



Ea Energianalyse

# Bedre integration af vind

**Evaluering af elpatronloven, treledstariffen for mindre kraftvarmeanlæg m.m.**

**Delrapport 1:**

**Analyse af markedsdata for vindkraft, decentral kraftvarme m.m.**



**Udarbejdet af Ea Energianalyse og Risø/DTU for  
Energistyrelsen og Skatteministeriet**

1. juni 2009



Udarbejdet af:

Ea Energianalyse a/s  
Frederiksholms Kanal 1, 1.  
1220 København K  
Tel: 88 70 70 83  
Web: [www.eaea.dk](http://www.eaea.dk)



## Indholdsfortegnelse

1	Introduktion.....	4
2	Vindkraft og prognoseusikkerhed .....	5
3	Driften af decentrale kraftvarmeværker .....	13
4	Elpatroner.....	19
5	Elsystemets dynamik og dynamikken i de aktuelle prissignaler .....	24
6	Brugen af Elbas .....	29
7	Analyse af særlig høje og særlig lave elpriser .....	32
8	Sammenfatning.....	36
9	Referencer .....	37



# 1 Introduktion

Denne delrapport giver en virkelighedsnær beskrivelse af udfordringerne i forbindelse med vindkraft, herunder den faktiske drift af små decentrale værker og analyser af prisdannelsen i elmarkedet. Formålet er at præcisere udfordringerne i forbindelse med vindkraft og i forbindelse med den videre udvikling af elmarkedet. Det omtales ofte i løse vendinger, at vindkraften *er svær at forudsige*, men hvad ligger der egentlig i dette? Er vindkraften altid *svær* at forudsige, og hvordan afhænger dette af tidshorisonten?

Analysen gennemføres med historiske data fra de senere år. Styrken i dette er, at der er tale om konkrete og praktiske erfaringsdata. Dette kan belyse væsentlige problemstillinger i forbindelse med den nuværende andel af vindkraft og det aktuelle stade af elmarkedet.

Til gengæld er det i sagens natur vanskeligt udelukkende på baggrund af historiske data i detaljer at forudsige, hvorledes energisystemet vil håndtere fx en fordobling af vindkraften. Denne delrapport bør derfor ses i sammenhæng med de to øvrige delrapporter:

- Delrapport 2: Kataloget over løsninger
- Delrapport 3: Modelanalyse af energisystemet i Norden og Tyskland 2020

Tilsammen danner de tre delrapporter grundlag for den sammenfattende evaluering af elpatronloven, treledstariffen for små decentrale kraftvarmeværker og øvrige tiltag, som kan øge værdien og miljøeffekten af dansk vindkraft.

Analysen anvender dels offentlige data (fx markedsdata fra Energinet.dks hjemmeside) og dels fortrolige data, som er stillet til rådighed af Energinet.dk. De fortrolige data præsenteres alene i aggregeret form.



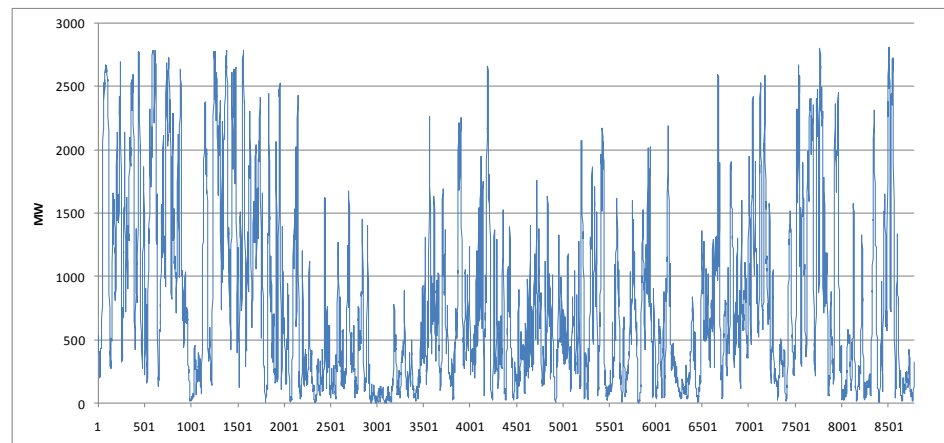
## 2 Vindkraft og prognoseusikkerhed

De 3.180 MW vindkraft i Danmark leverer elektricitet svarende til ca. 20 pct. af elforbruget. Hermed kan området betragtes som et fuldskala forsøgslaboratorium for integration af vindkraft i energisystemet.

Vindkraften er særligt koncentreret i Vestdanmark (se Tabel 1). Når den elektriske Storebæltsforbindelse tages i brug i slutningen af år 2010 vil Danmark i højere grad kunne betragtes som et sammenhængende elsystem. I Figur 1 og Figur 2 er vist vindkraften samlet for Danmark. Den gennemsnitlige produktion er 25 pct. af den installerede effekt. Den største produktion i en enkelt time i 2008 er 12 pct. under den installerede effekt. 2008 var vindmæssigt et normår. Se Figur 3.

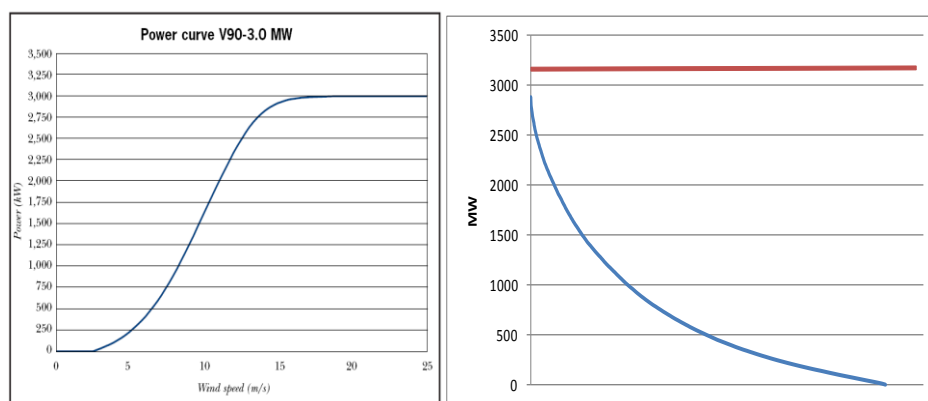
	Vest	Øst	Hele landet
<b>Installeret effekt</b>	2.438 MW	741 MW	3.180 MW
	100%	100%	100%
<b>Middel produktion (2008)</b>	601 MW	205 MW	806 MW
	25%	28%	25%
<b>Maksimal produktion (2008)</b>	2.176 MW	687 MW	2.813 MW
	89%	93%	88%

Tabel 1. Vindkraft – installeret effekt og produktion. Bemærk at den maksimale produktion er sket på forskellige tidspunkter i vest og øst, derfor er den maksimale produktion for hele landet 50 MW lavere end summen af den maksimale produktion for de to landsdele.

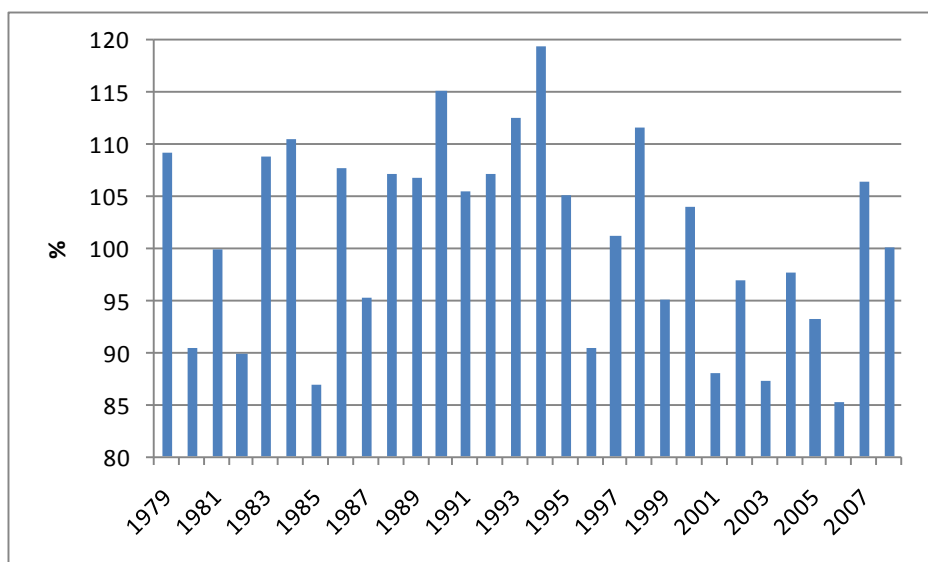


Figur 1. Elproduktion fra vindkraft. Timeværdier. Danmark 2008.

På Figur 2 nedenfor bemærkes, at der ikke ses en flad top i varighedskurven på trods af S-formen af effektkurven for en enkelt vindmølle. Dette kan sandsynligvis tilskrives den geografiske spredning af møllerne. I de betragtede syv år har der ikke været timer, hvor det blæste over 15 m/s over hele landet. For den enkelte mølle forekommer det ofte, at produktionen når den maksimale produktion – men det sker ikke for hele landet.



Figur 2. Til venstre ses et eksempel på en S-formet produktionskurve for en enkelt vindmølle (Vestas 3 MW). Til højre varighedskurve for den samlede produktion i Danmark. Vandret linje angiver den installerede effekt. Data fra 1.1.2002 til 23.3.2009.



Figur 3. Variation i energiindholdet i vinden. Energi og Miljødata.

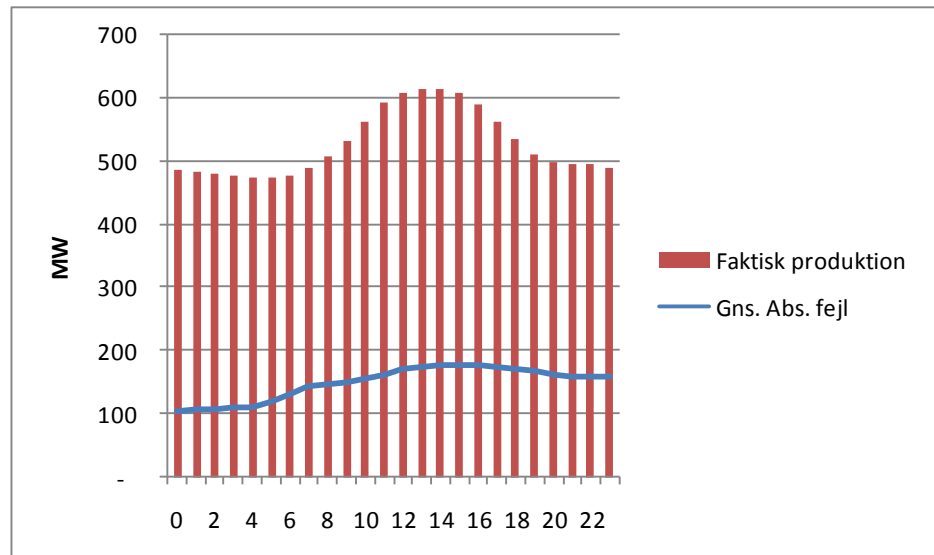
En særlig udfordring med vindkraft er behovet for produktionskapacitet, når der ikke er vind. Korte perioder kan håndteres ved forbrugstilpasning og brug af lagerkapacitet i forbindelse med fjernvarmen. Når der er tale om længere perioder uden vindkraft, vil der være behov for kapacitet til elproduktion. Den gennemsnitlige elproduktion fra dansk vindkraft er 717 MW (1.1.2002-23.3.2009, hele landet), men i 0,5 pct. af tiden har produktionen været under 25 pct. af denne værdi i mere end fire dage i træk. Sådanne vindfattede perioder kan blive en udfordring for elsystemet. Vindkraften tager produktionstimer fra de konventionelle centrale kraftværker, og måske vil disse derfor ikke blive fornyet. I dag findes der praktisk talt ikke spidslast-kraftværker i Danmark. Det vil der i højere grad være brug for i fremtiden.

### Prognoser

I Figur 4 er vist vindkraftens gennemsnitlige produktion i Vestdanmark i forhold til tidspunktet på døgnet. I gennemsnit er produktionen relativt jævn, med lidt større produktion midt på dagen. Samtidig er vist den gennemsnitlige absolutte



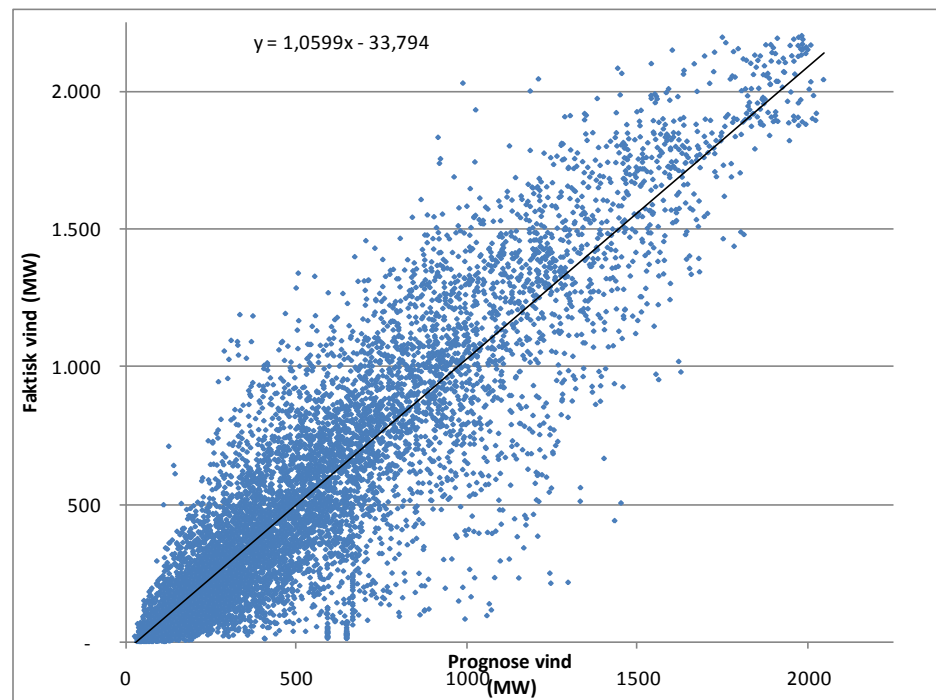
prognosefejl<sup>1</sup>. Fejlen stiger fra 105 MW (20 pct.) i døgnets første time til 159 MW (30 pct.) i døgnets sidste. Den gennemsnitlige absolutte fejl er 150 MW (28 pct.) af den faktiske produktion. Alle prognosedata stammer fra prognosen kl. 7 dagen før driftsdøgnet, altså fra 17 til 41 timer før den konkrete driftstid. Det er den nyeste prognose, som kan anvendes før indmelding til spotmarkedet. Hvis markedets tidshorisont kunne reduceres fra 41 til 17 timer, så kunne vindkraftens ubalancer reduceres med en tredjedel (fra 30 til 20 pct.).



Figur 4. Vindkraftproduktionens fordeling over døgnnet og prognosefejl. Data fra Vestdanmark, 2006 (Energinet.dk).

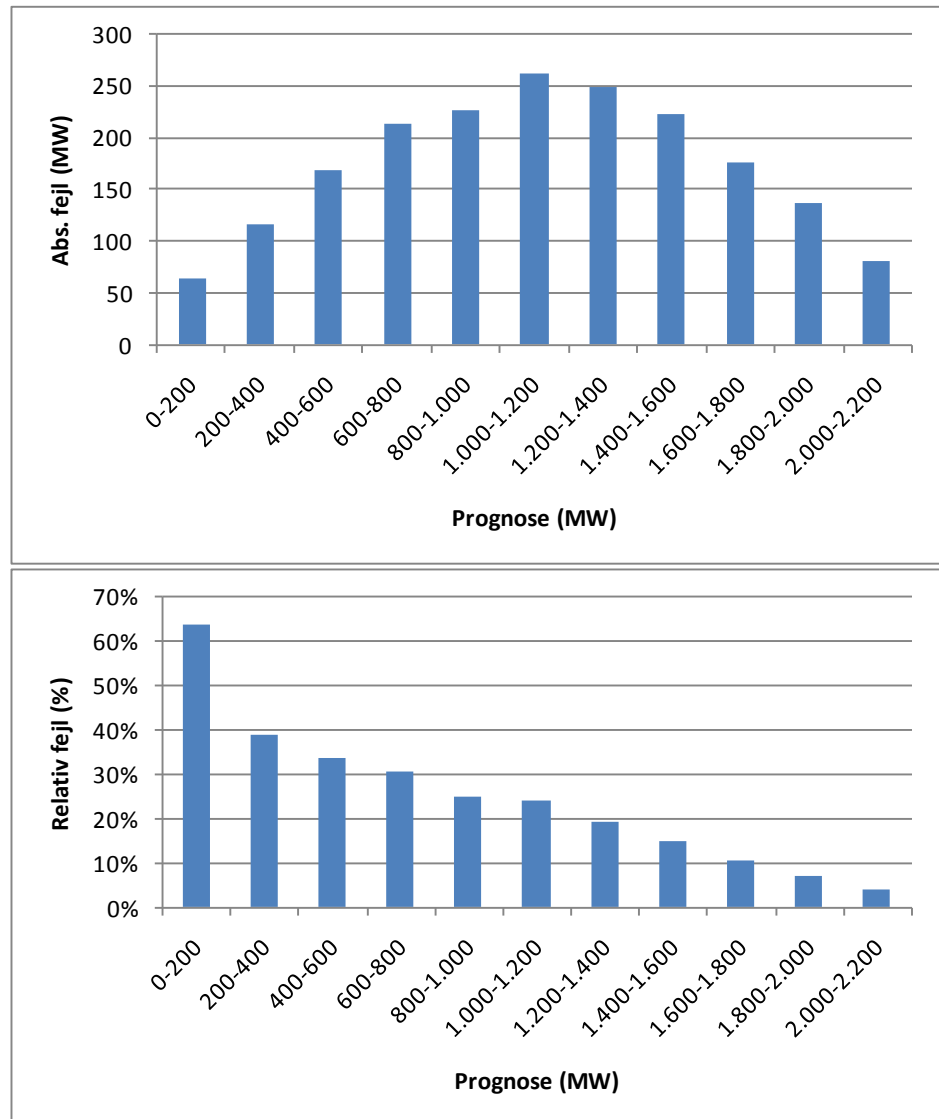
I Figur 5 er vist den faktiske produktion i forhold til den forventede. Det ses, at der er relativt små absolutte fejl ved hhv. lave og høje forventede produktioner. De relative fejl falder markant med den forventede produktion, se Figur 6. Det er væsentligt, at usikkerheden er relativt mindst, når der forventes en høj produktion. Det er ved høje produktioner fra vindkraft, at elsystemet er mest presset, fx i forhold til udnyttelse af eksportkapacitet og nedlukning af anden produktion.

<sup>1</sup> Der er anvendt prognosedata, som beskriver den forventede vindkraftproduktion i Vestdanmark. Data, som vi har fået stillet til rådighed af Energinet.dk, er korrigeret op med 10 pct. for at få den gennemsnitlige vindkraftproduktion til at passe. Af tendenslinjen i Figur 5 ses, at der er en tendens til, at den korrigerede prognose undervurderer den faktiske produktion ved lave forventede værdier og overvurderer ved højere værdier (over ca. 600 MW). I det følgende antages, at prognosen gælder for samtlige balanceansvarlige med vindkraft. Dette forventes at være dækkende i praksis, da de balanceansvarlige med vindkraft ofte anvender samme meteorologiske inddata.



Figur 5. Prognose for vindkraften og faktisk produktion. Vestdanmark, 2006 (Energinet.dk).





Figur 6. Gennemsnitlig fejl som funktion af forventet vindkraftproduktion. Øverste figur viser den absolutte fejl, mens nederste figur viser den relative fejl. Vestdanmark, 2006.

De forskellige balanceansvarlige introducerer prognosefejl, når de indmelder forbrug, konventionel produktion og vindkraft. Endvidere kan udfald af kraftværker også ændre balancen mellem day-ahead indmeldingen og selve driftstimen. Disse forskellige fejl vil i et vist omfang modvirke hinanden, da fejlene ikke er tæt korreleret, og der vil derfor forekomme en vis udglætning (se nedenstående box). Fx kan fejl på konventionelle værker have en helt anden tilfældig struktur end vindkraften.

### Ubalancer

I det følgende er anvendt de ovenfor beskrevne prognosedata til at konstruere en systemubalance uden vindkraft. Dvs. der er taget udgangspunkt i de aktive-rede mængder regulerkraft, og så er den nødvendige regulerkraft beregnet, hvis ikke vindkraften havde bidraget med prognosefejl. "Ubalancen" er således



defineret som den energimængde per time, som Energinet.dk må aktivere for at bringe balance i systemet. Ubalancen kan være positiv eller negativ, hvilket afbalanceres ved at aktivere nedregulering eller opregulering.

Den faktiske ubalance (gennemsnitlige absolutte ubalance) i Vestdanmark i 2006 var 135 MW<sup>2</sup>.

I den konstruerede tidsserie uden vindkraft er den tilsvarende værdi 109 MW, dvs. vindkraften har forøget den gennemsnitlige absolutte ubalance i Vestdanmark med 26 MW. Dette kan sammenlignes med den gennemsnitlige vindkraftproduktion i området på 528 MW. Baggrunden er, at der er en stor udglatning mellem vindkraft-ubalancer og andre ubalancer. Begge dele har en høj grad af tilfældighed, hvilket øger udglatningen.

Dog kan de store aktørers egenregulering, den automatiske regulering (LFC), evt. brug af Elbas (intra-day marked) og en petitessegrænse i beordring af regulerkraft betyde, at den konstaterede ubalance på 135 MW er mindre end ubalancen mellem produktions- og forbrugsplanerne baseret på day-ahead vindkrafts- og forbrugsforudsigelser og realiseret forbrug og produktion. Resultaterne skal derfor anvendes med forsigtighed.

Samme data er anvendt til at illustrere den forventede ubalance ved dobbelt så meget vindkraft. Dette er beregningsmæssigt gennemført ved at tillægge vindkraftens prognosefejl til den faktiske systemubalance. Dette forøger ubalancen med 133 MW, svarende til en fordobling af ubalancen. Se Tabel 2.

	<b>Absolut gennemsnitlig ubalance</b>
<b>Før vind (beregnet)</b>	109 MW (-26 MW)
<b>Faktisk</b>	135 MW
<b>Med dobbelt vind (beregnet)</b>	269 MW (+133)

Tabel 2. Ubalance uden vind og med dobbelt vind – regneeksempel.

<sup>2</sup> Dette er summen af de beordrede op- og nedreguleringer, som kan findes i markedsdata. Der er således set bort fra den automatiske regulering i forhold til at holde balancen på Tysklandsgrænsen (den såkaldte Load Flow Control, LFC) og fra ubalancer under petitessegrænsen. Når LFC'en er udreguleret over en vis værdi, aktiveres regulerkraft for at genetablere LFC'en.

Også i timer med regulering i begge retninger (dvs. skiftende reguleringer inden for en time) er der anvendt summen af reguleringerne. I 9 pct. af timerne er der regulering i begge retninger, i 6 pct. af timerne er der regulering på over 10 MWh i hver retning. De 135 MW er den gennemsnitlige absolutte nettoregulering. Medregnes alle reguleringer, bliver tallet 145 MW (dvs. gennemsnittet af summen af de absolutte reguleringer).

Der er ikke taget hensyn til den eventuelle egenregulering af vindkraftens prognosefejl, som de store producenter (Dong Energy og Vattenfall) kan foretage.



### Udglatning – samtidighed

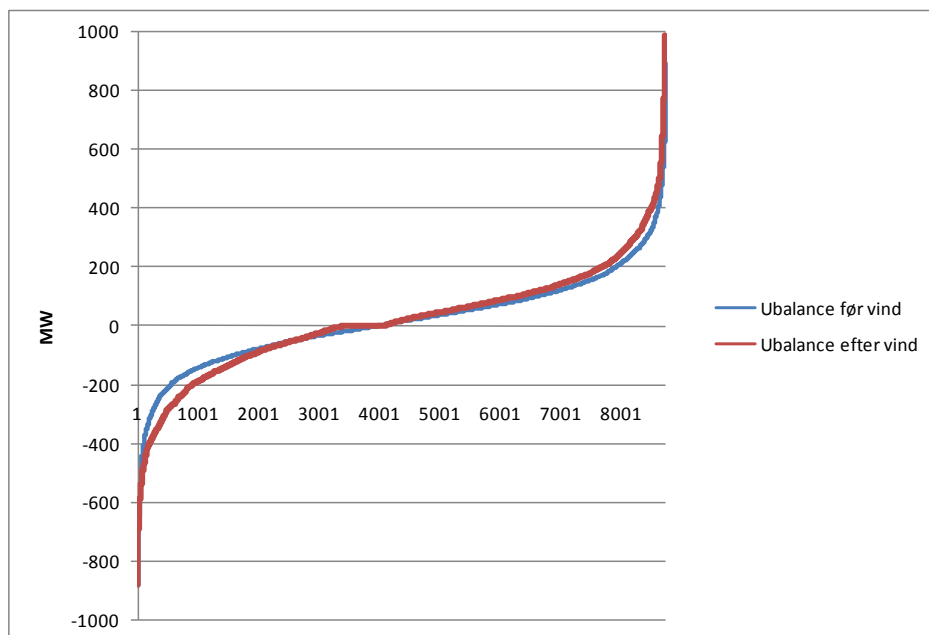
Begrebet "udglatning" er velkendt inden for elsystemet og indgår fx i forbindelse med dimensionering af ledninger. Udglatning kaldes også samtidigheden: Jo lavere samtidighed, jo større udglatning.

Et eksempel: En dataserie beskriver elforbruget time for time for hvert enkelt af 268 huse med elvarme. Det maksimale forbrug for et enkelt hus i en time er 24 kW. Det største forbrug i en time for samtlige huse svarer til 2,8 kW per hus.

Det kan betyde, at ledningerne til det enkelte hus skal kunne transportere 24 kW, mens ledningen til områder kun behøver at transportere det, der svarer til 2,8 kW per hus. Reduktionen kommer, fordi husene har forskelligt maksimalforbrug, og maksimalforbruget falder på forskellige tidspunkter af dagen. Reduktionen er i dette eksempel således 88 pct.

Udglatningen er stor i forbindelse med produktionen fra vindkraft på grund af den varierende natur. Udglatningen er endnu større i forbindelse med prognosefejl for vindkraft – på grund af den tilfældige struktur i fejlene. Der er således store muligheder i at se vindkraften under ét for større områder – herunder at udveksle såvel produktion som ubalancer.

Figur 7 viser varighedskurver for den samlede ubalance før og efter vindkraft. Betydningen varierer fra -100 MW til +150 MW.



Figur 7. Varighedskurver for ubalancer i Vestdanmark – før og efter ubalancerne skabt af vindkraft. Data 2006 (Energinet.dk).

Den samlede ubalance på 135 MW dannes af såvel forbrug som produktion. I 2006 var det gennemsnitlige forbrug i Vestdanmark 2.443 MW, og den gennemsnitlige produktion 2.957 MW. Vindkraft udgjorde 527 MW, svarende til 10 pct. af summen af forbrug og produktion (i forhold til forbruget udgjorde vinden 22 pct.). Vindkraften bidrog imidlertid med 16 pct. til ubalancerne. Vindkraft bidrager således som forventet med ubalancer i højere grad end de øvrige bidragsydere.

Energinet.dk har tidligere analyseret vindkraftens ubalancer for en enkel måned (Agersbæk, 2007). Heraf fremgår, at vindkraften i 70 pct. af tiden bestem-



mer retningen af den samlede ubalance. I nærværende analyse er der set på, hvor ofte vindkraften forøger den absolutte ubalance<sup>3</sup>. Dette er tilfældet i 57 pct. af tiden.

Vindkraftproduktionen i Vest- og Østdanmark er 85 pct. korreleret (timedata fra 2008). Dette dækker imidlertid over en stærk korrelation ved høje og lave vindhastigheder og en ret begrænset korrelation ved middel vindhastigheder. Den udglattende effekt ved at se de to områder under ét er således størst ved middel vindhastigheder.

### Sammenfatning

Dette afsnit har beskrevet en række konkrete analyser af vindkraften, herunder forudsigelighed og udglatning. Vindkraftens elproduktion er stærkt varierende. Den gennemsnitlige produktion svarer til ca. 25 pct. af den installerede effekt, men varierer fra 0 til 88 pct. af den installerede effekt.

Vindkraft passer ikke specielt godt ind i day-ahead markedet, idet der er en betydelig prognosefejl. Prognosefejlen er i gennemsnit 28 pct. af den leverede energi, startende fra ca. 20 pct. i døgnetts første timer til typisk 30 pct. i døgnetts sidste time.

Analyserne viser, at prognosefejlene primært findes ved middel vindhastigheder, mens forudsigelserne er relativt nøjagtige ved høje og lave vindhastigheder. Ved lave forventede vindhastigheder er den absolutte fejl lille, ved høje vindhastigheder er både den absolutte og den relative fejl lille.

Ubalancerne fra vindkraft er i høj grad ukorrelerede med de øvrige ubalancer, som genereres i elsystemet. Derfor forekommer der en betydelig udglatning, når vindkraftens ubalancer summeres med de øvrige ubalancer. Den gennemsnitlige absolutte ubalance fra vind i Vestdanmark er i analyserne fundet til at være 150 MW, men vindkraftens bidrag til de samlede ubalancer er kun 26 MW. Resultatet skal fortolkes med forsigtighed, da udgangspunktet i den beordrede regulerkraft ikke beskriver systemubalancen nøjagtigt.

Der er en betydelig udglatning af vindkraften ved at se Vest- og Østdanmark under ét – særligt i forhold til middelvindhastigheder, hvor prognosefejlene er størst.

Analyserne er baseret på historiske værdier og siger dermed ikke noget om fremtidens udfordringer. Det generelle indtryk er imidlertid, at udfordringerne i forbindelse med vindkraftens prognosefejl i praksis er mindre end forventet.

---

<sup>3</sup> De to mål er forskellige. Hvis ubalancen før vind er -90 MW, og vinden får ubalancen til at være +10 MW, så har vinden nok bestemt retningen af ubalancen, men størrelsen er reduceret.



### 3 Driften af decentrale kraftvarmeværker

Fra 2005 kom de største decentrale kraftvarmeværker på markedsvilkår, og fra 2006 var alle over 5 MW på markedsvilkår, men de små kunne vælge at blive på treledstariffen. Fra 2008 er den afgiftsmæssige fordel ved kraftvarme i forhold til kedeldrift reduceret.

I perioden 2000-2004 har elproduktionen fra decentrale kraftvarmeværker i Danmark være nogenlunde konstant på 8,9 TWh/år. Både i 2007 og 2008 har elproduktionen været på 7,0 TWh/år, svarende til 21 pct. lavere end 2000-2004. Opvarmningsbehovet har været 8 pct. lavere. Den lavere elproduktion på ca. 13 pct. kan tilskrives ændrede rammevilkår. Det skal erindres, at dette gælder samtlige decentrale kraftvarmeværker under et. Resultatet kan være domineret af de største decentrale værker, som kan forventes at have de bedste forudsætninger for at optimere driften.

Elprisen var markant højere i 2008 i forhold til 2007, og ikke mindst var antallet af lave elpriser (fx under 20 øre/kWh) markant lavere i 2008 end 2007 (364 mod 4.244). Alligevel var elproduktionen fra decentrale værker uændret. Dette kan skyldes afgiftsændringerne, men også forhold som de relative energipriser (fx højere gaspris) og en højere kvotepris kan have betydning.

Lavere grad af kraftvarmeproduktion betyder større bruttoenergiforbrug og typisk større forurening (fx med CO<sub>2</sub>, partikler m.m.). Den nærmere opgørelse af størrelsen af den ekstra forurening afhænger af, hvilke typer værker som har overtaget elproduktionen. Dette er ikke nærmere analyseret i denne undersøgelse, se dog delrapport 2. Det forhold, at de decentrale værker ikke producerer ved lave elpriser, vurderes at være en samfundsøkonomisk fordel og en forudsætning for integration af en øget mængde vindkraft. Se endvidere Energinet.dk (2008), som har analyseret de miljømæssige konsekvenser af den lavere produktion på de decentrale værker.

#### Små værker

Fra 2006 har alle decentrale kraftvarmeværker over 5 MW leveret el på markedsvilkår. Derudover har de modtaget et støttebeløb, som har været uafhængigt af den aktuelle produktion. Værker under 5 MW kan vælge at blive på treledstariffen eller gå på markedsvilkår. De kan skifte hvert kvartal.

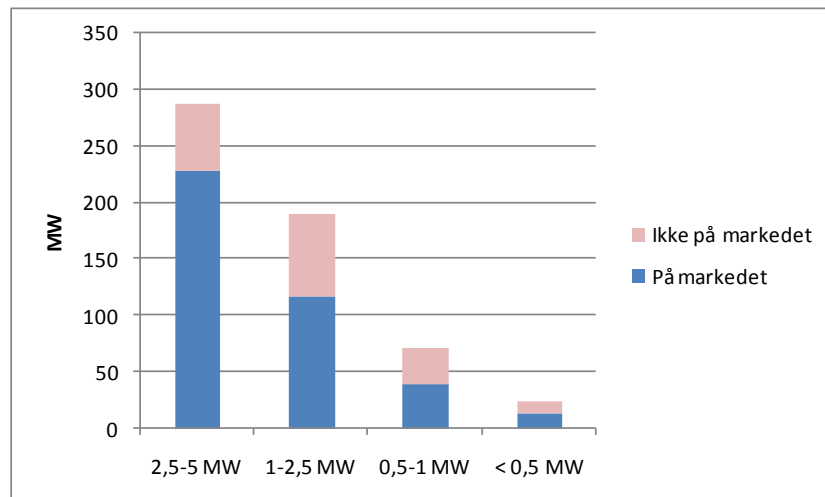
Per maj 2009 har værker svarende til 75 pct. af effekten under 5 MW valgt at gå på markedsvilkår. Valget om at gå på markedsvilkår er ikke synderlig påvirket af værkstørrelse (se Figur 8). Valget om at gå på markedsvilkår er påvirket af høje spotpriser i starten af 2008.



<b>Bestand af værker under 5 MW</b>	<b>574 MW</b>
<b>På markedsvilkår, 1.4.2008</b>	23%
<b>På markedsvilkår, 1.10.2008</b>	70%
<b>På markedsvilkår, 1.5.2009</b>	75%

Tabel 3. Udviklingen i andelen af små værker på markedsvilkår (Energinet.dk).

Energinet.dk og elhandlere vurderer ikke, at der for dem er særlige problemer med at håndtere de små værker.



Figur 8. Decentrale kraftvarmeværkers fordeling på markedsvilkår og tredlestarif. Data fra 1.10.2008 (Energinet.dk).

Tredlestariffen er udformet, så de tre perioder, lav-, høj- og spidslast, generelt svarer til elforbrugets fordeling. Dette svarer i grove træk til fordelingen af elpriser, men fanger i sagens natur ikke sjældne, svært forudsigelige prisudsving, fx kortvarige meget høje eller lave priser.

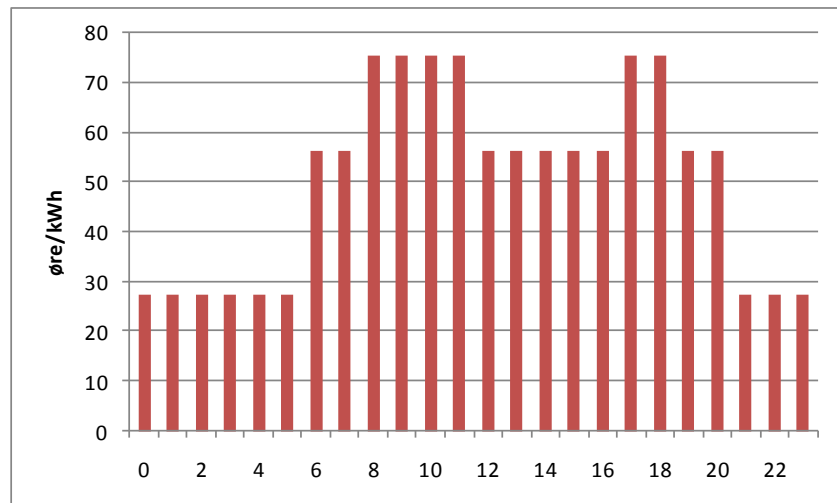
Hverdage	Lavlast	Højlast	Spidslast
<b>Vinter (oktober - marts)</b>	21.00– 06.00	06.00 – 08.00 12.00 – 17.00 19.00 – 21.00	08.00 – 12.00 17.00 – 19.00
<b>Sommer (april - september)</b>	21.00– 06.00	06.00 – 08.00 12.00 – 21.00	08.00 – 12.00
<b>Tarif-eksempel B1/B2-tarif (10/0,4 kV)</b>	27,4 øre/kWh	56,5 øre/kWh	75,5 øre/kWh

Tabel 4. Tredlestariffens tidsperioder. Lavlastdage: Alle weekender, 1. januar, Skærtorsdag, Langfredag, 2. Påskedag, St. Bededag, Kristi Himmelfartsdag, 2. Pinsedag, 1. maj, 5. juni, 24. december, 1. og 2. juledag samt 31. december.

De decentrale kraftvarmeværker har et varmegrundlag, som fastlægger deres maksimale samlede elproduktion. De kan ikke producere el, hvis ikke varmen kan afsættes til fjernvarmenettet eller til varmelager. Værkerne får således størst indtjening, hvis de producerer el i de dyreste timer. Om vinteren er der seks spidslast timer og ni højlasttimer på hverdage, i alt 15 timer fra kl. 06.00 til 21.00 (se Tabel 4 og Figur 9). Ved et varmebehov, som svarer til op til 75 produktionstimer per uge, kan hele produktionen således lægges i spids- og højlastperioderne. Typisk er varmelagret tilstrækkeligt stort til, at denne driftsform kan dække varmebehovet for hele ugen. Er varmebehovet større, end hvad der kan dækkes af 15 timers ugentlig drift, må der produceres i lavlastperioderne.



Hvor ofte der må produceres i lavlastperioden, er bl.a. et spørgsmål om værket's størrelse i forhold til varmebehov.



Figur 9. Treledstariffen. Figuren viser fordelingen af lav- høj- og spidslast om vinteren. Om sommeren er der timerne fra 17 til 19 højlast. B1/B2 tarif (10/0,4 kV).

Det er analyseret, i hvilket omfang værker på treledstarif drives markant anderledes end værker på markedsvilkår<sup>4</sup>.

Tabel 5 viser, at de to grupper af værker i gennemsnit producerer cirka det samme (34-36 pct. af installeret effekt). Der er således ikke noget i disse generelle tal, som peger på en markant lavere brug af spidslastkedler i stedet for kraftvarmen.

	Antal	Effekt	Gennemsnitlig produktion
<b>Treledstarif</b>	48	76 MW	36%
<b>Markedsvilkår</b>	117	255 MW	34%

Tabel 5. Antal værker under 5 MW fra Vestdanmark, som indgår i analysen. 2008.

I Figur 10 er vist den samlede produktion for decentrale kraftvarmeværker i Vestdanmark som funktion af spotprisen. Der ses ingen markant forskel i fordelingen af produktionen. Lignende resultat haves for Østdanmark.

<sup>4</sup> Analysen er gennemført på oplysninger fra Energinet.dk om produktionen på samtlige værker i 2008. Endvidere er der oplysninger om værkernes afregningsforhold. Det skal bemærkes, at oplysning om afregningsforhold er dækkende i den sidste periode af data. Der er således ikke taget hensyn til skift i afregningsforhold i løbet af året.



Figur 10. Sammenhængen mellem spotpris og elproduktion for decentrale kraftvarmeværker under 5 MW i Vestjylland. Øverste figur viser værker på treledstariffen og nederste figur viser værker på markedsvilkår. X-aksen er timens spotpris delt med et 24-timers løbende gennemsnit (12 timer før og efter). Dette mål kan være relevant, når værket ønsker at afsætte en vis mængde el i de dyreste timer. Y-aksen viser den samlede produktion i forhold til installeret effekt.

Produktionen på et decentralt kraftvarmeværk kan generelt forventes at afhænge af følgende forhold:

- Den relative elpris i forhold til nærliggende elpriser: Den konkrete allokering af elproduktionen i forhold til døgnet varmebehov
- Den absolutte elpris: For værker på markedsvilkår kan produktionen stoppes, hvis elprisen kommer under kipprisen, og varmen leveres fra kedel
- Varmebehovet: Jo koldere, jo mere kan produceres.

Der er på denne baggrund udviklet en regressionsmodel til at analysere produktionen fra de decentrale kraftvarmeværker.





$$\begin{aligned}
 & \text{Elproduktion [ pct. af installeret kapacitet] =} \\
 & + \text{Konstant} \\
 & + \alpha_1 * \text{Spotpris [DKK/MWh]} \\
 & + \alpha_2 * \text{Spotpris i procent af døgngennemsnit [ pct.]} \\
 & + \alpha_3 * \text{Graddage}
 \end{aligned}$$

En styrke ved at anvende en regressionsanalyse er, at den samtidige effekt af flere forhold analyseres, i modsætning til fx Figur 10 hvor alene betydningen af spotprisen illustreres. I Tabel 6 er vist resultaterne af regressionsanalysen. Det ses, at der ikke er væsentlig forskel i de to modellers koefficienter for spotpris ( $\alpha_1$  og  $\alpha_2$ ). Ses fx på 4. kvartal 2008, så reagerer værker på markedsvilkår lidt stærkere på den absolutte spotpris ( $\alpha_1$ ), men lidt svagere på timeprisen i forhold til døgngennemsnittet ( $\alpha_2$ ).

Begge modeller har kun en middelmåd forklaringsgrad, hvilket fremhæver, at andre forhold end de tre, der er medtaget i modellen, har betydning<sup>5</sup>. Andre forhold kan fx være varmelagerets størrelse og værkets størrelse i forhold til varmesalg. Naturgaspris og kvotepris har varieret meget i 2008, men disse forhold er ens for de to grupper.

Model	Variable						
	Hele 2008		4. kvartal 2008		Min.	Gns.	Max
	Marked	Treleds-tarif	Marked	Treleds-tarif			
<b>Konstant</b>	-38,72	-41,93	-57,6	-59,0			
<b>Spotpris, <math>\alpha_1</math></b>	0,060	0,062	0,75	0,71	0	421	1400
					DKK/MWh	DKK/MWh	DKK/MWh
<b>Pris i % af døgng, <math>\alpha_2</math></b>	0,28	0,30	0,46	0,56	0%	100%	231%
<b>Graddage, <math>\alpha_3</math></b>	2,83	3,18	2,20	1,95	0	7	18
<b>R<sup>2</sup></b>	41%	32%	40%	25%			

Tabel 6. Resultater af modellen af de decentrale kraftvarmeværkers produktion.

Ud over analyserne vist i Tabel 6 er også analyseret betydningen af den månedlige gaspris og CO<sub>2</sub>-kvotepris. Denne ekstra parameter ændrer dog ikke i resultatet.

Det er endvidere analyseret, hvilke decentrale kraftvarmeværker under 5 MW som producerede i timer, hvor spotprisen var 0. I de 29 timer i 2008 med nulpriser producerede de decentrale værker på treledstarif svarende til 21 pct. af installeret effekt, mens værker på markedsvilkår producerede svarende til 17 pct. Havde værkerne på treledstarif produceret som dem på markedsvilkår, ville dette reducere produktionen med 3 MW.

	Antal	Effekt	Produktion i timer med nulpris
<b>Treledstarif</b>	48	76 MW	16 MW = 21%
<b>Markedsvilkår</b>	117	255 MW	44 MW = 17%

Tabel 7. Antal værker under 5 MW fra Vestdanmark, som indgår i analysen.

<sup>5</sup> Forklaringsgraden, R<sup>2</sup>, er mellem 25 og 41 32%. De tre variable, som indgår i modellen, er stærkt signifikante (p < 0,1%), hvilket angiver der er stor sikkerhed om effekten af disse variable. De to variable, hvor spotprisen indgår, er korrelerede, men test viser at modellen for hele året ikke er overbestemt (VIF < 3, Condition index < 15), men modellen for 4. kvartal er tæt på at være overbestemt. Resultaterne skal således fortolkes med forbehold.



### **Sammenfatning**

Ser man nærmere på den samlede elproduktion fra decentrale kraftvarmeværker (alle størrelser af værker), tyder det på, at ændringer i rammevilkårene har medført et fald i elproduktionen på omkring 13 pct. (2007 og 2008 sammenlignet med 2000-2004).

Værker på markedsvilkår kan få en merindtægt ved at levere op- og nedregulering på regulerkraftmarkedet.

Hvad angår de mindre anlæg (under 5 MW), ser det imidlertid ikke ud til, at spørgsmål om treledstariffen eller markedsvilkår markant forandrer produktionsmønstret. Treledstariffen kan således siges i praksis at føre til en produktion, som meget ligner værkerne på markedsvilkår.

Det forhold, at 75 pct. af effekten fra de små værker i dag er på markedsvilkår, viser, at der ikke er praktiske forhold, som synes at hindre en overgang til markedsvilkår.

På længere sigt kan det dog stadig tænkes at være hensigtsmæssigt at overføre samtlige værker til markedsvilkår. Dette kan være tilfældet, hvis værkerne på markedsvilkår endnu ikke helt har udviklet værktøjer m.m. for reaktion på priserne. Ligeledes vil muligheden for negative spotpriser fra oktober 2009 øge forskellen mellem treledstariffens laveste trin og de laveste spotpriser. Fra oktober 2009 vil spotpriserne kunne gå ned til -1,60 kr./kWh. Priser under -0,50 kr./kWh forventes dog ikke at forekomme i noget betydeligt omfang.



## 4 Elpatroner

Elpatronloven medførte en nedsættelse af afgifterne for at anvende el til varmeproduktion i kraftvarmesystemer og en fritagelse for betaling af PSO-tarif. Ordningen gælder fra 2008 til og med 2011. Loven indeholder også en række ændringer, som ligestiller afgiftsbetalingen mellem kedler, kraftvarme og el til varmemål.

### Eksisterende elpatron-installationer

Vi har kendskab til fem installationer med elpatroner. Den ældste er på Asnæsværket, som er etableret som backup for værkets dampproduktion til det nærliggende olieraffineri og medicinalfabrik. Det vurderes, at dette anlæg alene anvendes som backup og ikke anvendes i forhold til elmarkedet<sup>6</sup>.

Energi Fyn etablerede i 2005 og 2006 to værker udelukkende med henblik på regulerkraft. Værkerne kan levere både op- og nedregulering (dieselmotorer til opregulering og elpatroner til nedregulering, hver 16 MW i hver retning). Endelig blev der etableret to elpatroner i 2008.

Vi har ikke kendskab til elpatroner i industri eller gartnerier<sup>7</sup>.

Regulerkraft
Regulerkraft er en ydelse, som skal aktiveres med 15 minutters varsel. Det kan være øget elproduktion (kaldes opregulering) eller reduceret elproduktion (nedregulering). Ændring af forbrug kan også virke som regulerkraft. Forøget forbrug, fx start af en elpatron, er således nedregulering.
Energinet.dk og de øvrige nordiske TSO'er beslutter, hvornår der skal aktiveres regulerkraft. Typisk aktiveres regulerkraft, når der opstår ubalancer, når planerne for driften ikke holder. Det er den samlede ubalance, som er i fokus.
Regulerkraft aktiveres almindelig vis i rækkefølge efter de billigste bud. Alle balanceansvarlige kan melde bud ind. Det kræves, at hvert bud (som består af en mængde og en pris) skal være på mindst 10 MW.
Omkostningerne til regulerkraft danner grundlaget for prissætning af ubalancer for de balanceansvarlige. Omkostningerne for de enkelte balanceansvarlige offentliggøres først efter driftstimen.

Værkerne er primært etableret med henblik på at skabe indkomst i forhold til reservationsmarkedet. Mindst to af værkerne indgik i starten en 2½ års kontrakt om reservationsbetaling: Energi Fyn modtog således 8,4 mill. kr. som reservationsbetaling, svarende til 8.750 kr./MW/måned i 2½ år for 2 x 16 MW nedregulering i forbindelse med elpatronerne.

Investeringerne er således ikke foretaget på grund af elpatronloven, men elpatronloven betyder en lavere aktiveringspris, dvs. flere driftstimer for elpatronerne.

<sup>6</sup> Dong Energy har ikke ønsket at give nærmere oplysninger om brugen af anlægget. Oplysninger om effekt og byggeår er fra Asnæsværkets grønne regnskab 2007.

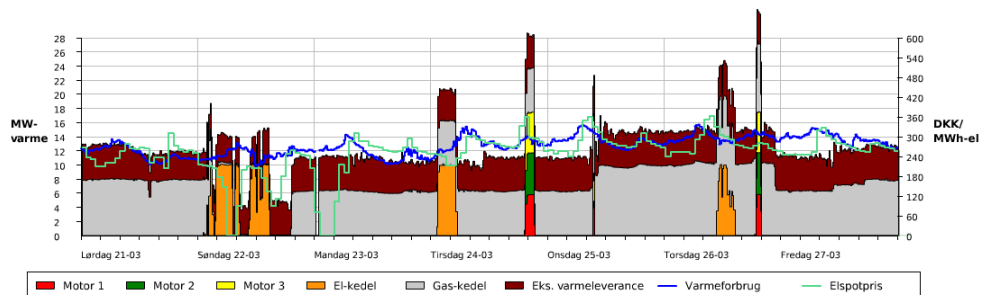
<sup>7</sup> En leverandør af elpatroner oplyser, at der er interesse for yderligere elpatroner, herunder fra fem kunder blandt industrivirksomheder og gartnerier. Disse afventer bl.a., om elpatronloven bliver gjort permanent.



	Effekt, ibrugtagning	Marked, ca. kippris	Timers drift
Bellinge (Energi Fyn)	16 MW, 2005	Regulerkraft, ca.-15 øre/kWh	2007: 26 t 2008: 22 t
Assens (Energi Fyn)	16 MW, 2006	Regulerkraft, ca.-28 øre/kWh	2007: 35 t 2008: 14 t
Skagen Varmeværk	10 MW, 2008	Regulerkraft, ca.15 øre/kWh	2 sidste måneder i 2008: 57 t 4 første måneder i 2009: 184 timer
Grindsted el- og varmeværk	12 MW, 2008	Regulerkraft, ca.15 øre/kWh	2 sidste måneder i 2008: 48 t 3 første måneder i 2009: 38 t
Sum decentrale	54 MW		
Asnæsværket	93 MW, 2001	?	?
Sum	147 MW		

Tabel 8. Elpatroninstallationer. Med "kippris" menes den pris, hvorunder det er fordelagtigt at anvende elpatronen i stedet for naturgaskedel til varmeproduktion.

Energi Fyns to anlæg har en lavere kippris på grund af dårligere afregning for den producerede varme.



Figur 11. Eksempel på brug af elpatroner på Skagen Varmeværk. Elpatronen er indmeldt i regulerkraftmarkedet og har disse dage modtaget mellem 20 og 60 øre/kWh for at aftage el (svarende til negative elpriser).

Gaskedel		Elkedel	
Naturgaspris	17,4 øre/kWh	Varmepris	40,0 øre/kWh
Transport	2,3 øre/kWh	Nettarf	13,0 øre/kWh
Afgifter	18,0 øre/kWh	Afgifter	18,0 øre/kWh
Virkningsgrad	100%		
CO <sub>2</sub> -kvotepris	112,5 kr./ton = 2,3 øre/kWh		
Varmepris	40,0 øre/kWh	Kippris	9,0 øre/kWh

Tabel 9. Eksempel på beregning af kippris, dvs. elpris hvorunder det er rentabelt at anvende el til varme i stedet for at anvende naturgaskedel.

### Anvendelse af elpatroner på markedet

Elpatroner kan anvendes som forbrug i spotmarkedet og/eller som nedregulering i regulerkraftmarkedet (Tang, 2008). I Tabel 10 er skitseret tre strategier for anvendelse af en elpatron i de to markeder: Spotmarkedet og selve regulerkraftmarkedet.



Med priser fra 2008 og 2009 (1. kvartal) giver strategi B (kun indmelding som regulerkraft) eller C (først indmelding i spot og derefter i regulerkraftmarkedet) en bedre indtjening end A (kun indmelding i spotmarkedet), se Tabel 11. For en eksisterende elpatron (med en kippris under 270 DKK/MWh) er en reservationsbetaling således ikke nødvendig for at gøre det rentabelt at byde elpatronen ind] i regulerkraftmarkedet.

Eksempelvis kunne en 10 MW elpatron med en kippris på 150 DKK/MWh indtjene 540.000 kr. per år i aktivering ved strategi B.

Der findes andre strategier, som bygger på forventningen til prisdannelsen på de tre markeder, som i visse tilfælde vil give en øget indtjening.

	A	B	C
Spotmarkedet (kl. 12)	X		X
Regulerkraftmarkedet (driftstimen)		X	X

Tabel 10. Strategier på brug af elpatron i elmarkedet. A, B og C kan håndteres ved at indmelde til kippris.

Kippris	A	B	C
0 DKK/MWh	0,00	3,76	3,76
50 DKK/MWh	0,31	4,37	3,94
100 DKK/MWh	0,88	5,16	5,17
150 DKK/MWh	1,73	6,18	6,30
200 DKK/MWh	3,15	7,82	8,51
	DKK/MWh	DKK/MWh	DKK/MWh

Tabel 11. Gennemsnitligt dækningsbidrag (forskel mellem kippris og aktiveringspris) ved forskellige strategier. Beregnet ud fra spotpriser, regulerkraftbehov og regulerkraftpriser 1.1.2008-1.4.2009. Se endvidere note <sup>8</sup>.

Elpatroner vil typisk have en kippris på mellem 0 og 15 øre/kWh afhængig af alternativ varmforsyning (alternativ pris for varme) og nettatariffer. Den samlede nettatarif (summen af tariffer fra netselskab og Energinet.dk) varierer fra 6 til 34 øre/kWh (se Figur 13). Dette er en betydelig variation. For hver øre nettatariffen stiger, stiger kipprisen tilsvarende.

Selv uden reservationsbetaling kan regulerkraftmarkedet være attraktivt for aktørerne. Hvor der i spotmarkedet i Vestdanmark har været omkring 100 timer under 5 øre/kWh, så er antallet af tilsvarende lave priser i regulerkraftmarkedet ca. det dobbelte (i forbindelse med nedregulering). Der er også en højere hyppighed af høje priser (i forbindelse med opregulering).

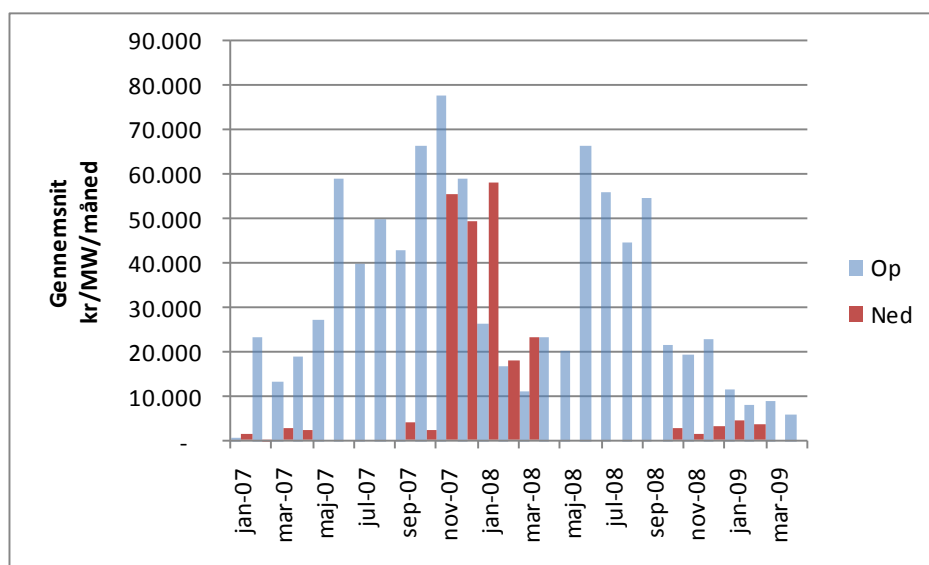
Det kan derfor bemærkes, at attraktive aktiveringspriser i selve regulerkraftmarkedet kan betyde, at det ikke er nødvendigt med en reservationsbetaling. Blandt de øvrige nordiske lande er det kun Norge, som har en sådan reservationsbetaling – og kun i vinterperioden.

<sup>8</sup> Der er regnet på nedregulering i spotmarkedet og det modsatte i regulerkraftmarkedet (dvs. typisk nedregulering, men når elpatronen er aktiveret i spotmarkedet, tilbydes opregulering i regulerkraftmarkedet.) Vestdanmark. Opregulering, hvor en aktivering af elpatronen i spotmarkedet stoppes i regulerkraftmarkedet, kan forekomme, men dette vil være relativt sjældent. Bemærk at der for regulerkraftmarkedet er regnet med en fuld aktivering i hele timer, hvor prisen er under kipprisen. Dette vil betyde en vis overvurdering af driftstiden, da aktivering i praksis vil ske hen igennem timen.



I dag er negative priser ikke tilladt i spormarkedet. Når markedsløsningen begrænses til 0 kr./kWh, bliver producenter bedt om at afkorte deres bud. Afkorting af bud betyder, at producenten ikke kan få lov at sælge den el-mængde, han har budt ind. Hvis producenten ignorerer dette, vil det skabe behov for nedregulering i regulerkraftmarkedet. Ved de 39 timer i Vestdanmark (1.1.2008-13.4.2009) med nulpriser var der i gennemsnit brug for 15 MW opregulering og 100 MW nedregulering. Ses på samtlige timer, så er behovet i gennemsnit 134 MW opregulering og 130 MW nedregulering. Det ses således, at behovet for regulering i forbindelse med nulpriser er mindre end normalt, men at de største reguleringer som forventet er nedregulering.

Figur 12 viser udviklingen i reservationsbetalingen i forbindelse med regulerkraft. Det sidste halve år har betalingen været faldende. Bortset fra fem måneder i vinteren 2007/2008, har reservationsbetalingen for nedregulering generelt været begrænset (under 5.000 kr./MW/måned). For elpatroner er nedregulering vigtigst. Faldet kan tilskrives de nye værker (herunder elpatronerne), og at decentrale kraftvarmeværker for alvor er begyndt at byde ind på regulerkraftmarkedet.



Figur 12. Gennemsnitlig reservationsbetaling for regulerkraft i Vestdanmark. Reservation sker per time. Data fra 1.1.2007 til 20.4.2009.

### Sammenfatning

Elpatroner kan producere varme ved lave elpriser. De fire mindre anlæg på i alt 54 MW har alene været anvendt til regulerkraft (nedregulering). 54 MW er en betydelig ressource i et marked, hvor den gennemsnitlige beordrede effekt er 130 MW (2008).

Hvilken kippris elpatronerne har, er helt afhængig af nettariifen og den alternative varmepris. Under gunstige forhold er kipprisen p.t. omkring 15 øre/kWh,



dvs. elpatronerne kan aktiveres ved lavere priser og vil typisk fortrænge naturgas fra en varmekedel.

For tiden er det mest attraktivt for elpatronerne at være på regulerkraftmarkedet. Med faldende reservationsbetalinger i regulerkraftmarkedet kan en blanding af spot- og regulerkraftmarkedet komme på tale.



## 5 Elsystemets dynamik og dynamikken i de aktuelle prissignaler

### Spotmarkedet

Det gennemsnitlige elforbrug i Danmark svarer til en effekt på 3.700 MW og til en omkostning på 1,5 mill. kr. per time målt i engrospriser. Den væsentligste del af elforbruget planlægges via Nord Pools spotmarked (day ahead). Engrosprisen på el er typisk mellem 20 og 40 øre/kWh, men svinger i Danmark fra 0 helt op til 10 kr./kWh, hvilket dog er sjældent. Spotprisen kan i dag ikke komme under 0, men fra oktober 2009 kan spotprisen blive negativ – ned til -1,60 kr./kWh.

For de fleste producenter afregnes elproduktionen til spotpris. Derudover kan de indgå langtidskontrakter eller finansielle kontrakter, som kan virke som prissikring.

Spotprisen sendes i visse tilfælde videre til forbrugeren, som således kan reagere på prissignalet. Hvis forbrugeren har en timemåler, kan vedkommende vælge at købe el til spotpris. Cirka halvdelen af kunderne med et forbrug på over 100.000 kWh/år indkøber til spotpris. Kunder med timemåler står for over halvdelen af det samlede elforbrug.

Spotprisen er resultatet af en budprocedure, som blandt andet har til formål at aktivere elproduktion hensigtsmæssigt i forhold til flaskehalse i transmissions-systemet. Systemet, som anvendes i Nord Pool, er opbygget af en række prisområder. Dette er en forenkling i forhold til den teoretisk set optimale metode at håndtere flaskehalse på (nodal pricing). Ved nodal pricing vil der opstå høje og lave priser umiddelbart på hver side af en flaskehals. Jo længere væk fra flaskehalsen, jo mindre vil priseffekten være (den konkrete priseffekt afhænger af nettets udformning). Ved anvendelse af prisområder udglattes disse prisforskelle i nogen grad, idet prisen nu gælder for et større område. Herved opnås ikke en optimal udnyttelse af transmissionskapaciteterne i nettet.

### Regulerkraft

I gennemsnit aktiveres 150 MW regulerkraft for at justere de fejl, som day-ahead-planlægningen medfører. Dette koster<sup>9</sup> omkring 50.000 kr./time. De samlede omkostninger til regulerkraft udgør således i gennemsnit lidt under fire pct. af den samlede omkostning på engrosmarkedet.

I regulerkraftmarkedet er negative priser forekommet de sidste mange år. Den gennemsnitlige regulerkraftpris er tæt på spotprisen, men der er større udsving. I 2008 svingede værdierne for Vestdanmark således fra -1,10 til +5,55 kr./kWh. Lave priser optræder om natten om vinteren, mens høje priser optræ-

<sup>9</sup> Omkostningen i forbindelse med aktivering er beregnet som aktiveret mængde gange den absolute forskel mellem spotpris og regulerkraftpris. Dertil kommer reservationsbetaling. Cirka halvdelen af omkostningen for regulerkraft har været aktiveringsbetalingen.





der om dagen året rundt, med lidt flere forekomster om sommeren. Omkostningerne til regulerkraft er meget ujævnt fordelt. I Vestdanmark var der fx syv timer i 2008, hvor omkostningen i hver time var over 1 mill. kr. Dvs. at der er timer, hvor omkostningerne til aktivering af regulerkraft er i samme størrelsesorden som hele spotmarkedet i samme område. I disse timer var der brug for opregulering, dvs. mere produktion eller mindre forbrug.

Omkostningerne til regulerkraft sendes efterfølgende til de balanceansvarlige, som typisk fordeler omkostningerne på samtlige forbrugere med en gennemsnitlig værdi. Værdien kendes først efter driftstimen, så det er ikke muligt at reagere på den. Der er således situationer, hvor regulering, der burde signalere mindre forbrug, koster 5 kr./kWh. Dette kraftige signal når dog ingen forbrugere. Kun leverandørerne af regulerkraft møder dette prissignal.

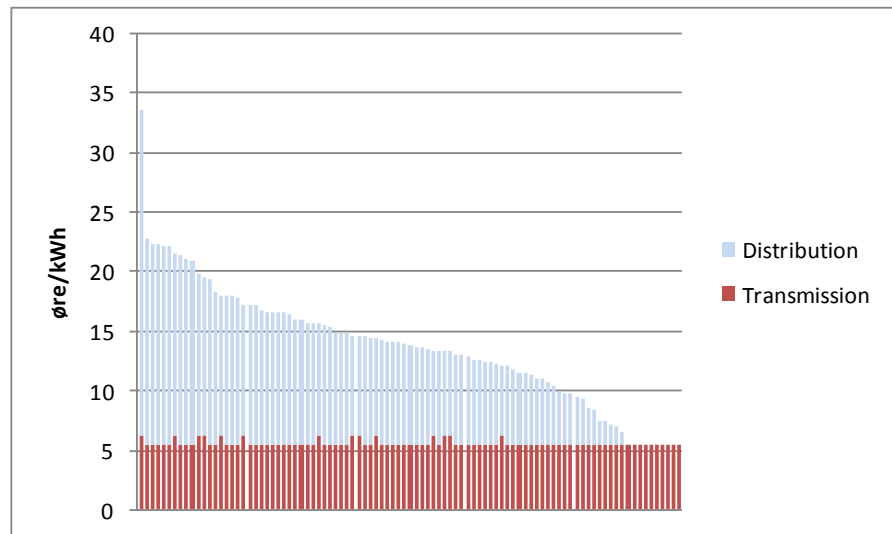
### **PSO-tarif**

Energinet.dk opkræver en såkaldt PSO-tarif. Denne dækker omkostninger til miljøvenlig elproduktion (vindmøller, decentral kraftvarme m.m.) og opkræves som en fast tarif, der justeres hvert kvartal. Da en del af omkostningerne gives som et tilskud ud over spotprisen, falder PSO-omkostningerne, når spotpriserne er høje (og omvendt). Også forskning i miljøvenlig elproduktion m.m. dækkes af PSO-tariffen. Aktuelt er PSO-tariffen hhv. 14,0 og 12,1 øre/kWh (i Vest- og Østdanmark, 2. kvartal 2009).

### **Nettariffer**

I forhold til at anvende el til varme er det en udfordring, at der ikke alene skal betales energiafgift og PSO-afgift, men også nettariffer. Elpatronloven reducerer energiafgiften for el anvendt til varme i forbindelse med fjernvarme med kraftvarme og fritager for PSO-afgiften. Nettariffen består af en tarif for distribution og en tarif for transmission. Der er stor variation i nettarifferne, se Figur 13. I en række tilfælde er tariffen for distribution nul, så der kun betales tarif for transmission. De samlede tariffer er således i gennemsnit 13 øre/kWh, men varierer fra 6 til 34 øre/kWh.

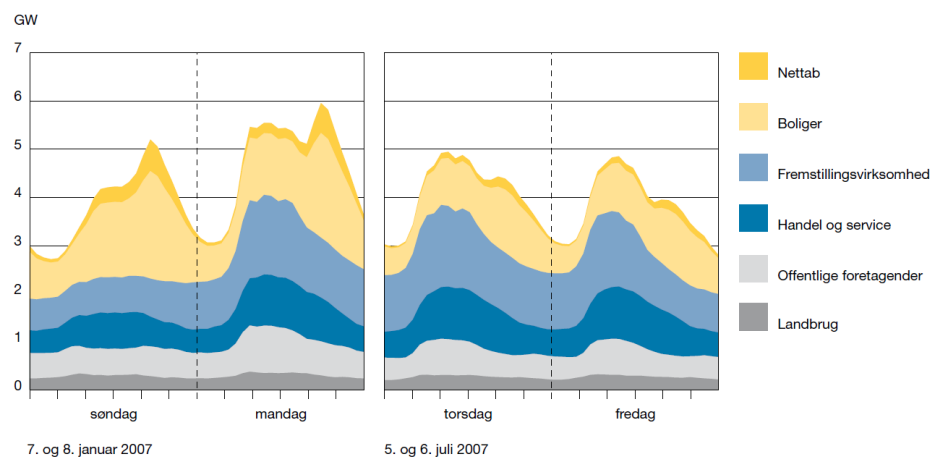
Energistyrelsens forudsætninger om samfundsøkonomiske omkostninger angiver 7,5 øre/kWh til distribution af el og 5,5 øre/kWh til for handelsbalancering, håndtering og forsyningsikkerhed. Den del af handelsbalanceringen, som hører til handelsselskabet, er ikke med i nettariffen, men bortset herfra synes Energistyrelsens omkostninger at svare til de gennemsnitlige omkostninger, som her er fundet.



Figur 13. Nettariffer i danske elselskaber, 2007. Der er regnet med et forbrug på 1 GWh/år. Dansk Energi (2008).

Nettarifferne er i langt de fleste tilfælde en fast tarif. I tre tilfælde er tariffen for distribution udformet som en trededstarif, dvs. højere om dagen end om natten (I disse tilfælde er vist gennemsnittet i Figur 13).

Nettarifferne skal dække mange forskellige typer af udgifter. Et eksempel på et omkostningselement er tab i elsystemet. Tabet ved transport af el svarer i gennemsnit til omkring 6-7 pct. af det samlede elforbrug. Tabet afhænger af kvadratet på flowet i ledningerne, som typisk vil være størst, når forbruget er størst. I distribution med meget lokal produktion kan billedet være mere komplekst (Togebj, 2008). Værdien af tabet afhænger af størrelsen af det fysiske tab (varierer ofte fra 0 til 20 pct. af forbruget) og af værdien af el (varierer ofte fra 0 til 50 øre/kWh). Disse dynamiske forhold afspejles ikke i tariffen.



Figur 14. Illustration af nettabets tidsmæssige fordeling. Størrelsen af nettabet er beregnet. Dansk elforsyning statistik 2007, Dansk Energi 2008.

I Figur 14 er illustreret tabet i distributionsnettet. Det årlige tab i distributionsnettet er 1.595 GWh, svarende til 4,6 pct. af det øvrige elforbrug. Hertil kommer tabet i transmissionsnettet. I figuren udgør tabet op til 13 pct. af det øvrige for-



brug. Dette er det gennemsnitlige tab for den time med højest tab. En prissætning efter det marginale tab (dvs. det tab, som et marginalt forbrug giver anledning til) ville sende det rigtige signal. De marginale tab er typisk dobbelt så store som de gennemsnitlige tab (på grund af tabets kvadratiske afhængighed af flowet). For de timer med det højeste tab i figuren vil dette således svare til 25 pct. af forbruget.

Den nuværende tarifiering af omkostningerne til tab svarer således til det gennemsnitlige tab. Der optræder et samfundsøkonomisk tab både når tariffen er for lav og for høj.

	Tab	Elpris	Samlet
<b>I dag</b>	Gennemsnitlig, 7%	Gennemsnitlig, fx 30 øre/kWh	2,1 øre/kWh forbrugt
<b>Marginal prissætning, Situation 1</b>	Lavt tab, 0%	-	0 øre/kWh forbrugt
<b>Marginal prissætning, Situation 2</b>	Højt tab, 25%	Gennemsnitlig pris	7,5 øre/kWh forbrugt
<b>Marginal prissætning, Situation 3</b>	Højt tab, 25%	Høj pris, 80 øre/kWh	20,0 øre/kWh forbrugt

Tabel 12. Eksempler på betydningen af tabet på de marginale omkostninger.

## Afgifter

Det danske system med forskellige afgifter på energi er komplekst. For energi anvendt inden for husholdninger, det offentlige og enkelte serviceerhverv betales en høj afgift. Det samme gælder alle energiforbrug anvendt til opvarmning (komfort), uanset sektor. Derimod er afgifterne for erhverv til andet end opvarmning (komfort) langt mindre.

Energiafgiften lægges almindeligvis på brændsel, men for el lægges afgiften på elforbruget. Dette er bl.a. gjort af hensyn til import og eksport for ikke at forvrilde konkurrenceforholdene for produktion af el.

	Pris før afgifter	Transport, nettariffer og PSO	Afgifter	Pris i alt
Olie	0,36	-	0,22	0,58
Naturgas	0,17	0,10	0,17	0,54
El	0,30	0,27	0,55	1,12
El (elpatronloven)	0,30	0,13	0,18	0,61
	kr./kWh	kr./kWh	kr./kWh	kr./kWh

Tabel 13. Typiske priser og afgifter og energi anvendt til opvarmning (komfort). Ekskl. moms. Olieprisen er fra 27.3.09 (<http://www.oliebranchen.dk/Priser/Fyringsolie.aspx>). Naturgaspris er fra HNG's hjemmeside for et forbrug på 100.000 Nm<sup>3</sup>.

## Sammenfatning

Dynamikken i elsystemet er væsentlig for forsynings sikkerheden, og håndtering af dynamikken har betydelige økonomiske konsekvenser. Da elproduktion og elforbrug altid skal være i balance, er det vigtigt, at elsystemet har gode dynamiske egenskaber. Med meget vindkraft øges vigtigheden af gode dynamiske egenskaber.

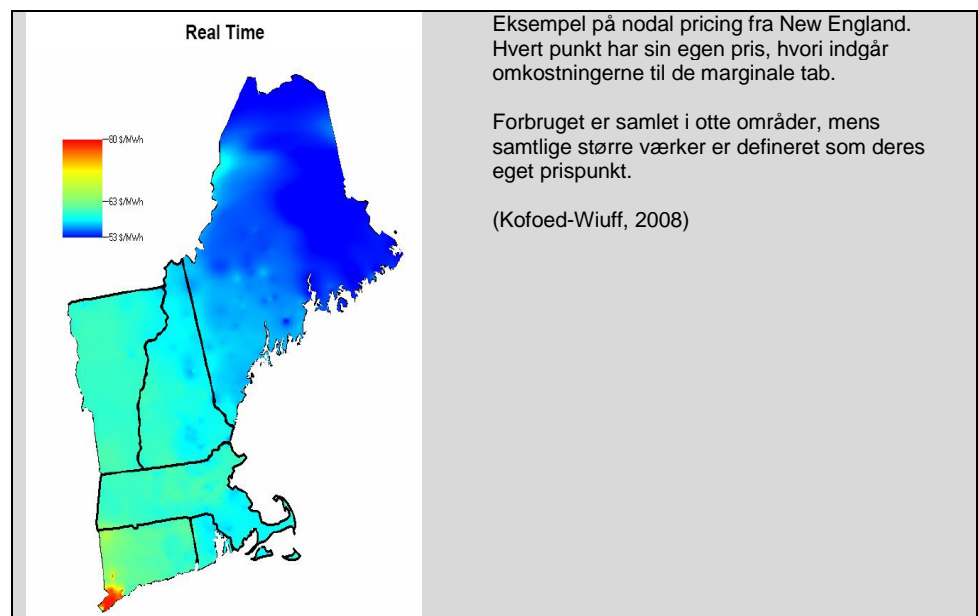
Spotmarkedet har vist sig effektivt til at håndtere en væsentlig del af de dynamiske udfordringer, som findes. Integrationen mellem fx dansk vindkraft og svensk og norsk vandkraft sker på kommercielle vilkår via spotmarkedet. Vandkraft holdes tilbage, når der er meget vindkraft, og afsættes i stedet, når



priserne er høje. Vandkraften fungerer dermed som et effektivt og billigt energilager, hvilket er væsentligt for vindkraftens økonomi.

Gennemgangen viser imidlertid, at der er en lang række af aspekter, hvor dynamikken og de marginale omkostninger ikke signaleres til alle markedsaktører – specielt er elforbrugere beskyttet fra mange af de dynamiske priseffekter, som ideelt set burde sendes til samtlige aktører:

- Anvendelse af marginal prissætning i forhold til flaskehalse i hvert punkt i nettet (nodal pricing) ville give større prisvariationer – og dermed en mere ægte beskrivelse af prisdynamikken.
- Nodal pricing ville endvidere lade tabene i transmissionsnettet indgå i prissætningen<sup>10</sup>. Når tabet ikke indgår i prisdannelsen, vil der ofte forekomme situationer, hvor el transporteres over afstande, som ikke ville kunne begrundes, hvis der blev taget højde for tabene.
- Regulerkraft aktiveres alene blandt en begrænset gruppe af aktører. Enkelte timer har meget høje omkostninger – og en signalering af disse marginale priser til fx forbrugere vil kunne levere ydelsen billigere. Prisen for regulerkraft offentliggøres først efter driftstimen, så kun de, som har kontrakt på regulerkraft, kan reagere.
- Afgiften på el skulle oprindeligt afspejle brændselsforbruget til produktion af el. De nuværende afgifter afspejler ikke det varierende brændselsindhold i produktionen af elektricitet.



<sup>10</sup> I New England, som omfatter seks stater i det nordøstlige USA med 14 millioner indbyggere, anvendes nodal pricing (kaldes Locational Market Prices) inklusive håndtering af tab. Tabselementet udregnes som det marginale tab for det samlede system ved fx en ekstra MW forsynet til systemet. Tabene er afhængige af spændingsniveauet og afstanden til forbrugscentrene. Områder med eksport betaler for tab ved ekstra produktion, mens områder med import kompenseres.



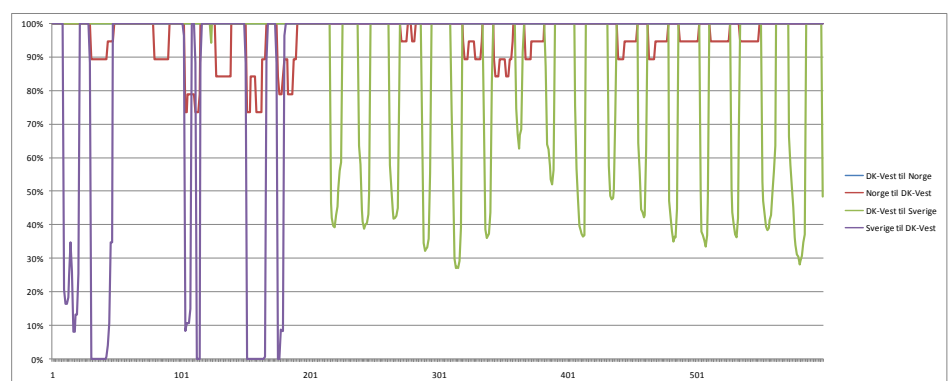
## 6 Brug af Elbas

Elbas er Nord Pools intra-day marked. Ligesom spotmarkedet er det et kommercielt marked, hvor købere og sælgere udveksler elektricitet. Fra marts 2009 er også Norge med i Elbas, som dermed dækker hele Norden. På Elbas kan der handles indtil 1 time før driftsdøgnet. Dette kan potentielt blive relevant i forbindelse med vindkraft. Hvor der på spotmarkedet er betydelige prognoseusikkerheder fordi buddene skal indsendes op til 1,5 døgn i forvejen, så er prognoseusikkerheden langt mindre 1 time før driftstimen. Men realtidsmålinger kan balanceansvarlige for vindkraft bruge Elbas til at minimere forventede ubalancer.

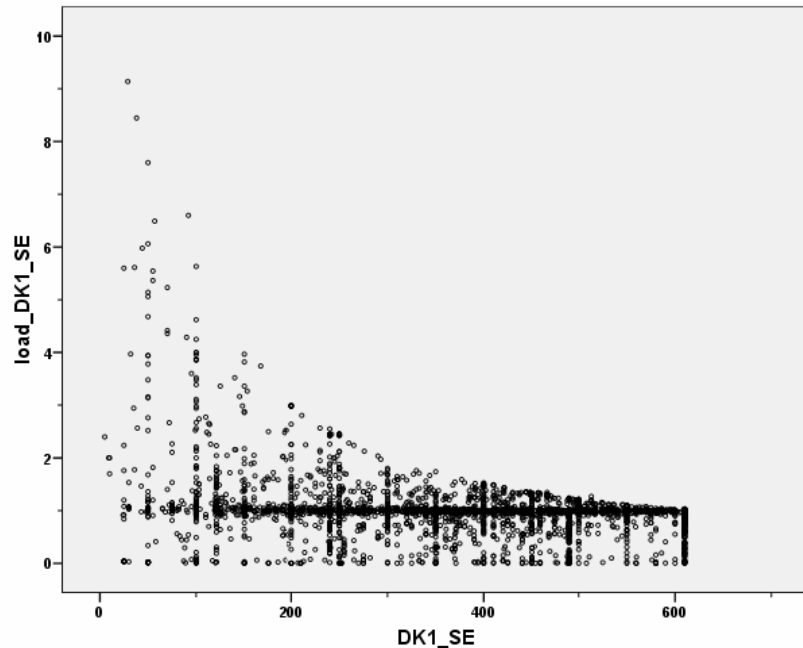
I de timer, hvor der ikke er flaskehals mellem fx Vestdanmark og Norge, vil ubalanceomkostningerne ofte være begrænsede. I timer med flaskehals kan der være anderledes. I regulerkraftmarkedet tages udgangspunkt i spotprisen, således at opregulering er højere end spotprisen, og nedregulering er lavere end spotprisen.

Dette giver muligheder for billigere regulering i Elbas. Når der er flaksehelse fx mellem Vestdanmark og Norge, så er der forskellige priser i de to områder. Det vil sige at den tilgængelige kapacitet er fuldt udnyttet på planlægningstidspunktet. Imidlertid kan forholdene ændre sig. Den tilgængelige markedskapacitet for transmissionsforbindelserne kan ændres, fx vil en forøgelse give mulighed for yderligere transport i den retning, som ellers var fuldt udnyttet.

Svenska Kraftnät har oplyst at de opdaterer de tilgængelige kapaciteter løbende og frigiver dem til Elbas. Det har ikke været muligt at få statistik for hvor ofte og hvor meget kapaciteterne ændres i løbet af driftsdøgnet. Figur 15 viser hvorledes handelskapaciteterne i forbindelse med spotmarkedet reduceres i forhold til de tekniske kapaciteter på transmissionsforbindelserne. Figur 16 viser hvorledes det faktiske flow på forbindelse, som i forbindelse med spotmarkedet er fuldt udnyttet, ofte i praksis udnyttes både mere og mindre end planlagt.

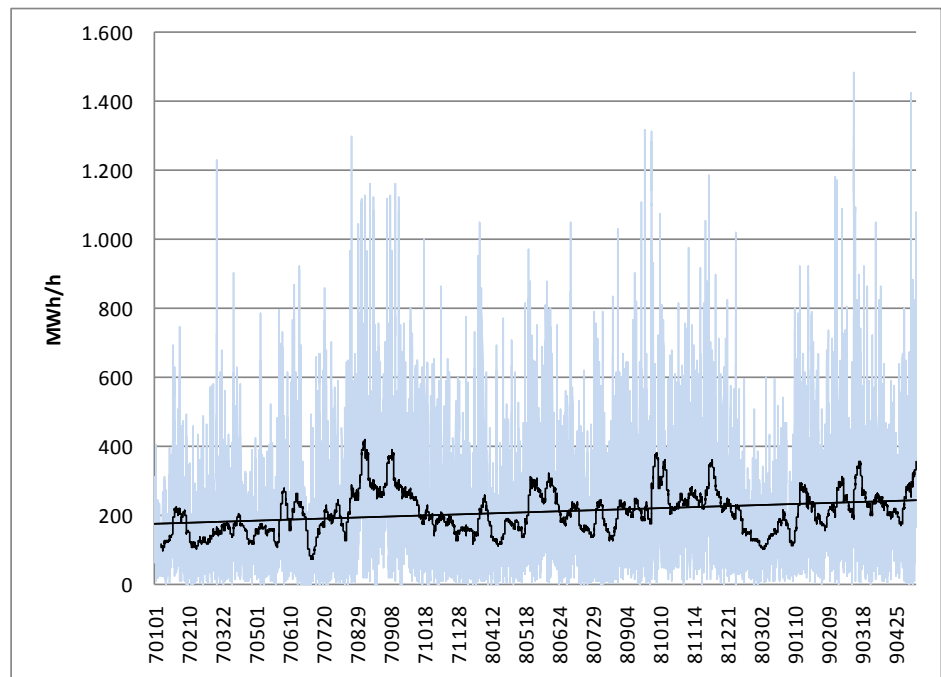


Figur 15. Eksempler på reduktion af kapaciteterne fra Vestdanmark til Sverige og Norge. 1.1.2009-25.1.2009. Udmeldte kapaciteter i forbindelse med spotmarkedet.



Figur 16. Eksempler på ændret udnyttelse af transmissionsforbindelse med flaskehals. Y-aksen angiver det faktiske flow på forbindelse sat i forhold til den udmeldte kapacitet. 1 svarer således til at det faktiske udnyttelse svare til den udmeldte kapacitet. Data fra 15.3.2004-19.11.2006 for forbindelse mellem Vestdanmark og Sverige (Togebj et al, 2007)

Den typiske likviditet på Elbas er lidt over 200 MW med en svagt stigende tendens (ca.+26 MW per år). Se Figur 17.



Figur 17. Udviklingen i likviditeten på Elbas. Likviditeten beskriver den samlede omsætning i hele Norden.



Det vurderes at Elbas fremover kan få en større rolle i forbindelse med balancering af vindkraft. Energinet.dk anvender ikke Elbas i forbindelse med den vindkraft de er balanceansvarlige for, men efterhånden som balanceansvaret overgår til private balanceansvarlige – og mængden af vindkraft øges – kan Elbas få en større rolle.



## 7 Analyse af særlig høje og særlig lave el-priser

En indsigt i markedets virkemåde kan opnås ved at analysere markedets data i timer med meget høje eller lave priser.

Nord pools spotmarked er et effektivt marked, hvor konkurrencen time for time afgør, hvem der skal producere el. Dette marked sikrer et effektivt samspil mellem fx dansk vindkraft og svensk og norsk vandkraft. Vandkraft leverer cirka halvdelen af den samlede elproduktion i Norden og har 47 GW installeret effekt. Vandkraft kan hurtigt om med få omkostninger regulere produktionen.

I 35 pct. af timerne var der samme pris i hele Danmark, Norge (syd) og Sverige (2002 til og med 2008). Det betyder, at samtlige kraftværker i dette store område konkurrerer om at afsætte el.

Når transmissionsforbindelserne mellem områderne er fuldt udnyttet, optræder der forskellige priser. Når Vest- eller Østdanmark er eget prisområde er konkurrencen meget begrænset i forhold til en situation uden flaskehalse. Det er i sådanne tilfælde, at der forekommer meget lave eller meget høje priser. Havde elforbruget i højere grad være prisfølsomt, ville dette dæmpe prissvingningerne.

### Lave priser

I øjeblikket kan spotpriserne ikke blive lavere end 0, men fra oktober 2009 tillades negative priser ned til minus 1,60 kr./kWh. En typisk spotpris er 0,30 kr./kWh, men prisen varierer ofte mellem 10 og 50 øre/kWh.

Når der i dag optræder nulpriser på spotmarkedet, så er der producenter, som har ønsket at sælge el på markedet, men som er blevet afkortet. Det betyder, at de ikke har fået afsat den mængde strøm, som de ønsker. Dette er en alvorlig brist for markedet.

Nulpriser har optrådt 0,44 pct. af tiden i Vestdanmark og 0,09 pct. i Østdanmark i perioden 2002-2008. Samtlige tilfælde med nulpriser i Danmark optræder, når transmissionsforbindelserne til Norge og Sverige er fyldt op med eksport. Hverken Norge eller Sverige har oplevet nulpriser i denne periode.

Tyskland har oplevet enkelte nulpriser og negative priser (0,16 pct.), men kun sjældent samtidig med nulpriser i Vestdanmark (0,04 pct.). Nulpriserne forekommer i klumper – det er således kun 10 af de 271 nulpriser i Vestdanmark, som forekommer som enkelttimer. Antallet af nulpriser og lave priser (fx under 5 øre/kWh) i spotmarkedet svinger fra år til år, men der er ikke noget der tyder på at hyppigheden er stigende.





Handlen mellem Danmark og Tyskland udgør et særligt problem. Ud af de 271 timer med nulpriser i Vestdanmark (2002-2008) var der bare 23 timer, hvor der samtidig var nulpriser i Tyskland (EEX). I de resterende 248 timer var der en positiv pris i Tyskland. En nulpris i Vestdanmark og en positiv pris i Tyskland burde ideelt set betyde, at forbindelsen til Tyskland burde udnyttes maksimalt i sydgående retning. Imidlertid er det kun i 5 pct. af disse timer, hvor den planlagte udnyttelse er mellem 75 og 100 pct. af den udmeldte kapacitet. I 56 pct. af timerne udnyttes forbindelsen mellem 0 og 75 pct. af kapaciteten. I hele 39 pct. af tiden løber strømmen den gale vej (det vil sige fra Tyskland til Danmark). Dette illustrerer, at markedskoblingen langt fra har været perfekt. Den tilgængelige kapacitet mellem Vestdanmark og Tyskland varierer, men er i gennemsnit 1.089 MW i disse timer. En fuld udnyttelse af transmissionsforbindelsen ville give en ekstra eksport på i gennemsnit 1.000 MW. En effektiv markedskobling mellem Danmark og Tyskland – på samme måde som mellem fx Vestdanmark og Norge – ville fjerne mange af de danske nulpriser. Forsøg med markedskobling med Tyskland blev afbrudt i 2008, men forventes genindført i 2009.

Nulpriser optræder typisk når:

- der er meget vindkraft
- der er lavt forbrug (over 70 pct. alle nulpriser optræder mellem kl. 23 og 07)
- når der er stort varmebehov (over 90 pct. af alle nulpriser optræder i vinterhalvåret). Dette skyldes primært, at der er kraftvarmeværker, der producerer på trods af lave priser
- og nulpriser kan lettere optræde, når der er problemer med transmissionsforbindelserne til nabolandene. Det kan være tekniske problemer eller begrænsninger i den tilladte udnyttelse af kapaciteten.

I en stor del af tilfældene med nulpriser er samtlige fire forudsætninger opfyldt.

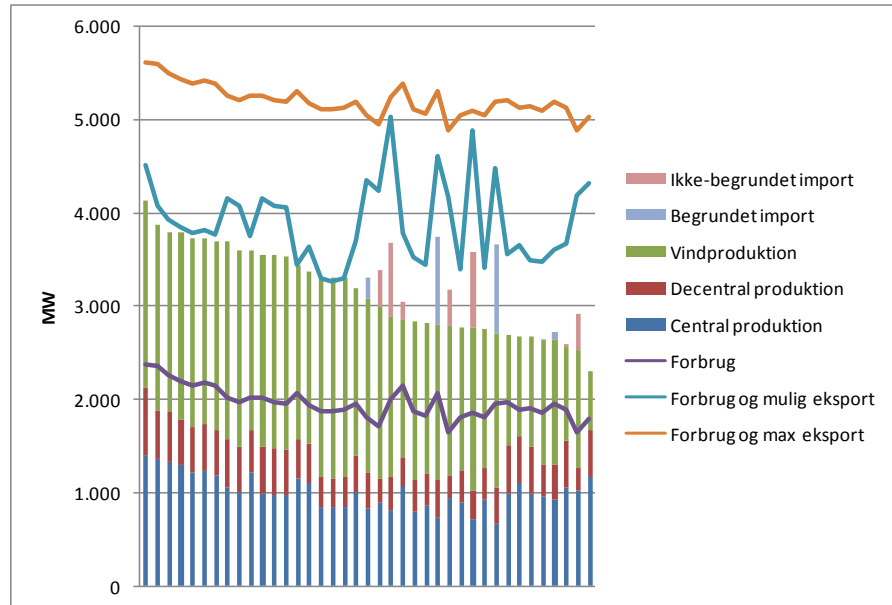
I Figur 18 er vist en række data for 39 nulpriser i Vestdanmark. Der ses – på trods af de lave priser – en produktion fra centrale kraftværker på omkring 1.000 MW og fra decentrale værker på 200 til 600 MW. Energinet.dk kræver i dag at der altid er tre centrale værker i produktion, bl.a. af hensyn til at opretholde spændingen. Dette kan forklare omkring 500 MW af den centrale produktion.

Varmekontrakter i forbindelse med de centrale værker kan være udformet, så de motiverer til kraftvarmeproduktion selv ved lave spotpriser. Disse varmekontrakter kan have en lang levetid og fornyes derfor kun langsomt.

Ikke mindre end 25 ud af de 39 0-timer forekommer i situationer hvor eksportkapaciteten til Norge er reduceret til 470 MW (mod normalt 1.000 MW). Den produktion, som ifølge Figur 18 skal eksporteres, er højst 1.760 MW. Dette er lavere end transmissionsforbindelserne til Tyskland, Norge og Sverige (i alt over 3.000 MW). Med funktionsdygtige transmissionsforbindelser og et velfun-



gerende markedet ville de fleste nulpriser være undgået. Med Storebæltsforbindelsens kommende 600 MW vil antallet af nul-timer blive reduceret markant.



Figur 18. Produktion, forbrug med mere i timer med nulpriser. Data fra Vestdanmark, 1.1.2008-16.3.2009. "Ikke-begrundet import" er import fra Tyskland, på trods af højere priser i Tyskland. "Begrundet import" er import fra Tyskland, hvor der er negative timer i Tyskland. "Forbrug og max eksport" viser områdets forbrug tillagt den almindelige, fulde eksportkapacitet ud af området.

Fra oktober 2009 tillades negative priser i spotmarkedet – ned til -1,60 kr./kWh. Ved at tillade negative priser vil det markant øge sandsynligheden for at alle, som vil afsætte el, kan få det afsat. Dermed vil der være en markedsløsning i alle timer. Negative priser vil endvidere øge incitamentet for at konventionelle kraftværker stopper, og det vil øge incitamentet for, at elforbruget flyttes hen til disse timer. De svingende priser – og herunder negative priser – kan således motivere til at aktivere flere ressourcer, herunder investering i udstyr som fx muliggør hurtigere stop af elproduktion.

Negative priser har længe eksisteret på regulerkraftmarkedet. I Vestdanmark har det været negative priser i regulerkraftmarkedet 1,1 pct. af tiden (2002-2008). Laveste pris har været -1,40 kr./kWh. I 0,05 pct. af tiden har prisen været under -1,00 kr./kWh. I Østdanmark har der været negative regulerkraftpriser i 0,1 pct. af tiden.

### Høje priser

Høje priser i spotmarkedet (fx over 1 kr./kWh) er forekommet 42 gange i Vestdanmark (1.1.2008 - 16.3.2009) og i samtlige tilfælde har der været flaskehals til Norge og Sverige. I 28 af timerne er enten markedskapaciteten fra Norge reduceret til under halvdelen af den normale værdi og/eller markedskapaciteten fra Sverige er reduceret til 0. Igen ses at tilgængeligheden af transmissionsforbindelserne er helt afgørende. Elproduktionen fra vindkraft er kun 266



MW i disse timer, dvs. under halvdelen af den gennemsnitlige vindkraftproduktion.

### **Vedtagne forbedringer**

En række ændringer er undervejs. De kan gøre elmarkedet mere effektivt og kan mindske problemerne med meget lave og meget høje spotpriser, fx:

I 2010 tages den elektriske Storebæltforbindelsen (600 MW) i brug, og det er interessant at kun i 13 pct. af de tilfælde, hvor der har været nulpriser i Vestdanmark, har der også været nulpriser i Østdanmark. Storebæltforbindelsen vil dermed kunne reducere antallet af nulpriser i Vestdanmark markant.

Også andre planlagte udvidelser af transmissionsforbindelserne i Norden vil have en positiv indvirkning på markedet. For tiden begrænses eksport af strøm om natten til Sverige ofte af problemer ved Vestkystsnittet mellem Sverige og Norge. Forbedringer er på vej her (forventet byggestart i 2012). Også opdeling af Sverige i flere prisområder vil forbedre konkurrencen og reducere antallet af timer med meget lave priser i Danmark. Styrkelse af transmissionsforbindelserne i Sverige såvel som opdeling af Sverige i flere prisområder forventes realiseret inden 2015.

En bedre integration af elmarkederne i Danmark og Tyskland vil ligeledes hjælpe. Selv om der er meget vindkraft i Tyskland, vil betydningen af den bedre konkurrence sammen med tidsmæssige forskelle i vindkraftproduktionen medvirke til færre timer med meget lave priser. Der er nulpriser og negative priser i Tyskland, men disse er kun sammenfaldende med Vestdanske nulpriser i et meget begrænset omfang (0,04 pct. af tiden, 2002-2008).

### **Sammenfatning**

Det liberaliserede elmarked vurderes at være meget effektivt til at allokere den billigste elproduktion, herunder at integrere vindkraft. I en tredjedel af alle timer er prisen den samme i hele Norden. I disse mange timer finder konkurrencen sted mellem samtlige aktører og fx samspillet mellem (forventet) vindkraft og vandkraft forløber gnidningsfrit.

I ganske få timer (under 1 pct.) er der i to danske prisområder *vilde* priser. Det kan være meget lave priser (fx under 5 øre/kWh) eller meget høje priser (fx over 1 kr./kWh). Disse priser forekommer udelukkende når der er flaskehalse i transmissionsforbindelserne til/ fra Sverige og Norge.

Udbygning af transmissionsnettet med Storebæltforbindelsen og med forbindelserne internt i Sverige vil forbedre markedet funktion markant.



## 8 Sammenfatning

Analyserne i denne delrapport har vist:

- At forudsigelse af vindkraftens produktion i gennemsnit ramme ved siden af med 150 MW, men at det særligt er ved middel vindhastigheder, at fejlen er stor.
- Fejlens størrelse af betinget at elmarkedet design. Fejlen i døgnets første time er en tredjedel lavere end i døgnets sidste time. En forkortning af tidspunktet for indmelding til elmarkedet ville reducere fejlene.
- Der sker en stor udglatning, når vindkrafts fejl blandet med de øvrige markedsaktørers fejl. Ligeledes finder der en stor udglatning sket når vindkraft betragtes over et større område. Storebæltsforbindelsen kan få en væsentlig betydning for reduktion af ubalancerne på grund af vind.
- 75 pct. af de små kraftvarmeværker har valgt at gå på markedsvilkår. Treledstariffen motiverer til at producere i spidslast og højlast og analyser viser at produktionsprofilen for små værker på markedsvilkår ikke adskiller sig væsentligt fra dem på treledstarif.
- Elproduktionen fra samtlige decentrale kraftvarmeværker er faldet med omkring 13 pct. (2007-2008 i forhold til 2002-2004), hvilket kan tilskrives ændringerne i rammebetingelserne, herunder overgangen til markedsvilkår og fjernelse af den afgiftsmæssige motivation til kraftvarmedrift.
- Der findes 54 MW elpatroner i Vestdanmark og disse aktiveres når der er lave (herunder negative) priser i regulerkraftmarkedet. Investeringen i elpatronerne er foretaget for at kunne høste reservationsbetalingen i regulerkraftmarkedet, og ingen af de fire anlæg anvendes i dag i forhold til spotmarkedet.
- Der er givet en række eksempler på at priserne på spotmarkedet og tariffer ikke er så dynamiske, som en ideel marginal prissætning foreskriver. Ikke mindst betyder høje lokale nettatariffer at en dynamisk anvendelse af el til varme hindres i en række netselskaber.
- Elmarkedet er generelt meget effektivt til at integrere vindkraft. Analyser af timer med meget høje eller lave priser gør det tydeligt, at forudsætningen for et effektivt marked er at transmissionsforbindelserne er til rådighed og udnyttes effektivt.



## 9 Referencer

Agersbæk, G. (2007): Market integration of renewable energy. Joint IEA, ENARD and RETD Workshop on Economic, Regulatory & Market Issues, Leuven, 13th-14th June 2007

Dansk Energi (2008): Elforsyningens tariffer & elpriser. Pr. 1. januar 2008

Energinet.dk (2008): Baggrundsrapport til Miljørapport 2008

Kofoed-Wiuff, A. (2009): New England electricity market

Tang, J. (2009): Timemarkedet for regulerkraft. Fjernvarmen, 1. 2008.

Togebj, M (2007): The Crucial Role of Demand Response for SmartGrids' Success. Smart Grids Forum 2007, Amsterdam, 23 January 2007. In cooperation with Torsten Lund, Risø National Laboratory.

Togebj, M., H. H. Lindboe, T. Engberg Pedersen (2007): Steps for improved congestion management and cost allocation for transit. For the Nordic Electricity Market Group, the Nordic Council of Ministers.