

22.8.10

Individuelle varmepumper og fleksibelt elforbrug

-Hvor ligger indtjeningsmulighederne og hvordan skal styringen tilrettelægges?

Indledning

Dette notat beskriver økonomien ved at lade individuelle varmepumper levere fleksibelt elforbrug til en balanceansvarlig. Formålet med undersøgelsen er at vurdere de økonomiske muligheder for henholdsvis kommercielle markedsaktører og ejere af individuelle varmepumper til at styre varmepumpen, ud fra såvel boligens indeklimakomfort som el-systemets behov for fleksibelt elforbrug. Særlig søges potentialet ved forskellige styringsstrategier belyst.

Analyserne tager udgangspunkt i et fremtidsscenario, hvor markedet for varmepumper er i vækst og hvor omkostningerne ved at producere og distribuere elektricitet er stigende. I dette fremtidsbillede gennemføres der samtidig aktiviteter for at mindske bygningernes behov for at få tilført varme. Det er gennemført beregninger for et typisk 60'-hus, der forsynes med en energieffektiv varmepumpe med jordvarme, der tilsluttes det eksisterende centralvarmeanlæg.

Som led i projektet er der opbygget en analysemodel, der beregner energistrømme og behov for tilført energi for det enkelte døgn i fyringssæsonen. Ved beregning af behovet for tilført energi, anvendes data for det danske normalår DRY, hvor der for hver time er oplysninger om bl.a. udetemperatur samt direkte og indirekte solstråling.

Analysen baseres på spot- og balance/regulerkraft-markedet for DK-Vest (Jylland/Fyn) i 2009. Priserne for Jylland/Fyn er valgt fordi dette område i dag har den største andel vindkraft, og allerede nu kan fremvise nogle af de prisfluktuationer som vil kendetegne fremtidens el-system. Selv om analyserne baseres på de aktuelle spot- og balancepriser, giver de et fingerpeg om de muligheder og barrierer som fleksibelt elforbrug står overfor i relation til varmepumper.

Den samlede økonomi ved at lade varmepumper styre ud fra spot- og balancepriser afhænger i *dels* hvordan de enkelte omkostningselementer (nettariffer og afgifter) i den samlede elpris bliver fastsat fremover og *dels* af hvorvidt fleksibelt elforbrug betragtes som et separat forretningsområde eller en delydelse i et samlet tilbud til kunden.

Præsentationen i dette notat er opdelt i to trin. Først beskrives nogle karakteristika ved de nuværende spot- og balancepriser, ud fra timepriser (DK-Vest i 2009). Der fokuseres på det økonomiske potentiale ved at flytte forbrug fra timer med høje elpriser til timer med lave priser. Dernæst analyseres det økonomiske muligheder for et konkret modelhus, ud fra varierende antagelser om klimaskærmens energieffektivitet og varmepumpens styring og dimensionering.

Notatet afsluttes med nogle overvejelser om egnede styringsstrategier samt mulighederne for fleksibelt elforbrug i relation til individuelle varmepumper.

To slags fleksibelt elforbrug

Begrebet *fleksibelt elforbrug* afspejler et ønske om at påvirke elforbrugets fordeling over tid, ud fra aktuelle omkostninger ved at producere og levere elektricitet. I dag er forbrugerne garanteret leverance af strøm til en fast og kendt pris, uanset el-systemets øjeblikkelige omkostninger forbundet med at levere denne service. For at fremme mulighederne for at flytte elforbrug indenfor udvalgte områder, undersøges koncepter, hvor husejere og markedsoperatører får mulighed for at høste de økonomiske fordele ved el-afregning via spot- og balancepriser.

Fleksibelt elforbrug dækker to typer af elforbrug. For det første *det symmetriske elforbrug*, hvor det samlede behov for elektricitet ligger fast, men hvor der er muligt at flytte elforbruget indenfor f.eks. døgnet, til tidspunkter med lave produktions- og leveringsomkostninger. Det drejer sig bl.a. om varmepumper og ”rene” elbiler. For denne kategori fleksibelt elforbrug er økonomien fokuseret på *prisforskelle* for el over tid, og mulighederne for at fremskynde/udskyde elforbruget ved ændringer i forbrugsadfærd og/eller brug af ”smart” teknologi.

Det *asymmetriske* eller *konvertible elforbrug* karakteriseres ved at energibehovet kan dækkes via forskellige energiarter. Dette betyder at kunden kan skifte til/fra elektricitet, ud fra absolutte elpriser. Det konvertible elforbrug har den fordel at forbrugsmønsteret ikke skal påvirkes, men at kunden ”blot” skal have adgang til teknologi der automatisk skifter energiforsyning ud fra prissignaler el. lign.

Brug af billig el til at opvarme fjernvarme (el-patroner og kollektive varmepumper) er et eksempel på konvertibelt elforbrug. Et andet eksempel er hybridbiler, hvor el kan anvendes til opladning i perioder med lave priser, uden at hybridbilerne belaster el-systemet når omkostningerne ved at producere og distribuere el er høje.

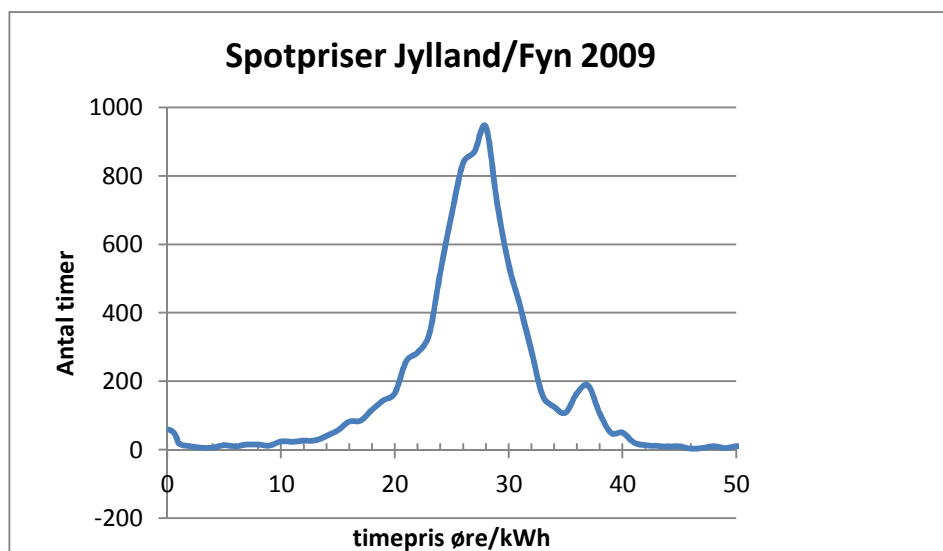
Økonomien i det *asymmetriske* eller *konvertible* elforbrug afhænger af volumen af billig eller ikke-dyr strøm, men typisk ikke af *hvornår* elpriserne er lave eller høje. I et marked hvor elprisernes variation forventes at stige, vil markedet for det asymmetriske eller konvertible elforbrug vokse. Et eksempel herpå er den aktuelle udbygning med el-patroner i fjernvarmesektoren. Et tiltag der i kraft af sin størrelse, i sig selv vil opsluge, og dermed lægge en dæmper på, de ekstremt lave priser.

Omvendt er økonomien i det *symmetriske* elforbrug tæt knyttet til mulighederne for at fremskynde og udskyde elforbruget over tid. Det betyder *dels* at der skal gribes ind i selve forbrugsmønsteret og *dels* at varmepumper (i lighed med ”rene” elbiler) i perioder, er nødsaget til at aftage dyr strøm og sætte el-systemets samlede kapacitet under pres. Betydningen heraf anghænger selvsagt af den indbyggede fleksibilitet i bl.a. de udbudte varmepumpe-koncepter.

Spotprisen variation over tid

Set i relation til fleksibelt elforbrug er spotprisen interessant, idet den er kendt forud for produktionsdøgnet, og direkte kan indgå i en pris aftale. Kendskab til prisudviklingen i det kommende døgns enkelte timer, betyder at varmepumpes produktion kan planlægges ud fra forventet forbrug, vejrprognoser m.v.

I nedenstående figur er Nordpols spotpriser for Jylland/Fyn for 2009.



Figur 1. Nordpols spotpriser Jylland/Fyn 2009. Der vises kun priser i intervallet 0 – 50 øre/kWh.

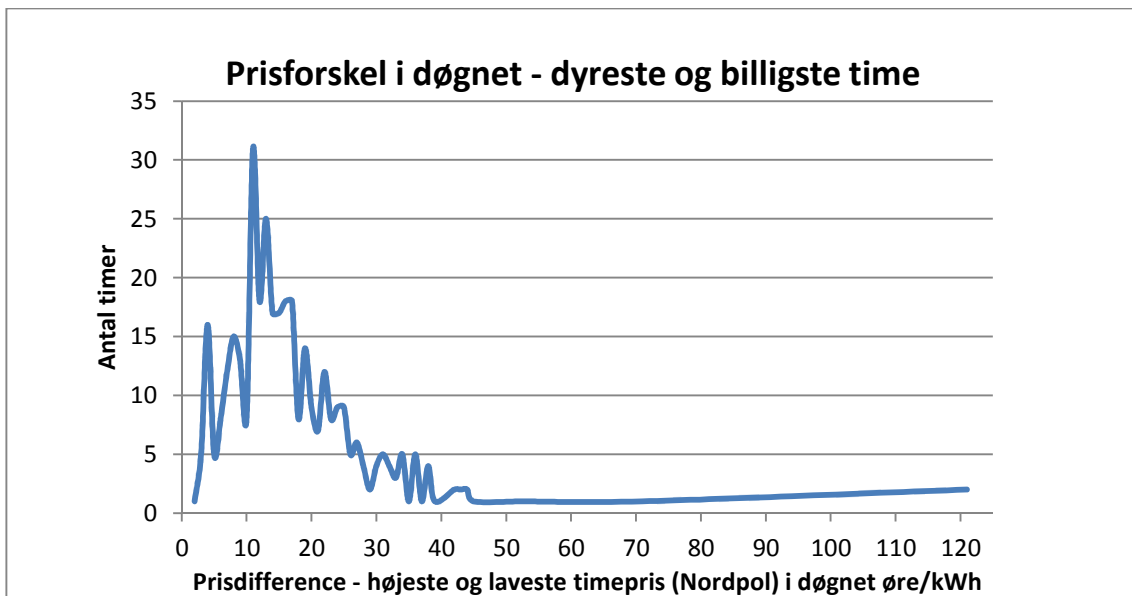
Gennemsnitsprisen for hele 2009 var på 26,8 øre/kWh, med en standardafvigelse på 7,5 øre/kWh.

Hvor meget kan der maksimalt spares på spotprisen med fleksibelt elforbrug?

Spotprisen på Nordpol (Jylland/Fyn) i 2009 var i de 365 *dyreste* timer (=1/24 af året) i gennemsnit 43,8 øre/kWh. Gennemsnitsprisen for de tilsvarende 365 *billigste* timer var 7 øre/kWh.

Hvis det var muligt at flytte elforbruget fra de dyreste 365 timer på årsplan (2009 DK-Vest) til de billigste, vil besparelsen udgøre 36,8 øre/kWh eller hele 137 pct. i forhold til års-gennemsnitsprisen. Dette må siges at være det ekstreme potentiale for det symmetrisk elforbrug, da denne teoretiske besparelse forudsætter, at elforbruget kan lagres i op til et helt år, samtidig med at der fokuseres på de mest ekstreme priser, nemlig 4,2 pct. af tiden (=1/24). (Hertil kommer at spot-priserne i praksis kun kendes for det kommende døgn).

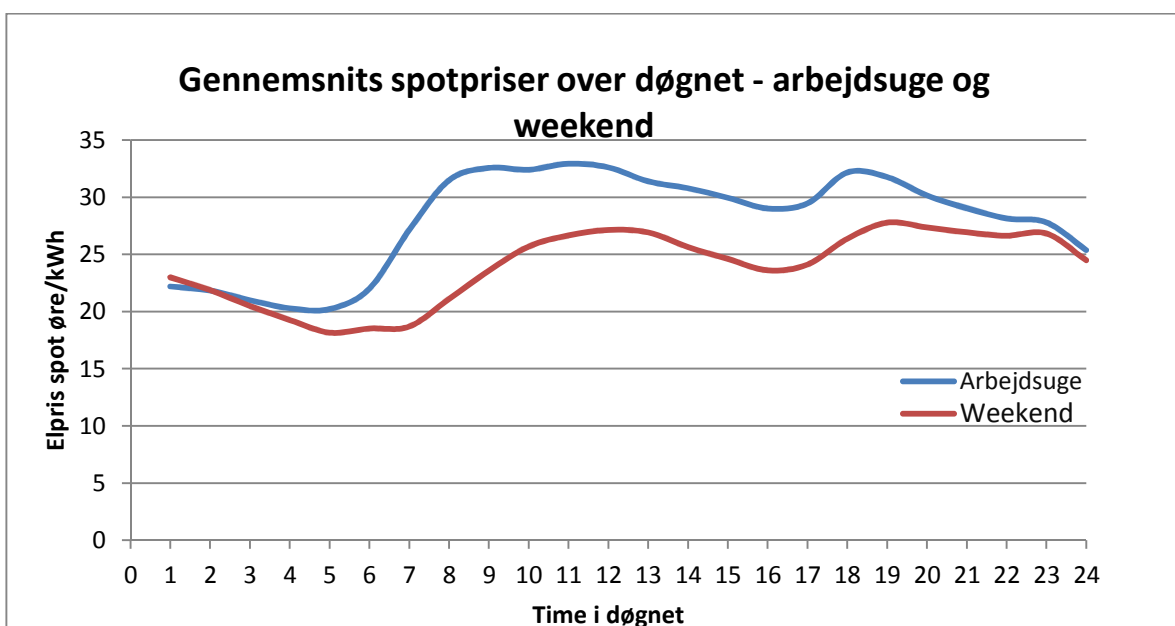
I Figur 2 vises den mulige reduktion i spotprisen, hvis elforbruget alene flyttes fra den dyreste time til den billigste time indenfor *det enkelte døgn*. Her er det tale om en reel mulighed da spotpriser for hele døgnet er kendt 12 timer før døgnet starter.



Figur 2. Nordpols spotpriser – forskel mellem dyreste og billigste spot-timepris time i hvert døgn i 2009, Jylland/Fyn.

I Figur 2 er forskellen mellem den dyreste og den billigste time i døgnet opgjort for hele 2009. Besparselsen ved at flytte elforbrug fra den dyreste til den billigste time i det enkelte døgn (spotpris) er i gennemsnit 17,7 øre/kWh eller 66 pct. af gennemsnitsprisen. Bemærk at ”døgnlagring” af spottilbud kan udnytte ca. halvdelen af det økonomiske potentiale i forhold til ”årslagring” (36,8 øre/kWh), når der i begge tilfælde fokuseres på spotprisernes yderpunkter (=1/24 af tiden).

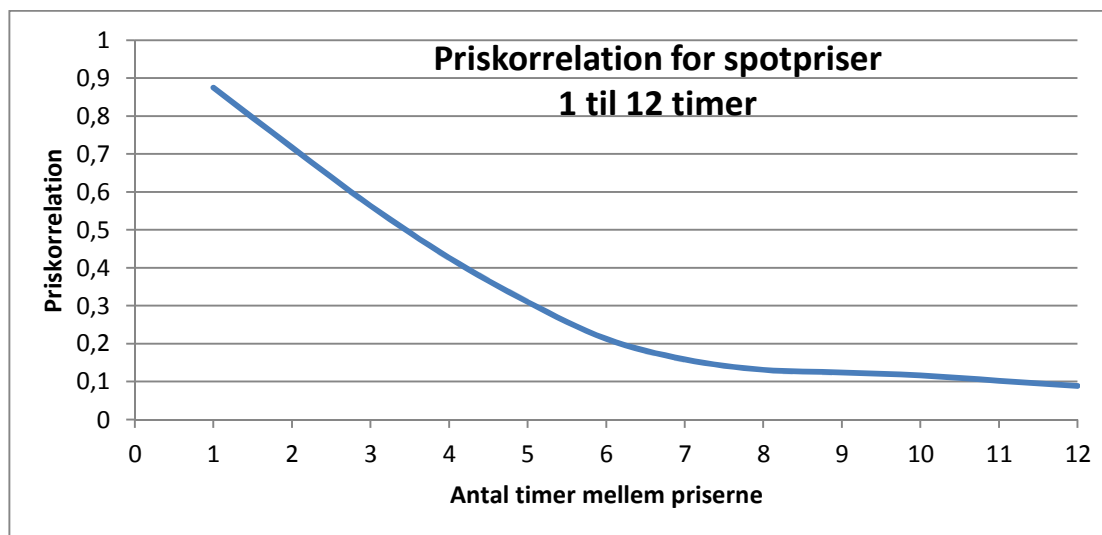
I Figur 3 vises spotmarkedets gennemsnitlige priser fordelt over døgnetimer.



Figur 3. Nordpols spotpriser for gennemsnitsdøgn Jylland/Fyn 2009

Umiddelbart kunne man forvente at spændet mellem den dyreste og den billigste time (spotpris) i døgnet var markant lavere sammenholdt med de tilsvarende 1/24-del på årsplan. Forklaringen på at der med ”døgnlagring” kan opnås betydelige besparelser på spotprisen, er de store forbrugsvariationer over døgnet og ugen, som påvirker prisdannelsen. Dette fremgår klart af Figur 3.

I Figur 4 er elprisens korrelation opgjort ift. til de nærmest efterfølgende 1, 2, 3 .. 12 timer.



Figur 4. Spotprisens korrelation med prisen hhv. 1, 2, 3 ... 12 timer senere. Beregnet for samtlige timer i 2009, Jylland/Fyn.

Priskorrelationen angiver hvordan elpriserne ”svinger” indbyrdes. Værdien er 1 når to prisserier er helt i fase og -1 helt i modfase. Værdien 0 angiver at der ikke er nogen indbyrdes sammenhæng.

Figuren viser at det er en meget stærk priskobling mellem spotpriser i de nærmeste tilgrænsende timer. Korrelation fra time til time er på hele 0,87. Efter 6 timer er korrelationen faldet til 0,2, og indenfor døgnet (+/- 12 timer) er yderpunkternes priser kun svagt relaterede - 0,1.

Hvis variationer i spotprisen skal udnyttes er det afgørende at elforbruget som minimum kan flyttes +/- 6 timer og gerne op til +/-12 timer, dvs. i alt et døgn.

Fra spotpris til balancepriser

Ovenstående analyser baseres på timespotpriser, dvs. priser der er kendt før døgnet starter. Det betyder at det er mulighed for lave en produktionsplan for varmepumpen, ud fra det næste døgns spotpriser, aktuelle forbrugsmålinger og lokale vejrprognoser.

Hvilke muligheder ligger det for at varmepumper justerer den planlagte varmeproduktion (baseline ud fra spotpriser) ud fra nye balancepriser i selve produktionsdøgnet?

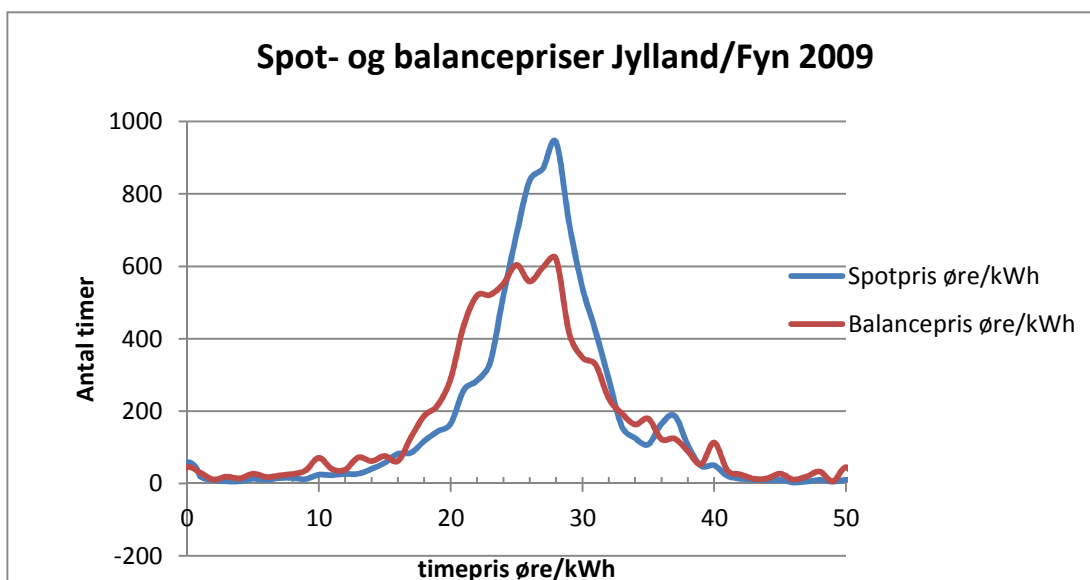
Energinet.dk har netop annonceret et forslag om at offentliggøre balancepriser for balance/regulérkraftprisen i selve driftstimen, med henblik på at bl.a. mindre forbrugere kan deltage i dette marked.

Når vi bevæger os ind i produktionsdøgnet, er spotpriserne kendte og den planlagte varme-produktion fra varmepumpen beregnet ud fra energi- og indeklimamålinger, nøgletal for bygningens og anlæggets energiegenskaber samt lokale vejrprognoser. Hvis denne produktionsplan skal justeres i selve produktionsdøgnet, skyldes dette at elsystemet via enten op- eller nedregulerer i udvalgte timer, kan tilbyde priser der gør døgnet's samlede elkøb billigere end det planlagte spotpriskøb.

En særlig problemstilling i relation til styringsstrategien er at balancepriserne først vil blive publiceret i produktionstimen og ikke forud for driftsdøgnet, som for spotpriser.

På trods af sidstnævnte forhold, er balancemarkedet interessant. Dette skyldes ikke mindst at dette markant har - og forventes at få - væsentlig større prisudsving end selve spotmarkedet. De følgende opgørelser baseres på balancekraftpriser for forbrugsbalanceansvar i Jylland/Fyn 2009. De anvendes her til at illustrere hvordan spot- og balancepriser varierer indbyrdes, og derved grundlaget for at kombinere spot- og balanceydelse i varmepumpens en styringsstrategi.

I Figur 5 vises fordelingen for hhv. spot- og balancepriser i Jylland/Fyn 2009. Grafen er begrænset til prisintervallet 0 til 50 øre, hvor y-akslen angiver antal timer med en given pris (hele øre/kWh).

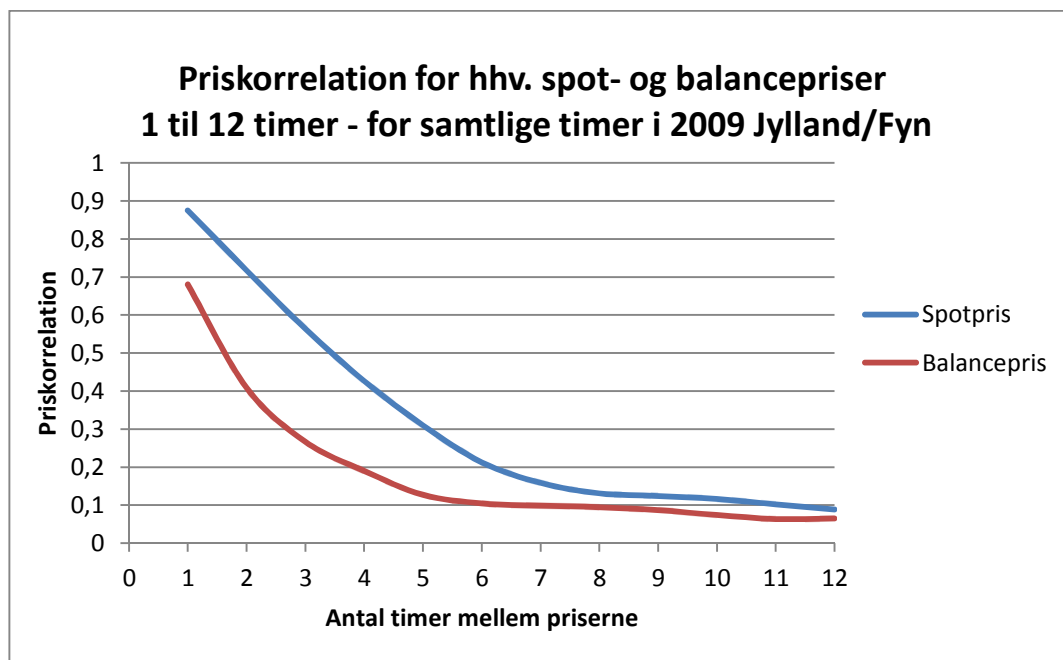


Figur 5. Spot- og balancepriser Jylland/Fyn 2009. Der vises kun priser i intervallet 0 – 50 øre/kWh.

De to priser har næsten identiske gennemsnitspriser, hhv. 26,8 øre/kWh (spot) og 26,1 øre/kWh (balance). Men balanceprisen har en langt større spredning (om end dette ikke helt fremgår af grafen) med en standardafvigelse på 18,8 øre/kWh ift. 7,5 øre/kWh for spotprisen.

Prisforskellen mellem den billigste og dyreste time i døgnet er tidligere opgjort til 17,7 øre/kWh for spotpriser. Det tilsvarende prisspænd er hele 36,8 øre/kWh for balancepriser, hvilket udgør 140 pct. ift. den gennemsnitlige balancepris.

I Figur 6 vises balance- og spotprisernes respektive korrelationer over tid, dvs. de respektive prisernes afhængighed af de foregående timer (se bemærkninger herom ifm. Figur 4).



Figur 6: Korrelation for hhv. spot- og balancepriser – 1,2 .. 12 timer, Jylland/Fyn 2009.

Figur 6 viser at balanceprisen har en langt mindre binding til de foregående timerpriser sammenholdt med spotprisen. Dette betyder at balanceprisen varierer væsentligt hurtigere over tid.

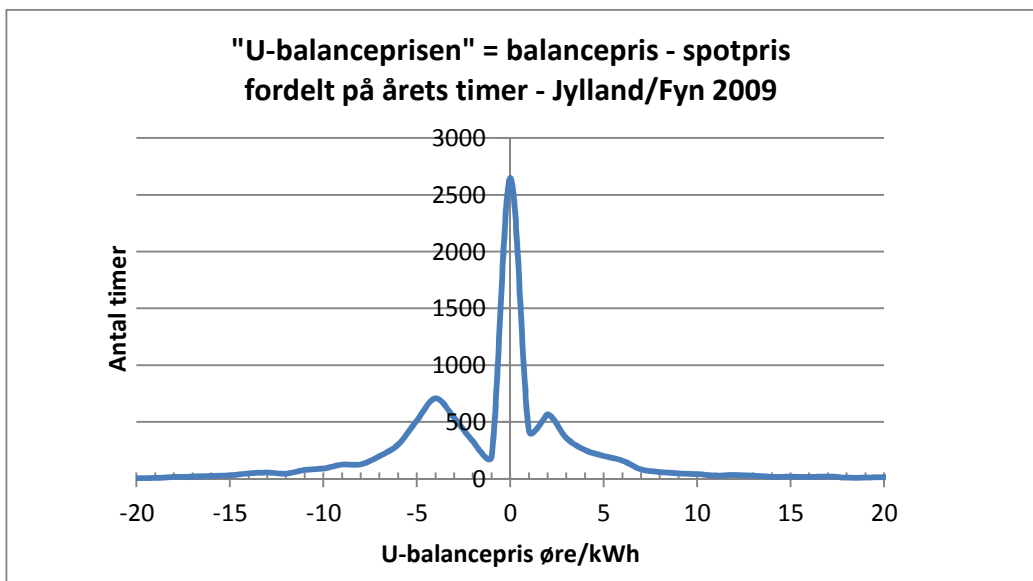
Korrelationen mellem balance- og spotprisen i den samme time er opgjort 0,405 for hele 2009. Dette betyder at det er en vis sammenhæng mellem de to priser, men at det er betydelige variationer i de indbyrdes priser, der kan begrunde en særskilt styringsstrategi i produktionsdøgnet.

Forskellen mellem balance- og spotprisen = "U-balanceprisen"

Hvis elforbruget og –produktionen havde svaret til det foregående døgns forventninger og handler burde spot- og balancepriserne være ens. Forskellen mellem de to priser i den enkelte time er udtryk for at prognoserne for at vindkraft ikke holdt, at forbrugerne ikke agerede som forventet og/eller at det var tale om tekniske nedbrud el. lign.

Op- og nedregulering via en balancepris er direkte forbundet med en meromkostning som følge af denne "u-balance" mellem det aftalte og de faktiske leverancer.

I Figur 7 vises "u-balanceprisens" (= balancepris – spotpris) fordeling.

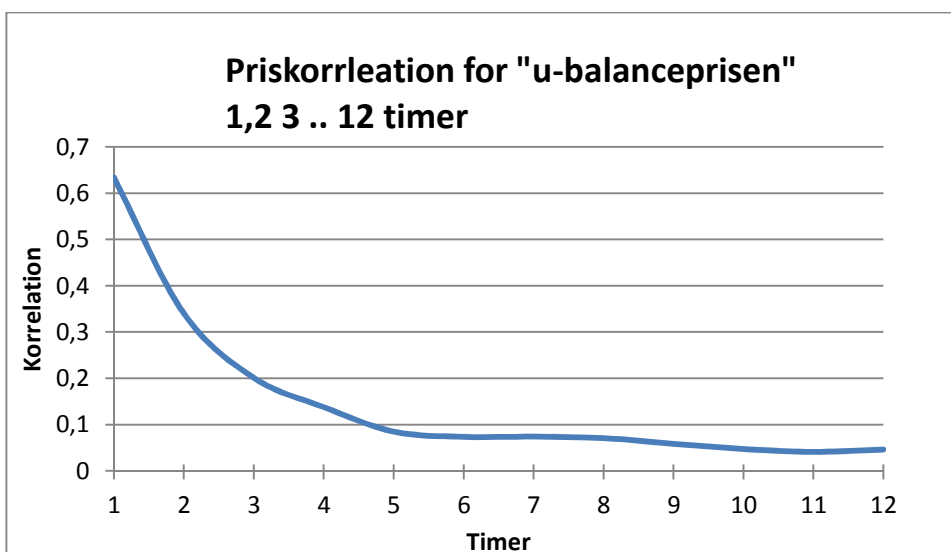


Figur 7: "U-balanceprisens" fordeling (skalaen beskåret), Jylland/Fyn 2009.

U-balanceprisen har et gennemsnit på - 0,7 øre/kWh med en standardafvigelse på 17,2 øre/kWh. Den laveste og højeste pris var hhv. -129 og 703 øre/kWh.

Som det fremgår af figuren er det ikke tale om en rent "tilfældig" afvigelse, da dette ville give en normalfordeling (= "hvidt" støj).

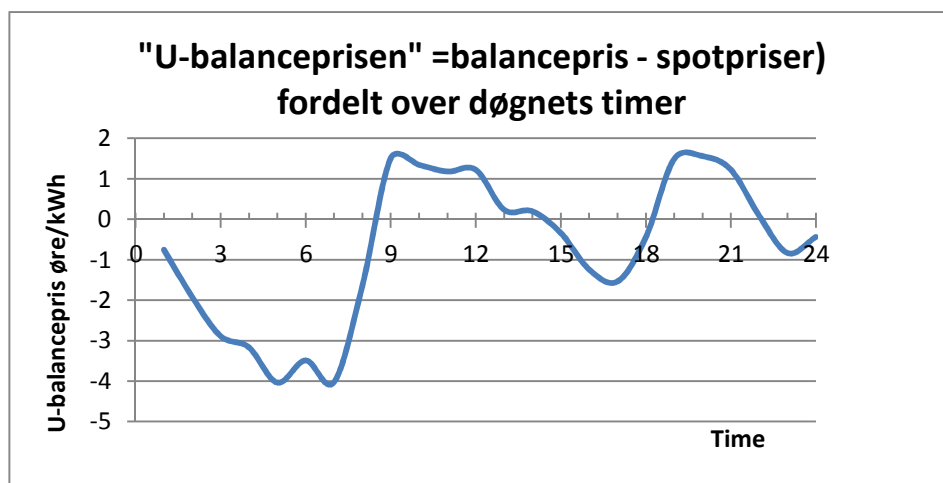
I Figur 8 er korrelationen mellem u-balanceprisen i en time og de efterfølgende 1, 2, 3 .. 12 timer beregnet for 2009.



Figur 8: "U-balanceprisens" korrelation 1, 2, 3 ... 12 timer, Jylland/Fyn 2009.

Figuren dokumenterer at der er en underliggende trend i u-balanceprisen, hvor der er en ikke-ubetydelig korrelation mellem u-balancepriserne i de timer der kommer umiddelbart før/efter.

I Figur 9 illustrerer tilsvarende at forskellen mellem balancepris og spotpris har en markant variation over døgnet. Tilsvarende gælder årstidsvariationer.



Figur 9: "U-balanceprisens" variation over døgnet, Jylland/Fyn 2009.

Som det fremgår af analysen af "u-balanceprisen" har denne nogle interessante mønstre, der ikke er tilfældige og derfor, til dels kan prognosticeret.

De system- og balanceansvarlige operer med avancerede modeller der ud fra vejr-og forbrugs- og produktionsdata analyser det kommende døgn for netop. Formålet er at forberede aktiviteter og handler der skal sikre balance i elsystemet. Set i sammenhæng med styring af individuelle varmepumper er det imidlertid interessant, at der med offentliggørelsen af balancepriser, vil være muligt at komme med rimelige skøn for om markedet er på vej i op- eller nedregulering, *alene* ud fra publicerede balancepriser for de foregående timer samt kendte spotpriser.

Delkonklusion

Analyserne af hhv. spotpriser og balancepriser viser, at det kan opnås store relative besparelser i elprisen, hvis forbruget flyttes fra de dyreste timer til de billigste. Elpriserne i 2009 var lave og absolutte elpriser på 20 til 30 øre/kWh kan synes beskedne, når forbrugerne oplever samlede eltariffer på godt 2 kr./kWh.

Man skal imidlertid være opmærksom på at elsystemet er under kraftig ændring og omlægning, hvor priserne forventes at stige ligesom de prismæssige udsving. Hertil kommer at bl.a. tarifstrukturen er til debat. Set fra et el-system er det interessant, at der allerede med dagens priser kan

opnås ganske betydelige ændringer i de relative elpriser, ved at flytte forbruget mellem de prismæssige yderpunkter.

Endelig baner initiativet om offentlige balancepriser i produktionsdøgnet, mulighed for at implementere koncepter for styring, som både udnytter spotmarkedet og et nyt balancemarked.

Når det knytter sig så stor interesse om at kende de aktuelle balancepriser og skønne udviklingen heri i de følgende timer, skyldes dette at balanceprisen udviser langt større variationer end spotprisen, og derfor vil være en helt central del i økonomien for fleksibelt elforbrug.

Analyse af økonomien for et typisk hus med varmepumpe

I dette afsnit analyseres mulighederne for at reducere elprisen for et konkret hus med de bindinger der knytter sig til krav om et givet indeklima og varmepumpens evne til at styre varmeproduktionen efter de varierende elpriser i døgnet.

Datagrundlag og forudsætninger

Udgangspunktet for analysen er et typisk parcelhus fra 60'erne der gennemgår en opgradering af klimaskærm og får installeret en effektiv jordvarmepumpe der tilsluttes det eksisterende centralvarmeanlæg.

I analysen indgår gratisvarme fra personer og el-apparater, samt solens bidrag via direkte og diffus stråling. Beregningerne baseres på det normalåret DRY, der for hver time i året har data om en række klimatiske forhold, herunder udetemperatur og direkte og diffus solstråling.

I relation til DRY og den gængse definition af fyringssæsonen, falder denne i perioden 1.1. – 13.5 og fra 24.9 til 31.12. Dette giver en (brutto) opvarmningsperiode på 232 dage svarende til 90.360 gradtimer ved en forudsat indetemperatur på 20 grader.

Analysen omhandler alene selve fyringsperioden. I de resterende måneder, hvor varmepumpen kun skal levere varmt brugsvand, har denne kapacitet til at tilpasse produktionen til den billigste time i døgnet.

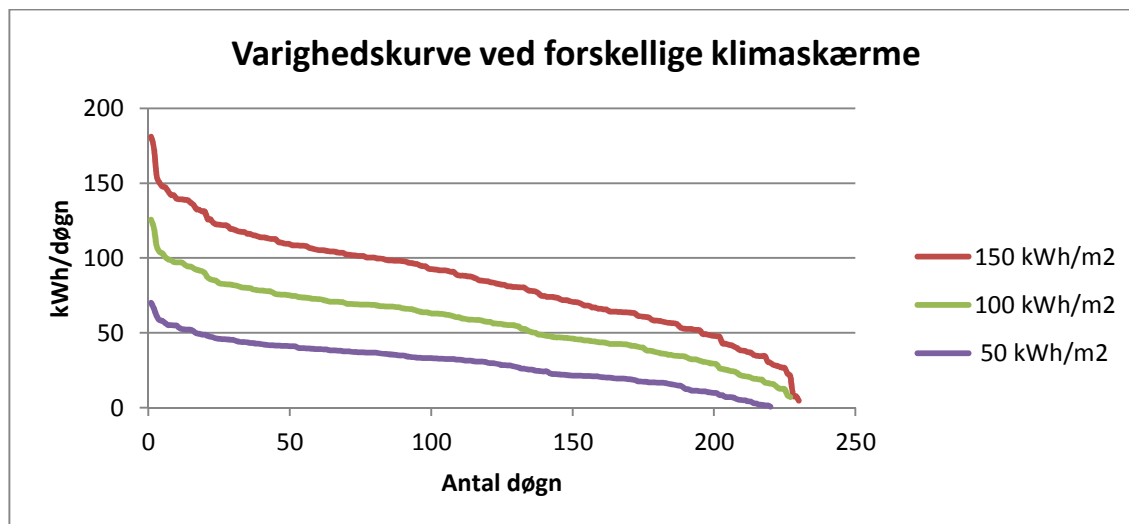
Modelhuset er et parcelhus på 130 m² med tre personer og følgende antagelser:

- Gratisvarme fra eludstyr – 70 pct. i fyringssæsonen, og elforbrug på 1.000 kWh/år person
- Gratisvarme fra personer (16 timer/døgn)
- Solens varmebidrag fra direkte og diffus stråling – beregning af solens bidrag for hver time med samlet netto-vinduesareal 12 m², fordelt på 4, 2,5 2,5 og 3 m² i S, Ø, V og N.
- En ny varmepumpe (jordvarme/centralvarme) med en samlet årsvirkningsgrad på 3 (COP)
- Varmt brugsvandsforbrug på 40 liter pr. person 55 grader/døgn

Der regnes på tre varianter af bygningens klimaskærm og behov for tilført energi i fyringssæsonen:

- Den oprindelige bygning med samlet varmetilskud (til varme og varmt brugsvand) på 150 kWh/m² eller 19,5 MWh (UA-værdi: 248 W/grad) i fyringsperioden
- En omfattende forbedring af klimaskærmen, der reducerer behovet for tilført varme til 100 kWh/m² eller 13 MWh varme (UA-værdi: 176 W/grad), samt
- En markant opgradering af bygningens klimaskærm, hvor behovet for tilført varme kommer ned på 50 kWh/m² eller 6,5 MWh (UA-værdi: 104 W/grad). Dette er på niveau eller under kravet til lavenergiklasse 2, om end kalkulationen her er anderledes mht. til periode og energiramme.

Med ovenstående forudsætninger er behovet for tilført varme beregnet for hvert døgn i fyringssæsonen. I Figur 10 er behovet for tilført energi vist – varighedskurve for de tre scenarier.



Figur 10: Døgn-varighedskurve for parcelhuse med varmebehov i fyringssæsonen på hhv. 150, 100 og 50 kWh/m².

De lidt fladere kurver for bygningen med forbedret klimaskærm, skyldes at gratisvarme og solstråling her svarer for en relativt større andel af den samlede energitilførsel. Det er samtidig forklaringen på at varmesæsonen bliver lidt kortere i 50 kWh/m²-scenariet.

Hvis parcelhuset gennemgår en gennemgribende energirenovering vil det være mulighed at akkumulere varme i huset – evt. suppleret med nogle store vandtanke – der gør det muligt at opretholde et acceptabelt indeklima i op til et døgn uden energitilførsel. Dette vil til gengæld være vanskeligt uden renovering af bygningens klimaskærm.

Hvordan skal varmepumpen dimensioneres?

Udfordringen i forbindelse med fleksibelt elforbrug og varmepumper synes ikke primært at være bygningens mulighed for at akkumulere varme, hvis denne gennemgår en gennemgribende opdatering af klimaskærmen. Det er derimod spørgsmålet om varmepumpens dimensionering, og derved mulighed for at optage store mængder el i korte perioder med lave priser. Som det fremgår af ovenstående varighedskurvene i Figur 10 udgør,

- varmeforbruget i *forår* og *efterår* kun en mindre andel af det samlede opvarmningsbehov. Her er det til gengæld muligt at implementere en driftsstrategi der fokuserer på at vælge den eller de få driftstimer i døgnnet, hvor elprisen er lavest,
- varmebehovet i de kolde *vintermåneder* er dominerende, og med mange driftstimer per døgn, er driftsstrategien at undgå timer hvor elprisen er særlig høj.

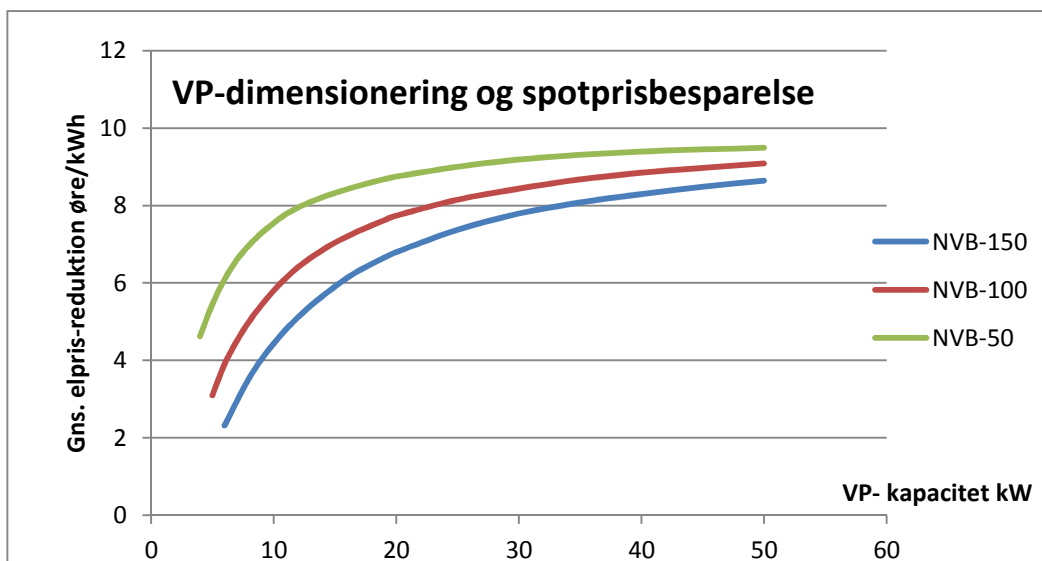
Vintermånderne med det store behov for varme, begrænser således muligheden for at fokusere på de laveste priser, med store el-indkøb i få timer per døgn.

Forholdet mellem varmepumpens dimensionering og den mulige besparelse i den gennemsnitlige elpris er analyseret, ud fra de tre klimaskærms-varianter. I beregningerne forøges varmepumpens kapacitet gradvist.

For hvert døgn er varmepumper (i forskellige størrelser) modelleret til at producere varme i den eller de billigste spot-timer indtil bygningens døgnbehov for tilført varme er dækket. Dette betyder at der for små anlæg vil være en høj kapacitetsudnyttelse, med samtidig stor spredning af elforbruget over tid. Sidstnævnte vil give en højere gennemsnitspris for elektriciteten.

En kraftig op-dimensionering af varmepumpen vil omvendt betyde, at anlægget kun vil køre ganske få timer i døgnet, selv i den kolde periode. Dette giver mulighed for at høste de økonomiske fordele ved at kun producere varme i lavpris-timer. Som det fremgår af det følgende vil merprisen ved en kraftig op-dimensionering, med dagens priser, på ingen måde kunne forrente denne merinvestering.

I Figur 11 vises besparelsen i den gns. spotpris som funktion af varmepumpens kapacitet.



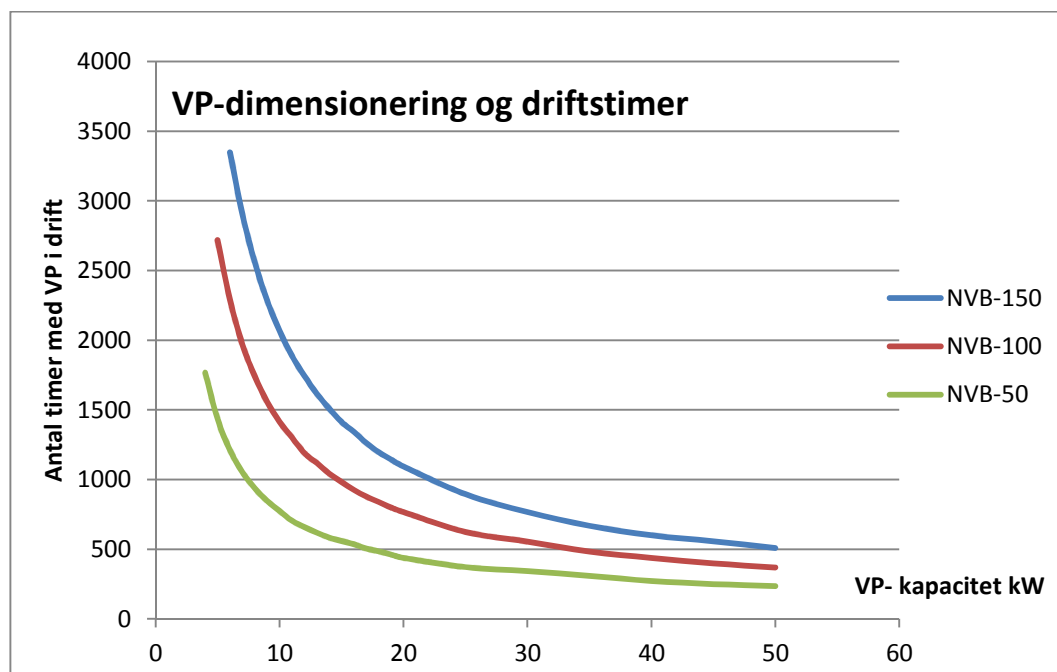
Figur 11: Gennemsnitlig elprisreduktion ved forskellig varmepumpekapa-citet.

Ved en ”traditionel” dimensionering vil varmepumper på f.eks. 6, 8 og 10 kW i de tre scenarier, give en varmeproduktion der sikrer bygningens døgnbehov af energi. En sådan dimensionering vil imidlertid betyde at den gennemsnitlige elpris kun vil reduceres med ca. 5 øre/kWh ift. gennemsnitsprisen. Med en gennemsnitspris på 26,8 øre/kWh er der en reduktion på knap 20 pct.

For de isolerede varianter af parcelhuset er elforbruget i fyringssæsonen hhv. 2.200 og 4,500 kWh, hvor en gennemsnitlig elpris-reduktion på 5 øre/kWh, giver en årlig besparelse på kun 100 – 200 kr.

Hvis anlægget ”overdimensioneres” kraftigt til f.eks. hele 50 kW, vil den mulige reduktion i spotprisen stige mod 9 øre/kWh eller med 33 pct. ift. gennemsnitsprisen. Denne ”ekstreme” dimensionering vil betyde at varmepumpen kun kører en eller to timer i døgnet, og derved kan basere produktionen på den laveste døgnpris. Rent økonomisk vil dette ikke kunne svare sig.

I figur 12 vises antallet timer i fyringssæson, hvor varmepumpen har været helt eller delvist i drift.



Figur 12: Antal timer varmepumpen har været i drift sfa. varmepumpens dimensionering.

Figuren illustrerer med al tydelighed at en dimensionering der sikrer en lav gennemsnitlig spotpris får et meget begrænset antal driftstimer. Hvis f.eks. den mest velisolerede variant (NVB-50) med et behov for et samlet varmebidrag på 6.500 kWh i varmesæsonen (elforbrug på 2.200 kWh), skal opnå en gns. elprisreduktion på 9 øre/kWh, vil det kræve en varmekapacitet på 19 kW. Som det fremgår af Figur 12 vil en sådant ”spidslastanlæg” kun være i drift i ca. to timer per døgn i fyringssæsonen!

Umiddelbart kan det måske virke lidt besynderligt, at der ikke kan opnås en større reduktion i spotprisen, når varmepumpen kan prioritere sin produktion indenfor hele døgnet. Hertil skal vi det bemærkes, at forskellen mellem den dyreste og den billigste spotpris i døgnet, er (jfr. Figur 2) er opgjort til 17, 6 øre/kWh som gennemsnit for hele året 2009.

En ”ikke-styret” varmepumpe vil typisk ligge mit i dette interval. Afstanden fra gennemsnitsprisen til den laveste pris er det halve, dvs. 9 øre/kWh. Denne prisdifference er netop identisk med den potentielle pris-reduktion der kan opnås ved en kraftigt over-dimensioneret varmepumpe, som kun kører ganske få timer selv i de koldeste perioder.

Når sparepotentialet ved at flytte strømkøb fra de dyre til de billige timer i døgnet, reduceres til 4 – 5 øre/kWh, skyldes dette omvendt, at varmepumpen – ved en normal dimensionering - i den kolde tid blot kan fravælge de dyreste timer (eller køre fuldlast).

Det er næppe tvivl om spotprisen vil stige. Omvendt vil det fortsat gælde, at det er stor forskel på hvad der kan spares ved at flytte elforbrug i de prismæssige yderområder, og hvad et ”grundlast”-anlæg som en varmepumpe, med nogle tusinde driftstimer, kan opnå.

Kan deltagelse i balancemarkedet sænke den gennemsnitlige elpris?

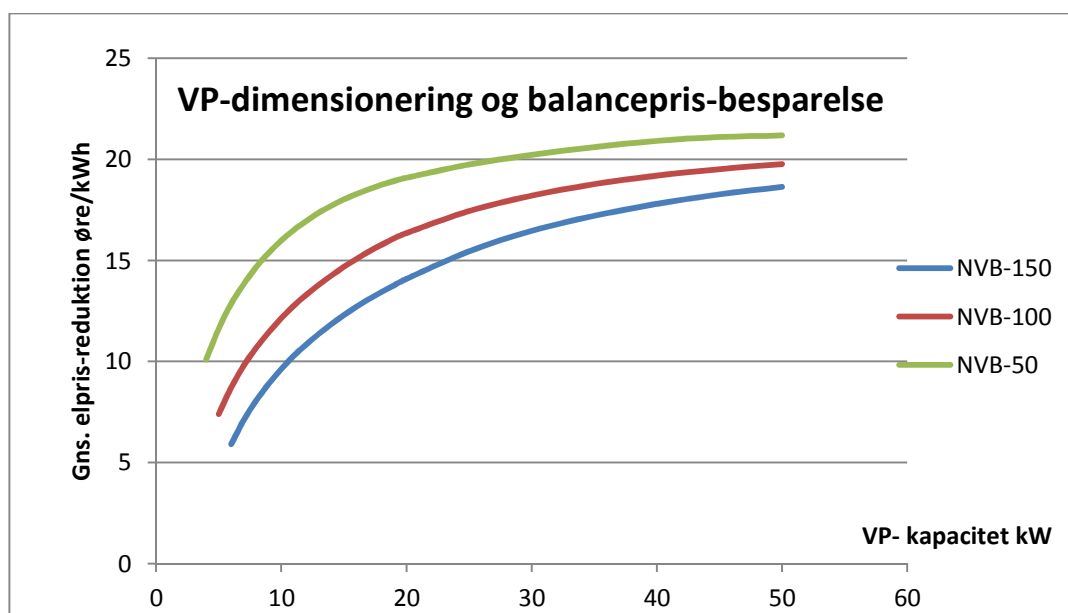
Beskrivelsen af balancemarkedets priser-dannelse (jfr. Figurerne 5 og 6) og de efterfølgende vurderinger af ”u-balanceprisen”, viser at dette marked har væsentligt større prisudsving end selve spotmarkedet. I takt med at den ressourcebundne el-produktion (vind, sol, affald samt kraftvarme), udbygges, vil denne tendens, efter alt at dømmes, fastholdes og udvides.

Problemet med balancemarkedet i relation til styring er, som allerede bemærket, at priserne ikke kendes forud for produktionsdøgnet. Hvis man ser på priserne i fyringssæsonens 232 døgn (DRY) i 2009, er døgnet laveste balancepris i 157 tilfælde lavere end den tilsvarende spotpris. I 42 døgn gælder det modsatte, dvs. at spotprisen er lavest. Endelig er det 33 døgn, hvor de laveste spot- og balancepriser er identiske. Dette betyder at den laveste balancepris i døgnet, i hele 80 pct. er den laveste udbudte pris og i 68 pct. lavere end den laveste spotpris.

I forbindelse med fastlæggelse af en strategi for flytning af elforbrug, kan det være interessant at bemærke, at der i 63 ud af de 232 døgn, er timesammenfald mellem laveste spot- og balancepris (men ikke nødvendigvis ens priser).

For at undersøge den potentielle besparelse ved at inddrage balancemarkedet, er der gennemført en analyse, hvor det antages at balancepriserne for Jylland/Fyn i 2009 var kendte - eller med rimelighed kunne forudses – forud for produktionsdøgnet og -tiden. Formålet med analysen er at kvantificere det ”økonomisk potentiale” der ligger i de nuværende balancepriser.

I Figur 13 vises resultaterne ved en styring af varmepumpen ud fra en forudsat kendskab til timepriserne forud for produktionsdøgnet.



Figur 13: Gns. elprisreduktion ved kendte balancepriser sfa. af varmepumpens dimensionering.

Figur 13 viser at mulighederne for at reducere den gennemsnitlige elpris bliver mere end fordoblet, hvis der varmeproduktionen blev tilrettelagt ud fra ”kendte” balancepriser. Ved traditionelle dimensioneringer af varmepumperne (jfr. Figur 11) vil en prisstyring medføre en prisreduktion på ca. 10 øre eller 40 pct. ift. gennemsnits-prisen.

Figuren har i øvrigt er det samme mønster som for spotpris. Dimensioneringen er afgørende for muligheden at udnytte billig strøm i vintermånederne hvor varmebehovet er størst. Hvis der installeres en meget store varmepumpe – og balancepriserne var kendte – vil der være muligt at sænke den gennemsnitlige elpris med 15 øre/kWh, svarende til en reduktion på 60 pct. Dette svarer til en besparelse på elregningen i fyringssæsonen på 300 – 600 kr.

Bud på styringsstrategi

Med udgangspunkt i ovenstående analyser skal der her formuleres et bud på styringsstrategi.

Kravene til de deltagende bygninger er at de er godt isolerede og forsynet med en stor vandtank der sikrer bygningen og anlægget en god varmekapacitet til at ”lagre” energi. Vandtanken skal samtidig sikre at varmepumpen kan lave ”overproduktion” af varme uden at bygningens temperatur vokser betydeligt, med dertil hørende indeklimagener og stigende varmetab.

Varmepumpen skal være effektiv og dimensioneret til at kunne levere varme året rundt uden tilhørende elpatron. Derved får varmepumpen en minimumsfleksibilitet samtidig med at et stort energispild og elforbrug kan undgås i årets koldeste dage, hvor el-systemet typisk er under pres.

Forud for hvert døgn laves der, via en algoritme, en beregning af det forventede behov for tilført energi til opvarmning og varmt brugsvand. Denne kalkulation baseres på nøgletal for den enkelte bygnings klimaskærm, varmekapacitet, varmeanlæggets ydeevne og lagringskapacitet, den aktuelt akkumulerede varmemængde, samt prognoser for vejr, brugsvandsforbrug og gratisvarme.

Hvis den balanceansvarlige vælger at viderefordre el-systemets spot- og balancepriser til den enkelte forbrugere kan styringen med fordel gennemføres i to trin.

Forud for døgnnet laves der en driftsplan, hvor døgnnets samlede behov for indkøb af elektricitet (=døgnets varmebehov/COP) fordeles på de billigste spottimer, under hensyn til de begrænsninger som varmepumpens kapacitet og krav til varme- og varmt brugsvand. Denne plan baseres på den centrale forudsætning, at produktionen indenfor døgnnet kan placeres vilkårligt, når blot det samlede døgnbehov for varme honoreres.

Ovenstående betyder at spotpriserne vil være styrende for hvornår der - ifølge planen - skal produceres varme. Hvis varmepumpens kapacitet er stor ift. det aktuelle døgnbehov vil produktionen placeres i nogle få timer, med de laveste spotpriser. I perioder med mange driftstimer pr. døgn, drejer det sig alene om at undgå de dyreste timer. "Produktionsplanen" bliver bygningens baseline til bestilling af strøm til spotpriser, forud for produktionsdøgnnet.

Når produktionsdøgnnet begynder har kunden sikret sig det lavest mulige samlede spotpris ud fra det aktuelle behov for varme og varmepumpens kapacitet. Dernæst står det kunden frit at agere i balancemarkedet, ved at justere den faktiske produktion ift. balancepriser og andre regulér-ydelser.

I tilfælde af at balancepriserne i udvalgte timer afviger væsentligt ift. de spotpriser som kunden har sikret sig, kan kunden – via en algoritme – vælge at justere produktionen og høste en gevinst svarende til forskellen mellem balancepris og spotpris. Dette gælder uanset om det er op- eller nedregulering, blot varmepumpens produktion reguleres i den ønskede retning.

Deltagelse i balancemarkedet som beskrevet ovenfor, vil – forudsat at varmebehovet i produktionsplanen var korrekt beregnet – *altid* give en økonomisk gevinst, i den forstand at den samlede el-regning og effektuerede gennemsnitlige elpris *i døgnnet*, vil falde.

Typisk vil op- og nedreguleringsperioderne ikke være symmetriske, hvorfor deltagelse i balancemarkedet ofte vil betyde, at den faktiske varmeleverance ved døgnnets udløb, ikke fuldt ud svarer til døgnbehovet, dvs. den oprindelige plan.

Grænsen for hvor meget produktionen må afvige, dikteres af kundens accept af variationer i indetemperatur samt spotpriserne i det følgende døgn. Det vil f.eks. være tabsgivende, hvis varmeproduktionen nedjusteres for at høste en mindre fortjeneste på forskellen mellem balancepris og spotpris i det ene døgn, hvis dette betyder, at der i næste døgn skal købes en tilsvarende mængde strøm til en væsentligt højere spotpris, for at genetablere husets energibalance.

For bygningen med stor varmekapacitet og vandtank er det betydelige muligheder for at ud- eller fremskyde produktionen ift. det efterfølgende døgn. Der skal her bemærkes at selv om balanceprisen først bliver kendt i selve produktionstimen, er det mulighed – jfr. afsnit om ”u-balanceprisen” - at opstille indikatorer der angiver om markedet med større eller mindre sandsynlighed er på vej i op- eller nedregulering i de nærmeste timer.

Ved overvejelser om balancepriserne skal udnyttes til at over- eller underforsyne bygningen med strøm i et døgn, er det interessant, at det efterfølgende døgn spotpriser er kendte i den sidste halvdel af driftsdøgnet. Dette betyder at økonomien i mulige balanceydelse, der vil forrykke ”døgn-balancen” for varmetilførsel, umiddelbart kan stilles overfor omkostningerne med at genetablere bygningens varmebalance ud fra næste døgn spotpriser.

Hvis den balanceansvarlige alene vælger at videreformidle balanceprisen til varmepumpeejeren bliver styringen mere risikabel, idet kunden ikke kan bruge spotprisen som den pris aftale kunden kan vende tilbage til, hvis balancemarkedet udvikler sig anderledes end forventet. Fortsat vil det dog være en god idé at lave en produktionsplan ud fra spotpriser, og håndtere balancepriser som alternativer hertil denne baseline.

Opsummering og konklusion

Denne analyse har fokuseret på individuelle varmepumpers reelle muligheder for at reducere den samlede elregning ved at flytte forbrug over tid. Det er ikke særligt fokuseret på at indregulere en bestemt for energiproduktion, f.eks. vind, men derimod at lade elprisen være udtryk for den omkostning som en øjeblikkelig el-leverance har.

Denne tilgang synes at være i god tråd med de aktuelle overvejelser om dynamiske net-tariffer, hvor der tilføjes endnu en tidsafhængig priskomponent. Samtidig vil en fokus på pris i stedet for en bestemt produktionsform, bedre kunne formidle omkostningssignaler vedrørende kapacitetsbelastning, herunder behov for investeringer i produktionsanlæg og net.

Analysen baseres på de faktiske priser i 2009, selv om fokus er på et fremtidigt og markant anderledes marked. Årsagen er selvsagt at de fremtidige priser ikke kendes, samt at den nuværende prisdannelse for spot- og balancepriser allerede har nogle af de karakteristika som forventes at kendetegne fremtidens energimarkeder.

Med dagens elpriser er det økonomiske potentiale for at styre individuelle varmepumper nogle få hundrede kroner for et velisoleret hus i spotmarkedet og ca. det dobbelte ved aktiv udnyttelse af balancepriser. Det kan i sig selv ikke dække omkostninger til udstyr og kundefølgelse.

I lyset af at fremtidens priser og tariffer med stor sandsynlighed bliver højere og mere fluktuerende, er der i analysen ikke anvendt et traditionelt omkostningskriterium for hvorvidt et initiativ kan betale sig eller ej. Derimod er der valgt at belyse økonomien ved absolutte og relative ændringer i de gennemsnitlige elpriser under forskellige driftsforhold.

Et helt centralt punkt er varmepumpens dimensionering. Hvis anlægget skal have fleksibilitet til at købe ind på de billigste tidspunkter i de kolde måneder, skal anlægget have en dimensionering der er stor nok til at dække det samlede forbrug, selv i de koldeste perioder. Omvendt betyder dette at varmepumpen skal kunne levere varme i et meget stort kapacitetsspektrum, med opretholdelse af en høj energieffektivitet.

En mulig løsning på dette problem er at opbygge anlægget med flere mindre enheder, helt tilsvarende med opbygning af gasmotoranlæg på decentrale kraftvarmeværker. Antallet enheder i drift er styret af det samlede varmebehov, samtidig med den enkelte enhed kan køre under nærmest optimal belastning eller være slukket.

Analyserne viser at man skal være forsigtig med at konkludere på ekstrempriser og i stedet fokusere på den samlede energivolumen med tilhørende gennemsnitspris. I et fremtidigt marked med meget store prisudsving i længere perioder, vil økonomien i projekter der fokuserer på ekstremværdier dog blive mere interessante.

Individuelle varmepumper vil være gode til at kunne undgå høje og ekstremt høje priser i kraft af muligheden for at – evt. med kort varsel – udskyde et elforbrug uden gener for kunden. Omvendt vil de individuelle varmepumper ikke i samme omfang kunne høste fordelene af de ekstremt lave priser, som følge af kapacitetsbegrænsninger. Her vil varmeværker med el-patroner i lighed med andre former for konverterbart fleksibelt elforbrug, have langt bedre forudsætninger for at aftage store mængder billig el i løbet af få timer.

Med analogi til kraftværkssektoren, kan dette udtrykkes således, at spidslastenheder med få driftstimer egner sig til at høste værdien af de billigste elpriser, hvorimod ”grundlast”-enheder (såsom varmepumper) med mange driftstimer, primært kan fokusere på at undgå de dyre timer.

Økonomien ved at etablere styring af individuelle varmepumper i velisolerede bygninger med elforbrug til varmeproduktion på 2.000 – 5.000 kWh/år er ikke attraktiv med dagens priser.

Fremtidens elpriser og nettariffer vil gradvis forbedre det økonomiske grundlag for at styre individuelle varmepumper ud fra elsystemets aktuelle behov. Fortsat gælder dog, at styring af varmepumper som isoleret initiativ, næppe bliver konkurrencedygtigt indenfor en årrække.

På den anden side står forbrugerne overfor at afholde meget store investeringer i forbedringer i klimaskærme og effektive energianlæg, jfr. målet om at halvere energiforbruget i de næste 40 år.

Det peger på at fleksibelt elforbrug og automatiske løsninger med fordel vil kunne udbydes som dele af samlede tiltag i boligen, hvor der fokuseres på forhold som kunderne lægger stor vægt på – godt indeklima og stabil, energieffektiv, miljøvenlig og økonomisk energiforsyning.

Det forekommer oplagt, at udvikle kommercielle tilbud, hvor intelligent drift af varmepumper ud fra såvel bygningens som el-systemets behov, indgår som en naturlig – men måske ikke særlig synlig - del. Her tænkes bl.a. på ESCO-løsninger, leasing og driftsaftaler af varmepumper, såvel som samlede forsynings- og serviceaftaler for energi.

I relation til fleksibelt elforbrug og elbesparelser er det fremført det argument, at automatik kan fjerne forbrugernes fokus og opmærksomhed. Det er givet at synlighed omkring energi- og miljøforhold har en gavnlig effekt. På den anden side er vi som forbrugere vant til netop automatik i relation til varme anlæg. Det er kun brændeovnen der skal betjenes, resten ordnes automatisk.

Udfordringen er følgelig ikke at overbevise markedets leverandører af udstyr og forbrugerne om automatikkens velsignelser. Det drejer sig derimod om at gøre den eksisterende automatik langt mere ”intelligent” og åben, herunder rette op på nogle direkte uheldige virkninger af den gældende styring af varme anlæg.

Den ”grønne” udfordring for bl.a. IT-branchen er netop at levere løsninger, hvor f.eks. varmepumper styres ud fra viden om bygningen, brugsvaner, lokale målinger og vejrprognoser, samt elsystemets dynamiske priser og tariffer.

Samtidig skal disse systemer være i stand til at formidle basale oplysninger om boligen og de tekniske installationer til forbrugerne, på en vedkommende og let forståelig måde.