnet, at NGCC-værket naturligvis også betaler CO<sub>2</sub>-afgiften.

Den generelle konklusion er derfor, at i en situation, hvor varmeområdets forsyning allerede er dækket med et NGCC-anlæg, vil det ikke være økonomisk rentabelt at etablere varmepumper.

*Områdets varmepriser når varmepumpens kapacitet udgør 1/3 af NGCC-værkets varmekapacitet*

I det følgende analyseres i yderligere detaljer de økonomiske forhold for et specifikt tilfælde af ovenstående, nemlig tilfældet hvor varmepumpens kapacitet udgør 1/3 af NGCC-værkets varmekapacitet. Der er således på NGCC-værket og varmepumpen tilsammen en kapacitet, der ligger ca. 10% over den maksimale varmebelastning. En oversigt over områdets varmepriser med reguleringsteknologierne indpasset er vist i Tabel 9.2.

Beregningerne er gennemført for systemer uden og med varmelager inddraget. Elbørsens prisniveau er som tidligere opdelt på de 6 situationer: Uden og med CO<sub>2</sub>-afgift i hhv. normal-, våd- og tørår.

### *Varmepumpe*

Generelt kan et højt elprisniveau forventes at betyde, at systemernes varmepumpeanlæg vil få relativt lavere benyttelsestider. Dette ses markant afspejlet i Tabel 9.2, ved sammenligning af Case1 og Case2. Det højere elprisniveau i Case2 har baggrund i en CO<sub>2</sub>-afgift på 100 kr/ton CO<sub>2</sub>, som NGCC-værket også betaler, men det naturgasfyrede CC-anlæg står sig alligevel betydelig bedre på varmemarkedet relativt til varmepumpen under Case2 forudsætninger.

Simuleringerne viser, som allerede bemærket i forhold til figurerne 9.3 og 9.4, at varmepumpen ikke er rentabel i normal- og tørår i Case1 og Case2, når denne indpasses i det eksisterende kraftvarmesystem (der ikke mangler eller står for at skulle udskifte forsyningskapacitet).

Dette fremgår også, når fjernvarmeområdet totale varmepriser vist i Tabel 9.2 sammenholdes med fjernvarmeområdets totale varmepriser i referencesituationen vist i Tabel 9.1 i afsnit 9.2.1.

I normalåret i Case1 stiger den totale varmepris dog kun lidt. Prisen stiger hhv. 2 og 4kr/MWh<sub>th</sub> i systemer uden og med et varmelager inddraget. I Case2 normalår er stigningen mere udpræget hhv. 11 og 12kr/MWh<sub>th</sub>, hvilket her er i størrelsesordenen 10%. I tørår, som har de høje elpriser, stiger områdets varmepris med varmepumpen inddraget mere markant.

I vådår er situationen vendt. Beregningerne viser, at varmepumpen i sådanne år vil kunne reducere varmeprisen markant. I Case1 reduceres varmeprisen fra 203kr/MWh<sub>th</sub> til 163kr/MWh<sub>th</sub>, og i Case2 reduceres varmeprisen fra 183kr/MWh<sub>th</sub> til ca. 153kr/MWh<sub>th</sub> i vådåret. Varmepumpen udnyttes maksimalt i vådår, hvilket også fremgår af de meget høje benyttelsestider, der opnås (jvf. Tabel 9.2).

Varmepumpe-aktørens økonomi, hvor varmepumpen ses som et selvstændigt element i systemet, fremgår af det relative dækningsbidrag (betegnet [a] i tabellen). Det ses, at indtægterne på varmesalget i Case1 normalår kun vil kunne forrente knap 75% af kapitalomkostningerne i året. Varmepumpens varmeleverancer kan i det 'eksisterende system' kun afsættes til NGCC-værkets marginale substitutionspris. På trods af varmepumpens meget høje benyttelsestid i situationen er afregningspriserne på dette varmemarked for lave til at forrente investeringen.

I tøråret er situationen som forventet værre. Varmepumpe-aktøren kan i sådanne år ikke forvente at kunne forrente mere end ca. 25% af kapitaludgifterne i Case1, og varmepumpen giver et negativt dækningsbidrag på ca. -5% i Case2.

**Tabel 9.2 Varmepumpe i et eksisterende system. Varmepriser mv. i kraftvarmeområde baseret på varmepumpe (VP) og kraftvarmeværk på naturgas (NGCC) samt varmekedel til spidslast. Med og uden varmelager inddraget.**

Decentralt fjernvarmeområde (FV) Varmeproduktion år 2005 Elbørs: Spotmarkedet	El-prisforudsætninger: Norge syd					
	Case 1: 0 kr/ton CO2			Case 2: 100 kr/ton CO2		
	Års-type: Normal Våd Tør			Års-type: Normal Våd Tør		
<b>Kraftvarmeområde</b>						
<b>MED Varmepumpe</b>						
VP kapacitet: 30 MW <sub>th</sub>						
<b><i>!eksisterende system:</i></b>						
NGCC kapacitet: 90 MW <sub>th</sub>						
<b>UDEN Lager</b>						
VP: Dækningsbidrag [a] %	<b>75%</b>	<b>477%</b>	<b>25%</b>	<b>-4%</b>	<b>398%</b>	<b>-5%</b>
VP: Benyttelsestid timer/år	7014	8723	3483	233	5943	159
VP: Marginalpris kr/MWh <sub>th</sub>	80	57	81	104	63	112
VP: Totalpris kr/MWh <sub>th</sub>	108	80	139	967	96	1371
NGCC: Totalpris kr/MWh <sub>th</sub>	189	261	104	106	184	61
FV-området: Totalpris kr/MWh <sub>th</sub>	<b>155</b>	<b>163</b>	<b>112</b>	<b>118</b>	<b>153</b>	<b>74</b>
<b>MED Lager # lagercykler / år</b>	86	9	169	173	37	172
VP: Dækningsbidrag [a] %	<b>74%</b>	<b>477%</b>	<b>24%</b>	<b>-5%</b>	<b>397%</b>	<b>-6%</b>
VP: Benyttelsestid timer/år	7259	8745	3651	153	5963	137
VP: Marginalpris kr/MWh <sub>th</sub>	80	57	82	111	63	116
VP: Totalpris kr/MWh <sub>th</sub>	107	80	137	1420	96	1578
NGCC: Totalpris kr/MWh <sub>th</sub>	190	261	100	102	183	56
FV-området: Totalpris kr/MWh <sub>th</sub>	<b>154</b>	<b>163</b>	<b>108</b>	<b>115</b>	<b>152</b>	<b>69</b>

I vådår har varmepumpens økonomiske nøjletal [a] værdier på omkring 400% i både Case1 og i Case2. I et vådår kan varmepumpeaktøren derfor forvente en nettoindtjening, der er ca. 4 gange det, der er nødvendigt for at have break-even på investeringen. Indtjeningen i et vådår kan således opveje ca. 4 år, hvor nettoindtjeningen er nul.

Varmelageret betyder ikke så meget for varmepumpens (og varmeområdets) økonomi i dette system, hvor NGCC-værket også indgår. Dette fremgår af Tabel 9.2, når resultater uden og med lager sammenlignes. Varmepumpen får i Case1 lidt flere driftstimer med varmelageret inde, men dette kan ikke opveje, at varmelageret overtager en del af leveringen på tidspunkter, hvor områdets varmepris, sat af referenceanlægget (NGCC-værket), er høj. I Case2 vådår er situationen den samme, mens Case2 normal- og tørår med varmelager inddraget øger NGCC-værkets fordel noget.

Varmekedlen til spidslast kan i vådår forekomme at være en billigere varmeleverandør end NGCC-værket.

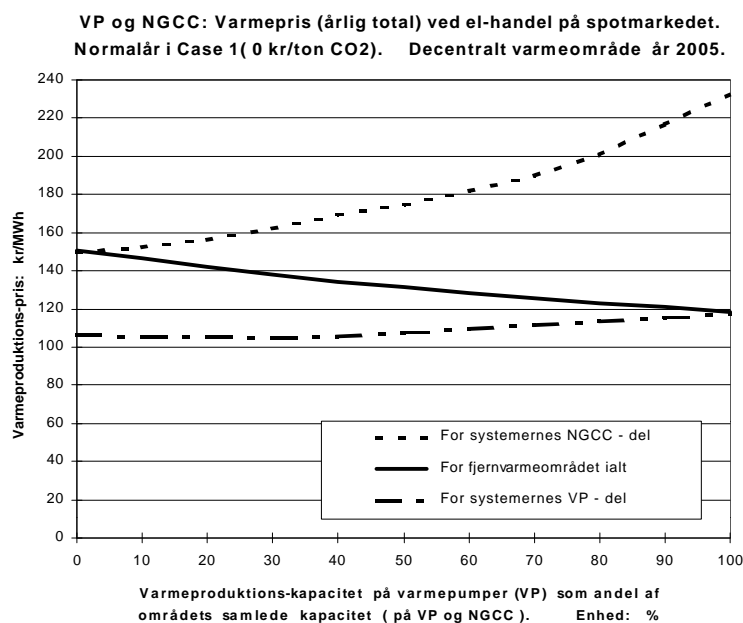


## 9.2.4 Varmepumpe i en udbygnings-situation

Nu analyseres en situation, hvor der skal etableres ny eller yderligere varmforsyning i et område. Varmeområdets aktør vil skulle træffe beslutning om, hvilket anlæg eller hvilke systemelementer der skal etableres, og der stilles spørgsmålet, om en udbygning med NGCC-anlæg (referencesituationen) vil være en bedre løsning end udbygning med varmepumper.

Varmeproduktionskapaciteten på varmepumpe og NGCC-værk forudsættes at udgøre tilsammen ca. 80% af varmeområdernes spidsvarmebelastning. I systemerne indgår endvidere et varmelager samt en varmekedel til dækning af spidsbehov. Kapacitetsforholdene for systemelementerne, relativt til varmebehovets størrelse, svarer til det tidligere forudsatte i afsnit 9.2.1, og alle overordnede forudsætninger er de samme som i analysen vedrørende varmepumper i et eksisterende system, i afsnit 9.2.3.

Som x-parameter på den følgende Figur 9.5 er angivet udbygningens størrelse på varmepumper. VP-udbygningen er udtrykt som en %-del af det resulterende systems varmeproduktions-kapacitet.



**Figur 9.5** Totale varmeproduktionspriser i udbygnings-situationen som funktion af udbygningens kapacitet på varmepumper (VP). Forudsat: El handles på børsens spotmarked. Udgangssystemets varmforsyning baseret på NGCC-værk.

Et spektrum af udbygningssituationer er repræsenteret langs figurens x-akse. Aflæst ved x-værdien nul, i specialtilfældet uden udbygning med varmepumper, fremgår områdets varmepris når forsyningen baseres på NGCC-anlæg. Udgør udbygningen 100% af det resulterende systems kapacitet ( $x=100\%$ ), ses der på et system med varmepumper alene (uden NGCC-anlæg). Dette dækker et modsvarende specialtilfælde, hvor en total udbygning med varmepumper foretages.

Varmepumpens totale varmepris ses af Figur 9.5 at ligge betydeligt under CC-værkets totale varmepris, forudsat Case1 elpriser i normalåret. Områdets samlede varmepris er generelt faldende ved stigende andel varmeproduktionskapacitet på varmepumper i området. Set fra fjernvarmeområdets aktørs synsvinkel vil det således være attraktivt at udbygge systemet med varmepumper, frem for en udbygning på NGCC-anlæg.

*Områdets varmepris efter udbygning med varmepumper til en situation, hvor varmepumpernes varmekapacitet udgør 1/3 af NGCC-værkets kapacitet*

I udbygningssituationen er varmepumpen under de valgte Case1 forudsætninger et attraktivt alternativ til en udbygning med NGCC-anlæg. Dette fremgår af Tabel 9.3 ved sammenligning med Tabel 9.1 i afsnit 9.2.1, som også i udbygningssituationen udgør referencen. Områdets varmepris reduceres væsentligt når udbygning med varmepumpen vælges frem for udbygning med NGCC-anlæg. I normalåret i Case1 reduceres områdets totale varmeproduktionspris fra ca. 150kr/MWh<sub>th</sub> til ca. 140kr/MWh<sub>th</sub> i alternativet med varmepumpeløsningen. I vådar er prisreduktionen yderligere markant, mens Case1 tørår stort set giver samme totale varmepris i de to systemer.

**Tabel 9.3 Varmepumpe i en udbygningssituation. Varmepriser mv. i kraftvarmeområde baseret på varmepumpe (VP) og kraftvarmeværk på naturgas (NGCC) samt varmekedel til spidslast. Med og uden varmelager inddraget.**

Decentralt fjernvarmeområde (FV) Varmeproduktion år 2005 Elbørs: Spotmarkedet	El-prisforudsætninger: Norge syd						
	Case 1: 0 kr/ton CO2			Case 2: 100 kr/ton CO2			
	Års-type:			Års-type:			
	Normal	Våd	Tør	Normal	Våd	Tør	
<b>Kraftvarmeområde</b>							
<b>MED Varmepumpe</b>							
<b><u>Udbygnings-situation:</u></b>							
<b>NGCC kapacitet:</b> 90 MW <sub>th</sub>							
<b>VP kapacitet:</b> 30 MW <sub>th</sub>							
<b>UDEN Lager</b>							
VP: Benyttelsestid timer/år	7819	8760	4325	2130	7637	2054	
VP: Totalpris kr/MWh <sub>th</sub>	106	80	136	208	98	225	
NGCC: Totalpris kr/MWh <sub>th</sub>	159	214	92	96	171	51	
FV-området: Totalpris kr/MWh <sub>th</sub>	<b>141</b>	<b>157</b>	<b>101</b>	<b>108</b>	<b>147</b>	<b>68</b>	
<b>MED Lager # lagercykler / år</b>	53	3	99	98	9	94	
VP: Benyttelsestid timer/år	8040	8760	4508	2074	7679	2035	
VP: Totalpris kr/MWh <sub>th</sub>	105	80	134	211	98	226	
NGCC: Totalpris kr/MWh <sub>th</sub>	159	214	90	94	171	48	
FV-området: Totalpris kr/MWh <sub>th</sub>	<b>140</b>	<b>158</b>	<b>100</b>	<b>106</b>	<b>148</b>	<b>66</b>	

De højere Case2 elpriser vender ikke billedet helt for varmepumpeløsningen. I Case2 normalår stiger områdets totale varmepris ganske lidt, 1-3kr/MWh<sub>th</sub>, fra et prisniveau på

omkring 105kr/MWh<sub>th</sub> uden varmepumper. I tøråret er varmepumpeløsningen beregnet til at være 6-7kr/MWh<sub>th</sub> dyrere, fra et lavere prisniveau på omkring 60kr/MWh<sub>th</sub>.

I Case2 vådår ligger den totale varmepris i referenceløsningen (NGCC-anlæg) på 183kr/MWh<sub>th</sub> både uden og med varmelager. Varmepumpeløsningen klarer sig klart bedre i vådår, hvor varmeområdetets totale varmepriser kommer under 150kr/MWh<sub>th</sub>. I vådår giver varmepumpeløsningen en fordel på godt og vel 30kr/MWh<sub>th</sub>, hvilket kan opveje tab i ca. 5 tørår. Den tilsvarende sammenligning med Case2 normalårets tab på 1-3kr/MWh<sub>th</sub>, siger, at ét vådårs gevinst vil kunne opveje mere end 10 års forventet tab i normalår.

Udbygning med varmepumper kan derfor stadig være en økonomisk interessant løsning også under Case2 forudsætningerne med det højere elprisniveau. Hyppigheder for forekomst af normal-,våd- og tørår skal inddrages for at afgøre dette.

Under de valgte forudsætninger og i udbygningssituationen er varmepumpeløsningen således et interessant alternativ til NGCC-anlæg i et fjernvarmeområdes varmforsyning. Dette gælder i udpræget grad i Case1, og kan også være tilfældet i Case2.

#### *Sammenfatning for kraftvarmeområde i vekselvirkning med børsens spotmarked*

##### Varmepumpe

I konkurrence med NGCC-værker i et *allerede udbygget* (eksisterende) system er varmepumpen ikke økonomisk attraktiv under Case2 forudsætninger, hvor elprisens niveau på børsen afspejler en CO<sub>2</sub>-afgift på 100 kr/ton CO<sub>2</sub>. Uden CO<sub>2</sub>-afgift i børsområdet, i Case1, ligger elprisniveauet noget lavere, men indpasning af varmepumpen er dog fortsat ikke økonomisk attraktivt, omend varmepumpen i systemet kun vil medføre en relativt lille forøgelse af varmeprisen.

I en *udbygningssituation* står varmepumpen væsentlig bedre i konkurrencen med NGCC-værker. I Case1 er udbygning med varmepumpen klart økonomisk attraktivt, men under Case2 er varmepumpeløsningen mere usikker. I Case2 vil fordele i vådår skulle opveje mindre tab i normal og tørår.

##### Varmelager

Varmelagerets betydning er reduceret i systemet, når begge systemelementerne NGCC-anlæg og varmepumpeanlæg indgår, men kun i et vådår kan varmelageret give et mindre underskud. Lageret vil være en attraktiv investering isoleret set. Dette gælder udpræget i systemet, hvor varmelageret vekselvirker med kun én af de nævnte typer systemelementer, eksempelvis NGCC-anlæg. Varmelageret øger systemets muligheder for at drage nytte af elbørsens prisvariationer.

#### 9.2.5 Børsstrategiens betydning for varmepumpens økonomi

I ovenstående afsnit er samspillet mellem varmepumpen og NGCC-anlægget analyseret under den antagelse, at begge typer anlæg kan handle på børsens spotmarked, samt at de kun handler på spotmarkedet. Sammenhørende hermed er det antaget, at aktørerne har fuld information om såvel elpriser som varmeforbrug.

I dette afsnit inddrages børsens balancemarked. Det bliver dermed muligt at analysere, hvorledes en varmepumpeaktør kan forholde sig til dette, og specielt hvorledes usikkerheder kan indarbejdes i analysen, og hvor meget, de betyder. Betydningen af varmepumpe-aktørens valg af børsstrategi illustreres ved et eksemplet. I eksemplet er elbørsens prisniveau baseret på Case1-forudsætninger (0 kr/ton CO<sub>2</sub>) og normalåret. Forudsætninger i øvrigt er som i foregående afsnit.

### *Børsstrategi: Varmepumpe-aktør*

Varmepumper forudsættes at tilbyde opregulering og nedregulering i et omfang, der er styret af en børsstrategi, som vælges af varmepumpe-aktøren. Aktøren udmelder køb på spotmarkedet (12-36 timer før levering), der maksimalt udgør en allokeret del af forbrugskapaciteten.

Varmepumpe-aktørens børsstrategi for elkøb er således bestemt ved

1. en valgt andel af VPs kapacitet, som reserveres til handel (elkøb) på spotmarkedet, og
2. den resterende del af VPs kapacitet, som udnyttes til handel (elkøb) på balancemarkedet. (Ikke udnyttet kapacitet på spotmarkedet søges udnyttet på balancemarkedet.)

VP-aktøren vælger efter denne forhåndsallokering at styre handlen på balancemarkedet på følgende måde, for at maksimere timens driftsafkast:

- Opregulering af VPs elforbrug (og varmeproduktion) foretages maksimalt via elkøb på balancemarkedet, hvis dette samlet set vil kunne øge timens driftsafkast.
- Nedregulering af VPs elforbrug (og varmeproduktion) foretages maksimalt via elsalg til balancemarkedet, hvis dette samlet set vil kunne øge timens driftsafkast. VPs elsalg er baseret på elkøbet, der tidligere er indgået købsaftale om på spotmarkedet.

El købt på spotmarkedet sælges på balancemarkedet, når prisen på balancemarkedet er tilstrækkelig høj til, at varmepumpe-aktøren vil kunne have økonomisk fordel derved.

Dersom forhånds allokeret kapacitet til handel på spotmarkedet i den overordnede børsstrategi ikke kan udnyttes på spotmarkedet, så vil den resterende disponible kapacitet søges udnyttet til handel på balancemarkedet.

VP-aktøren forudsættes at udmelde tilbud om mængde og mindstepris for eventuelt salg på balancemarkedet. Ved salg til balancemarkedet opnås timens balancepris, *balanceprisen*, som ved et salg vil have været større end eller lig med den udmeldte mindstepris. Tilsvarende forudsættes VP-aktøren at udmelde tilbud om køb på balancemarkedet. Aktørens tilbud angår en mængde og en højeste købspris. (Det er forudsat, at VP-aktøren har kendskab til spotmarkedsprisen i timen.)

Varmepumpeaktøren opnår salg af (aktiv) regulering, dersom balancemarkedet efterspørger (aktiv) regulering. Varmepumpeaktøren kan således kun sælge (aktiv) opregulering, hvis balancemarkedet efterspørger (aktiv) opregulering. Og tilsvarende kan varmepumpen kun sælge (aktiv) nedregulering på balancemarkedet (dvs. indkøbe el billigt), hvis balancemarkedet efterspørger nedregulering (eller øget afsætning).

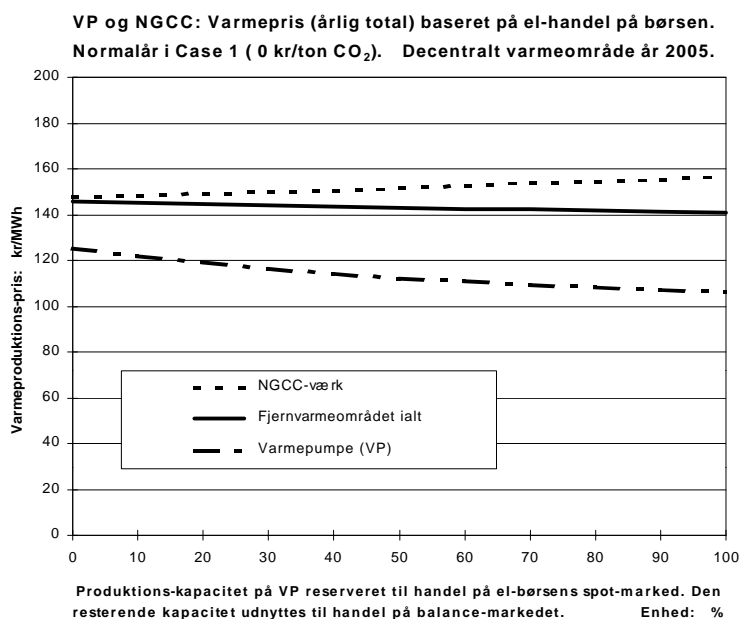
Som beskrevet i afsnit 4.4, så afhænger prisen på balancemarkedet af mængden markedet vil skulle regulere/omsætte. Det er her forudsat, at den samlede mængde (regnet med fortegn), der skal reguleres, er bestemt af reguleringsbehov i børsområdet uden vindkraft (se afsnit 6.3 Figur 6.11) samt reguleringsbehov som følge af fejlprædiktion af vindkraftproduktionen ved udmelding til spotmarkedet.

En skare af børsstrategier analyseres nærmere. Én parameter udspænder den betragtede skare af strategier over for elbørsen. Denne udtrykker, hvor stor en del af aktørens potentielle elforbrug som aktøren vælger at allokere til indkøb på spotmarkedet. Dette udtrykkes her som en %-del af varmepumpens maksimale (elforbrugs) kapacitet, og dette er angivet på x-aksen på den efterfølgende Figur 9.6.

#### *Resultater: Områdets og systemelementernes totale varmepriser*

Figur 9.6 giver en oversigt over områdets totale varmepriser for den betragtede skare af børsstrategier. Priserne gælder for de 'realiserede' varmeleverancer, som varmepumpen og det naturgasfyrede NGCC-værk har opnået i den indbyrdes konkurrence om adgang for levering, der er baseret på marginale produktionspriser. I varmepriserne indgår de eventuelle gevinster og tab, der følger af børsstrategien og handelen på balancemarkedet gennem ét år.

Skaren af børsstrategier er som nævnt parametriseret på figurens x-akse. En børstrategi, karakteriseret ved eksempelvis værdien  $x=50\%$ , fastholdes gennem et år, og de resulterende totale varmepriser kan aflæses på figurens y-akse. Varmepumpe-aktørens udmelding til spotmarkedet baseres på fra  $0\%$  ( $x=0\%$ ) til  $100\%$  ( $x=100\%$ ) af varmepumpens elforbrugskapacitet. Varmepumpens resterende elforbrugskapacitet er søgt udnyttet til gunstige indkøb på børsens balancemarked. Denne kapacitet er således udbudt som aktiv nedregulering på børsens balancemarked. Endvidere er el-salg til balancemarkedet af VP-aktørens eventuelt indkøbte på spotmarkedet inddraget som en mulighed for varmepumpen for at udbyde aktiv opregulering på balancemarkedet.



**Figur 9.6 Børsstrategiers betydning for områdets totale varmepris: Konsekvenser af varmepumpe-aktørens valg af børsstrategi.**

På varmemarkedet konkurrerer varmepumpen, NGCC-værket, varmelageret og varmekedlen indbyrdes om adgang til levering baseret på marginalpriser som hidtil forudsat. Aftalt elhandel på spotmarkedet respekteres, og når varmepumpe-aktørens børsstrategi ændrer grundlaget for NGCC-værkets udmeldte driftsplan til spotmarkedet, så vil NGCC-aktøren overholde aftalen på spotmarkedet via (fordelagtig) kompenserende handel på balancemarkedet i den samme driftstime.

Varmeområdets varmeproduktionspris ses på figuren at være svagt faldende, når varmepumpen forskyder elhandlen fra balancemarkedet over mod spotmarkedet (x: 0% → 100%). Det er således mest hensigtsmæssigt, set fra varmeområdets aktørs synsvinkel, at basere varmepumpens drift på spotmarkedets elpriser.

Endvidere fremgår det af figuren, at når varmepumpe-aktøren generelt gennem året vælger at allokere hele sin kapacitet til handel på spotmarkedet (når x=100%), så er områdets varmepris stort set lig med varmeprisen vist i Tabel 9.2, dvs. omkring 140kr/MWh<sub>th</sub>. Varmepumpens elsalg på balancemarkedet af el indkøbt på spotmarkedet har således ikke signifikant betydning for områdets totale varmepris under de valgte forudsætninger, iblandt hvilke bl.a. transmissionsomkostninger er væsentlige.

Varmepumpens valg af børsstrategi betyder således ikke ret meget for områdets totale varmepris, som det fremgår af Figur 9.6. Placeres hele handelen på balancemarkedet øges områdets samlede varmepris i den ændrede situation med under 5% under de her valgte forudsætninger.

*Sammenfatning for kraftvarmeområdet i el-vekselvirkning med spot- og balancemarked*

I det forgående afsnit 9.2.4 blev det vist, at udbygning med varmepumper var attraktivt i forhold til udbygning på NGCC-anlæg, når børsområdet ikke var pålagt CO<sub>2</sub>-afgift (Case1). Under Case2 var udbygning på varmepumper og udbygning på NGCC-anlæg i varmeområdet nogenlunde økonomisk ligestillet.

For det samme varmeforsyningssystem i et normalår og under Case1 er det i dette afsnit 9.2.5 vist, at områdets totale varmepris vil stige svagt, når varmepumpe-aktøren forskyder sin elhandel over mod handel via balancemarkedet. Hvis varmepumpe-aktøren afvikler hele sin elhandel på balancemarkedet, så vil områdets totale varmepris øges fra ca. 140kr/MWh<sub>th</sub> til ca. 147kr/MWh<sub>th</sub>.

I referencesystemet, baseret på NGCC-anlæg, varmelager og varmekedel alene (uden varmepumpe), var områdets totale varmepris i normalåret under Case1 ca. 150kr/MWh<sub>th</sub> (jvf. Tabel 9.1 i afsnit 9.2.1).

### *Konklusion*

Den totale varmepris i områder, udbygget med varmepumpe, ligger på nogenlunde uændret niveau, også når en betydelig del af varmepumpens elhandel søges placeret på balancemarkedet. Varmepumper kan derfor under disse forudsætninger (Case1) bidrage til aktiv balancering af markedet. Da store mængder vindkraft medfører et øget pres på balancemarkedet, kan anvendelsen af varmepumper til regulering sætte en prisgrænse på dette marked. Varmepumper i systemet vil således kunne øge systemets muligheder for at udnytte en fluktuerende elproduktion.

### **9.3 Flexibelt elforbrug med elbiler som eksempel**

I kapitel 9.2 analyseredes hvordan elementerne "varmepumper" og "kraftvarmeværker" kan bringes til at spille sammen indenfor det åbne system med store mængder fluktuerende vedvarende energi. Da elementerne påvirker balancen indenfor både el- og varmeproduktionssystemet, - da de bidrager henholdsvis forbruger både el og varme, bliver analysen af disse elementer følgelig også kompleks. Analyse af andre, mere simple elementer, er populært sagt næsten indeholdt i analysen af de komplekse elementer.

I dette afsnit analyseres hvordan et fleksibelt elforbrug, eksemplificeret ved en større bestand af elbiler, kunne drage nytte af et aktivt samspil med det analyserede system, og det diskuteres, hvordan systemet på tilsvarende vis kan drage nytte af fleksible forbrugere.

En række energitjenester, som i dag tilfredsstilles med elektricitet, er i større eller mindre omfang uafhængige af at blive leveret på et bestemt tidspunkt. Det kan f.eks. være opvaskemaskinen, som - afhængigt af familiens vaner - måske blot behøver at "producere" de rene tallerkener på et eller andet tidspunkt mellem aftensmaden kl. 19 og morgenmaden kl. 6. Eller elbilen, som betragtes i det følgende, som ejeren blot vil kræve er ladet tilstrækkeligt op til den næste tur som han eller hun skal ud på næste dag, - eller måske om flere dage. Set fra systemets side er det dog underordnet hvordan fleksibiliteten i forbruget skabes, og analysen af konsekvenserne af en sådan fleksibilitet gennemføres derfor først og herefter analyseres hvad resultaterne kunne betyde for elbilerne, og omvendt hvad udviklingen i elbilbestanden kan betyde for el- og varmesystemet.

#### 9.3.1 Forudsætninger for analysen

##### *Elbilen som eksempel*

Elbilens fleksibilitet over for tidspunktet for opladning af bilens batteri giver som nævnt mulighed for belastningsstyret elforbrug. Elbilens opladning kan for en væsentlig del styres hen på tidspunkter, som er gunstige for elproduktionssystemet. De gunstige tidspunkter for levering er på det liberaliserede marked kendetegnet ved lave elpriser. En elbilaktørs ønske om at indkøbe el billigt kan således fremme et forbrugsmønster, som også er hensigtsmæssigt set ud fra et produktions- og reguleringsteknisk synspunkt.

På elbørsens spotmarked optræder de lave elpriser typisk om natten, hvor desuden størstedelen af elbilerne kan være tilsluttet elnettet for opladning. De lave natpriser optræder fordi efterspørgslen er lav, og elbilers elforbrug kan således øge udnyttelsen af elproduktionskapaciteten.



På elbørsens balancemarked vil elprisen være lav, når markedet efterspørger nedregulering. Lave priser på balancemarkedet er derfor kraftigt korreleret med de tidspunkter, hvor vindkraftproduktionen er prædikeret lavere end den faktiske produktion.

Målet er i det følgende at belyse elbilens mulighed for at øge elsystemets (elbørsens) udbud af reguleringsevne, og således også systemets evne til at udnytte fluktuerende elproduktion, eksempelvis fra vindkraft. Et centralt spørgsmål er derfor, hvorvidt det er teknisk og økonomisk attraktivt for elbilaktøren at søge elindkøb placeret på balancemarkedet.

Det vurderes ikke her, i hvilken udstrækning elbiler vil kunne finde indpas i transportsektoren fremover. Det er her forudsat, at eldrevne personbiler udgør en del af bilparken år 2005. Antallet af elbiler i systemet baseres her på forudsætninger beskrevet i rapporten "Perspektiver for elbiler I Danmark", fra Miljø- og Energiministeriet, Miljøstyrelsen 1997 (ref. 9.3-1).

#### *Væsentlige parametre for elbilaktørens elkøb*

Hvorvidt elbilerne vil kunne udnytte dele af det forudsatte balancemarkeds udbud af el til lave priser afhænger af flere forhold. Især de følgende forhold har betydning for elbilaktørens mulighed for at indkøbe gunstigt på elbørsen:

- Batteriets størrelse ift. størrelsen af bilens specifikke elforbrug.
- Opladeeffektens størrelse ift. batteriets og forbrugets størrelse.
- Antal timer pr. døgn med nettilslutning (for potentiel opladning).
- Valget af børsstrategi for elkøb (dvs. strategi for udmelding til elbørsen).

Bilens brug og kørselsmønstre, infrastruktur for opladning og selve bilens tekniske udformning har betydning for den individuelle forbrugers elkøb og elpris.

#### *Elbilens batteri og kørselslængde*

Størrelsen og kapaciteten af elbilens batteri vil, foruden af prisen og de tekniske muligheder, være bestemt af forbrugernes ønsker til kørselslængde mellem opladninger, bilens acceleration samt den tid, det vil tage at genoplade elbilens batteri.

Forbrugerkrav om stor kørselslængde mellem opladninger kan på sigt forventes at betyde, at energiindholdet i det fuldt opladede batteri vil være relativt stort set i forhold til det daglige gennemsnitlige kørebehov.

Dette kan for elbilens opladning medføre den positive sidegevinst, at elbilens ejer ofte vil kunne vente med sine elindkøb på børsen indtil elprisen er gunstig. Hvis elbilen eksempelvis vil kunne tilbagelægge 200km/opladning, hvilket ikke er urealistisk for elbiler på markedet omkring år 2005, så behøver elbilen ikke opladning hvert døgn.

Personbilens forventede årskørsel i gennemsnit er ca. 14200km/år/bil (jvf. ref. 9.1). På et døgn køres således i middel en strækning på knap 40km/døgn/bil. Elbilen med batterikapacitet til at kunne køre 200km i et stræk kan således rumme en energimængde, der svarer til ca. 5 dages kørselsforbrug i middel.

Elbilens batterier og specifikke energiforbrug i dag gør det typisk muligt at køre omkring 100km/opladning, hvilket svarer til godt 2 dages kørselsforbrug i middel.

### *Elbilers aflade- og opladeeffekt*

En typisk maksimal effekt ved afladning (under kørsel) for elbiler baseret på blybatterier i dag kan være 30kW (ca. 40hk), og for elbilen i år 2005 kan afladeeffekten være mere end fordoblet, hvis de mere avancerede batterityper finder indpas. Opladeeffekten for batterierne kan teknisk set være af samme størrelsesorden (og udnyttes ved lynopladning), men i praksis kan opladning fra elnettet typisk forventes at trække effekt på omkring 2-10 kW ved boliginstallationer.

Forudsættes en opladeeffekt på ca. 3,5kW/elbil (opladning med én fase, 230V / 16A) samt et specifikt elforbrug i elbilen i dag på ca. 0.2 kWh/km (ab net), så kan opladning i én time levere energi til omkring 15 km's kørsel. På under tre timer vil elbilen således kunne oplade til middelforbruget over et døgn. Oplades ved 10 kW kan én times opladning svare til et døgns kørselsforbrug i middel.

### 9.3.2 Analyse af elbilaktørens muligheder

I det følgende belyses konsekvenser af udvalgte strategier for elkøb på børsen, som elbilaktøren kunne vælge at følge. Børsstrategierne for elbil-aktørens indkøb til opladning er undersøgt ved simulering af handlen på timebasis gennem et år. Simuleringer er udført for elbiler, hvor det fuldt opladte batteri i det individuelle køretøj giver mulighed kørestrækninger på hhv. 100km og 200km. Bilens opladkapacitet er sat til 3,5kW, når andet ikke er nævnt. Vi har forudsat, at det "smarte" ladeaggregat, som gør en elbilaktør i stand til at handle på spotmarkedet og balancemarkedet, er til rådighed.

På resultatsiden fokuseres der på de årsmidlede elpriser, som elindkøbet til den samlede bestand af elbiler kan opnå på den forudsatte elbørs år 2005. Der tages udgangspunkt i Case1 prisforudsætningerne i et normalår.

### *Forudsætninger og simplificerende antagelser*

Et antal simplificerende antagelser er gjort. Dette angår især elbilparkens kørselsmønstre og kollektive elforbrug samt oplademønstre, lagerkapacitet og lagerbeholdning.

Der er anvendt to sæt forudsætninger vedrørende elbilparkens lagerkapacitet i forhold til kørselsforbruget. Disse svarer til de tidligere beskrevne kørelængder for den individuelle elbil på hhv. 100km og 200km på fuldt opladte batterier, svarende til hhv. ”relativt mindre batterisæt” og ”relativt større batterisæt”.

Vedrørende kørselsmønstre for elbilparken, hvor det individuelle køretøj kan tilbagelægge 200km på et fuldt opladet batteri, er der i simuleringerne forudsat, at den kollektive kørsel fordelt over 5 dage, løbende skal svare til bilparkens middelforbrug. For elbilen med det ”relativt mindre batterisæt” er den tilsvarende forudsætning sat til 2 dage.

Det er forudsat, at batterikapaciteten samlet set altid indeholder en energimængde svarende til hhv. et halvt og et døgn middelforbrug i de to sæt forudsætninger. Endvidere er der sat øvre grænse for opladningsgraden. Hvis den fornødne opladning ikke opnås under den forudsatte børsstrategi, så indkøbes fra børsens balancemarked uanset prisen indtil det forudsatte minimum for batteriernes energibeholdning er opfyldt.

### *Børsstrategi*

Aktøren/elforbrugeren søger at udnytte deres fleksibilitet over for hvornår elleverancer kan modtages til at gøre gunstige indkøb på spotmarkedet. Aktøren udmelder derfor købstilbud til spotmarkedet for det kommende døgn, hvor aktøren specificerer en ønsket leverance, forudsat at elprisen er lavere end en specificeret højeste købspris.

Aktøren forudsættes her at fastlægge denne højeste købspris ud fra elprisniveauet på spotmarkedet i den forgangne uge. Aktøren kan eksempelvis vælge, at udmelde til spotmarkedet, at der indkøbes det maksimalt mulige (givet valgt allokeret opladecapacitet og lagerplads for indkøb på spotmarkedet), dersom elprisen i timen er lavere end f.eks. middelpriisen over den forgangne uge. Hvis købskriteriet kan opfyldes på børsen indkøber aktøren, og aktørens købspris er elbørsens spotmarkedspris i timen (som da er mindre end den udmeldte maksimalpris).

Når elkøb søges placeret på balancemarkedet udmeldes løbende købstilbud til balancemarkedet efter den tilsvarende strategi. Det samlede udbud af nedregulering på balancemarkedet sætter øvre grænse for den indkøbte mængde fra balancemarkedet.

### *Resultater:*

Spotmarkedets pris i middel ved et konstant forbrug gennem året er i et CO2Case1 normalår 213kr/MWh. Dette er inklusive transmissionsomkostninger på 20kr/MWh. Forskellen mellem døgnets laveste og højeste priser varierer gennem året, og er af størrelsesordenen 10-30kr/MWh.

Priserne på det forudsatte balancemarked udviser en (i denne sammenhæng) mindre betydningsfuld døgnvariation, som kraftigt domineres af fluktuationer, der især hidrører fra fejlprædikeret vindkraft på børsen (jvf. afsnit 6.3 og afsnit 8.2). Prisvariationen på

balancemarkedet inden for få døgn er typisk omkring den dobbelte af prisvariationen på spotmarkedet inden for et døgn, under de her valgte forudsætninger.

Indkøber elbilaktøren kun når prisen er mindre end den realiserede middelpriis over den seneste uge under de ovenfor nævnte forudsætninger, vil det årlige elforbrug kunne indkøbes på spotmarkedet til i middel ca. 206kr/MWh. Altså til en pris ca. 7kr/MWh under middelpriisen. Indkøbene ligger i nattimerne, og med et normalt kørselsmønster vil den forudsatte børsstrategi relativt nemt kunne efterleves. Både elbiler med ”relativt mindre batterisæt” og ”relativt større batterisæt” kan realisere disse købspriser på spotmarkedet med den forudsatte børsstrategi. Lavere priser kan realiseres når købskriteriet strammes (mod lavere maksimalpris for køb), og priser ned til omkring 200kr/MWh vil kunne realiseres.

Aktøren kan inddrage elindkøb på kort varsel fra børsens balancemarked ved at friholde kapacitet, der før var reserveret til handel på spotmarkedet. Friholdes en stadig større andel af kapaciteten for denne mere tilfældige handel, så kan købsprisen reduceres til lidt under 190kr/MWh under den valgte børsstrategi. Elbiler med det ”relativt større batterisæt” kan ved at stramme købskriteriet yderligere reducere elprisen til ca. 183kr/MWh ved køb alene på balancemarkedet.

Elbiler med det ”relativt mindre batterisæt” kan imidlertid kun forvente at kunne placere en mindre del af elindkøbet på balancemarkedet til de lavere priser, fordi mangelsituationer optræder stadig hyppigere for bilens ladetilstand, hvorfor el må indkøbes til høje balancepriser.

Da lave priser på balancemarkedet også optræder i dagtimerne, kan det kræve en ændret adfærd for bilens ejer vedrørende nettilslutning for opladning. Jo større del af døgnets timer bilen er nettilsluttet desto mere hyppigt kan ejeren forvente at indkøbe billigt. Er elbilen imidlertid udstyret med rigelig batterikapacitet, og har ejeren mulighed for at oplade ved meget høj effekt, så kræves en relativt kortere periode med nettilslutning, og nettilslutning i nattimer alene kan være tilstrækkeligt for bilens opladning via køb på balancemarkedet.

### *Konklusion*

Generelt gælder, både for elbiler med de ”relativt mindre batterisæt” og ”relativt større batterisæt”, at elbilaktøren med den skitserede børsstrategi på spotmarkedet vil kunne købe strøm til en pris der ligger omkring 10 kr/MWh (1 øre/kWh) under middelpriisen på spotmarkedet. Tilsvarende gælder, at en besparelse på yderligere 10-15 kr/MWh vil kunne opnås når (hhv. en del af og hele) elkøbet søges placeret på børsens balancemarked.

Da omkostningerne til etablering af et system der muliggør at elbilaktører handler på spot- og balancemarkedet ikke kendes, er det dog ikke til at sige, om elbilernes mulige udbud af denne type regulering prismæssigt kan konkurrere med den reguleringspris (balancepris) på børsen, der her er forudsat som børsområdets referencepris for regulering.

Da elforbruget til elbilerne i regneeksempelt kun udgør omkring 2900 kWh pr. år pr. bil, vil en besparelse på f.eks. 3 øre/kWh dog kun andrage en samlet besparelse på omkring 85 kr/år. Skal "smarte" ladesystemer derfor vinde udbredelse, må man derfor antage at merprisen på disse systemer skal være beskednen.

### 9.3.3 Betydning af en større elbilpark i år 2005

#### *Antal elbiler år 2005 og elforbrug*

I ref. 9.1 ses på et scenarie, hvor antallet af eldrevne personbiler i Danmark år 2005 udgør 74000 stk., eller cirka 3% af den samlede bilpark. Elforbruget til driften af bilerne er beregnet til 0.21TWh/år. Dette yderligere elforbrug til elbiler udgør således en forbrugsstigning, der ligger betydeligt under 1% af det samlede danske elforbrug.

Oplader alle 74000 elbiler samtidigt, og oplader hvert køretøj med 3,5kW, så vil belastningen ialt kunne udgøre knap 260MW. Benyttelsestiden for bilernes årlige elopladning er da ca. 800timer/år. Tænkes alle elbilerne at oplade samtidigt og fra 10kW ladestandere, så vil elbelastningen maksimalt kunne udgøre 740MW.

Sat i relation til den samlede danske elbelastning så svarer 260MW til omkring 4% af spidsbelastningen. Og sat i relation til den forudsatte danske kapacitet på vindkraft, så vil denne elbelastning svare til omkring 15% af den installerede kapacitet på vindkraft år 2005.

Ses elbilernes forbrug i forhold til et muligt udbud på børsens balancemarked år 2005 fra fejlprædikteret vindkraft, når der forudsættes en "ca. 90% korrekt prædiktion", så fremgår det af afsnit 8.2, at elbilernes årsforbrug kan udgøre under halvdelen af den afsatte mængde vindkraft på balancemarkedet. Den maksimale effekt i denne afsatte mængde vindkraft udgør omkring 700MW.

#### *konklusion*

De økonomiske fordele for en elbilaktør ved at handle på balancemarkedet var som illustreret i afsnit 9.3.2 ret beskedne med de opstillede forudsætninger – når det blev opgjort på den enkelte bil. Som illustreret ovenfor vil en elbilbestand, der blot udgør godt 3% af den samlede bilpark, dog kunne blive en ikke uvæsentlig aktør på balancemarkedet, når den betragtes samlet.

## Referencer

[4.1] Nordels Produktionsgruppe, 1998.

[7.1] "Wind Power Prediction Tool in Central Dispatch Centres", IMM/ELSAM/SEP, 1995 (Chapter 5: Frequency Analysis of Wind Behavior).

[7.2] "Produktionsprofiler for havplacerede møller i det danske elsystem", Eltra-notat TP97-566.

[7.3] "Havmøllehandlingsplan for de danske farvande", Elselskabernes og Energistyrelsens Arbejdsgruppe for havmøller, juni 1997

[7.4] "Rekommandasjon for frekvens, tidsavvik, regulérstyrke og reserve" Nordel rekommandation, august 1996

[7.5] "Rekommandation om drifttekniska specifikationer for värmekraftverk" Nordel rekommandation, august 1995

[7.6] "Network Dimensioning Criteria" Nordel rekommandation, august 1992

[8.1]: "Implementing Windforecasting at a Utility", Lars Landberg (RISØ), Mogens A. Hansen (DMI), Kurt Vestager (Elkraft) og Willy Bergstrøm (NESA), March 1997, Risø-R-929 (EN).

[8.2]: "Analyse af målinger på vindmølleparker", Institut for Informationsbehandling, Handelshøjskolen i Århus, December 1990.

[8.3]: "Wind Power Prediction Tool in Central Dispatch Centres", IMM, ELSAM & SEP, Project Joule II (JOU2-CT92-00XX), ISBN: 87-87090-25-2, 1995.

[8.4]: "Models and Methods for Predicting Wind Power", IMM, ELSAM & SEP, ISBN: 87-87090-29-5, February 1996.

[8.5] "European Wind Atlas", Risø National Laboratory, Ib Troen, Erik Lundtang Petersen, ISBN 87-550-1482-8, 1989.

[9.1]: Perspektiver for elbiler i Danmark, Orientering fra Miljøstyrelsen Nr.1 1997, Miljø- og Energiministeriet, Miljøstyrelsen.



## Bilag

### Bilag A: Datablad for el- og varmeanlæg

#### Decentralt Varmebehov

Varmebehov	500	GWh/år
------------	-----	--------

#### Decentral kraftvarme

Modtryksværk, Combined Cycle:		
Installeret kapacitet (el)	90	MW <sub>el</sub>
CM-værdi (el/varme):	1	-
Total effektivitet (el+varme):	0.90	-
Investering per MW installeret	5000	kkr/MW <sub>el</sub>
Levetid (teknisk)	30	År
D&V per. MWh(el) *	25	kr/MWh <sub>el</sub>
Brændsel: Naturgas		
Naturgaspris	110	kr/MWh
Emissions faktor	56.9	kg CO <sub>2</sub> /GJ

\*) D&V udtrykt i kr/MWh(el) er beregnet under forudsætning af en benyttelsestid på 5000 timer/år.

#### Varmepumpe

Varmepumpe:		
Installeret kapacitet (el)	10	MW <sub>el</sub>
Effektfaktor, COP (El → varme)	3	-
Investering per MW installeret	7500	kkr/MW <sub>el</sub>
Levetid (teknisk)	20	År
D&V per. MWh(el) *	30	kr/MWh <sub>el</sub>



### Varmelager

Varmelager:		
Maksimal effekt (opladning og afladning)	90	MW <sub>th</sub>
Maksimalt varmeindhold	540	MWh <sub>th</sub>
Varmetabskoefficient	0.0	-
Investering per GWh lagerkapacitet	6000.0	kkr/GWh <sub>th</sub>
Levetid (teknisk)	30.0	År
D&V i % af investering	0.5	%
D&V per MWh(varme)	0.2	kr/MWh <sub>th</sub>

### Varmekedel

Varmekedel:		
Installeret kapacitet (varme)	20	MW <sub>th</sub>
Effektivitet	0.90	
Investering per MW (varme) installeret*)	0.0	kkr/MW <sub>th</sub>
Levetid (teknisk)	20.0	år
D&V i % af investering	2.0	%
D&V per MWh(varme)	50.0	kr/MWh <sub>th</sub>
Brændsel: Naturgas		
Naturgaspris	110.0	kr/MWh
Emissions faktor	56.90	kg CO <sub>2</sub> /GJ

\*) Investeringen er sat til nul, da det her er forudsat, at et allerede afskrevet anlæg udnyttes til spidslast i varmeområdet.

### Havplaceret vindkraft

Havplaceret vindkraftanlæg år 2005:		
Installeret kapacitet	300	MW
Investering per MW	11700	kkr/MW
Levetid (teknisk)	20.0	år
D&V pr. MWh	80.0	kr/MWh

### Udetid

Systemelementernes udetid er generelt sat til nul i beregningerne. Et anlæg, der yder sin maksimaleffekt året igennem, vil derfor opnå en benyttelsestid på 8760 timer/år.

**Anvendt kalkulationsrente:** 5 % p.a.

## Bilag B: ES<sup>3</sup>-modellen anvendt til analyse af systemelementer

ES<sup>3</sup>-modellen (Energy Supply System Simulator) er et konsekvensberegningværktøj udviklet på Risø med sigte på analyse af energisystemers effektdimensionering og energiomsætning samt økonomi. Med ES<sup>3</sup> simuleres systemers drift typisk gennem ét år med en tidsopløsning på én time. Systemtekniske forhold, der udspiller sig på en tidsskala under én time, er ikke omfattet af modellen.

Modellen udnyttes her til beregning af reguleringsteknologiernes økonomiske og tekniske nøgletal under vekselvirkning med elbørsen. En oversigt over beregningerne udført med ES<sup>3</sup>-modellen er vist på Figur B.1.

Beregninger via ES <sup>3</sup> -modellen:		
Input	Beregning	Resultater
<b>Tidsserier på timebasis:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>•Nordeuropæisk elbørs               <ul style="list-style-type: none"> <li>Døgnmarkedspriser</li> <li>Balancerede mængder</li> </ul> </li> <li>•Varmebelastning</li> <li>•Vindkraft land- og havplaceret</li> </ul>	<b>Nordeuropæisk elbørs:</b> Priser på balancemarkedet på timebasis beregnes via døgnmarkedspriser og total balanceret mængde incl. fejlprædikeret vindkraft.	Via simulering af system over et år på timebasis.
<b>Systemelementer:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>•Vindkraft:               <ul style="list-style-type: none"> <li>Tekn. og øko. anlægsdata</li> <li>Prædiktionsmetode</li> <li>Børsstrategi</li> </ul> </li> <li>•Kraftvarme-forsyning:               <ul style="list-style-type: none"> <li>Tekn. og øko. anlægsdata</li> <li>Drifts- og børsstrategi</li> </ul> </li> <li>•Belastningsstyret elforbrug:               <ul style="list-style-type: none"> <li>Drifts- og børsstrategi</li> </ul> </li> </ul>	<b>Systemelementer:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>•Vindkraft:               <ul style="list-style-type: none"> <li>Simulering af prædikeret og realiseret elproduktion samt børsafregning under valgt børsstrategi.</li> </ul> </li> <li>•Kraftvarme-forsyning:               <ul style="list-style-type: none"> <li>Simulering af lastfordeling i varmforsyningsystem i samspil med elbørs. Inklusive realiseret elproduktion og børsafregning under valgt børsstrategi.</li> </ul> </li> <li>•Belastningsstyret elforbrug, DSM:               <ul style="list-style-type: none"> <li>Simulering af elkøb fra børsen under specificeret fleksibilitet i forbrug og valgt børsstrategi.</li> </ul> </li> </ul>	<b>Systemelementer:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>•Vindkraft:               <ul style="list-style-type: none"> <li>Økonomiske nøgletal:                   <ul style="list-style-type: none"> <li>Priser, mængder, afkast og rentabilitet. Salgspriser opnået på børsen.</li> </ul> </li> <li>Tekniske nøgletal</li> </ul> </li> <li>•Kraftvarme-forsyning:               <ul style="list-style-type: none"> <li>Økonomiske nøgletal:                   <ul style="list-style-type: none"> <li>Priser, mængder, afkast og rentabilitet. Marginale og totale varmepriser</li> </ul> </li> <li>Tekniske nøgletal:                   <ul style="list-style-type: none"> <li>Realiserede værdier på årsbasis samt tidsserier, varighedskurver mv..</li> </ul> </li> </ul> </li> </ul>
<b>Brændselspriser, CO<sub>2</sub>-afgift rente mv.</b> <b>El-transmissionsomkostninger</b>		for varmeområde samt opdelt på delsystemer.
		<b>•Belastningsstyret elforbrug:</b> Tekn. og øko. nøgletal

**Figur B.1: Beregninger udført med ES<sup>3</sup>-modellen.**

Inddata angår elbørsen, vindkraft, de betragtede reguleringsteknologier og delsystemer, som reguleringsteknologierne indgår i, samt analysens generelle forudsætninger. Endvidere specificeres metode- og strategivalg til modellen.

### *Elbørsen*

Timepriser på elbørsens spotmarked (døgnmarkedspriser) i det betragtede år er input til modellen. Spotmarkedspriserne er opdelt på årstyper og det forudsatte CO<sub>2</sub>-afgiftsniveau i børsområdet. Priser på elbørsens balancemarked (balancepriser) beregnes i modellen i dynamisk samspil med den beregnede mængde, der skal reguleres i den givne time.

### *Systemelementer*

Systemelementerne er kategoriseret under betegnelserne vindkraft, kraftvarmeforsyning og belastningsstyret elforbrug.

Vindkraftproduktionen er opdelt på land- og havplacerede anlæg, og tidsserier for den tidlige fordeling af produktionen på disse anlægskategorier er input til ES<sup>3</sup>-modellen. Anlægskategoriernes overordnede tekniske og økonomiske data er endvidere input til modellen. Vindkraftens samspil med elbørsen specificeres til modellen ved valg af prædiktionsmetode og børsstrategi. Prædiktionsmetoden (til forudsigelse af vindkraftproduktionen på timebasis op til 36 timer frem i tiden) danner udgangspunkt for vindkraft-aktørens udmelding af salg på børsen. Den valgte udmelding til elbørsen gennem året styres af en børsstrategi. Vindkraft-aktøren kan eksempelvis vælge en børsstrategi, der siger: Gennem hele året udmeldes elsalg til børsen i mængder, der netop svarer til den forudsagte vindkraftproduktion. På basis af den valgte kombination af prædiktionsmetode og børsstrategi, samt øvrige data, beregner modellen konsekvenser for vindkraftens salgspris på årsbasis opnået på børsen, vindkraftens årlige afkast og rentabilitet mm..

Kraftvarmeforsyning i et fjernvarmeområde inkluderer her kombinationer af systemelementerne: Kraftvarmeværk, varmepumpeanlæg, varmelager og varmekedel til spidslast. Tekniske og økonomiske anlægsdata for disse systemelementer er input til modellen. Endvidere specificeres drifts- og børsstrategi for elementerne til modellen. Driftsstrategi specificeres vedrørende elementets forsyningspligt i områdets varmeforsyning, og kriterier for køb/salg af varme specificeres for varmelagre. Et anlægs drifts er herudover bestemt af den valgte elbørsstrategi. Elementets drift og placering i varmeforsyningens lastfordelingen er bestemt af elementets marginale varmeproduktionspriser. Adgang til varmelevering opnås først for det systemelement, der kan producere varme til den laveste marginalpris i den givne time. Elpriser på børsen påvirker kraftvarmeværkets og varmepumpens marginale varmepriser, og børsen påvirker herved varmeforsyningens lastfordeling og økonomi. Modellen beregner økonomiske nøgletal med relevans for de enkelte systemelementer, når disse ses som selvstændige aktører. Endvidere beregnes økonomiske nøgletal for systemelementerne set samlet, som tilhørende én aktør, hvor økonomien for områdets samlede varmeforsyning betragtes.

Belastningsstyret elforbrug kan eksempelvis være elkøb til elbilers opladning, hvor der kan være stor fleksibilitet med hensyn til tidspunktet for ellevering fra elnettet. Input til modellen er elbelastningens potentielle størrelse, belastningens fleksibilitet, udtrykt som et krav til middelleverancen over en given periode, samt strategi for elkøb på børsen. Via modellen beregnes her eksempelvis den laveste årsmidlede elpris, som den ønskede mængde kan indkøbes til på børsen.

*Forudsat om balancemarkedets funktion i ES<sup>3</sup>.*

Det følgende beskriver i korthed balancemarkedets mekanismer, som de er forudsat i ES<sup>3</sup>-modellen.

I ES<sup>3</sup> antages vedrørende balancemarkedet, at kun en pris, balanceprisen, optræder. Markedet opsamler alle aktørers balancebehov, (hvor både behov for op- og nedregulering indgår), og markedet adderer disse størrelser regnet med fortegn til et nettobehov for balancering. Nettobehovet kan enten være et positivt tal (lad dette være opregulering), et negativt tal (nedregulering) eller nul i forhold til hvad spotmarkedet omsætter i den samme time. Er nettobehovet opregulering af elproduktionen i forhold til spotmarkedets elproduktionsplan findes balanceprisen for timen på den estimerede kurve for pris for opregulering (jvf. afsnit 6.3), når vi tillige kender mængden, der skal opreguleres via balancemarkedet (i det nordeuropæiske system). Denne pris på balancemarkedet, balanceprisen, bruges i ES<sup>3</sup> til at udligne alle ubalancerede mellemværender på spotmarkedet. Omkostning for balancering fordeles ud på alle balancemarkedets aktører på basis af aktørens individuelle balancebehov og baseret på denne ene pris, balanceprisen.

I et eksempel, hvor en vindkraft-aktør producerer mere end det udmeldte på spotmarkedet, vil vindkraft-aktøren få dette afregnet på balancemarkedet. Merproduktionen afregnes her til balanceprisen (som kan være høj hvis balancemarkedet samlet set skal levere opregulering) og merproduktionen fra vindkraft får i dette tilfælde en afregningspris, der kan være betydeligt højere end prisen på spotmarkedet jvf. Figur 4.7. Producerer (omvendt) vindkraften mindre end udmeldt på spotmarkedet, vil dette ligeledes blive afregnet på balancemarkedet. Elprisen, balanceprisen, er den samme (høje) pris og vindkraft-aktøren lider et tab. Aktøren har således i en vis forstand måttet købe dyr el på balancemarkedet, som aktøren (tidligere) har solgt på spotmarkedet.

## Bilag C: Transmissionsomkostninger i forbindelse med børshandel

Under forudsætning af, at Danmark bliver en del af den nordiske elbørs, kan 400 kV-nettet betragtes som "handelsplads" for hele børsområdet, og grænsetarifferne mellem de forskellige lande kan således undlades.

Tab- og kapacitetsomkostninger for udlandsforbindelserne vil i denne situation være indregnet i transmissionstariffen for det overordnede net, hvor der betales for såvel indfødtning som udtag. I projektet er det pr. definition fastlagt, at al produktion føder ind på det overordnede transmissionsnet, hvor "handelspladsen" er etableret.

I perioder med fulldastede udlandsforbindelser (flaskehalse) vil der kunne opstå områdepriser, hvilket i praksis svarer til kapacitetsafgifter på forbindelserne.

*Tages der således udelukkende udgangspunkt i forventede fremtidige nettariffer, vil nettarifferingen for børshandel ikke afvige fra nettariffering for produktion i og køb fra eget område - der skal i begge tilfælde betales samme tariffer for adgang til transmissions-nettet og brug af net på lavere spændingsniveauer. Kapacitetsafgiften for udlandsforbindelserne betales udelukkende i form af områdepriser i flaskehalssituationer.*

Simuleringerne kan ikke i tilstrækkelig grad kortlægge flaskehalssituationer, og de reelle kapacitetsomkostninger ved brug af udlandsforbindelser til udregulering af vindkraft vil derfor ikke fremgå af beregningerne.

Da udstrakt brug af udlandsforbindelser til udregulering af fluktuerende vedvarende energi dels vil forøge nettabet og dels vil øge behovet for udbygning af kapaciteten på udlandsforbindelserne, bør udvekslingen i beregningerne belastes med tabs- og kapacitetsomkostninger af en vis størrelse.

Kapacitetsomkostningerne afspejler, at der fra Danmark ikke er ubegrænset adgang til det nordiske vandkraftsystem til udregulering af indenlandsk fluktuerende produktion. I beregningerne bør den og kun den energimængde, der rent faktisk giver anledning til øget udveksling mellem Danmark og udlandet, belastes med tabs- og kapacitetsomkostninger.

I beregningerne i kapitel 8 og 9 vedrørende henholdsvis vindproduceret el på markedet og anvendelse af nye reguleringsteknologier har det ved prissætningen af el imidlertid ikke været muligt at skelne mellem situationer, hvor den fluktuerende produktion medfører øget belastning på udlandsforbindelserne og situationer, hvor dette ikke er tilfældet. Det er derfor valgt at prissætte *hele* den fluktuerende elproduktion ud fra spot- og balancemarkedspriser på den norsk-svenske elbørs med fradrag af et fast beløb pr. MWh til dækning af tabs- og kapacitetsomkostninger for udlandsforbindelser og net.

Fastlæggelsen af det faste omkostningsbidrag kan f.eks. foretages med udgangspunkt i de samlede tabs og kapacitetsomkostningerne for en HVDC-forbindelse. Med en årlig benyttelsestid på 5.000 timer kan disse beregnes til ca. 50 kr/MWh.

Da ikke hele den fluktuerende vedvarende elproduktion vil give anledning til en øget belastning af udlandsforbindelserne, er der valgt at indregne transmissionsomkostningerne med et beløb på 20 kr/MWh for *hele* produktionen. Samlet set svarer dette til at belaste 40% af den fluktuerende produktion med de fulde transmissionsomkostninger.

Ved værdisætning af indenlandske reguleringsteknologier er der ved både køb og salg af el regnet med tilsvarende transmissionsomkostninger.

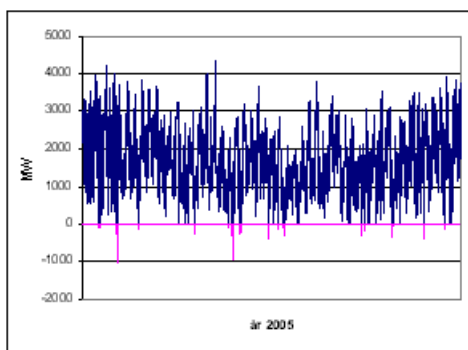
## Bilag D: Analyse af Storebæltsforbindelsens udnyttelse

Ifølge elselskabernes udbygningsplaner er der etableret en forbindelse mellem Elkraft- og Elsamområdet inden år 2005.

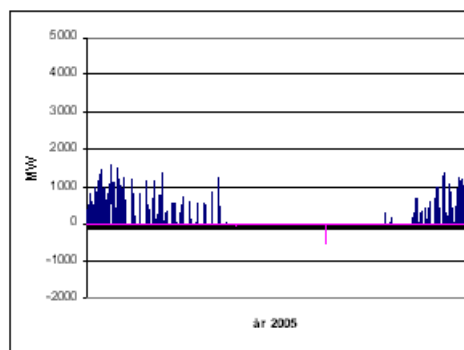
I det følgende er udvekslingen over Storebæltsforbindelsen undersøgt i to tilfælde af udveksling med udlandet. I det første eksempel regnes der med handel med udlandet over en nordisk elbørs. I det andet tilfælde regnes der ikke med udveksling med udlandet, ud over de tidspunkter hvor den bundne elproduktion overstiger forbruget eller der opstår en mangelsituation på grund af havarier.

Normalt kalkuleres der med en Storebæltsforbindelse på 600 MW. Denne restriktion er ikke indlagt i beregningerne. Som beskrevet i kapitel 5, regnes der på en model for hele Danmark. I forhold til udlandet regnes der med én samlet forbindelse på 5200 MW.

### Beregning 1. Udveksling over elbørsen.



Figur 1. Udveksling med elbørs. Positive værdier er eksport og negative værdier er import



Figur 2. Udveksling uden elbørs. Positive værdier er eksport og negative værdier er import

På figur 1 ses udvekslingen med udlandet for et helt år, i dette tilfælde år 2005. Det kan på baggrund af beregningsresultaterne konstateres, at eksporten kommer fra udtags- og kondensanlæg i øst- såvel som i vestdanmark, samt bunden elproduktion i form af decentral produktion og vindmøller.

### Beregning 2. Uden elbørs.

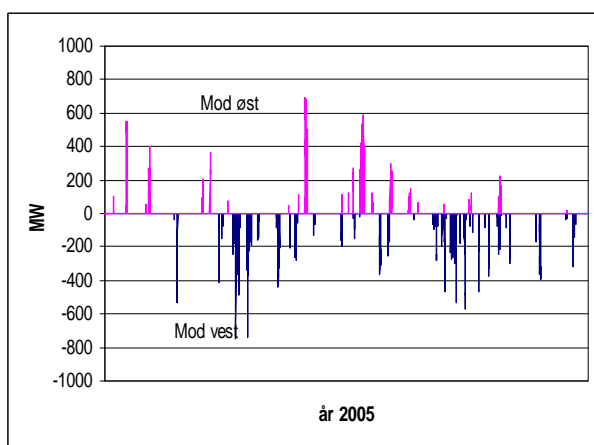
I beregning 2 udveksles der kun med udlandet når det ikke er muligt at forbruge den producerede el inden for landets grænser, eller hvis et havari gør det nødvendigt at importere. Det vil sige at eksporten består af eloverløb og importen af havarihjælp. I figur 2 er denne udveksling vist.

Det fremgår af figur 1 og 2, at der kun er meget beskednen import til Danmark.

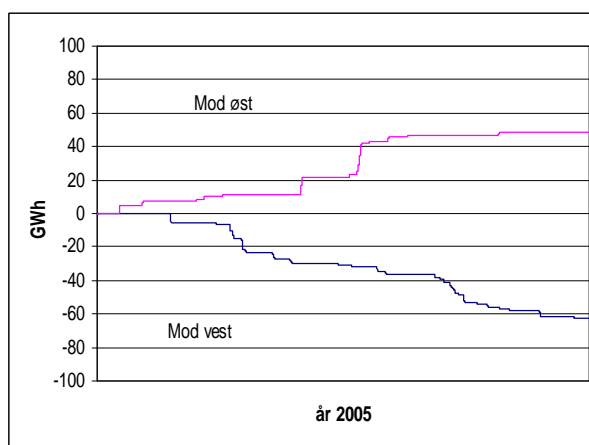
Da Storebæltsforbindelsen ikke direkte er modelleret i SIVAEL må der gøres nogle antagelser angående transporten. I det følgende beregnes udvekslingen over Storebælt.

Det antages, at de to områder foretrækker at balancere med børsen, hvor der er der flest penge at tjene, frem for med hinanden. Konsekvensen heraf er, at kun såfremt der er underskud i det ene område og overskud i det andet er der transport over Storebælt. På figur 3 er udvekslingen over Storebælt vist for beregningen med elbørs. Udvekslingen er meget beskeden, hvilket skyldes at de to områder eksporterer til elbørsen de fleste timer af året. På figur 4 er den akkumulerede udveksling vist. Det ses, at transporten er nogenlunde lige stor i begge retninger.

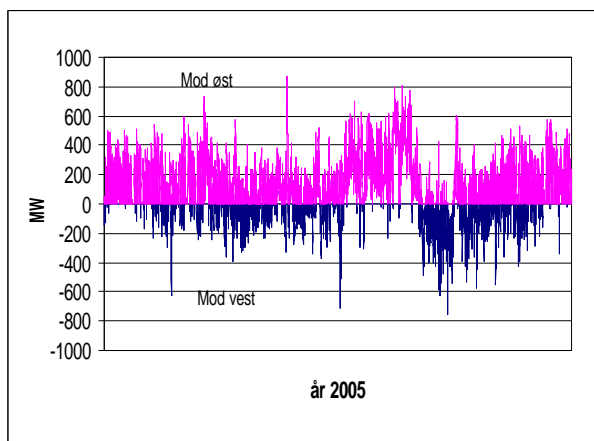
På figur 5 og 6 ses de tilsvarende resultater for beregningen uden en elbørs. Udvekslingen over Storebælt er langt større, da det kun er det reelle eloverløb som eksporteres ud af landet. På grund af en meget ringe pris for eksport vil de to områder så vidt det er muligt forsøge at optimere produktionen internt før et eventuelt eloverløb vil blive eksporteret.



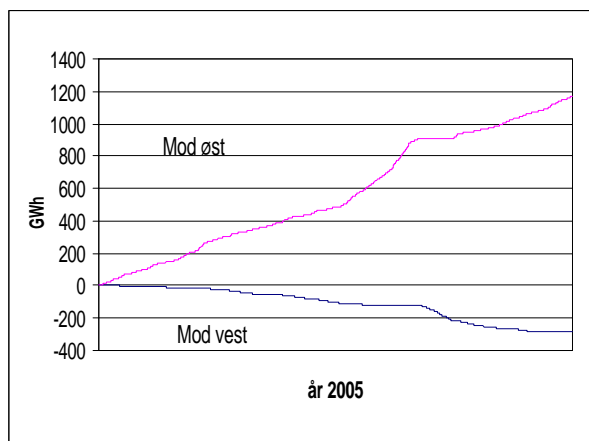
Figur 3. Udveksling over Storebælt med elbørs



Figur 4. Akkumuleret udveksling over Storebælt med elbørs



Figur 5. Udveksling over Storebælt uden elbørs



Figur 6. Akkumuleret udveksling over Storebælt uden elbørs

I nedenstående tabel 1. er hovedtal for ovenstående beregninger vist:



<b>Tabel 1.</b>	<b>Enhed</b>	<b>Med børs</b>	<b>Uden børs</b>
<b>Eksport i alt</b>	GWh	15099	636
<b>Import i alt</b>	GWh	19	1
<b>Transport Øst mod Vest</b>	GWh	63	287
<b>Transport Vest mod Øst</b>	GWh	49	1168
<b>Timer med transport på Storebælt (timer)</b>		640	7875
<b>Belastningen på Storebælt</b>	%	2,3	30,7

Det antages at Storebæltsforbindelsen har en rådighed på 90% af 600 MW. Som det ses på figur 3 og 5 er der flere timer, hvor udvekslingen er over 600 MW. Der ses i ovenstående beregning bort fra denne overskridelse, da den energimæssigt udgør en meget lille del af den samlede transport.

I beregningerne opfører forbindelsen sig som en AC-forbindelse. I virkeligheden vil der være tale om en DC-forbindelse, som i praksis er langt vanskeligere at styre optimalt.

### **Konklusion:**

Udvekslingerne er beregnet under ét sæt forudsætninger. Disse forudsætninger er temmelig usikre og mængden og antallet af timer med udveksling kan derfor blive anderledes. Nedenstående konklusioner er derfor generelle og under ideale forhold.

Ved indførsel af en elbørs vil en Storebæltsforbindelse have minimal betydning for optimeringen af elproduktionen. Produktionsapparatet i de to områder er næsten identiske, hvad angår produktionsmuligheder og omkostninger. De to områder vil handle el på børsen i stedet for med hinanden. Billedet vil sandsynligvis ikke ændre sig væsentligt ved faldende eller stigende børspriser.

I det tilfælde, hvor al kommerciel handel med udlandet bortfalder – et isoleret dansk system – vil Storebæltsforbindelsens betydning øges væsentligt. Fra kun at være energimæssigt belastet med godt 2% i gennemsnit over året, vil forbindelsen i gennemsnit være belastet i ca. 30% af tiden. Dette giver stadig kun en samlet nettoudveksling på 1455 GWh. Til sammenligning blev der 1997 udvekslet ca. 4600 GWh igennem Elkraftområdets udlandsforbindelser.



**Bibliographic Data Sheet****Risø-R-1055(DA)**

Title and authors

System integration of wind power on liberalised electricity market conditions. Medium term aspects. (In Danish)

Edited by Lars Henrik Nielsen and Poul Erik Morthorst

ISBN		ISSN	
87-550-2396-7		0106-2840	
Department or group		Date	
Systems Analysis Department		April 1998	
Groups own reg. number(s)		Project/contract No(s)	
ESY 1200064		ENS-51191-96.0030	
Pages	Tables	Illustrations	References
154	17	57	13

Abstract (max. 2000 characters)

The main objective of this methodical study is to analyse conditions for wind generated fluctuating electricity production in the context of a liberalised electricity market. Furthermore, the objective is to analyse consequences of introducing technologies, able to provide power regulation, to improve utilisation of large capacities of wind power in the Danish and North European electricity system. Main emphasis is put on the system aspects year 2005 and 2015. The Danish energy plan Energy21 forms the starting point of the analysis.

An essential part of the work has been to set up a baseline market for sale and purchase of electricity in Northern Europe year 2005. The baseline market comprises a spot and a balance market for electricity. Detailed model calculations on the North European electricity production system and data from the existing Nord Pool electricity market form the basis for this baseline market. Uncertainties due to annual precipitation variations in the Scandinavian hydropower production and consequences of CO<sub>2</sub>-taxation are reflected in the analysis. Quantities that are not reflected in the market prices, though important for the technical functioning of the electricity system, are described.

Consequences of the prediction accuracy of the wind power production and market strategy on the market value of wind generated electricity is treated in the report. Furthermore, the economy of off shore wind farms is addressed. The relevance of using national regulation technologies to improve the integration of wind power is analysed. Decentral heat and power production systems based on natural gas fired Combined Cycle plants including heat storages and heat pumps are analysed relative to the electricity baseline market, and flexibility in such systems, as to offer power regulation capability on the electricity market, is studied. Furthermore, load management options related to electric vehicles are analysed.

Descriptors INIS/EDB

BUSINESS; CARBON DIOXIDE; COAL; COGENERATION; COMPUTERIZED; SIMULATION; DENMARK; DISTRICT HEATING; DUAL-PURPOSE POWER PLANTS; ECONOMY; ELECTRIC POWER; ELECTRIC-POWERED VEHICLES; ELECTRIC UTILITIES; ENERGY SUPPLIES; FORECASTING; HEAT PUMPS; HYDROELECTRIC POWER; MARKET; NATURAL GAS; POWER GENERATION; POWER SUPPLIES; POWER TRANSMISSION; REGULATIONS; SCANDINAVIA; SECTORAL ANALYSIS; SPOT MARKET; SYSTEMS ANALYSIS; TAXES; TECHNOLOGY ASSESSMENT; WIND POWER.

Available on request from Information Service Department, Risø National Laboratory,  
(Afdelingen for Informationservice, Forskningscenter Risø), P.O.Box 49, DK-4000 Roskilde, Denmark.  
Telephone +45 46 77 40 04, Telefax +45 46 77 40 13