



# Bedre integration af vind

Analyse af elpatronloven, treledstariffen for mindre kraftvarmeanlæg, afgifter og andre væsentlige rammebetingelser

Sammenfatning

Udarbejdet af Ea Energianalyse og Risø DTU for  
Energistyrelsen og Skatteministeriet  
9. juni 2009



Mikael Togeby (red.)  
Jesper Werling  
János Hethey  
Lars Bregnbæk  
Anders Kofoed-Wiuff  
Hans Henrik Lindboe  
Kim Mygind  
Jonas Ahmt  
Alexandros Filippidis  
Peter Meibom  
Poul Erik Morthorst

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

<b>1 Forord</b> .....	<b>4</b>
<b>2 Introduktion</b> .....	<b>5</b>
2.1 Denne undersøgelse .....	6
<b>3 Problemer med integration af vindkraft</b> .....	<b>8</b>
<b>4 Mulige løsninger</b> .....	<b>10</b>
4.1 Ændringer som er undervejs.....	12
4.2 Øget dynamik i forbindelse med afgifter .....	12
4.3 Øget dynamik i forbindelse med tariffer .....	15
4.4 Øget dynamik i forbindelse med markedsdesign .....	17
<b>5 Samfundsmæssige konsekvenser af øget integration</b> .....	<b>19</b>
5.1 Samfundsøkonomiske konsekvenser .....	19
5.2 Betydningen af øget dynamik for miljøet.....	21
<b>6 Anbefalinger</b> .....	<b>23</b>
<b>7 Referencer</b> .....	<b>27</b>



# 1 Forord

Ea Energianalyse og Risø DTU har for Energistyrelsen og Skatteministeriet analyseret, hvordan vindkraft kan integreres bedre i energisystemet, således at den økonomiske og miljømæssige betydning af vindkraft forbedres. Som en særlig opgave er det vurderet, om forsøgsordningen med nedsatte afgifter for el til varme (elpatronloven) og betalingen for el til mindre kraftvarmeværker (treledstariffen) er hensigtsmæssige.

En række rammebetingelser og tekniske løsninger er vurderet og prioriteret som en del af den brede vurdering af mulighederne for bedre integration af vindkraft.

Grundlaget for projektet er Energistyrelsens og Skatteministeriets udbud (dateret 26.1.2009) og Ea Energianalyse og Risø DTUs projektbeskrivelse (16.2.2009). Arbejdet er gennemført i tæt dialog med en følgegruppe med deltagere fra Energistyrelsen, Skatteministeriet og Energinet.dk. Der har ligeledes været dialog med en række markedsaktører, blandt andre elhandlere og energiselskaber.

Denne rapport sammenfatter analysen og dens anbefalinger. Herudover er analysen dokumenteret i tre delrapporter, som omhandler en analyse af problemstillingerne vedrørende indpasning af vindkraft, en analyse af de forskellige løsningsmuligheder samt en analyse af de samfundsøkonomiske konsekvenser af ændringer i afgifterne.

Vi ønsker at takke alle bidragydere. Rapporterne er dog alene forfatterens ansvar.

Mikael Togeby



## 2 Introduktion

Vindkraftanlæg er på mange måder anderledes end traditionelle kraftværker. Den varierende elproduktion og til tider begrænsede forudsigelighed i produktionen kan være en udfordring, som kan kræve en udvikling af rammebetingelserne for energisystemet, herunder markedsdesign og udformning af afgifter og tilskud, for at give en effektiv udnyttelse af vindkraften.

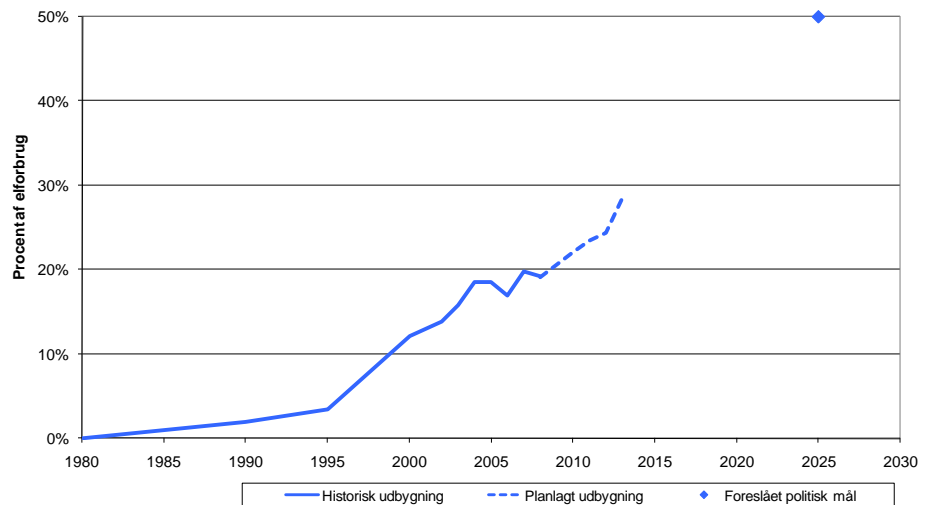
Danmark har i dag en vindkraftandel svarende til ca. 20 pct. af elforbruget, og hidtil er det lykkedes at integrere vindkraften effektivt i det nordiske energisystem. Det sker blandt andet ved en tæt koordinering mellem den varierende danske vindkraft og vandkraftproduktionen i Sverige og Norge. En væsentlig del af den producerede vindkraft bliver således oplagret som ikke-produceret vandkraft – og denne bliver så produceret senere, når der er mindre vind. Denne koordinering sker primært via elmarkedet – det vil sige via kommercielle transaktioner på Nord Pool Spot.

Ikke desto mindre kan der være behov for at se på rammebetingelserne for integrationen af vindkraft, både med den nuværende andel og især med den stigende andel af vindkraft i de kommende år, både i Danmark og i vores nabolande. En stigning, som vil give udfordringer med indpasningen af vindkraften i det samlede system.

Der er allerede planlagt en stigning af vindkraften over de kommende år. To nye havvindmøleparker ved Horns Rev og Rødsand (i alt 416 MW) er under etablering og yderligere 400 MW havvindmøller på vej ved Anholt til idriftsættelse i 2012. Endvidere er støtten til vindmøller på land hævet, hvilket forventes at give en yderligere etablering af vind på land. Der er ultimo 2008 vedtaget lokalplaner svarende til 222 MW landvind.

Energiaftalen fra 2008 gælder for perioden 2008-11. Herefter gælder bindende mål fra EU om 30 pct. vedvarende energi i 2020. Endvidere opsatte regeringens energioplæg "En visionær dansk energipolitik" fra 2007 det mål, at andelen af vedvarende energi skal fordobles til 30 pct. inden 2025 som led i regeringens langsigtede målsætning om at gøre Danmark uafhængig af fossile brændstoffer. Det blev her endvidere nævnt, at væsentlige bidrag kunne komme fra bl.a. en fordobling af vindmøllekapaciteten fra ca. 3.000 MW til ca. 6.000 MW, hvilket vil give en elproduktion svarende til at ca. 50 pct. af det danske elforbrug. Figur 1 viser den historiske og den forventede udvikling.





Figur 1. Udbygning af vindkraften. Den planlagte udbygning 2009-13 er beregnet med baggrund i Energistyrelsens basisfremskrivning fra april 2009. Heri forventes, ud over udbygning med Horns Rev 2 og Rødsand 2 (i alt 416 MW), yderligere 400 MW havvindmøller ved Anholt, samt en vis udbygning på land.

Der vil således ske en betydelig udbygning med vindkraft frem til 2013, hvilket kan kræve udvikling af rammebetingelserne for at sikre fornuftig indpasning af vindkraften. På mellemlangt og langt sigt er der forventning om yderligere vindkraftudbygning, hvilket kan kræve yderligere udvikling af rammebetingelserne.

## 2.1 Denne undersøgelse

Denne sammenfatning er baseret på tre undersøgelser, som supplerer hinanden:

1. En analyse af markedsdata, som beskriver den aktuelle drift af elsystemet, herunder vindkraftens forudsigtelighed, nulpriser og produktionsmønstret for decentrale kraftvarmeverker (delrapport 1).
2. En oversigt over udvalgte tekniske løsninger og ændrede rammevilkår, som vil kunne forbedre integrationen af vindkraft (delrapport 2).
3. Analyser af økonomiske og miljømæssige konsekvenser af ændringer af afgifter. Analysen er gennemført med Balmorel-modellen med en detaljeret beskrivelse af el- og varmemarkedet i Norden og Tyskland (delrapport 3).

De tre delrapporter udgør dokumentationen for denne rapport, som sammenfatter analyser og anbefalinger.

Der er i analysen af de tekniske løsninger lagt mest vægt på kendte løsninger som elpatroner, varmepumper, kondensdrift af eksisterende værker og øget dynamik for eksisterende centrale og decentrale værker. Dette er tænkt som et supplement til andre analyser, som lægger vægt på nye, lovende, men måske mindre udviklede teknologier. De kendte teknologier, som er i fokus i denne undersøgelse, handler i høj grad om varmemarkedet. Varmemarkedet er velegnet i forbindelse med integration af vindkraft. Ikke mindst er der gode mulig-



heder for at aftage el til at producere varme. Varmebehovet i fjernvarmesystemet er stort nok til potentielt at aftage store mængder el fra vindkraft i mange timer. Hertil kommer det individuelle varmeforbrug. Behovet for fx at anvende el til varme i elpatroner er langt mindre end dette potentiale.

Målet med den samlede undersøgelse er at give forslag til ændringer af rammebetingelser, som kan medvirke til en forbedring af den miljømæssige og samfundsøkonomiske værdi af vindkraft.

En række relevante teknologier er *ikke* analyseret i denne rapport. Dette omfatter fx aktiv brug af vindkraft i forbindelse med systemdrift (til levering af frekvensregulering, inert, reaktiv effekt m.m.), anvendelse af effektelektronik (FACTS) og mulighederne for udvikling af bedre prognoser for vindkraft. Disse og mange andre relevante emner er fx beskrevet i EcoGrid (Sørensen et al., 2009), og der henvises hertil.



### 3 Problemer med integration af vindkraft

Den succesfulde integration af den nuværende mængde vindkraft er bemærkelsesværdig. Vindkraft har helt anderledes egenskaber end traditionel kraftproduktion (fx centrale kraftværker på kul, decentrale kraftvarmeværker på naturgas, udenlandsk vandkraft eller atomkraft). Hvordan vindkraft adskiller sig fra konventionel elproduktion er sammenfattet nedenfor.

#### **Vindkraft er vanskelig at forudsige ved middelstore vindhastigheder.**

Analyser viser, at elproduktionen fra vindmøller i høj grad er forudsigelig ved høje og lave forventede produktioner (høje og lave vindhastigheder). Men ved middelstore vindhastigheder er der betydelig usikkerhed i vindkraftprognoserne time for time næste dag, som bruges på det vigtige *day-ahead-marked* Nord Pool Spot.

**Meget vindkraft kan føre til overskud af el.** Nulpriser på elektricitet optræder i elmarkedet, når der udbydes mere elektricitet til prisen nul end summen af forbrug og eksportmuligheder. Nulpriser har optrådt relativt sjældent (hhv. 0,4 pct. og 0,1 pct. af tiden i Vestdanmark og Østdanmark og aldrig i Norge og Sverige, 2002-2008). Ved nulpriser afkortes<sup>1</sup> produktionsbud, hvilket kan anses som en *væsentlig markedsbrist*. Nulpriserne optræder primært om natten i vinterhalvåret. Fra oktober 2009 tillades negative priser på spotmarkedet, og det forventes ikke, at der fremover bliver behov for at afkorte produktionsbud. Den nye minimumspris er -1,60 kr./kWh.

Analyser viser, at en stor andel af de forekommende nulpriser er et resultat af ganske moderate mængder af nettoeksport. Når der alligevel forekommer nulpriser, så skyldes det en kombination af tre forhold:

Ofte er eksportkapaciteten ud af landet reduceret. Kapaciteten til Sverige er ofte reduceret i nattetimerne om sommeren, og det har medvirket til nulpriserne. Den besluttede forstærkning af Vestkystsnittet (mellem Sydsverige og Sydnorge) vil reducere dette problem. I perioder har eksportkapaciteten fra Vestdanmark til Norge været reduceret på grund af fejl på forbindelsen. Dette øger markant risikoen for nulpriser.

Handlen med Tyskland har været upræcis. I en del timer er der kommet strøm fra en positiv pris i Tyskland til en nulpris i Danmark (dvs. modsat prissignalerne). Dette kan forbedres med en bedre markedsintegration mellem Danmark og Tyskland. En forbedret markedsintegration forventes i løbet af 2009<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Med afkortning menes, at en producent kun får accepteret en procentdel af den udbudte mængde, selv om den udbudte pris svarer til markedsprisen.

<sup>2</sup> En yderligere forbedring ville kræve en opdeling af Tyskland i flere prisområder. På samme måde som med Sydsverige, der har samme pris som Nordsverige, er elprisen i Nordtyskland ikke et ægte udtryk for værdien af elektricitet lokalt. På grund af meget vindkraft i Nordtyskland er potentialet i forbindelse med markedsintegration med Tyskland begrænset.





En relativ høj produktion har ofte fundet sted på centrale og decentrale kraftvarmeværker i timer med nulpriser. For de centrale værker er der sandsynligvis i dag dårlig økonomi i at stoppe produktionen af el i få timer. Investering i udstyr fx til by-pass af dampen vil kunne betyde, at dampkedlen kan holdes varm, mens elproduktionen kortvarigt minimeres.

**Hvad skal producere el, når der er en række dage uden vind?** Det hænder, at vindkraftproduktionen er lav i længere tid. Fx sker det omkring 0,5 pct. af tiden, at vindkraften producerer under 25 pct. af den gennemsnitlige værdi i mere end fire dage i træk<sup>3</sup>. Hvor fleksibelt elforbrug kan hjælpe på korte perioder uden vindkraft, så er det stort set kun produktion og import, som kan aktiveres i fire døgn i træk. Vindkraften tager produktionstimer fra de konventionelle centrale kraftværker, og økonomien i den type anlæg kan derfor blive dårligere. I dag findes der praktisk talt ikke spidslastværker i Danmark, der økonomisk og teknisk er egnet til elproduktion i relativt få timer per år. Det bliver der sandsynligvis brug for i fremtiden. Investering i nye værker sker på markedsvilkår på baggrund af forventningerne til priserne.

De her beskrevne udfordringer handler alle om energibalancen i elsystemet. Andre typer udfordringer er ikke behandlet. Det gælder fx spørgsmål om tilslutning, om spændingsforhold i nettet m.m. Sådanne forhold reguleres blandt andet i forbindelse med tilslutningsvilkår og vil ikke blive nærmere beskrevet her.

Den øgede mængde af vindkraft i energisystemet betyder, at der er behov for en højere grad af dynamik end tidligere. **Teknisk set** handler dette fx om muligheden for at afsætte elektricitet til varmeformål, når prisen på el er lav. Fortrængning af brændsel til varmeproduktion er økonomisk og miljømæssigt mere attraktivt end at stoppe vindmøller. Endvidere handler det om at sikre forsyningen i perioder med minimal vindkraftproduktion. Dette kan sikres i form af import, nye spidslastværker, anvendelse af eksisterende kraftvarmekapacitet til ren elproduktion eller aktivering af eksisterende nødstrømsanlæg. Reduktion af elforbruget vil endvidere kunne indgå som *spidslastkapacitet*, når priserne er høje. Endelig handler det fx om at gøre det muligt at tilpasse kraftværkskapaciteten hurtigere til forbruget.

For at motivere til sådanne tekniske ændringer er det nødvendigt med en række ændringer i **rammebetingelserne**. Med rammebetingelser menes afgifter (se afsnit 4.2), tariffer (4.3) og markedsdesign (4.4).

---

<sup>3</sup> I perioden fra 1.1.2002 til 23.3.2009 sker dette primært i maj, og i enkelte tilfælde i marts, april og december, men slet ikke de øvrige måneder. Data dække hele Danmark.

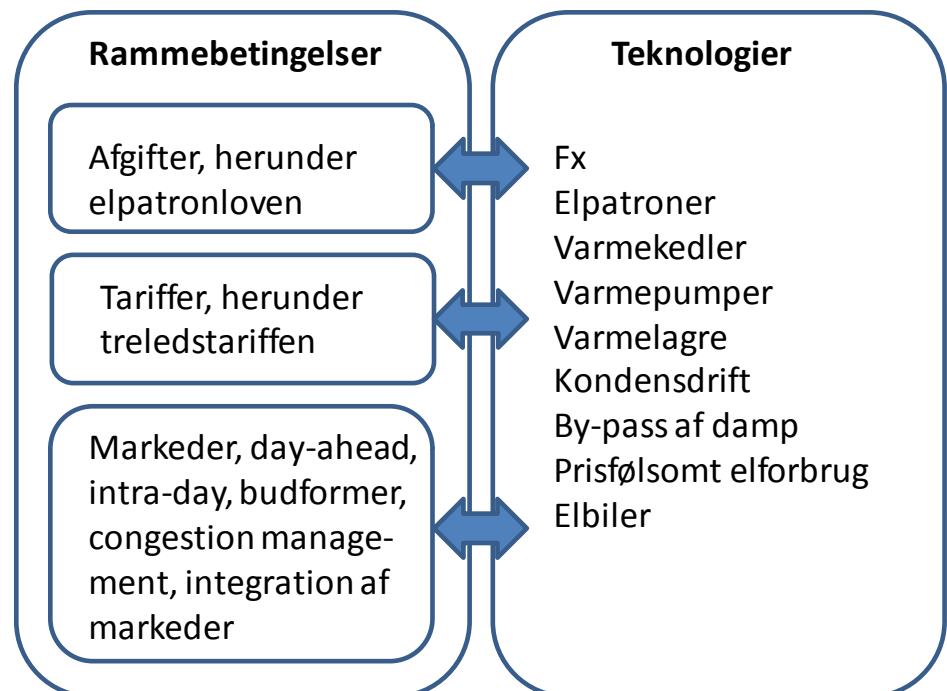


## 4 Mulige løsninger

Det er vurderingen at de konventionelle teknologier, udvikling af markedsrammerne og forstærkning af transmissionsforbindelserne vil være tilstrækkeligt til at sikre en effektiv integration af vindkraft frem til mindst 2015. På et tidspunkt derefter kan yderligere tiltag være nødvendige, hvis udbygningen med vindkraft realiseres som forventet. Dette kan fx omfatte prisafhængig opladning af elbiler eller et generelt øget prisfølsomt elforbrug i alle sektorer.

I delrapport 2 er en række tekniske løsninger beskrevet, fx turbine-by-pass, køletårne til decentral kraftvarme, kondensdrift af udtagsværker m.m. I dette afsnit fokuseres på mulige ændringer i rammebetingelserne, som vurderes at kunne fremme relevante tekniske løsninger.

Blandt virkemidler til at sikre en mere effektiv indpasning af vindkraft skelnes der i rapporten mellem tekniske løsninger og rammebetingelser. Samspillet mellem vigtige tekniske løsninger og rammebetingelser er illustreret i nedenstående figur.



Figur 2. Centrale begreber i analysen.

De tekniske løsninger, som er nærmere beskrevet i delrapport 2 er gengivet i Tabel 1. Der skelnes her mellem potentialer for opregulering, som kan øge produktionen eller sænke elforbruget, når vindkraftproduktionen er lavere end forudset, eller når der er lav vindkraftproduktion og derfor brug for anden produktion. Andre tiltag kan primært anvendes til nedregulering, dvs. til at reducere elproduktionen eller øge elforbruget ved høj vindkraftproduktion (ved lave elpriser).



En vigtig faktor, der er med til at afgøre, om de forskellige teknologier kan benyttes til op- eller nedregulering, er investerings- og driftsomkostningerne. Varmepumper har således en relativ høj investeringsomkostning, der betyder, at varmepumpen skal have mange driftstimer for at være økonomisk rentabel. Derfor er det ofte relevant for varmepumper at afbryde forbruget kortvarigt. Det modsatte kan dog forekomme, fx om sommeren. For elpatroner er investeringsomkostningerne derimod relativt lave, samtidig med at driftsomkostningerne er høje, hvilket betyder, at elpatroner er relevante til kortvarig brug.

Analysen viser desuden, at det er af afgørende betydning, om investeringerne i de forskellige teknologier alene foretages af hensyn til elsystemet, eller om der er andre positive effekter, som for eksempel billig varmeproduktion fra varmepumper. Omkostningerne for elsystemet ville herved reduceres.

	Potentiale opregulering (MW)	Potentiale nedregulering (MW)	Investering (mio. DKK/MW <sub>el</sub> )
<b>Elpatroner til fjernvarme</b>		1000	1,0
<b>Varmepumper til fjernvarme (priser for 2020)</b>	286	(286)	15,7
<b>Elvarme til individuel opvarmning</b>	190	(190)	2,3
<b>Varmepumper til individuel opvarmning</b>	170	(170)	2,1
<b>Skift fra modtryk til kondensdrift på centrale værker</b>	300		-
<b>Køletårne på decentrale værker</b>	750		0,2
<b>Transmissionsforbindelser</b>			
<b>Nye spidslastressourcer</b>			2,7
<b>Aktivering af nødstrømsanlæg</b>	400		0,3
<b>Elbiler</b>	200	(200)	1,3

Tabel 1. Potentiale for op- og nedregulering og investeringsomkostninger af de undersøgte tiltag. For elvarme og varmepumper er anlægsomkostningerne regnet om på baggrund af hhv. 125.000 og 100.000 anlæg. For de individuelle varmepumper er selve anlægget ikke medregnet, da dette ikke antages at være etableret af hensyn til elsystemet. Se endvidere delrapport 2.

Delrapport 2 fokuserer i store træk på kendte teknologier, og tidsperspektivet for anvendelse af teknologierne er derfor det korte og mellemlangt sigt. På nedenstående tabeller er fordelene og ulemperne ved de forskellige teknologier summeret. Det understreges dog, at den aktuelle driftssituation i elsystemet kan være afgørende for teknologiernes prioritering. Dette er nærmere forklaret i afsnittet om simuleringerne med markedsmodellen Balmorel.



	Kort sigt	Mellemlangt sigt	Længere sigt
<b>Stort potentiale</b>		Køletårne på decentrale anlæg	Nye spidslastressourcer
<b>Mellemstort potentiale</b>	Aktivering af nødstrømsanlæg	Transmissionsforbindelser Varmepumper (individuel og kollektiv) Elvarme i husholdninger Kondensdrift	Elbiler
<b>Lille potentiale</b>			

Tabel 2. Teknologier for opregulering

	Kort sigt	Mellemlangt sigt	Længere sigt
<b>Stort potentiale</b>	Elpatroner		
<b>Mellemstort potentiale</b>		Varmepumper (individuel og kollektiv)	Elbiler
<b>Lille potentiale</b>			

Tabel 3. Teknologier til nedregulering

I de følgende afsnit fokuseres på mulige ændringer i rammebetingelserne, som vurderes at kunne fremme relevante tekniske løsninger.

#### 4.1 Ændringer som er undervejs

En række forhold, som vil have en positiv indflydelse på integration af vindkraft, er allerede undervejs. Det drejer sig fx om:

- Muligheden for negative priser på spotmarkedet fra oktober 2009 vil øge incitamentet for tilpasning af produktion og forbrug til pris-signalerne.
- Forbedret markedsintegration mellem Danmark og Tyskland. En forbedring forventes gennemført i løbet af 2009.
- Den elektriske Storebæltsforbindelse, som forventes i drift i 2010, vil reducere antallet af nulpriser i Danmark markant.
- Forstærkning af transmissionsnettet i Sverige (både i forbindelse med Vestkystsnittet og snit 2 og 4 i Mellemsverige). I dag hindres eksport af elektricitet til Norge og Sverige ofte om natten, og import hindres om dagen. Dette er til ulempe for integrationen mellem dansk vindkraft og norsk og svensk vandkraft. Fra 2015 forventes udbygningen af transmissionsforbindelserne internt i Sverige at betyde, at restriktionerne kan ophæves.

#### 4.2 Øget dynamik i forbindelse med afgifter

Det danske afgiftssystem er kompliceret. Et væsentligt element i afgiftssystemet er energiafgiften, som betales af husholdninger, det offentlige og af rumvarme i forbindelse med alle sektorer. For elektricitet svarer denne afgift til omkring 100 pct. af den typiske pris (inkl. tariffer, før afgift) og vurderes ud over energipolitisk begrundede elementer at indeholde et markant provenu-element. Også for brændsler som olie og naturgas er afgiften markant og svarer til 60-65 pct. af prisen før afgifter.



Der betales ikke energifgift af biomasse, og afgiftsbelægningen af fossile brændsler virker således som en form for tilskud til anvendelse af biomasse.

Afgifternes størrelse betyder, at det ikke kan betale sig at anvende el til varme, selv om elprisen er nul. Visse tariffer for el er ikke omkostningsægte (fx PSO-tariffen), hvilket forstærker dette problem. Dynamikken i valget mellem brændsel og billig el er dermed forvredet af afgifter og tariffer.

Analyser har vist, at fx varmepumper ville være rentable, hvis afgifterne ikke havde et provenuelement (Energinet.dk, 2009).

### **Elpatronloven – ligestilling af afgift på varme fra kedel og kraftvarme**

Med vedtagelsen af elpatronloven (lov 1417 af 21. december 2005) er et tidligere afgiftsincitament til kraftvarmeproduktion blevet ophævet. Med loven betales nogenlunde samme afgift for den del af brændslet, som via kraftvarme går til varme, som for brændsel til kedeldrift.

Elproduktionen fra decentral kraftvarme (alle størrelser) er faldet med ca. 13 pct. fra 2002-2004 til 2007-2008. Faldet er kraftigst ved lave priser, men findes ved alle priser. Det forhold, at de decentrale kraftvarmeverker producerer mindre el selv ved høje spotpriser, kan tyde på at der er værker, som nu i højere grad byder ind i regulerkraftmarkedet. Dette forhold har således ikke direkte noget med afgifterne at gøre, men kan ses som et skridt i udviklingen af elmarkedet.

Forslag om ændringer af kraftvarmebeskatningen (forår 2009) ligestiller endvidere central og decentral kraftvarme, idet de anvendte afgiftsmæssige virkningsgrader for central kraftvarme ændres til de regler, som er gældende for decentral kraftvarme. Ophævelse af 24 timers-reglen for skift til ren varmeproduktion forventes at give en bedre dynamik for centrale værker<sup>4</sup>.

*Disse ændringer vurderes at have bidraget til en større dynamik i valget mellem kraftvarme og ren varmeproduktion. Reglerne forventes at fortsætte med de foreslåede ændringer.*

### **Elpatronloven – lavere afgift på el til varme**

Som en fireårig forsøgsordning reduceres afgiften på el anvendt til at producere varme i forbindelse med kraftvarme. Afgiften er sat til højst 50 kr./GJ<sub>varme</sub>, hvilket betyder, at el anvendt i en elpatron afgiftsbelægges som et fossilt brændsel. Det svarer omtrent til en reduktion af elafgiften med faktor tre. Endvidere er der en fritagelse fra PSO-tariffen.

---

<sup>4</sup> Før ændringen skulle centrale værker skifte til ren varmeproduktion for et døgn af gangen for at få afgiftsfordel. Efter ændringen kan det ske time for time.



Der findes fire elpatroner i Vestdanmark med en samlet effekt på 54 MW i de centrale kraftvarmeværker og yderligere en 93 MW-enhed på Asnæsværket. Vi har ikke kendskab til elpatroner i industrien eller fx i gartnerier.

For varmepumper med en COP på ca. tre eller derover ændrer elpatronloven ikke på afgiften. Det har været fremført, at varmepumper burde have en lavere afgift. Det skal dog bemærkes, at de marginale omkostninger ved varmepumper (per varmeeenhed) er lavere end for elpatroner på grund af nettarifferne, som er pålagt el-siden.

De fire elpatroner er primært etableret på grund af reservationsbetalingen for regulerkraft, og de anvendes i regulerkraftmarkedet (ikke spotmarkedet). Anlæggene er relativt nye, men er typisk anvendt i 1-300 timer per år. Typisk fortrænger elpatronerne naturgas anvendt på en kedel. Med de nuværende naturgaspriser og nettariffer vil de første elpatroner blive aktiverede, når regulerkraftprisen er under 15 øre/kWh.

Det forhold, at afgiftsnedsættelsen kun gælder i fire år, kan have begrænset lysten til at investere i elpatroner.

*Generelt vurderes nedsættelsen af afgiften på el anvendt til varme at have bidraget positivt til øget dynamik i forhold til anvendelse af el til varme. På langt sigt virker det tilfældigt, at det kun er bestemte typer forbrug, som er omfattet. En måde at lade en lavere afgift gælde for alle anvendelser er at lade den lave afgift gælde i et begrænset antal timer. Dette er analyseret i form af en dynamisk afgift i det følgende.*

### **Dynamisk afgift**

Den gældende elpatronlov med lavere afgift for el anvendt til varme er begrænset til anlæg i forbindelse med fjernvarme og kraftvarme. Denne tekniske begrænsning har på kort sigt været hensigtsmæssigt i forhold til begrænsning af provenukonsekvenser m.m. På længere sigt kan man tænke sig en mere generel udformning, hvor afgifterne er ens for alle anvendelser – uafhængig af forbrugssted<sup>5</sup>.

Den samlede effekt af afgifter og tariffer er en væsentlig barriere for at etablere en dynamisk balance mellem anvendelse af brændsel og el til opvarmning. De gældende tariffer og afgifter gør, at det ikke er rentabelt at anvende el til varme, selv når elprisen (før afgifter og tariffer) er nul. Dette er u hensigtsmæssigt i forhold til en økonomisk og miljømæssig integration af vindkraft.

Der er ikke tradition for, at energiafgifter er dynamiske. Dog kan det nævnes, at momsens dynamisk i den forstand, at det er en værdiafgift.

---

<sup>5</sup> Dette tænkes alene at gælde inden for energiafgiftens nuværende område: husholdningerne, det offentlige og al energi anvendt til opvarmning.





Endvidere er det interessant, at støtten til den kommende havmøllepark ved Anholt er udformet, så der ikke gives støtte ved nulpriser eller negative spotpriser.

Elafgiften kan udformes på en tilsvarende måde: Elafgiften kan reduceres for alle forbrug, når spotprisen er nul eller negativ. Dette vil gøre det økonomisk attraktivt kortvarigt at anvende el til opvarmningsformål.

Det kan diskuteres, hvilket prisniveau der skal udløse den lave afgift. Med de nuværende afgifter vil de første elpatroner blive aktiveret ved spotpriser på 15 øre/kWh. En afgiftsreduktion, som kun gælder ved nulpriser og lavere priser, vil derfor føre til færre driftstimer for elpatronerne i forhold til den nuværende ordning.

Hvis elafgiften nedsættes til niveauet for brændselsafgiften, vil el anvendt til varme ikke give et provenutab. Derimod vil dette føre til et provenutab for det eksisterende elforbrug i de relevante timer. Fx vil 0,4 pct. nultimer (svarende til gennemsnittet i 2002-2008 i Vestdanmark) give et provenutab på ca. 0,26 pct. (ca. 30 mill. kr./år) med den lave sats på 1/3 af den almindelige sats. Endvidere vil der forekomme et yderligere provenutab i det omfang, at andet elforbrug flyttes til timerne med lav afgift. Med et voksende antal nulpriser og negative priser, vil provenutabet øges. Med 5 pct. af timerne (altså mere end 10 gange så meget som i dag i Vestdanmark) ved den lave afgift vil provenutabet for almindelig forbrug være ca. 500 mill. kr./år. Et provenutab kunne hentes ved fx at lægge en provenubegrundet afgift på biomasse.

*Det anbefales, at analysere mulighederne nærmere for at gøre afgiftssystemet dynamisk. Her er beskrevet en mulig model, hvor der alene opereres med den almindelige afgift og en lav afgift i et begrænset antal timer. Andre modeller kan tænkes, fx med flere trin.*

### **4.3 Øget dynamik i forbindelse med tariffer**

#### **Treledstariffen for små decentrale kraftvarmeværker**

Decentrale kraftvarmeværker over 5 MW har siden 2006 været på markedsvilkår, mens de mindre kan vælge at fortsætte på treledstariffen eller overgå til markedsvilkår. På markedsvilkår modtager de mindre decentrale kraftvarmeværker en støtte, som er uafhængig af den aktuelle produktion, men hvor elproduktionen afregnes til spotpris.

Fra maj 2009 er 75 pct. af effekten af alle små decentrale kraftvarmeværker på markedsvilkår. Også helt små værker (fx under 1 MW) er i stort omfang på markedsvilkår. Det er således i praksis bevist, at det er muligt at håndtere de små værker på markedsvilkår.

Treledstariffen motiverer værkerne til at producere på hverdage i spidslast og højlast. Tre forskellige analyser af produktion fra samtlige små værker på hhv.



markedsvilkår og treledstarif har vist, at der ikke er nogen markant forskel i produktionsmønstret for de to grupper. Dette gælder også fx driften i timer med nulpriser.

Når der oparbejdes mere erfaring med drift på markedsvilkår, kan det tænkes, at der vil være større forskel mellem værker på treledstarif og værker på markedsvilkår. Muligheden for negative priser på spotmarkedet fra efteråret 2009 vil øge incitamentet for en dynamisk styring af værkerne.

*Alt i alt vurderes det at være hensigtsmæssigt på sigt at få alle elproducenter på markedsvilkår, og at en evt. støtte udformes, så den ikke påvirker budprisen (dvs. de marginale omkostninger).*

### **Dynamiske tariffer: Betaling for nettab**

Det gennemsnitlige tab i elsystemet svarer til omkring 7 pct. af elforbruget. Omkostningen til at dække tabet betales af forbrugerne via nettarifferne. Disse er udformet som en fast pris per kWh. Det betyder, at uanset om spotprisen er 5 kr./kWh eller 0 kr./kWh (eller negativ), så afregnes tabet til den gennemsnitlige spotpris.

Det foreslås som et *første skridt* i retning af en mere dynamisk tarifiering af nettab, at det gennemsnitlige tab afregnes til spotpris. Dette betyder konkret, at alle forbrugere skal betale for tabet til spotpris. For den gennemsnitlige forbruger vil dette således svare til, at de 7 pct. tab skal betales til spotpris. Den konkrete andel vil afhænge af, hvilket spændingsniveau strømmen aftages på. Ved megen lokal produktion kan de marginale tab blive negative, når der eksporteres el til det overliggende net (se Togeby, 2007, hvor Lund har regnet på tab på et konkret distributionsnet).

Anvendelse af dynamiske tariffer forudsætter timemålere. I dag har de 45.000 største elforbrugere timemålere. Disse står for mere end halvdelen af elforbruget. Der er taget beslutning om at installere fjernaflæste elmålere hos 45 pct. af alle elkunder. De nye elmålere vil potentielt kunne udnyttes som timemålere.

Senere kan yderligere skridt tages i denne retning i form af en tidsmæssig variation af tabsprocenten. Dette kan enten være af typen *time of use* (fx nat/nat) eller helt dynamisk og afhængig af lokalisering. Tabet er generelt størst, når forbruget er størst, dvs. typisk om dagen i vintermånederne (Dansk Energi, 2008).

Også andre elementer kunne gøres dynamiske. Dette gælder dels de elementer, som har karakter af en skat (fx PSO-afgiften), og dels de elementer, som dækker fastomkostninger. Den nuværende udformning med en fast tarif for disse elementer forvrider valget af energiform. En reduktion eller fritagelse ved meget lave priser kunne overvejes, på samme måde som der fritages fra PSO-afgift i forbindelse med Elpatronloven.



I forbindelse med kommende elanvendelser, fx elbiler og varmepumper, er den nuværende udformning af afgifter og tariffer uhensigtsmæssig.

*Det anbefales at starte et udviklingsarbejde, som vil indføre en form for dynamik i tarifferne. Det skal understreges, at målet i højere grad er at afspejle de marginale omkostninger, som tarifferne skal dække. En mere dynamisk afspejling af omkostningerne til at dække nettab vil være et godt sted at starte.*

### **Dynamiske tilskud til elproduktion**

Vindkraft, som modtager støtte, har ikke noget umiddelbart incitament til at stoppe, selv om elprisen er nul<sup>6</sup>. Hvis ingen andre ressourcer reagerer på en faldende pris, så bør vindkraft stoppe, når elprisen er under de marginale produktionsomkostninger.

Det ville således være hensigtsmæssigt at ændre støtten til vindkraft, så der ikke gives støtte ved meget lave eller negative priser. I forbindelse med udbudet af havvindmølleparken ved Anholt er dette gennemført. Ved nulpriser eller negative priser gives der ikke støtte. Til gengæld forlænges støtteperioden tilsvarende.

*Det anbefales, at en lignende ændring gennemføres for al øvrig elproduktion, som modtager støtte. Kombineret med en passende kompensation, bør dette kunne gennemføres.*

### **Støtte til vindkraft**

Støtte til vindkraft i forbindelse med landmøller er bl.a. formuleret som til pristilskud i 22.000 fuldlasttimer. Fulllasttimer beregnes som elproduktion divideret med installeret kapacitet. Dette giver et incitament til at øge generatorkapaciteten på en given placering ud over den størrelse, der ville være optimalt uden tilskud. En større generator giver færre fuldlasttimer for den samme elproduktion og dermed større samlet tilskud – også selv om det er relativt få timer, den ekstra effekt nyttiggøres. En ændret støttemetode, som ikke motiverede til merinvestering i generatorstørrelse, ville betyde, at maksimal vindkraftproduktion blev nået ved lavere vindhastighed – og dermed en mere jævn produktion (oftere fuld produktion) og mindre behov for netforstærkning. Problemet er størst ved mindre gode vindmølleplaceringer.

*Det bør overvejes at reformere tilskudsformen, så valg af generatorstørrelse svarer til, hvad der er optimalt set i en samlet elsystems betragtning..*

## **4.4 Øget dynamik i forbindelse med markedsdesign**

En række ændringer i design af elmarkedet har medført øget dynamik. Dette gælder fx ændring af reservationsbetalingen i forbindelse med regulerkraft, som i dag kan ske på timebasis, og som har gjort det muligt fx for decentral

<sup>6</sup> For vindmøller med et pristillæg i et vist antal fuldlasttimer vil stop af produktionen ved nulpriser betyde, at perioden med tilskud forlænges. Det mistede tilskud ved stop modtages således nogle år senere. Det egentlige tab er således renteomkostningerne for denne periode.



kraftvarme at deltage i dette marked. Også udbredelse af Elbas (*intra-day market*) til hele Norden har potentiale til at bidrage med en øget dynamik, som også vindkraft kan få glæde af.

### **Udvikling af regulerkraftmarkedet så forbrug kan deltage**

Regulerkraftmarkedet er attraktivt i forhold til prisfølsomt elforbrug. De gennemsnitlige priser er ikke meget forskellige på hhv. spotmarkedet og regulerkraftmarkedet, men der er større variation i priserne på regulerkraftmarkedet. Endvidere er regulerkraft ofte kortvarige leverancer, hvilket også er attraktivt for forbrug. Mange typer elforbrug kan fx afbrydes kortvarigt uden egentlige omkostninger.

I dag indgår der praktisk talt ikke elforbrug i regulerkraftmarkedet. Det betyder, at når regulerkraftprisen fx er -1 kr./kWh (dvs. betaling for at forbruge mere) eller +5 kr./kWh, så modtager forbrug alene spotprisen som prissignal. Dvs. et forbrug, som kan reguleres med få omkostninger, ikke aktiveres.

Der er mange eksempler på eksisterende forbrug, som kan reagere prisfølsomt. Imidlertid er de forskellige krav i forbindelse med regulerkraft i dag for store til, at dette sker i praksis. Dette omfatter fx tunge industriprocesser (smeltning af jern), lys i gartnerier, pumpning af vand, aircondition, elvarme og individuelle varmepumper.

I fremtiden forventes en vækst i el anvendt til varmepumper (individuelle og kollektive) og elbiler. Sådanne forbrug vil også være velegnet til regulerkraft.

Et muligt design for et regulerkraftmarked er en form for realtidsmarked, hvor forbrugere kan vælge at blive udsat for prissignaler, som afspejler regulerkraftprisen. Dette kan fx ske i form af en pris, som varierer hvert femte minut. De forbrugere, som deltager, skal således betales den aktuelle pris for deres forbrug og er dermed motiverede til at reagere og fx etablere automatikudstyr. Et sådant marked ville svare til en sammenlægning af det nuværende regulerkraftmarked og balancemarked, og ville betyde en offentliggørelse af de aktuelle regulerkraftpriser.

Et sådant system vil give flere ressourcer til regulerkraftmarkedet og være et markant skridt i retning af et dynamisk energisystem.



## 5 Samfundsmæssige konsekvenser af øget integration

Hvis der anvendes unødvendigt dyre løsninger til at indpasse vindkraft, udgør dette et samfundsmæssigt tab. Hvis fx vindmøllerne ikke stoppes ved negative priser, medfører dette unødvendigt lave priser, og andre aktører foretager måske investeringer, som kun er rentable på grund af de lave elpriser. Drift af produktionsanlæg ved priser, som er under de marginale omkostninger, er ikke hensigtsmæssig. Det kan ses som en forvriddning, som skaber omkostninger andre steder i systemet.

De nuværende afgifter kan ses som et tilskud til biomasse. Da der ikke er afgifter på biomasse, er det attraktivt at anvende biomasse ikke mindst til opvarmning (brændsel til elproduktion er ikke afgiftsbelagt). I dag modvirkes denne effekt ved, at der kun i begrænset omfang gives tilladelse til at etablere biomassefyrede kollektive værker. Også på det individuelle område betyder energifgifterne et incitament til biomassefyring, fx med træpiller.

### 5.1 Samfundøkonomiske konsekvenser

Der er med modellen Balmorel gennemregnet tre scenarier for udviklingen af elsystemet i 2020. For at belyse effekten af forskellig afgiftsmæssig regulering er der opstillet følgende tre scenarier:

- **Kun miljøskatter og ingen produktionstilskud (MIP)** – er et scenarie, hvor der ses bort fra samfundøkonomisk forvridende skatter, afgifter som fx provenubegrundede afgifter samt tilskud til elproduktion. Omkostningen ved emission af CO<sub>2</sub> er inkluderet via en kvotepris på 230 kr./ton for alle anlæg.
- **Business-as-usual** scenariet (BAU) - illustrerer en videreførelse af den nuværende afgifts- og tilskudspolitik, herunder elpatronloven og de foreslåede (april 2009) ændringer af afgifter.
- **Dynamiske afgifter** – er et scenarie med udgangspunkt i det foregående. Der er tilføjet en energifgift på biomasse svarende til halvdelen af energifgiften. Derudover er der indført en afgiftsfritagelse for el til produktion af varme i varmepumper og elpatroner, når den indenlandske produktion af vindkraft overstiger 100 pct. af det indenlandske elforbrug. Dette gælder både for individuel og kollektiv opvarmning.

Modellen er anvendt på den måde, at der er endogene investeringer, hvilket betyder, at modellen investerer i den mest økonomiske teknologi til at erstatte de værker, som er udtjent. Resultatet kan således betragtes som to delt: 1) Hvilke værker bliver der investeret i? 2) Hvordan er den samlede drift, herunder miljøforhold? Begge dele er beregnet under hensyntagen til rammebetingelserne (tariffer, afgifter og tilskud) og de øvrige restriktioner, som findes i elsystemet – fx den begrænsede kapacitet på transmissionsforbindelserne.



Der er regnet på hele Norden og Tyskland. For Danmark indgår hele varmemarkedet – også det individuelle varmemarked. For yderligere detaljer, se delrapport 3.

### **Fjernelse af provenubegrundet energibeskatning**

Der er et betydeligt element af provenubegrundelse i de gældende energiafgifter. Dette fører til en række forvriddinger af energiforbruget og af udviklingen af energisystemet. Ligeledes kan produktionstilskuddene siges at give et incitament til udbygning, som ligger ud over hvad CO<sub>2</sub>-kvoteprisen signalerer. Dette kan illustreres ved at sammenligne modelresultaterne for scenariet business-as-usual (BAU) med scenariet kun miljøskatter og ingen produktionstilskud (MIP).

Én type påvirkning af energisystemet handler om, hvilken type elproduktion der investeres i. Fjernes de provenubegrundede afgifter og produktionstilskuddene, vil der ske en række ændringer. Modellen beskriver således, at der i BAU investeres betydeligt i biogas og biomasse til elproduktion (ca. 1.400 MW i Danmark).

Fjernes de provenubegrundede afgifter og produktionstilskuddene, vil investeringen i biogas og biomasse i Danmark falde med 1.300 MW. Endvidere vil investeringen i vind falde med 700 MW. Til gengæld investeres der i 500 MW kul i Danmark. Med danske miljø-øjne, kan man således sige, at de provenubegrundede afgifter og produktionstilskud fremmer en miljøvenlig udvikling – men dette sker til omkostninger, der er højere end eksternalitet-omkostningerne for CO<sub>2</sub>. Dette gælder dog kun, hvis den forventede kvotepris på 230 kr./ton er rigtig. Bliver kvoteprisen endnu højere, kan det vise sig at være en god politik at fremme miljøvenlig elproduktion i Danmark.

Den samlede elproduktion i Danmark falder dermed med 1.500 MW (2.000 MW mindre VE og 500 MW mere kul). Dette fører til øgede investeringer i andre lande. Vindkraften i øvrige lande øges med 1.000 MW, og kulkraft udbygges fx med 600 MW i Sverige. I hele Norden og Tyskland er den installerede effekt stort set uændret. Dette betyder, at de provenubegrundede afgifter og produktionstilskud trækker elproduktionskapacitet til Danmark. Tilskuddene til vindkraft har naturligt denne funktion. Det samme gælder tilskuddet til biogas og tilskuddet til biomasse anvendt til elproduktion.

Også på varmeområdet sker der markante ændringer, når de provenubegrundede afgifter fjernes, dog ikke så meget i forhold til de centrale varmesystemer. Derimod betyder fjernelse af de provenubegrundede afgifter, at der investeres i 600 MW<sub>varme</sub> varmepumper i de decentrale fjernvarmeområder. I BAU på det individuelle område investeres der massivt i varmepumper (jord-vand). Det gør der også, når de provenubegrundede afgifter fjernes, men varmepumpe-typen skifter til de billigere luft-luft varmepumper.





Det kan nævnes, at de 54 MW eksisterende elpatroner ikke bliver suppleret med yderligere kapacitet – hverken i BAU eller uden de provenubegrundede afgifter (MIP).

Med hensyn til miljø så sker der store ændringer ved at fjerne de provenubegrundede afgifter og produktionstilskud. I Danmark fordobles CO<sub>2</sub>-emissionen (+7,4 Mton). I det samlede system (Norden og Tyskland) øges emissionen med 12,4 Mton<sup>7</sup>.

	Kun miljøskatter	Business-as-usual	Dynamiske afgifter
Danmark	13,8	6,4	6,2
Finland	2,6	2,1	2,1
Tyskland	280,8	279,8	279,7
Norge	0,0	0,0	0,0
Sverige	4,9	1,4	1,4
Total	302,1	289,7	289,5

Tabel 4: CO<sub>2</sub>-emissioner (Mton) i de forskellige scenarier, 2020.

Fjernes de provenubegrundede afgifter, betyder det færre afgifter for forbrugere (ca. 10 mia. kr.), men også færre tilskud til producenterne af el (ca. 3 mia. kr.). Energinet.dk og netselskaberne mister ca. 2 mia. kr., og statskassen mister 1,3 mia. kr. Samlet set optræder der et samfundsøkonomisk overskud på 3,8 mia. kr. i Danmark ved at fjerne de provenubegrundede afgifter. Der opstår tab i andre lande og den samlede balance er et overskud på 3 mia. kr.

### Dynamisk afgifter

Som et eksempel er der beregnet effekten af at ændre elpatronloven, så den lave afgift ikke gælder alle timer, men kun når der er en meget høj andel af vindkraft. Dette betyder en øget udnyttelse af elpatronerne, men derudover kun begrænsede effekter. CO<sub>2</sub>-emissionen reduceres marginalt. Scenariet giver endvidere en samfundsøkonomisk gevinst. Der henvises til delrapport 3 for yderligere detaljer.

## 5.2 Betydningen af øget dynamik for miljøet

En øget dynamik i energisystemet kan fx betyde, at el anvendes til varme (i perioder med meget vind), og at elektricitet i højere grad produceres som samtidig varmeproduktion (ved længere perioder uden vind).

Disse muligheder vil sandsynligvis ikke blive benyttet i mange timer om året, men det har stor værdi for energisystemet, at mulighederne foreligger. El anvendt til varme i elpatroner er måske relevant i mellem 0 og 1.000 timer per år; og tilsvarende for ren elproduktion (konsensdrift). Ved at have disse lokale muligheder kan antallet af timer, hvor vindmøller må stoppes ved overskud af vind, begrænses. Ligeledes kan kortvarig kondensdrift være med til at sikre en sikker elforsyning, når der ikke er vind.

<sup>7</sup> Bemærk at der er regnet med en fast kvotepris i alle scenarier. Betydningen af kvoteloftet (som gælder hele EU) er således ikke medtaget.



Ligeledes kan lokale reguleringsmuligheder være med til at afbalancere investering i nye transmissionsforbindelser til udlandet. Transmissionsforbindelser er dyre og bør udnyttes i mange timer per år. Lokale reguleringsmuligheder kan anvendes i de relativt få timer om året, hvor transmissionsforbindelserne er fuldt udnyttede. Når der er plads på transmissionsforbindelserne, vil eksport af vindkraft (og efterfølgende import) i de fleste tilfælde være billigst.

Udviklingen vil sandsynligvis betyde øget efterspørgsel efter adgang til både de norske vandkraftlagre og danske varmelagre. Udviklingen kan også medføre mere import eller kondensdrift i vindfattige perioder, og mere eksport og mindre kraftvarme i vindrige perioder. Dette vil betyde, at de marginale miljøfordele af vindkraft kan falde ved øget vindkraft. Faldende miljømæssig effekt kan ikke undgås, og det handler om at udvikle energimarkedet og rammevilkårene, så vi får "mest miljø for pengene". De mange forskellige muligheder for at skabe dynamik bør aktiveres til deres marginale omkostninger. Dette gælder både stop af vindmøller, anvendelse af el til varme og drift af decentrale og centrale værker.



## 6 anbefalinger

De øgede mængder vindkraft i elsystemet vil kræve mere dynamik i det samlede energisystem. Dynamikken handler om, at flere ressourcer skal reagere fra time til time i spotmarkedet (day-ahead-marked), og at flere ressourcer kan anvendes som regulerkraft (intra-day-marked). Alle relevante ressourcer bør aktiveres – hvad enten det fx handler om justering af elproduktionen fra centrale eller decentrale værker eller om tilpasning af elforbruget til elpriserne.

Integration af den nuværende mængde vindkraft sker effektivt – primært baseret på kommercielle transaktioner på Nord Pool's spotmarked. Derved er der skabt en tæt koordination mellem fx dansk vindkraft og norsk vandkraft.

En række ændringer er undervejs, som vil forbedre den økonomiske og miljømæssige integration af dansk vindkraft. Ikke mindst vil ibrugtagningen af den elektriske Storebæltsforbindelse i 2010 have en markant effekt, fx på antallet af nulpriser. Også forstærkning af det svenske transmissionsnet vil markant øge mulighederne for at forøge samspillet mellem dansk, svensk og norsk elproduktion. Endelig vil muligheden for negative spotpriser fra oktober 2009 også øge incitamentet til øget dynamik.

Integrationen af vindkraft hæmmes på en række områder af de nuværende rammebetingelser. Med rammebetingelser tænkes på afgifter, tariffer og markedsdesign.

### Afgifter og tariffer

En central udfordring er, at udformningen af afgifter og tariffer tilsammen effektivt forhindrer en dynamik, hvor el kortvarigt kan anvendes til varme. Selv når prisen på el er nul (før afgifter og tariffer), så er det stadig ikke økonomisk attraktivt at anvende el til varme. Afgifterne og tarifferne har et betydeligt indhold af "skat" (dvs. etablering af provenu), og fx er tarifferne ikke begrundet i konkrete marginale omkostninger. Provenu-aspektet betyder således en markant forvridding af energisystemet og af valget mellem energikilder.

Elpatronlovens lavere afgifter for el anvendt til varme vurderes generelt at have bidraget positivt til at øge dynamikken i forbindelse med el anvendt til varme. Elpatronerne anvendes i et begrænset antal timer per år, hvor de fortrænger fx naturgas. Det vurderes økonomisk og miljømæssigt hensigtsmæssigt at have sådanne lokale reguleringsmuligheder, som ikke mindst er relevante, når transmissionsforbindelserne til det øvrige Norden er fuldt udnyttet.

*Det anbefales, at elpatronloven gøres permanent.*

*Det anbefales i den forbindelse, at kravet om ejerskab ændres, således at elpatroner kan anvendes i forbindelse med kraftvarme – uanset ejerforhold.*



Elpatronloven gælder kun i forbindelse med kraftvarme, og dette vurderes på længere sigt at udgøre en væsentlig begrænsning. Dynamikken i forbindelse med fx individuelle varmepumper, individuelle elpatroner og på længere sigt elbiler bør også fremmes.

*Det anbefales derfor at igangsætte et arbejde, som skal føre til dynamiske afgifter.*

Dette kan være dynamiske afgifter, som kan gælde alt elforbrug. Sådanne dynamiske afgifter kan udformes på mange måder. Et eksempel er, at afgifter reduceres i visse timer. Det kan fx være timer med spotpriser på nul eller lave-re. Ligesom der ikke gives tilskud til elproduktion ved den kommende havvindmøllepark ved Anholt ved nulpriser eller negative priser, så kunne afgiftsbelastningen reduceres i disse perioder.

*Det anbefales, at dynamikken øges i forbindelse med udformningen af tariffer.*

Der er tariffer, som enten har karakter af en skat (PSO-tariffen), eller som anvendes til at dække faste omkostninger i elsystemet. Disse tariffer forhindrer i dag en effektiv dynamik i forhold til at anvende el til varme.

Et særlig oplagt eksempel på en tarif, som i højere grad end i dag burde være dynamisk, er betalingen for tab i elsystemet. Betalingen for tab burde afspejle de marginale omkostninger ved forbrug. Dette kan som et første skridt gøres ved, at alle betaler for tab til den aktuelle spotpris. Som næste skridt kunne opgørelsen af tabet (fysisk) gøres mere dynamisk. Det skal bemærkes, at Tarifudvalgets rapport fra 2009 *ikke* har analyseret dynamiske tariffer, fx på time-niveau.

### **Markedsdesign**

Spotmarkedet og regulerkraftmarkedet er forbundne. De 54 MW elpatroner, som de sidste år har indgået i regulerkraftmarkedet, har fortrængt andre ressourcer til spotmarkedet. Usikkerhed i forbindelse med vindkraftprognoser (ved middel vindhastighed) vil betyde, at behovet for regulerkraft øges ved øget udbygning med vindkraft.

*Det anbefales, at Energinet.dk i samarbejde med de øvrige nordiske TSO'er udvikler mulighederne for, at mindre enheder kan indgå som regulerkraft.*

Det kan fx være forbrug (industrielt forbrug, varmepumper, individuelle elpatroner, elbiler), som i dag kun vanskeligt kan opfylde kravene om realtidsmåling m.m. Ved at aktivere tusindvis af forbrug i et realtidsmarked kan nye, troværdige og billige ressourcer aktiveres. Et realtidsmarked med fem-minutters vær-dier, som udsendes, og som udgør den endelige afregning, er en måde at skabe et sådant marked for regulerkraft.



Ikke mindre end 75 pct. af små (mindre end 5 MW) decentrale kraftvarmeværker er i dag på markedsvilkår. Driften af små decentrale kraftvarmeværker på trededstariffen er sammenlignet med andre små værker på markedsvilkår. Der er ingen markant forskel i driftsmønstret for de to grupper. Værker på markedsvilkår drives således ikke markant *skarper* i forhold til spotpriserne. For mange værker er det nyt at være på markedsvilkår. Driften kan tænkes at blive bedre tilpasset på længere sigt, efterhånden som der opnås flere erfaringer med systemer og procedurer.

*Det anbefales, at alle producenter på sigt overgår til markedsvilkår.*

### **Energinet.dk**

I opgaveformuleringen spørges der specifikt til, hvad Energinet.dk kan gøre. Opgaven med integration af vindkraft har mange berøringspunkter til Energinet.dk's funktion. Som nævnt ovenfor er der muligheder for at tiltrække yderligere ressourcer til at levere regulerkraft – særlig mindre aktører som fx kan regulere elforbruget, som i praksis ikke opfylder de nuværende krav i regulerkraftmarkedet (især krav om realtidsmåling).

*Det anbefales at igangsætte et udviklingsarbejde med henblik på at udvikle rammerne for regulerkraftmarkedet, således at elforbrug (og andre mindre enheder) kan indgå i regulerkraftmarkedet.*

Endvidere er Energinet.dk's krav om, at der altid skal være tre centrale værker i produktion i hhv. Øst- og Vestdanmark en væsentlig barriere for dynamikken i det samlede system. En kombination af udnyttelse af Storebæltsforbindelsen og moderne højspændingselektronik (FACTS) bør muliggøre en reduktion af dette krav.

Endelig kunne Energinet.dk udvikle analyser og nøgletal, som beskrev energisystemets evne til at integrere vindkraften. Resultaterne kunne offentliggøres årligt og danne grundlag for vurdering af behovet for at justere rammebetingelserne.

Samspil mellem vindkraft og vandkraft med lagermuligheder er et væsentligt og effektivt element for at integrere store mængder vindkraft. Det anbefales, at der igangsættes et Nordisk samarbejdsprojekt, med direkte fokus på hvordan dette samspil kan forbedres til gavn for alle landene. Dette vedrører såvel planlægning af vindmølleparker, etablering af eltransmissionsanlæg samt koordineret vurdering af fremtidigt behov for regulerkraftressourcer og backup kapacitet i forbindelse med øget udbygning med vindkraft.. Projektet kan evt. igangsættes af Nordisk Ministerråds Elmarkedsgruppe, med deltagelse af de systemansvarlige virksomheder.

### **Energilagre**

Opgaveformuleringen nævner også direkte mulighederne for at anvende brint eller trykluftlagre i energisystemet. I denne analyse er det prioriteret at beskrive



økonomi og potentiale for udnyttelse af konventionelle løsninger – mange i forbindelse med varmemarkedet, centrale og decentrale kraftvarmeverker. En bedre udnyttelse af disse eksisterede muligheder vurderes at være langt billigere end egentlige lokale energilagere. På langt sigt kan brint blive relevant i biler.





## 7 Referencer

Dansk Energi (2008): Dansk Elforsyning 2007.

Togeby, 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.

Sørensen, P, et al. (2009): EcoGrid.

### **Delrapporter:**

Delrapport 1: Analyse af markedsdata for vindkraft, decentral kraftvarme m.m.

Delrapport 2: Katalog over tekniske og markedsrelevante løsninger

Delrapport 3: Analyser af tre afgiftsmodeller