

# Timemarkedet for regulerkraft

En gennemgang af strategiske muligheder ved deltagelse i timemarkedet for regulerkraft.



## REGULERKRAFT

Af teknikumingeniør John Tang,  
Dansk Fjernvarme

Siden februar har Energinet.dk haft et timemarked for regulerkraft, som i princippet alle forbrugere og elproducenter kan deltage i. Markedet er etableret for, at forbrugere og elproducenter kan hjælpe elsystemet ved at ændre elforbrug eller elproduktion i tilfælde af mangel eller overskud af el på kort sigt. For overskuelighedens skyld skal denne artikel handle om regulerkraft opregulering, som er den situation, hvor elforbruget er

større end elproduktionen, og hvor elproduktionsenheder, som ikke er i drift, kan stå klar som reserve for systemet og levere den manglende elproduktion.

Situationen opstår typisk, hvis vindkraften ikke producerer den ventede mængde på grund af mindre vind end forventet. Situationen opstår også når forbruget af elektricitet bliver højere end forventet, samt hvis en eller flere elproduktionskilder falder ud. Ved opregulering mangler med andre ord produktion, for at forbrug og produktion passer sammen.

### Betingelser for at deltage i regulerkraftmarkedet

Energinet.dk stiller betingelser for at deltage i regulerkraftmarkedet, og de væsentligste bliver nævnt i det følgende.

For kraftvarmeeenheder skal der laves aftale med en godkendt produktionsbalanceansvarlig virksomhed, som bliver bindeleddet mellem elproduktionsenheden og systemet med hensyn til drift og efterfølgende afregning af det økonomiske mellemværende.

Markedet fungerer på timebasis

#### Beregning af fortjeneste ved kedeldrift på naturgas frem for kraftvarme - 2 oktober 2007

Grunddata	
Eleffekt:	3,0 MW-El
Gaspris uden afgift (laveste pris, hvis der afregnes efter tariffer):	2,5 kr/m <sup>3</sup>
Afgift (Den valgte metode: V, eller E-formel):	V V-formel er bedst
Elproduktionstilskud :	80 <=Hvis elproduktionen er over 8000 MWh/år =0
Afgift på naturgas:	2,24
Elvirkningsgrad i %:	39%
Varmevirkningsgrad i %:	46%
Totalvirkningsgrad i %:	85%
Drift og vedligehold af kraftvarmeanlæg:	50,00 kr/MWh-El
Drift og vedligehold af kraftvarmeanlæg:	41,76 kr/MWh-Varme
Kedelvirkningsgrad i %:	100,00%
Drift og vedligehold af kedelanlæg:	3 kr/MWh-Varme
Værdi af CO <sub>2</sub> -kvote:	0 kr/ton (Hvis ej kvoter indtast her 0 kr/ton)

#### Beregning af produktionsprisen for 1 MWh varme på kraftvarmeanlægget samt marginal elproduktionspris

Sparet CO <sub>2</sub> :	0,00 kr/MWh-Varme
CO <sub>2</sub> ved kedeldrift:	0,00 kr/MWh-Varme
Elproduktion i MWh pr. produceret MWh varme:	0,84 Gas til eltarif=>
Elindtægt inkl. CO <sub>2</sub> -tilskud:	66,81 Gas til fjv.tarif=>
Naturgasforbrug i alt pr MWh-varme:	197,20 m <sup>3</sup> /MWh-Varme
Afgiftsfritaget naturgas:	124,47 m <sup>3</sup> /MWh-Varme
Afgiftsbelagt naturgas:	72,73 m <sup>3</sup> /MWh-Varme
Udgift til naturgas:	493,00 kr/MWh-Varme
Udgift til afgift:	162,91 kr/MWh-Varme
Udgift i alt (Beregnes):	697,67 kr/MWh-Varme
Nettoudgift:	630,85 kr/MWh-Varme
Udgift ved kedelproduktion:	433,91 kr/MWh-Varme
Marginal elproduktionspris (Kippris kedel- og kraftvarmedrift):	235,82 kr/MWh-el

Figur 1

på samme måde som el spot markedet, dvs. man giver et bud på timebasis for mængde og pris for at stå til rådighed (pris opregulering balance). Begrænsningen ligger i, at man skal melde mindst 10 MW eller maksimalt 50 MW ind. Hvis man har 40 MW anlæg, kan man godt vælge at melde 4 x 10 MW ind til forskellig rådighedsbetaling. Små kraftværkmeværker under 10 MW effekt, må via den balanceansvarlige pulje melde sig med andre producenter, hvilket i sagens natur giver lidt færre muligheder for at agere på markedet. Energinet.dk modtager kun hele MW, hvilket man skal være opmærksom på, fordi det kan få økonomisk betydning, hvis man aktiveres.

Regulerkraften skal kunne indsættes på markedet med fuld effekt senest 15 minutter efter, at der er givet besked uanset tidspunktet på døgnet.

Det medfører, at der for de ubemandede værker vil være et behov



Teknikumingeniør John Tang, Dansk Fjernvarme.

for fjernstyring fra den balanceansvarlige.

Fjernstyring medfører, at værket skal have robust og enkel on-line kommunikation med den balanceansvarlige, så værket på den ene side kan meddele ændringer og beslutninger, og den balanceansvarlige på den anden side kan oplyse prisprognoser og give start/stop signaler.

### Procedure for indmelding

Grundlaget for de beslutninger der skal tages i forbindelse med elmarkedet bør være den marginale elproduktionspris eller kippris, som den også kaldes. Den marginale elproduktionspris udtrykker den betaling for den producerede elektricitet, værket som minimum skal have, for at kraftvarmedrift er mere rentabel end kedeldrift. I en marginalprisberegning regnes altid på den sidst producerede MWh. Hvis f.eks. et værk normalt producerer mere end 8000 MWh pr. år, skal elproduktionstilskuddet på 80 kr/MWh ikke indgå, fordi tilskuddet ikke har betydning for de sidst producerede MWh.

Hvis man får tildelt gratis kvoter, skal prisen på kvoterne indgå, idet det må formodes, at der skal købes kvoter til den sidst producerede MWh. I figur 1 på side 24 er der lavet et regneeksempel for et anlæg med elef-

(Fortsættes næste side)

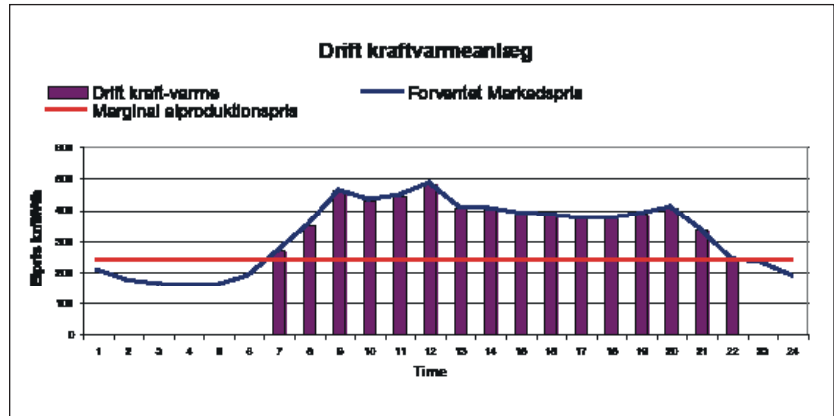
(Fortsat fra forrige side)

fekt på 3 MW og en elvirkningsgrad på 42 % og en totalvirkningsgrad på 85 %. Det er et tænkt værk, men det kunne ligne et af de mange naturgasbaserede motoranlæg, der findes i Danmark. Beregningen indeholder de variable omkostninger, der knytter sig til driften: Gaspris, elproduktionstilskud, afgifter og vedligeholdelsesomkostninger.

Som det ses af beregningen, er værket ikke kvoteomfattet, og kvoteprisen får derfor ikke betydning. Modsat produceres der årligt mindre end 8.000 MWh el, og derfor indgår elproduktionsstilskuddet.

Værket skal endelig ruste sig til senest kl. 9.00 at kunne melde timer ind, hvor der ønskes at stå til rådighed med angivet MW på regulerkraftmarkedet og til hvilken pris. Ved 10.00 tiden fås meddelelse om hvilke timer, hvor regulerkraft rådighed er accepteret.

Senest ved 10.30-tiden, afhængig af produktionsbalanceansvarlig, indmeldes en produktionsplan. Produktionsplanen udarbejdes bedst, hvis der foreligger en prisprognose. Ud fra en prisprognose kan det på basis af den marginale elproduktionspris beregnes, hvilke timer der er rentable at køre med gasmotoren. Når man kender de timer, der formentligt bliver rentable for motordrift, kan timer til motordrift vælges, samt timer der stilles til rådighed for



Figur 2

opregulering. Beregningen bør derfor laves inden kl. 9.00, så at det kan vælges, hvilke timer der ønskes drift, og hvilke timer der ønskes indmeldt til opregulering.

Den produktionsbalanceansvarlige melder produktionsplanen ind senest kl. 12.00, og børsen giver ved 13.00 tiden svar på, hvilke spotpriser der kommer til at gælde i det kommende døgn. Har man meldt sin produktion ind i "blokke" af f.eks. tre timers varighed, for at undgå for mange starter, gives tillige besked om bloktildelingen. Ved 14.00 tiden skal der evt. indsendes en revideret produktionsplan. Det vil denne artikel ikke berøre nærmere.

I de timer, som man har fået tildelt til opregulering, får man en betaling pr. MWh stillet til rådighed for opregulering. Derudover skal man indmelde den pris, man som minimum vil have for den elektricitet, der produceres, hvis motoren aktiveres. Denne pris er

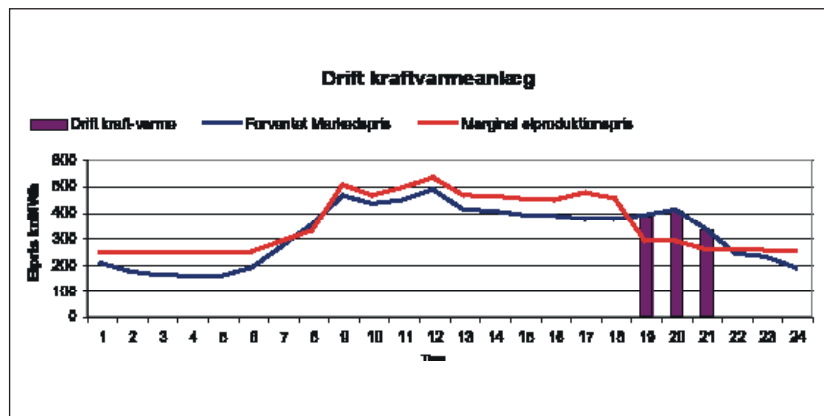
afgørende for, om man bliver aktiveret, fordi Energinet.dk alt andet lige aktiverer dem med laveste priser først. Den pris, det sidste værk, der bliver aktiveret, forlanger, udbetales til alle som aktiveres. Man kan vente med at indmelde denne aktiveringspris til en halv time, før timen starter.

I de følgende eksempler vil forskellige muligheder for samspil mellem kraftvarmeproduktion og regulerkraft blive gennemgået og diskuteret.

Der findes ikke én korrekt måde at agere i dette marked, og derfor skal man vælge den model, der passer til eget værk. Da det kan være svært at gennemskue økonomien i at deltage i regulerkraftmarkedet forsøges i sidste afsnit at samle eksemplerne i et simpelt driftsregnskab, hvor resultatet sammenlignes med et tilsvarende værk, som fortsat kører på 3-ledstarif. Det skal på forhånd bemærkes, at nogle af strategierne kan være vanskelige at udføre i praksis, pga. utilstrækkelig kommunikation med balanceansvarlige, samt pga. at værket kapacitet skal puljes sammen med andre værker for at komme over 10 MW.

### Den enkle model

Figur 2 er et eksempel fra tirsdag d. 2. oktober 2007, hvor de lilla søjler angiver de timer hvor det er rentabelt at køre med kraftvarmeanlægget, dvs. de timer, hvor den forventede markedspris er højere end den marginale elproduktionspris. I eksemplet vil det dermed være rentabelt at køre med motoranlægget fra time 7 til time 22, dvs. i 16 timer. I de resterende 8



Figur 3

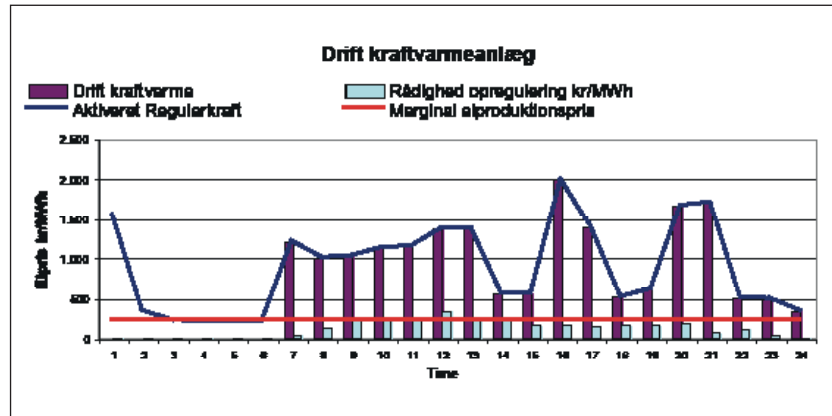
timer fra time 1 til time 6 samt time 23 og 24 vil anlægget stå til rådighed på regulerkraftmarkedet.

I den enkle model meldes de lilla timer ind, der er højest efter varmebehovet. Er der f.eks. kun behov for drift i 12 timer, meldes time 9 til 20 ind til produktion og de resterende 12 timer ind til regulerkraft. Metoden medfører, at der kan være mange timer, hvor rådighedsbetalingen ikke opnås, samtidig med at motoren ikke kører pga. for lave realiserede elpriser.

### Indregning prognose rådighed opregulering

Indmeldingen i figur 2 kan forbedres, idet den marginale elproduktionspris rettelig burde indeholde forventet rådighedsbetaling for opregulering, idet man vil få denne betaling, hvis der ikke køres med motoren. I figur 3 er der derfor lagt den rådighedsbetaling ind, der blev realiseret den 1. oktober, dvs. dagen før den aktuelle dag.

I dette tilfælde bør time 19, 20 og 21 meldes ind til produktion som en blok og resterende timer til regulerkraft. Ulempen ved metoden illustreret i figur 3 er, at der kan være timer meldt ind til produktion på marginal elproduktionspris, som man ikke får, fordi priserne ender under den marginale elproduktionspris. Man får dermed hverken produceret kraftvarme i disse timer eller udbetalt rådighedsbeløb. Fordelen ved metoden er, at der fås en pris, der giver bedre indtjening, selv om der køres forholdsvis mere kedeldrift, fordi der opnås forholdsvis høj betaling for at stå til rådighed i dag-



Figur 4

tid. Modellen har endelig den svaghed at der ikke endnu findes sikre og gode prognoser for regulerkraftprisen.

### Hele kapaciteten indmeldes som regulerkraft

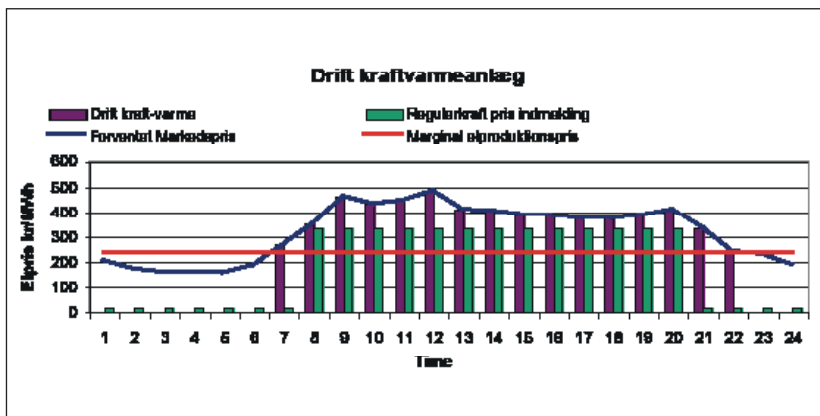
Hvis hele kapaciteten på motoren indmeldes som regulerkraft, så kan driften og dermed aktiveringen styres ved at sænke aktiveringsprisen ned til den marginale elproduktionspris, når der er behov for drift. Er tanken næsten fuld, sættes aktiveringsprisen meget højt. Kan den marginale elproduktionspris ikke opnås, køres kedeldrift. Strategien kræver stor kapacitet, idet der i regulerkraftmarkedet kun kan påregnes opregulering i ca. 40 % af tiden.

Det betyder at motoren maksimalt kan komme til at køre i ca. 3.500 timer årligt. Hertil kommer, at der kan være timer, hvor aktiveringsprisen er for lav. I time 3-6 er den lav jævnfør figur 4 herover, for modelværket den 2. oktober.

På figuren er betalingen for aktivering samt de timer, der skal køres den 2. oktober vist med lilla. Hertil er med lyseblåt vist betalingen for at stå til rådighed. Det skal bemærkes, at der er opregulering i alle timer den 2. oktober, hvilket er unormalt. Hertil er priserne i mange timer meget høje i forhold til normalt. Figur 4 tegner derfor et særdeles positivt billede af denne strategi. En af ulemperne ved strategien kan tillige være, at der kan være mange starter og stop forbundet med aktiveringerne, idet det ikke er givet, at motoren får lov til at køre en hel time, når der gives aktiverings-signal.

### Den kombinerede model

Denne model kombinerer elementer fra de ovenstående modeller. Den kombinerede model tager udgangspunkt i prognosen i figur 2 samt i den forrige model, figur 4, hvor hele kapaciteten meldes ind til regulerkraft. Ud fra prognosens priser vælges hvor mange timer der ønskes at køre, og i disse timer meldes den marginale elproduktionspris plus for eksempel 100 kr/MWh ind til regulerkraft. De resterende timer, hvor det ikke ønskes at køre, meldes regulerkraft ind til f.eks. 20 kr/MWh. Grunden til de 20 kr/MWh frem for den lidt lavere 10 kr/MWh er, at det normalt er forbundet med usikkerhed og balanceomkostninger, såfremt motoren skal aktiveres og af en eller anden årsag ikke starter. De 10 kr/MWh, som er mindsteprisen, skønnes at være for



Figur 5

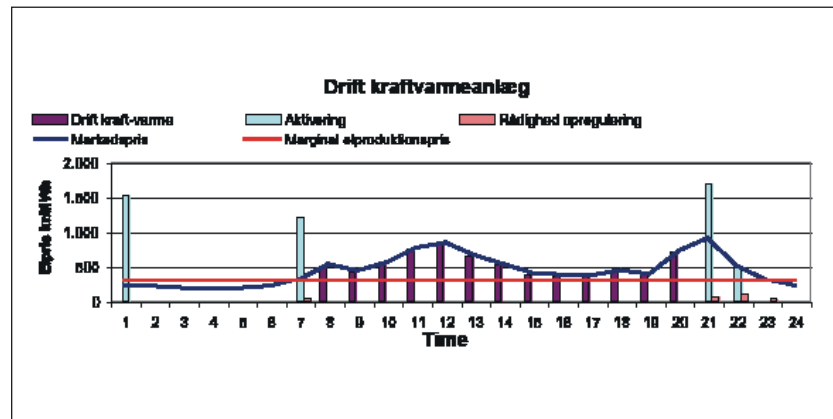
(Fortsættes næste side)

(Fortsat fra forrige side)

lavt til at dække denne usikkerhed/omkostning.

Som det ses af figur 5 er time 8 til 20 meldt ind til regulerkraft til en pris på cirka 330 kr/MWh. Opnås prisen ikke på regulerkraft, meldes timerne ind efterfølgende til produktion på den marginale elproduktionspris i blokke af tre timer.

Man kan godt være med på regulerkraftmarkedet uden at modtage betaling for at stå til rådighed. Derfor vælges at melde de timer, hvor der ikke skal produceres mellem 8 og 20, ind til marginal elproduktionspris, hvis det ønskes at køre. Hvis det ikke



Figur 6

ønskes at køre, meldes de ind til høj pris.

For de timer, der skal køres, kan der endvidere meldes en nedregulering aktiveringspris ind, som i dette tilfæl-

de f.eks. lægges 100 kr/MWh under den marginale elproduktionspris.

I figur 6 er der med søjler vist indtæ-ning ved drift med lilla, ved aktivering

Simulering oktober 2007	Enhed	3-ledstarif	Enkel model	Prognose model	Kapacitet på regulerkraft	Den kombinerede
<b>Driftsdata</b>						
Driftstid kraftvarmeanlæg	timer	250	300	292	262	258
Antal opstart kraftvarme		23	61	58	92	40
Varmeproduktion kraftvarmeanlæg	MWh	900	1.080	1.051	943	929
Varmeproduktion kedler	MWh	175	8	13	143	159
Varmeproduktion i alt	MWh	1.075	1.088	1.064	1.086	1.088
Tankbeholdning ultimo	MWh	25	38	15	37	38
Gasforbrug	Nm3	193.142	213.410	208.219	198.801	197.387
Elproduktion	MWh	750	900	876	786	774
CO2 udslip	tons	434	480	468	447	444
<b>Indtægter</b>						
- salg af el	Kr/år	258.381	425.718	364.699	0	405.591
- Salg af regulerkraft rådighed	Kr/år	-	8.706	62.709	199.347	42.969
- Tilskud (driftstabserstatning)	Kr/år	59.987	72.000	72.000	72.000	72.000
- Aktivering af regulerkraft	kr/år		34.195	190.331	582.575	121.677
- Salg/køb af kvoter		-	0	0	0	0
Indtægter i alt		318.367	540.618	689.739	853.922	642.237
<b>Produktionsomkostninger</b>						
- Naturgaskøb	Kr/år	482.854	533.524	520.547	497.002	493.466
- Afgifter	Kr/år	182.221	177.470	173.858	182.818	183.658
- Vedligeholdelse	Kr/år	38.017	45.023	43.838	39.730	39.177
- Markedsudgifter	kr/år	-	12.915	44.263	122.947	30.270
Produktionsomkostninger i alt		703.092	768.932	782.506	842.497	746.570
Netto varmebetaling	Kr/md	384.724	228.313	92.767	-11.425	104.334
Netto varmeproduktionspris	kr/MWh	358	210	87	-11	96

Tabel 1

lyseblå med pris over 500 kr/MWh og ved rådighed som opnås med lyserødt. Der har i døgnet ikke været aktiveret nedregulering under drift, hvilket der ville være indtægter for, såfremt der havde været nedregulering.

### Driftsresultat ved simulering af hele oktober

I Tabel 1 side 28 er der lagt prognose ind for hele oktober samt en akkumuleringstank på 1.000 m<sup>3</sup> svarende til cirka 52 MW. For at kunne fordele varmebehovet på 1.050 MWh i det tænkte anlæg over måneden er varmen fordelt med de graddage, der faktisk har været i oktober måned 2007.

Der er hentet markedspriser, reservekraftpriser samt aktiveringspriser for Vestdanmark på Energinet.dk's hjemmeside. Der er benyttet prognoser fra leverandør i markedet, og hvor de ikke har kunnet findes (5. og 6. oktober), er den sat lig den med markedsprisen. For at kunne se forskellen over mod 3-leds tariffen er værket

lagt ind med tilslutning som B kunde. I eksemplet regnes der med omkostninger på 7,2 kr/MWh for indfødnings, balancering mv. for den solgte el, og med gebyr på 15 % af indtægterne på regulerkraft, hvilket er i den høje ende.

Det skal bemærkes, at der i oktober ikke har været udbetalt rådighedsbeløb, idet den gennemsnitlige elpris har været på 381 kr/MWh. (Tabel 1).

Som det ses af resultatet, har oktober måned haft høje priser på regulerkraftmarkedet, hvilket afspejler sig i resultatet for de fire modeller.

Resultatet skal ikke tages som udtryk for, at det altid vil se ud som beregnet. Resultatet er kun udtryk for, at oktober har været meget gunstig for de værker, der har været på regulerkraftmarkedet.

I den enkle model fås en varmepris der er cirka 150 kr/MWh bedre end 3-ledstariffen. Denne forbedring kom-

mer primært pga. større elproduktion og dermed højere indtjening på elsalg. 3-ledstariffen begrænses af for få timer med høj betaling i forhold til behovet. Regulerkraften giver ikke det store bidrag, idet der køres drift i de timer, hvor aktiveringen er gunstig, og der er stoppet i de timer, hvor betalingen for at stå til rådighed er lav.

I prognosemodellen indregnes en prognose for betalingen for at stå til rådighed i den marginale elproduktionspris. Modellen medfører, at der ikke meldes elproduktion ind i timer, hvor der er chance for høj betaling for at stå til rådighed. Da det har været de samme timer, der har givet høje aktiveringspriser, har denne strategi givet pote på både rådighedsbetalingen og på indtjening på aktivering.

I modellen hvor hele kapaciteten meldes ind som regulerkraft, fås en eks-

(Fortsættes næste side)

(Fortsat fra forrige side)

traordinær høj indtjening på aktiveringen af regulerkraften. Det afspejler dels de høje priser, der har været i oktober, men også at der har været aktiveret opregulering i 58 % af timerne. Normalt forventes der opregulering i cirka 40 % af timerne. I beregningen regnes med at aktiveringen varer i en hel time. Men i virkeligheden er det ikke nødvendigvis sådan, at man bliver aktiveret i hele timer. Det kan godt være blot 30 minutter.

Denne model vil medføre mange timer med kedeldrift i en normal måned og bør overvejes nøje, såfremt kraftvarmekapaciteten er begrænset. Modellen er bedst, hvor der er høj kraftvarmekapacitet i forhold til varmemeforbruget, samt god mulighed for akkumulering af varmen i akkumuleringsstanken. Modellen kunne med fordel anvendes i sommerhalvåret, hvor varmemeforbruget er lavt i forhold til kapaciteten. Modellen medfører

mange start/stop på kraftvarmeanlægget.

I den kombinerede model fås en meget jævn drift med få starter samtidig med pæne indtægter på regulerkraft. I modellen meldes ind på nedregulering i de timer, hvor motoren kører. Det giver ikke de store indtægter, idet der som tidligere nævnt, primært er opregulering i døgnet. I en måned med meget nedregulering vil denne model formentlig blive den bedste, og det vurderes, at den samlet set over året giver bedste resultat. Modellen kræver dog, at værket selv har kapacitet over 10 MW, og at der afses mandetid til at følge op og optimere.

### Konklusion

Vi har nu set, at der for en god måned som oktober opnås markant lavere varmepriser ved at gå på regulerkraftmarkedet. Vi har desuden set, at regulerkraftmarkedet er en meget kompliceret størrelse, hvor man hele

tiden skal være bevidst om de strategiske muligheder.

Endvidere har vi set, at selv mindre kraftvarmeværker kan agere samt forbedre økonomien. Vi må dog gøre os klart, at det langt fra er givet, at den strategi, der giver det bedste resultat i oktober måned, vil give samme gode resultat f.eks. i en sommermåned med lavt varmebehov og lave elpriser.

Vi skal også gøre os klart, at regulerkraftmarkedet er skabt for at få balance i elsystemet.

Derfor vil det være sådan, at i de perioder hvor elsystemet er i balance, vil der være færre indtjeningsmuligheder, end de perioder hvor der er ubalancer.

jt@danskfjernvarme.dk