

## NOTAT

# ANALYSE AF POTENTIALE VED ÆNDRINGER AF RESERVEMARKEDER

## 1. Introduktion

Forsyningstilsynet har i rapport<sup>1</sup> om Energinets indkøb af reserver stillet Energinet en række anmodninger. Dette notat belyser følgende anmodning:

*Forsyningstilsynet vil anmode Energinet om senest i 1. kvartal 2019 at offentliggøre en rapport om potentialet ved at kunne gøre brug af muligheden for både asymmetriske og symmetriske bud, for at minimere overindkøb og for at sænke grænserne for minimumsbud i forbindelse med forhandlingerne om det intensiverede nordiske samarbejde om reserver og for samarbejdet om et marked for automatiske frekvensstyrede reserver (FCR) med de deltagende lande (Belgien, Frankrig, Nederlandene, Schweiz, Tyskland og Østrig).*

Nedenfor gennemgås først beskrivelser af forventede fordele og konsekvenser af lavere minimumsbud, delelige bud for at mindske overindkøb og asymmetriske produkter. Derefter gives et overblik på nuværende markeder og forventede markedsudvikling i nationale og internationale markeder, hvor Energinet sammen med øvrige TSO'er i markedsplatformene løbende udvikler markedsdesign, og søger godkendelse herfor hos de relevante nationale regulatorer.

Overordnet vurderer Energinet, at med kommende ændringer i markedsplatforme, teknologiske udvikling og mulighed for automatisering af budgivning, at potentielle udfordringer med minimumsbud, overindkøb og asymmetriske pro-

<sup>1</sup> <http://forsyningstilsynet.dk/tool-menu/kontakt-og-presseinfo/nyheder/enkelt-nyhed/artikel/rapport-om-energinets-indkoeb-af-reserver-i-elsystemet/>

duktioner i fremtiden vil blive mindre. Forklaringen på den sammenhæng er følgende. Et større volumen på de nye platforme alene gør overindkøbet negligibelt. Automatisering af både budgivning og tilslag gør, at det ikke længere er praktiske og administrative forhindringer, der begrænser budantallet og kompleksiteten, som ellers tidligere har været argumentet for størrelsen af budene. Budstørrelsen kan derfor tilpasses teknologierne i markedet. Anvendelsen af asymmetriske og symmetriske bud er tilpasset behovet og skal i højere grad vurderes ud fra den enkelte markedsplatform.

Det er en udfordring at vurdere de faktiske konsekvenser for volumen af bud ved ændringerne i markedsdesignet, og derfor er der i nedenstående kun givet indikationer af, om der forventes øget eller mindre volumen som følge af ændringer i markedsdesign. Volumen og konkurrencen i markederne er også meget afhængig af andre elementer i markedsdesignet og prisen i markedet, som ikke beskrives i dette notat, fx stort udbud og lave priser, produkt- og kravspecifikation, tilslutningsbetingelser, begrænsninger i offentliggørelse af markedspriser eller krav til IT-kommunikation og afregning. Energinet har løbende kontakt til markedsaktører gennem dialogmøder og workshops, og aktørernes feedback indgår i vurderingen af potentialerne.

Kriterier om øget konkurrence, reduktion af barrierer for deltagelse af nye teknologier og samfundsøkonomisk effektivt indkøb, er del af Energinets kriterier i udviklingen af nyt markedsdesign. Problemstillingen vil derfor, til hver en tid, nyde opmærksomhed.

## 2. Gennemgang af argumenter for markedsdesign

Nuværende markeder er primært designet i forhold til det danske behov, de her deltagende teknologier og elsystemets opbygning. Med større internationale markeder besluttet design i samarbejde med øvrige deltagende lande, og tager højde for et andet teknologimix og de muligheder der ligger i et større, fælles marked. Teknologiu udviklingen for markedsplatformene og hos leverandører af systemydelser er derfor en vigtig driver, for den løbende udvikling af reservemarkederne.

### 2.1 Minimum budstørrelse

Forventningen er, at lavest mulige minimum budstørrelse skal sikre, at små produktionsenheder kan deltage i markedet. I praksis deltager små enheder i dag ved at gå sammen med andre små enheder i porteføljer. For at kunne gøre

det, kræver det at den enkelte enhed kan finde en passende portefølje at deltage sammen med, og det lykkes ikke nødvendigvis altid. Ydermere vil man med al sandsynlighed komme til at byde ind med en pris der ikke præcist afspejler de faktiske omkostninger.

Lavere minimumsbud på ned til 1 MW i mFRR markedet, er et ønske fra aktørerne. For TSO'erne var håndteringen af buddene tidligere manuel, hvilket gav et ønske om at begrænse antallet af bud for at holde administrationsomkostninger nede og reducere kompleksiteten, og det kunne opnås gennem minimumsbud på 10 MW. Dette er mindre aktuelt med den datakraft der ligger i de systemer, der er til rådighed i dag, og som vil blive realiseret i det nordiske regulérkraftmarked med implementering af Nordic Balancing Model frem mod 2022. Derudover er det stadig et ønske fra TSO'erne, og det vurderes også at være af interesse for BRP'erne, at der opretholdes en minimum budstørrelse på ikke mindre end 1 MW, for efterfølgende at have muligheden for at kunne kontrollere, om varen rent faktisk er blevet leveret.

I december 2017 ændredes minimum budstørrelse fra 10 MW til 5 MW på det nordiske aktiveringsmarked for mFRR, også kaldet regulérkraftmarkedet. Den lave budstørrelse bruges aktivt af aktørerne og giver mulighed for at samle bud med mere ens prissætning. Det er samtidig usikkert, hvorvidt det har medført øget udbud af regulérkraft.

I den igangværende proces med at etablere et nordisk marked for mFRR kapacitet, afsøges mulighederne for allerede fra starten at have minimumsbud på 1 MW.

## 2.2 Overindkøb

Overindkøb finder sted når der skal indkøbes en fast mængde, og buddene er større end den resterende mængde efter andet sidste bud er accepteret. Det kan forhindres helt eller delvist ved at definere en maksimal budstørrelse, ved at give køber lov til at dele bud, eller ved at give lov til at afvige fra prisrækkefølgen i prislisten.

Alternativt kan overindkøb forebygges ved ikke at definere en fast mængde der skal indkøbes og lave en fleksibel eller elastisk efterspørgsel. Dette kan anses som konfliktende med definerede niveauer for forsyningsikkerhed, men det bør dog kunne implementeres, hvis driftssituationen omkring indkøbet vurderes aktivt, sådan at mindre indkøb ikke sænker forsyningsikkerheden.

Potentielt overindkøb er størst på markeder med lille efterspørgsel. Det vil sige FCR og aFRR i DK1 og erstatningsindkøb for mFRR kapacitetsreserve i DK1, men er i princippet ikke begrænset hertil.

Maksimum budstørrelse eller delelige bud, gør det lettere at undgå overindkøb, når der skal indkøbes en fast mængde reserver. Hvis buddene er store og man ikke må dele dem, kan et residualbehov på fx 3 MW undertiden skulle dækkes med et 50 MW bud, ledende til et overindkøb på 47 MW. Men delelige bud skaber usikkerhed hos leverandørerne, hvis de har faste omkostninger ved leveringen af systemydelsen, som fordeles over hele buddets størrelse.

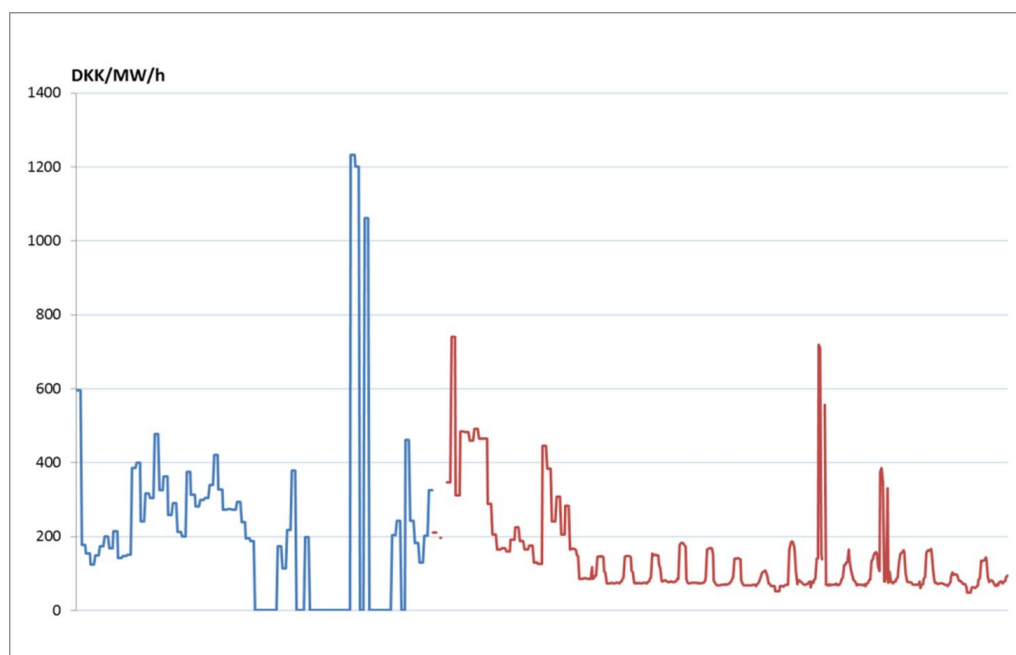
Maksimum budstørrelse er i dag 50 MW i de daglige mFRR auktioner og ved aFRR indkøb i DK1 er budstørrelsen også 50 MW, og det er ikke tilladt at dele bud.

I efteråret 2018 ændredes beregning for tilslag på bud i FCR markedet i DK1, så Energinet springer bud over i prisrækkefølgen, der er større end det resterende behov, hvis der kunne opnås et billigere samlet indkøb. Regelgrundlaget herfor har været til stede siden markedet indførtes, men var ikke tidligere udmøntet i praksis.

### 2.3 Symmetrisk og asymmetrisk indkøb

Argumentet for asymmetriske bud er, at en del nye teknologier som fx vind og elkedler, bedst kan levere enten op- eller nedregulering (oftest nedregulering). Hvis der er krav om symmetriske bud vil de nævnte teknologier kræve dannelse af porteføljer.

For kraftværker gælder ligeledes, at symmetriske bud kræver en højere grundproduktion for både at kunne regulere op og ned. Dermed kan kraftvarme værker også have fordel af at indgå i portefølje eller fx kun levere opreguleringsbud i symmetriske bud. Et vigtigt argument for symmetriske bud er at, aktøren kan fordele faste omkostninger på begge reguleringsretninger i stedet for at lægge dem både på op-reguleringsbuddet og ned-reguleringsbuddet. Aktøren vil være tilbøjelig til det sidste, fordi hun ikke kan være sikker på at vinde begge retninger. Dette er en næsten nødvendig budstrategi ved bud fra samme teknologi, altså ikke puljede bud. At ovenstående forekommer kan ses i figur 1, hvor buddata fra overgangen fra asymmetrisk til symmetrisk FCR-N i DK2 1. oktober 2012 er gengivet. Ændringen kan være en barriere for fx elkedler, som typisk kun kan levere nedregulering, og dette kan håndteres ved etablering af puljer.



Figur 1: FCR-N – et repræsentativt udsnit af buddata fra september-oktober 2012. Markedet gik over til symmetri 1. oktober 2012. Blå linje er asymmetriske bud. Rød linje er symmetriske bud. Grafikken antyder, at symmetriske bud har givet billigere FCR-N, når man ser bort fra perioder uden bud, dvs. hvor prisen er 0.

Et yderligere argument for symmetriske bud er, at behovet er symmetrisk og indenfor ganske korte tidsperioder bliver der både reguleret op og ned.

Endelig kan markedet designes så både symmetriske bud og asymmetriske bud er tilladte, jf. udkastet til vilkår i det kommende, nordiske aFRR kapacitetsmarked. Ideelt set skulle budgiver selv bestemme fordelingen af kapacitet mellem symmetriske bud og asymmetriske bud. Det vil aktivere fordelene ved begge typer bud og lede til de lavest mulige priser.

### 3. Overblik over systemydelsesmarkeder og kommende ændringer

I tabel 1 nedenfor vises regler for nuværende markeder og med gult hvilke markeder, hvori der er vedtaget ændringer, men som ikke er implementeret og i drift. Herunder diskuteres kort hvad der påtænkes for designparametre, hvilke alternativer der eventuelt er, og potentialet ved en designændring.

Det gælder for alle kommende markeder, at det ikke er Energinet alene der fastsætter parametrene. I alle tilfælde er en eller flere andre europæiske TSO'er involveret i udviklingen.

*Tabel 1: Designparametre for markeder for reserver og aktivering. Endnu ikke implementerede markeder er markeret med gult. Designet kan potentielt ændres inden implementeringen.*

	Minimums bud	Overindkøb	Asymmetri / Symmetri
FCR-N DK2/SE4	0,3 MW.	> 5 MW må overspringes	Asymmetrisk 2009-2012 Symmetrisk 2012-
FCR-D DK2/SE4	0,3 MW	Bud accepteres i deres helhed eller slet ikke. Køber må springe bud over hvis samlede pris bliver mindre.	Kun opregulering frem til 2020 Asymmetrisk fra 2020, og indkøb af både op- og nedregulering (usikkert).
FCR DK1	0,3 MW	>5 MW må overspringes (praktiseret fra 2018)	Asymmetrisk
FCR kontinentet forventet fra 2020	1 MW	Max bud: 50 MW Bud kan deles til 1 MW	Symmetrisk
aFRR kapacitet DK1	1 MW	Max bud: 50 MW Bud tages i deres helhed	Symmetrisk
aFRR kapacitet Norden (fra 2019)	1 MW	Bud < 50 MW kan mærkes Indivisible.	Forventes at kunne kombineres frit
PICASSO aFRR aktivering fra cirka 2022	1 MW	Bud kan del-aktiveres = grundtanken i produktet	Asymmetrisk og køber op- og nedregulering separat
mFRR kapacitet DK1	5 MW	Max bud: 50 MW >25 MW må overspringes	Køber kun opregulering
mFRR kapacitet DK1/DK2 og potentielt Norden fra cirka 2020	(1 MW)	Bud < 50 MW kan mærkes Indivisible.	Køber kun opregulering
mFRR aktivering	Fra 10 MW til 5 MW (2017)	50 MW Bud tages i deres helhed	Asymmetrisk og køber op- og nedregulering separat

MARI mFRR aktivering fra cirka 2022	1 MW	300 MW Mulighed for delelige bud	Asymmetrisk og køber op- og nedregulering separat
---	------	-------------------------------------	---

### 3.1 FCR-D nedregulering

FCR-D købes nu kun som opregulering. Der vil i nær fremtid skulle etableres et marked for FCR-D nedregulering som følge af netreglen for systemdrift (SOGL). De to retninger vil blive indkøbt adskilt, det vil sige asymmetrisk. Det er naturligt, fordi det er helt forskellige situationer, hvor der er brug for de to retninger. FCR-D nedregulering skal indkøbes, fordi der nu er mange interconnectorer med stor kapacitet. Hvis en eksporterende interconnector falder ud, svarer det til frafald af forbrug i en størrelsesorden, der ikke har kunnet forekomme før. Det er en driftssituation, der ingen teknisk sammenhæng har med den modsatte situation, altså at en stor producent falder ud. Det er hovedårsagen til at opregulering og nedregulering indkøbes hver for sig.

Der kunne også gives mulighed for frivilligt symmetriske bud, det vil sige at FCR-D nedregulering og FCR-D opregulering bydes ind af aktøren under betingelse at de begge accepteres. Dette vil højst sandsynlig blive muligt, fordi markederne afvikles samtidigt og er identiske på alle punkter hvor de kan være det. Men der vil formentlig ikke være nogen stor gevinst for aktøren ved at gøre det, fordi det er en ekstra betingelse knyttet til budet der ikke i øvrigt gør budet billigere. Umiddelbart er der heller ikke nogen teknisk eller markedsmæssig begrundelse for, at der med fordel kan leveres både FCR-D opregulering og FCR-D nedregulering fra samme fysiske enhed.

Energinet har ikke specifikt vurderet potentialet ved at sænke minimum budstørrelsen for FCR-D nedregulering til under 0,3 MW som gælder for FCR-D opregulering. Der er god grund til at antage, at der er en helt forskellig markedsdynamik ved op- henholdsvis nedregulering, og at der på sigt kan være flere potentielle bydere på nedregulering under 0,3 MW, end der kan på opregulering under 0,3 MW. Energinet anser, at det er et potentiale, der kan afsøges efter markedets idriftsættelse, hvis udbuddet viser sig for svagt. Energinet ser ikke på forhånd nogen stor risiko for, at udbuddet bliver for svagt.

Det forventes, at den ændrede efterspørgsel generelt vil øge interessen for levering af FCR-D, og dermed øge potentialet.

### 3.2 FCR med kontinentet

FCR i DK1 er asymmetrisk i dag, men bliver symmetrisk ved en tilslutning til det kontinentale marked. I dag er der høje priser på opregulering og meget lave priser på nedregulering. På øvrige designparametre ligner det kontinentale marked, det nuværende marked i DK1 med daglige auktioner i stedet for ugentlige, samt marginalprissætning.

Ændringen kan måske påvirke udbuddet negativt på kort sigt, da prissignalet for hhv. nedregulering og opregulering forsvinder og dermed skal udbyderen etablere en fordelingsnøgle. I og med at kontinentale marked og DK1 marked i høj grad kommer til at ligne hinanden med daglige auktioner, som er vigtigt designparameter for nye separate teknologier, vil en deltagelse i kontinentale marked forventes kun at få begrænset negativ effekt på potentialet på længere sigt, og det forventes at blive mere end modsvaret af fordelingen ved det større markedspotentiale ved at deltage i kontinentale marked. Konsekvensen af symmetriske bud blev også diskuteret i høringen af nye kontinentale markedsdesign, og der er mulighed for at ændre rammerne, hvis der kan opnås enighed blandt de deltagende TSO'er og regulatorer.

Minimum budstørrelsen vil blive hævet fra 0,3 MW til 1 MW, når DK1 kommer med i FCR markedet på kontinentet. Energinet forventer ikke umiddelbart nogen negativ effekt af denne ændring. De aktører der i dag byder ind med bud på mellem 0,3 og 1 MW vil skulle pulje deres bud med andre, og andelen af bud i dette interval er ikke så stort.

### 3.3 Nordiske kapacitetsmarkeder

Energinet samarbejder med Svenska Kraftnät, Statnett og Fingrid om udformning af fælles nordiske markeder for aFRR kapacitet og mFRR kapacitet. De forventes implementeret henholdsvis 2019 og 2020.

Der forventes 1 MW minimumsbud på i hvert fald aFRR kapacitetsmarkedet. Desuden vil leverandørerne kunne sammensætte deres bud med symmetriske dele og asymmetriske dele helt efter eget ønske. Det må forventes at give den absolut laveste budpris, fordi der kan tages hensyn til hvilken teknologi der ligger bag.

Energinet betragter disse mål som attraktive med henblik på at opnå effektive og likvide reservemarkeder.



Fremadrettet vil en større del af den samlede elproduktion komme fra vindmøller og solceller. I dag er disse produktionsteknologier udelukket fra at deltage i markederne for reserver pga. manglende forudsigelighed<sup>2</sup>. Energinet arbejder aktivt for at justere reglerne, således at vindmøller og solceller kan deltage i større stil.

#### 3.4 Europæiske aktiveringsplatforme

De kommende platforme for aktivering af henholdsvis aFRR og mFRR, PICASSO og MARI udvikles sammen med cirka 30 andre TSO'er.

Aktivering af op- og nedregulering vil blive købt separat. For begge platforme er mindste budstørrelse sat til 1 MW. Der er ikke indtil videre fastlagt en overgrænse for budstørrelse, men det kommer muligvis.

Energinet anser 1 MW mindstebud for en god grænse, der vil tillade mange små aktører. Energinet anser ikke maksimum budstørrelse for en vigtig parameter her, fordi det samlede volumen på disse platforme bliver meget stort. Skønsmæssigt vil der på PICASSO være 30 GW bud og på MARI 50 GW bud sammenlagt i hver budperiode på 15 minutter. Til sammenligning køber de tyske TSO'er ca. 2 GW aFRR reservekapacitet, og i DK1 er der behov for 90 MW.

<sup>2</sup> Med mindre en gruppe af vindmøller eller solceller indgår sammen med anden produktion, der kan garantere leverancen i tilfælde svigtende sol eller vind.

**ENERGINET**  
Elsystemansvar

Energinet  
Tonne Kjærsvvej 65  
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44  
info@energinet.dk  
CVR-nr. 28 98 06 71

KOLOFON

Forfatter: MNC/PMR  
Dato: 28. februar 2019