

# Udvikling af rammer for regulerkraft

Indpasning af mindre forbrugsenheder  
og andre mindre enheder i regulerkraftmarkedet

## **Rapport**

Udgivet af Energinet.dk

Rapporten kan fås ved henvendelse til:

Energinet.dk

Tonne Kjærvej 65

7000 Fredericia

Tlf. 70 10 22 44

maj 2010

# Indhold

1. Sammenfatning .....	3
2. Indledning .....	4
3. Muligheder for forbrug i regulerkraftmarkedet og fremtidig udvikling af regulerkraftmarkedet .....	5
3.1 Udviklingen af regulerkraftmarkedet og nyttiggørelse af mindre produktions- og forbrugsenheder .....	6
3.2 Markedspladser for fleksibelt forbrug .....	7
3.2.1 Engrosmarkederne for el .....	8
3.2.2 Markederne for systemtjenester til balancering af elsystemet .....	9
3.3 Potentiale for indpasning af elbiler og varmepumper i regulerkraftmarkedet .....	10
3.3.2. Potentiale for individuelle varmepumper .....	10
3.3.3 Potentiale for elbiler .....	11
3.4 Mulige fremtidige modeller for regulerkraftmarkedet .....	12
4. Nuværende rammer for regulerkraftmarkedet .....	14
4.1 Systemtekniske forskrifter .....	14
4.2 Markedsmæssige forskrifter .....	14
4.2.1 Definition af regulerbart forbrug .....	15
4.2.2. Indsendelse af køreplaner og onlinemålinger for regulerbart forbrug .....	15
4.2.3 Elpatroner .....	16
4.2.4 Effektubalanceafregning af forbrug .....	17
5. Mulige ændringer i rammer for det nuværende marked .....	18
5.1 Indførelse af selvregulering .....	18
5.2 Regler for balanceafregning for forbrug .....	19
5.3 Ny model for indpasning af forbrug: Offentliggørelse af regulerkraftpris fra NOIS-listen i driftsøjeblikket .....	21
5.3.1. Forretningsmodellerne for indpasning af mindre forbrugsenheder .....	21
5.4 Udfordringer i forhold til det fælles nordiske regulerkraftmarked .....	22
6. Opsummering .....	23
7. Kildehenvisninger .....	25
8. Bilag .....	26
Bilag 1 .....	26
Bilag 2 .....	31

## 1. Sammenfatning

Den stigende udbygning af vindenergi i det danske elsystem betyder, at der i de kommende år vil blive et stigende behov for balanceydelser for at balancere den fluktuerende vindkraft. Dette nødvendiggør, at alle tilgængelige balancemuligheder bliver stillet til rådighed for den systemansvarlige virksomhed, Energinet.dk.

Mindre forbrugsenheder deltager i dag ikke i det fælles nordiske regulerkraftmarked i stor grad, pga. enhedernes høje transaktionsomkostninger, manglende opfyldelse af krav til målinger og aktiveringsgradienter.

For at give mindre forbrugsenheder mulighed for at deltage i regulerkraftmarkedet foreslås det, at Energinet.dk i samarbejde med de øvrige nordiske systemansvarlige virksomheder offentliggør regulerkraftprisen i selve driftstimen, dvs. i realiteten indførelsen af et reeltidsmarked for balanceydelser. Dette vil give mindre forbrugsenheder mulighed for at levere balanceydelser til Energinet.dk ved selv at regulere i forhold til den offentliggjorte pris. Dette medfører, at mindre forbrugsenheder vil kunne levere balanceydelser uden at opfylde alle krav til aktiv deltagelse i markedet.

Mindre forbrugsenheders levering af balanceydelser forudsætter som minimum en timeaflest elmåler, som kun forbrugere med et forbrug over 100.000 KWh/år i dag har installeret. For at nye elmålere kan være i stand til at registrere fremtidige nye forbrugsmønstre anbefales det, at nye elmålere vil være i stand til at levere målinger med en højere tidsopløsning end én time.

## 2. Indledning

Som et resultat af energi-politiske aftaler og ambitioner, herunder bindende EU-mål for andelen af vedvarende energi og reduktion af CO<sub>2</sub>, ser Danmark ind i en fremtid med stadigt stigende mængder af vedvarende energi, der skal indpasses i energiforsyningen. Det forventes, at en stor del af denne vedvarende energi vil blive baseret på vindkraft. Indpasningen af disse store mængder fluktuierende elproduktion fra vindkraft er en udfordring for elsystemet, og det vil være et fokusområde at se på hvilke virkemidler, der kan bidrage til en effektiv indpasning af vindkraften.

Partierne bag elpatronloven (V, K, DF, S, SF og R) har indgået en politisk aftale om bedre integration af vind. Aftalens udgangspunkt er analysen "Bedre integration af vind" <sup>1</sup> udarbejdet for Energistyrelsen og Skatteministeriet i juni 2009. Denne analyse pegede på, at en øget udbygning med vindkraft vil øge behovet for ressourcer til balancering af elsystemet. Samtidig pegede analysen på, at visse typer af elforbrug ville være velegnede til at levere regulerkraftydelser, men at der vil være behov for at justere på rammerne for regulerkraftmarkedet for at bane vejen for at disse forbrugstyper kan deltage i regulerkraftmarkedet.

Det er Energinet.dk's opgave at sikre bedst mulige betingelser for konkurrence på markederne for produktion og handel med elektricitet. Et element i den politiske aftale er derfor, at Energinet.dk skal undersøge mulighederne for at udvikle rammerne for regulerkraftmarkedet, således at elforbrug og andre mindre enheder i højere grad kan indgå som regulerkraft i regulerkraftmarkedet.

Hovedparten af det danske elforbrug er i dag ikke fleksibelt, og derfor ikke anvendeligt til regulerkraftydelser. Men frem til 2025 forventes et væsentligt øget elforbrug til opvarmningsformål og elbiler. Disse typer af elforbrug er relativt fleksible, og således velegnede til både at indgå i spotmarkedet, i intraday-markedet og som regulerkraft i regulerkraftmarkedet.

Energinet.dk har i marts 2009 fremlagt en analyse om indpasning af vindkraft <sup>2</sup>, hvor samspillet mellem vindkraft, udlandsforbindelser og elforbrug til varme og transport er analyseret. Denne rapport peger på, at en intelligent og fleksibel indpasning af disse nye typer af elforbrug til varme og transport, er meget væsentligt for det fremtidige elsystem.

Denne rapport beskriver Energinet.dk's forslag til, hvordan rammerne for specielt regulerkraft kan justeres, så mindre elforbrugere i højere grad kan deltage på regulerkraftmarkedet til balancering af elsystemet.

<sup>1</sup> Rapporten "Bedre integration af vind" udarbejdet af Ea Energianalyse og Risø DTU for Energistyrelsen og Skatteministeriet juni 2009

<sup>2</sup> Rapporten "Effektiv anvendelse af vindkraftbaseret el i Danmark", udarbejdet af Energinet.dk i marts 2009.

### **3. Muligheder for forbrug i regulerkraftmarkedet og fremtidig udvikling af regulerkraftmarkedet**

Energisystemet gennemgår i de kommende år en massiv omstilling. Den langsigtede politiske sigtelinje er, at det danske energisystem skal være uafhængigt af fossile brændsler. Klima- og Energiministeriet har i rapporten "Langsigtet forsyningssikkerhed" af februar 2010 redegjort for, at de helt store potentialer for produktion af vedvarende energi i Danmark og landene omkring os er vindkraft og på længere sigt muligvis bølgekraft.

For at sikre en effektiv udnyttelse af vindkraften og opnåelse af målene i de ikke-kvoteomfattede sektorer, vil el blive en væsentlig energikilde både i transportsektoren og i varmesektoren. Frem mod 2025 forventes en markant udbredelse af elbiler, og det er ikke urealistisk, at op mod 50 pct. af varmebehovet uden for fjernvarmeområderne i fremtiden vil blive dækket af eldrevne varmepumper. Dertil kommer et betydeligt potentiale for at også industri og erhverv omstiller til el fra fx olie.

Det er helt afgørende for både samfundsøkonomi og forsyningssikkerhed, at der sikres et optimalt samspil mellem den fluktuerende produktion fra vindkraften og elkundernes forbrug. Alternativet vil ellers være unødvendigt store investeringer i forstærket elinfrastruktur, reservekapacitet til elproduktion og i det hele taget høje omkostninger til at sikre opretholdelse af et stabilt elsystem.

De store centrale værker leverer i dag store dele af de reguleringer, som sikrer en stabil drift af elsystemet. I en fremtid med gradvist mere vindkraft vil der være mange timer om året, hvor det ikke vil være rentabelt at have de centrale værker i drift.

Denne omlægning til mere fluktuerende elproduktion og mindre tilgængelighed af centrale værker i elsystemet stiller store krav til, at de elforbrugere, som kan agere dynamisk og fleksibelt, fremover bidrager til at løse denne udfordring. Der er således behov for mere dynamiske tilpasninger af forbruget, og netop det forventede nye elforbrug til transport og opvarmning besidder nogle karakteristika, der muliggør en dynamisk optimering.

Det forventes, at hele elsystemet gradvist vil blive mere intelligent, således at store dele af elforbruget kan agere aktivt over for elsystemet. Denne fremtidige udvikling kræver, at udvikling af måling, styring og kommunikation integreres i et fremtidigt intelligent "SmartGrid". Tidshorizonten kan anslås til 10-20 år for udviklingen af et sådant system.

Udviklingen af rammerne for regulerkraftmarkedet jf. projektkommissariatet skal ses som en "brik" i hele denne omstilling. Fokus vil være at skabe nogle rammer således, at forbruget allerede nu gradvist kan orientere sig mod at levere dynamiske egenskaber til elsystemet. Ambitionen er, at de løsningsmodeller, der præsenteres, skal kunne implementeres inden for de nærmeste år. Samtidig tilstræbes det, at løsningerne peger i retning af og understøtter en langsig-

tet udvikling af fremtidens intelligente elsystem (SmartGrid) samt den internationale udvikling på området.

### **3.1 Udviklingen af regulerkraftmarkedet og nyttiggørelse af mindre produktions- og forbrugsenheder**

Gennem de seneste år er en række mindre producenter og forbrugere blevet aktive på regulerkraftmarkedet. Hvor Energinet.dk tidligere udelukkende kunne købe reguleringsydelser hos store centrale kraftværker, kan ydelserne i dag købes på et langt mere fintmasket marked og fra langt flere og mindre leverandører.

På produktionssiden har udviklingen i elmarkedet, der blev etableret i 1999, således været, at kun relativt store produktionsenheder i starten leverede reguleringsydelser til Energinet.dk, men at der forholdsvis hurtigt udvikledes koncepter, som gjorde det muligt for mindre enheder at deltage i markedet. De balanceansvarlige aktører stod typisk for at udvikle koncepterne og fx pulje mindre enheder, så det blev attraktivt at være aktiv i regulerkraftmarkedet også for disse. Energinet.dk forventer og vil understøtte en tilsvarende udvikling på forbrugssiden.

*På producentsiden* byder helt små decentrale kraftvarmeværker allerede kapacitet ind i regulerkraftmarkedet, når det er fordelagtigt i forhold til den varmebundne produktion. Med afsæt i fx PUDEL-projektet<sup>3</sup> har elhandelsselskaber opnået erfaring med at pulje mindre produktionsenheder og byde dem samlet ind i regulerkraftmarkedet. I dag er fx Nordjysk Elhandel således balanceansvarlig for ca. 150 decentrale producenter, heraf nogle på under én MW og andre over 20 MW. Derudover er Nordjysk Elhandel balanceansvarlig for en række mindre enheder, som udelukkende producerer til regulerkraftmarkedet.<sup>4</sup> Virksomheden Markedskraft er i dag balanceansvarlig for regulerkraftværker med en enhedsstørrelse fra 0,5 til 20 MW. Også Energi Danmark, DONG Energy og Scanenergi er aktive på dette marked.

*På forbrugssiden* har forbrugere på over 100.000 kWh pr. år i dag installeret timemålere, hvilket betyder, at de kan agere prisfølsomt på spotmarkedet, fx gennem spotkontrakter med deres balanceansvarlige aktør. Der er ca. 50.000 af sådanne forbrugere i Danmark svarende til ca. halvdelen af forbruget. Hos de eksisterende forbrugere er timemålere under udrulning, således at der i nær fremtid forventes at være installeret timemålere hos halvdelen af danske forbrugere.<sup>5</sup>

<sup>3</sup> Se fx PUDEL-slutrapport fra juli 2005 på [www.energinet.dk](http://www.energinet.dk).

<sup>4</sup> Eksempler er: Vojensværket, Toftlundværket, Tønderværket og Sønderborgværket.  
Kilde: Kraftvarmenyt december 2007.

<sup>5</sup> Se fx "Det intelligente elforbrug - Salgsprodukter på elmarkedet", Afrapportering fra arbejdsgruppen vedrørende udvikling af salgsprodukter på elmarkedet, der understøtter det intelligente elforbrug, juni 2009.

Store forbrugere med et årligt forbrug på mere end 100.000 kWh pr. år har allerede nu mulighed for at være aktive på spotmarkedet og dermed prisfleksible. På regulerkraftmarkedet er der allerede i dag en række nedreguleringsressourcer til rådighed i form af såkaldte elpatroner. Disse har værdi i markedet fx i timer med meget vind og stor varmbunden produktion. Elpatronerne kan bruge billig el til at opvarme vand og dermed fortrænge fossile brændsler.

Elpatronerne bydes ind i regulerkraftmarkedet gennem balanceansvarlige virksomheder. For eksempel er Markedskraft balanceansvarlig for sådanne nedreguleringsressourcer<sup>6</sup>. Den balanceansvarlige puljer elpatronernes kapacitet og byder dem samlet ind i markedet. Elpatronerne i markedet i dag har en kapacitet på 1 MW til knap 20 MW.

Der arbejdes i øjeblikket på at aktivere flere typer af forbrug i bl.a. regulerkraftmarkedet. Gennemgående er, at en balanceansvarlig aktør, typisk et elhandelsselskab, puljer forbrugerne og byder dem samlet ind i markedet. Derfor er kravet om minimumsstørrelse for bud i regulerkraftmarkedet i realiteten ikke en barriere for mindre enheder.

Som eksempel kan nævnes projektet "Fra vind til varme"<sup>7</sup>, som består i at koble 300 varmepumper i private husstande sammen til et stort energilager, hvor el kan lagres som varme, når elpriserne er fordelagtige.

Dette projekt vil inddrage disse enheder i både spotmarkedet, det manuelle og det automatiske regulerkraftmarked i forskellige koncepter.

Et andet eksempel er DONG Energys projekt "Powerhub". Her arbejder DONG Energy med at samle små forbrugere, så forbrug kan aktiveres i bl.a. regulerkraftmarkedet. I første omgang vil DONG Energy aktivere fleksibelt forbrug hos industrien. På længere sigt vil mindre forbrugere som fx elbiler kunne indarbejdes. Samtidig arbejder DONG Energy på at installere varmepumper på gasfyrede decentrale kraftvarmeverker, som kan aktiveres i regulerkraftmarkedet. Projektet tager udgangspunkt i et varmepumpeanlæg på ca. 1 MW, som blev etableret i Frederikshavn i 2009.

### **3.2 Markedspladser for fleksibelt forbrug**

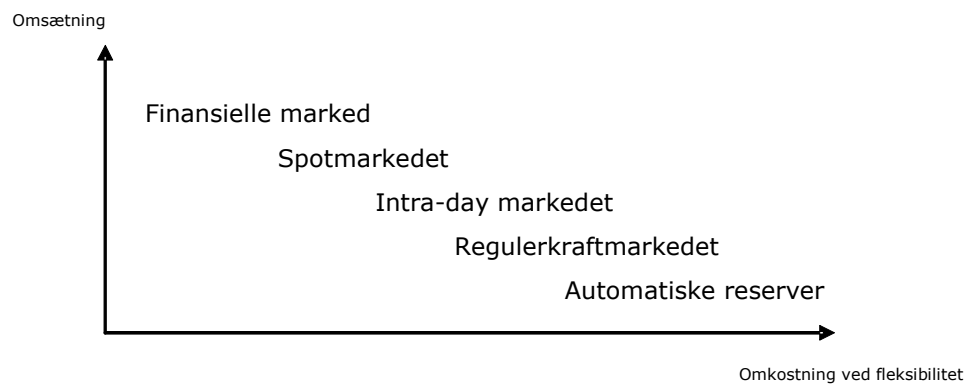
Elmarkedet er opbygget af en række markedspladser, hvor el kan handles mellem markedets aktører inden levering - fra flere år i forvejen til selve leveringsøjeblikket. Markedspladserne er opbygget for at give aktørerne den størst mulige valgfrihed, så aktørerne selv kan vælge, hvilke markedspladser de vil agere i og hvilke præferencer de vil agere efter. Nogle ønsker at afdække risiko ved at vælge en fast pris, som rækker år ud i fremtiden. Andre ønsker at handle el tæt på driftstimen og udnytte muligheden for fortjeneste ved den højere usikkerhed.

<sup>6</sup> Se selskabets hjemmeside

<sup>7</sup> Projektdeltagerne er Teknologisk Institut, Nordjysk Elhandel A/S og Energinet.dk



Nedenfor gennemgås de forskellige markeder for el for at kortlægge, hvordan forbrug kan agere i de eksisterende markeder i dag.



Figur 3.2.1.: Oversigt over markedspladser for el

Figur 3.2.1 viser den tidsmæssige rækkefølge af markeder for handel med el. På det finansielle marked handles el lang tid i forvejen, og regulerkraftmarkedet og de automatiske reserver aktiveres i selve driftstimen.

### 3.2.1 Engrosmarkederne for el

Hvis man ser bort fra de finansielle markeder, findes den største omsætning i det såkaldte day-ahead marked eller spotmarked. Her handles el dagen i forvejen (i Danmark på den nordiske elbørs), og forbrug indkøbes hovedsageligt ufleksibelt, idet købsbuddene er baseret på en prognose for forbruget den kommende dag og indkøbes uanset prisniveau.

Fleksibelt forbrug i spotmarkedet er købsbud, der kun aktiveres i markedet ved prisniveauer under en bestemt grænse. Prisafhængige købsbud i spotmarkedet kan dermed medvirke til at modvirke kortvarige markante stigninger i elprisen, såkaldte prisspidser, i markedet.

I spotmarkedet er der i kraft af den store omsætning krav til minimums budstørrelse, og mindre enheder har derfor ikke mulighed for selvstændigt at afgive bud, som vil kunne reagere på markedsprisen i dette marked. Bud til spotmarkedet kan dog bestå af puljer af mindre og homogene enheder, som vil kunne reagere på markedsprisen i spotmarkedet.

I de efterfølgende markeder foretages indkøb af elektricitet tættere på selve den time, hvor det skal forbruges. I Elbas markedet kan elektricitet indkøbes fra spotmarkedet lukker og indtil 45 min. før driftstimens start. Ved handel i Elbas markedet har aktørerne derfor eksempelvis mulighed for at korrigere eventuelle fejl i forbrugsprognoserne fra dagen i forvejen. Hvis aktørens (eller dennes kunder) forbrug eksempelvis viser sig større end forventet, kommer aktøren i ubalance. Den manglende el kan aktøren indkøbe på Elbasmarkedet.

### 3.2.2 Markederne for systemtjenester til balancering af elsystemet

På elmarkedet skal produktionen af el hele tiden være lig forbruget. Aktørerne har, som nævnt ovenfor, mulighed for at justere eventuelle ubalancer ind gennem Elbasmarkedet (intraday markedet). De resterende ubalancer samles så at sige op hos Energinet.dk, som driver et marked i selve driftstimen - regulerkraftmarkedet. Herudover driver Energinet.dk et marked for automatiske reserver. Disse reserver sikrer automatisk balancen i driftsøjeblikket.

Markederne for balancering af elsystemet består af en blanding af frivillige regulerkraftbud og regulerkraftbud, som bydes ind af leverandører med reservekontrakter. Der ydes kun rådighedsbetaling til reserveret kapacitet. I reservemarkederne indkøbes kapaciteter senest dagen før driftsdøgnet for at sikre tilstrækkelig kapacitet til balancering af elsystemet.

De automatiske reserver er karakteriseret ved en hurtig aktivering og korte tidsrum, hvori reserven er aktiveret. De automatiske reserver indkøbes i markedet og får både en reservebetaling og en energibetaling, hvis aktiveret.

Forbrugsenheder vil kunne deltage i markederne for automatiske reserver, hvis de kan udvise den nødvendige fleksibilitet og kan reagere på de signaler, som bruges til at aktivere reserver. I dag deltager få større forbrugsenheder, i form af elpatroner i Vestdanmark, i regulerkraftmarkedet.

I selve driftstimen handles el i regulerkraftmarkedet til brug for Energinet.dk's balancering af elsystemet. Regulerkraftmarkedet håndterer de store ubalancer i elsystemet, som for eksempel forårsages af fluktuationer i vindkraft og udfald af kraftværker eller udlandsforbindelser. Begge danske landsdele er i dag dele af det fælles nordiske regulerkraftmarked, hvor aktører i hele Norden konkurrerer om at levere manuelle balanceydelser til de nordiske systemansvarlige virksomheder.

Aktiveringen af reguleringsressourcen foretages gennem de balanceansvarlige virksomheder af Energinet.dk og større forbrugsenheder indgår allerede i dag i dette marked. Aktiveringsprisen fastsættes efter det dyreste aktiverede bud i hver time. På samme måde som i spotmarkedet er der fastsat minimumsstørrelser for bud, og i regulerkraftmarkedet er 10 MW minimum budstørrelse. Dette medfører, at mindre forbrugsenheder vil skulle puljes og agere som en samlet enhed for at kunne deltage i disse markeder. Udviklingen i den øvrige del af det fælles nordiske regulerkraftmarked går i retning af, at aktørerne indsender større bud, hvilket er hensigtsmæssigt for at formindske aktørernes transaktionsomkostninger.

Omsætningen i de markeder, hvori der handles tæt på driftstimen, er præget af, at aktørerne og Energinet.dk næsten udelukkende bruger disse handelspladser til at håndtere ubalancer. Selvom omsætningen i disse markeder er mindre, prissættes ydelserne i disse markeder højere, idet fleksibiliteten i at handle tæt på driftstimen er forbundet med højere omkostninger.

Mindre forbrugsenheder, der har høje omkostninger ved at udvise fleksibilitet, heriblandt betydelige transaktionsomkostninger, vil derfor mest rentabelt kunne agere i markeder, hvor mindre fleksible mængder prissættes til den højeste pris, dvs. i markeder tæt på driftstimen. Samfundsøkonomisk kan der desuden være betydelige gevinster ved fleksibel ageren af forbrug i andre markeder.

### **3.3 Potentiale for indpasning af elbiler og varmepumper i regulerkraftmarkedet**

Det fleksible elforbrug udgør i dag kun en meget lille andel af det samlede elforbrug, og deltager kun i yderst begrænset omfang i regulerkraftmarkedet.

Inden for de kommende år forventes nye typer af elforbrug til bl.a. varmepumper og elbiler at øges. Disse typer af elforbrug har en relativt høj fleksibilitet og kan potentielt bidrage med et elforbrug, der kan agere fleksibelt i både energimarkedet (Elspot og Elbas) og potentielt også agere i regulerkraftmarkedet. Varmepumper og elbiler er dog relativt små enheder set i forhold til de enheder, der i dag agerer i regulerkraftmarkedet. Udviklingen af rammerne for regulerkraftmarkedet, således at mindre forbrugsressourcer kan deltage, er særdeles relevant i forhold til at udnytte fleksibiliteten i varmepumper og elbiler i balanceringen af elsystemet.

#### *3.3.2. Potentiale for individuelle varmepumper*

I områder uden fjernvarme og naturgas baseres opvarmningen i dag primært på oliefyr og biomasse. Med en politisk målsætning om at gøre Danmark mindre afhængig af fossile brændsler, vil det være hensigtsmæssigt at omlægge oliefyrene til opvarmning med varmepumper, der kan forsynes fra VE-baseret elproduktion. Samfundsøkonomisk vil det også være hensigtsmæssigt at omlægge opvarmning med elpaneler og træpillefyr til varmepumper.<sup>8</sup> En omlægning af samtlige oliefyr til varmepumper vil medføre et øget elforbrug til varmepumper på knap 2 TWh. Dertil kommer potentielle omlægnings af elforbrug fra elvarme til varmepumper, og endelig de eksisterende varmepumper, der i dag udgør et elforbrug på ca. 0,3 TWh.

Samlet set vurderes det, at en aktiv omlægning til individuelle varmepumper vil kunne medføre et elforbrug til varmepumper på i alt 1,8 TWh i 2025, svarende til ca. 350.000 varmepumper. En mere moderat omlægning vil kunne medføre et samlet forbrug til varmepumper af størrelsesordenen 1 TWh i 2025.

Der er begrænset viden om, hvor fleksibelt driften af en individuel varmepumpe kan indrettes uden at det påvirker komforten i bygningen nævneværdigt. Foreløbige beregninger i rapporten "Effektiv anvendelse af vindkraftbaseret el i Danmark" indikerer, at for et velisoleret parcelhus med vandbaseret opvarm-

<sup>8</sup> Se "Effektiv anvendelse af vindkraftbaseret el i Danmark", Energinet.dk 2009 og "Fuel cells and electrolyzers in future energy systems", AAU 2008

ning og gulvarme, og et årsforbrug på 6 MWh, vil besparelsen ved at agere fleksibelt i spotmarkedet potentielt være 200-500 kr. pr. år. I markedet for manuelle reserver (regulerkraftmarkedet) vil gevinsten potentielt være af størrelsesordenen 400-800 kr. pr. år. Der er ikke foretaget vurdering af individuelle varmepumpers mulighed for at levere automatiske frekvensstyrede reserver.

### 3.3.3 *Potentiale for elbiler*

I modsætning til de individuelle varmepumper er elbiler i dag kun i yderst begrænset omfang tilgængelige på markedet, og teknologien er ikke i samme grad moden til en storskala udrulning. Elbiler er relativt dyre i forhold til konventionelle biler med en benzin- eller dieselmotor. Først omkring 2020 forventes elbiler at være på samme omkostningsniveau som konventionelle biler. Regeringen har udmeldt, at elbiler frem til 2015 skal friholdes for afgifter, hvorefter der skal ske en gradvis indpasning af elbilerne. Der er således relativt stort politisk ønske om at fremme udviklingen med elbiler.

I EFP-projektet "El til transport", som ledes af Risø, er der udarbejdet et antal scenarier for udviklingen i elbiler frem til 2030. I det centrale udviklingsforløb antages at der frem mod 2030 indføres ca. 1 million el- og plugin hybridbiler. I 2015 og 2020 antages henholdsvis ca. 40.000 og 260.000 el- og plugin hybridbiler

Elbilers opladning foregår i dag typisk med en separat "ladekonverter" som typisk ikke kan styres intelligent. Det forventes inden for nogle år, at elbilens hovedkonverter (der forsyner motoren) integreres med ladekonverteren, og elbilen vil derigennem kunne styre opladningen væsentligt mere intelligent. Elbilen vil således potentielt kunne regulere meget ladning hurtigt og derved potentielt bidrage til levering af både automatiske og manuelle reserver, herunder regulerkraftydelse.

I IEA-projektet "RETRANS"<sup>9</sup> er værdien af regulerkraftydelse fra en elbil beregnet for et tysk regulerkraftmarked. I analysen, som er baseret på det tyske marked, vurderes den potentielle værdi ved deltagelse i markedet at ligge på under 260 DKK/år, dog op til 500 DKK/år, hvis der kan leveres regulerkraft til nettet fra bilens batteri. Ved levering af sekundære reserver vurderes værdien at være på op til 2800 DKK/år. Ved levering af primære reserver vurderes værdien at ligge på 5000-6000 DKK/år. Sidstnævnte forudsætter dog at elbilen kan levere effekt til nettet.

Der er foretaget vurderinger af tilgængeligheden af individuelle varmepumper og elbiler som regulerkraft. Vurderingerne er baseret på udbygningsforløb i 2025, jf. rapporten "Effektivt anvendelse af vindkraftbaseret el", og viser at elforbrug fra disse enheder vil være aktive ca. 2000-3000 timer om året, hvis forbruget optimeres til timer med lave elpriser. Elforbruget vil kunne levere aktiv regulering i typisk 3-4000 timer. Hvis ikke driften af den individuelle var-

<sup>9</sup> RETRANS, "Opportunities for the use of Renewable Energy in Road Transport", Policy Makers Report, March, 2010, table 2

mepumpe er optimeret, vil varmepumpen typisk levere effekt i godt 5000 årstimer. Enhedernes muligheder for levering af regulerkraft vil konkret afhænge af årstiden, dvs. temperatur og aktuelt forbrug i selve driftstimen.

Selvom fremtidens forbrug vil have andre karakteristika, som ovenfor skitseret, forventes det at den nuværende markedsmodel overordnet set vil være i stand til at imødekomme fremtidens udfordringer. Men dette udelukker dog ikke at den nuværende markedsmodel skal udvikles, som afsnit 3.4 nedenfor vil skitseres.

### **3.4 Mulige fremtidige modeller for regulerkraftmarkedet**

Fremtidens regulerkraftmarked vil være et marked tilpasset fremtidens krav, dvs. en markedsplads med fokus på fleksibilitet. Det nuværende regulerkraftmarked er fælles for de nordiske lande, og denne udvikling forventes at fortsætte, idet ydelser i regulerkraftmarkederne i stigende grad vil handles over grænser mellem de europæiske lande. Det regulatoriske fokus er desuden på integration af elmarkederne i Europa; og ændringer i regulerkraftmarkederne i Danmark skal derfor i fremtiden ses i lyset af udviklingen i de omkringliggende lande.

Desuden forventes det, at tidsrammerne for regulerkraftmarkederne vil blive kortere for at øge fleksibiliteten i markedet, så prissætningen i regulerkraftmarkederne vil blive flyttet tættere på driftsøjeblikket, dvs. det øjeblik, hvor Energinet.dk skaber balancen mellem forbrug og produktion.

I dag offentliggør Energinet.dk, via Nord Pools hjemmeside, information om aktiveret regulerkraft én time efter selve driftstimen. Denne forsinkelse skyldes at den endelige regulerkraftpris først kan fastsættes efter driftstimen under hensyntagen til aktiveringer af regulerkraft i alle prisområder i Norden og flaskehalse i transmissionsnettene.

For at indpasse mere forbrug i regulerkraftmarkedet kunne en model være en udvidelse af det nuværende marked med en offentliggørelse af regulerkraftprisen i selve driftstimen. Det kan åbne mulighed for øget aktivering af mindre forbrugsenheder, idet mindre enheder, som ikke kan opfylde kravene til at kunne afgive bud til det fælles nordiske regulerkraftmarked, vil selvstændigt kunne reagere på en offentliggjort regulerkraftpris, såkaldt selvselvregulering. I afsnit 5.3 vil denne model blive beskrevet nærmere.

De systemer, der i dag anvendes af Energinet.dk til at skabe den endelige balance, er først og fremmest regulerkraftmarkedet i Norden, der håndteres i et fælles system for de 4 nordiske systemansvarlige, forkortet NOIS, **N**ordisk **O**perations **I**nformations **S**ystem.

Derudover findes de frekvensstyrede reserver, der stabiliserer frekvensen. Disse frekvensstyrede reserver er egentlig beregnet til at sikre systemerne mod kollaps, hvis et kraftværk falder ud. I DK1, Jylland-Fyn, findes et supplerende

system af sekundær reserver (automatisk regulerkraft LFC<sup>10</sup>); systemet er et krav i det kontinentale synkronområde, det tidligere UCTE.

Overordnet er der i princippet to metoder, hvor forbrug kan deltage i balanceopgaven; enten ved at deltage i det eksisterende marked ved at følge de nuværende regelsæt, eller ved at foretage selvregulering (levering af balancering uden aktivering fra systemansvaret).

#### *1. Deltagelse i markedet efter nuværende regelsæt:*

- Afgive bud til det fælles nordiske regulerkraftmarked til levering af energi til balancering
- Afgive bud til markedet for manuelle reserver
- Afgive bud til levering af sekundær reserve, hvorved der opnås kapacitetsbetaling

De 3 ovenfor nævnte principper kan allerede i dag håndteres; og de forbrugsbalanceansvarlige vil kunne gå på reservemarkederne med sådanne aftaler. I dag er der en lille håndfuld større elkedler, der deltager i NOIS-systemet - oftest med nedreguleringsbud. Ved lave eller negative spotpriser kan de dog også indgå som opreguleringsbud, hvis de i forvejen er aktiveret i spotmarkedet.

#### *2. Selvregulering:*

- At reagere efter den aktuelle prissætning i det fælles nordiske regulerkraftmarked
- At reagere efter den aktuelle prissætning for automatiske reserver

De 2 sidstnævnte principper kan realiseres efter 2 forskellige metoder.

- Forbrugsbalanceansvarlige fjernstyrer forbrug hos forbrugere, der har indgået aftaler herom, mod en lavere betaling for el-energien på en eller anden måde. Denne forbrugsbalanceansvarlige vil kunne deltage i reservemarkedet med en sådan aftale.
- Forbrugsbalanceansvarlige afregner elforbruget efter en regulerkraftpris.

Fremtidens regulerkraftmarked vil derfor blive præget af behovet for fleksibilitet og større transparens, idet oplysninger om elsystemets tilstand i stigende grad vil blive tilgængelige tættere på driftsøjeblikket.

<sup>10</sup> LFC: Load Frequency Controller. Se UCTE Operational Handbook, [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu)

## 4. Nuværende rammer for regulerkraftmarkedet

### 4.1 Systemtekniske forskrifter

Det er i dag en forudsætning for Energinet.dk's balancering af elsystemet, at alle aktiveringer af balanceressourcer foretages af Energinet.dk. Dvs. at elmarkedets aktører ikke i driftstimen foretager selvregulering.

Det er forbrugsprognoserne, der i driftsdøgnet er Energinet.dk's grundlag for en korrekt balance i driftsøjeblikket. Balancereguleringen er bindeledet mellem handlen på spotmarkedet og det fysiske elsystem.

Hvis almindeligt forbrug, som i dag er ufleksibelt, anvendes til balanceregulering, vil det i sin nuværende form kunne forringe kvaliteten af Energinet.dk's prognoseværktøjer. Det er en af årsagerne til, at der i de systemtekniske forskrifter er krav om, at forbrug anvendt til balanceregulering skal være adskilt fra og uafhængig af almindeligt ufleksibelt forbrug.

*Overordnede rammer:*

Rammerne for det nuværende koncept for deltagelse i regulerkraftmarkedet er således:

- Energinet.dk's balanceregulering anvender det nordiske regulerkraftmarked, hvor der er standardkrav til en aktiveringstid på 15 minutter
- Mindste budstørrelse er 10 MW, som kan bestå af en pulje af mindre enheder
- Der er krav til online måling af enheder, der leverer regulerkraft
- I Vestdanmark skal alle regulerbare produktionsenheder indsende effektplaner<sup>11</sup>
- Flexibelt forbrug er undtaget for krav om indsendelse af effektplaner

### 4.2 Markedsmæssige forskrifter

I det eksisterende regulerkraftmarked deltager producenter fra hele Norden, og de konkurrerer på lige fod om at levere reguleringsydelser til de fire nordiske systemansvarlige. Markedsreglerne for deltagelse i dette marked er fælles for alle aktører og afspejler de systemansvarliges behov i forhold til levering af balanceydelser.

Markedet er generelt præget af en høj grad af konkurrence mellem aktørerne, men idet markedsreglerne i høj grad er defineret med henblik på producenter, er markedsreglerne ikke direkte tilpasset de specielle karakteristika ved forbrug.

I dag deltager meget få danske forbrugsressourcer i det fælles nordiske regulerkraftmarked. Dette skyldes den danske industristruktur med mange små virksomheder, hvor omkostningen til el kun udgør en forsvindende lille del af de samlede omkostninger og indtjeningen. Derfor er det meget vanskeligt at akti-

<sup>11</sup> For definition af effektplan se Energinet.dk's markedsforskrift C2

vere forbrug i markedet for opregulering (= afbrud af forbrug). Forbrugerne har ofte ganske høje omkostninger ved at undvære forbrug, hvilket gør, at forbrugsafkoblinger relativt sjældent vil blive aktiveret i regulerkraftmarkedet.

Det er omkostningstungt for mange forbrugere, der måske har varierende udkoblingsmulighed fra dag til dag, at byde løbende ind i regulerkraftmarkedet for opregulering. Derfor udgør transaktionsomkostninger også en barriere for det fleksible forbrug. Dette betyder, at mange forbrugere ikke ser en fordel i at byde deres ressourcer ind i regulerkraftmarkedet som frivillige bud, da de anser sandsynligheden for at opnå en gevinst for lille.

#### *4.2.1 Definition af regulerbart forbrug*

Regulerbart forbrug er defineret i Energinet.dk's forskrift C3 afsnit 1.11:

##### *"1.11 Definition af regulerbart forbrug*

*Regulerbart forbrug er forbrug, der er adskilt fra og uafhængig af almindeligt forbrug, og som godkendes af Energinet.dk til at kunne anvendes som reguleringsreserve. Anvendelse af regulerbart forbrug til reserver/regulerkraft fordrer selvstændig måling og afregning, herunder udveksling af køreplaner."*

Ifølge Energinet.dk's markedsforskrifter håndteres reguleringsreserver i dag fra forbrugssiden på samme måde som ressourcer fra produktionssiden. I de nuværende forskrifter, opstillet af Energinet.dk, skal reguleringsressourcer fra forbrugssiden være individuelt udmålte, både hvad angår online- og afregningsmålinger, og fleksibelt forbrug skal håndteres gennem selvstændig balanceansvarsmelding. I forhold til markedsforskrifter opfattes det fleksible forbrug som et normalt forbrugsbalanceansvar, der for så vidt angår den fleksible del håndteres særskilt.

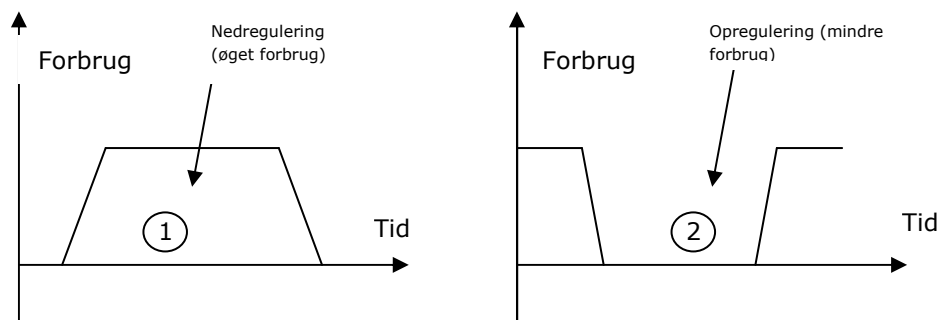
Status er derfor, at Energinet.dk i dag stiller krav om, at regulerbart forbrug indsender køreplaner og har mulighed for onlinemåling. Uden opfyldelse af disse retningslinjer, vil en given forbrugsressource ikke kunne deltage i det fælles nordiske regulerkraftmarked. Disse krav er blandt andet opstillet for, at Energinet.dk kan konstatere, at der reelt sker en levering af ydelsen fra aktøren.

#### *4.2.2 Indsendelse af køreplaner og onlinemålinger for regulerbart forbrug*

Traditionelt har kun dele af elsystemet leveret balanceydelser til Energinet.dk. I markedsforskrifterne for regulerkraftmarkedet er der derfor endnu ikke direkte opstillet specifikke regler for levering af fleksibelt forbrug. Herunder at afbrudt forbrug, som modtager reserve- og/eller regulerkraftbetaling fra Energinet.dk, ikke må erstattes af "normalt elforbrug", som ikke modtager en sådan betaling, og at en sådan håndtering fra aktørens side vil blive opfattet som misligholdelse af aftalen.

I en simpel verden kan der groft sagt identificeres to forskellige typer kørsels-/reguleringsmønstre fra forbrugsleverandørerne, som vist i nedenstående figur 4.2.2





**Figur 4.2.2: Typer af reguleringsressourcer fra forbrug**

Type ① kunne være en elkedel, der typisk som udgangspunkt har et forbrug på nul, indtil den ordres som regulerkraft. Type ② er et afbrydeligt forbrug, der kører med et fast forbrug af en vis størrelse, indtil regulerkraften aktiveres. Kravet om individuel udmåling af den fleksible del af elforbruget sikrer, at Energinet.dk kan se forbrugets respons, også ved delaktiveringen både for op- og nedregulering.

For type ① er "baseline"-køreplanen fx nul. For type ② svarer "baseline"-køreplanen til det afbrydelige forbrug, der også skal dokumenteres indkøbt ved indsendelse af aktørplan.

Ifølge de aktuelle markedsforskrifter skal der foretages selvstændig online måling til driftsovervågning, jf. udbudsbetingelserne for reserver, og der skal foretages selvstændig kvartersmåling til afregningsformål.

Ud over den normale forbrugsbalanceafregning modtager aktøren en separat afregning for "balanceansvar for reserver fra forbrugssiden".. Forbrug er midlertidigt undtaget for effektubalanceafregning, og ubalancer af forbrug bliver afregnet efter ét-prissystemet.

### 4.2.3 Elpatroner

Regulerbart forbrug deltager i dag i det fælles nordiske regulerkraftmarked<sup>12</sup>. I Danmark sker dette i form af elpatroner, hovedsagelig lokaliseret i Vestdanmark. Elpatronerne overholder alle nuværende forskrifter for deltagelse i markedet og er oftest aktiveret i markedet ved tilbud om nedregulering, dvs. ved at forbruge strøm. Aktiveringen af elpatronerne sker oftest i situationer, hvor afvigelser i vindproduktionen i forhold til vindprognosen forårsager nedregulering i elsystemet. Aktiveringen af elpatronerne medfører, at el erstatter andre typer brændsler i varmeproduktionen.

<sup>12</sup> Se bilag 1 for en gennemgang af relevante udenlandske erfaringer

#### 4.2.4 Effektubalanceafregning af forbrug

Forbrug er i Vestdanmark undtaget for effektubalanceafregning, jf. forskrift C2 afsnit 3.7:

*"Ud over afregning af balancekraft på timebasis, afregnes balanceansvarlige aktører med ansvar for regulerbart produktion i Vestdanmark derudover for eventuelle effektubalancer."*

Kun regulerbar produktion er derfor underlagt effektubalanceafregning. I Øst-danmark anvendes ikke effektubalanceafregning for hverken produktion eller forbrug.

## **5. Mulige ændringer i rammer for det nuværende marked**

Energinet.dk aktiverer i dag alle balanceydelse, som anvendes til at balancere elsystemet. Årsagen til dette er, at Energinet.dk alene har ansvaret for at elsystemet er i balance, og som den eneste altid har et overblik over elsystemets tilstand.

Energinet.dks balancering foretages i dag ud fra målinger fra konventionelle produktionsanlæg og prognoser for forbrug og vindkraft, udlandsplaner og produktionsplaner fra de balanceansvarlige. Målinger og prognoser anvendes til at forudsige elsystemets tilstand inden for de kommende timer, og Energinet.dks aktivering af balanceydelse er derfor proaktiv, idet aktiveringen er en reaktion på en forventet ubalance i elsystemet.

En offentliggørelse af den foreløbige regulerkraftpris i selve driftstimen vil give elmarkedets aktører nye oplysninger at agere efter og medføre nye uforudsete reguleringer for systemansvaret. Men på trods heraf vil det være en model, som vil gøre det muligt for mindre forbrugsenheder og andre mindre enheder at bidrage til elsystemets balance. Modellen vil betyde en ny mulighed for selvregulering fra aktørernes side og vil udgøre et paradigmeskifte for balanceringen af elsystemet i Danmark.

Elmarkedets aktører har ikke overblik over elsystemets tilstand, og balancering foretaget af markedets aktører adskiller sig afgørende fra Energinet.dk's balancering. Dette skyldes, at aktørernes balancering vil være reaktiv, idet den vil reagere på en regulerkraftpris i nuet, som efterfølgende medfører aktivering af balanceydelse.

Det er derfor afgørende, at markedets aktører er i stand til at regulere på baggrund af de bedst mulige oplysninger, som kan give det korrekte incitament til at foretage hensigtsmæssig balancering i forhold til elsystemet. Årsagen til dette er, at aktørernes reguleringer foretages for at maksimere indtægterne fra balancemarkedet uanset reguleringsretningen i elsystemet.

Markedsreglerne, som skal danne grundlag for aktørernes balancering, må derfor være udformet, så de giver de mest hensigtsmæssige økonomiske incitamenter til markedets aktører til ethvert tidspunkt.

### **5.1 Indførelse af selvregulering**

Balanceringen af elsystemet i driftstimen er i dag Energinet.dk's ansvar alene, og aktørerne bidrager i dag kun til denne balancering ved aktivering af balanceydelse af Energinet.dk.

Elmarkedets aktører kan foretage selvregulering ved at ændre produktions- eller forbrugsniveau uden at indsende nye planer til systemansvaret, der orien-

terer om dette. Den efterfølgende balanceafregning vil derefter afspejle denne balancering.

Selvregulering er en reaktion, der ikke er planlagt i forvejen, men en bevidst handling, der hjælper balanceringen af systemet. Selvregulering foretages på baggrund af en vurdering af de aktuelle priser i elmarkedet og reguleringsretning i elsystemet.

En selvregulering inden for driftstimen vil ikke foregå efter spotprisen, men skal foregå efter et prissignal, som afspejler regulerkraftprisen. Ved at anvende et prissignal vil en forbruger kunne vælge at regulere sit forbrug op eller ned.

Denne regulering bliver en udfordring at håndtere for systemansvaret, og vil medføre ændrede procedurer for udarbejdelse af prognoser, som bruges til balancering. Data for selvregulering må indsamles empirisk og derefter indarbejdes i Energinet.dk's prognosemodeller. Det vil være nødvendigt for Energinet.dk løbende at vurdere omfanget af selvregulering i forhold til stabiliteten i elsystemet.

Idet de nuværende markedsregler er udformet med et betydeligt økonomisk incitament til, at aktørernes selvregulering skal være i en retning, som hjælper systemets ubalance, forventes det ikke at selvreguleringen vil være af et omfang, der umiddelbart vil bringe elsystemets ubalancer op på et uacceptabelt niveau. Nedenstående afsnit 5.2 beskriver i detaljer balanceafregningen for forbrug, som fastsætter de væsentligste rammer for det økonomiske incitament for selvregulering.

Med den nuværende model for regulerkraftmarkedet, hvor regulerkraftprisen først offentliggøres efter driftstimen, er det allerede muligt for forbrugsenheder at foretage selvregulering i selve driftstimen på baggrund af et skøn for regulerkraftprisen. Dette er dog forbundet med en betydelig risiko, som vil blive betydeligt mindre end i dag, hvis regulerkraftprisen offentliggøres i selve driftstimen.

I andre af elmarkedets markeder er der i dag mulighed for selvregulering. En selvregulering ud fra spotprisen er interessant for alle forbrugere, men forudsætter en timemåler. Dette vil resultere i en mere priselastisk efterspørgsel, hvilket vil kunne modvirke prisspidser, hvis de forbrugsbalanceansvarlige er i stand til at indarbejde denne forventede regulering i deres bud til spotmarkedet dagen i forvejen.

## **5.2 Regler for balanceafregning for forbrug**

Efter den fælles nordiske harmonisering af regler for balanceafregning den 1. januar 2010 afregnes ubalancer fra forbrugsbalanceansvarlige efter et ét-prisystem.<sup>13</sup> Dette medfører, at ubalancer fra forbrug altid afregnes til regu-

<sup>13</sup> Nordel 2008 "Harmonisation of Balance Regulation in the Nordic Countries"

lerkraftprisen i det fælles nordiske regulerkraftmarked. Ubalancer afregnes mellem den forbrugsbalanceansvarlige og Energinet.dk. Afregningen af ubalancer sker på månedsbasis.<sup>14</sup>

Fastsættelse af regulerkraftprisen i det fælles nordiske regulerkraftmarked sker på timebasis for hvert prisområde i Norden. Prisområderne i regulerkraftmarkedet er de samme som i det fælles nordiske spotmarked, som er defineret ud fra strukturelle flaskehalse i transmissionsnettet. Regulerkraftprisen fastsættes først efter driftstimen, under hensyntagen til flaskehalse i udvekslingen mellem prisområderne.

En forbrugsbalanceansvarlig, der har indkøbt for meget strøm i spotmarkedet og dermed efterfølgende er nødt til at sælge strøm til Energinet.dk i balancemarkedet, vil derfor uanset om elsystemet er i op- eller nedregulering modtage regulerkraftprisen for den ubalance, som aktøren forårsager. Er elsystemet i opregulering, dvs. der er mangel på strøm, vil aktøren modtage en betaling, som svarer til regulerkraftprisen for opregulering, der er højere end spotprisen. Er elsystemet i nedregulering, dvs. der er overskud af strøm, vil aktøren modtage en betaling for levering af nedregulering efter regulerkraftprisen, som vil være lavere end spotprisen.

<b>Elsystemets reguleringsretning</b>	<b>Forbruger mere end planlagt</b>	<b>Forbruger mindre end planlagt</b>
<b>Opregulering (for lidt el i systemet)</b>	Betaler regulerkraftprisen	Modtager regulerkraftprisen
<b>Nedregulering (for meget el i systemet)</b>	Betaler regulerkraftprisen	Modtager regulerkraftprisen

Tabel 5.2.1: Afregning af forbrugsbalanceansvarliges ubalancer<sup>15</sup>

Forbrugsbalanceansvarlige aktører vil derfor kunne agere på baggrund af en offentliggjort regulerkraftpris, som også giver viden om elsystemet er i op- eller nedregulering, og aktøren vil kunne regulere forbrug med vished om at blive afregnet til regulerkraftprisen for den foretagne regulering.

Produktionsbalanceansvarliges ubalancer afregnes efter et to-prissystem, hvor den pris, som aktørens ubalancer afregnes efter, afhænger af retningen af aktørens ubalancer i forhold til elsystemets samlede ubalance. Producenters muligheder for indtjening ved selvregulering er derfor forbundet med større risiko,

<sup>14</sup> Se i øvrigt Energinet.dk's markedsforskrift C2

<sup>15</sup> Eksemplet i tabellen er forudsat, at regulerkraftprisen er positiv. Hvis regulerkraftprisen er negativ vil afregningen skifte fortegn.

idet aktørens ubalancer enten bliver afregnet til regulerkraftprisen eller spotprisen.

### **5.3 Ny model for indpasning af forbrug: Offentliggørelse af regulerkraftpris fra NOIS-listen i driftøjeblikket**

En offentliggørelse af regulerkraftprisen i selve driftstimen vil medføre, at forbrug og andre mindre enheder vil få mulighed for at agere selvstændigt i forhold til regulerkraftprisen uden at skulle opfylde de nuværende krav til deltagelse i markedet. Offentliggørelsen vil omfatte prisen for det sidste aktiverede bud i regulerkraftmarkedet i hvert af de to danske områder. Dvs. at hver gang Energinet.dk aktiverer nye regulerkraftbud vil dette afspejle sig i den offentliggjorte pris.

Regulerkraftprisen vil efter driftstimen blive bestemt efter, at der er taget hensyn til flaskehalse i udvekslingen mellem områderne i det fælles nordiske regulerkraftmarked. Der er derfor en risiko for, at den endelige regulerkraftpris ikke svarer til den, der er offentliggjort i selve driftstimen. Det er de kommercielle aktører i markedet, der har ansvaret for at håndtere denne risiko, og dette må være en del af vurderingen af forretningsgrundlaget for at gå ind i markedet for selvregulering.

#### *5.3.1. Forretningsmodellerne for indpasning af mindre forbrugsenheder*

Energinet.dk's offentliggørelse af regulerkraftprisen i selve driftstimen vil give de forbrugsbalanceansvarlige mulighed for at tilbyde deres mindre forbrugskunder en chance til at opnå indtjening ved selvregulering. Det vil være op til markedet generelt og de forbrugsbalancenansvarlige at definere, hvordan afregning og målinger skal foretages. Se bilag 2 for en nærmere beskrivelse af afregning af forbrugsubalancer.

For at indføre nye modeller, der skal få forbrug til at deltage i regulerkraftmarkedet, skal visse rammer være på plads:

Rammekrav 1: Elmåler med minimum timeopløsning.

Forbrugsbalanceansvarlige har ikke mulighed for at lave aftaler med slutkunder om levering af balanceydelse, hvis slutkunder ikke har elmåler med tilstrækkelig tidsopløsning. Den væsentligste ramme, der skal på plads er derfor en elmåler med så fin opløsning som muligt. Med en måler med timeopløsning vil den eksisterende regulerkraftpris kunne anvendes til afregning. Det vil dog være op til den forbrugsbalanceansvarlige og forbrugeren at bestemme de nærmere regler for afregning af reguleringen.

Rammekrav 2: Energinet.dk sender prissignal ud i selve driftstimen, hvilket giver mulighed for balancering fra enheder, der ikke opfylder markedskrav, som beskrevet ovenfor.

Balancenansvarlige, som vil give mindre slutkunder mulighed for at levere balanceringsydelse, skal desuden kunne håndtere en risiko i forhold til regulerkraftprisen. Denne håndtering af risikoen må blive en væsentlig del af den balancenansvarliges forretningsmodel for denne ydelse. Det er dermed op til den enkelte balancenansvarlige at vurdere, hvornår det er rentabelt at levere ydelser til balanceringsydelse af elsystemet.

Det er generelt de balancenansvarlige virksomheders vurdering, at en offentliggørelse af regulerkraftprisen i selve driftstimen er en positiv udvikling af markedets design, selvom enkelte aktører forudser udfordringer i forhold til at sikre en tilstrækkelig gennemsækelighed i selve prisdannelsen, idet regulerkraftprisen kan ændre sig i selve driftstimen og først fastsættes endeligt efter driftstimen. Enkelte aktører påpeger også, at de balancenansvarlige vil få en væsentlig opgave i at indgå nye afregningsaftaler med forbrugere, som er interesserede i at deltage i regulerkraftmarkedet.<sup>16</sup>

Offentliggørelsen af regulerkraftprisen vil betyde en afgørende ændring af markedets design i det fælles nordiske regulerkraftmarked, og afsnit 5.4 nedenfor vil skitsere udfordringer ved gennemførelsen af denne ændring.

#### **5.4 Udfordringer i forhold til det fælles nordiske regulerkraftmarked**

Begge danske prisområder indgår i dag i det fælles nordiske regulerkraftmarked, hvor leverandører af balanceydelse konkurrerer efter de samme markedsregler i hele Norden. Det fælles nordiske regulerkraftmarked er et resultat af et meget tæt samarbejde mellem de nordiske systemansvarlige virksomheder, som er enestående i Europa og er en model for den fremtidige integration af regulerkraftmarkederne i resten af Europa. Deltagelse i dette marked har en meget stor værdi for det danske samfund i kraft af muligheden for anvendelse af balanceydelse fra hele Norden til det danske elsystem.

I 2009 var der den samme pris i regulerkraftmarkedet i hele Norden i 40 % af årets timer. Dette viser, at det fælles nordiske regulerkraftmarked er præget af en høj grad af konkurrence, idet aktørerne i hele Norden er i direkte konkurrence med hinanden i en meget stor del af årets timer.

Det fælles nordiske regulerkraftmarked må derfor betegnes som velfungerende; og en stor del af den balanceringsydelse, som forårsages af den danske vindkraft, aktiveres af Energinet.dk i det fælles nordiske regulerkraftmarked. Integrationen af vindkraft i det danske elsystem er direkte afhængig af muligheden for at kunne balancere elsystemet i samarbejde med udlandet, idet balancemulighederne i udlandet oftest er betydeligt større end indenlandske balancemuligheder.

<sup>16</sup> Balancenansvarlige virksomheders kommentarer til Energinet.dk's oplæg til model for indpasning af mindre forbrugsenheder i regulerkraftmarkedet

Markedsreglerne for det fælles nordiske regulerkraftmarked er udarbejdet af de nordiske systemansvarlige i fællesskab, og ændringer i de nuværende markedsregler sker derfor i samarbejde med de øvrige nordiske systemansvarlige virksomheder.

Nye former for balanceydelser må derfor konkurrere med de eksisterende balanceydelser i det fælles nordiske regulerkraftmarked for at være rentable. Det er et grundprincip i regulerkraftmarkedet, at de kriterier, som ligger til grund for aktiveringen af ydelser, der bidrager til balancering af elsystemet, er ydelsens pris og dermed omkostning - og ikke anlægstype.

En ændring af markedsreglerne med det formål at inkludere forbrug, som betyder begrænsede muligheder for balancering fra udlandet, vil være u hensigtsmæssigt for det danske samfund. Dette skyldes, at den fælles balancering med det øvrige Norden giver den danske systemansvarlige virksomhed mulighed for at anvende en række omkostningseffektive balanceressourcer i udlandet. Nye balanceydelser må derfor aktiveres på samme vilkår som for andre ydelser i det fælles nordiske regulerkraftmarked, for at sikre, at balanceringen af elsystemet med den højeste grad af omkostningseffektivitet, foretages mest hensigtsmæssigt.

Opstilling af alternative indenlandske markeder, hvor balanceydelser, som ikke er i stand til at indgå i det fælles nordiske regulerkraftmarked, kan aktiveres af Energinet.dk vil være u hensigtsmæssigt, idet indenlandske leverandører af balancering dermed ikke vil være underlagt samme vilkår og samme grad af konkurrence, som leverandører i det eksisterende fælles nordiske marked.

Energinet.dk vil derfor arbejde for, i øget grad, at inkludere forbrug i det fælles nordiske regulerkraftmarked og for at opnå enighed blandt de nordiske systemansvarlige om offentliggørelse af regulerkraftprisen i driftstimen. Men det er vigtigt at understrege, at ændringer i markedsreglerne og offentliggørelsen af regulerkraftprisen i driftstimen forudsætter enighed mellem de nordiske systemansvarlige virksomheder.

## **6. Opsummering**

Som led i den politiske aftale om bedre integration af vindkraft i det danske elsystem har Energinet.dk undersøgt mulighederne for at udvikle rammerne for regulerkraftmarkedet, således at elforbrug og andre mindre enheder kan indgå i regulerkraftmarkedet.

For at Energinet.dk hele tiden kan holde balancen og stabiliteten i det danske elsystem, er der oprettet en række markeder, hvor der handles el efter spotmarkedet (day-ahead markedet) er lukket. Et af disse markeder er regulerkraftmarkedet, hvor Energinet.dk køber opregulering eller nedregulering i selve driftstimen. Med udbygningsplanerne for vindkraft i Danmark vil Energinet.dk's efterspørgsel efter både opregulering og nedregulering stige, hvilket aktualiserer gevinsten ved en øget deltagelse af fleksibelt og prisfølsomt forbrug.



For i praksis at kunne håndtere sin balanceforpligtelse, har Energinet.dk indgået aftale med en række balanceansvarlige aktører i Danmark, som har ansvar for at skabe balance inden for deres produktions- eller kundeportefølje. For at købe og sælge el på regulerkraftmarkedet, skal man være en sådan balanceansvarlig aktør - og denne model opretholdes.

Små forbrugere kan i dag agere prisfølsomt på regulerkraftmarkedet gennem deres balanceansvarlige aktør, fx elhandelselskabet. De små forbrugere vil skulle puljes til homogene enheder, som samlet kan bydes ind i regulerkraftmarkedet. Energinet.dk foreslår, at de små forbrugere fremover også kan agere prisfølsomt uden afgivelse af bud til regulerkraftmarkedet ved, at der skabes mulighed for, at forbrugerne kan agere på et prissignal formidlet af Energinet.dk.

På den baggrund foreslår Energinet.dk, at arbejde frem mod at offentliggøre aktuelle regulerkraftpriser på internettet i samarbejde med de øvrige nordiske systemansvarlige virksomheder.

## 7. Kildehenvisninger

Aalborg Universitet (AAU) 2008 "Fuel cells and electrolyzers in future energy systems"

Balanceansvarlige virksomheders kommentarer til Energinet.dk's oplæg til model for indpasning af mindre forbrugsenheder i regulerkraftmarkedet, email korrespondance maj 2010

Ea Energianalyse & Risø DTU 2009 "Bedre integration af vind" udarbejdet for Energistyrelsen og Skatteministeriet juni 2009

Energinet.dk 2009 "Effektiv anvendelse af vindkraftbaseret el i Danmark", udgivet marts 2009

Energinet.dk Markedsforskrift C2, kan findes på [www.energinet.dk](http://www.energinet.dk)

Energinet.dk Markedsforskrift C3, kan findes på [www.energinet.dk](http://www.energinet.dk)

Energinet.dk 2005, Rapport for PUDDEL-projektet, udgivet 2005

Energistyrelsen 2009 "Det intelligente elforbrug- Salgsprodukter på elmarkedet" afrapportering fra arbejdsgruppe vedrørende udvikling af salgsprodukter på elmarkedet, juni 2009

Dansk Fjernvarme 2007, Kraftvarmenyt december 2007

Nordel 2008 "Harmonisation of Balance Regulation in the Nordic countries"

Policy Makers Report 2010 - RETRANS, "Opportunities for the use of Renewable Energy in Road Transport", March, 2010

UCTE 2009 "Operational Handbook" kan findes på [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu)

## **8 Bilag**

### **Bilag 1**

#### **Internationale erfaringer med fleksibelt og prisfølsomt elforbrug**

Der er internationalt høstet en række erfaringer med fleksibelt eller prisfølsomt elforbrug. Særligt kan Norge og Californien fremhæves, idet fleksibelt forbrug igennem flere år har bidraget til den systemansvarlige virksomheds balancering af elsystemerne. I kraft af en stor andel af tung industri findes der i Norge store enkeltforbrugere, som i dag kan agere i det fælles nordiske regulerkraftmarked, og som kan tilbyde forbrugsafkoblingsreserver til brug for systemansvaret. I Californien findes et stort elforbrug til afkøling af bygninger, som helt eller delvist kan afkobles uden store konsekvenser for forbrugeren.

Samarbejdet mellem nordiske systemansvarlige virksomheder, Nordel, har ved flere lejligheder tilkendegivet, at man ønsker en øget deltagelse af forbrugssiden i regulerkraft-/balancemarkedet. Det bredere europæiske samarbejde, ENTSO-E, ser også store potentialer i at bruge forbruget til at balancere systemerne.

Baseret på internationale erfaringer er der overordnet set tre måder at introducere fleksibelt forbrug: (1) Tidsvariable tariffer giver incitament til at lægge forbrug off-peak for at udjævne forbrug over døgnet/ugen med henblik på mere stabil produktion. (2) Rabatter til forbrugere, som tillader, at den systemansvarlige virksomhed eller netvirksomheden helt eller delvist afkobler forbrug for at imødegå flaskehalse i nettene. (3) Forbrugerne reagerer selv direkte på real time prissignaler. I det følgende vil vi kort beskrive internationale erfaringer.

#### **8.2 Norge**

I Norge er forbrug en fast del af balancemulighederne for systemansvaret. Det er de store norske aluminiumsværker, der står for størstedelen af det fleksible forbrug i Norge. Det norske system afviger på forbrugssiden fra det danske. Hvor der i Norge findes enkelte meget store elforbrugere, er de største danske elforbrugere langt mindre. I Norge er der enkelte uger helt op til 1.000 MW reserver, der købes fra forbrugersiden, dvs. halvdelen af det samlede maksimale indkøb af reserver på 2.000 MW. Til sammenligning køber Energinet.dk 500 MW i Vestdanmark.

I Norge indgår forbrug på to markeder: Reservemarkedet, også benævnt Regulerkraftoptionsmarkedet, hvor forbrug konkurrer med produktionsressourcer om at levere reserver, og et marked, hvor forbrug tilbydes som afbrydeligt forbrug i bestemte netområder til brug i nødsituationer. Det marked, der især er relevant for det overordnede transmissionsnet, er reservemarkedet, hvor forbrug og produktion konkurrerer på lige vilkår ligesom på Energinet.dk's marked for op- og nedreguleringsreserver. Eneste forskel som Statnett accepterer på reserver

fra henholdsvis forbrugs- og produktionssiden er, at forbrug som opreguleringsreserve kan trække deres bud fra regulerkraftmarkedet væk, når forbruget reduceres på grund af høje spotpriser, dog mod en efterfølgende nedsættelse af reservebetalingen. Produktion kan ikke trækkes fra regulerkraftmarkedet fordi ydelsen sælges i spot- eller Elbasmarkedet.

I Norge indgås reservekontrakter på ugebasis, mens det i Danmark er daglige auktioner, hvor aktørerne kan byde - også for enkelttimer. Statnett køber kun reserver om vinteren, mens Energinet.dk også køber om sommeren. Desuden køber Energinet.dk nedreguleringsreserver, mens dette fænomen ikke ses i Norge. Størrelsen på bud til regulerkraftmarkedet er defineret i markedsreglerne for det fælles nordiske regulerkraftmarked, som er ens for alle aktører i markedet i hele Norden.

I Norge skal buddene angive eventuelle restriktioner i forhold til 1) maksimal længde af aktivering (ved max. aktivering på mindre end 5 timer reduceres optionsbetalingen) og 2) hviletid (mellem 1 til 8 timer) mellem aktiveringerne. Hviletiden regnes fra det tidspunkt, Statnett angiver for deaktivering til næste besked om aktivering kan gives. Sådanne restriktioner resulterer i en prisreduktion af rådighedsbetalingen.

Erfaringerne fra Norge viser, at hvor de norske forbrugere er lejlighedsvis aktive i spotmarkedet (day ahead), er forbrugerne yderst sjældent aktive i intradagmarkederne. Godt nok har de måske en relativ lav reservebetaling (dvs. de er ret billige reserver), idet de ikke forbigår nogen indtjening fra spotmarkedet, men deres aktiveringsbud ligger i den meget høje ende.

Enkelte af de små norske forbrugere (ned til 500 kW) har vanskeligt ved at overholde 15 minutters indkobling af forbrug, når de er blevet afbrudte. Det er dog få minutter, det drejer sig om. Nogle forbrugere ønsker desuden at være længere tid ude end 1 time, når de er aktiverede, typisk fordi de skifter fra el til olie ved aktivering og ikke hurtigt kan skifte tilbage til el igen. Statnett anser ikke dette for et problem, idet forbrug på grund af de mange lave aktiveringspriser fra vandkraften typisk kun bliver aktiveret ved store driftsforstyrrelser, fx udfald af et stort kernekraftværk eller en transmissionslinje. Så store udfald fra produktionssiden er typisk en fordel for systemansvaret, hvis forbrug er udkoblet i mange timer.

Kravene om hviletid blev ligesom længden af den maksimale aktiveringstid indført, fordi nogle forbrugere ikke kan være udkoblede i lang tid eller aktiveres flere gange efter hinanden af hensyn til deres primære produktion. Fx størkner aluminium, hvis det afkøler for meget, dvs. typisk efter 1-2 timer.

Købte reserver skal give bud i regulerkraftmarkedet alle ugedage fra kl. 5.00-23.00 den næste uge, med timeaktiveringsprisen sat af budgiver. Responstiden er 15 minutter. Hvis reserven ikke er tilgængeligt skal denne information umiddelbart gives til Statnett. Reservationsbetalingen vil derefter blive reduceret efter offentliggjorte vilkår.

### 8.3 Californien

Netproblemer i Californien har skabt fundamentet for arbejdet med 'Electricity demand response' programmer, som har eksisteret i Californien i årtier.<sup>17</sup> Gennem de seneste år er fleksibelt forbrug (demand response) dog kommet højere på dagsorden - også i resten af USA. Udfordringen er imidlertid en anden i Californien end i Danmark: Et stort kølingsbehov i forbindelse med air-condition i bygninger skaber lokale netproblemer, som gør afkobling af forbrug attraktivt. I Danmark er udfordringen, at integrationen af vindkraft skaber et behov for aftag af el, når vinden blæser. Altså øget aftag af el fra systemet i disse perioder. Uanset dette kan det californiske eksempel inspirere.

Der findes i Californien en lang række incitamentsordninger for fleksibelt forbrug, men kun to regnes for egnede til det brede marked: Air-condition control (ACC) og critical peak pricing (CCP). AAC-programmer, som har været i brug siden 1980'erne, tilbyder forbrugerne betaling for fjernafkobling af air-condition. CCP-programmer, som er en nyere opfindelse muliggjør af avancerede måleteknologi, giver prissignaler til forbrugeren, som manuelt eller automatisk kan koble forbrug fra.

Det statsligt støttede Centre for Demand Response gennemførte i 2008 et forsøg med ACC og CCP blandt 78 små virksomheder og erhvervsdrivende (restauranter, butikker og kontorer). Ved ACC indgik forbrugerne en fast aftale med deres leverandør om fjernafkobling af air-condition (forhøjelse af termostattemperaturen et på forhånd aftalt antal grader) mod en fast rabat på 10 \$ pr. måned. Ved CCP modtog forbrugerne direkte prissignaler.

I forsøget reagerer begge grupper ved at reducere forbruget. I gennemsnit reagerer de direkte prisfølsomme forbrugere (CCP) mere end de indirekte prisfølsomme forbrugere (ACC). CCP-forbrugeren oplevede en større besparelse på den samlede elregning end ACC-forbrugeren. ACC-forbrugerne reagerer til gengæld kraftigere i de kritiske timer, hvor deres forbrug reduceres af netvirksomheden, mens CCP-forbrugerne får et prissignal (prisen i en kritisk peak er 5-6 gange højere end i off-peak), som de kan afvise - det sker i små 10 pct. af tilfældene.

### 8.4 Holland

Den hollandske systemansvarlige virksomhed, Tennet, har siden september 2009 offentliggjort realtidspriser på regulerkraft og automatiske reserver (LFC). Priserne offentliggøres og opdateres på minutbasis med 1-4 minutters forsinkelse. Baggrunden for offentliggørelsen er et ønske om at give markedsaktørerne bedre indsigt i realtidsbevægelserne i risikoen ved at være i ubalance. Offentliggørelsen skaber en øget gennemsigtighed og havde været efterspurgt af flere aktører. Tennet forventer, at offentliggørelsen af priserne vil reducere de sam-

<sup>17</sup> *A successful Case Study of Small Business Energy Efficiency and Demand Response with Communication Thermostats*. Demand Response Research Center. Lawrence Berkeley Laboratory. [www.drcc.lbl.gov](http://www.drcc.lbl.gov).

lede ubalancer i systemet i driftssituationen, fordi flere aktører mere præcist kan vurdere konsekvensen af at være i ubalance. Dette kan føre til hurtigere modvirkende foranstaltninger - specielt i tilfælde af store ubalancer i systemet.

Tennet har siden 2004 offentliggjort aktiverede mængder af regulerkraft og automatiske reserver.

Det skal bemærkes, at ubalancer håndteres anderledes i Holland end i Danmark. Hvor vi i Danmark i driftstimen manuelt regulerer ubalancer og kun lader automatiske reserver balancere på marginalen, lader Tennet i Holland ubalancer "slippe igennem" helt til den automatiske regulering. Den manuelle regulerkraft bruges kun i nødstilfælde ved meget store udfald.

## **8.5 New Zealand**

I New Zealand har man i årtier afbrudt elvandvarmere hos private husstande ved hjælp af langbølgeradio, når transmissionsledninger er ved at blive overbelastede. Den new zealandske systemoperatør, Transpower, vurderer, at omtrent 880 MW svarende til ca. 13 % af spidslastforbruget kan kontrolleres på denne måde. Den specielle tarifsætning på transmissions- og distributionsniveau giver incitamenter for forbrugere til at tillade dette, idet der gives ca. 15 % rabat på tariffen for husholdninger, der tillader fjernkontrol af deres elvandvarmer.

Grunden til det new zealandske fokus på fleksibelt elforbrug er landets meget anstrengte transmissionforbindelser - der er store interne flaskehalse. Desuden er det vanskeligt at bygge nye ledninger, idet Not-in-my-backyard (NIMBY)-problemet er meget stort og kan medføre voldsomme demonstrationer af berørte lodsejere og naboer.

Langbølgeradio bliver brugt, fordi det giver mulighed for at sende signaler meget hurtigt, og det er billigt i såvel etablering som anvendelse. Tre master er nok til hele New Zealand; det tager 1 sekund at sende et signal, og de kontrollerede områder kan rammes meget målrettet: Der kan sendes til individuelle modtagere, til grupper af modtagere eller til alle modtagere.

Forbruget reagerer kun indirekte på priser, eftersom det er den systemansvarlige virksomhed, der beslutter, hvornår forbruget skal afkobles.

I princippet kunne man dog forestille sig, at balanceansvarlige (elhandlere og netvirksomheder) i Danmark samler fx husholdninger med fleksibelt forbrug (fx elvandvarmere, varmepumper eller elbiler) og byder dem samlet ind i reserve-/regulerkraftmarkedet. Systemansvaret kunne så direkte eller via de balanceansvarlige afbryde dette forbrug, hvis det skulle være nødvendigt. Der er en række praktiske udfordringer forbundet hermed.

Derudover er der det rent sikkerhedsmæssige aspekt: hvordan sikrer TSO'en sig, at det er sikkerhedsmæssigt forsvarligt via fjernkontrol at starte det afbrudte forbrug op igen uden at personer eller ting i "den anden ende" lider skade?

En løsning kunne være som i Californien at justere temperaturen på en thermostat i stedet for helt at koble fra.

### **8.6 Tidsvariable tariffer**

En anden måde, hvorpå der indirekte kan indføres prisfølsomt forbrug er ved tidsdifferentierede tariffer. En arbejdsgruppe i regi af Energistyrelsen analyserer i foråret 2010 mulighederne for at indføre dynamiske tariffer i Danmark, hvorfor denne redegørelse ikke vil beskæftige sig mere hermed.

## Bilag 2

### Eksempler på afregning af forbrug - ufleksibelt og fleksibelt

Eksempel 1: Forbrug uden selvregulering

	SPOTPRIS ØRE/KWH	KØBT ENERGI KWH	REGULER- KRAFTPRIS, OP, KR/KWH	REGULER- KRAFTPRIS, NED, KR/KWH	FORBRUGT ENERGI KWH	AFREGNING ØRE
Time 1	30	5	40	30	5	+30*5= 150
Time 2	30	5	30	30	5	+30*5= 150
Time 3	30	5	30	20	5	+30*5= 150
Time 4	30	5	30	30	5	+30*5= 150
Udgift i alt						600

Eksempel 2: Selvregulering ved elsystem i op-hhv. nedregulering

	SPOTPRIS ØRE/KWH	KØBT ENERGI KWH	REGULER- KRAFTPRIS, OP, KR/KWH	REGULER- KRAFTPRIS, NED, KR/KWH	FORBRUGT ENERGI KWH	AFREGNING ØRE
Time 1	30	5	40	30	2,5	+30*5- 40*(5- 2,5)= 50
Time 2	30	5	30	30	5	+30*5= 150
Time 3	30	5	30	20	7,5	+30*5 +20*(7,5- 5)= 200
Time 4	30	5	30	30	5	+30*5= 150
Udgift i alt						550
Gevinst ved at agere fleksibelt <sup>18</sup>					Indtjening ved opregu- lering + indtjening ved levering af nedregu- lering = Gevinst ved at agere fleksibelt	(40*2,5- 30*2,5) +2,5*10 = 50

<sup>18</sup> I beregningen er det forudsat, at øget forbrug ved levering af nedregulering kan erstattes efterfølgende forbrug, som afregnes til spotprisen