



ENERGINET
Systemansvar

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 39 31 49 59

Dato:
30. april 2024

Forfatter:
MOA/LJK/CNP

NOTAT

FORKLARENDE DOKUMENT - NYT DESIGN FOR UBALANCEAFREGNING

Indhold

1. Dokumentets formål	3
2. Ubalancevolumen	3
2.1 aFRR	3
2.2 mFRR – Planlagt aktivering	4
2.3 mFRR – Direkte aktivering	5
3. Ubalancepris.....	5
3.1 Begrundelse for valg af ubalanceprisdesign	5
3.1.1 Valg af kombineret metode.....	6
3.1.2 Fravalg af maks/min-metode og volumenvægtet gennemsnitsmetode ..	6
3.2 Ubalanceretning	7
3.3 Værdien af undgået aktivering	8
3.4 Udregning af ubalancepris	8
3.4.1 mFRR-priser	8
3.4.2 aFRR-priser	9
3.4.3 Specifikke produkter og specialregulering	9
3.4.4 Udregningseksempler.....	10
3.5 Ubalanceprisdesign i andre lande.....	22
3.6 Analyser af ubalanceprisdesign	22
3.6.1 Generelle analyser af den nye ubalanceprismodel	23
3.6.2 Længden af aFRR aktiveringer	24

1. Dokumentets formål

Dette dokument er et forklarende dokument (explanatory note) og formålet er at give baggrundsinformation omkring metoden. Dermed skal dette dokument anses som et supplement til metoden, der kan fremme forståelsen af metodens indhold. I tilfælde af tvivl eller uenighed imellem dokumenterne er det til enhver tid metoden der gælder.

2. Ubalancevolumen

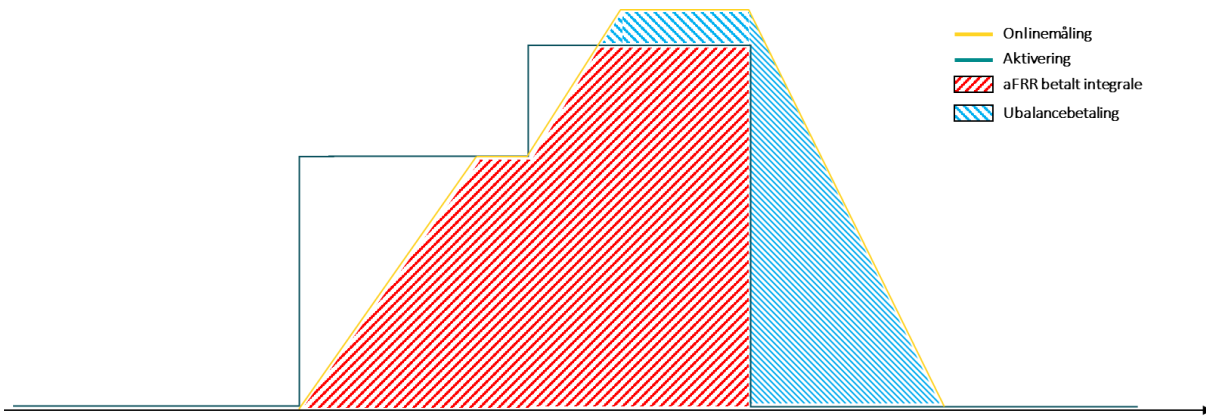
2.1 aFRR

Allerede i dag bliver aktørens ubalanceafregning baseret på rampen for aFRR-produktet ved levering af aFRR-energi. Dette fortsættes fra overgangen til PICASSO, hvor ubalancevolumen er baseret på den forventede levering og anlæggets egen rampe. I PICASSO er der ikke nogen standardrampe for aFRR, der er dog et krav om at den fulde aktiveringstid (FAT) maksimalt er 5 minutter. Dermed er det tilladt at rampe hurtigere, hvis det er muligt. Fra PICASSO vil aFRR-leverandører modtage betaling svarende til den faktisk leverede energi og altså ikke den forventede energimængde. Dette skyldes at anlæggende kan have forskellige ramper og PICASSO bestiller aFRR-energi uden en rampe.

Fordi aktøren modtager betaling svarende til den faktisk leverede mængde, er der i rampeperioden ikke behov for at ubalanceafregne aFRR-leverandøren for aFRR leveringen, da de ikke får mere betalt end de rent faktisk leverer. Den faktiske leverance er baseret på aktørens online-måling i realtid. Hvis den enkelte aktør ikke leverer et tilfredsstillende aFRR-produkt bliver dette løst med kontroller fra Energinets side og altså ikke igennem ubalanceafregning.

Dog kan en aktør fortsat opleve at blive ubalanceafregnet ved aFRR-energiaktivering. Ubalanceafregning vil fortsat ske hvis der leveres mere end den bestilte energi, ligesom i dag. Derudover vil aktøren blive ubalanceafregnes, hvis ikke energiaktiveringen stopper, når PICASSO-aktiveringen ophører.

I figur 1 ses en aFRR-bestilling fra Energinet. aFRR-bestillingen efterspørger energi leveret med det samme, idet der ikke er en standardrampe for aFRR. Men fordi aFRR-produktet tillader en FAT på op til 5 minutter, kommer energien ikke med det samme, selvom dette er bestilt. Aktøren får en betaling svarende til den rampe, der kan leveres med, hvorfor der ikke er brug for ubalanceafregning på denne del af leveringen. Dette er markeret med røde striber i figuren. Såfremt en aktør leverer mere end den bestilte volumen vil overleveringen blive ubalanceafregnet og aktøren vil ikke modtage aFRR-betaling for denne del. Ubalancen er markeret med blå striber på figuren. Udover overlevering af volumen vil aktøren også opleve at blive ubalanceafregnet i nedrampen efter levering. Da aFRR-produktet i PICASSO ikke har nogen nedrampe efter leveringen, kan aktøren ikke modtage en energi-betaling for denne, hvorved de i stedet skal ubalanceafregnes.

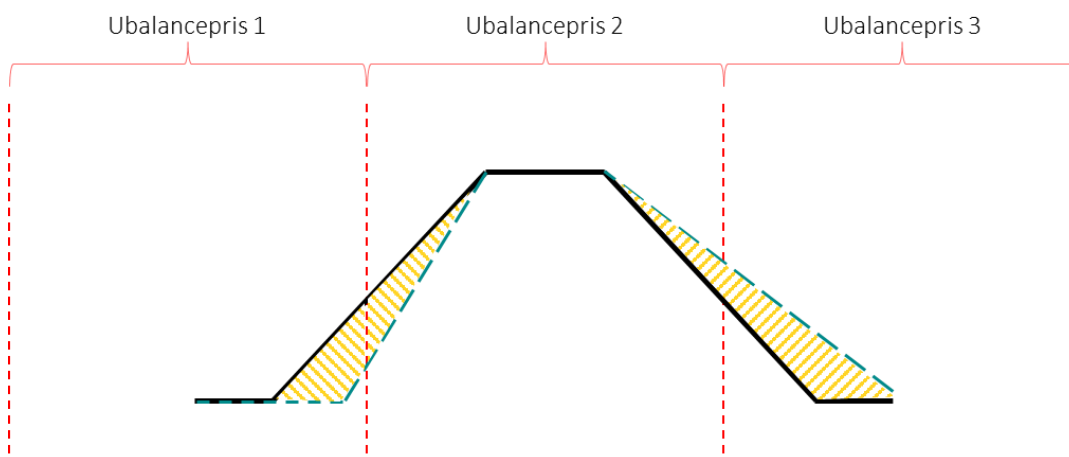


Figur 1 – aFRR betaling og ubalanceafregning

2.2 mFRR – Planlagt aktivering

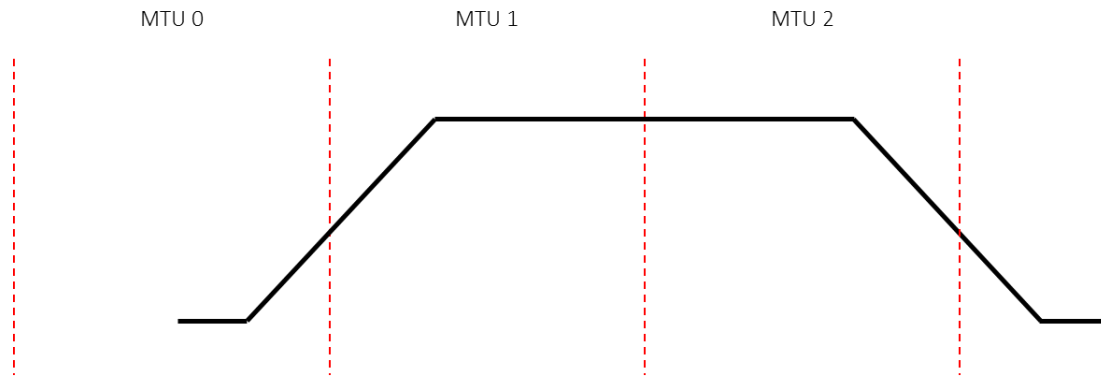
Med den nye metode for ubalancevolumen skal mFRR-aktiveringer ubalanceafregnes baseret på standardrampen. Dette betyder, at en mFRR-leverandør ikke bliver ubalanceafregnet såfremt de følger standardrampen. I stedet bliver aktøren ubalanceafregnet for afvigelsen fra rampen.

I figur 2 er der vist to forskellige eksempler på, hvorledes aktøren kan afvige fra standardrampen. I rampen op mod den fulde aktivering, viser figuren en aktør, der bruger mere forberedelsestid end de planlagte 2,5 minut efterfulgt af en hurtigere rampetid end de planlagte 10 minutter. Dette giver en underlevering af energi som skal ubalanceafregnes svarende til det gule areal ved ubalancepris 1 og 2. I nedrampen er vist en anden måde hvorpå aktøren kan rampe skævt, nemlig at alle 12,5 minutter anvendes til at rampe ned og dermed ikke de 10 minutter som er fastsat af standardproduktet. Dette giver en overlevering af energi som vist i det gule areal ved ubalancepris 2 og 3. Denne overlevering vil også blive ubalanceafregnet.



Figur 2 – Ubalanceafregning for den planlagte aktivering

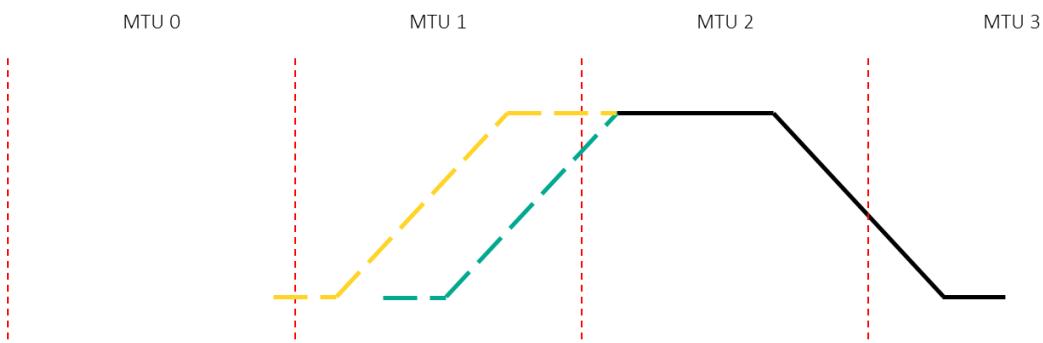
I de tilfælde hvor en aktør modtager et mFRR-aktiveringssignal til MTU 1 og herefter modtager endnu et mFRR-aktiveringssignal i MTU 2, skal aktøren ifølge reglerne for mFRR-energiaktivering fortsætte sin energiaktivering i stedet for at rampe ned og op igen (se figur 3). Når dette sker, bliver ubalanceafregningen også i dette tilfælde baseret på den forventede levering, hvorved afregning sker i de tilfælde hvor mFRR-leverancen fraviger fra det forventede.



Figur 3 - Planlagt aktivering med genaktivering

2.3 mFRR – Direkte aktivering

Ligesom for planlagt aktivering, er de direkte aktiveringer også ubalanceafregnet ud fra standardrampen og den forventede levering. De direkte aktiveringer kan forekomme når som helst imellem de planlagte aktiveringer. Derfor er det tidspunktet for aktiveringssignalet, der afgør hvilken volumen Energinet forventer at modtage og dermed den forventede levering, der bliver ubalanceafregnet ud fra. Når aktiveringssignalet er sendt, forventer Energinet pr. standardrampen at aktøren anvender 2,5 minut til at forberede aktiveringen, hvorefter der skal rampes symmetrisk i 10 minutter hvorefter den fulde mængde er leveret. I figur 4 ses to forskellige direkte aktiveringer, en gul og en grøn. Begge direkte aktiveringer følger standardrampen, men aktiveringstidspunktet er forskelligt. Dermed er den forventede volumen forskellig for de to figurer.



Figur 4 – Direkte aktivering

For direkte aktiveringer gælder det, at aktiveringen fortsætter ind i næste kvarter. Altså skal en direkte aktivering for MTU 1 fortsætte ind i MTU 2. Begge de direkte aktiveringer vist i figur 4 er aktiveret for MTU 1 og fortsætter derfor i det efterfølgende kvarter. Når aktiveringen fortsætter ind i næste kvarter, er der ingen rampe imellem de to kvarter. Den direkte aktivering ramper ned ligesom standardproduktet i MTU 2 og MTU 3. Afvigelser fra både standardrampen i op- og ned-aktivering og den fulde leveret mængde bliver ubalanceafregnet.

3. Ubalancepris

3.1 Begrundelse for valg af ubalanceprisdesign

Ifølge *Electricity Balancing Guideline (EBGL)* artikel 55, skal ubalanceprisdesignet tage højde for FRR-priser, altså både aFRR priser og mFRR priser. Ifølge *Imbalance Settlement Harmonisation (ISH)*, kan man inddrage FRR-priser ved at bruge maks/min-metoden, volumenvægtet gennemsnitsmetoden eller en kombination af de to.

I valget af metode har Energinet skulle balancere imellem simplicitet og et komplekst design, der giver en ubalancepris, svarende til de faktiske udgifter til energiaktivering uden overdækning eller underdækning.

I dette dilemma har Energinet valgt at fokusere på simpliciteten, dog med de bemærkninger, at designet skal minde mest muligt om det nuværende design og at aktørerne skal beskyttes imod urimeligt høje, ubegrundede ubalancepriser. Simpliciteten er valgt, fordi Energinet mener, at dette giver det mest transparente ubalanceprisedesign, som aktørerne selv kan efterregne.

Dog er det endelige design, som er et kombineret design, en anelse mere komplekst end hvis maks/min-metoden eller den volumenvægtede gennemsnitsmetode var valgt. Årsagen til lige netop dette valg er beskrevet nedenfor.

3.1.1 Valg af kombineret metode

Energinet har valgt en kombination af de to metoder, hvor aFRR-prisen volumenvægtes til én pris pr. ISP, hvorefter maks/min-metoden anvendes imellem aFRR-prisen og mFRR-priserne. aFRR- og mFRR-priserne kan kun indgå, hvis der i budzonen har været en efterspørgsel efter den pågældende systemydelse. Hvis der aktiveres til andre budzonerers efterspørgsel, så tages dette ikke med i bestemmelsen af ubalanceprisen. Denne metode er valgt af følgende årsager:

1. Volumenvægtningen af aFRR beskytter aktørerne imod ualmindeligt høje ubalancepriser forårsaget af prisspikes i PICASSO, som er den fælleseuropæiske platform for aFRR-energiaktivering. Hvis Energinet havde valgt en ren maks/min-metode, ville ubalanceprisen blive sat til den højeste af alle relevante aFRR-priser (der kan være op til 225 indenfor én MTU) og mFRR-priserne. Dermed kan en enkelt ekstremt høj aFRR-pris sætte en ekstremt høj ubalancepris. Ved at volumenvægte aFRR-priserne, mindskes betydningen af en enkeltstående høj aFRR-pris. Desuden sikrer volumenvægtningen af aFRR-prisen, at Energinet ikke oplever en høj overdækning af ubalancen, fordi ubalancen betales med en ualmindelig høj aFRR-pris men afhjælpes ved at betale en mere stabil og sandsynligvis lavere mFRR-energiaktiveringspris.
2. Maks/min af mFRR-priserne og aFRR-prisen sikrer et design, der minder mest muligt om i dag. Analyser, der kan findes i kapitel 7 af dette dokument viser, at hvis antagelserne holder, så vil ubalanceprisen i størstedelen af tiden blive sat af mFRR-prisen, hvilket giver den samme ubalancepris som i dag.

3.1.2 Fravalg af maks/min-metode og volumenvægtet gennemsnitsmetode

Maks/min-metoden er fravalgt primært af to årsager:

1. Som nævnt ovenfor ønsker Energinet at undgå ekstreme ubalancepriser. Med maks/min-metoden er det altid den højeste pris ved opregulering og den laveste pris ved nedregulering, der sætter ubalanceprisen. Dermed kan én enkelt ekstrem aFRR-pris forårsage en uensigtsmæssig høj ubalancepris. Energinet ønsker ikke at udsætte aktørerne for sådan en voldsom risiko.
2. Energinet ser det som en stor ulempe, at ubalanceprisen forårsager kontinuerlig overdækning af ubalancer. Altså at aktørerne betaler mere for ubalancerne end Energinet skal bruge til at aktivere FRR-energi.

Den volumenvægtede gennemsnitsmetode er fravalgt fordi:

1. Denne metode giver en pris, der er bestemt af både mFRR og aFRR, hvorved prisen sjældent vil blive fastsat af mFRR alene. Selvom mFRR er den primære FRR-

energiaktivering, der bliver brugt til at løse ubalancer, vil dette ikke være direkte afspejlet i ubalanceprisen, som også vil inkludere aFRR. Dermed vil resultatet fra den volumenvægtede gennemsnitsmetode sjældent blive ligesom i dag.

2. Den volumenvægtede gennemsnitsmetode vil også være den metode som vil sætte den laveste ubalancepris, og Energinet vil derfor have en betydelig underdækning på denne metode, som vil skulle dækkes på en anden metode.
3. Hvis man valgte den volumenvægtede gennemsnitsmetode, ville aktører som bliver valgt med høje energiaktiveringspriser også have muligheden for ikke at levere og stadigvæk få en økonomisk gevinst ud af det. Energinet ønsker ikke at give incitament til at undlade at levere energiaktiveringer.

3.2 Ubalanceretning

For både det nuværende ubalanceprisdesign og det kommende, skal der fastsættes en dominerende ubalanceretning, som har betydning for hvorledes ubalanceprisen sættes. Det er defineret i ISH, hvordan en TSO kan fastsætte sin ubalanceretning.

For alle budzoner i Norden bliver den dominerende retning fastsat af mFRR-behovet i den enkelte budzone. Dermed vil en mFRR-energiaktivering i budzonen ikke påvirke den dominerende retning, hvis aktiveringen sker på baggrund af et behov i en anden budzone. Ligeledes tæller behovet for mFRR-energiaktivering ikke med, hvis der ikke sker en mFRR-energiaktivering på baggrund af behovet. Denne mFRR-energiaktivering kan enten forgå i budzonen eller en anden budzone.

Systemubalancen er negativ, når der er fortaget mFRR-opregulering. Systemubalancen er positiv, når der er fortaget mFRR-nedregulering.

Eksempel 1:

- DK1: Der efterspørges 50 MW mFRR nedregulering og aktiveres 50 MW nedregulering.
- DK2: Der efterspørges 50 MW mFRR nedregulering og aktiveres 50 MW nedregulering.
- Ubalanceretningen bliver positiv og den dominerende retning er nedregulering i DK1 og DK2.

Eksempel 2:

- DK1: Der efterspørges 0 MW mFRR, men aktiveres 50 MW opregulering.
 - Aktiveringen bruges til at dække et behov i DK2.
- DK2: Der efterspørges 50 MW mFRR opregulering, men aktiveres 0 MW.
 - Behovet bliver opfyldt af aktiveringen i DK1.
- Ubalanceretningen bliver nul og der er ingen dominerende retning i DK1, og ubalanceretning bliver negativ og den dominerende retning er opregulering i DK2.

Eksempel 3:

- DK1: Der efterspørges 50 MW mFRR opregulering og aktiveres 50 MW opregulering.
- DK2: Der efterspørges 10 MW mFRR nedregulering og aktiveres 10 MW nedregulering.
- Ubalanceretningen bliver negativ og den dominerende retning er opregulering i DK1, og ubalanceretningen bliver positiv og den dominerende retning er nedregulering i DK2.

Eksempel 4:

- DK1: Der efterspørges 10 MW mFRR opregulering, men aktiveres 60 MW opregulering.
 - Den ekstra aktivering bruges til at dække et behov i DK2.
- DK2: Der efterspørges 50 MW mFRR opregulering, men aktiveres 0 MW.
 - Behovet bliver opfyldt af aktiveringen i DK1.
- Ubalanceretningen bliver negativ og den dominerende retning er opregulering i DK1 og DK2.

3.3 Værdien af undgået aktivering

I tilfælde af, at der ikke er mFRR-efterspørgsel (nul eller nøjagtigt lig efterspørgsel op og ned) i budzonen, skal værdien af undgået aktivering (VoAA - Value of Avoided Activation) beregnes, og den vil i dette tilfælde fastsætte ubalancen i prisen.

I dag er VoAA også gældende, og den er i Danmark sat til at være lig med DA-prisen. Dette ønsker Energinet fortsat, at den skal være defineret på samme måde i fremtiden, og metoden for nyt ubalanceprisedesign ændrer derfor ikke, hvordan VoAA bliver fastsat i fremtiden.

3.4 Udregning af ubalancepris

Når ubalanceretningen er negativ, altså at der primært er fortaget opregulering, sættes ubalanceprisen til den maksimale af mFRR-priserne, priserne for specifikke produkter aktiveret med balanceringsformål og den volumenvægtede aFRR-pris. Denne findes i følgende step:

1. **aFRR-aktiveringer:** aFRR-aktiveringer er bestemt ud fra efterspørgslen i området. Det vil sige at aktiveringer forårsaget af en efterspørgsel i en anden budzone ikke medregnes. Derudover medtages kun aktiveringer i den dominerende retning, altså opregulering.
2. **aFRR-volumenvægtning:** For de inkluderede aFRR-aktiveringer regnes den volumenvægtede gennemsnitspris ud fra de efterspurgte volumener og de tilsvarende priser.
3. **Maks pris:** Den maksimale pris af mFRR-priserne og den volumenvægtede aFRR-pris sætter ubalanceprisen i ISP'en.

Når ubalanceretningen er positiv, altså at der primært er fortaget nedregulering, sættes ubalanceprisen til den minimale af mFRR-priserne, priserne for specifikke produkter aktiveret med balanceringsformål og den volumenvægtede aFRR-pris. Denne findes i følgende step:

1. **aFRR-aktiveringer:** aFRR-aktiveringer er bestemt ud fra efterspørgslen i området. Det vil sige at aktiveringer forårsaget af en efterspørgsel i en anden budzone ikke medregnes. Derudover medtages kun aktiveringer i den dominerende retning, altså nedregulering.
2. **aFRR-volumenvægtning:** For de inkluderede aFRR-aktiveringer regnes den volumenvægtede gennemsnitspris ud fra de efterspurgte volumener og de tilsvarende priser.
3. **Maks pris:** Den minimale pris af mFRR-priserne, priserne for specifikke produkter aktiveret med balanceringsformål og den volumenvægtede aFRR-pris sætter ubalanceprisen i ISP'en.

3.4.1 mFRR-priser

På nuværende tidspunkt, er der kun én pris for mFRR i den enkelte MTU. Men med overgangen til de nye mFRR-markeder, herunder nordisk mFRR EAM og MARI, introduceres der flere mFRR-priser.

F.eks. ved overgangen til MARI kan der for hver MTU opstå tre forskellige priser:

- En pris for planlagte aktiveringer (Scheduled activations, SA)
- En pris for opregulerende direkte aktiveringer (DA)
- En pris for nedregulerende direkte aktiveringer (DA)

Prisen for SA vil altid medtages, når der er et mFRR-behov. Men DA-prisen medregnes kun, når Energinet har haft et behov for DA i området. Afhængigt af om der er en positiv eller negativ ubalance i systemet vil kun hhv. nedregulerings eller opregulerings DA blive medregnet.

Generelt gælder det at alle behov for mFRR-energiaktiveringer, der er begrundet med balanceringsbehov skal medregnes i bestemmelsen af ubalanceprisen. Dermed kan det være nødvendigt at medtage flere mFRR-priser og i disse tilfælde vil det være den højest/laveste af priserne der sammenlignes med specifikke produkter og aFRR-priser.

Derudover skal det bemærkes, at der i øjeblikket bliver sat en timevis pris for mFRR. Selvom der er planlagt at mFRR skal overgå til at have en pris pr. kvarter, er det muligt, at der fortsat er en timepris, når dette ubalancedesign bliver implementeret. Dermed er det den samme timepris, der bliver brugt i alle timens fire kvarter, når ubalanceprisen skal fastsættes. Dette er dog ikke nødvendigvis ensbetydende med at ubalanceprisen bliver ens i de fire kvarter, da aFRR-prisen kan sætte ubalanceprisen i et eller flere kvarter inden for samme time.

3.4.2 aFRR-priser

Den volumenvægtede aFRR-gennemsnitspris beregnes som beskrevet i metoden. Hvorved det kun er aFRR-priser i dominerende retning, der medregnes i den volumenvægtede gennemsnitspris.

Det er kun i det tilfælde, hvor der har været et opfyldt behov for aFRR-aktivering i området, at den enkelte pris kan medregnes. Derudover er det volumen for det opfyldte behov, der medregnes i volumenvægtningen af prisen og altså ikke de aFRR-aktiveringer, der faktisk er aktiveret i området i MTU'en.

3.4.3 Specifikke produkter og specialregulering

Specialregulering medregnes, ligesom i dag, ikke i ubalanceprisen. Dette skyldes, at specialregulering ikke sker med baggrund i almindelige balanceringsformål, men i stedet på baggrund af andre udfordringer, f.eks. interne flaskehalse.

Specifikke produkter medregnes i ubalanceprisen, når de er aktiveret på grund af balanceringsbehov i området. Dvs. at specifikke produkter, der er aktiveret på grund af balanceringsbehov i andre områder eller med andre formål end balanceringsbehov, ikke medregnes.

I øjeblikket har Energinet fået godkendt ét specifikt produkt, de langsomme reserver. De langsomme reserver kan ifølge metoden *Anmeldelse af langsomme reserver som et specifikt produkt efter elbalanceforordningen artikel 26* som er godkendt af FSTS 1. marts 2024, aktiveres til balanceringsbehov. Når disse aktiveres, får de langsomme reserver deres egen marginalpris for energiaktivering. De langsomme reserver er for nuværende kun til opregulering, hvilket betyder, at de kun kan påvirke ubalanceprisen, når ubalanceretningen er negativ. Dermed bliver prisen, når de langsomme reserver aktiveres, den maksimale af marginalprisen for langsomme reservers energiaktivering, mFRR-priserne og den volumenvægtede aFRR-pris. De langsomme

reserver, vil grundet deres design, som regel være aktiveret i flere MTU'er efter hinanden, hvorved de medregnes i ubalanceprisen i alle de ISP'er, hvor Energinet betaler en energiaktiveringsbetaling for produktet.

Der er i øjeblikket ikke planer om flere specifikke produkter, men i tilfælde af, at et nyt specifikt produkt bliver introduceret, vil dette også blive medtaget i fastsættelsen af ubalanceprisen, når det er aktiveret med henblik på balanceringsformål. Nye specifikke produkter kræver godkendelse af FSTS, hvorved aktører også vil blive informeret, såfremt nye specifikke produkter bliver en realitet.

3.4.4 Udregningseksempler

Nedenfor er der lavet nogle forsimplede priseksempler, der viser, hvordan ubalanceprisen dannes.

3.4.4.1 Eksempel A: Frit flow og aktivering over budzone-grænsen

I eksempel A er der frit flow imellem DK1 og DK2, hvilket betyder, at der kan aktiveres FRR i det ene område til at hjælpe i det andet, samtidig vil der dannes én fælles pris for de forskellige aktiveringstyper. Den fælles pris er også grunden til at der fremgår en marginalpris for produkter, der ikke er efterspurgt eller aktiveret i det enkelte område.

Der er følgende marginalpriser:

	DK1	DK2
	Pris (EUR/MWh)	Pris (EUR/MWh)
mFRR SA	40	40
mFRR DA op	60	60
aFRR run 1	80	80
aFRR run 2	100	100
aFRR run 3	100	100
aFRR run 4	100	100
aFRR run 5	100	100
aFRR run 6	100	100
aFRR run 7	100	100
aFRR run 8	100	100
aFRR run 9	80	80
aFRR run 10	80	80

Følgende volumener er efterspurgt og aktiveret:

	DK1		DK2	
	Efterspørgsel (MWh)	Aktiveret (MWh)	Efterspørgsel (MWh)	Aktiveret (MWh)
mFRR SA	+200	+150	+100	+150
mFRR DA op	0	+200	+200	0
aFRR run 1	0	0	+10	+10
aFRR run 2	0	0	+10	+10
aFRR run 3	0	0	+10	+10
aFRR run 4	+10	0	+5	+15
aFRR run 5	+10	0	+5	+15
aFRR run 6	0	0	+5	+5
aFRR run 7	0	0	+5	+5
aFRR run 8	0	0	+10	+10
aFRR run 9	0	0	+10	+10
aFRR run 10	0	0	+10	+10

Step 1: aFRR volumenvægtning

For DK1 er den volumenvægtet gennemsnitspris:

$$\frac{10 * 100 + 10 * 100}{10 + 10} = 100$$

For DK2 er den volumenvægtet gennemsnitspris:

$$\frac{10 * 80 + 10 * 100 + 10 * 100 + 5 * 100 + 5 * 100 + 5 * 100 + 5 * 100 + 10 * 100 + 10 * 80 + 10 * 80}{10 + 10 + 10 + 5 + 5 + 5 + 5 + 10 + 10 + 10} = 92,5$$

Step 2: Maks/min pris

Der er en negativ systemubalance og den dominerende retning er opregulering for både DK1 og DK2, da der efterspørges mFRR-opregulering i både DK1 og DK2. Derfor er det den maksimale pris, der sætter ubalanceprisen.

I DK1 er der efterspurgt mFRR SA og aFRR. Altså bliver ubalanceprisen den højeste af de to.

Ubalanceprisen i DK1 bliver 100 EUR/MWh.

I DK2 er der efterspurgt både mFRR SA, mFRR DA og aFRR. Altså bliver ubalanceprisen den højeste af de tre. Ubalanceprisen i DK2 bliver 92,5 EUR/MWh.

3.4.4.2 Eksempel B: Aktivering af Specifikt Produkt

I eksempel B er der er frit flow imellem DK1 og DK2, hvilket betyder, at der kan aktiveres FRR i det ene område til at hjælpe i det andet, samtidig vil der dannes én fælles pris for de forskellige aktiveringstyper. Den fælles pris er også grunden til at der fremgår en marginalpris for produkter, der ikke er efterspurgt eller aktiveret i det enkelte område. Dog har der været en situation som gjorde det nødvendigt at efterspørge og aktiverer det specifikke produkt, langsomme reserver. Da dette produkt aktiveres lokalt i DK2, påvirker det ikke prissætningen i DK1.

Der er følgende marginalpriser:

	DK1	DK2
	Pris (EUR/MWh)	Pris (EUR/MWh)
mFRR SA	110	110
mFRR DA op	120	120
Specifikt Produkt op	-	200
aFRR run 1	-60	-60
aFRR run 2	-50	-50
aFRR run 3	60	60
aFRR run 4	80	80
aFRR run 5	80	80
aFRR run 6	100	100
aFRR run 7	100	100
aFRR run 8	60	60
aFRR run 9	80	80
aFRR run 10	80	80

Følgende volumener er efterspurgt og aktiveret:

	DK1		DK2	
	Efterspørgsel (MWh)	Aktiveret (MWh)	Efterspørgsel (MWh)	Aktiveret (MWh)
mFRR SA	+200	+450	+600	+350
mFRR DA op	0	+200	+200	0
Specifikt Produkt	-	-	+200	+200
aFRR run 1	-20	-20	0	0
aFRR run 2	-5	-5	0	0
aFRR run 3	+5	+5	0	0
aFRR run 4	+10	+10	0	0
aFRR run 5	+10	+10	0	0
aFRR run 6	+15	+10	+5	+10
aFRR run 7	+25	+20	+5	+10
aFRR run 8	+5	+10	+10	+5
aFRR run 9	+10	+10	+10	+10
aFRR run 10	+10	+10	+10	+10

Step 1: aFRR volumenvægtning

I DK1 starter aFRR-aktiveringen med 2 runs i modsatte retning, derfor medtages disse ikke og der er kun de sidste 8 runs, der medregnes.

For DK1 er den volumenvægtet gennemsnitspris:

$$\frac{5 * 60 + 10 * 80 + 10 * 80 + 15 * 100 + 25 * 100 + 5 * 60 + 10 * 80 + 10 * 80}{5 + 10 + 10 + 15 + 25 + 5 + 10 + 10} = 86,67$$

For DK2 er den volumenvægtet gennemsnitspris:

$$\frac{5 * 100 + 5 * 100 + 10 * 60 + 10 * 80 + 10 * 80}{5 + 5 + 10 + 10 + 10} = 80$$

Step 2: Maks/min pris

Der er en negativ systemubalance og den dominerende retning er opregulering for både DK1 og DK2, da der efterspørges mFRR-opregulering i både DK1 og DK2. Derfor er det den maksimale pris, der sætter ubalanceprisen.

I DK1 er der efterspurgt mFRR SA og aFRR. Dermed bliver ubalanceprisen den højeste pris af de to. Ubalanceprisen i DK1 bliver 110 EUR/MWh.

I DK2 er der efterspurgt både mFRR SA, mFRR DA, Specifikt Produkt og aFRR. Altså bliver ubalanceprisen den højeste af alle fire. Ubalanceprisen i DK2 bliver 200 EUR/MWh.

3.4.4.3 Eksempel C: Modsatrettede aFRR-aktivering

I eksempel C er der er frit flow imellem DK1 og DK2, hvilket betyder, at der kan aktiveres FRR i det ene område til at hjælpe i det andet, samtidig vil der dannes én fælles pris for de forskellige aktiveringstyper. Den fælles pris er også grunden til at der fremgår en marginalpris for produkter, der ikke er efterspurgt eller aktiveret i det enkelte område. Samtidig fremgår der i dette eksempel aFRR runs uden marginalpris, som skyldes at aFRR slet ikke er efterspurgt i de omtalte runs. I dette eksempel ses det desuden, at der aktiveres aFRR i modsatte retning af mFRR.

Der er følgende marginalpriser:

	DK1	DK2
	Pris (EUR/MWh)	Pris (EUR/MWh)
mFRR SA	-80	-80
mFRR DA ned	-85	-85
aFRR run 1	-	-
aFRR run 2	-	-
aFRR run 3	-	-
aFRR run 4	-	-
aFRR run 5	-	-
aFRR run 6	-	-
aFRR run 7	10	10
aFRR run 8	10	10
aFRR run 9	10	10
aFRR run 10	10	10

Følgende volumener er efterspurgt og aktiveret:

	DK1		DK2	
	Efterspørgsel (MWh)	Aktiveret (MWh)	Efterspørgsel (MWh)	Aktiveret (MWh)
mFRR SA	-200	-150	-100	-150
mFRR DA ned	-100	-200	-100	0
aFRR run 1	0	0	0	0
aFRR run 2	0	0	0	0
aFRR run 3	0	0	0	0
aFRR run 4	0	0	0	0
aFRR run 5	0	0	0	0
aFRR run 6	0	0	0	0
aFRR run 7	+5	0	0	+5
aFRR run 8	+5	0	0	+5
aFRR run 9	+5	+5	+10	+10
aFRR run 10	+5	0	0	+5

Step 1: aFRR volumenvægtning

I både DK1 og DK2 går aFRR-aktiveringerne imod den dominerende retning og de tæller derfor ikke med i ubalanceprisen.

Step 2: Maks/min pris

Der er en positiv systemubalance og den dominerende retning er nedregulering for både DK1 og DK2, da der efterspørges mFRR-nedregulering i både DK1 og DK2. Derfor er det den minimale pris, der sætter ubalanceprisen.

I både DK1 og DK2 er der efterspurgt både mFRR SA og mFRR DA ned. Altså bliver ubalanceprisen den laveste af mFRR SA og mFRR DA. Ubalanceprisen i DK1 og DK2 bliver -85 EUR/MWh.

3.4.4.4 Eksempel D: Ingen kapacitet imellem DK1 og DK2

I eksempel D er der ikke noget tilgængelig kapacitet i mellem DK1 og DK2. Derfor kan der ikke aktiveres FRR i det ene område grundet et behov i det andet område. Desuden kan der dannes forskellige marginalpriser i DK1 og DK2. Samtidig fremgår der i dette eksempel aFRR-runs uden marginalpris, som skyldes at aFRR slet ikke er efterspurgt i de omtalte runs.

Der er følgende marginalpriser:

	DK1	DK2
	Pris (EUR/MWh)	Pris (EUR/MWh)
mFRR SA	200	50
mFRR DA op	-	100
aFRR run 1	-	80
aFRR run 2	-	80
aFRR run 3	-	80
aFRR run 4	100	60
aFRR run 5	90	60
aFRR run 6	-	60
aFRR run 7	-	60
aFRR run 8	-	80
aFRR run 9	-	80
aFRR run 10	-	80

Følgende volumener er efterspurgt og aktiveret:

	DK1		DK2	
	Efterspørgsel (MWh)	Aktiveret (MWh)	Efterspørgsel (MWh)	Aktiveret (MWh)
mFRR SA	200	+200	+50	+50
mFRR DA op	0	0	+50	+50
aFRR run 1	0	0	+10	+10
aFRR run 2	0	0	+10	+10
aFRR run 3	0	0	+10	+10
aFRR run 4	+10	+10	+5	+5
aFRR run 5	+10	+10	+5	+5
aFRR run 6	0	0	+5	+5
aFRR run 7	0	0	+5	+5
aFRR run 8	0	0	+10	+10
aFRR run 9	0	0	+10	+10
aFRR run 10	0	0	+10	+10

Step 1: aFRR volumenvægtning

For DK1 er den volumenvægtet gennemsnitspris:

$$\frac{10 * 100 + 10 * 90}{10 + 10} = 95$$

For DK2 er den volumenvægtet gennemsnitspris:

$$\frac{10 * 80 + 10 * 80 + 10 * 80 + 5 * 60 + 5 * 60 + 5 * 60 + 5 * 60 + 10 * 80 + 10 * 80 + 10 * 80}{10 + 10 + 10 + 5 + 5 + 5 + 5 + 10 + 10 + 10} = 75$$

Step 2: Maks/min pris

Der er en negativ systemubalance og den dominerende retning er opregulering for både DK1 og DK2, da der efterspørges mFRR-opregulering i både DK1 og DK2. Derfor er det den maksimale pris, der sætter ubalanceprisen.

I DK2 er der efterspurgt både mFRR SA og aFRR. Altså bliver ubalanceprisen den højeste af de to. Ubalanceprisen i DK1 bliver 200 EUR/MWh.

I DK2 er der efterspurgt både mFRR SA, mFRR DA og aFRR. Altså bliver ubalanceprisen den højeste af de tre. Ubalanceprisen i DK2 bliver 100 EUR/MWh.

3.4.4.5 Eksempel E: Ingen kapacitet imellem DK1 og DK2, med nabolande

I eksempel E er der ikke noget tilgængelig kapacitet i mellem DK1 og DK2. Derfor kan der ikke aktiveres FRR i det ene område grundet et behov i det andet område. Desuden kan der dannes forskellige marginalpriser i DK1 og DK2. Dog tages der i dette eksempel højde for at der er forbindelse til nabolande, som også har aFRR og mFRR behov, samt aFRR og mFRR bud til rådighed.

Der er følgende marginalpriser:

	DK1	DK2
	Pris (EUR/MWh)	Pris (EUR/MWh)
mFRR SA	-10	40
mFRR DA op	-	80
aFRR run 1	1	20
aFRR run 2	-5	20
aFRR run 3	-5	60
aFRR run 4	-10	20
aFRR run 5	-10	20
aFRR run 6	-15	20
aFRR run 7	-30	60
aFRR run 8	-40	20
aFRR run 9	-40	-
aFRR run 10	-10	-20

Følgende volumener er efterspurgt og aktiveret:

	DK1		DK2	
	Efterspørgsel (MWh)	Aktiveret (MWh)	Efterspørgsel (MWh)	Aktiveret (MWh)
mFRR SA	-50	-60	+50	0
mFRR DA op	0	0	+80	+50
aFRR run 1	-5	0	+5	+5
aFRR run 2	-10	0	+5	+5
aFRR run 3	-10	0	+10	+10
aFRR run 4	-40	0	+5	+5
aFRR run 5	-50	-10	+5	+5
aFRR run 6	-30	0	+5	+5
aFRR run 7	-40	0	+10	+10
aFRR run 8	-40	0	+5	+5
aFRR run 9	-40	0	0	0
aFRR run 10	-10	0	-5	-5

Step 1: aFRR volumenvægtning

I DK1 er der efterspurgt aFRR-aktivering i alle 10 runs. Selvom der kun i et enkelt run er delvist dækning af aFRR-behovet i DK1, bliver efterspørgslen stadigvæk dækket via PICASSO, som sikrer aktiveringer i et af de andre områder. Dette vil typisk ske, når der er billigere aFRR-bud andetsteds i PICASSO-området. Dermed medregnes efterspørgslen og marginalpriserne i aFRR-pris i DK1.

For DK1 er den volumenvægtet gennemsnitspris:

$$\frac{5 * 1 + 10 * -5 + 10 * -5 + 40 * -10 + 50 * -10 + 30 * -15 + 40 * -30 + 40 * -40 + 40 * -40 + 10 * -10}{5 + 10 + 10 + 40 + 50 + 30 + 40 + 40 + 40 + 10} = -21,62$$

For DK2 er den volumenvægtet gennemsnitspris:

$$\frac{5 * 20 + 5 * 20 + 10 * 60 + 5 * 20 + 5 * 20 + 5 * 20 + 10 * 60 + 5 * 20}{5 + 5 + 10 + 5 + 5 + 5 + 10 + 5} = 36$$

Step 2: Maks/min pris

Der er en positiv systemubalance og den dominerende retning er nedregulering i DK1, da der efterspørges mFRR-nedregulering i DK1. Derfor er det den maksimale pris, der sætter ubalanceprisen.

I DK1 er der efterspurgt mFRR SA og aFRR. Selvom der ikke er sket ret mange aFRR-aktiveringerne i DK1, er efterspørgslen stadigvæk blevet dækket af aktivering, der kommer fra andre områder af PICASSO-samarbejdet. Dermed bliver ubalanceprisen den laveste af mFRR SA-prisen og den volumenvægtede aFRR-pris. Ubalanceprisen i DK1 bliver -50 EUR/MWh.

Der er en negativ systemubalance og den dominerende retning er opregulering i DK2, da der efterspørges mFRR-opregulering i DK2. Derfor er det den maksimale pris, der sætter ubalanceprisen.

I DK2 er der efterspurgt både mFRR SA, mFRR DA og aFRR. Selvom nogle af mFRR-energiaktiveringerne ikke er sket i DK2, er efterspørgslen stadigvæk blevet dækket af aktivering i andre områder via det fælles mFRR-marked. Derfor bliver ubalanceprisen den højeste af de tre. Ubalanceprisen i DK2 bliver 80 EUR/MWh.

3.4.4.6 Eksempel F: Frit flow og nabolande

I eksempel F er der er frit flow imellem DK1 og DK2 og til nabolandene, hvilket betyder, at der kan aktiveres FRR i det ene område til at hjælpe i det andet, samtidig vil der dannes én fælles pris for de forskellige aktiveringstyper. Den fælles pris er også grunden til at der fremgår en marginalpris for produkter, der ikke er efterspurgt eller aktiveret i det enkelte område.

Der er følgende marginalpriser:

	DK1	DK2
	Pris (EUR/MWh)	Pris (EUR/MWh)
mFRR SA	40	40
mFRR DA op	60	60
aFRR run 1	80	80
aFRR run 2	100	100
aFRR run 3	100	100
aFRR run 4	100	100
aFRR run 5	100	100
aFRR run 6	100	100
aFRR run 7	100	100
aFRR run 8	100	100
aFRR run 9	80	80
aFRR run 10	80	80

Følgende volumener er efterspurgt og aktiveret:

	DK1		DK2	
	Efterspørgsel (MWh)	Aktiveret (MWh)	Efterspørgsel (MWh)	Aktiveret (MWh)
mFRR SA	+200	0	+100	+100
mFRR DA op	+50	0	0	0
aFRR run 1	+10	0	0	0
aFRR run 2	+10	0	0	0
aFRR run 3	+10	0	0	0
aFRR run 4	+5	0	0	0
aFRR run 5	+5	0	0	0
aFRR run 6	+5	0	0	0
aFRR run 7	+5	0	0	0
aFRR run 8	+10	0	0	0
aFRR run 9	+10	0	0	0
aFRR run 10	+10	0	0	0

Step 1: aFRR volumenvægtning

For DK1 er den volumenvægtet gennemsnitspris:

$$\frac{10 * 80 + 10 * 100 + 10 * 100 + 5 * 100 + 5 * 100 + 5 * 100 + 5 * 100 + 10 * 100 + 10 * 80 + 10 * 80}{10 + 10 + 10 + 5 + 5 + 5 + 5 + 10 + 10 + 10} = 92,5$$

I DK2 er der ingen aFRR-aktiveringer. Dette kan f.eks. skyldes at aFRR-kapacitet er indkøbt i Sverige eller Norge via det fællesnordiske aFRR-kapacitetsmarked, hvorefter også energiaktiveringen efterspørges i Sverige og Norge.

Step 2: Maks/min pris

Der er en negativ systemubalance og den dominerende retning er opregulering for både DK1 og DK2, da der efterspørges mFRR-opregulering i både DK1 og DK2. Derfor er det den maksimale pris, der sætter ubalanceprisen.

I DK1 er der efterspurgt mFRR SA, mFRR DA og aFRR. Selvom der ikke er aktiveret noget energi i DK1, er behovet stadigvæk blevet opfyldt. F.eks. kan mFRR-behovet været dækket af aktiverede bud i Norge igennem mFRR EAM og aFRR-behovet kan være dækket i af aktiverede bud-Tyskland igennem PICASSO. Altså bliver ubalanceprisen den højeste af de tre. Ubalanceprisen i DK1 bliver 92,5 EUR/MWh.

I DK2 er der kun efterspurgt mFRR SA. Altså bliver ubalanceprisen lig med prisen for mFRR SA. Ubalanceprisen i DK2 bliver 40 EUR/MWh.

3.5 Ubalanceprisindegn i andre lande

Energinet planlagde oprindeligt at indføre et nyt ubalanceprisindegn i fællesskab med de andre Nordiske TSO'er, men dette arbejde blev udskudt pga. ændringer i NBM-roadmap¹, hvorved det ikke har været muligt at implementere en fælles løsning inden for den nærmeste fremtid. Dette betyder, at Energinet er nødt til at anmelde en metode for ubalanceprisindegn alene, da Energinet skal medregne aFRR-priser i ubalanceprisen i forbindelse med indtrædelsen på PICASSO, hvor der dannes markedspriser for aFRR. Det er stadigvæk tanken, at de nordiske ubalanceprisindegn skal ensrettes så vidt muligt, når alle de Nordiske TSO'er er koblet på PICASSO med erfaring fra den nye danske ubalanceprisindegn og det finske design, som også bliver indført i forbindelse med Finlands overgang til PICASSO.

Finland

Finland har også valgt den kombineret metode for ubalanceprisindegnet, der ens med det forslåede danske design. Fingrid, den finske TSO, har også valgt at volumenvægte aFRR efterfulgt af en maks/min-pris af mFRR og den volumenvægtede aFRR-pris. Desuden anvender Fingrid mFRR til at definere den dominerende retning og anvender spotprisen som VoAA.

Belgien

I Belgien har den belgiske TSO, Elia, valgt et mere komplekst design, som dog har nogle ligheder med det danske. Belgien har flere forskellige ubalanceprisindegn baseret på hvilke stadier de er på ift. tilkobling til de fælleseuropæiske FRR-platforme, MARI og PICASSO. Her sammenlignes der med designet for når Elia er tilsluttet begge platforme. Dette skyldes at Energinet fra start ønsker at implementere et design, der kan anvendes nu og efter implementeringen af MARI og PICASSO.

Det belgiske design anvender også en kombineret metode, hvor ubalanceprisen sættes til maks/min af mFRR-priserne og den volumenvægtede aFRR-pris ligesom Energinet forslår med metoden.

Forskelle på de to design er at Elia har indført en særregel for ubalanceprisen, når systemubalancen er lille (under +/- 25 MW). Energinet ønsker ikke at indføre særregler for små systemubalancer, fordi simpliciteten i dette tilfælde foretrækkes. Dette skyldes både, at aktørerne i dag er vant til at ubalanceprisen er ens uanset om systemubalancen er stor eller lille og fordi der i tilfælde af små systemubalancer sandsynligvis som konsekvens kun bliver aktiveret små mængder FRR-energi. Når der kun aktiveres små mængder FRR-energi bliver prisen for energien sandsynligvis relativt lavere, fordi der ikke skal anvendes bud langt ude af meritkurven, hvorved også ubalanceprisen bliver lavere.

3.6 Analyser af ubalanceprisindegn

For bedre at forstå konsekvenserne af det nye ubalanceprisindegn, har Energinet lavet nogle forskellige analyser. Analyserne har været brugt til både at understøtte det valgte design og vise de forventede prismæssige konsekvenser, desuden er analysen anvendt til at lave nogle justeringer til det oprindelige designforslag, der blev præsenteret på et aktørmøde d. 7. marts 2024. Efter ønske fra aktørerne på dette aktørmøde, er analyserne baseret på et års data fra 2023.

Det data, der er anvendt til at lave disse analyser, er historisk data for DK1 som inkluderer, mFRR priser, spotpriser og aktiveret aFRR-volumener. Desuden er de tyske aFRR-priser fra PICASSO anvendt, da vi endnu ikke har nogen aFRR-pris for Danmark og det er vurderet, at de

¹ <https://nordicbalancingmodel.net/updated-nbm-roadmap-confirms-go-live-of-mfrr-energy-activation-market-by-q1-2025/>

tyske priser er det nærmeste vi kommer et bud på aFRR-priser efter Danmarks overgang til PICASSO.

Det er op til den enkelte læser at vurdere, i hvor høj grad de historiske data kan anvendes til at fortælle om fremtiden. Energinet bemærker at disse analyser på ingen måde er en garanti for, hvorledes ubalanceprisen bliver i fremtiden. Denne analyse viser blot, hvordan ubalanceprisen havde været under analysens antagelser.

3.6.1 Generelle analyser af den nye ubalanceprismodel

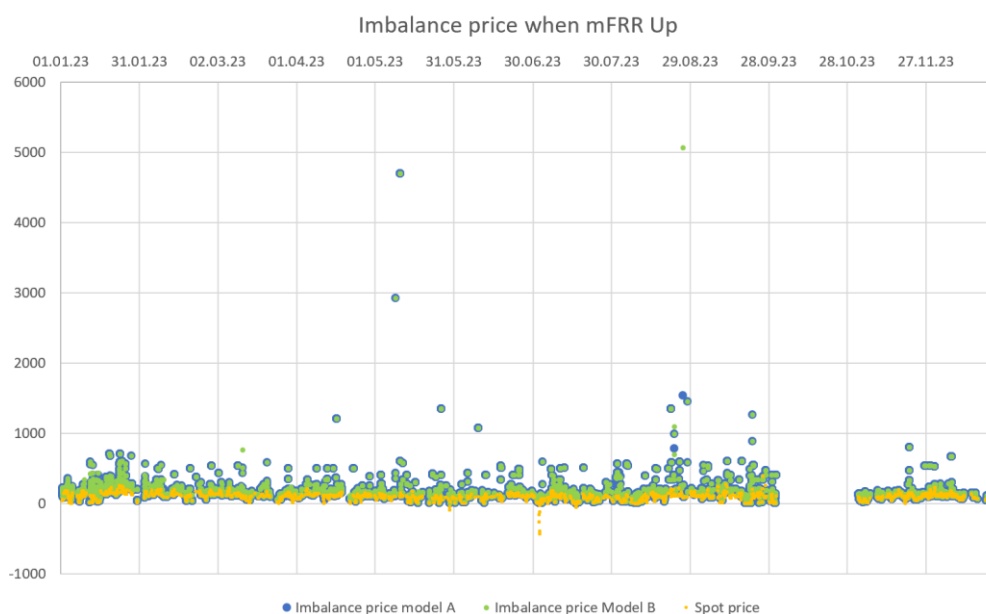
I dette afsnit ses der på forskellige scenarier i forhold til hvilke retninger mFRR og aFRR er i forhold til hinanden og hvilken konsekvens det nye ubalanceprisedesign ville have haft for ubalanceprisen. Den gennemsnitlige ubalancepris for dominerende opreguleringsretning i 2023 var € 132,05 pr. MWh med det eksisterende prisedesign, altså at mFRR sætter prisen når der er en dominerende retning. Gennemsnitsprisen med dominerende nedreguleringsretning var € 46,61 pr. MWh.

3.6.1.1 mFRR dominerende retning Op – aFRR dominerende retning Op

I 25,0 % af tiden (8.748 ud af 35.040 kvarter i 2023) havde mFRR dominerende opreguleringsretning, altså var systemubalancen negativ.

Af disse var 46,5 % også domineret af opreguleringsaktiveringer for aFRR.

I 59,6 % af disse scenarier sætter mFRR-prisen fortsat ubalanceprisen med det nye ubalanceprisedesign. I gennemsnit var ubalanceprisen med det nye design € 180,56 pr. MWh i disse scenarier, hvilket er en stigning på € 48,51 pr. MWh sammenlignet med den faktiske gennemsnitlige ubalancepris i 2023.



3.6.1.2 mFRR dominerende retning Op – aFRR dominerende retning Ned

Ligesom nævnt ovenfor havde mFRR dominerende opreguleringsretning i 25 % af tiden.

Af disse var 53,6 % med aFRR dominerende retning nedregulering.

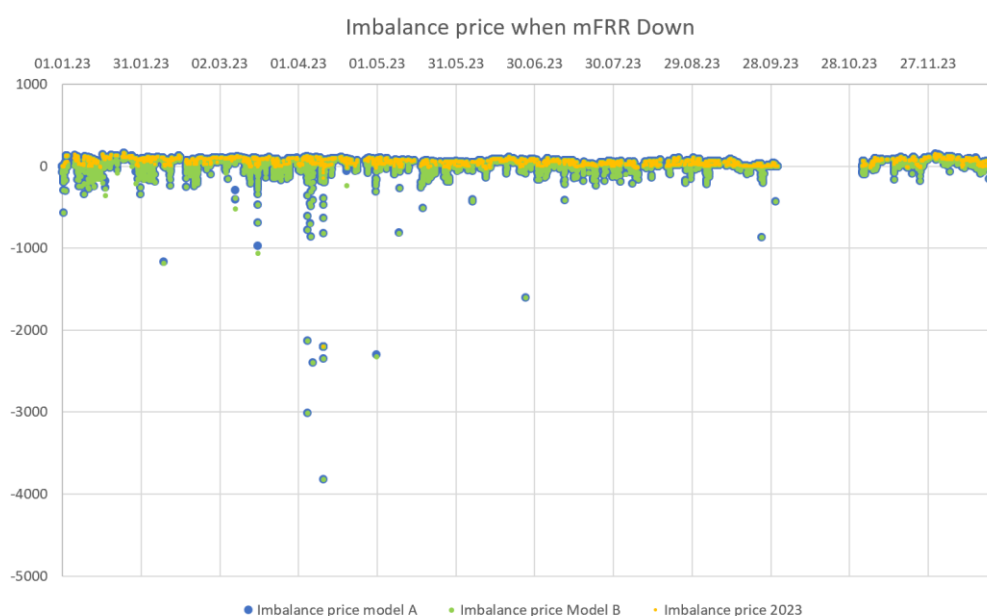
I 86,6 % af tiden i disse kvarter var ubalancepriserne sat af mFRR-prisen. I gennemsnit var ubalanceprisen med det nye design € 127,03 pr. MWh i disse scenarier, hvilket er et fald på € 5,02 pr. MWh sammenlignet med den faktiske gennemsnitlige ubalancepris i 2023.

3.6.1.3 mFRR dominerende retning Ned – aFRR dominerende retning Ned

I 33,9 % af tiden (11.876 ud af 35.040 kvarter i 2023) havde mFRR dominerende nedreguleringsretning, altså var systemubalancen positiv.

Af disse var 61,2 % også domineret af nedreguleringsaktiveringer for aFRR.

I 63,9 % af disse scenarier sætter mFRR-prisen fortsat ubalanceprisen med det nye ubalanceprisdesign. I gennemsnit var ubalanceprisen med det nye design € 20,70 pr. MWh i disse scenarier, hvilket er et fald på € 25,91 pr. MWh sammenlignet med den faktiske gennemsnitlige ubalancepris i 2023.



3.6.1.4 mFRR dominerende retning Ned – aFRR dominerende retning Op

Ligesom nævnt ovenfor havde mFRR dominerende nedreguleringsretning i 33,9 % af tiden.

Af disse var 38,8 % med dominerende opreguleringsretning for aFRR.

I 84,2 % af disse scenarier sætter mFRR-prisen fortsat ubalanceprisen med det nye ubalanceprisdesign. I gennemsnit var ubalanceprisen med det nye design € 41,88 pr. MWh i disse scenarier, hvilket er et fald på € 4,73 pr. MWh sammenlignet med den faktiske gennemsnitlige ubalancepris i 2023.

3.6.1.5 Ingen dominerende retning

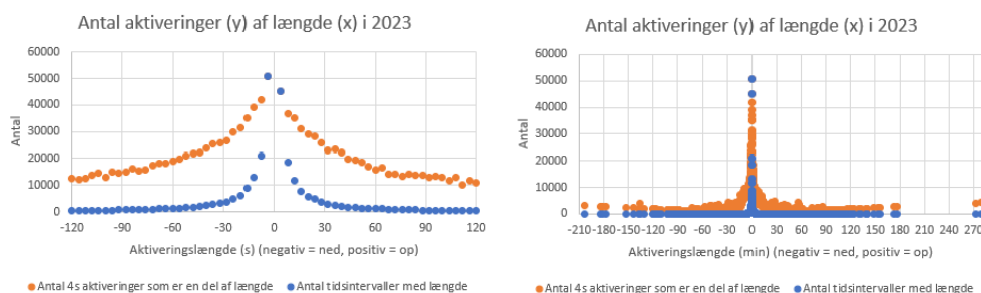
I 41,1 % af tiden (14.416 ud af 35.040 kvarter i 2023) var der ingen dominerende retning for mFRR-energiaktiveringer. I disse scenarier bliver ubalanceprisen sat til VoAA, som er spotprisen både i det nuværende og det nye ubalanceprisdesign.

3.6.2 Længden af aFRR aktiveringer

På aktørmødet d. 7. marts 2024, præsenterede Energinet en idé om, at filtrere de korte aFRR-aktiveringsperioder fra inden det volumenvægtede gennemsnit skulle beregnes. Korte aFRR-

aktiveringer blev klassificerede som efterfølgende aktiveringer der var i samme retning i under 30 sekunder ad gangen. Tanken med at fjerne korte aktiveringer på under 30 sekunder var, at det vil fjerne ekstreme priser, forårsaget af pris-spike i PICASSO, hvor der ikke blev leveret faktisk energi. Dermed var tanken at denne regel kunne beskytte aktører imod urimeligt og ubegrundede høje ubalancepriser. Energinet har valgt, at undersøge hvorledes denne sammenhæng var korrekt. Nedenstående viser resultaterne af analysen lavet med henblik på at afklare 30-sekundersreglen.

Fordi aFRR-priser bliver dannet i 4-sekunderstidsintervaller er der i denne analyse valgt at undersøge aktiveringer på op til 28 sekunders varighed, da 30 sekunder ikke går op i 4. I 2023 udgjorde aktiveringer, der er kortere eller lig med 28 sekunder, i alt 6,2 % af alle aktiveringer.



3.6.2.1 Konsekvenser af korte aFRR-aktiveringer

En vigtig observation blev gjort i forbindelse med denne analyse. I 99 % af de tilfælde, hvor der er ekstreme priser, er der ingen afbødende virkning ved at fjerne aktiveringer med under 30 sekunders varighed. Og i 8,44 % af tiden med ekstreme priser, har det faktisk den modsatte effekt, hvor prisen bliver højere/lavere, hvis man fjerner de korte aktiveringer. Ekstreme priser er i denne analyse vurderet til priser over € 500 og under -€ 500.

Denne analyse viser altså, at den forventede effekt ved at fjerne aktiveringer under 30 sekunder, ikke forekommer. Dermed viser det sig, at det stærkeste argument for at indføre reglen, nemlig at beskytte aktørerne imod urimeligt høje ubalancer, ikke er korrekt. Faktisk kan der opstå scenarier, hvor fjernelse af korte aktiveringer, gør prisen højere/lavere, altså mere ekstrem.

På den anden side, er der flere forskellige argumenter for ikke at introducere 30-sekundersreglen:

- Ved at fjerne 30-sekundersreglen bliver det danske ubalanceprisindegn ligesom det finske. Dette sikrer mest mulig ensartethed i Norden fra implementeringstidspunktet og gør det nemmere at finde frem til en fælles løsning, når der skal diskuteres fælles nordisk ubalanceprisindegn.
- Ved at fjerne 30-sekundersreglen gøres ubalanceprisindegnet mere simpelt. Simplicitet sikrer transparens omkring ubalancepriserne og gør det nemmere for aktører selv at gennemskue ubalanceprisen.