



ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

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

METODE FOR TEKNISKE KRAV TIL OG NYT INDKØB AF HURTIG FREKVENSRERERVE (FAST FREQUENCY RESERVE (FFR)) I DK2

Indholdsfortegnelse

1. Baggrund	4
1.1. Kort om metoden.....	4
2. Indstilling til godkendelse	5
3. Retsgrundlag	5
4. Høring og inddragelse af aktører	6
5. Beskrivelse af metoden	7
5.1. Indledning	7
4.1 Begrundelse for valget af metode	7
6. Tekniske krav til FFR	9
7. FFR-kapacitetsestimering.....	12
8. Hyppighedsstatistik for de seneste år.....	15
9. Indkøbsmodel for FFR-kapacitet i DK2.....	16
9.1.1 Månedlige kapacitetsauktioner.....	17
9.1.2 Timebaserede kapacitetsauktioner	19
9.1.3 Én tilbudsgiver	20
9.2 Forventet årligt indkøb af FFR-kapacitet baseret på indkøbsperiode	21
10. Tidsplan	22
11. Økonomi.....	23
12. Referencer	24

Forkortelser

EMS	Energistyringssystem
f	Frekvens
FFR	Hurtig frekvensreserve
NAG	Nordic Analysis Group (nordisk analysegruppe)
N-1	Den værst tænkelige enkeltstående driftsforstyrrelse/referencehændelse
RoCoF	Hastighed af frekvensændring
RGN	Regional Group Nordic (nordisk regionalgruppe)
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (overvågningskontrol og dataindhentning)
SOGL	Kommissionens forordning om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer
SA	Synkronområde
STD	Standardafvigelse

Figurer

Figur 1 - FFR aktiverings- og genetableringskrav; aktiveringstid ved $t=0$ [8].....	11
Figur 2 - Estimeret behov for FFR i det nordiske synkronområde baseret på simulerede inertiniveauer for det nuværende system baseret på 34 forskellige hydrologiske år.....	12
Figur 3 - Estimeret behov for FFR i det nordiske synkronområde baseret på simulerede inertiniveauer for det nuværende system baseret på 34 forskellige hydrologiske år.....	13
Figur 4 – Øverst (til højre) i figuren vises den relative andel af timer med nordisk FFR-behov over nul for de forskellige timer af døgnet for de forskellige ugedage på baggrund af simulerede inerti-niveauer for systemet baseret på 34 forskellige hydrologiske år.	14

Tabeller

Tabel 1 - Tre muligheder for kombination af frekvensaktiveringsniveau og fuld aktiveringstid for FFR. [8]	10
Tabel 2 – Antal gange frekvensen oversteg aktiveringsgrænserne for de forskellige FFR-alternativer.	15
Tabel 3 – FFR-fordelingsnøgle for indkøb af FFR. Opdeling af det nordiske behov på de forskellige TSO-forpligtelser.....	16

1. Baggrund

Energinet anmelder hermed en metode for tekniske krav til og indkøb af hurtig frekvensreserve (Fast Frequency Reserve – FFR) i DK2. Der er tale om en ny reserve, som skal bidrage til at sikre dynamisk frekvensstabilitet.

Det nordiske synkronområde (SA) oplever udfordringer med den transiente frekvensstabilitet. Kommissionens forordning om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer (Kommissionens forordning (EU) 2017/1485 – herefter SOGL) angiver i artikel 39, stk. 3, litra a (Forvaltning af dynamisk stabilitet) behovet for at udføre en analyse hvert andet år med henblik på at vurdere behovet for at fastsætte et minimumsniveau for inertie eller andre alternativer.

SOGL artikel. 39, stk. 3, angiver følgende: "*Med hensyn til mindstekravene for inertie, som er relevante for frekvensstabiliteten i det synkronområde:*

- a) *gennemfører alle TSO'er i dette synkronområde senest to år efter denne forordnings ikrafttræden en fælles undersøgelse for hvert synkront område, med henblik på at fastlægge om den fornødne inertie skal sikres, under hensyntagen til omkostninger og fordele samt potentielle alternativer. Alle TSO'er underretter deres regulerende myndigheder om undersøgelserne. Alle TSO'er gennemfører en periodisk revision og ajourfører disse undersøgelser hvert andet år "*

Resultatet af disse undersøgelser blev i form af rapporten "Krav til minimumsinertie i det nordiske elsystem" [1] sendt til de nordiske regulerende myndigheder, og dermed fra Energinet til Forsyningstilsynet den 14. september 2019. Rapporten evaluerer og sammenligner bl.a. FFR i forhold til en reduktion af referencehændelsen som løsning til at opnå solid frekvensstabilitet, hvor FFR stadig vurderes at være den bedste løsning. Denne rapport og det store bagvedliggende analysearbejde er udført i et tæt fælles nordisk samarbejde på tværs af de fire TSO'er, hvor der har været stor enighed om at den nye reserve, FFR, er den samfundsøkonomiske og teknisk optimale løsning til sikring af den dynamiske frekvensstabilitet i Norden.

Det er således Energinets opfattelse, at en ny nordisk reserve, Fast Frequency Reserve (FFR), er den bedste løsning til at sikre frekvensstabilitet på grund af den faldende systeminertie fremfor et minimumskrav til systeminertie, og dette vil dermed blive implementeret [1].

De danske aktører er blevet oplyst om projektets forløb gennem forskellige publikationer (04.04.2019: [publikationer](#) fra det nordiske FCR-design-projekt og 05.07.2019: [offentliggørelse](#) af de tekniske krav til FFR) på nordisk niveau og på de nylige åbne møder for leverandører af systemydelse af Energinet ([mødereferater og præsentationer](#)).

1.1. Kort om metoden

Den nye metode til indkøb af FFR i DK2 er todelt.

Energinet anmoder om midlertidig godkendelse af et månedligt kapacitetsindkøb i perioden fra april 2020 til og med december 2020.

Derudover anmoder Energinet om permanent godkendelse af time kapacitetsindkøbet, som forventes at være godkendt og implementeret senest i udgangen af 2020.

Muligheden for timeindkøb af FFR-kapacitet i Energinets systemer forventes at være implementeret ultimo Q3 / primo Q4 2020. Hvis, mod al forventning, at denne implementering ikke er gennemført ultimo 2020, vil Energinet ansøge om forlængelse af den midlertidige godkendelse indtil implementeringen forventes gennemført.

Metoden beskriver behovet for den nye nordiske Fast Frequency Reserve, FFR, og de tekniske krav, der har til formål at sikre transient frekvensstabilitet på kort og langt sigt. Endvidere beskrives indkøb af reserven på et nationalt marked for DK2.

Anvendelse af et timebaseret kapacitetsmarked er hensigtsmæssigt, da behovet er dynamisk og ændrer sig time for time. Dermed kan en dynamisk indkøbsmetode med timebaserede kontrakter holde overskuddet af indkøbt FFR-kapacitet på et minimum.

Der er behov for en midlertidig indkøbsmetode indtil indkøb på timebasis bliver mulig; en midlertidig metode, der ikke kræver IT-udvikling. Den bedste, administrativt anvendelige løsning er månedlige kapacitetskontrakter, der kun godkendes for perioden fra april 2020 til ultimo 2020, hvor timebaseret indkøb bliver muligt.

Energinet forventer at behovet for FFR opstår i april 2020.

Det er i nordisk regi blevet besluttet at implementere nationale markeder til indkøb af FFR grundet den kortere implementeringstid sammenlignet med et fælles nordisk marked. Således er der et presserende behov i norden for FFR, da det hidtil anvendte alternativ hvor referencehændelsen reduceres ikke skal benyttes mere.

De nationale markeder skal ses som en iterativ proces, hvor der arbejdes henimod et fælles marked i norden for at øge konkurrencen og likviditeten på markedet. Udviklingen af designs for de nationale markeder drøftes i det nordiske samarbejde.

I Finland vil Fingrid fra begyndelsen benytte timebaserede kapacitetskontrakter ved indkøb af FFR. I Norge og Sverige vil Statnett og Svenska kraftnet benytte sæsonbaserede kontrakter, da de ikke har ressourcer til at udvikle den nødvendige IT til at håndtere hverken timebaserede eller månedlige kontrakter. Energinet vil benytte månedlige kontrakter og ikke sæsonbaserede, indtil timebaserede kontrakter bliver mulige, da overskydende indkøb af FFR er væsentligt større for sæsonbaserede end for månedlige kontrakter.

Inden Norge og Sverige kan indkøbe FFR på timebaserede kapacitetskontrakter, ville man ved et fælles nordisk marked tvinge Danmark og Finland til at indkøbe på sæsonbaserede kontrakter, da det er den laveste fællesnævner. Det vil være meget omkostningsfyldt da Danmark og Finland vil tvinges til at indkøbe store mængder overskydende FFR-kapacitet.

Når Norge og Sverige kan indkøbe FFR på timebaserede kapacitetskontrakter vil man udvikle det fælles nordiske marked til indkøb af FFR.

2. Indstilling til godkendelse

Energinet indstiller metoden til godkendelse hos Forsyningstilsynet.

Det er Energinets vurdering, at den anmeldte metode kan indstilles til godkendelse, idet den opfylder elforsyningslovens krav, der fastslår, at Energinet skal anvende metoder og vilkår, der er gennemsigtige, objektive, rimelige, ikke-diskriminerende og offentlig tilgængelige. Endvidere er det Energinets vurdering, at metoden opfylder formålet i artikel 4 i kommissionens forordning (EU) 2017/1485 af 2. august 2017 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer (herefter SOGL), herunder sikre og forbedre gennemsigtigheden og pålideligheden af oplysninger om drift af transmissionssystemer, overholder proportionalitetsprincippet og princippet om ikke diskrimination.

Metoden i denne anmeldelse har været i høring i perioden 13.12.2020 - 23.01.2020 Høringsnotat samt høringssvar vedhæftes denne metodeanmeldelse.

Den anmeldte metode finder anvendelse overfor danske aktører.

Ved godkendelse vil metoden indskrives i Energinets dokumenter for hhv. "[Prækvalifikation af anlæg og aggregerede porteføljer](#)" til levering af systemydelser, og "[Udbudsbetingelser for systemydelser til levering i Danmark](#)".

3. Retsgrundlag

Som nævnt ovenfor har TSO'erne i det nordiske synkronområde efter bestemmelsen i artikel 39. stk. 3, litra a, i Kommissionens forordning (EU) 2017/1485 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer (SOGL) pligt til hvert andet år at "(...) fastlægge om den fornødne inertie skal sikres (...)" – dvs. om der skal fastsættes et minimumsniveau for inertie. Hvis der vurderes at være et sådant behov, skal TSO'erne i medfør af bestemmelsen i artikel 39, stk. 3, litra b, udvikle en fælles metode til at definere denne inertie.

Som ligeledes nævnt ovenfor har de nordiske TSO'er i den rapport, der er sendt til Forsyningstilsynet den 14. september 2019, konkluderet, at der ikke er behov for et fælles minimumsniveau, men at frekvensstabilitet på grund af faldende systeminerti bedst sikres gennem nationale indkøb af den nye reserve, FFR. På grundlag af en koordineret proces er det således de nordiske TSO'ers fælles opfattelse, at der ikke i øjeblikket er grundlag for at etablere et fælles nordisk marked for indkøb af FFR. Det skyldes bl.a., at man i Norge og Sverige ikke kan håndtere hverken timebaserede eller månedsbaserede kontrakter, men i stedet vil anvende sæsonbaserede kontrakter, hvilket efter Energinets vurdering ud fra et dansk perspektiv ikke er en god løsning. FRR vil derfor blive indkøbt på nationale markeder, og markedsstrukturen vil være forskellige i det nordiske synkronområde.

Da der således ikke på kort sigt vil blive udviklet en fælles metode for det nordiske synkronområde, og da metoden dermed ikke har et grænseoverskridende element, vil anmeldelsen af den nationale metode ske efter elforsyningslovens bestemmelser.

Efter elforsyningslovens¹ § 76, stk. 2, skal Energinet for så vidt angår systemansvars- og transmissionsydelser til Forsyningstilsynet anmelde priser, tariffer og betingelser for ydelser samt grundlaget for fastsættelsen heraf.

Efter elforsyningslovens § 27a, skal Energinet anvende markedsbaserede metoder til anskaffelse af energi og ydelser til at opretholde det fastsatte niveau for elforsyningssikkerhed, og efter § 28, stk. 2, nr. 16, skal Energinet anvende gennemsigtige, ikke-diskriminerende markedsbaserede metoder ved anskaffelse af den energi, den anvender til at udføre sit hverv, jf. herved også systemansvarsbekendtgørelsens² §§ 22 og 23.

Elforsyningsloven fastsætter herudover i § 31, stk. 2, at Energinet er ansvarlig for at sikre, bedst mulig konkurrence for produktion og handel med elektricitet, og at der skal fastsættes ikke-diskriminerende og objektive vilkår herfor.

Endelig fremgår det af lovens § 73a, at Energinet skal fastsætte priser og betingelser for anvendelse af transmissionsnettet, herunder for tilvejebringelse af systemydelser, efter offentliggjorte og af Forsyningstilsynet godkendte metoder.

Metodebekendtgørelsen³ fastsætter i § 1, stk. 1, at Energinet skal anmelde de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser eller vilkår for sine ydelser, herunder tariffer, til Forsyningstilsynet, og af stk. 2, fremgår videre, at tilsynets godkendelse af metoderne er en forudsætning for Energinets anvendelse af betingelser og vilkår for sine ydelser.

Sammenfattende skal nærværende metode for indkøb af FRR i DK2 således godkendes af Forsyningstilsynet.

Det er Energinets vurdering, at den anmeldte metode kan godkendes, da den opfylder elforsyningslovens krav til at anvende metoder, der er gennemsigtige, objektive, rimelige, ikke-diskriminerende og offentligt tilgængelige. Endvidere er det opfattelsen, at metoden er nødvendig for at opretholde elforsyningssikkerheden og medvirker til at sikre, at reserver kan tilvejebringes på vilkår, der ud fra et overordnet samfundsøkonomisk perspektiv er mest gunstige.

4. Høring og inddragelse af aktører

Energinet lægger stor vægt på at inddrage aktører i udarbejdelsen af nye metoder og vilkår. For denne metode er de danske aktører blevet oplyst om projektets forløb gennem forskellige publikationer (04.04.2019: [publikationer](#) fra det nordiske FCR-design-projekt og 05.07.2019: [offentliggørelse](#) af de tekniske krav til FFR) på nordisk niveau og på de nylige åbne møder for leverandører af systemydelser afholdt af Energinet ([mødereferater og præsentationer](#)).

¹ Lovbekendtgørelse nr. 840 af 15. august 2019 af lov om elforsyning

² Bekendtgørelse nr. 1402 af 13. december 2019 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v.

³ Bekendtgørelse nr. 1085 af 20. september 2010 om netrivksamheders, regionale transmissionsvirksomheders og Energinet.dk's metoder for fastsættelse af tariffer m.v.

Der har endvidere været afholdt høring i perioden 13.12.2019 til 23.01.2020. De indkomne høringssvar viser at der ikke er nogen kommentarer til de tekniske krav til levering af reserven eller markedsdesignet.

En sammenfatning og vurdering af høringssvarene er vedlagt denne anmeldelse.

5. Beskrivelse af metoden

5.1. Indledning

Forskellige muligheder for at løse udfordringerne med den transiente frekvensstabilitet er blevet overvejet og vurderet. Forøgelse af inertiniveauet er ikke den eneste foranstaltning til sikring af frekvensstabilitet. I det nordiske synkronområde sikres frekvensstabiliteten i fremtiden ved at indføre en ny hurtig reserve, Fast Frequency Reserve, FFR, som supplement til den primære driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D). FFR vil fremover være den første afhjælpende foranstaltning i situationer med lav inertie og en omfattende referencehændelse [2].

Det er vigtigt at kende mængden af kinetisk energi i systemet for at kunne drive systemet sikkert og så effektivt som muligt, da mængden af kinetisk energi i systemet i høj grad påvirker frekvensforløbet i det nordiske elsystem. Tidligere projekter har undersøgt og udforsket relationen mellem elsystemets respons og systeminertien, Future system inertia (fremtidig systeminerti) fase 1 [3], og hvordan man kan forudse og undgå effekten af situationer med lav inertie ved hjælp af ordentlige kort- og langsigtede prognoseværktøjer og afhjælpende foranstaltninger, Future System Inertia 2 (fremtidig systeminerti 2) [4]. I den sidstnævnte rapport foreslås forskellige afhjælpende foranstaltninger i forbindelse med situationer med lav inertie, og deres effektivitet afprøves.

Reduktion af den dimensionerende hændelse, en foranstaltning som allerede anvendes i dag, scorer lavt i forhold til omkostninger og kan ses som en "plan B". De afhjælpende foranstaltninger, som udgør "plan A" – de foranstaltninger, som er mest lovende i forhold til potentiale, effektivitet, tilstrækkelighed og omkostninger, der kan være til rådighed i 2020 – består af hurtig leveret aktiv effekt.

Den nordiske regionale gruppe (RGN) med fokus på drift af elsystemet har igangsat implementeringen af Fast Frequency Reserve (FFR) på baggrund af resultater fra tidligere analyser fra Nordic Analysis Group (NAG), hvor både RGN og NAG repræsenterer Energinet, Fingrid, Svenska kraftnät og Statnett, det vil sige de nordiske TSO'er, der er ansvarlige for det nordiske synkronsystem. FFR skal implementeres på nordisk plan inden sommeren 2020 i nationale markeder.

4.1 Begrundelse for valget af metode

Frekvensstabilitet henviser her hovedsageligt til evnen til at sikre frekvensen over en vis grænse, som i det nordiske synkronområde udgør 49,0 Hz, som angivet i SOGL art. 127, 1 [5], for at forhindre aktivering af ufrivillig forbrugsaflastning startende ved 48,8 Hz, på grund af referencehændelsen. RoCoF vækker indtil videre ikke stor bekymring i det nordiske synkronområde; bekymringen går på en maksimal momentan frekvensafvigelse. Det nuværende respons fra de primære frekvensreserver i det nordiske synkronområde sikrer ikke frekvensstabiliteten i situationer med lav inertie med henblik på referencehændelsen [2].

Ifølge SOGL artikel 39, stk. 3, litra a, [5], er det muligt, at en minimumsgrænse for inertien i systemet skal specificeres, idet der tages hensyn til omkostninger og fordele samt mulige alternativer. Der findes mere effektive afhjælpende foranstaltninger i det nordiske synkronområde blandt de alternative foranstaltninger end forøgelse eller opretholdelse af inertien. Konklusionen er, at der ikke er behov for at angive en minimumsværdi for inertie [1], [6] & [7].

I situationer med lav inertie, sandsynligvis i perioder med lav efterspørgsel om sommeren, vil der være behov for yderligere foranstaltninger. FFR er den foretrukne løsning til at håndtere både nuværende og fremtidige situationer med lav inertie i Norden baseret på omkostninger og fordele ved de foreslåede løsninger.

De mulige metoder til at påvirke den indledende hastighed for frekvensændring er: 1) systeminertien og 2) effektubalancen. For det øjeblikkelige frekvensminimum kommer også 3) hastigheden af levering af de primære reserver i spil.

Stigende systeminerti, det vil sige forøgelse af den kinetiske energi i de roterende masser i synkrongeneratorer, er en mulig løsning, når det drejer sig om at opretholde frekvensstabilitet. Den mængde, der skal til for at påvirke minimumsfrekvensen 0,1 Hz i et 80 GWs-system, er 20 GWs [4], s. 101. Tilgængeligheden af forskellige mulige teknikker varierer, men omkostningerne vil være meget høje.

En mulighed, som de systemansvarlige virksomheder har, er at begrænse effekten på de største generatorer, belastninger eller HVDC-forbindelser, der er tilsluttet systemet. Denne løsning kræver ikke investeringer, men medfører store omkostninger og kan være en velegnet metode i exceptionelle situationer, f.eks. i korte perioder, hvor der ikke findes tilstrækkelige reserver, eller hvor systeminertien er usædvanlig lav. Reduktion af effekten i atomgeneratorer kan dog øge risikoen for udkobling af generatoren [1].

FFR vurderes at være den mest lovende afhjælpende foranstaltning i situationer med lav inertie, da adskillige teknologier kan levere hurtig aktiv effektrespons som vurderes at have lave samfundsøkonomiske omkostninger, enten som en udkobling af forbrug eller hurtig forøgelse fra inverter-baseret produktion og lagring. En intern forundersøgelse viser, at FFR er en mere omkostningseffektiv og sikrere foranstaltning til håndtering af udfordringer relateret til lav inertie sammenlignet med at reducere størrelsen af referencehændelsen. En reduktion af den aktive effektkapacitet på store atomanlæg øger risikoen for udfald af disse anlæg.

6. Tekniske krav til FFR

Formålet med FFR er at opretholde frekvensstabilitet. Den fungerer som et supplement til FCR-D. FFR reducerer ikke behovet for FCR-D og erstatter således ikke FCR-D [8]. På baggrund af designrammerne er der fire hovedaspekter i designet, som skal tages i betragtning.

- Fuld aktiveringstid – hurtigere aktivering forbedrer systemets frekvensrespons
- Aktiveringsfrekvens – aktivering ved mindre frekvensafvigelser forbedrer systemets frekvensrespons, men øger forekomsten af aktiveringer
- Varighed – længere varighed trækker mere energi fra anlægget der leverer FFR
- Deaktivering – kombinationen af brat deaktivering og kort varighed kan medføre, at frekvensen falder endnu en gang. Risikoen for endnu et betydeligt frekvensfald kan undgås ved enten at øge varigheden eller kræve trinvis deaktivering

For alle disse fire aspekter er der behov for at overveje balancen mellem systemets behov, og hvad de forskellige teknologier er i stand til at levere. Der findes visse grundlæggende behov, hvor systemet ikke kan gå på kompromis: Frekvensresponsen skal opfylde kravet til systemydeevne ($f > 49,0$ Hz) og en kortere fuld aktiveringstid forbedrer responsen. Responsen forbedres også ved at øge mængden af FFR, hvis den er tilstrækkeligt hurtig. En øget mængde FCR-D medfører på den anden side ikke et tilstrækkeligt hurtigt respons til opfyldelse af kravene til systemydeevnen. For ikke at aktivere FFR ved mindre frekvenshændelser og for at holde antallet af aktiveringer nede, skal frekvensgrænsen sættes tilstrækkeligt lavt. Samtidig skal grænsen dog ikke være for lav for at sikre, at der ikke kræves fuld FFR-aktivering inden for et urealistisk kort tidsrum. Designet skal fungere for den faktiske frekvensrespons i det nuværende system samt for det fremtidige system med både et formindsket inertiniveau og de nye krav til FCR-D implementeret [2].

De tekniske krav til FFR er designet til at flest mulige teknologier forventes at kunne levere produktet, samtidigt med at reserven har en stor effekt ift. at sikre systemets transiente frekvensstabilitet både i det nuværende og det fremtidige elsystem med yderligere integration af store mængder vedvarende energi.

Inden deltagelse i markedet

Inden et anlæg/system kan deltage i markedet, skal det verificeres, at anlægget/systemet kan levere den specifikke systemydelse inden for den specificerede responstid, samtidig med at de tekniske krav for ydelsen overholdes.

I de nedenstående afsnit specificeres først de tekniske krav og efterfølgende test, der skal udføres for at verificere enhedens leveringsevne.

Omkostninger i forbindelse med informationstekniske tilslutninger, vedligeholdelse, nettariffer m.m. for energileverancer og test/funktionskontrol afholdes alene af leverandøren.

FFR-responskrav

FFR anvendes til at stabilisere frekvensen, hvis der opstår større afbrud i situationer med lav inert, og til at reducere frekvensfald/-spring for at undgå at overskride grænsen på en afvigelse større end 1 Hz. Ydelsen aktiveres kun i tilfælde af store frekvensafvigelser, da funktionen aktiveres ved afvigelser på 300 mHz eller mere fra 50 Hz.

Dette er en hurtigt reagerende aktiv effektresponsregulering, som aktiveres, når frekvensen overstiger den valgte grænse. Regulering leveres fra "kørende/rullende" anlæg på dellast, afbrydelig belastning eller inverterbaserede teknologier.

Enheder, der skal levere FFR, skal selv måle frekvensen og automatisk aktivere reserven, idet der ikke modtages et eksternt aktiveringssignal.

Der er tre mulige kombinationer af aktiveringsniveau og fuld aktiveringstid, og disse er lige effektive i forhold til opfyldelse af systemets FFR-responskrav. Det er vigtigt at understrege, at de tre kombinationer af aktiveringsniveau og fuld aktiveringstid har samme effekt på sikring af

frekvensstabiliteten. Derfor vil der ikke blive differentieret mellem kombinationerne, når der tages stilling til anskaffelse af FFR.

Tabel 1 viser de tre muligheder.

Derudover angives i Figur 1 et sekventielt diagram for aktivering, varighed af understøttelse, deaktivering, buffertid og restitutionsperiode.

Alternativ	Aktiveringsniveau [Hz]	Maksimal fuld aktiveringstid [s]
A	49,7	1,30
B	49,6	1,00
C	49,5	0,70

Tabel 1 - Tre muligheder for kombination af frekvensaktiveringsniveau og fuld aktiveringstid for FFR. [8]

Underfrekvenssituationer har vist sig at være meget kritiske i forhold til overfrekvenssituationer. Derfor indkøbes FFR kun i underfrekvenssituationer.

Måleudstyrets nøjagtighed skal være 10 mHz eller derunder. En enhed kan have et hystereseområde på +/-10 mHz inden for frekvensområdet.

Den FFR-mængde, der aktiveres ved en frekvensafvigelse, reguleres af en trinvis funktion og er derfor ikke lineært afhængig af frekvensen. Det vil sige, at hvis frekvensen i DK2 f.eks. afviger og overskrider grænsen, aktiveres hele reserven.

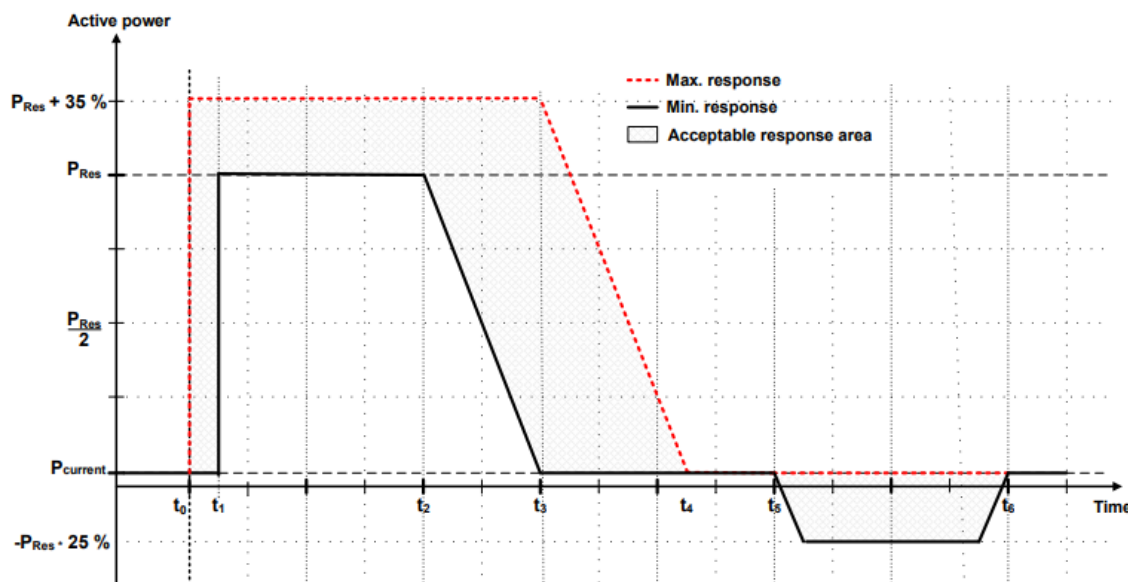
I nedenstående Figur 1 ses minimums- og maksimumsrespons fra FFR-aktiveringstidspunktet (t_0) til det tidspunkt, hvor reserven skal være fuldt leveret (t_1). Det maksimale respons svarer til en tilladt overskridelse på 35% af reserven. En lille forsinkelse på få sekunder i responsopstart er ikke tilladt; (t_0) er det tidspunkt, hvor målingerne viser, at frekvensen overskrider aktiveringsniveauværdien.

Ud over muligheden for at vælge mellem forskellige aktiveringsniveauer i forhold til frekvensgrænsen er det også muligt at vælge mellem en kort og en lang FFR-aktiveringsperiode på henholdsvis minimum 5 eller 30 sekunder. Uafhængigt af valget af aktiveringsniveau med tilhørende maksimal aktiveringstid kan aktiveringsperioden frit vælges. For korte tidsperioder må FFR-responsdeaktivering ikke overstige en gradient på 20% pr. sekund. Trinvis deaktivering må ikke overstige 20% pr. trin.

Efter responsdeaktivering skal anlægget som minimum have omtrent samme setpunkt i 10 sekunder.

Efter en aktivering kan den leverende enhed ændre setpunktet, f.eks. hvis der er behov for at genoplade eller for en anden form for genetableringseffekt. Det nye setpunkt skal være lig med belastningspunktet før aktivering minus 25% af aktiveret FFR-effekt. Det er tilladt at fastholde dette setpunkt frem til 15 minutter efter aktiveringstidspunktet, hvorefter FFR-enheden skal være genetableret og klar til endnu en aktivering.

Eventuelle test skal udføres som beskrevet i nedenstående figur. FFR-leverandøren simulerer en frekvensafvigelse af et omfang, som udløser et FFR-respons. Der vælges aktiveringsniveau, aktiveringstidspunkt, varighed og deaktiveringstidspunkt, der skal testes, og Energinet skal informeres inden testen gennemføres.



Figur 1 - FFR aktiverings- og genetableringskrav; aktiveringstid ved $t=0$ [8].

Med hensyn til Figur 1, gælder følgende:

- 1) Aktiveringsøjeblikket er tidsmæssigt lig med nul (0), t_0 .
- 2) Den maksimale tid til opnåelse af fuld aktivering, t_0 - t_1 , er 0,70 s (for aktiveringsniveauet 49,5 Hz), 1,00 s (for aktiveringsniveauet 49,6 Hz) og 1,30 s (for aktiveringsniveauet 49,7 Hz).
- 3) Den minimale understøttelsesvarighed er 5,0 s (ved kortvarig understøttelse) og 30 s (ved længerevarende understøttelse), t_1 - t_2 .

Den prækvalificerede FFR-kapacitet er den minimale understøttelseeffekt i MW fra den leverende enhed inden for det tidsrum, der leveres understøttelse. Den maksimale tilladte overskridelse er 35% af den prækvalificerede FFR-kapacitet.

Responsforløb for reservetest skal ligge inden for området "Tilladt responsområde". Enhedens følsomhed må ikke overstige 10 mHz. Det betyder, at enheden skal reagere på ændringer på 10 mHz.

Opløsningen i aktørens SCADA-system skal være mindst 0,1 sekund, og udvalgte signaler skal kunne dokumentere enhedens reaktion på frekvensafvigelser. Ydelsesleverandøren skal lagre signaler i minimum en uge. Reguleringen skal være aktiv til enhver tid og indeholde funktioner, der sikrer opretholdelse af 100% effekt i den kontraherede periode.

De tekniske krav og prækvalifikationstest for FFR er nærmere specificeret i [8], hvor kravene til dataudveksling og datalogning også er specificeret.

Den danske implementering af de nordiske tekniske krav til FFR i den nationale prækvalifikationsproces fremgår af afsnittet om FFR i dokumentet "[Prækvalifikation af anlæg og aggregerede porteføljer](#)", og det tilsvarende engelske dokument "[Prequalification of units and aggregated portfolios](#)".

7. FFR-kapacitetsestimering

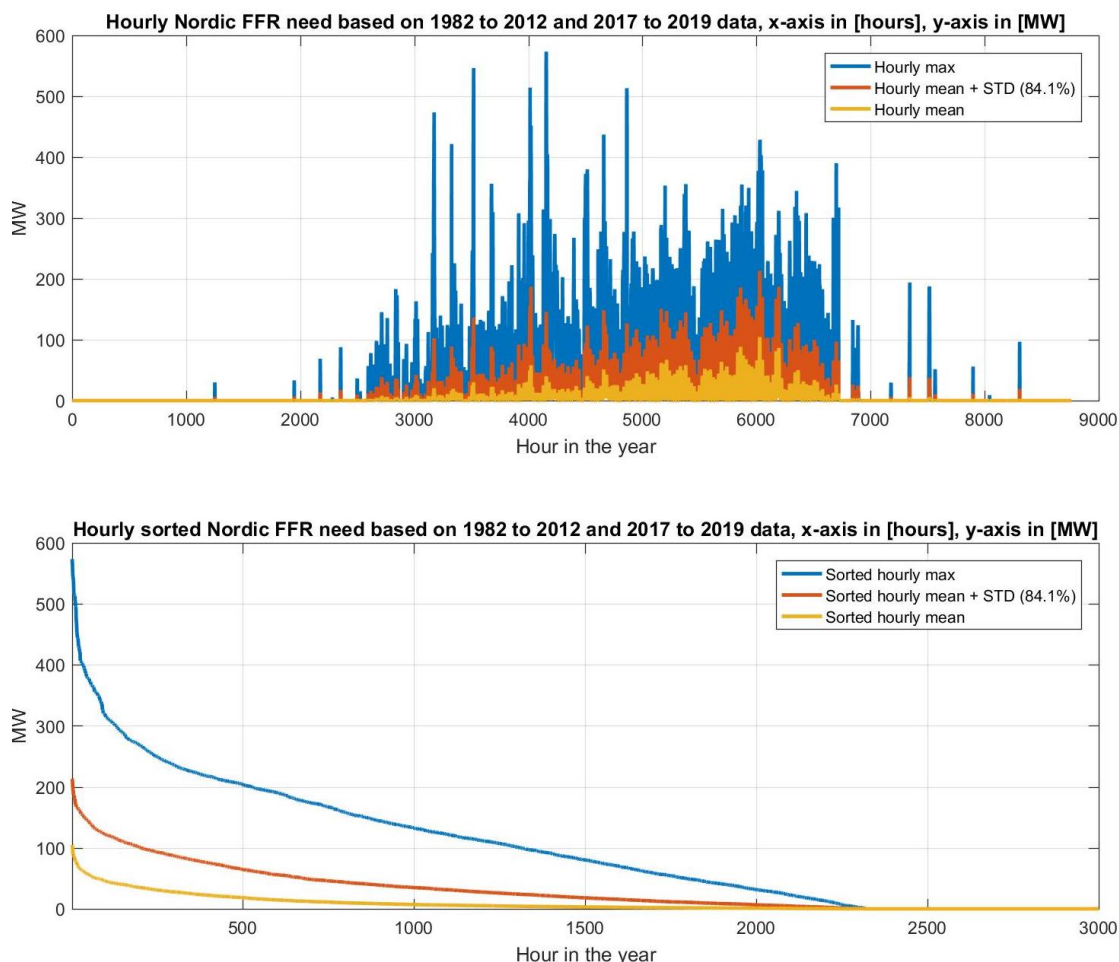
Med udgangspunkt i historiske vejrdata fra 1982 til 2012 og historiske inerti-data fra juni 2017 til november 2019 analyseres den påvirkning, som ændringer i vejrdata (det vil sige hydrologiske forhold, vindhastigheder, solindstråling og temperatur) har på inerti-niveauet i det nordiske synkronområde. Simuleringer i markedsmodellen anvendes til at analysere påvirkningen på inerti baseret på de forskellige meteorologiske år i et nordisk elsystem i 2020. Inerti-niveauerne konverteres herefter i timebaseret opløsning til et nordisk FFR-behov som forklaret ovenfor.

Det nordiske FFR-behov påvirkes meget af hydrologiske forhold. I ét år med de simulerede vejrdata ses et behov for FFR i mere end 1000 timer, mens et andet år kun viser et meget begrænset behov for FFR på ca. 100 timer. Den eneste forskel i simuleringen er ændrede vejrdata.

Set over et helt år er behovet for FFR størst om sommeren. I de år med større behov er FFR også nødvendig i forårs- og efterårsperioderne. FFR-behovet er højest om natten, hvor forbrug og dermed produktion er lave.

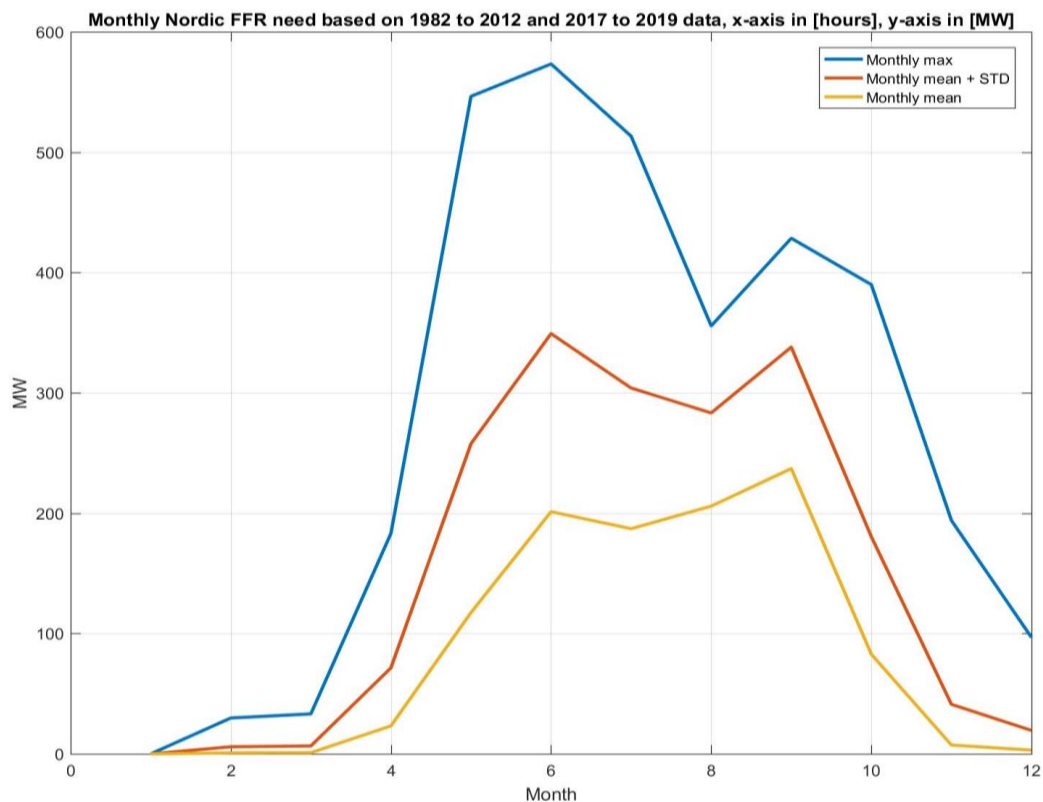
Ved at udnytte simuleringen af disse 34 års vejrdata som statistisk fundament kan sandsynligheden for den nødvendige mængde FFR findes som vist på middelværdien, middelværdien plus standardafvigelsen og det maksimale behov på timebasis for Norden i Figur 2 og ligeledes for de månedlige værdier i Figur 3.

Figur 4 viser en mere detaljeret analyse af fraktilerne for FFR-behovet for de forskellige timer i døgnet og for de forskellige ugedage. Figuren viser det relative antal timer med FFR-behov større end nul. For data med et FFR-behov vises fraktiler (0, 25, 50, 75 & 100%) for hver time i hver dag i ugen. Her konstateres også behov for FFR om natten og i weekenden.



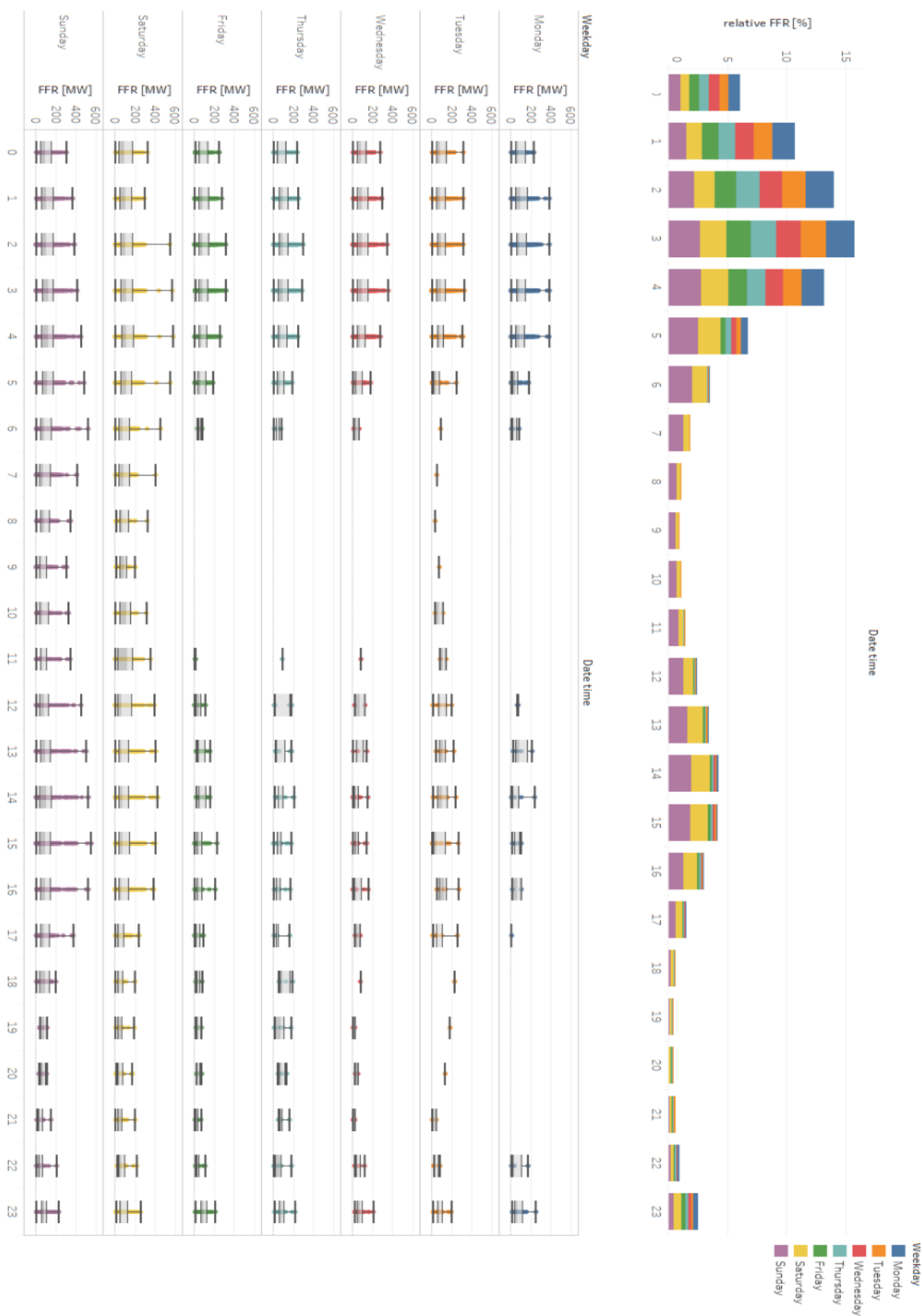
Figur 2 - Estimeret behov for FFR i det nordiske synkronområde baseret på simulerede inerti-niveauer for det nuværende system baseret på 34 forskellige hydrologiske år.

Den øverste graf viser FFR i timer over et år, og den nederste graf viser varighedskurverne for FFR-behovet. Bemærk, at x-aksen ændres. Begge viser det gennemsnitlige behov, det gennemsnitlige behov plus standardafvigelsen og det maksimale behov for hver time over et år (baseret på samme time for de 34 simulerede år).



Figur 3 - Estimeret behov for FFR i det nordiske synkronområde baseret på simulerede inertiniveauer for det nuværende system baseret på 34 forskellige hydrologiske år.

Grafen viser henholdsvis FFR-behovet i måneder over et år, det gennemsnitlige behov, det gennemsnitlige behov plus standardafvigelsen og det maksimale behov for hver måned (baseret på samme time for de 34 simulerede år).



Figur 4 – Øverst (til højre) i figuren vises den relative andel af timer med nordisk FFR-behov over nul for de forskellige timer af døgnet for de forskellige ugedage på baggrund af simulerede inertiniveauer for systemet baseret på 34 forskellige hydrologiske år.

Nederst (til venstre) i figuren vises fraktiler (0, 25, 50, 75 & 100%) kun for datapunkter, der afviger fra nul for de forskellige timer af døgnet for de forskellige ugedage.

8. Hyppighedsstatistik for de seneste år

Frekvensen oversteg meget sjældent FFR-aktiveringsgrænseværdierne i 2017 og 2018, som vist i Tabel 2. For hele frekvensanalysen henvises til rapporten [Frequency quality analysis](#) s. 60 og frem for statistik for 2013 til 2018.

Alternativ	Aktiveringsniveau [Hz]	Antal aktiveringer i 2017 og 2018
A	49,7	9
B	49,6	3
C	49,5	0

Tabel 2 – Antal gange frekvensen oversteg aktiveringsgrænserne for de forskellige FFR-alternativer.

9. Indkøbsmodel for FFR-kapacitet i DK2

FFR vil blive indkøbt på nationale markeder, og markedsstrukturen vil være forskellig fra land til land. Fordelingsnøglen for FFR er baseret på FCR-N/D og korrigeres for inerti-bidraget og størrelsen af det respektive lands referencehændelse. Den fordelingsnøgle, der skal anvendes i år 2020, er vist i Tabel 3.

FFR-fordelingsnøgle	Energinet	Fingrid	Statnett	Svenska Kraftnät
Forpligtelse [%]	14	20	42	24

Tabel 3 – FFR-fordelingsnøgle for indkøb af FFR. Opdeling af det nordiske behov på de forskellige TSO-forpligtelser

Markedsdesign i DK2

Det nationale marked for FFR (kun for DK2) vil være baseret på månedlige kapacitetsauktioner, indtil timeafregning er mulig. Indkøb på timebasis kræver, at der implementeres nye IT-løsninger til at håndtere auktionerne på døgn-/timebasis. Med henblik på den nødvendige IT-implementering vurderes indkøb på timebasis at være muligt for Energinet senest ultimo 2020. Når løsningen er klar, ændres indkøbsmetoden fra starten af den efterfølgende måned. Energinet vil informere aktørerne om skiftet til indkøb på timebasis senest 2 måneder før implementering.

Den månedlige kapacitetsauktion er derfor en indledende, midlertidig løsning. Den efterfølgende løsning, som implementeres senest ultimo 2020, vil være kapacitetsauktioner på timebasis.

Det er vigtigt at understrege, at de tre kombinationer af aktiveringsniveau og fuld aktiveringstid har samme effekt på sikring af frekvensstabiliteten. Derfor vil der ikke blive differentieret mellem kombinationerne, når der tages stilling til anskaffelse af FFR.

Markedsdesign i Norden

I Finland vil Fingrid benytte timebaserede kapacitetskontrakter fra begyndelsen ved indkøb af FFR. I Norge og Sverige vil Statnett og Svenska kraftnät benytte sæsonbaserede kontrakter, da de ikke har ressourcer til at udvikle den nødvendige IT til at håndtere hverken timebaserede eller månedlige kontrakter. Energinet vil benytte månedlige kontrakter og ikke sæsonbaserede, indtil timebaserede kontrakter bliver mulige, da overskydende indkøb af FFR er væsentligt større for sæsonbaserede end for månedlige kontrakter.

Nødprocedure

Nødproceduren for begge indkøbsmetoder er, at hvis der ikke kommer nok bud ind til at dække Energinets behov, sender Energinet en e-mail til alle aktører med en opfordring til at byde flere reserver ind.

Hvis antallet af bud fortsat er utilstrækkeligt, er nødproceduren at anmode om yderligere indkøb af FFR i de øvrige nordiske lande. Energinet vil i denne situation dække de ekstra omkostninger til indkøb, som en anden systemansvarlig virksomhed pådrager sig ved indkøb af ekstra FFR-kapacitet.

Hvis dette ikke er muligt, vil referencehændelsen blive reduceret (det vil sige maksimal produktionsbegrænsning for Oskarshamn 3), svarende til den manglende FFR-kapacitet. I denne situation vil Energinet dække omkostningerne til den begrænsning, der er fastsat for referencehændelsen/-hændelserne.

Hvis dette heller ikke er muligt, vil mulighederne for nødeffektsregulering på HVDC-forbindelserne blive betragtet som en afhjælpning for en N-1-driftsforstyrrelse i stedet for det egentlige formål som nødeffektsreguleringsfunktion for N-2 (eller værre) driftsforstyrrelser.

9.1.1 Månedlige kapacitetsauktioner

Energinet indkøber månedskapacitet med udgangspunkt i den statistiske analyse, der er vist i afsnit 7, på baggrund af FFR-behovet fordelt på årets måneder. Indkøbet vil tage udgangspunkt i det statistiske niveau for middelværdien plus standardafvigelsen i Figur 3. Disse værdier vil blive opdateret i løbet af året med udgangspunkt i den aktuelle hydrologiske situation, som kan reducere den mulige spredning af systeminertien markant.

Månedssindkøb af FFR

Energinet indkøber FFR-kapacitet på månedlige auktioner for én måned ad gangen. Der indkøbes kun opregulerende produkter. Fristen for modtagelse af FFR-kapacitetsbud i Energinet vil blive oplyst på Energinets hjemmeside. Dette vil ske samtidig med meddelelse om den kommende måneds behov for FFR-kapacitet. FFR-kapacitetsbud skal være gyldige for en hel måned, og kontrakten kan ikke opsiges af parterne i kontraktperioden.

Kombinerede leverancer

En leverance kan sammensættes fra flere produktionsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede respons hastighed. En leverance kan ligeledes sammensættes fra flere forbrugsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede respons hastighed. Ligeledes kan en leverance sammensættes fra forbrugs- og produktionsenheder. Et system til en sådan sammensætning skal verificeres over for Energinet.

Aktørens budgivning

Bud på månedsauktionen kan indsendes via e-mail til info@energinet.dk mærket "FFR-kapacitetsbud (måned/år)".

Hvert bud skal mindst være på 0.3 MW og højst 50 MW. Et bud angives altid i MW med én decimal, mens prisen anføres i DKK/MW med to decimaler.

Leverandører, der ønsker at byde på FFR-kapacitet, skal inden budafgivelse have godkendt anlæggenes tekniske egenskaber.

Energinets valg af bud

Energinet udvælger buddene således, at det samlede behov dækkes med mindst mulige omkostninger. Bud accepteres i sin helhed eller slet ikke.

Hvis der ikke kommer nok bud ind til at dække Energinets behov, så sender Energinet en e-mail til alle aktører med en opfordring om at byde flere reserver ind.

Prisfastsættelse og betaling

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

Der foretages ingen opgørelse af leverede energimængder fra FFR. Leverancer af energi fra reserven afregnes som almindelige ubalancer.

Tilbage melding til aktøren

Umiddelbart efter afslutning af auktionen vil Energinet give alle aktører, der har medvirket i auktionen, besked om resultatet via e-mail.

Mængde og pris for alle accepterede bud vil endvidere blive offentliggjort i anonymiseret form på Energinets hjemmeside senest dagen efter, at auktionen har været afholdt.

Aktørens forpligtelser

Alle aktører med en FFR-kapacitetskontrakt skal kunne levere FFR, når frekvensaktiveringsgrænsen overstiges. Størrelsen af aktivering skal mindst svare til den mængde, som fremgår af aktørens FFR-kapacitetskontrakt. Det er derfor en forudsætning for rådighedsbetalingen, at kapaciteten faktisk er til rådighed. Forpligtelsen betyder, at rådighedsbetalingen annulleres, hvis det efterfølgende viser sig, at kapaciteten – f.eks. på grund af havari – ikke er til rådighed.

Ved hændelser, som medfører, at et anlæg ikke kan levere FFR, skal reserven være genetableret på et eller flere anlæg, som kan levere reserven snarest muligt, dog inden 30 minutter efter hændelsen. Kan leverandøren ikke genetablere reserven, kontaktes Energinet inden for 15 minutter for at meddele, hvor og hvornår reserven kan være genetableret.

Hvis leverandøren ikke er i stand til at genetablere reserven og dermed ikke kan opfylde forpligtelsen i kontraktens resterende periode, kan kontrakten overdrages til en anden leverandør, som også opfylder betingelserne for levering af reserven. Hvis dette heller ikke er muligt, vil kontrakten for den resterende periode blive indkøbt i en ad-hoc-auktion af Energinet, hvor den oprindelige leverandør skal dække omkostningerne til ad-hoc-auktionen.

Hvordan kontrolleres ydelserne

Ydelserne kontrolleres ved stikprøver og ved store afvigelser i frekvensen. Kontrollen vil bestå i, at Energinet rekvirerer dokumentation fra aktørens SCADA-system for respons fra anlæggene ved de naturligt forekommende frekvensafvigelser.

Kortfristet prognose for FFR-behov for at "frigøre" kapacitet fra månedlige auktioner

Energinet vil udnytte D-2 inerti-prognosen til at "frigøre" kapacitet indkøbt på de månedlige kapacitetsauktioner, som forklaret nedenfor. Den "frigjorte" kapacitet vil blive fordelt ligeligt og relativt mellem budgiverne.

Med et månedligt indkøb gives mulighed for, at leverandøren kan reducere den faktiske kapacitet, der skal leveres i en specifik time, hvor den månedlige indkøbte mængde overstiger det faktiske behov. Dette vil "frigøre" kapacitet for hver time, hvor månedsprognosen for FFR er højere end det faktiske FFR-behov time-for-time.

I tilfælde af en kontraheret mængde fra månedskapacitetsauktionen på 10 MW kan den kortsigtede inerti-prognose vise, at der kun er behov for den halve mængde fra den specifikke leverandør, det vil sige 5 MW, i en bestemt time eller et bestemt døgn. Den "frigjorte" kapacitet er forskellen mellem den månedlige indkøbte mængde og den kortsigtede prognose. FFR-behov ud fra kortsigtede prognoser specificeres i timeopløsning to dage før drift for at give den systemansvarlige virksomhed mulighed for at handle tilsvarende på day-ahead-markedet og for at gøre det muligt f.eks. at byde "frigjort" kapacitet ind på andre reservemarkeder hvis relevant.

Derfor vil den tilgængelige FFR-kapacitet, som leverandøren skal levere, være baseret på den kortsigtede inerti-prognose med maksimalt den månedlige kontraherede mængde og minimum nul. Den kortsigtede inerti-prognose, omregnet til FFR-behovet i DK2, offentliggøres D-2 senest kl. 10.00 af Energinet på hjemmesiden for Energi Data Service.

Det er vigtigt at understrege konklusionen fra Figur 4: at der mere end 99% af tiden ikke vil være behov for FFR i dagtimerne på hverdage, og at der kun vil være et mindre behov i dagtimerne i weekenden.

9.1.2 Timebaserede kapacitetsauktioner

Når det påkrævede IT er implementeret i Energinet, vil kapacitetsauktionerne skifte fra at være månedlige til at være timebaserede. Dette vil betyde, at indkøb af FFR vil ligne FCR-indkøb i DK1.

Leverandører, der ønsker at byde på FFR-kapacitet, skal inden budafgivelse have godkendt anlæggenes tekniske egenskaber.

Dagligt indkøb af FFR

Der afholdes FFR-auktion en gang dagligt for det kommende døgn. Til brug for auktionen er hver time af den kommende dag en blok. Indkøbsbehovet beregnes dagligt ud fra en kortsigtet inertiprognose.

Kombinerede leverancer

En leverance kan sammensættes fra flere produktionsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede respons hastighed. En leverance kan ligeledes sammensættes fra flere forbrugsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede respons hastighed. Ligeledes kan en leverance sammensættes fra forbrugs- og produktionsenheder. Et system til en sådan sammensætning skal verificeres over for Energinet.

Aktørens budafgivelse

Bud til daglige kapacitetsauktioner indsendes til Energinet via ECP/MADES eller via Selvbetjeningsportalen.

Bud skal indsendes, så de er Energinet i hænde senest kl. 15.00 dagen før driftsdøgnet. Tidsfristen gælder således Energinets automatiske registrering af tidspunkt for modtagelse. Bud modtaget efter kl. 15.00 afvises, medmindre andet oplyses pr. e-mail til alle deltagende aktører. Aktøren kan ændre allerede fremsendte bud indtil kl. 15.00. De bud, som Energinet har modtaget kl. 15.00, er bindende for aktøren.

Budmodtagelsen lukker efter spotmarkedet, siden energileverancer af reserven er tæt på nul. De teknologier, der forventes at levere, er forbrug eller lagring, og de kan derfor basere deres bud på resultatet fra spotmarkedet og de resulterende planer.

Buddene skal time for time i det følgende døgn angive en mængde og en pris. Mængden angiver det antal MW, som aktøren tilbyder at stå til rådighed med, og skal være ens inden for den enkelte blok. Prisen angiver den pris pr. MW, som aktøren forlanger for at stå til rådighed med den pågældende mængde. Prisen skal angives som pris pr. MW pr. time.

Hvert bud skal mindst være på 0,3 MW og angives altid i MW med én decimal, og prisen angives i DKK/MW/time eller EUR/MW/time med to decimaler.

Energinets valg af bud

Energinet sorterer buddene for opreguleringskapacitet efter prisen pr. MW og dækker sit behov ved at vælge buddene efter stigende pris.

Det enkelte bud accepteres altid i sin helhed eller slet ikke. I situationer, hvor accept af et bud over 5 MW vil medføre en overopfyldelse af behovet for reserver i den pågældende blok, kan Energinet springe sådanne bud over.

Hvis prisen på to bud er ens, og Energinet kun har brug for det ene, anvendes en maskinel tilfældighedsgenerator til at udvælge det bud, der skal medtages i løsningen. Tilsvarende gælder ved tre eller flere bud med samme pris.

Hvis der ikke kommer nok bud ind til at dække Energinets behov, så sender Energinet en e-mail til alle aktører med en opfordring om at byde flere reserver ind.

Prisfastsættelse og betaling

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

Der foretages ingen opgørelse af leverede energimængder fra FFR. Leverancer af energi fra reserven afregnes som almindelige ubalancer.

Tilbage melding til aktøren

Energinet giver kl.15.30 en tilbage melding til aktøren om, hvilke bud Energinet har accepteret, og om den rådighedsbetaling, der er opnået time for time.

Energinet sender ikke signaler til aktivering af reserven i selve driftsdøgnet. Aktivering af reserveerne foregår via leverandørens egne målinger af frekvensen.

Aktørens forpligtelser

Det er en forudsætning for rådighedsbetalingen, at kapaciteten faktisk er til rådighed. Forpligtelsen betyder, at rådighedsbetalingen annulleres, hvis det efterfølgende viser sig, at kapaciteten – f.eks. på grund af havari – ikke er til rådighed.

Ved hændelser, som medfører, at et anlæg ikke kan levere FFR, skal reserven være genetableret på et eller flere anlæg, som kan levere reserven snarest muligt, dog inden 30 minutter efter hændelsen. Kan leverandøren ikke genetablere reserven, kontaktes Energinet inden for 15 minutter for at meddele, hvor og hvornår reserven kan være genetableret.

Hvordan kontrolleres ydelserne

Ydelserne kontrolleres ved stikprøver og ved store afvigelser i frekvensen. Kontrollen vil bestå i, at Energinet rekvirerer dokumentation fra aktørens SCADA-system for respons på anlæggene ved de naturligt forekommende frekvensafvigelser.

9.1.3 Én tilbudsgiver

I tilfælde af at der kun modtages tilbud fra én tilbudsgiver (for både det månedlige og timebaserede indkøb), skal der afregnes efter principperne for cost plus jf.

Systemansvarsbekendtgørelsen (BEK nr. 1402 af 13/12/2019) § 24.

”Indtil der foreligger en godkendt prismetode jf. Systemansvarsbekendtgørelsen § 22 stk. 2 skal der afregnes efter følgende omkostningselementer:

1. *omkostninger til brændsel og andre opstartsrelaterede omkostninger,*
2. *indtægter og omkostninger ved salg af elektricitet og varme,*
3. *omkostninger til drift og vedligehold, herunder direkte henførbare personaleomkostninger og afhjælpende foranstaltninger til at holde anlægget driftsklar med de ønskede betingelser,*
4. *administrations- og fællesudgifter, og*
5. *afskrivninger og rimelig forrentning af investeret kapital.”*

En rimelig forrentning er i denne sammenhæng en WACC på 3,65 %.

Så snart der foreligger en godkendt prismetode jf. Systemansvarsbekendtgørelsen § 22 stk. 1, skal afregning ske i henhold til den gældende prismetode.

9.2 Forventet årligt indkøb af FFR-kapacitet baseret på indkøbsperiode

Med et dynamisk behov, som ændrer sig time for tim, vil en månedlig kapacitetsauktion medføre overindkøb af kapacitet. Dette skyldes timerne med mindre eller intet behov for FFR i forhold til den indkøbte kapacitet for den pågældende måned, men også den øgede usikkerhed om FFR-behovet på grund af indkøb dækkende en længere periode, der skal indgå som en margin og indkøbes som ekstra kapacitet.

På baggrund af data fra de 34 hydrologiske år udgør den gennemsnitlige årlige indkøbte mængde af FFR i DK2, beregnet ud fra summen af timebehovet for hver time, derfor 3,75 GW, svarende til 0,43 MW/time. Til sammenligning var tallet for 2018 7,77 GW, svarende til 0,89 MW/time. Behovet er, som tidligere beskrevet, koncentreret omkring weekender og nætter i sommermånederne.

For det månedlige indkøb, idet det antages, at månedskapaciteten indkøbes for hver time i måneden, og at der indregnes en margin, der statistisk dækker 84,1% af udfaldsrummet (gennemsnittet plus standardafvigelsen), udgør den årlige indkøbte mængde af FFR i DK2 190,05 GW, lig med 21,69 MW/time.

Derfor er forskellen på den indkøbte FFR-kapacitet meget stor afhængig af indkøbsmetoden. For sæsonkapacitetskontrakter vil den indkøbte FFR-mængde være meget større end for månedskontrakterne. Energinet vil derfor benytte månedskontrakter og ikke sæsonkontrakter indtil timekontrakter bliver en mulighed.

10. Tidsplan

Det forventes at igangsætte det månedlige kapacitetsindkøb i DK2, når det forventede behov for FFR indtræffer i 2020, hvilket fra Figur 3 kan udledes at blive i april 2020. Derfor vil udbuddet af den månedlige kontrakt blive igangsat i den sidste uge i marts.

Inden enheder kan deltage i udbuddet, skal de være prækvalificerede til at deltage i markedet af Energinet. Dette aftales bilateralt mellem leverandøren og Energinet.

Månedskapacitetskontrakterne vil løbe hver måned indtil timeafregning bliver mulig i Energinet. Dette vil senest være i ultimo 2020.

Til orientering vil Fingrid implementere timebaserede markeder fra april 2020. Statnett og Svenska kraftnet vil indkøbe FFR på sæsonbasis fra april til oktober/november.

11. Økonomi

De årlige forventede omkostninger til indkøb af FFR-kapacitet vil være variere baseret på indkøbsmetoden. Omkostningen pr. [MW/time] for FFR-kapacitet estimeres ud fra prisen på den moderat tilsvarende reserve, FCR-D. Dette estimat ganges med de årlige indkøbte mængder

Omkostningerne for månedlige indkøb forventes at beløbe sig til 20-40 mio. DKK/år.

Omkostningerne for indkøb på timebasis forventes at beløbe sig til 0,5-1,5 mio. DKK/år.

Dette er naturligvis estimerede omkostninger, og de reelle omkostninger vil være meget afhængige af det faktiske FFR-behov, og prisen for FFR-kapaciteten, som de danske aktører byder ind med.

Det foreslås, at Energinets årlige omkostninger til indkøb af FFR bliver finansieret via systemtariffen. Dermed vil omkostningerne blive et samfundsøkonomisk anliggende og betalt af elforbrugerne generelt.

12. Referencer

- [1] L. Haarla, M. Kuivaniemi, P. Ruokolainen, N. Modig, R. Eriksson, K. Hornnes, P. A. Vada, S. A. Meybodi og D. Karlsson, Requirement for minimum inertia in the Nordic power system, NAG, juni 2019.
Sendt til de nordiske regulerende myndigheder. Fra Energinet til Forsyningstilsynet den 14. september 2019.
- [2] R. Eriksson, N. Modig og M. Kuivaniemi, Ensuring future frequency stability in the Nordic, 2019 in *18th Wind Integration Workshop*, 2019.
- [3] E. Ørum, M. Kuivaniemi, M. Laasonen, A. I. Bruseth, E. A. Jansson, A. Danell, E. Katherine og N. Modig, »Future system inertia,« NAG, 2015. [Online]. Findes her: https://docstore.ENTSOE.EU/Documents/publications/soc/Nordic/Nordic_report_Future_System_Inertia.pdf
- [4] E. Ørum, L. Haarla, M. Kuivaniemi, M. Laasonen, A. Jerkø, I. Stenkløv, F. Wik, K. Elkington, R. Eriksson, N. Modig og P. Schavemaker, »Future System Inertia 2,« NAG, 2017. [Online]. Tilgængelig: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/utvikling-AV-kraftsystemet/Nordisk-frekvensstabilitet/Future-system-Inertia-Phase-2.pdf>
- [5] C. R. (EU), Kommissionens forordning om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer (SO GL), 2017/1485 af 2. august 2017. [Online]. Findes på: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/GA/txt/?URI=CELEX:32017R1485>
- [6] R. Eriksson, N. Modig og M. Kuivaniemi, FCR-D Design of Requirements, NAG, juli 2017. [Online]. Findes her: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/nyheter/nordic-common-project-for-review-of-primary-reserve-requirements--finalized-phase-1/2---fcr-d-design-of-requirements.pdf>
- [7] E. Agneholm, R. Eriksson, N. Modig, M. Kuivaniemi, S. A. Meybodi, P. Ruokolainen og J. N. Ødegård, FCR-D-design af kravfase 2, NAG, 2019. [Online]. Findes her: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/utvikling-av-kraftsystemet/nordisk-frekvensstabilitet/fcr-d-design-of-requirements--phase-2.pdf>
- [8] L. Haarla, M. Kuivaniemi, P. Ruokolainen, N. Modig, R. Eriksson, K. Hornnes, P. A. Vada, S. A. Meybodi og D. Karlsson, Technical Requirements for Fast Frequency Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area, Inertia 2020 Working Group, juli 2019. [Online]. Findes her: <https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/tekniska-riktlinjer/ovriga-instruktioner/technical-requirements-for-fast-frequency-reserve-provision-in-the-nordic-synchronous-area-1.pdf>
- [9] Svenska Kräftnet, »Långsiktig marknadsanalys 2018 / Long term market analysis 2018,« 2019. Findes her: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/langsiktig-marknadsanalys-2018.pdf>