



NOTAT

EVALUERING AF FØRSTE ÅRS DRIFT AF MÅNEDS- MARKEDET FOR mFRR-KAPACITET I DK2

1. Resumé.....	2
2. Performance af måneds- og dagsmarkedet i DK2	2
2.1 Den tilgængelige mFRR-kapacitet i måneds- og dagsmarkedet i DK2	2
2.2 Priseniveauet for indkøb af mFRR-kapacitet i dags- og månedsmarkedet i DK2....	4
2.3 Vurdering af antal bydere i dags- og månedsmarkedet i DK2	5
2.4 Vurdering af omfanget af overindkøb set i lyset af de valgte minimum- og maksimumbudstørrelser.....	5
3. Vurdering af, om en fortsættelse af månedsmarkedet kan ske inden for rammerne af elmarkedsforordningen.....	6
4. Forslag til justering af markedsdesign	7
4.1 Indførelse af dynamisk indkøb i månedsauktionen	7
4.2 Supplement til udvælgelsesmekanismen	8
4.3 Præcisering af modregningsmekanismen.....	9

BILAG 1: Auktionsberegninger for juni 2021 (ikke offentlig)

BILAG 2: Auktionsberegninger for december 2021 (ikke offentlig)

Den 22. december 2020 godkendte Forsyningstilsynet en ny metode for månedsindkøb af mFRR-reserver i Østdanmark (DK2) til ibrugtagning 1. januar 2021. Som led i godkendelsen har Forsyningstilsynet meddelt dispensation for bestemmelsen i Elmarkedsforordningens artikel 6, stk. 9, der udtaler, at balanceringskapacitet som hovedregel skal indkøbes på kontrakter af én dags varighed. Som et vilkår for denne dispensation skulle Energinet udarbejde en rapport, der evaluerer første års drift af månedsmarkedet for mFRR-kapacitet i Østdanmark. I Forsyningstilsynets afgørelse er anført en række emner, som evalueringsrapporten skal behandle.

Nærværende evalueringsrapport er Energinets svar på Forsyningstilsynets forespørgsel. Rapporten er endvidere offentliggjort på Energinets hjemmeside (ekskl. bilag).

1. Resumé

Det nye set-up med måneds- og dagsmarked i Østdanmark har grundlæggende kørt fornuftigt. Resultaterne af første års drift viser, at auktioner har været udfordret, når Kyndbyværket på 260 MW ikke er til rådighed, og generelt er likviditeten i markedet lavest i sommerhalvåret.

Energinet indstiller, at månedsauktioner fortsættes med henvisning til, at det giver en forbedret økonomisk effektivitet. Energinet vil i kølvandet på nærværende evalueringsrapport fremsende en supplerende anmeldelse til Forsyningstilsynet med henblik på at ændre to forhold:

1. Indkøbet på månedsauktionen foreslås gjort mere dynamisk. Som udgangspunkt indkøbes 60% af behovet – dvs. 360 MW – medmindre det foreligger oplyst, at Kyndbyværket ikke vil være til rådighed eller at spotpriserne forventes usikre og rekordhøje. Erfaringerne har vist, at udbuddet til månedsauktionen i disse situationer vil være stærkt begrænset. Behovet for mFRR-kapacitet i månedsauktionen vil naturligvis forlods blive udmeldt, men den konkrete værdi vil blive fastsat af Energinet efter en konkret vurdering af ovenstående forhold.
2. Udvælgelsesprincippet 'minimering af samfundsøkonomiske leveringsomkostninger' kombineret med 'fjernelse af dyreste bud' har vist sig undertiden at generere resultater, som er særdeles vanskelige at forklare og retfærdiggøre. Derfor vil Energinet fremsende forslag til Forsyningstilsynet om en ændring af udvælgelsesalgoritmen, så buddene fremover udvælges i prISRækkefølge med sigte på at minimere elforbrugernes udgifter og øge transparensen over for aktørerne.

2. Performance af måneds- og dagsmarkedet i DK2

2.1 Den tilgængelige mFRR-kapacitet i måneds- og dagsmarkedet i DK2

Som udgangspunkt har Energinet ønsket at indkøbe 60% (360 MW) af mFRR-kapacitetsbehovet i form af månedskontrakter og 40% (240 MW) via dagsauktioner.

Nedenstående tabel 1 gengiver udfaldet af månedsauktionerne i 2021.

2021	JAN	FEB	MAR	APR	MAJ	JUN	JUL	AUG	SEP	OKT	NOV	DEC
Ønsket (MW)	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
Tilbudt (MW)	489	508	475	288	274	433	440	452	430	471	411	424
Købt (MW)	329	358	359	288	274	349	356	360	354	357	357	352

Tabel 1: Udbudt og indkøbt mFRR-kapacitet i månedsauktionerne for 2021

Man kan se, at der i april og maj måned ikke indkom bud svarende til det ønskede behov – dvs. alle indkomne bud blev accepteret i disse to måneder. Baggrunden for det manglende udbud var i øvrigt havari for Kyndbyværket i to omgange i perioden 23. marts 2021 til 5. maj 2021¹.

¹ Forsyningstilsynet har modtaget en særskilt redegørelse om forløbet af auktioner i kølvandet på Kyndbyværkets havari i foråret 2021, jf. dok.nr. 13/80940-126 af 6. april 2021.

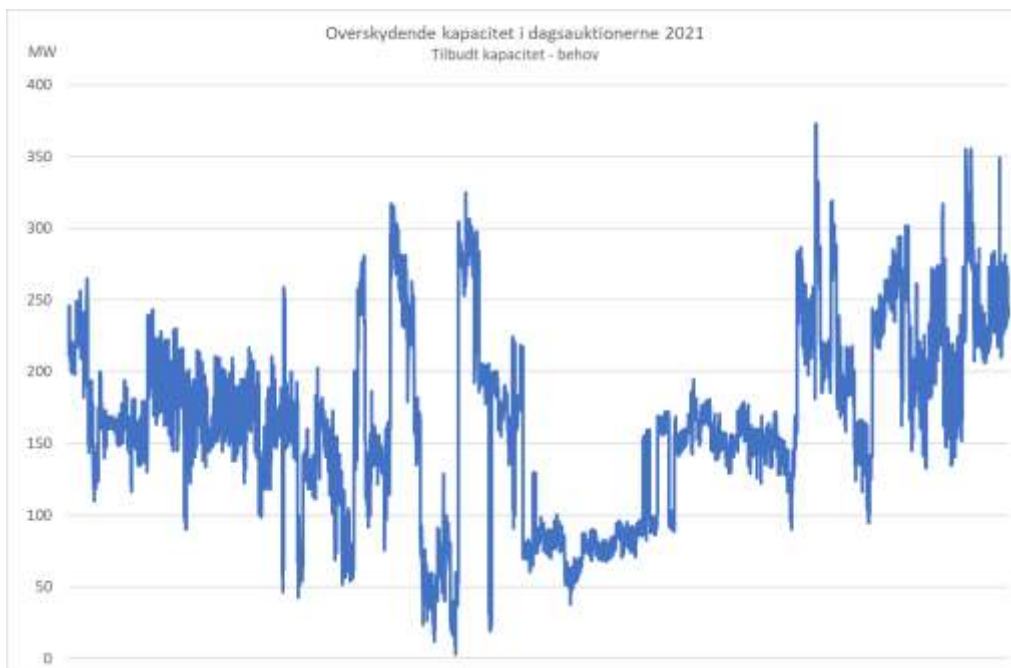
Man kan endvidere se af tabel 1, at indkøbet i månedsauktionen konsekvent ligger under behovet på 360 MW. Dette skyldes udvælgelsesalgoritmen, som automatisk sikrer, at indkøbet maksimalt kan udgøre 60% af behovet (360 MW).

Behovet for mFRR-kapacitet i dagsauktionen bestemmes som udgangspunkt som 590 MW² minus den mængde, der er kontraheret i månedsauktionen. Dvs. behovet varierer hen over året.

I nedenstående figur 1 er vist den overskydende kapacitet i dagsauktionerne – dvs. den tilbudte kapacitet fratrukket det ønskede behov time for time. I gennemsnit over året har den tilbudte kapacitet ligget 164 MW over behovet. Behovet i dagsauktionen – set som gennemsnit over hele 2021 – har ligget på 258 MW – dvs. overudbuddet udgør i gennemsnit godt 60%, hvilket som udgangspunkt må anses for tilfredsstillende.

Man kan se af figur 1, at overskudskapaciteten er klart mindst i sommerhalvåret, hvor det manglende varmebehov bevirker, at kun et fåtal af anlæggene kører/kan køre i længere tid. Likviditeten af det østdanske mFRR-marked er altså udfordret i sommerhalvåret.

Det fremgår dog ligeledes af figuren, at bortset fra nogle få timer i slutningen af maj, så har overskudskapaciteten været på 50 MW eller mere. Absolut mindste overskud var på 3 MW, hvilket optrådte den 30. maj 2021, og det største overskud udgjorde 373 MW, hvilket var en realitet den 17. oktober 2021.



Figur 1: Overskydende kapacitet i dagsauktionerne igennem 2021.

² Den dimensionerende hændelse i DK2 er 600 MW. Herfra fratrækkes 10 MW, der er tilgængelig som aFRR leveret fra DK1 over Storebæltsforbindelsen.

2.2 Prisniveauet for indkøb af mFRR-kapacitet i dags- og månedsmarkedet i DK2

Et sammendrag af priserne i måneds- og dagsauktionerne er vist i nedenstående tabel 2.

MÅNEDSAUKTIONER i DK2	<i>JAN</i> 2021	<i>FEB</i> 2021	<i>MAR</i> 2021	<i>APR</i> 2021	<i>MAJ</i> 2021	<i>JUN</i> 2021
Købte MW	329	358	359	288	274	349
Pris for 1 MW i en måned (kr)	32.375	32.690	40.122	144.000	223.200	54.000
Gns. pris i kr/MW/h	44	49	54	200	300	75
Samlede udgifter – mio.kr.	10,8	11,7	14,4	41,5	61,1	18,9
DAGSAUKTIONER i DK2						
Købte MW	273	256	310	318	329	256
Pris for 1 MW i en måned (kr)	71.705	40.320	87.190	249.155	285.303	117.083
Gns. pris i kr/MW/h	96	60	117	346	383	162
Samlede udgifter – mio.kr.	19,8	10,3	33,9	79,5	93,6	30,3

Tabel 2A: Priser i måneds- og dagsauktioner, 1. halvår 2021

MÅNEDSAUKTIONER i DK2	<i>JUL</i> 2021	<i>AUG</i> 2021	<i>SEP</i> 2021	<i>OKT</i> 2021	<i>NOV</i> 2021	<i>DEC</i> 2021
Købte MW	356	359	354	357	357	352
Pris for 1 MW i en måned (kr)	64.728	55.800	55.800	160.800	56.880	44.268
Gns. pris i kr/MW/h	87	75	78	216	79	60
Samlede udgifter – mio.kr.	23,1	20,1	19,7	57,4	20,3	15,6
DAGSAUKTIONER i DK2						
Købte MW	252	253	261	311	259	256
Pris for 1 MW i en måned (kr)	44.640	46.160	43.200	100.511	43.240	43.816
Gns. pris i kr/MW/h	60	62	60	135	60	59
Samlede udgifter – mio.kr.	11,2	11,7	11,3	42,4	11,2	11,2

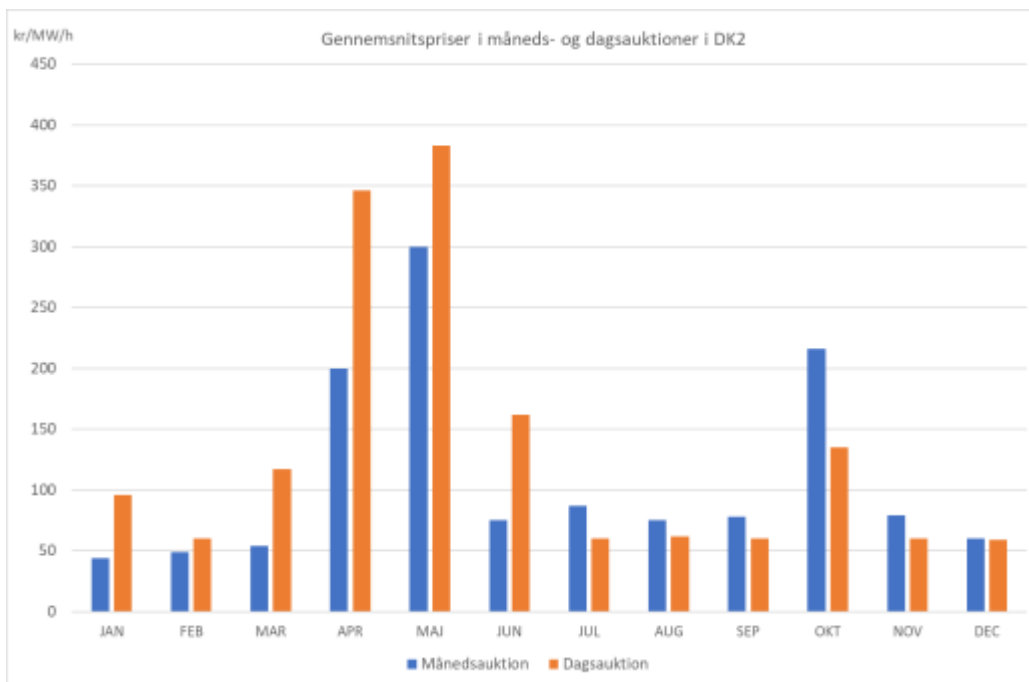
Tabel 2B: Priser i måneds- og dagsauktioner, 2. halvår 2021

Fraværet af Kyndby-værket i april og maj måned som følge af havari har tydelig afsmittende virkning på prisbilledet. De markant højeste priser i både måneds- og dagsauktionen blev registreret i netop disse to måneder. Den tredjehøjeste pris fandt i øvrigt sted i oktober måned, hvor Kyndby-værket var ude i godt 6 dage til planlagt eftersyn.

I nedenstående figur 2 er der lavet en grafisk sammenstilling af marginalpriserne i henholdsvis måneds- og dagsauktionerne.

Man kan se, at priserne i månedsauktionerne er markant lavere end gennemsnitspriserne i dagsauktionerne igennem 1. halvår 2021. I 2. halvår vender prisrelationerne omvendt, men forskellen mellem måneds- og dagspriser er nu mindre.

Set over hele året har månedsauktioner sammenlagt kostet 314,6 mio.kr. og der er blevet indkøbt gennemsnitligt 341 MW. De tilsvarende tal for dagsauktionerne er 366,4 mio.kr. for gennemsnitligt 278 MW. I gennemsnit har det således kostet 922.581 kr. at få leveret 1 MW via månedsauktioner, mens det har kostet 1.318.776 kr. at få leveret 1 MW via dagsauktioner. Prisniveauet i dagsauktionerne har altså ligget ca. 40% over prisniveauet i månedsauktionerne.



Figur 2: Priser i måneds- og dagsauktioner i 2021

2.3 Vurdering af antal bydere i dags- og månedsmarkedet i DK2

I alt seks balanceansvarlige aktører har taget del i dags- og månedsmarkedet i 2021.

Ser man specifikt på månedsauktionen, har mellem fire og seks balanceansvarlige aktører indleveret bud og mellem tre og seks aktører har fået accepteret bud i månedsauktionen. Deltagelsen i månedsauktionen vurderes på dette grundlag at være helt tilfredsstillende.

Nogle tilsvarende tal gør sig gældende for deltagelsen i dagsauktionerne. Fire balanceansvarlige aktører deltager konstant med mFRR-kapacitet i reserve- og regulerkraftmarkedet, og i en pæn del af året deltager alle seks balanceansvarlige aktører i de daglige auktioner og får bud accepteret. Deltagelsen i dagsauktionerne vurderes derfor også at være helt tilfredsstillende.

2.4 Vurdering af omfanget af overindkøb set i lyset af de valgte minimum- og maksimumbudstørrelser

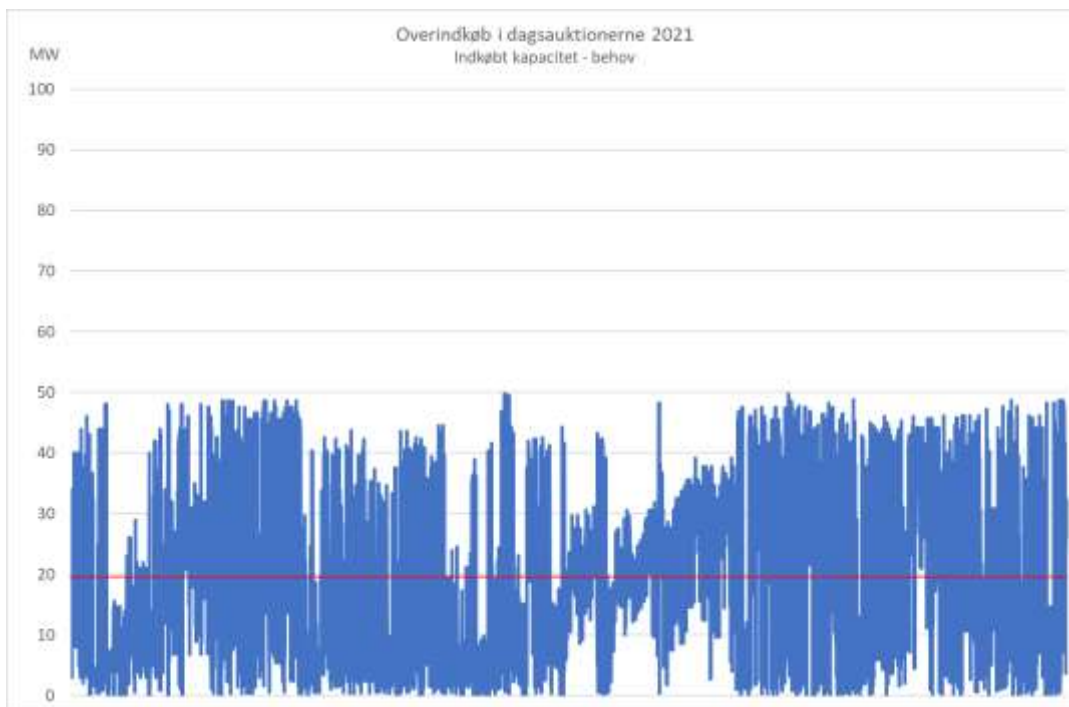
Principielt forekommer overindkøb ikke i månedsauktionerne. Udvælgelsesalgoritmen med fjernelse af det dyrest bud sikrer til enhver tid, at indkøbet i månedsauktionen højst kan udgøre 360 MW (60% af det samlede behov).

Overindkøb kan til gengæld forekomme i dagsauktionerne, hvor buddene blot sorteres i prisrækkefølge og indkøbet fortsættes indtil behovet er dækket³.

Størrelsen af overindkøbet hænger naturligvis sammen med budstørrelserne, og i dagsauktionerne har minimum budstørrelse været 5 MW og maksimum budstørrelse har været 50 MW.

³ Energinet har mulighed for at overspringe bud på 25 MW eller mere, hvis det fører til overopfyldelse af behovet. Denne funktionalitet har ikke været aktiveret i 2021.

I nedenstående figur 3 er omfanget af overindkøb grafisk illustreret.



Figur 3: Overindkøb i dagsauktionerne igennem 2021

Overindkøbet har ligget mellem 0 MW og 49,8 MW med et gennemsnit på 19,8 MW (den røde kurve i figuren). Overindkøbet i 2021 repræsenterer en omkostning på sammenlagt 19,8 mio.kr., hvilket svarer til ca. 5% af de samlede omkostninger forbundet med dagsauktioner.

Det vil selvfølgelig være muligt at reducere overindkøbet ved at sænke den maksimale budstørrelse eller aktivere muligheden for at springe bud over som led i indkøbet, men overindkøbet vil aldrig helt kunne fjernes. Hertil kommer, at det har en prisdæmpende effekt at operere med store bud, idet startomkostninger mv. kan fordeles ud på større mængder. Som udgangspunkt anser Energinet et overindkøb på 5% af de samlede indkøbsomkostningerne som acceptabelt.

3. Vurdering af, om en fortsættelse af månedsmarkedet kan ske inden for rammerne af elmarkedsforordningen

Udgangspunktet for Energinets metodeanmeldelse var at indkøbe så stor en andel af mFRR-kapacitetsbehovet i DK2 på månedskontrakter som muligt for at sikre økonomisk effektivitet.

Med henvisning til Elmarkedsforordningens artikel 6, stk. 9, blev forslaget at indkøbe 60% af det samlede behov ved månedsudbud. Denne løsning fordrede, at Forsyningstilsynet meddelte dispensation i forhold til Elmarkedsforordningen.

Forsyningstilsynet gav den ønskede dispensation med samtidigt vilkår om, at Energinet skulle udarbejde en evalueringsrapport til vurdering af, om en fortsættelse af månedsmarkedet i fuldt omfang ville være økonomisk mere effektiv end et reduceret indkøb via månedsauktioner.

Det er Energinets vurdering, at en fortsættelse af månedsauktioner vil være fordelagtigt, både med hensyn til en effektiv udnyttelse af de eksisterende anlæg og med hensyn til økonomi. Argumentationen følger herunder, idet det bemærkes, at langsomme anlæg kun har adgang til månedsauktionen, jf. Energinets metodeanmeldelse af 27. marts 2020.

I alt 62% af de indkomne bud (gns. 266 MW) til månedsauktionen i 2021 stammede fra langsomme anlæg og hele 74% af de accepterede bud (gns. 251 MW) i månedsauktionen kom fra langsomme anlæg. Månedsmarkedet har altså levet op til Energinets forventninger om at udnytte den eksisterende kapacitet i Østdanmark i størst muligt omfang. Kun en meget lille andel af de langsomme anlæg (266 MW – 251 MW = 15 MW) er blevet efterladt uden at kunne gøre nytte som mFRR-reserver.

Energinets forventninger forud for start af det nye indkøbskoncept var, at prisniveauet i dagsmarkedet som gennemsnit ville være 25% højere end i månedsmarkedet, jf. notat af 27. oktober 2020⁴. Det første års drift har vist, at prisniveauet i dagsauktionerne har ligget 40% over prisniveauet i månedsmarkedet, jf. afsnit 2.2.

Hertil kommer, at der er anlægsejere, der foretrækker at sælge deres kapacitet på månedsbasis ud fra budgetmæssige hensyn eller med henvisning til høje faste omkostninger. Hvis en del af disse anlægsejere tvinges over i dagsmarkedet, vil de formentlig tilbyde deres kapacitet til en højere pris i dagsmarkedet sammenlignet med, hvad de aktuelt tilbyder i månedsmarkedet. Dermed vil en indskrænkning af månedsmarkedet formentlig bevirke, at prisdifferencen mellem månedsmarkedet og dagsmarkedet vil blive endnu større.

De foreløbige erfaringer lever altså op til forventningerne om, at månedsmarkedet resulterer i en forbedret økonomisk effektivitet. Data for 2021 dokumenterer, at det samlede indkøb ville blive væsentlig dyrere, hvis ikke 60% af det samlede behov blev indkøbt i et månedsmarked.

Energinet ønsker derfor at fortsætte månedsmarkedet i størst muligt omfang, dog med den tilføjelse, at indkøbet i månedsauktionen foreslås reduceret i de perioder, hvor det med overvejende sandsynlighed gælder, at udbuddet vil være begrænset. Problemstillingen er uddybet i nedenstående afsnit 4.1.

4. Forslag til justering af markedsdesign

I dette afsnit fremstilles forslag til ændringer af månedsindkøbet, som efter Energinets vurdering vil give et mere effektivt og transparent indkøb af mFRR kapacitet.

4.1 Indførelse af dynamisk indkøb i månedsauktionen

Som det fremgår af tabel 1 i nærværende rapport, har det ikke været muligt at dække behovet i månedsauktionen i de perioder, hvor Kyndby-værket har været ude af drift. For ikke at presse den begrænsede likviditet i månedsmarkedet i sådanne perioder, anser Energinet det for hensigtsmæssigt at reducere indkøbet i månedsauktionen, hvis det foreligger oplyst, at Kyndby-værket ikke vil være til rådighed.

Det er ydermere erfaret, at udbuddet til månedsauktionen bliver begrænset, når spotpriserne forventes usikre og rekordhøje. Det var tilfældet i januar 2022, hvor det samlede udbud blot

⁴ Dok.nr. 17/15784-56: Vurdering af mFRR månedsmarked.

var 383 MW. Flere leverandører foretrækker i sådanne situationer at prioritere dagsmarkedet for at eliminere en del af usikkerheden og fastsætte en "skarp" pris.

Energinet ønsker således at indføre et mere dynamisk indkøb af MW'er på månedsauktionen. Behovet for mFRR-kapacitet i månedsauktionen vil naturligvis forlods blive udmeldt til aktørerne, men den konkrete værdi vil blive fastsat af Energinet efter en konkret vurdering af ovenstående forhold og vil derfor potentielt variere fra måned til måned inden for grænsen på de 60% af det samlede behov.

Energinet vil fremsende supplerende anmeldelse til Forsyningstilsynet om indførelse af dynamisk (reduceret) indkøb i månedsauktionen i de særlige situationer, hvor udbudssituationen må forventes at gøre det nødvendigt.

4.2 Supplement til udvælgelsesmekanismen

Med henvisning til Energinets metodeanmeldelse og Forsyningstilsynets afgørelse gælder følgende udvælgelsesmekanisme i månedsauktionen:

Buddene udvælges for at minimere de samfundsøkonomiske omkostninger. Det vil sige, at bud udvælges for at minimere summen af alle accepterede bud værdiansat ud fra de enkelte budomkostninger. Bud springes over, såfremt det minimerer de samfundsøkonomiske leveringsomkostninger. Der indkøbes maksimalt 60 procent af behovet i månedsauktionen. Det betyder, at såfremt et bud medfører, at indkøbet overstiger 60 procent af behovet, fravælges det dyreste bud – målt i kr/MW - indtil indkøbet maksimalt udgør 60 procent af behovet.

Dette udvælgelsesprincip har ikke tidligere været anvendt i forbindelse med indkøb af systemydelser i Danmark. Princippet om minimering af samfundsøkonomiske leveringsomkostninger blev valgt i kølvandet på ACERs afgørelse i relation til det fællesnordiske aFRR-kapacitetsmarked⁵. Det ekstra kriterie om fravælgelse af det dyreste bud for at overholde Elmarkedsforordningens 60%'s krav til enhver tid opstod meget sent i drøftelserne med Forsyningstilsynet⁶, og vilkåret fremgår rent faktisk ikke af Forsyningstilsynets afgørelse.

I Energinets metodeanmeldelse er det forklaret, at princippet om minimering af samfundsøkonomiske leveringsomkostninger kan resultere i højere TSO-omkostninger, og at metoden ikke er transparent over for de aktører, hvis bud springes over som led i optimeringen⁷. Disse konsekvenser skærpes, når den samfundsøkonomiske optimering kombineres med en ekstra regel om, at det dyreste bud skal fjernes for at sikre, at der ikke indkøbes mere end 360 MW. Kombinationen af to kriterier betyder, at man ikke længere kan tale om en renlivet, samfundsøkonomisk optimering, som ellers lå til grund for ACERs afgørelse.

Derfor har Energinet fra starten overvåget udvælgelsen af bud ved at køre en parallel udvælgelse baseret på simpel rangordning af buddene efter pris indtil behovet er opfyldt. I to situationer har Energinet endvidere valgt at justere det fremkomne resultat, baseret på samfundsøkonomisk udvælgelse, for at reducere indkøbsomkostningerne og øge transparensen for aktørerne. De to situationer er nærmere gennemgået herunder, og det fulde datagrundlag er gengivet i bilag 1 (ikke offentlig).

⁵ Jf. ACER Decision No. 22/2020, afsnit 6.2.3.4.

⁶ Spørgsmålet om rækkevidden af Elmarkedsforordningens 60%'s krav samt det konkrete forslag om fjernelse af det dyreste bud fremgår af e-mail korrespondance mellem Energinet og Forsyningstilsynet den 20. november 2020.

⁷ Jf. dok.nr. 17/15784-36 "Forklaringsdokument til metode for indkøb af mFRR kapacitet i DK1 og DK2", afsnit 4.5.

I juni måned 2021 overspringer algoritmen til samfundsøkonomisk udvælgelse et halvt stort bud og tager to mindre bud ind med væsentlig højere leveringsomkostninger. Afslutningsvis fjernes det ene af de to mindre bud for at komme under 360 MW. Udvalgelsen resulterer i indkøb af 356,3 MW og den højest, accepterede budpris – som samtidig definerer marginalprisen - bliver 165.240 kr/MW. De samlede omkostninger ved indkøb efter denne udvælgelse bliver 58,9 mio.kr. Hvis man rangordner buddene efter leveringsomkostninger, ender man i stedet med at indkøbe 349,3 MW til en marginalpris på 54.000 kr/MW. Det giver en samlet udgift for måneden på 18,9 mio.kr. – altså 40 mio.kr. mindre end den første udvælgelse. Energinet valgte at lægge simpel rangordning efter pris til grund for udvalgelsen i juni 2022 for at begrænse elforbrugernes udgift.

I december måned 2021 overspringer algoritmen til samfundsøkonomisk udvælgelse et mindre bud på 7 MW til 43.152 kr/MW, og vælger i stedet et 10 MW bud til 52.080 kr/MW for at komme tættere på behovet. Det samlede indkøb udgør 355,9 MW, og marginalprisen bliver 52.080 kr/MW ved denne udvælgelse. Hvis man i stedet rangordner buddene efter leveringsomkostninger, overspringes ingen bud, og man ender med at indkøbe 352,3 MW til en marginalpris på 44.268 kr/MW. Energinet valgte at lægge simpel rangordning efter pris til grund for udvalgelsen i december 2022 for at øge transparensen.

Set i lyset af de særlige resultater, som er opstået i 2021 ved anvendelse af den samfundsøkonomiske udvælgelse kombineret med en begrænsning, der sikrer et maksimalt indkøb på 360 MW, er det Energinets opfattelse, at udvalgelsesalgoritmen bør ændres til en simpel udvælgelse i prissækkefølge uden overspringning af bud, da det ikke er muligt at gennemføre en samfundsøkonomisk optimering med flere, modsatrettede kriterier.

Energinet vil på den baggrund snarest muligt indgive en supplerende anmeldelse til Forsyningstilsynet om en ændring af udvalgelsesalgoritmen.

4.3 Præcisering af modregningsmekanismen

Den nuværende tekst omkring bortfald af mFRR-levering, lyder som følger, jf. Udbudsbetingelsernes afsnit 1.7.2.2.5:

Hvis der opstår havari på et anlæg midt i leveringsperioden, forventer Energinet som udgangspunkt, at den balanceansvarlige aktør finder andre anlæg til at overtage den aftalte leverance. Hvis den balanceansvarlige aktør ikke er i stand til at indsætte andre anlæg, skal aktøren give Energinet besked om bortfald af ydelsen, forventet varighed af udfaldet etc.

Det tilsvarende vilkår hedder under levering af aFRR, jf. Udbudsbetingelsernes afsnit 1.3.2.5:

Ved hændelser, der medfører, at leverandøren ikke kan levere den aftalte ydelse, f.eks. som følge af anlægshavari, skal leverandøren tage stilling til, hvorvidt han selv vil levere ydelsen fra andre anlæg i hans portefølje eller om han vil give Energinet besked om bortfald af ydelsen, herunder varigheden af udetiden mv. Leverandøren skal underrette Energinet om eventuelt bortfald af ydelsen senest 30 minutter efter at hændelsen er opstået. Herefter vil Energinet gennemføre et ad-hoc udbud for at inddække de manglende reserver.

Forskellen i de to formuleringer består i, at aktøren ved levering af aFRR frit kan vælge, om han vil overtage leverancen med andre anlæg i tilfælde af havari, mens det som udgangspunkt forudsættes ved levering af mFRR, at aktøren overtager leverancen med andre anlæg i tilfælde af udetid mv.

Den endelige formulering af vilkåret omkring levering af aFRR i tilfælde af havari mv. kom til verden efter indgående diskussion med Forsyningstilsynet i foråret 2020, baseret på hørings-svar fra en aktør, som gjorde gældende, at det var diskriminerede over for aktører med store porteføljer, at de var forpligtede til at skulle dække leverancerne ind med andre, måske dyrere anlæg, fra deres portefølje.

Samme indvendinger har været fremført i relation til mFRR i 2021. Energinet vil på den baggrund præcisere i Udbudsbetingelsernes afsnit 1.7.2.2.5, at aktører selv kan tage stilling til, om han vil levere mFRR-ydelsen fra andre anlæg eller om han vil give Energinet besked om bortfald af ydelsen – altså helt samme formulering, som det p.t. gælder for aFRR-ydelser.

De økonomiske konsekvenser, hvis aktøren ikke har været i stand til at levere den kapacitet, han har opnået rådighedsbetaling for – fakturering af erstatningskøb på op til tre gange den rådighedsbetaling, som aktøren har modtaget – er identisk for aFRR og mFRR, og fastholdes uændret.

Der er opstået en anden uklarhed i forbindelse med modregning af manglende leverancer, som har været drøftet med udvalgte aktører i 2021. Det er helt normalt forekommende, at en aktør sælger mFRR-kapacitet i såvel månedsauktionen som dagsauktionen, og aktøren er således forpligtet til at indlevere regulerkraftbud svarende til summen af de to forpligtelser.

I Udbudsbetingelserne står der både under månedsauktion og dagsauktion, at den modtagne rådighedsbetaling annulleres, hvis det efterfølgende viser sig, at aktøren ikke har leveret de ønskede regulerkraftbud – men prisen/rådighedsbetalingen i de to auktioner behøver ingenlunde at være ens.

Da Energinet ikke kan identificere, om et regulerkraftbud stammer fra måneds- eller dagsauktionen, er spørgsmålet nu, til hvilken pris, at modregningen (annullering af rådighedsbetaling) skal foretages, hvis aktøren sammenlagt ikke har leveret tilstrækkeligt med regulerkraftbud.

Følgende model har været anvendt, og vil blive indført og beskrevet i detaljer i Udbudsbetingelserne:

Hvis aktøren har underleveret, bestemmes modregningsprisen til annullering af rådighedsbetaling som det vægtede gennemsnit af de to priser (hhv. marginalprisen i månedsauktionen og marginalprisen i dagsauktionen). Som vægte indgår aktørens forpligtelser i de to auktioner.

Eksempel:

Hvis aktøren har solgt 50 MW til 100 kr/MW i månedsauktionen i en given time og 25 MW i dagsauktionen i samme time til 80 kr/MW, og kun indleveret regulerkraftbud svarende til sammenlagt 70 MW, så er der 5 MW, der skal modregnes i den pågældende time. Modregningsprisen bestemmes i dette tilfælde som: $50/75 \times 100 + 25/75 \times 80 = 93$ kr/MW, og modregningsbeløbet udgør $5 \text{ MW} \times 93 \text{ kr/MW} = 465$ kr.

Denne form for modregning vil sikre, at hvis aktøren alene har solgt kapacitet i månedsauktionen, så er det månedsprisen, der udgør grundlaget for modregningen. Og hvis aktøren alene har solgt kapacitet i dagsauktionen, så er det prisen i den pågældende time i dagsauktionen, der udgør grundlaget for modregningen.