



# CASE - VINDMØLLER

## Systemydelser med vedvarende energi

### **VIGTIGT!**

*Nærværende case-beskrivelse skal udelukkende betragtes som en illustration af levering af systemydelser med fiktive priser og mængder.*

*Nærværende case-beskrivelse bør derfor anvendes som vejledning til eksisterende anlæg, og egner sig ikke til investeringsbeslutninger eller lignende.*

# SYSTEMYDELSER MED VINDMØLLER

Vindmølleselskabet, VID, har etableret nogle vindmøller og vil nu gerne levere systemydelser.

VID har bygget vindmøller som tilsammen kan producere 20MW.

For del 1) af denne case, antages at vindmøllerne er placeret et sted i DK1, som omfatter Jylland og Fyn.

For del 2) af denne case antages at vindmøllerne er placeret et sted i DK2, som omfatter Sjælland og Bornholm.

For både del 1) og 2) har VID har fået godkendt deres vindmøller til at kunne levere alle typer af systemydelser (også kaldet reserver) som er tilgængelige i hhv. DK1 og DK2, gennem en prækvalifikationsproces, [læs mere om prækvalifikation her](#).

**Case:** VID skal undersøge hvordan de har mulighed for at skabe indtægt gennem de forskellige elmarkeder samt balancemarkedet.



## RESERVER- OG ENERGIMARKEDER

## VID - tankegang

VID er opmærksom på at der ved nogle systemydelser er mulighed for både at tjene penge, ved at byde sin kapacitet ind på kapacitetsmarkedet, samt også opnå en betaling for at blive aktiveret i energimarkedet.

Derved er der to muligheder for at tjene penge ved systemydelser.

## ENERGINET



Sikrer at der er budt nok kapacitet ind i energimarkedet.



Typisk merit-order budaktivering

KAPACITETSMARKED  
"Reserver"

ENERGIMARKEDER

\$

\$

Aktøren får en rådighedsbetaling for at forpligtige sig til at byde ind i energimarkedet.

NB: Budprisen leveret til energimarkedet er irrelevant.

**Aktør**



Aktøren (med eller uden forpligtigelse fra kapacitetsmarkedet) kan byde ind på energimarkedet.

# MULIGE BUDSTØRRELSER FOR VE PRODUCENTER

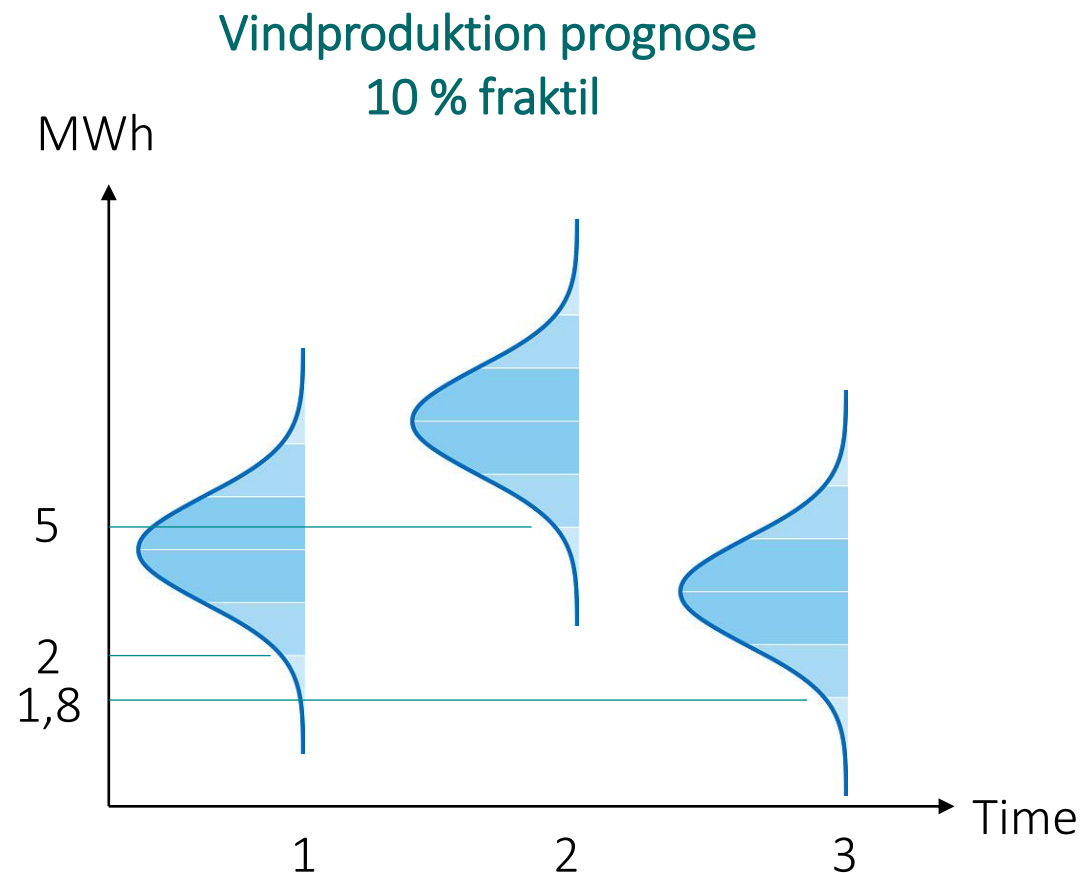
VID har undersøgt, hvor meget deres anlæg kan byde ind med som systemydelse i kapacitetsmarkedet, og er i den forbindelse blevet klar over at der er krav til hvor meget de må byde ind som VE-producent.

Da VID skal byde ind som VE-producent, må de byde ind med 10% af hvad deres prognose forecast på budindmeldingstidspunktet viser. Derved kan de i 90% af tiden levere den mængde de faktisk byder ind med.

Derved ændres deres mulige budstørrelser hele tiden alt efter hvilke faktorer (f.eks. vind) de har som de skal producere under.

På grafen ses prognosen for 3 timer og den forventede mulige produktion er forskellige fra time til time. Derved rykkes der for hvor 10% fraktilen for deres prognose findes. I time 1 kan VID byde ind med 2 MW, i time 2 kan VID byde ind med 5 MW og i time 3 kan VID byde ind med 1,8 MW.

I de følgende slides er det antaget at VID altid har mulighed for, at byde ind med samlet 2 MW. For ydelser der vare længere end en time, der gælder den laveste 10 % fraktil af alle prognoserne.



# KORT OM SALG AF EL

Efter de seneste års udvikling og internationalisering af elmarkeder, kan der nu sælges el i flere forskellige og likvide markeder med forskellige tidshorisonter – se timelinjen øverst til højre.

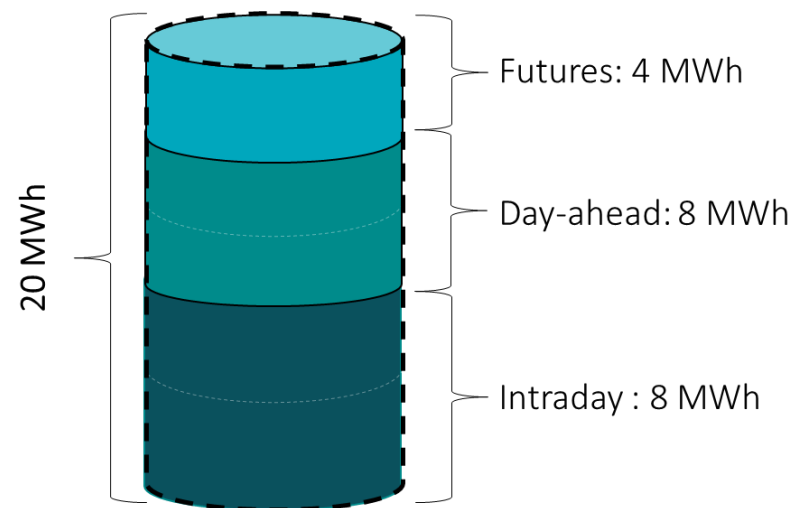
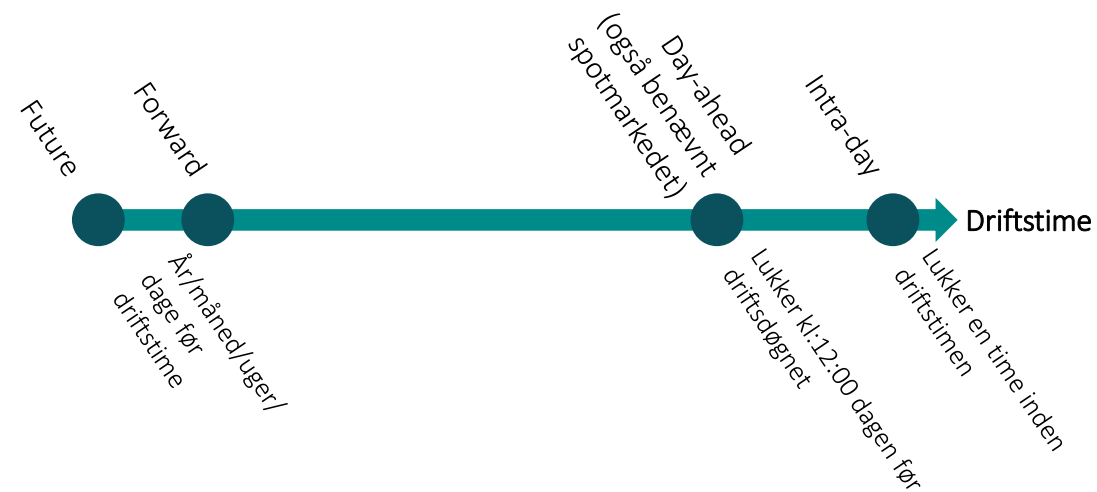
Man kan eksempelvis prissikre hele eller en delmængde af sin elproduktion i en længere periode ved at indgå handelskontrakter i *future* eller *forward* markedet.

Man kan sælge el i *day-ahead markedet* (også benævnt *spotmarkedet*) hvor flere forskellige budformer kan indsendes. Dette beskrives senere i casen.

Efter clearing af *day-ahead* markedet kan man handle på *intra-day markedet* og derved sælge el efter behov. Man kan f.eks. benytte *intra-day* markedet til at rette sin plan fra *day-ahead* markedet til, hvis vindprognosen har ændret sig efter *day-ahead* markedet lukkede.

Disse salg kan kombineres, som vist på eksemplet nederst til højre, hvor der til sammen er solgt 20 MWh for en given time. Denne mængde svarer til den planlagte produktion.

Nærværende case beskrivelse anvender betegnelsen *elpris*, som et aggregeret resultat for solgt elproduktion, hvor gennemsnitsprisen anvendes.



# BUDPLAN – DK1

Til højre ses kronologien af de forskellige markeder en aktør i DK1 har mulighed for at deltage i. Tidspunkterne beskriver hvornår bud senest kan indmeldes til de respektive markeder inden de lukker.

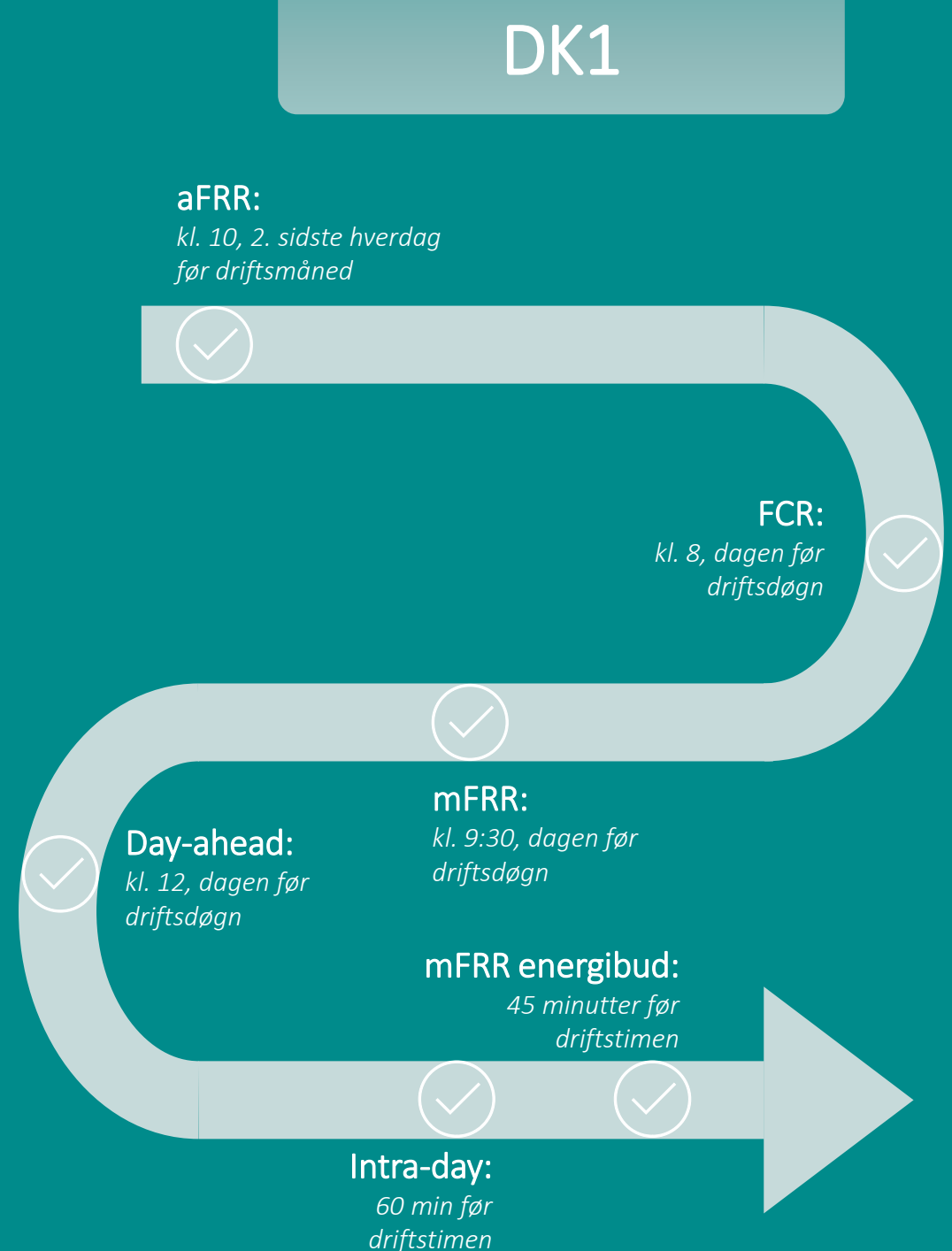
Nærværende case vil følge denne kronologi til illustration af markederne og de tilhørende overvejelser ifm. budgivningen.

1. aFRR
2. FCR
3. mFRR
4. Day-ahead
5. Intra-day
6. mFRR energibud (regulerkraft)

I dag indkøbes aFRR per måned. FCR indkøbes i blokke af 4 timer, og de resterende markeder handles per time. aFRR og mFRR er under store forandringer og markedsdesignet vil være ændret i 2024 – læs mere om de kommende ændringer under projektet Nordic Balancing Model her: [NBM](#)

aFRR vil indkøbes per time senest i 2024, hvor auktionen vil blive afviklet før mFRR. Her vil der introduceres et energi-aktiveringsmarked (EAM) for aFRR, tilsvarende som for mFRR.

Intra-day og mFRR energibud (regulerkraft) vil blive handlet per kvarter forventeligt fra maj 2023.





# AFRR - INTRODUKTION

Ved større driftsforstyrrelser tiltræder aFRR-leverancen (*automatic Frequency Restoration Reserve*) og bidrager til at regulerer frekvensen tilbage til 50 Hz, efter at primærreguleringen (FCR) har stabiliseret frekvensen.

aFRR-kontrakter indgås på nuværende tidspunkt på månedsbasis og indeholder:

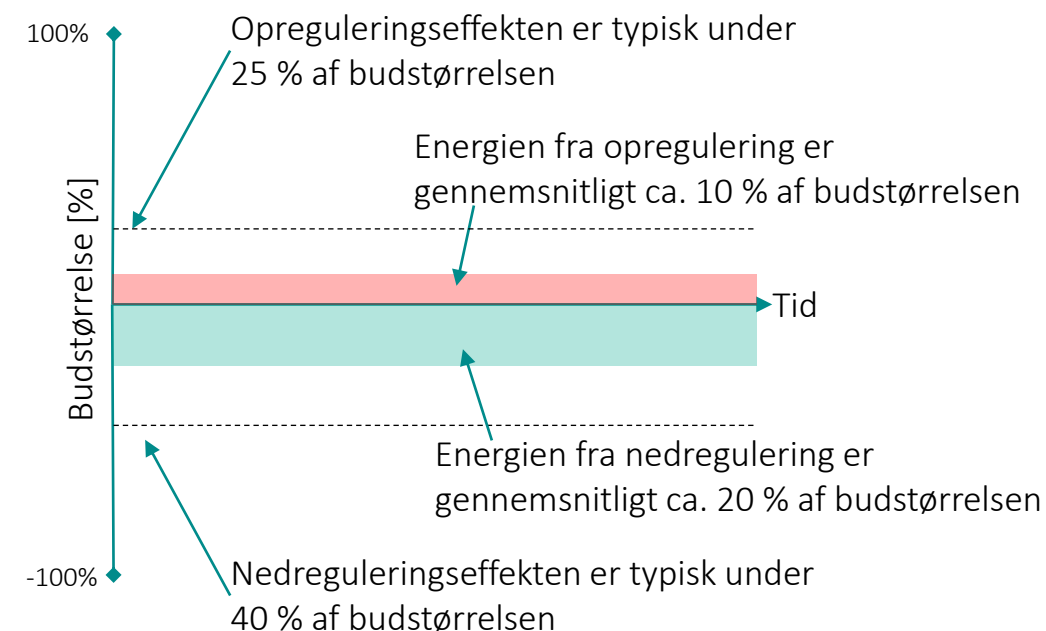
- *Kapacitetsbetaling* – pay-as-bid betaling for reservation af kapacitet (for januar 2021 var den vægtede gennemsnitspris f.eks. på 262 kr./MW/time)
- *Energibetaling* – betaling for leveret energi (afregnes med spotpris  $\pm$  100 kr./MWh for den leverede sum i en given time)

Behovet for aFRR aktivering afhænger af mange forskellige parametre, hvorfor det er vanskeligt at forudse kommende aktiveringer. Generelt gælder dog for aFRR, at aktøren styrer efter setpunkter sendt fra Energinet. Derfor skal der etableres realtidskommunikation mellem Energinet og anlægget, dette via en balanceansvarlig aktør.

Grafen til højre illustrerer gennemsnitsværdier fra historiske aFRR energiaktiveringer.

Værdierne viser en øget efterspørgsel af nedreguleringsenergi over tid (grønne område), hvilket for VID betyder nedregulering af produktion fra vindmøllerne over tid.

I 75 % af tiden er den aktiverede effekt under 25 % og 40 % af budstørrelsen i hhv. opregulering- og nedreguleringsretningen.





# AFRR - OVERVEJELSER

aFRR markedet er afregnet efter pay-as-bid princippet, hvilket betyder man får den pris man har budt ind for sin kapacitet. Budindmelding til aFRR sker før spotprisen kendes, hvorfor man som aktør skal gøre sig nogle forventninger til aFRR-perioden.

Nogen af de mest væsentlige overvejelser, man kan gøre sig til budgivning er:

- Se forward prisen for el i den pågældende periode
- Vejrforhold (vind, sol, temperatur og nedbør)
- Niveauet i de nordiske vandmagasiner påvirker elprisen
- Import- og eksportkapaciteten kan også påvirke elprisen

Markedet er stadig relativt nyt og prisstatistikker er derfor indtil videre behæftet med usikkerheder til anvendelse af fremskrivninger.

## VID - tankegang

VID kan med deres vindmøller godt byde ind på aFRR, dog gør de sig især overvejelser omkring, om de kan byde ind for en hel måned ad gang.

VID skal nemlig både gætte på hvad spotprisen for den måned kommer til at være, samtidig kræver det også at vejrforhold, samt at vindmøllerne er klar til at levere aFRR for hele måneden.

VID kan med deres vindmøller på 20 MW til sammen, maksimalt byde 2 MW ind i systemydelsesmarkedet, idet det er deres 10 % fraktile i forhold til deres prognoser. Derudover skal der altid være kapacitet i begge retninger (symmetrisk budgivning) da aFRR er et symmetrisk produkt. VID kan derfor maksimalt byde 1 MW aFRR ind i markedet (hvilket fyldt ud udnytter deres 2 MW til rådighed, 1 MW opregulering og 1 MW nedregulering). Hvis VID byder ind i aFRR med 1 MW så har de afsat deres kapacitet i hele måneden, og kan derved ikke byde ind på andre systemydelser.

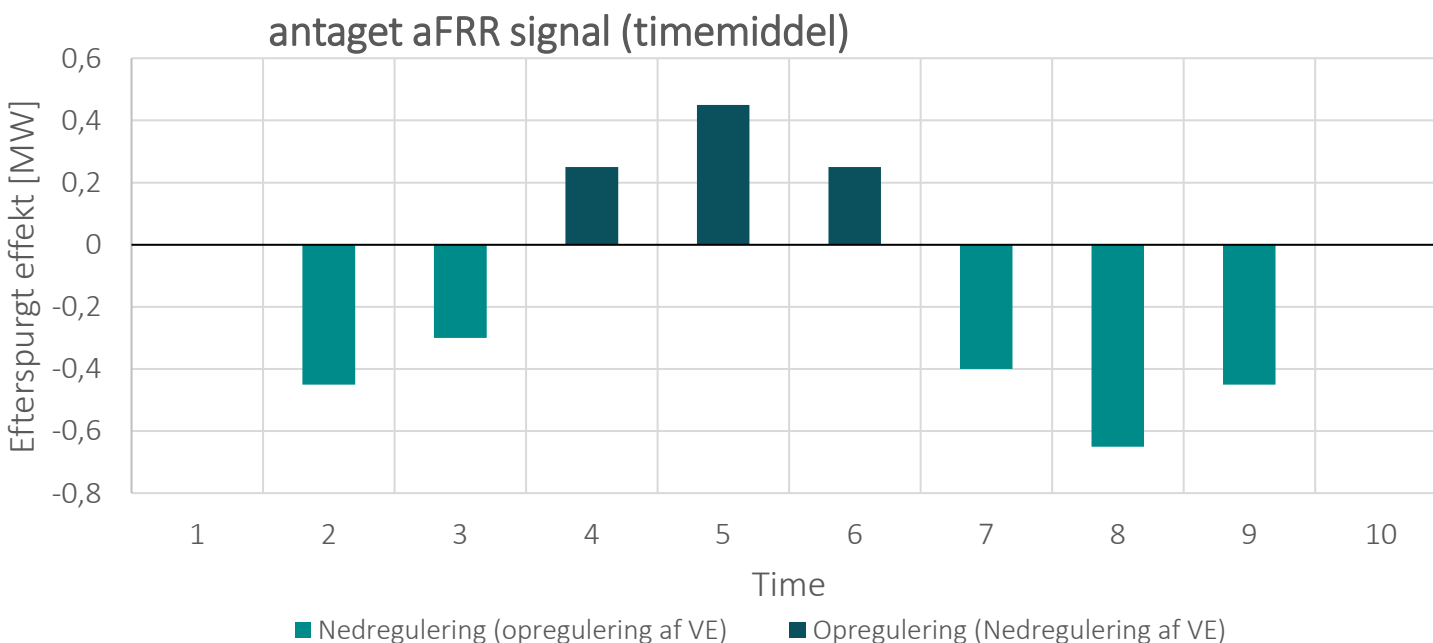
VID vælger at byde ind. Spot prisen er 200 kr./MWh. VID har marginal omkostninger for 30 kr./MWh, hvilket betyder at de som minimum skal byde ind til 170 kr./MWh. Da markedet er pay-as-bid afregnet vælger VID at byde ind til 300 kr./MWh for at være sikker på at tjene penge på dette.

Derved ender VID med at tjene 300 kr. per. time de leverer aFRR kapacitet under disse betingelser. Derudover modtager VID energi betaling når aFRR reserven aktiveres, som fremgår af næste slide.





# AFRR - ENERGIAKTIVERING



## VID - tankegang

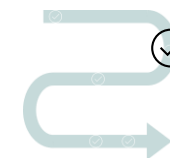
VID får grundet deres vundne bud i aFRR markedet også lavet nogle faktiske energi leverancer, da aFRR reserven bliver aktiveret i timerne vist på grafen til venstre. Det fremgår af grafen at VID både levere opregulering og nedregulering hen over perioden. For hele perioden angivet på grafen er der samlet set leveret 1,3 MWh nedregulering mere end der er leveret opregulering.

Når VID leverer aFRR i nedreguleringsretningen indkøbes merelforbruget til spotprisen fratrukket 100 kr./MWh (eller til regulerkraftprisen, hvis denne er mere fordelagtig).

Eftersom at spotprisen er antaget til at være 200 kr./MWh for alle time, vil VID modtage en samlet ekstra regning på:

$$1,3 \text{ MWh} * (200 \text{ kr./MWh} - 100 \text{ kr./MWh}) = 130 \text{ kr.}$$

for at levere energi i perioden som er angivet i grafen. Omvendt kunne VID også have været i en periode, hvor de skulle opregulere. I det tilfælde ville de have fået en ekstra indtægt fra den strøm til 100 kr. højere end spotpris (eller til regulerkraftprisen, hvis denne er mere fordelagtig).



# FCR - INTRODUKTION

FCR (*Frequency Containment Reserve*) markedet byder på mange meget korte aktiveringer i begge retninger og derfor er selve energimængden meget lille – load faktoren er historisk opgjort til ca. 0,1 % af budstørrelsen, hvorfor ydelsen ikke påvirker energiproduktion eller -forbrug.

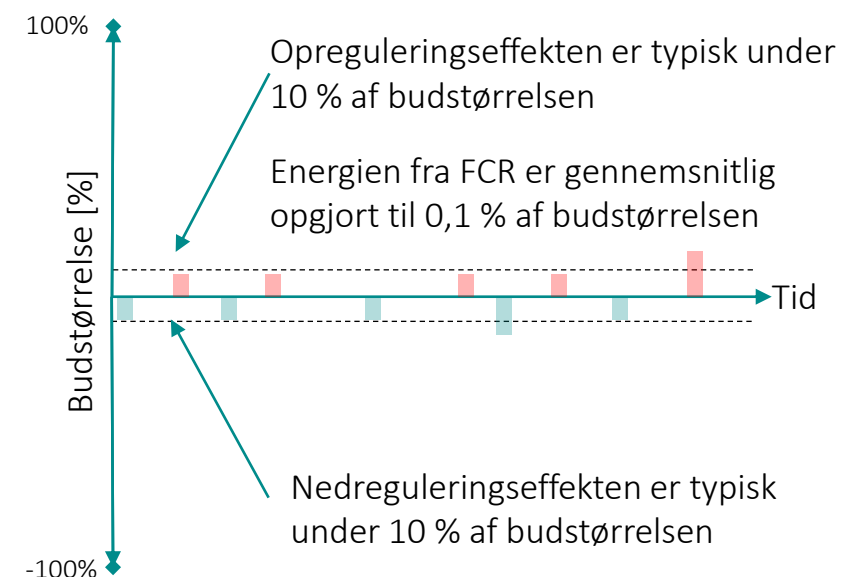
Endvidere ses en standby tilstand i 75 % af tiden, mens de resterende 25 % indeholder både op- og nedaktiveringer.

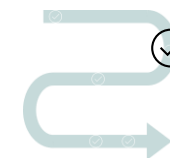
Tillige er de efterspurgte effekter også meget begrænset i størrelse og en fuld aktivering af budstørrelsen forekommer sjældent.

Figuren til højre skitserer en tidsperiode, hvor de små aktiveringer tilsammen udgør ca. 25 % af perioden. Omkring en 1/5 af reguleringerne overstiger 10 % af budstørrelsen.

FCR er derfor en systemydelse med meget lidt indhold af energi samt effekt. Det primære formål med FCR-ydelsen er at sikre hurtig regulerende el effekt, hvilket er essentielt ved større uforudsete hændelser.

FCR kan betragtes som en forsikring til store udfald og afvigelser i elnettet. Den benyttes ikke ofte, men den skaber sikkerhed.





# FCR - OVERVEJELSER

Energinet indkøber FCR, også kaldet primær reserve, som ét symmetrisk produkt (op- og nedregulering købes samlet) på et internationalt marked. Der afholdes auktion en gang dagligt for det kommende døgn. Auktionsdøgnet er opdelt i seks lige store blokke á 4 timer.

Bud indsendes senest kl. 8 før driftsdøgnet og skal indeholde timeblokke, mængde (skal være ens for alle 4 timer) og pris (kr./MW pr. 4-timersblok).

Rådighedsbetalingen for hver auktion fastsættes efter dyreste accepterede bud (marginal pris). En aktør med lavere marginalpris end den dyreste modtager dermed en profit.

Hvis VID i forvejen allerede har solgt sin kapacitet til rådighed i aFRR markedet, vil VID ikke også kunne sælge denne kapacitet i FCR markedet i samme tidsrum.

I dette tilfælde antager vi at VID ikke valgte at sælge sin kapacitet til rådighed i aFRR markedet, men i stedet vil byde den ind i FCR markedet.

## VID - tankegang

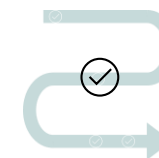
VID overvejer at byde ind på FCR, da de her har mulighed for at byde ind kun for en kort periode på 4 timer. Samtidig skal de først byde ind dagen før driftsdøgnet, derved de kender til både vejrforhold, samt har en god ide om hvilke muligheder de har i spotmarkedet, såfremt de vil sælge deres mulige produktion der.

VID kan med deres vindmøller på 20 MW til sammen, maksimalt byde 1 MW ind i markedet, idet deres 10 % fraktal i forhold til deres prognoser sætter en begrænsning på 2 MW til rådighed, samt at FCR er en symmetrisk ydelse som både kræver op- og nedregulering. Med 2 MW til rådighed kan VID byde 1 MW ind på FCR markedet (1 MW FCR = 1 MW opregulering + 1 MW nedregulering).

VID vælger at byde ind. Spot prisen er 200 DKK/MWh. VID har marginal omkostninger for 30 DKK/MWh, hvilket betyder at de som minimum skal byde ind til 170 kr./MWh.

Da markedet er marginal pris afregnet vælger VID at byde ind til 170 DKK/MWh for at øge chancen for at deres bud bliver valgt. VIDs bud bliver accepteret og det højeste accepterede bud ender med at have en pris på 350 DKK/MWh.

Derved ender VID med at tjene 350 DKK/MWh de leverer FCR under disse betingelser.



# MFRR - INTRODUKTION

Ved at sælge sin kapacitet på mFRR reservemarkedet forpligter man som aktør sig til at indmelde samme mængde i regulerkraftmarkedet som energibud. De budpriser en aktør melder ind på kapacitetsmarkedet og energiaktiveringsmarkedet (regulerkraft) er uafhængige af hinanden.

mFRR er et asymmetrisk produkt, hvilket betyder at opregulering og nedregulering indkøbes og leveres uafhængigt af hinanden. Dette er forskelligt fra aFRR og FCR, som allerede er gennemgået. Energinet indkøber kun kapacitetsreserve for mFRR opregulering.

Regulerkraftbud kan også indmeldes uden mFRR-forpligtigheden og kan indsendes som både op- og nedreguleringsbud (kaldet frivillige bud). Budindmeldelsen skal ske senest 45 minutter inden den aktuelle driftstid, men er man forpligtiget gennem salg af mFRR-kapacitet, skal opreguleringsbud for de relevante timer leveres inden kl. 17 før driftsdøgnet.

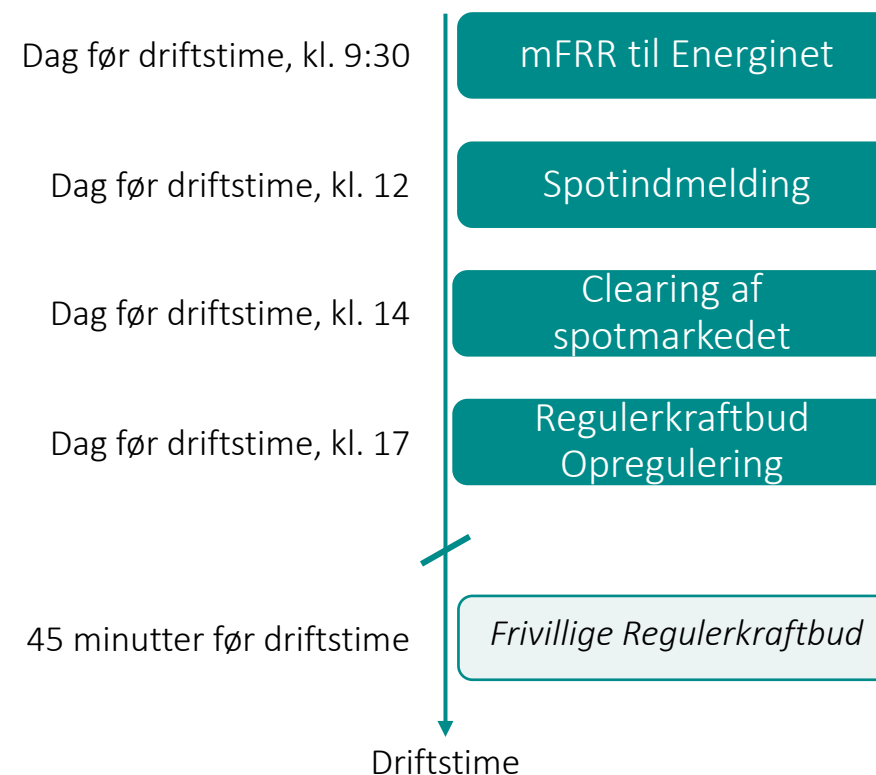
Selve aktionen for kapacitet på mFRR har seneste budindmelding kl. 9.30 før driftsdøgnet, hvorfor dette sker inden budindmeldingen til spotmarkedet. mFRR kapacitet indkøbes i DK1 per time.

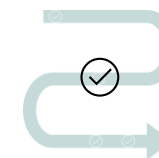
Alle accepterede kapacitetsbud modtager en rådighedsbetaling svarende til prisen for det dyreste accepterede bud (marginal pris).

For aktivering af energien i form af regulerkraftbud modtager alle aktiverede bud til balancering også prisen for det dyreste accepterede bud (marginal pris).

For kapacitet skal hvert bud mindst være på 5 MW og højst 50 MW.

Energimængden i mFRR er betydelig. Bud aktiveres oftest for hele timer ad gangen, hvor energien vil svare til 100 % af budstørrelsen.

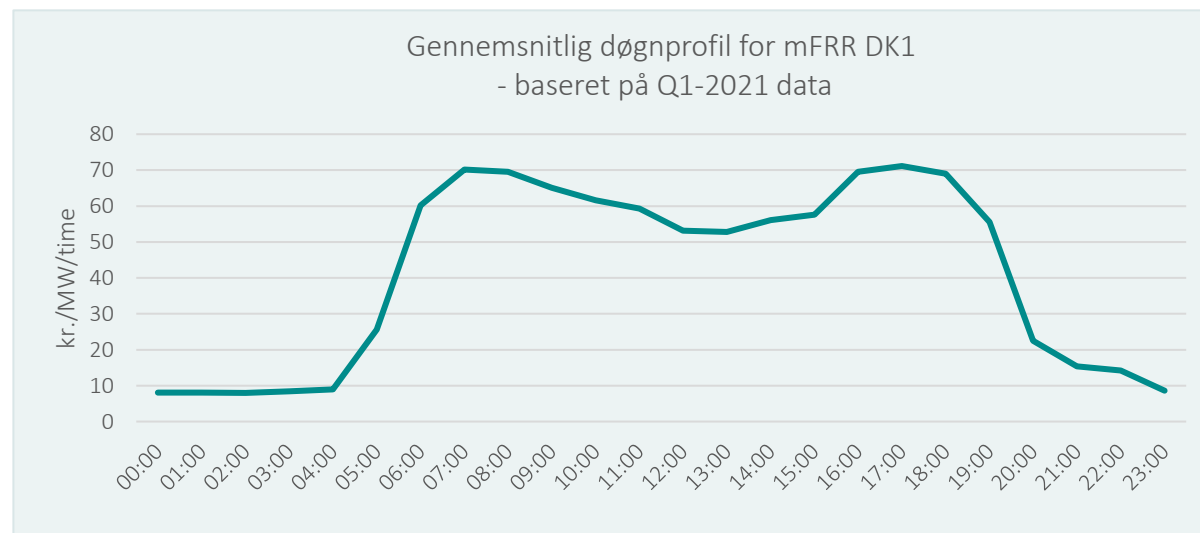




# MFRR - OVERVEJELSER

Prisen på mFRR kapacitet indeholder store døgnvariationer, hvilket er vist i understående graf med en gennemsnits kapacitetspris på 41 kr./MW/time.

Da mFRR bud også indgives før clearingen af spotmarkedet skal man gøre sig de samme overvejelser som ved aFRR og FCR markederne.



## VID- tankegang

Hvis VID vil byde ind på mFRR kapacitetsmarkedet, skal det være med opreguleringsbud. Det vil sige at VID skal holde noget af deres elproduktion tilbage, for at kunne opregulere deres produktion hvis deres bud bliver accepteret. Dette kan give mening hvis mFRR priserne er højere end hvad de vil kunne have solgt deres produktion til i hhv. day-ahead eller intra-day markedet.

Hvis VID vil indsende mFRR nedreguleringsbud skal dette gøres som frivillige mFRR bud i regulerkraftmarkedet, da Energinet ikke indkøber mFRR nedregulering i kapacitetsmarkedet. Dette beskrives senere ved regulerkraftmarkedet.

VID bør have fokus på at kunne byde ind i de timer med spidsbelastning, da det her er muligt at få en større betaling for at tilbyde sin fleksibilitet til elsystemet.

VID vælger at byde ind i mFRR kapacitetsmarkedet for opregulering. Spot prisen er 200 DKK/MWh. VID har marginal omkostninger for 30 DKK/MWh så skal de minimum byde 170 DKK/MWh. Da markedet er marginal pris afregnet vælger VID at byde ind til 170 DKK/MWh for at øge chancen for at deres bud bliver valgt. Det højeste accepterede bud ender med at være 70 DKK/MWh.

Derved ender VID's bud ikke med at blive accepteret.

# OPSUMMERING AF SYSTEMYDELSER

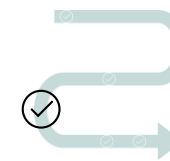
Resultaterne fra systemydelseerne er vist på tabellen til højre. Her skal man huske at det var antaget at el spot prisen var 200 kr./MWh, og at VID har en marginal omkostning på 30 kr./MWh.

Af tabellen fremgår det at i de givne eksempler vil VID kunne have tjent mest ved at byde ind i FCR markedet, dog vil VID hver gang skulle overveje, hvilket marked de tror der er de bedste muligheder for at blive valgt, for derved at sikre sig den ekstra indtægt som der er ved at levere systemydelser.

*Hovedformålet med denne case beskrivelse er ikke at fremvise et økonomiske resultat, men at illustrere overvejelserne til budgivning.*

*Energinet opfordrer altid alle aktører til at indgive bud uanset prisen (som sættes efter faktiske omkostninger), da alle bud kan gå hen og blive essentielle for balanceringen af elsystemet.*

Marked	Indtægt
El spot	$2 \text{ MW} * (200 \text{ kr./MWh} - 30 \text{ kr./MWh}) = 340 \text{ kr.}$
FCR	$1 \text{ MW} * (200 \text{ kr./MWh} - 30 \text{ kr./MWh}) + 350 \text{ kr./MWh} = 520 \text{ kr.}$
aFRR	$1 \text{ MW} * (200 \text{ kr./MWh} - 30 \text{ kr./MWh}) + 300 \text{ kr./MWh} = 470 \text{ kr.} +$ indtægt/udgift ved energileverance



# DAY-AHEAD MARKEDET

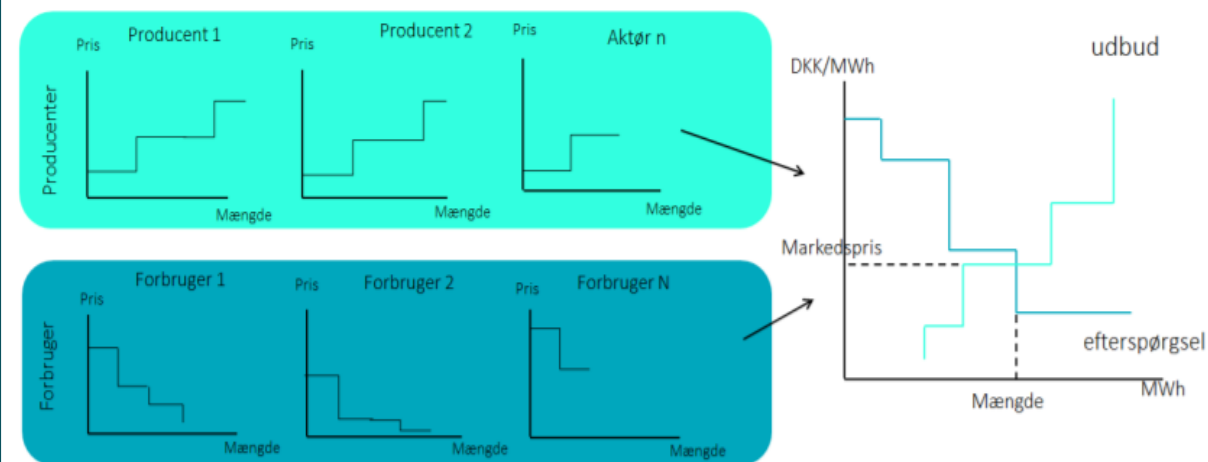
Elleverandører, store forbrugere og producenter handler igennem deres balanceansvarlige aktør i day-ahead markedet for at dække produktion og forbrug for det følgende døgn.

Day-ahead markedet er det største marked, og mere end 70 % af det samlede elforbrug i Norden handles her. Nord Pool tilbyder mange forskellige budformer som kan kombineres for at understøtte forskellige behov.

Senest kl. 12 dagen inden driftsdøgnet skal alle bud være indmeldt til Nord Pool Spot og herefter cleares prisen for det efterfølgende driftsdøgn. Markedet er marginalprisaftregnet, hvilket betyder at det er det dyreste bud, som sætter spotprisen.

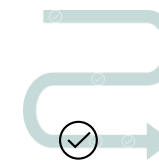
Prisen mellem lande og budzoner vil være ens medmindre der opstår en begrænsning på elforbindelserne mellem budzoner. I disse tilfælde vil prisen mellem budzonerne med begrænsninger være forskellige.

Man kan også have handle sit elforbrug/elproduktion i *forward markedet*, hvilket betyder at man faktisk kan prissikre sit forbrug/produktion frem i tiden (dage, uger, måneder, år).



I nærværende case beskrivelse antages, at spotprisen cleares til 200 kr./MWh el i alle timer.

Endvidere vil man som vindmølle ejer bruge day-ahead markedet til at sælge ens produktion, som man ikke allerede har solgt på forward markedet.



# INTRA-DAY MARKEDET

Efterfølgende handel kan fra kl. 15.00 dagen før driftsdøgnet og frem til en time før driftstimen finde sted på det grænseoverskridende intra-day marked (XBID).

På intra-day markedet kan en aktør handle sig i balance, eksempelvis i tilfælde, hvor en vindmøllepark producerer mindre el end prognosticeret.

Intra-day handler gennemføres bilateralt og løbende og afregnes derfor efter pay-as-bid princippet. Det vil sige, at XBID-systemet matcher relevante købs- og salgsbud, hvorefter handlen indgås mellem højeste købspris og laveste salgspris, på first come first serve basis, ligesom man kender det fra aktiemarkedet.

Sammenfattende betyder det for en vindmølle ejer, at man hele tiden har muligheden for at handle sig i balance. Som hovedregel må man forvente, at intra-day prisen er et sted mellem spotprisen og regulerkraftprisen (RK-prisen).

## VID - tankegang

Fra clearing af elspot prisen, bliver vindmølle ejere opmærksom på at vejrudsigten nu opdatere sig, dette ændre nu VIDs mulighed for at producere mere/mindre i den enkelte time. Derved kan VIDnu bruge intra-day markedet til fortsat at følge deres plan og være i balance.

I det tilfælde, at VID ikke fik handlet alle påkrævende mængder eller solgte mere end nødvendigt, vil VID kunne handle sig i balance op til timen før driftstimen.

VID kan dog også vælge at fastholde en ubalanceposition (hvis relevant) og ikke foretage noget intra-day handler. Såfremt vil VID modtage en ubalanceafregning frem for selv at handle sig i balance i intra-day markedet.



# REGULERKRAFTMARKEDET

Regulérkraft anvendes til manuelt at opretholde balancen (og dermed frekvensen) i det samlede elsystem og handles på det fællesnordiske regulérkraftmarked (energimarked), Nordic Operational Information System (NOIS).

På regulérkraftmarkedet kan aktører indgive bud på op- og nedregulering i driftstimen. Regulérkraftbud, som følge af salg af mFRR-kapacitet, skal indsendes til Energinet senest kl. 17:00 dagen inden driftsdøgnet. Aktører, der frivilligt byder ind i markedet, kan gøre dette indtil 45 minutter før driftstimen.

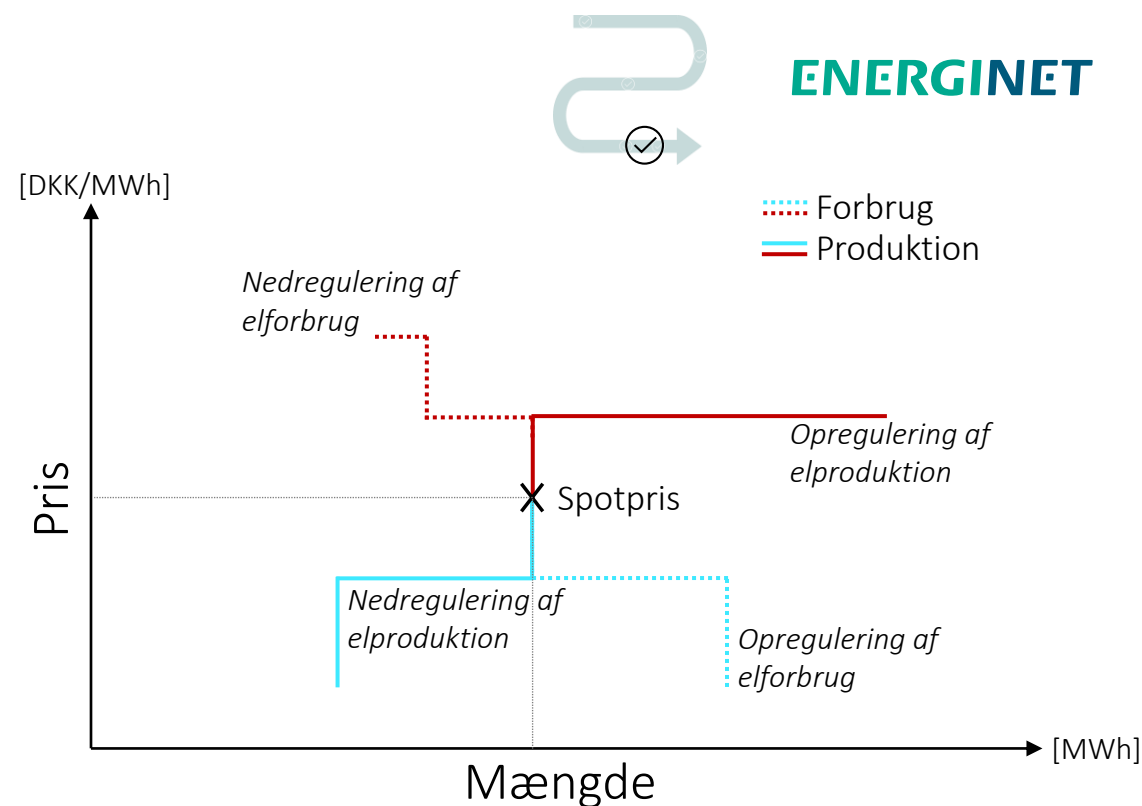
Buddene skal afgives for de enkelte driftstimer og være på minimum 5 MW både for op- og nedregulering.

Enten lige før eller i løbet af driftstimen aktiveres op- eller nedreguleringsbud i nødvendigt omfang af Kontrol Centeret hos Energinet. Der dannes herefter en marginal timepris (regulérkraft prisen, RK-prisen) efter samme principper som i spotmarkedet, hvorved alle aktiverede bud modtager samme afregningspris per leveret MWh.

Regulérkraftbud kan aktiveres i mindre end en time, dog forsøger Energinet i videst muligt omfang at sikre aktørerne en køretid på minimum 30 minutter. Oftest aktiveres bud i hele timer.

Figuren til højre skitserer, hvordan både elforbrug og –produktion kan levere op- og nedregulering i forhold til en clearet spotpris.

I Q1-2021 er den gennemsnitlige opreguleringspris i DK1 opgjort til spotprisen + 220 kr./MWh, og den gennemsnitlige nedreguleringspris er Spotprisen - 114 kr./MWh.



## VID - tankegang

VID kender nu deres produktionsplan og ved at de kan byde ind med en vis mængde (MW) opregulering eller nedregulering i regulérkraftmarkedet. VIDs mFRR bud på kapacitetsmarkedet endte ikke med at blive valgt og derfor har VID ikke forpligtet sig til at sende mFRR energiaktiveringsbud ind på regulérkraftmarkedet i nogle bestemte timer.

Mængden af frivillige mFRR bud som VID kan byde ind på regulérkraftmarkedet med, vil i den enkelte driftstime afhænge af hvor meget VID har solgt på day-ahead markedet, intraday markedet samt øvrige systemydelse.

VID byder mFRR nedreguleringsbud ind på regulérkraftmarkedet i de timer hvor de har solgt deres produktion i enten day-ahead eller intraday markedet. Dette gør VID, da de har mulighed for sikre sig en ekstra indtægt uden at det giver problemer i forhold til andre processer.

Hvis VIDs mFRR nedreguleringsbud bliver aktiveret, vil VID skulle nedregulere sin produktion og vil modtage regulérkraftprisen (RK-prisen) for den mængde nedregulering der er solgt.

# BUDPLAN – DK2

Til højre ses en kronologien af de forskellige markeder en aktør i DK2 har mulighed for at deltage i.

Nærværende elkedel-case vil følge denne kronologi til illustration af markederne og de tilhørende overvejelser bag budgivningen.

1. mFRR (M-1)
2. FCR-N & FCR-D (D-2)
3. mFRR (D-1)
4. Spotmarkedet
5. FFR
6. FCR-N & FCR-D (D-1)
7. Intra-day
8. Regulerkraftbud

**1. mFRR:**  
*kl. 10, d.26, måneden  
før driftsmåned*

**FCR-N (D-2):**  
*kl. 15, to dage før  
driftsdøgn*

**FCR-D (D-2):**  
*kl. 15, to dage før  
driftsdøgn*

**2. mFRR:**  
*kl. 9:30, dagen før  
driftsdøgn*

**FCR-D (D-1):**  
*kl. 18, dagen før  
driftsdøgn*

**FFR:**  
*kl. 15, dagen  
før driftsdøgn*

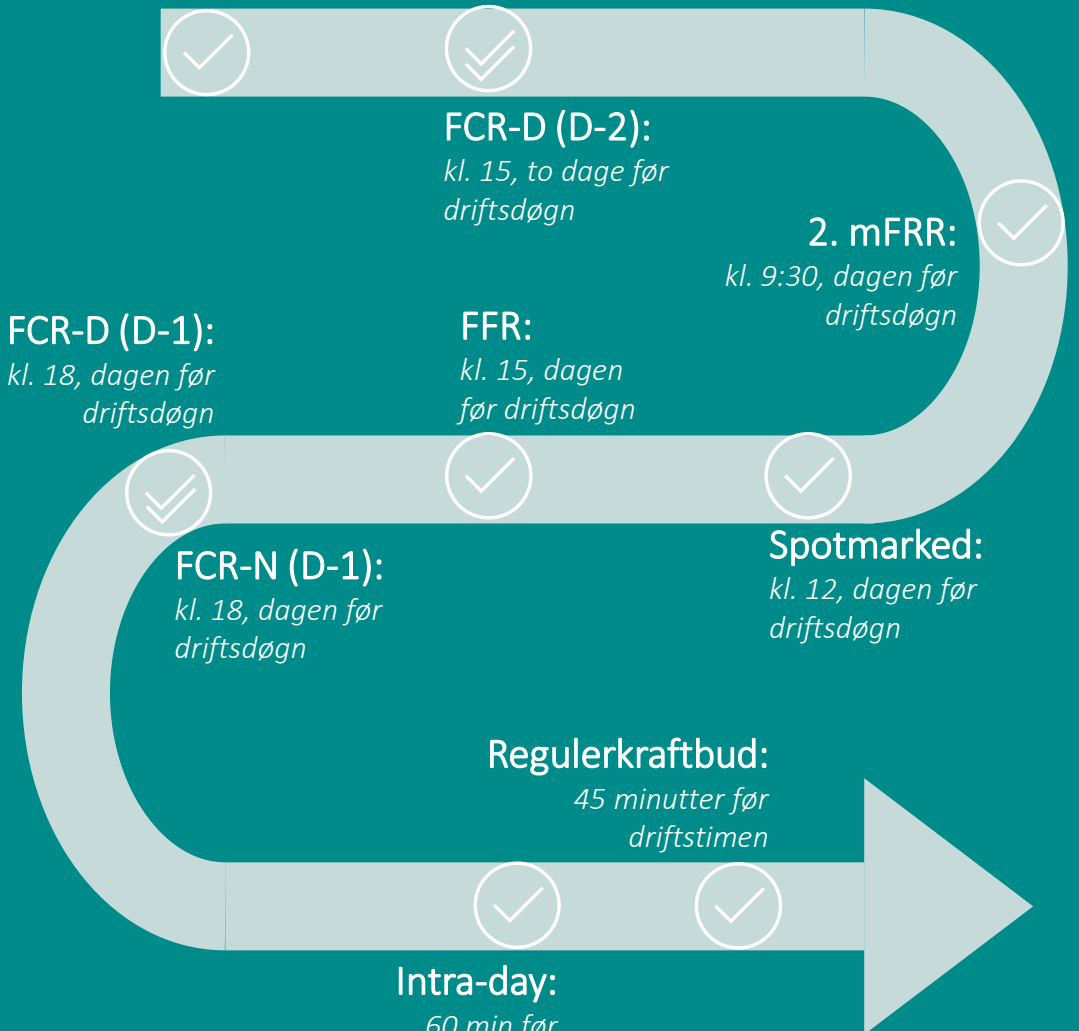
**FCR-N (D-1):**  
*kl. 18, dagen før  
driftsdøgn*

**Spotmarked:**  
*kl. 12, dagen før  
driftsdøgn*

**Regulerkraftbud:**  
*45 minutter før  
driftstimen*

**Intra-day:**  
*60 min før  
driftstimen*

DK2





# MFRR (M-1), INTRODUKTION

mFRR markedet er en kapacitetsbetaling for en forpligtigelse om at indmelde x MW opregulering ind som regulerkraftbud i NOIS.

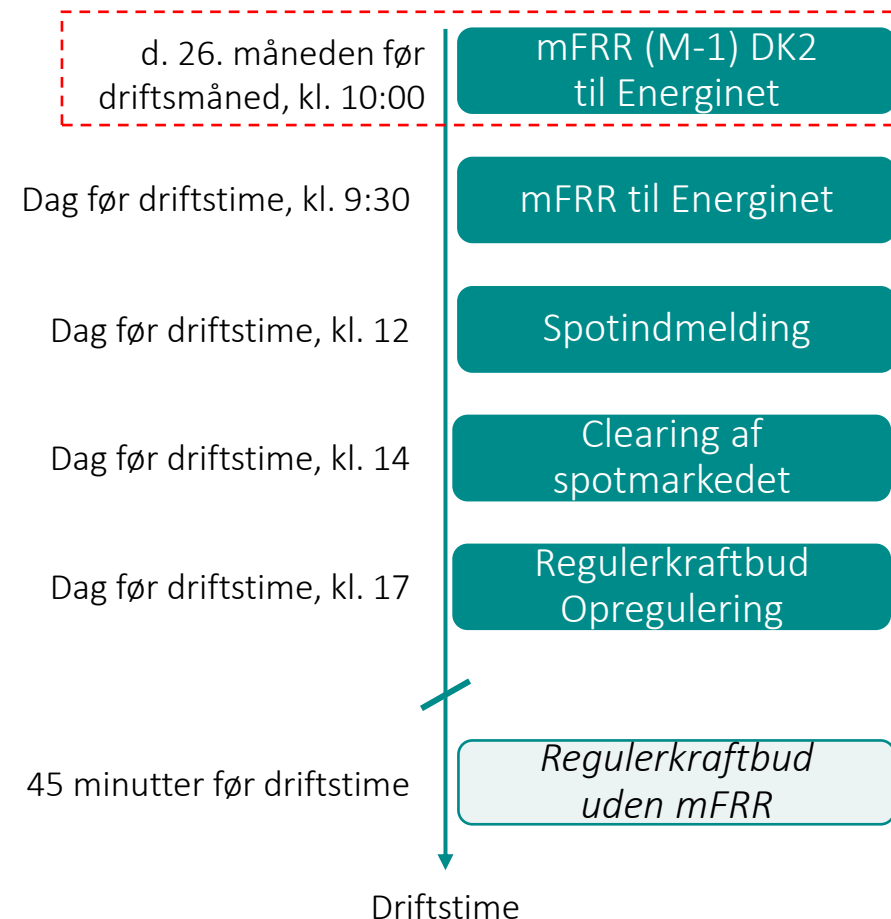
I DK2 indkøbes reserven på dagsauktioner og månedsauktioner med hhv. 40 % og 60 % fordeling, hvor månedsauktionen indeholder omkring 360 MW.

Månedsauktionen, mFRR (M-1), indeholder én pris og én mængde der er gældende for alle timer i hele måneden, mens dagsauktionen indeholder priser og mængder for hver time i det pågældende døgn.

Regulerkraftbud kan også indmeldes uden mFRR forpligtigelsen og kan indsendes som både op- og nedregulering (kaldet frivillige bud). Budindmeldelsen kan gøres indtil 45 minutter inden den aktuelle driftstime.

Månedsauktionen kræver at bud skal være mindst 5 MW og højst 100 MW.

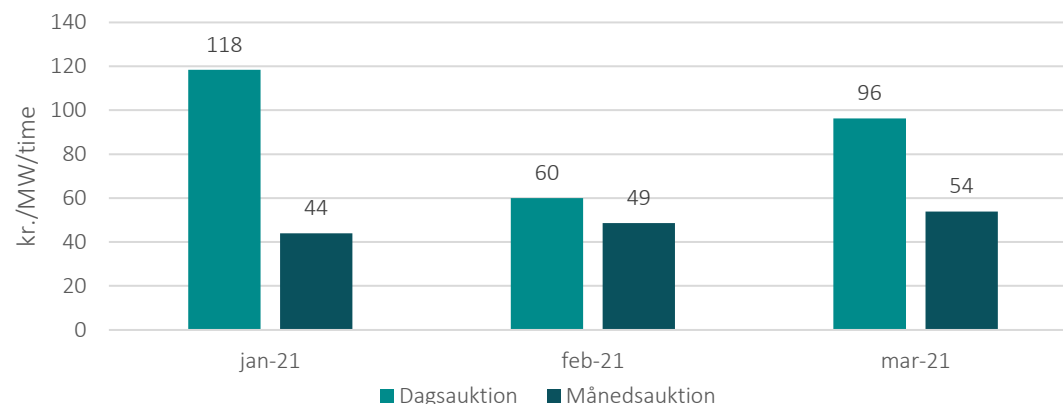
Energimængden i mFRR er betydelig. Bud aktiveres oftest for hele timer ad gangen, hvor energien vil svare til 100 % af budstørrelsen.





# MFRR (M-1), OVERVEJELSER

Understående figur viser gennemsnitlige markedspriser for Q1-2021 for mFRR i DK2, for hhv. dags- og månedsauktionen.



Prisforskellen kan skyldes, at grundlastsanlæg, der alligevel er i drift i alle timer i perioden, byder ind på månedsauktionerne, mens mellem- og spidslastsanlæg byder ind på dagsauktioner.

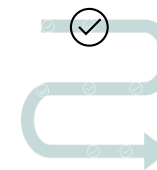
Varmepumper og kraftvarmeanlæg der skal forsyne et varmebehov er oplagte teknologier til denne auktion, mens spidslastenheder, som elkedler, sjældent driftes konstant i en hel måned.

.... mFRR forsættes under dagsauktion

## VID- tankegang

mFRR i DK2 er tildels en månedlig forpligtigelse til at byde ind med regulerkraftbud i alle timer i den pågældende måned.

VID kan ikke sikre at der altid er forhold som gør at de kan producere i alle timer for måneden, så VID vælger ikke at byde ind i månedsmarkedet, men vælger kun at byde ind i dagsmarkedet.



# FCR-D & FCR-N

Det fremgår af kronologien, at FCR-D og FCR-N bydes over to omgange hhv. D-2 og D-1 samt at budgivningen for de to reserver er simultan – dette åbner for mange overvejelser og budkombinationer.

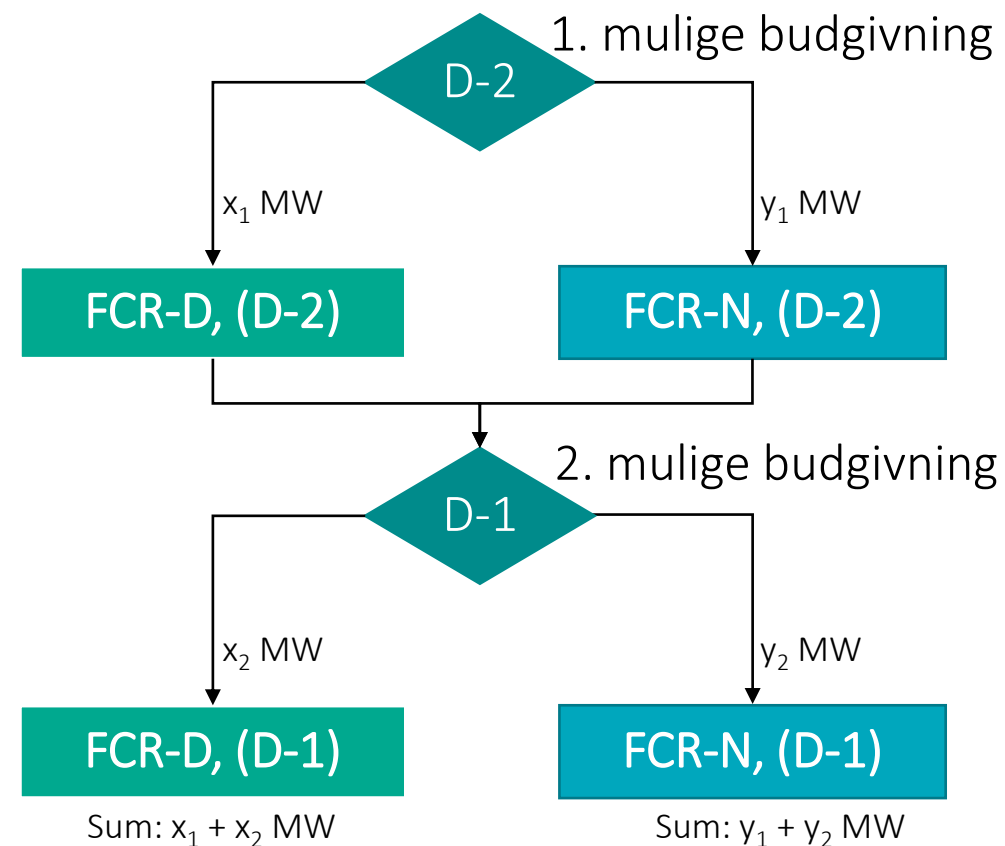
Generelt betyder det, at aktørerne skal være overveje deres budindmelding både i forhold til mængde, men også pris. Endvidere er der mulighed for at tilbagesælge en leverance vundet i D-2 markedet i D-1 markedet.

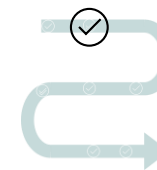
En overvejelse til 1. budrunde kunne være at indmelde halvdelen af kapaciteten på begge markederne eller satse på ét af markederne (antaget at den enhed der meldes ind er godkendt til at levere begge reserver).

Inden 2. auktsionsrunde (D-1) kendes priserne fra 1. auktsionsrunde (D-2) samt spotpriserne, hvilket åbner for yderligere overvejelser.

De næste par slides indeholder først en introduktion af *FCR-D* og *FCR-N* samt VIDs budstrategi for *FCR-D* og *FCR-N* i 1. budrunde.

For at følge kronologien kommer 2. budrunde af *FCR-D* og *FCR-N* senere i casebeskrivelsen.



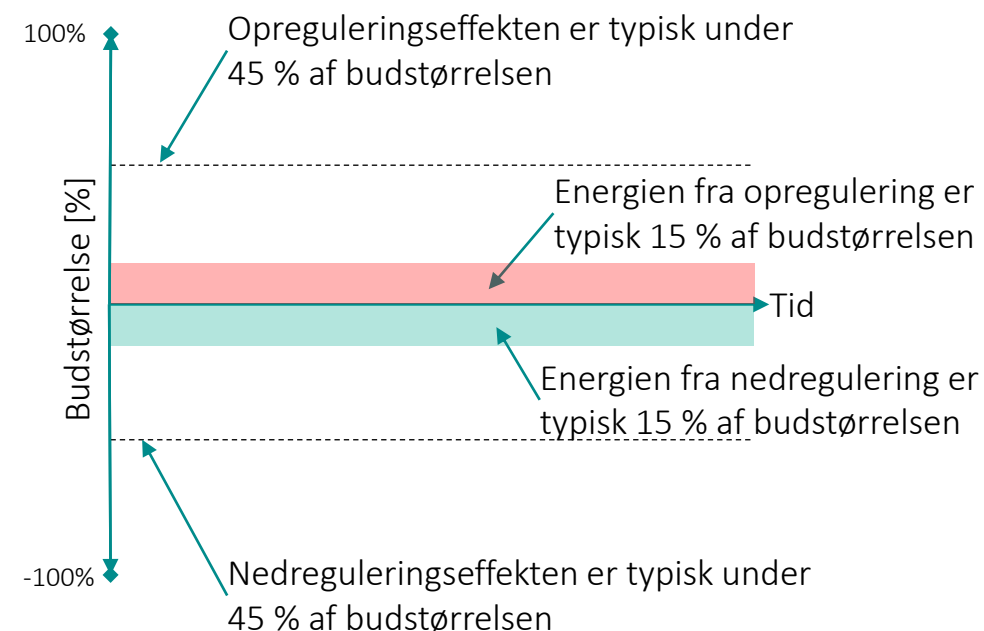


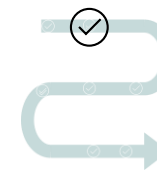
# FCR-N, INTRODUKTION

FCR-N, frekvensstyret normaldriftsreserve, er en automatisk regulering leveret af produktions- eller forbrugsenheder. FCR-N kræver en symmetrisk ydelse, hvilket betyder at ydelsen indeholder både op- og nedregulering.

FCR-N er en ydelse med moderate energimængder og aktiveringer – historisk er der opgjort en load factor på ca. 15 % for både op- og nedregulering særskilt. Energimængden fra FCR-N er derfor tæt på 0 MWh, da op- og nedreguleringer over tid balancerer / udjævner hinanden.

I 75 % af tiden er den aktiverede effekt under 45 % af budstørrelsen for både op- og nedregulering, mens behovet for aktivering er rimelig konstant.





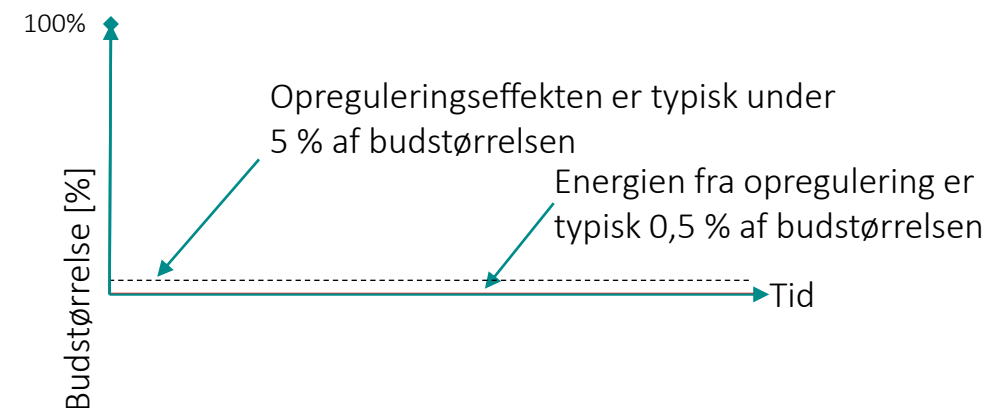
# FCR-D, INTRODUKTION

Ved større driftsforstyrrelser er frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve en hurtig reserve, som skal afbøde store frekvensfald fra udfald af store produktionsanlæg eller linjer.

Energinet indkøber i samarbejde med Svenska kraftnät FCR-D både som opreguleringseffekt og (i løbet af 2022) nedreguleringseffekt.

FCR-D er en ydelse med meget lidt aktivitet og energi – historisk er der opgjort en load factor på ca. 0,5 % af budstørrelsen, hvorfor energimængden er yderst lav.

I 75 % af tiden er den aktiveret effekt under 5 % af budstørrelsen for opregulering. Der er meget standby tid forbundet med FCR-D, idet væsentlige aktiveringer forekommer sjældent.





## FCR-N, OVERVEJELSER

Energinets og Svenska kraftnäts samlede behov (258 MW i 2021) indkøbes på daglige auktioner, hvor en del af behovet indkøbes to dage før driftsdøgnet (D-2) og den resterende del indkøbes dagen før driftsdøgnet (D-1).

**FCR-N (D-2):** Bud indsendes senest kl. 15 to dage før driftsdøgnet og kan indeholde timebud samt blokbud á maks 6 timer. Bud skal time for time indeholde mængder og pris. Tilbage meldingen til aktøren sker senest kl. 16.

**FCR-N (D-1):** Bud indsendes senest kl. 18 dagen før driftsdøgnet og kan indeholde timebud samt blokbud á maks 3 timer. Bud skal time for time indeholde mængder og pris. Tilbage meldingen til aktøren sker senest kl. 20.

Alle accepterede bud for frekvensstyret normaldriftsreserve modtager en rådighedsbetaling svarende til den pris, som aktøren har budt (pay-as-bid).

Endvidere kompenseres energileverancen pr. MWh med regulerkraftprisen for hhv. op- og nedregulering.

Månedsgennemsnittet i 2020 spændte fra 59-200 kr./MW/time.



## FCR-D, OVERVEJELSER

Energinets og Svenska kraftnäts samlede behov (624 MW i 2021) indkøbes på daglige auktioner, hvor en del af behovet indkøbes to dage før driftsdøgnet (D-2), og den resterende del indkøbes dagen før driftsdøgnet (D-1).

**FCR-D (D-2):** Bud indsendes senest kl. 15 to dage før driftsdøgnet og kan indeholde timebud samt blokbud á maks 6 timer. Bud skal time for time indeholde mængder og pris.

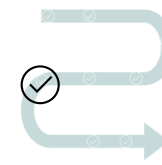
**FCR-D (D-1):** Bud indsendes senest kl. 18 dagen før driftsdøgnet og kan indeholde timebud samt blokbud á maks 3 timer. Bud skal time for time indeholde mængder og pris.

Alle accepterede bud for frekvensstyret normaldriftsreserve modtager en rådighedsbetaling svarende til den pris, som aktøren har budt (pay-as-bid).

Energileverancen kompenseres pr. MWh med regulerkraftprisen, men denne er ubetydelig grundet mængden af leveret energi.

Månedsgennemsnittet i 2020 spændte fra 43-199 kr./MW/time.





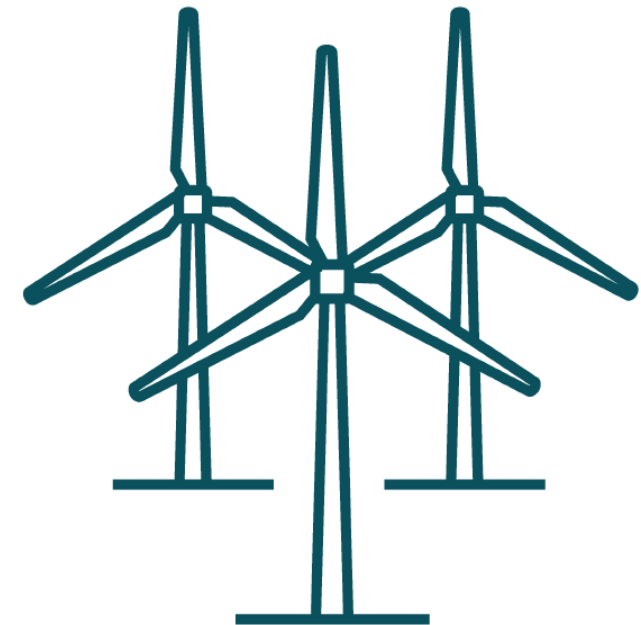
# FCR-D & FCR-N

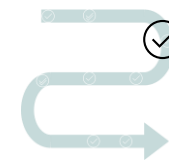
## VID - tankegang

VID kan med deres vindmøller på 20 MW til sammen, maksimalt byde 2 MW ind i markedet, idet det er deres 10% fraktile i forhold til deres prognoser. Derudover skal der altid være kapacitet i begge retninger (symmetrisk budgivning). Hvis VID byder ind i markedet for enten FCR-D eller FCR-N med 1 MW, så har de afsat deres kapacitet, og kan derved ikke byde ind på andre systemydelse.

VID vælger at byde ind, og da spot prisen er 200 DKK/MWh, og da VID har marginal omkostninger for 30 DKK/MWh så skal de minimum byde 170 DKK/MWh. Da markedet er pay-as-bid afregnet vælger VID at byde ind til 300 DKK/MWh for at være sikker på at tjene penge.

Derved ender VID med at tjene 300 DKK per. time de leverer FCR-D eller FCR-N kapacitet under disse betingelser.





# MFRR (D-1), INTRODUKTION

Som beskrevet ved mFRR (M-1) er mFRR en kapacitetsbetaling for en forpligtigelse om at indmelde x MW opregulering ind som energibud i regulerkraftmarkedet.

Dagsauktionen indeholder priser og mængder for hver time i det pågældende driftsdøgn og markedet cleares for hver time.

Regulerkraftbud kan også indmeldes uden mFRR forpligtigelsen og kan indsendes som både op- og nedregulering. Budindmeldelsen kan gøres indtil 45 minutter inden den aktuelle driftstime, men er man forpligtiget gennem mFRR kapacitetsmarkedet, skal opreguleringsbud leveres inden kl. 17 før driftsdøgnet.

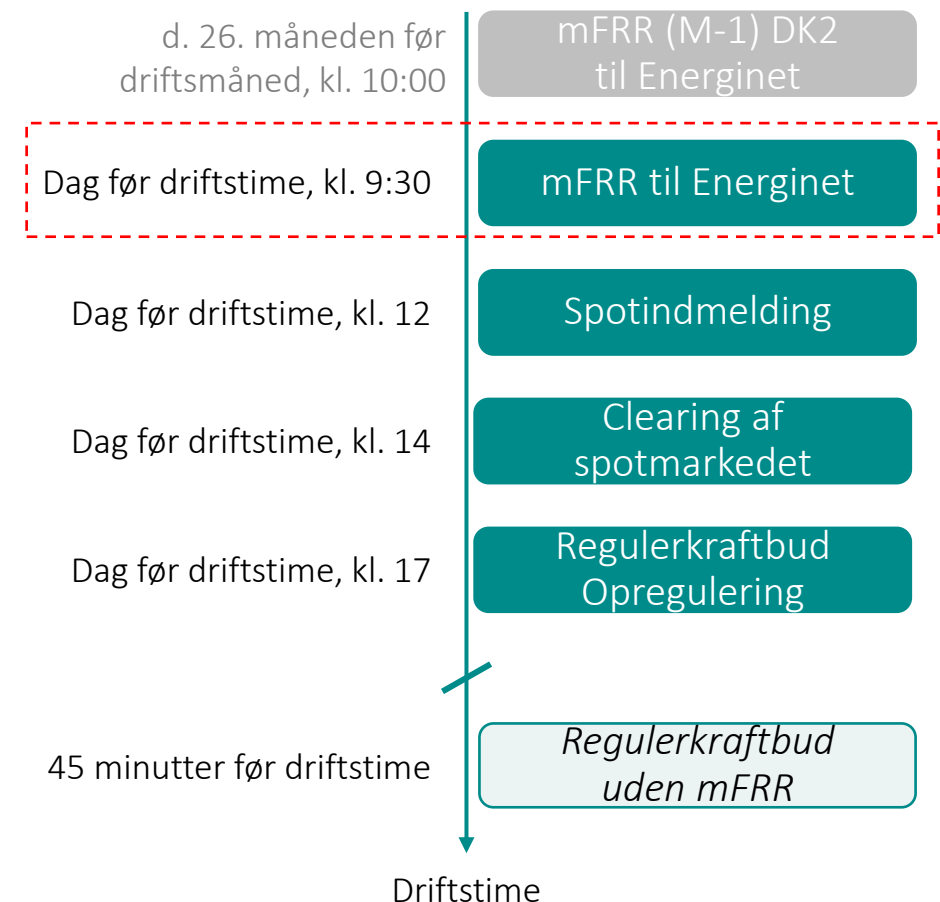
Selve aktionen for mFRR sker kl. 9.30 før driftsdøgnet, hvorfor dette sker inden der budindmeldes til spotmarkedet.

Alle accepterede kapacitetsbud modtager en rådighedsbetaling svarende til prisen for det dyreste accepterede bud (marginal pris).

For aktivering af energien i form af regulerkraftbud modtager alle aktiverede bud til balancering også prisen for det dyreste accepterede bud (marginal pris).

For kapacitet skal hvert bud skal mindst være på 5 MW og højst 50 MW.

Energimængden i mFRR er betydelig. Bud aktiveres oftest for hele timer ad gangen, hvor energien vil svare til 100 % af budstørrelsen.

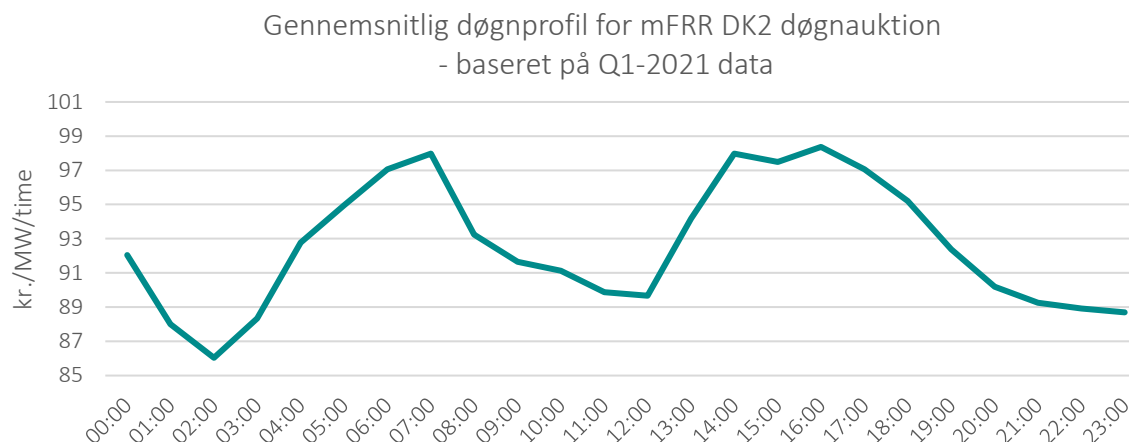




# MFRR - OVERVEJELSER

Prisen for mFRR i en faktisk uge er vist i understående graf. Den gennemsnitlige pris er på 93 kr./MW/time.

Da mFRR bud også indgives før clearingen af spotmarkedet skal man gøre sig overvejelser omkring omkostningerne til indkøbt strøm.



På baggrund af prisstatistik i Q1-2021, vil en vindmølle ejer med en budpris på 200 kr./MW/time blive accepteret ca. 10 % af tiden og vil sjældent være den marginale enhed.

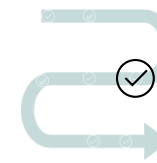
## VID - tankegang

VID ser nu at perioden for hvor lang tid man skal kende sin produktion nu er blevet mindre i forhold til månedsauktionen. Dette gør nu at ejeren kan se vejrudsigten godt nok frem i tid til at ville kunne byde ind på dagsauktionen.

I forhold til at sætte prisen som VID ønsker at byde ind med, er det vigtigt at VID gøre sig overvejelser om hvad prisen er på spot markedet.

VID vælger at byde ind. Da spot prisen er 200 DKK/MWh og da VID har marginal omkostninger for 30 DKK/MWh så skal de minimum byde ind til en pris på 170 DKK/MWh. Da markedet er marginal pris afregnet vælger VID at byde ind til 170 DKK/MWh for at øge chancerne for at deres bud bliver valgt. Det højeste accepterede bud ender med at være til en pris på 100 DKK/MWh.

Derved ender VID med ikke at blive valgt.



# DAY-AHEAD MARKEDET

Elleverandører, store forbrugere og producenter handler igennem deres balanceansvarlige aktør i day-ahead markedet for at dække produktion og forbrug for det følgende døgn.

Day-ahead-markedet er det største marked, og mere end 70 % af det samlede elforbrug i Norden handles her. Nord Pool tilbyder mange forskellige budformer som kan kombineres for at understøtte forskellige behov.

Senest kl. 12 skal alle bud være indmeldt til Nord Pool Spot og herefter cleares prisen for det efterfølgende driftsdøgn. Markedet er marginalprisafregnet, hvilket betyder det er det dyreste bud, som sætter prisen.

Prisen mellem lande og budzoner vil være ens medmindre der opstår en begrænsning på elforbindelserne mellem områderne.

Man kan også have handle sit elforbrug/elproduktion i *forward markedet*, hvilket betyder at man faktisk kan prissikre sit forbrug/produktion frem i tiden (dage, uger, måneder, år).

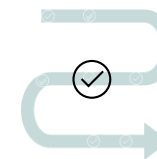
For VID betyder en forward handel, at man kender vindmøllernes salgspris og dermed er man sikret en betaling, som sikre man ligger over ens produktionsomkostninger.

## VID - tankegang

I day-ahead markedet har man som VID mulighed for at sælge den strøm man forventer at producere. Da VID typisk har lave marginale omkostninger, så vil man ved at byde ind i day-ahead markedet næsten altid blive valgt da markedet er marginalprisafregnet.

I det markedet er marginalprisafregnet sikrer dette typisk også vindmølle ejerne gode muligheder for at tjene på at byde ind i day-ahead markedet.

VID har dog også mulighed for at sælge sin strøm allerede før day-ahead markedet, dette gøres i forward markedet. Såfremt man som VID ønsker tidligt at have sikret sig en indtægt, vil man typisk vælge at sælge enten en del eller alt sin produktion i forward markedet.



# FFR, INTRODUKTION

FFR er et nyere produkt som skal sikre en afbødning ved hurtigt frekvensdyk ved tab af store produktionsenheder, og indkøbes derfor kun som en opreguleringsydelse. Behovet for FFR vil forekomme oftere og oftere, idet inertien i det nordiske elsystem bliver mindre qua udfasning af atomkraft og andre store termiske værker med roterende masse.

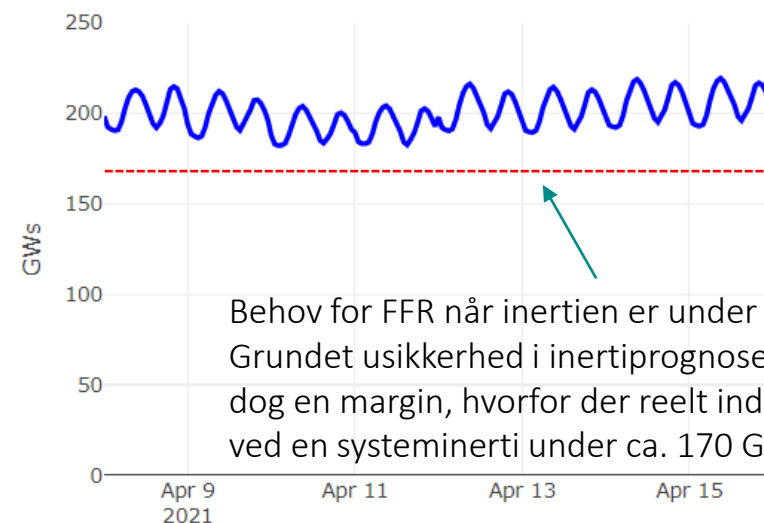
FFR er et produkt stort set uden energileverance og består udelukkende af lynhurtig aktivering af aktiv effekt (el).

FFR aktiveringer er indtil videre begrænset (1-3 aktivering om året), men behovet er som nævnt stigende, hvorfor der på sigt må forventes flere aktivering.

Mængder indkøbes på baggrund af en prognose der løber 7 dage frem, man kan derfor aflæse behovet før day-ahead markedet er clearet – se prognosen her: <https://ffr.westeurope.cloudapp.azure.com/>

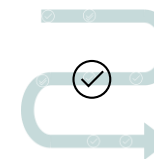
Ved prækvalifikation til FFR kan man vælge mellem opsætningerne illustreret i boksen nederst til højre.

Inertia forecast for the Nordic synchronous area



Grænseværdi	Aktiveringstid
49,7 Hz	1,3 sek
49,6 Hz	1,0 sek
49,5 Hz	0,7 sek

49,7 Hz	1,3 sek
49,6 Hz	1,0 sek
49,5 Hz	0,7 sek



# FFR, OVERVEJELSER

Energinet indkøber FFR per time gennem daglige auktioner på et nationalt marked med svingende behov – alt fra 0 til 45 MW (2020). Systeminertien er højest i vinterhalvåret og lavest i sommerhalvåret, hvorfor FFR indkøb primært forekommer i sommerperioden.

Der afholdes auktion en gang dagligt for det kommende døgn og bud skal indsendes, så de er Energinet i hænde senest kl. 15.00 dagen før driftsdøgnet. Energinet melder tilbage kl. 15.30, hvilke aktører der er accepteret samt markedsprisen.

Buddene skal time for time i det følgende døgn angive en mængde og en pris. Hvert bud skal mindst være på 0,3 MW og højst 50 MW.

Alle accepterede bud for opregulering modtager en rådighedsbetaling svarende til prisen for det dyreste accepterede bud for opregulering (marginalprisen).

Markedspriserne for FFR har i 2020 været meget svingende (170 kr./MW/time til 700 kr./MW/time) og har endnu ikke fundet et stabilt niveau. For 2020 blev FFR indkøbt per måned, hvorfor de historiske priser heller ikke er retvisende.

## VID - tankegang

VID ved, at FFR markedet sjældent er aktivt, men når muligheden er der så er prisniveauet der også til tjene penge for VID. Det er også antaget at VID har overskydende strøm som de kan sælge.

VID ved, at de bør byde ind på markedet til deres marginalpris, idet markedet afregnes efter dyreste accepteret bud (marginal prisen).

Opgørelsen af marginalprisen afhænger dog også af VIDs muligheder, som nu er meget åbne, eftersom VID kan sælge overskydende el i Intra-day markedet.

Hvis Intra-day prisen er højere end spotprisen, kan VID score en profit ved at sælge deres overskydende el.

I denne case antages, at prisniveauet i Intra-day markedet er meget ens med spotmarkedet – el handles derfor til 200 kr./MWh el i alle timer.

VID byder derfor på FFR markedet.

VID vælger at byde ind, og da spot prisen er 200 DKK/MWh, og da VID har marginal omkostninger for 30 DKK/MWh så skal de minimum byde 170 DKK/MWh for ikke at miste penge på at levere FFR. FFR markedet er marginal pris afregnet det højeste accepteret bud ender med at være 500 DKK/MWh.

Derved ender VIDs bud med at blive accepteret og VID ender med at tjene 500 DKK/MWh i den time de levere FFR under disse betingelser.

# OPSUMMERING AF SYSTEMYDELSER

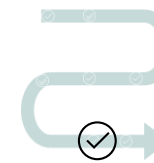
Resultaterne fra systemydelse er vist på tabellen til højre. Her skal man huske at det var antaget at el spot prisen 200 kr. pr. MW, og at VID har en marginal omkostning på 30 kr. pr. MW.

Af tabellen fremgår det at i det givende eksempel vil VID kunne have tjent mest ved at byde sine 2 MW ind i FFR, dog vil VID skulle være opmærksom på at det kun er få gange om året hvor der efterspørges FFR, resten af året vil VID skulle være opmærksom på hvordan priserne er på mFRR og FCR-D & FCR-N i forhold til hvor de kan skabe den største ekstra indtægt, da VID kun kan byde ind på en af ydelserne af gangen.

*Hovedformålet med denne case beskrivelse er ikke at fremvise et økonomiske resultat, men at illustrere overvejelserne til budgivning.*

*Energinet opfordrer altid alle aktører til at indgive bud uanset prisen (som sættes efter faktiske omkostninger), da alle bud kan gå hen og blive essentielle for balanceringen af elsystemet.*

Systemydelse	Indtægt
El spot	$2 \cdot (200 - 30) = 340$ kr.
FFR	$2 \cdot 500 = 1000$ kr.
FCR-N	$1 \cdot (200 - 30) + 300 = 470$ kr.
FCR-D (op)	$2 \cdot 300 = 600$ kr.
FCR-D (Ned)	$2 \cdot (200 - 30) + 2 \cdot 300 = 940$ kr.



# INTRA-DAY

Efterfølgende handel kan fra kl. 15.00 og frem til en time før driftstimen finde sted på det grænseoverskridende intra-day marked (XBID).

På intra-day marked kan en aktør handle sig i balance, eksempelvis i tilfælde, hvor et kulkraftværk tvinges til driftsstop, eller en offshore vindmøllepark producerer mindre el end prognosticeret, eller at man har købt for meget el.

Intra-day handler gennemføres løbende og afregnes derfor efter pay-as-bid princippet. Det vil sige, at XBID systemet matcher de bedste købs- og salgsbud, hvorefter handlen indgås mellem højeste købspris og laveste salgspris, på *first come first serve* basis, ligesom mange kender det fra aktiemarkedet.

## VID - tankegang

Fra clearing af elspotten, bliver VID opmærksom på at vejrudsigten nu opdatere sig, dette ændre nu ejerens mulighed for at producere mere/mindre i den enkelte time. Derved kan VID nu bruge intra-day markedet så VID stadigvæk er i balance.

I det tilfælde, at VID ikke fik handlet alle påkrævende mængder eller solgte mere end nødvendigt, vil VID kunne handle sig i balance op til timen før driftstimen.

Samtidig skal VID selvfølgelig også overveje om deres kapacitet bedst kan udnyttes på intra-day markedet eller på systemydelsesmarkedet.



# REGULERKRAFTMARKEDET

Regulérkraft anvendes til manuelt at opretholde balancen (og dermed frekvensen) i det samlede elsystem og handles på det fællesnordiske regulérkraftmarked, Nordic Operational Information System (NOIS).

På regulérkraftmarkedet kan aktører indgive bud på op- og nedregulering i driftstimen. Regulérkraftbud, som følge af salg af mFRR-kapacitet, skal indsendes til Energinet senest kl. 17:00 dagen inden driftsdøgnet. Aktører, der frivilligt byder ind i markedet, kan gøre dette indtil 45 minutter før driftstimen.

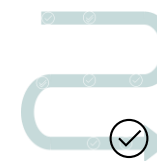
Buddene skal afgives for de enkelte driftstimer og være på minimum 5 MW både for op- og nedregulering.

Enten lige før eller i løbet af driftstimen aktiveres op- eller nedreguleringsbud i nødvendigt omfang af Kontrol Centeret hos Energinet. Der dannes herefter en marginal timepris (RK-prisen) efter samme principper som i spotmarkedet, hvorved alle aktiverede bud modtager samme afregningspris per leveret MWh.

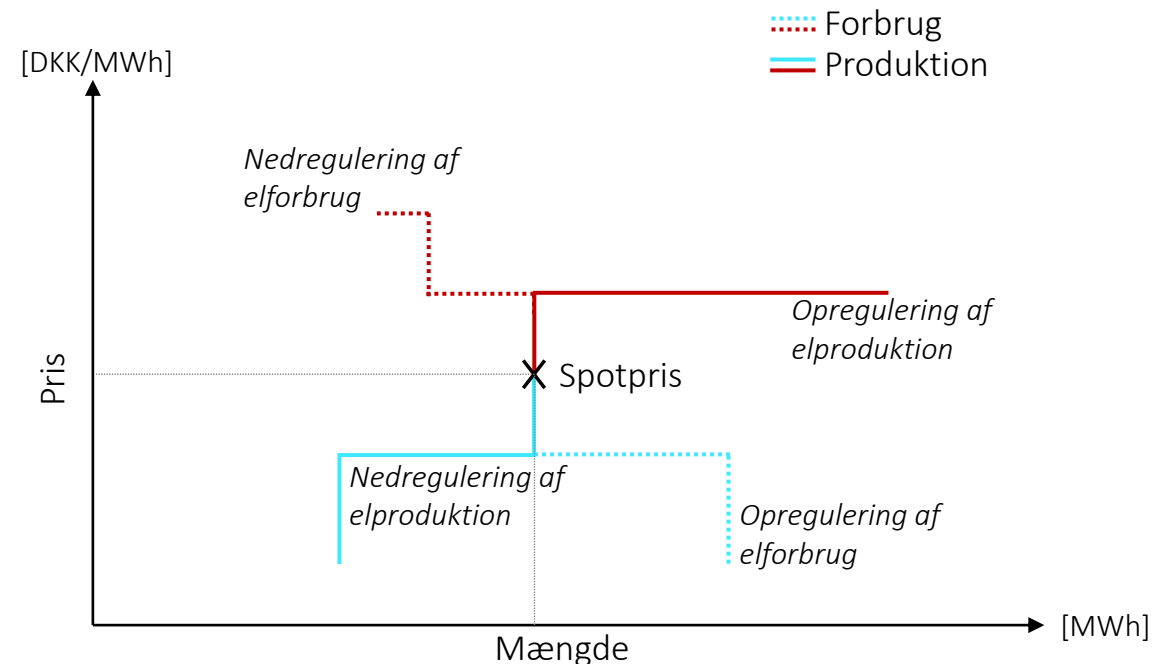
Regulérkraftbud kan aktiveres i mindre end en time, dog forsøger Energinet i videst muligt omfang at sikre aktørerne en køretid på minimum 30 minutter. Oftest aktiveres bud i hele timer.

Figuren til højre skitserer, hvordan både elforbrug og –produktion kan levere op- og nedregulering i forhold til en cleared spotpris.

I Q1-2021 er den gennemsnitlige opreguleringspris i DK2 opgjort til spotprisen + 211 kr./MWh, og den gennemsnitlige nedreguleringspris er spotprisen - 154 kr./MWh.



ENERGINET



## VID - tankegang

VID kender nu deres produktionsplan og ved at de kan byde ind med en vis mængde (MW) opregulering eller nedregulering i regulerkraftmarkedet.

Mængden af frivillige mFRR bud som VID kan byde ind på regulerkraftmarkedet med, vil i den enkelte driftstime afhænge af hvor meget VID har solgt på day-ahead markedet, intraday markedet samt øvrige systemydelse.

VID byder mFRR nedreguleringsbud ind på regulerkraftmarkedet i de timer hvor de har solgt deres produktion i enten day-ahead eller intraday markedet. Dette gør VID, da de har mulighed for sikre sig en ekstra indtægt uden at det giver problemer i forhold til andre processer.

Hvis VIDs mFRR nedreguleringsbud bliver aktiveret, vil VID skulle nedregulere sin produktion og vil modtage regulerkraftprisen (RK-prisen) for den mængde nedregulering der er solgt.