

OPPDATERTE RETNINGSLINJER FOR UTØVELSE AV SYSTEMANSVARET

Høringsdokument

1. juni 2023

-

Fos §§ 6, 9, 11, 16 og 18

Forord

Innhold i denne høringen

Dette dokumentet inneholder forslag til oppdateringer av retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret iht. fos § 28a.

Det er det konkrete forslaget til endringer i retningslinjer som nå er på høring. Endringene er markert med farger for sporbarhet. Grønn tekst er ny, rød gjennomstrøket tekst foreslås fjernet.

De enkelte delkapitlene med bakgrunn og begrunnelse vil ikke inngå som en direkte del av de endelige retningslinjene, men vil være tilgjengelig for senere oppslag fra dette høringsdokumentet.

Innsending av høringssvar

Vi ber om at kommentarer til forslaget om nye retningslinjer for ovennevnte paragrafer sendes systemansvarlig innen **31.08.2023**. Høringssvar sendes til firmapost@statnett.no, og merkes med referanse 23/00498.

Merk at høringsinnspillene vil bli offentliggjort på Statnetts hjemmesider. Vi ber om at det tas høyde for at høringsinnspillene publiseres og at personinformasjon og eventuell annen sensitiv informasjon utelates.

Forhold mellom retningslinjer og metoder

I august 2021 ble fire forordninger¹ om retningslinjer med hjemmel i tredje energimarkedspakke (Elforordningen 714/2009) tatt inn i EØS-avtalen. Forordningene er gjennomført i norsk rett i forskrift om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene § 1.

Forordningene stiller krav om utarbeidelse av vilkår eller metoder. Metodene er mer detaljerte og tekniske regler av blant annet prosesser for utførelse av oppgaver. Det er stort sett TSOene, og i noen tilfeller kraftbørsene (NEMO) som skal utarbeide forslag til metoder, mens godkjenning i utgangspunktet skjer av en eller flere nasjonale regulatorer. Forordningene angir om metodene skal utarbeides europeisk, regionale eller nasjonalt.

Enkelte av metodene kan ha innvirkning på utøvelsen av systemansvaret. Systemansvarlig vil legge inn henvisninger til metodene der de påvirker utøvelsen av systemansvaret og der vi vurderer at en henvisning vil bidra til å sikre at konsesjonærene er godt informert om relevant beskrivelse av praksis. Arbeidet med å henvise til vedtatte metoder vil pågå stegvis fremover ettersom RMEs godkjenning av metodene skjer etappevis.

I denne høringen tas det inn henvisninger til metode om ytterligere tekniske krav til FCR i henhold til Kommisjonsforordning 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft (SOGL) artikkel 154 nummer 2.

¹ Kommisjonsforordning 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft (SOGL), Kommisjonsforordning 2015/1222 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM), Kommisjonsforordning 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft (EBGL), Kommisjonsforordning 2016/1719 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetstildeling (FCA)

Innholdsfortegnelse

1	Fos § 6 – Fastsettelse av handelskapasitet	4
1.1	Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen	4
1.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 6	4
2	Fos § 9 – Regulerstyrke og effektreserve	7
2.1	Endringer i vilkår for FCR og endringer i retningslinjer til fos § 9 om overgang til nye tekniske krav til FCR	7
2.2	Endringer i vilkår for FFR og språklig endring i retningslinjer til fos § 9	9
2.3	Endringer i vilkår for RKOM-sesong. Avvikling av RKOM-uke. Språklig endring i retningslinjer til fos § 9	10
2.4	Endringer i vilkår for kapasitetsmarkedet for mFRR.....	10
2.5	Endringer i vilkår for kapasitetsmarkedet for aFRR.....	11
2.6	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 9	11
3	Fos § 11 – Marked for regulerkraft.....	16
3.1	Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen	16
4	Fos § 16 – Koblingsbilde	17
4.1	Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen	17
4.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 16	17
5	Fos § 18 – Målinger og meldinger.....	20
5.1	Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen	20
5.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 18	20

Forslag til oppdaterte retningslinjer

1 Fos § 6 – Fastsettelse av handelskapasitet

1.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

På bakgrunn av kommentarer mottatt fra RME i godkjeningsbrev av 13. januar 2023 gjør vi nå endringer i retningslinjene til fos § 6. Endringene er kun av språklig og strukturell karakter, og medfører ingen substansielle endringer i innholdet og er uten konsekvenser for aktørene.

1.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 6

1.2.1.1 Første ledd

Systemansvarlig sin metode for å fastsette handelskapasiteten mellom budområder er basert på Flytbasert Markedskopling (FB).

Ved FB angis ~~markedskapasitet~~handelskapasitetene gjennom to sett av parametere, Power Transfer Distribution Factors (PTDF) og Remaining Available Margin (RAM):

- En PTDF angir hvor stor andel (i prosent) av én MW injisert i et budområde som (ved et kritisk utfall, N-1) legger seg på en gitt kritisk nettverkskomponent (CNEC).
- RAM angir hvor mange MW markedet tillates å laste opp på hver enkelt CNEC.
- ~~Markedskapasitet~~Handelskapasitetene utgjør dermed en matrise med en linje for hver CNEC, en kolonne for hvert budområde, samt en kolonne med RAM. I kolonnene for budområder angis PTDF for aktuelt budområde og snitt, i kolonnen for RAM oppgis RAM i MW for aktuelt snitt.

PTDF og RAM beregnes på bakgrunn av en felles nordisk nettmodell og en felles nordisk beregningsmetode. Beregningen er beskrevet nærmere i metoden "Nordic Capacity Calculation Region capacity calculation methodology in accordance with Article 20(2) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management".

Systemansvarlig leverer daglig 24 nasjonale D-1 (dagen før driften) og D-2 (to dager før driften) nettmodeller (IGM – Individual Grid Model) til Nordic-RCC² sammen med angivelse av relevante CNEC'er i det nasjonale kraftnettet. Nordic-RCC setter de nasjonale nettmodellene sammen for de fire nordiske landene til 24 daglige felles nordiske nettmodeller (CGMer – Common Grid Models). Deretter benytter Nordic-RCC CGM for å beregne ~~markedskapasitet~~handelskapasitetene (PTDF og RAM) for Norden basert på den felles nordiske beregningsmetoden. Nordic-RCC beregner først kapasiteter per time for døgnmarkedet. Når markedsresultatet fra døgnmarkedet er kjent, gjør Nordic-RCC beregningen for intradagmarkedet, dette også på timenivå. Intradagkapasiteter vil midlertidig angis som ATC³ (Available Transfer Capacity) begrensninger inntil en FB-løsning også er klargjort i intradagplattformen (SIDC). ATC beregnes på bakgrunn av FB-matrisen og vil dermed baseres på samme nivå av driftssikkerhet som FB-løsningen.

Resultatene fra kapasitetsberegning skal valideres og godkjennes av systemansvarlig før publisering til markedsaktørene. Systemansvarlig har ved validering, anledning å korrigere beregnet RAM med hjelp av en Individual Validation Adjustment (IVA) -verdi i tilfeller feil i inndata, ved driftsforstyrrelser eller tilgjengelighet av systemvern.

NSL er ikke med i den europeiske markedskoblingen og vil derfor i kapasitetsfastsettelsen bli hensyntatt ved at systemansvarlig innledningsvis gjør en bergning basert på dagens NTC-metodikk. Her fordeles kapasitet mellom NSL-auksjonen og den europeiske markedskoblingen.

² Nordic-RCC = Nordisk regionalt koordineringskontor. Har ansvaret for å koordinere nordiske prosesser, blant annet felles kapasitetsberegning.

³ ATC = NTC – AAC. AAC er allerede allokert overføringskapasitet.

For termiske grenser og statiske spenningsbegrensninger, blir den maksimale flyten som tillates (startpunktet for beregning av RAM) **per kritiske nettverkselement** beregnet av Nordic-RCC gjennom bruk av CGM og felles nordisk beregningsmetode. Dynamiske begrensninger fastsettes av systemansvarlig som leverer disse direkte til Nordic-RCC⁴. Dynamiske begrensninger fastlegges gjennom bruk av kraftsystemsimulator som kan beregne konsekvenser ved enkeltutfall (n-1) av anleggsdeler (dvs. linjer, transformatorer, HVDC-anlegg):

- For hver analyseperiode benyttes et forbruk som er representativt for den aktuelle analyseperioden i det gitte nettområdet som analyseres. Forbruket kan dermed representere lastsituasjonen gitt av f.eks. sesong, tid på døgnet eller særegne forbruksmønstre som kan forventes i drift.
- Deretter gjennomføres en simulering for å finne maksimal flyt. Dette gjøres ved å endre produksjonsnivå og geografisk fordeling av produksjonen i simuleringsmodellen for å finne driftssituasjoner i hvert budområde, og i kraftsystemet som helhet, som akkurat tilfredsstillers kravene til driftssikkerhet ved de verste enkeltutfallene i hovednettet. Kravene til driftssikkerhet er gitt av:
 - o Termiske begrensninger på linjer/transformatorer (ref. konsesjonærenes oppdatering i Fosweb – Kraftsystemdata)
 - o lavest akseptable spenning i nettet etter utfall
 - o risiko for følgeutfall ved kraftige effektpendlinger (stabilitet etter feil)

Det er angitt en sikkerhetsmargin (FRM) på alle CNEC'er. FRM benyttes for å sørge for nødvendig driftsmargin i normaldrift ved normale flytvariasjoner. Verdien på FRM fastsettes på hver CNEC basert på en felles statistisk nordisk metode og reduserer tilgjengelig RAM. Metoden er nærmere beskrevet i "Nordic Capacity Calculation Region capacity calculation methodology in accordance with Article 20(2) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management".

Utvexling av systemtjenester (i dag kun FCR), mellom Statnett og de andre nordiske TSOene skjer etter at resultatet fra markedskoplingen er kjent. Utvexling av FCR-kapasitet gjennomføres kun i tilfeller det er nok ledig handelskapasitet i Intradagmarkedet ved innkjøpstidspunkt for FCR-markedet og påvirker ikke gitt handelskapasitet til markedet. Maksimal netto import av FCR for et land er i henhold til den nordiske systemdriftsavtalen 1/3 av gjeldende nasjonalt krav.

Handelskapasiteter vil normalt variere fra dag til dag og time for time, basert på forskjeller i innsendte nettbegrensninger og modell, herunder planlagte og ikke-planlagte driftsstanser og last- og produksjonsfordeling. Kapasiteter kan også være redusert som følge av, men ikke begrenset til, tilfeller som opplistet under:

- Utilgjengelighet av systemvern
- Reservert kapasitet for automatiske og manuelle reserver, aFRR og mFRR
- Mangel på reserver for å håndtere feil eller ubalanser

Systemansvarlig etterstreber å gi høyest mulig handelskapasitet til enhver tid, gitt nevnte begrensninger. Flere ulike tiltak kan bidra til å øke eller opprettholde en høyere handelskapasitet. Hvilke tiltak som velges baseres på driftsmessige og samfunnsøkonomiske vurderinger. I tilfeller der det for å håndtere en nettbegrensning, mangler alternative tiltak eller der alternativene anses å gi en for dårlig forsyningsikkerhet eller vurderes å ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomme, må denne begrensningen løses gjennom den flytbaserte markedsklareringen. De alternative tiltakene er blant annet:

⁴ Det utvikles et regnesystem for å sette Nordic-RCC i stand til å gjennomføre disse beregningene i fremtiden.

- Bruk av systemvern; hvor signal sendes for automatisk frakopling av produksjon (PFK), forbruk (BFK), nettsplitt eller endring av HVDC-flyt (nødefekt), ved feil på et anlegg eller ved overstrøm på komponenter.
- Endring i koplingsbilde; gjennom å endre koplingsbilde i nettet kan begrensende komponenter avlastes og kapasitet frigjøres. Kostnader for endringer i koplingsbilde er normalt lav, men kan innebære en høyere risiko for utfall av komponenter og kan gi en uakseptabel drift med hensyn til spenningsforhold og forsyningsikkerhet.
- Systemreguleringer og effektkraft; håndtering av nettbegrensninger kan skje gjennom å regulere produksjon eller forbruk i regulerkraftmarkedet, eller gjennom tilbakekjøp fra andre land. I tilfeller der nettbegrensningen er internt i et område, kan det vurderes å håndtere begrensningene med systemreguleringer. Slik bruk benyttes når virkningsgraden er høyere enn å redusere handelskapasitet, og at tiltaket vurderes å være samfunnsøkonomisk lønnsomt.
- ~~Redusert forsyningsikkerhet; tillate at en feil i nettet kan medføre mørklegging av et begrenset geografisk område. Ved å fravike N-1 prinsippet hvor én feil kan gi mørklegging av et område, vil det i noen tilfeller kunne gi en høyere handelskapasitet. Nytt av økt kapasitet vil bli vurdert mot risikoen for mørklegging og hvor stort geografisk område som driftes med N-0.~~
- Avlyse planlagte driftstanser

1.2.1.2 Annet ledd

Systemansvarlig informerer om forventede handelskapasiteter i henhold til enhver tid gjeldende regelverk.

Systemansvarlig offentliggjør følgende informasjon knyttet til tilgjengelig handelskapasitet:

- Fastsatte handelskapasiteter for alle nettbegrensninger, inkludert PTDF og RAM, skal publiseres daglig på ENTSO-E (<https://transparency.entsoe.eu/>) og NUCS (<https://nucs.net>) før markedsklarering i Day-Ahead.
- Planlagte kapasiteter for neste uke, måned og år, basert på publiserte markedsmeldinger publiseres på ENTSO-E (transparency.entsoe.eu/) og NUCS (<https://nucs.net>)
- Oversikt over rampingrestriksjoner på HVDC-forbindelser publiseres på ENTSO-E (<https://transparency.entsoe.eu/>)
- Systemansvarlig vil for øvrig etterleve alle kravene til publisering av data i artikkel 25 i "Nordic Capacity Calculation Region capacity calculation methodology in accordance with Article 20(2) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management".
- Systemansvarlig publiserer årlig (Y-1) og månedlig (M-1), sammen med de andre nordiske TSOene, en forventet handelskapasitet mellom hvert budområde basert på en nordisk Y-1/M-1 CGM og tilhørende nettbegrensninger. Kapasiteter vil beregnes basert på metoden "Long-term capacity calculation methodology of the Nordic capacity calculation region in accordance with Article 10(1) of Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation", for et høylast- og et lavlastscenario. For Y-1 vil det bli beregnet kapasiteter høylast og lavlast scenarier per kvartal og for M-1 vil det bli beregnet ett høylast og ett lavlast scenarie. Kun utkoplinger med varighet for hele kvartaler, og hele måneder, vil bli hensyntatt i henholdsvis Y-1 og M-1.
- Frem til introduksjon av FB i det langsiktige markedet, vil beregningen av langsiktige kapasiteter bruke den samme metodikken som benyttes ved beregning av Intradagkapasiteter (ATC) og publiseres som ATC-kapasiteter. (Forventet handelskapasitet vil være tilgjengelig via nettsidene til Nordic Unavailability Collection System (NUCS).
- Ved planlagte driftstanser som forventes å redusere tilgjengelig handelskapasitet, vil det bli publisert markedsmeldinger på NUCS, som beskriver forventet reduksjon i forbindelse med driftstansen, i forhold til publiserte kapasiteter fra Y-1 og M-1 prosess. Ved andre spesielle endringer i forhold som påvirker forventet kapasitet vil egen markedsmelding på NUCS bli sendt.

- ~~På ENTSO-E Transparency platform (<https://transparency.entsoe.eu/>) publiserer systemansvarlig følgende informasjon for alle handelskorridorer:~~
 - ~~Fastsatte handelskapasiteter for morgendagen publiseres daglig før markedsklarering~~
 - ~~Laveste forventede kapasiteter for neste uke, måned og år, basert på publiserte markedsmeldinger.~~
 - ~~Oversikt over rampingrestriksjoner på HVDC-forbindelser~~

2 Fos § 9 – Regulerstyrke og effektreserve

2.1 Endringer i vilkår for FCR og endringer i retningslinjer til fos § 9 om overgang til nye tekniske krav til FCR

De nordiske TSOene har utviklet nye FCR-krav i henhold til SOGL⁵ artikkel 154 nummer 2. Metodene har vært på høring, og de er godkjent av RME. De nye kravene inneholder nye responskrav og prekvalifiseringstester. Kravene i metoden er deltajert i et vedlegg til metoden som heter "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area". Metodene er godkjent av RME. De nye kravene inneholder nye responskrav og prekvalifiseringstester.

De nye kravene er tatt inn i vilkårene som vil gjelde fra 1. januar 2024. Det er lagt inn en overgangsperiode som varer til 21. desember 2027. I overgangsperioden kan reguleringsobjekter som blir pålagt å bidra med FCR gjennom vedtak fra systemansvarlig etter fos § 9 1. ledd delta i markedet etter tidligere krav. Men disse må prekvalifisere seg etter de nye FCR-kravene senest 21. desember 2027.

Systemansvarlig har gjort endringer i retningslinjene til fos § 9 hvor vi foreslår å gi reguleringsobjekt som er pålagt å bidra med FCR etter vedtak i henhold til fos § 9 1. ledd unntak fra krav om å prekvalifisere seg etter nye krav fra 1. januar 2024. Dette innebærer at disse reguleringsobjektene vil ha mulighet til å delta i FCR-markedet etter gamle tekniske krav i en overgangsperiode. Disse objektene må prekvalifisere seg etter de nye FCR-kravene senest 21. desember 2027.

En grunn til å gi dette unntaket er at det vil være krevende å få aktører til å prekvalifisere alle sine objekter etter nye krav før 1. januar 2024. I tillegg til det som er argumentert for i neste avsnitt om behov for incentivordning, er det sannsynlig at systemansvarlig ikke vil kunne behandle så mange søknader på så kort tid.

I tillegg foreslår systemansvarlig en annen endring for at systemansvarlig skal kunne benytte egne incentivordninger for å sikre at det fra 1. januar 2028 er tilstrekkelig med aktører og volum prekvalifisert etter nye tekniske krav til FCR. Bakgrunnen for dette forslaget er at det er risiko for at det ikke er tilstrekkelig med aktører og volum for å få et effektivt marked hvor nødvendige volum FCR kan sikres uten ekstra incentiv. En sentral grunn til denne risikoen er at nye tekniske krav og nye krav til prekvalifisering kan kreve investeringer og tar tid å gjennomføre hos aktørene. Det er systemansvarlig sin vurdering at det vil være krevende hvis alle aktørene skal prekvalifisere seg etter nye krav i løpet av kun ett år. Denne vurderingen bygger både på erfaringer fra de andre nordiske landene og gjennomført pilotprosjekt. Vi ser også at slik samtidig gjennomføring kan medføre knapphet hos FCR-leverandørenes leverandører av utstyr og kunnskap. Vi forventer at flertallet av aktørene ikke har vesentlig nytte av å gjennomføre prekvalifisering tidlig i overgangsperioden. En incentivordning skal ikke være til hinder for at aktører som uansett ønsker å prekvalifisere seg etter nye tekniske krav kan gjøre dette utenom en slik ordning.

⁵ Kommisjonsforordning 2017/1485

Vi foreslår flere materielle endringer i vilkårene for FCR-markedet. I teksten nedenfor gjør vi rede for disse.

Under kapittel 4 "Kriterier for deltakelse" henviser vi til nye FCR-krav i dokumentet "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area". I tillegg må aktørene ved prekvalifisering implementere FCR-I-funksjonalitet, som er beskrevet i NVF kapittel 12.2.3. Dette må gjøres for å sikre gode separatdriftsegenskaper i turbinregulator gjennom statikkendring ved separatdriftssituasjoner. Regulering i henhold til de nye kravene vil ikke fungere godt i separatdriftssituasjoner..

Nye FCR-krav og nye krav til prekvalifisering vil føre til kostnader for aktørene. Aktørene må oppgradere og/eller endre turbinregulatorinnstillinger og kjøre omfattende tester som varer flere dager. Systemansvarlig antar at ekstrakostnad ved å ha FCR-I funksjonalitet er begrenset når oppgraderingen av turbinregulator gjøres samtidig med implementeringen av nye FCR-krav.

Under kapittel 4 "Kriterier for deltakelse" er avsnittet om balanseavtale med Statnett endret. Tidligere tillot vilkårene at aktører kunne delta indirekte i markedet uten å være balanseansvarlig. Dette er egentlig ikke teknisk mulig før Statnett innfører et tydeligere skille mellom rollene BRP/BSP og uavhengig aggregering. Derfor foreslår systemansvarlig å fjerne muligheten for indirekte deltagelse nå. Siden alle FCR-leverandører er balanseansvarlige, blir ingen eksisterende FCR-leverandører berørt av endringen.

Under kapittel 6.4 "Utforming av bud" innfører systemansvarlig at maksimal størrelse på bud per reguleringsobjekt er 70 MW. Dette skyldes krav i SOGL artikkel 156 nummer 6, som begrenser maksimal levering av FCR per "single point of failure" til 5% av dimensjonerende hendelse, som er 1400 MW. Dette begrenser aktørenes mulighet til å levere mer enn 70 MW fra et enkelt objekt.

Under kapittel 7.2 "Aktivering" foreslår vi å åpne for muligheten til å søke om unntak fra kravet om at frekvensmåling skal være på det enkelte reguleringsobjektet. "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area" åpner for at lokal TSO kan gjøre et slikt unntak. Bakgrunnen for forslaget om å vurdere og gi dette unntaket er å åpne for muligheten for at aggregerte laster skal kunne ha en sentral frekvensmåling istedenfor frekvensmåling på alle objekter som reguleres. Systemansvarlig vil i vurderingen av søknadene blant annet vurdere reguleringsobjektets størrelse og tilgjengelighet og sikkerhet til reguleringsobjektets sentrale utstyr.

Under kapittel 9 "Verifisering av fysisk leveranse" foreslår systemansvarlig en spesifisering av krav til datalogging og sanntidsovervåkning. Krav til datalogging følger av de nye FCR-kravene⁶. De nye FCR-kravene åpner også for at TSOene kan kreve leveranse av sanntidsdata. Tilgang til sanntidsdata kan ha nytte for drift og analyse av kraftsystemet. Med automatisering og andre store endringer i kraftsystemet er det forventet at nytten av dette vil øke i nær fremtid. Samtidig er systemansvarlig klar over at krav om innsending av sanntidsdata kan medføre betydelige kostnader for aktørene. Vi foreslår derfor at systemansvarlig varsler leverandørene minimum ett år før krav om innsending av sanntidsdata trer i kraft.

Følgende endringer i vilkårene for FCR er av språklig karakter og har ingen økonomiske eller administrative konsekvenser for aktørene. Endringene er gjort for å tydeliggjøre eksisterende praksis.

- Ordlisten blir oppdatert med "Fifty MMS" og tilhørende definisjon, siden "Fifty MMS" blir brukt flere ganger i dokumentet.

⁶ "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area"

- Vi har endret bruken av "Fifty" til "Fifty MMS" i hele dokumentet. Dette er en riktig beskrivelse av systemansvarlig sitt markedssystem.
- Under kapittel 4 "Kriterier for deltakelse" er avsnitt om søknadsprosessen beskrevet bedre. Nå er prekvalifisering nevnt, som gjør det tydeligere at prekvalifisering er en del av søknadsprosessen.
- Under kapittel 5 "Produkter" rettes setningen hvor "bidrar kun i respektive retninger" stod to ganger etter hverandre. Dette var en språklig feil.
- Ord som "anlegg" eller "produksjonsanlegg" blir endret til "reguleringsobjekt". Endringen av ordbruken skal gjøre FCR-vilkårene mer teknologinøytrale.
- Fotnoter blir innført slik at man finner raskere frem til andre relevante dokumenter, som de nye tekniske FCR-krav, NVF eller SOGL.
- Under kapittel 5 "Produkter" endres henvisningen til de nye FCR-kravene. Før henviste vi til NVF og vedlegg 1.
- Vedlegg 1 "Krav til leveranse av FCR, forbruk" slettes, siden de nye FCR-kravene også gjelder forbruk.

2.2 Endringer i vilkår for FFR og språklig endring i retningslinjer til fos § 9

Systemansvarlig foreslår mindre språklige justeringer for å presisere innholdet og fjerne skrivefeil i vilkår for FFR. Blant annet er den norske oversettelsen av "Fast frequency response" nå gjennomgående blitt rettet til "raske frekvensreserver". Oversettelsen "Raske effektreserver" har vært upresis. Denne endringen er også gjort i retningslinjene til fos § 9.

I godkjenningsbrev datert 13. januar 2023 ba RME systemansvarlig om å presisere i markedsvilkårene hvem som anses som eiere av reguleringsobjekt slik at det er tydelig hvem leverandør av FFR plikter å inngå en avtale med. Systemansvarlig har lagt inn et forslag til oppdatering der eier forstås som fysisk eier av reguleringsobjektet. I tilfeller der reguleringsobjektet er en del av en aggregert portefølje som tilbys av en tredjepart, må leverandør inngå avtale med tredjeparten om at de til enhver tid forsikrer seg om at hele FFR-kapasiteten som deltar i FFR-markedet ikke inngår i andre forpliktelser. Forslaget favner også tilfeller der tredjepart bare tilbyr det enkelte reguleringsobjektet.

I delkapittel 5.1 "Kontraktstyper" i vilkårene, er to delsetninger om sesongperiode fjernet. Kraftsystemet er i endring, og dette kan føre til behov for FFR også utenfor tidlige definerte perioder.

Systemansvarlig har tidligere tillatt at reguleringsobjekter kan prekvalifiseres etter markedsklareringen, slik at aktører kunne gi bud før tilbudte reguleringsobjekt var prekvalifisert. Objektet måtte prekvalifiseres før leveranse. Hensikten med dette har vært å stimulere til deltagelse i markedet. Utfordringen har vært at volum som har fått tilslag i markedet ikke alltid har blitt prekvalifisert i tide til å levere hele det avtalte volumet eller at tilbudet bortfaller i sin helhet fordi tilbyder ikke klarer prekvalifiseringen. Dette har ført til prekvalifiseringsprosesser som ikke har blitt ferdigstilt før langt inn i sesongperioden som har vært krevende for systemansvarlig å administrere. Det skaper også usikkerhet om systemansvarligs tilgang på reserver. Flere leverandører har også påpekt knapphet med tid til å prekvalifisere reservene da de har halvannen måned på seg til å gjennomføre prekvalifiseringen av alle reservene de byr inn. Særlig for aggregerte porteføljer har dette vist seg å være en utfordring.

Systemansvarlig foreslår derfor å endre vilkårene slik at systemansvarlig ikke lenger tillater prekvalifisering etter budaksept. Dette påvirker tekst i:

- Kapittel 4. "Kriterier for deltakelse". Teksten om at prekvalifiseringsprosessen kan gjennomføres etter tilbudsaksept er fjernet. Prekvalifiseringsprosessen er beskrevet mer detaljert.
- Kapittel 6.2. "Utforming av bud". Et kulepunkt er endret, og to kulepunkt er fjernet for å reflektere at tilbudte reguleringsobjekt må være prekvalifisert ved budinnsendelse.

For aktørene vil dette bety at det vil være knyttet høyere risiko til installasjon av teknisk utstyr siden dette må gjøres før de vet om de kan levere FFR kommende sesong. Etter å ha gjennomført tre sesonger med oppkjøp av FFR, mener imidlertid systemansvarlig at FFR-markedet har en tilstrekkelig moden leverandørside. I tillegg kan teknisk utstyr installert for FFR-leveranse også tilgjengeliggjøre reserven for deltakelse i det daglige FCR-D opp-markedet, gitt at andre tekniske krav for dette markedet også er oppfylt. Vi ber aktørene se produktene FFR og FCR-D opp i sammenheng siden dette kan gi større samfunnsøkonomisk verdi.

For systemansvarlig vil endringen bety at vi vil bruke mindre tid på saksbehandling fordi vi i praksis har vurdert objektets leveranseevne to ganger. Først ved vurdering av bud og deretter i prekvalifiseringsprosessen. Videre mener vi at risikoen for å ikke ha nok reserve vil reduseres, fordi vi i større grad enn tidligere kan være sikker på at aksepterte tilbud av FFR faktisk blir levert.

Vi presiserer at prekvalifisering av FFR kan initieres når som helst. En godkjent prekvalifisering av et reguleringsobjekt er gyldig i fem år dersom det ikke foretas større justeringer som påvirker hvordan reguleringsobjektet aktiveres eller leverer effekt.

2.3 Endringer i vilkår for RKOM-sesong. Avvikling av RKOM-uke.

Ved innføring av nytt mFRR-kapasitetsmarked høsten 2023 går systemansvarlig over til daglig anskaffelse av mFRR-kapasitet og vil ikke lenger benytte RKOM-uke markedet. I kommunikasjon med aktører har det kommet frem at ikke alle tilbydere ønsker å gå over til å legge inn bud på daglig basis. For å sikre tilstrekkelige reserver beholdes derfor RKOM-sesongmarkedet i tillegg til det daglige markedet.

Oppkjøp av reserver i sesongmarkedet vil foregå på samme måte som tidligere, og det vil derfor ikke innebære store endringer for aktørene i forhold til dagens praksis.

Følgende endringer er gjort i vilkårene:

- Tekst som omhandler RKOM-ukemarked fjernes siden markedet avvikles.
- Vi har gjort en navneendring fra RKOM-sesong til mFRR-sesong.
- Overgang fra NOK til EUR. Dette er nødvendig fordi det i kapasitetsmarkedet for mFRR handles i euro og den samlede forpliktelsen i de to markedene inngår i avregningen. Det kreves dermed felles valuta for de to kapasitetsmarkedene.
- Endret avkortningsfaktor fra 25 til 2 (tilsvarende som i mFRR CM) for alle. Dette innebærer like regler for alle leverandører og er en mindre streng reaksjon enn tidligere. Regler for avkortning vil bli vurdert etter hvert som systemansvarlig får erfaring med nytt marked.
- Noen mindre rettelser i teksten for å sikre samsvar mellom det daglige mFRR-kapasitetsmarkedet og mFRR-sesongmarkedet

Tekst i retningslinjene er endret for å presisere navneendring fra regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) til kapasitetsmarkedet for mFRR. Dato for oppstart av det nye kapasitetsmarkedet er endret fra 5.mai 2023 til høsten 2023.

2.4 Endringer i vilkår for kapasitetsmarkedet for mFRR

Vi har tatt inn følgende endring som RME ba om i sitt godkjenningsbrev av 5. mai 2023:

I kapittel 4.1 "Prinsipper for akseptering av bud" har vi skrevet at bud som hovedregel vil velges etter pris. Vi har i oppdateringen tilføyd unntak fra denne regelen. Oppdateringen beskriver at ved systemtekniske problemer og/eller på grunn av lokale nettforhold, kan systemansvarlig hoppe over bud

i kapasitetsmarkedet for mFRR etter prisrekkefølge og benytte dyrere reguleringsressurser. Systemansvarlig vil ikke kompensere budgivere som blir hoppet over. Dette tilsvarer dagens praksis.

Vi har også endret teksten under kapittel 7 om avregning, for å spesifisere at det er den samlede forpliktelsen for mFRR-kapasitet, mFRR-sesong og spesialkjøp som kontrolleres mot bud i aktiveringsmarkedet for mFRR. Dette kom ikke tydelig nok frem i teksten. Dette er også spesifisert i vilkår for mFRR-sesong.

2.5 Endringer i vilkår for kapasitetsmarkedet for aFRR

Som for kapasitetsmarkedet for mFRR har vi tatt inn en spesifisering av unntak fra regelen om at bud som hovedregel velges etter pris. Endringen er identisk som for mFRR CM.

2.6 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 9

Første ledd

Regulerstyrke og tilhørende roterende reserve

Med regulerstyrke menes produksjonsenhetens evne til å endre aktiv effekt som følge av frekvensendring. Regulerstyken til en produksjonsenhet blir normalt bestemt av (frekvens)statikk⁷ og produksjonsenhetens nominelle effekt.

Med roterende reserve menes tilgjengelig aktiv effektreserve på roterende produksjonsenheter og regnes fra settpunkt opp til produksjonsenhetens maksimalt tilgjengelige aktive effekt (P_{maks}).

Produksjonsenhetens tekniske evner

Systemansvarlig legger til grunn at produksjonsenhetens tekniske evner betegnes av maksimal og minimum aktiv effektproduksjon, innstillingsmuligheter for statikk og dynamisk respons i frekvensregulering.

Innstillingsmulighetene for statikk avhenger av produksjonsår og type av turbinregulator. For produksjonsenheter som har vedtak iht. fos § 14 vil innstillingsmulighetene for statikk være gitt av de funksjonskravene som lå til grunn da vedtaket ble fattet. Forøvrig skal produksjonsenhetens tilgjengelige innstillingsmuligheter være tilgjengelig for systemansvarlig.

Ved pålegg om å bidra med regulerstyrke for å sikre reserver i normal drift (samlet nett) skal leveransen ha dynamisk respons iht. vilkårene for FCR-markedet (Frequency Containment Reserve, FCR også kalt primærreserve) eller gjeldende funksjonskrav for produksjonsenheten (gitt av fos § 14). Dette gjelder for både FCR-N og -D, som beskrevet i retningslinjer for fos § 9 annet ledd. Dersom produksjonsenheten ikke er kvalifisert for FCR-markedet eller har vedtak iht. fos § 14, skal beste mulige dynamiske respons i frekvensregulering benyttes. For anlegg med vedtak iht. fos § 14 vil frekvensreguleringsevnene være gitt av de funksjonskravene som lå til grunn da vedtaket ble fattet. I tilfeller hvor systemansvarlig skal sikre regulerstyrke for separatdrifter, kan også systemansvarlig pålegge at produksjonsenheter som er kvalifisert for FCR-markedene tilpasses for å ha en annen dynamisk respons, såkalt separatdriftsmodus.

Grunnleveranse

En geografisk fordeling av regulerstyrke i ulike deler av landet er viktig for å sikre overgang til eventuelle separatdrifter. Systemansvarlig sikrer distribusjon av regulerstyrke blant produksjonsenhetene som er i drift ved å stille krav til maksimal statikkinnstilling for frekvensregulering i turbinregulator i alle produksjonsenheter med slik funksjonalitet. Kravet stilles gjennom vedtak om levering av systemtjenester. Denne leveransen av regulerstyrke betegnes som *grunnleveranse*. Hele

⁷ Se Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet (NVF) (vedlegg til retningslinjer for fos § 14) kapittel 12.2.1 og 14.2.2, for beskrivelse av funksjonalitet for (frekvens)statikk.

grunnleveransen kan bys inn i markedet for FCR, som beskrives under retningslinjer for fos § 9 annet ledd.

Konsesjonærer kan søke om fritak fra vedtak om levering av grunnleveranse. Behandling av søknader blir basert på produksjonsenhetens plassering i nettet og om den er kritisk for støtte i separatdrift. Et eventuelt fritak fører ikke til at produksjonsenheten blir ekskludert fra deltakelse i markeder. Gjennomføringen av et godkjent fritak kan skje enten ved aktivering av dødbånd eller økt statikk. For begge alternativene må det finnes funksjonalitet som automatisk sikrer stabil regulering i separatdrift (se Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet, kapittel 12.2.3).

Regulerstyrke i separatområder

Systemansvarlig kan fatte vedtak om innstilling av turbinregulator for produksjonsenheter for å få bidrag av regulerstyrke når separatdrifter oppstår, og ellers sikre regulerstyrke i etablerte separatdrifter. Dette vil gjelde både ved planlagte driftsstanser som medfører separatområde og ved ikke-planlagte driftsstanser og driftsforstyrrelser som medfører separatområde.

Normalt vil statikkinnstillingen være på 4 %. Denne innstillingen benyttes for å sikre en fornuftig regulerstyrke og akseptabel stasjonær frekvens inntil nye last- og/eller turtallsreferanse/r blir gitt dersom det skjer store lastendringer, f.eks. ved utfall av produksjon og/eller forbruk i separatområdet.

Prinsippet om dimensjonerende feil, utfall av største last eller produksjonsenhet, gjelder også under separatdrift, hvis mulig. For å kunne håndtere dimensjonerende feil vil det kunne være behov for å kreve en statikkinnstilling som avviker fra den generelle innstillingen på 4 %. Hvilken roterende reserve som er nødvendig vil kunne variere fra tilfelle til tilfelle.

Systemkritiske vedtak til fos § 9 første ledd nær driftsdøgnet

Systemansvarlig søker som hovedregel å oppfylle nasjonale krav til FCR gjennom markedsbaserte tiltak, jf. fos § 9 annet ledd og fos § 4 c) og d), med unntak av årlig vedtak om krav til grunnleveranse, som beskrevet over.

I tillegg kan det oppstå tilfeller der det ikke er mulig for systemansvarlig å sikre tilstrekkelig FCR gjennom markedsløsninger. Da vil systemansvarlig kontakte konsesjonærer etter en rangert rekkefølge, basert på installert produksjonsytelse i Norge, for å sikre FCR gjennom systemkritisk vedtak om å bidra med regulerstyrke ved statikkendring. Systemansvarlig vurderer ut ifra den aktuelle driftssituasjon hva som er korrekt krav til maksimal statikk hos de konsesjonærer som blir berørt. Systemansvarlig vil inkludere tilstrekkelig antall konsesjonærer i vedtaket til å sikre at nasjonale krav til FCR er oppfylt. Beslutningene om maksimal statikk og antall berørte konsesjonærer vil bli foretatt basert på aktuell sesong og nivået på norsk produksjonstilslag i døgnmarkedet.

Systemansvarlig vil benytte slike systemkritiske vedtak etter § 9 første ledd nær driftsdøgnet i situasjoner der omfattende IKT-problemer hindrer innsending av bud med betydelig volum til primærmarkedet, eller gjør det sannsynlig at markedet ikke lar seg klarere innen rimelig tid før leveringsdøgnet.

Systemkritiske vedtak etter § 9 første ledd vil normalt sendes som e-post, men systemansvarlig understreker at det ikke foreligger forvaltningsmessige formkrav til systemkritiske vedtak. Aktører som mottar vedtak plikter innen én time etter mottak å respondere skriftlig på vedtaket.

Betaling for regulerstyrke

Regulerstyrke som er tilbudt i FCR-markedet og har fått tilslag, vil prises og avregnes i tråd med gjeldende vilkår for FCR-markedet.

Regulerstyrke som ikke er tilbudt i FCR-markedet eller som ikke har fått tilslag i FCR-markedet betegnes som *restleveranse*, og blir avregnet etter vedtatt sats. Systemansvarlig fatter årlig vedtak om betaling for systemtjenester iht. fos § 27. Systemansvarlig legger til grunn at betalingen skal gi aktørene en kompensasjon for kravet om grunnleveranse, samtidig som at den skal gi incentiver til å delta i FCR-markedet. For at konsesjonær skal få betalt for restleveranse, må systemdata rapporteres iht. fos § 8a.

Dersom det fattes vedtak om regulerstyrke i separatdriftsområder, vil leveransen prises og avregnes i tråd med vedtak om betaling for systemtjenester iht. fos § 27.

Annet ledd

Systemansvarliges løsninger for effektreserver

For å kunne utføre oppgavene med å balansere kraftsystemet og håndtere flaskehals er systemansvarlig avhengig av tilstrekkelige effektreserver. Systemansvarlig har, i samarbeid med de andre TSOene i det nordiske synkronsystemet, utviklet forskjellige reserveprodukter med ulike egenskaper for å møte behovene i kraftsystemet. Noen av disse reservene er underlagt nordiske krav hvor forpliktelsene fordeles nasjonalt, og noen sikres som følge av nasjonale behov.

Nordiske krav er forankret i det styrende dokumentet "Nordic system operation agreement – annex Load-frequency control & reserves (LFCR)". Avtalen kalles også den nordiske systemdriftsavtalen. Grunnleggende metoder, som for eksempel dimensjonering av nødvendige effektreserve og fordelingen mellom de nordiske systemansvarlige, er inkludert i avtalen direkte eller som tilknyttede regulatorgodkjente metoder. Oppdaterte nasjonale fordelingskrav for effektreserve finnes i appendix 1 til LFCR annexet.

Systemansvarlig benytter følgende reserveprodukter for å sikre effektreserver:

- Primærreserve, Frequency Containment Reserve (FCR)
- Sekundærreserve, automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)
- Tertiærreserve, manual Frequency Restoration Reserve (mFRR), som også kalles regulerkraft.
- Fast Frequency Reserves (FFR)

Systemansvarlig søker i størst mulig grad å sikre tilstrekkelige effektreserver gjennom kapasitetsmarkeder (jf. prinsipper for utøvelsen av systemansvaret fos § 4 c og d) for de definerte reserveproduktene, men benytter også systemkritiske vedtak når det ikke er mulig eller samfunnsøkonomisk rasjonelt å dekke behovet gjennom innkjøp i markedene. Systemansvarlig utvikler nye reserveprodukter fortløpende, i samråd med interessenter, ved behov iht. fos § 4, prinsipper for utøvelsen av systemansvaret.

Tilstrekkelige effektreserver inkluderer reserver for både opp- og nedregulering.

Nedenfor er krav til effektreservene prinsipielt beskrevet, samt hvordan systemansvarlig sikrer disse effektreservene gjennom markeder og systemkritiske vedtak. Markeder for reservene beskrives i vilkår. I vilkårene fastsettes kriterier for deltagelse i markedet, regler for budgivning og aksept av bud, samt prinsipper for rapportering og avregning. Vilkår for de ulike markedene er å finne i vedlegg til denne retningslinjen.

Primærreserver (FCR)

Systemansvarlig benytter FCR for to formål i systemdriften: FCR-N (normal) eller normaldriftsreserve aktiveres ved frekvensendringer innenfor normalfrekvensbåndet (49,9-50,1 Hz). FCR-D (disturbance)

23/00498-1 Høringsdokument juni 2023

eller driftsforstyrrelsesreserve skal reagere på frekvensendringer som ligger utenfor normalfrekvensbåndet.

FCR-D anskaffes separat for opp- og nedregulering, hhv. FCR-D_{opp} og FCR-D_{ned}.

Dimensjonering av FCR

Synkronsystemets krav til både normaldriftsreserve (FCR-N) og driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D) bestemmes på nordisk nivå gjennom den nordiske systemdriftsavtalen.

Krav til mengde tilgjengelige FCR-reserver i Norden og fordelingen av dette mellom de nordiske landene gjennom en fordelingsnøkkel er beskrevet i artikkel 3 og 4 i Nordic synchronous area proposal for the dimensioning rules for FCR in accordance with Article 153 of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation. Fordelingsnøkkelen beregnes for det kommende året basert på produsert og konsumert energimengde nasjonalt i forhold til den nordiske totalen i det foregående året. Systemansvarlig er forpliktet å sikre norsk andel.

De nordiske TSOene dimensjonerer FCR-D etter den største dimensjonerende hendelsen i nettet, som vanligvis er bortfall av det største tilknyttet kraftverk/importerende HVDC-forbindelse for oppregulering og bortfall av største tilknyttede last/eksporterende HVDC-forbindelse for nedregulering. Krav til mengde tilgjengelig FCR-N er fastsatt i annexet Load-Frequency Control & Reserves til den nordiske systemdriftsavtalen.

Marked for FCR

Markedet for FCR er et nasjonalt marked og består av to delmarkeder. Det ene delmarkedet kjøres før døgnet, mens det andre delmarkedet kjøres etter døgnet for å dekke "restbehov" etter energihandelen i døgnet, inklusive utveksling fra andre TSOer. Grunnleveransen, som systemansvarlig sikrer gjennom vedtak om levering av systemtjenester etter fos § 9 første ledd, kan bys inn i markedene for FCR. Informasjon om markedsdeltagelse er nærmere beskrevet i "Vilkår for tilbud, aksept, aktivering, rapportering og avregning i markedet for FCR primærreserver".

Deltakelse i markedet krever at man er prekvalifisert etter gjeldende krav. Fra 1.1.2024 gjelder nye tekniske krav for FCR i henhold til "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area"⁸.

Unntak gjelder for reguleringsobjekter som gjennom vedtak⁹ fra systemansvarlig er pålagt å bidra med FCR-regulering. Disse reguleringsobjektene kan fortsette sin levering etter tidligere krav frem til prekvalifisering etter nye krav er gjennomført. Prekvalifisering etter krav i "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area" skal være gjennomført senest 21.12.2027 for denne gruppen.

Systemansvarlig har mulighet til å innføre ordninger som stimulerer til at aktører velger å gjennomføre prekvalifisering tidlig i overgangsperioden.

Ved manglende reserver

For å sikre tilstrekkelig regulerstyrke benytter systemansvarlig også virkemidler gitt av fos § 9 første ledd. Dette gjøres gjennom vedtak om grunnleveranse, samt egne vedtak ved separatområder eller systemkritiske vedtak ved behov. Se retningslinjer til § 9 første ledd.

⁸ Dette dokumentet finnes på statnett.no på siden reservemarkeder/primærreserver

⁹ Årlig vedtak om levering av systemtjenester jf. fos § 9 1. ledd som omfatter konsesjonærer med produksjonsanlegg ≥ 10 MVA.

23/00498-1 Høringsdokument juni 2023

Sekundærreserve (aFRR)

aFRR blir automatisk aktivert på signal fra systemansvarlig, basert på frekvensavvik.

Dimensjonering av aFRR

aFRR dimensjoneres på nordisk nivå i tråd med variasjoner i frekvenskvaliteten. Dette gjøres fortløpende i hvert kvartal gjeldende for kommende kvartal. Ved oppstart av automatisert mFRR balansering vil aFRR dimensjoneres for å dekke behov for aFRR i direkteaktiverings fasen for mFRR i normaldrift.

Marked for aFRR

Systemansvarlig anskaffer aFRR gjennom kapasitetsmarkedet for aFRR. Reserveproduktene er både for retning opp og ned. Systemansvarlig vil normalt kjøpe symmetriske volum i markedet. Informasjon om markedsdeltagelse er nærmere beskrevet i "Vilkår for tilbud, aksept, aktivering og prising i kapasitetsmarkedet for aFRR (sekundærreservemarkedet)".

Ved manglende reserver

Systemansvarlig sikrer ikke aFRR gjennom systemkritiske vedtak etter fos.

Tertiærreserve (mFRR)

mFRR anskaffes og aktiveres gjennom regulerkraftmarkedet, som er et felles balansemarked for det nordiske kraftsystemet. Regulerkraftmarkedet er beskrevet i retningslinjer for fos § 11.

Kapasitetsmarkedet for mFRR benyttes for å sikre tilstrekkelige opp- og nedreguleringsressurser i den norske delen av regulerkraftmarkedet. Tilbydere får betalt for å garantere at de deltar i regulerkraftmarkedet hvilket er aktiveringsmarkedet for mFRR. ~~*endringen knyttet til mFRR kapasitetsmarked skal gjelde fra 05.05.2023.~~

Dimensjonering av mFRR

I den nordiske systemdriftsavtalen stilles det krav om at alle nordiske TSOer skal sikre mFRR for å dekke sin dimensjonerende feil. For mFRR i retning opp vil dimensjonerende feil være gitt av produksjonsutfall, eventuelt utfall av HVDC mellomlandsforbindelse ved høy import. For mFRR i retning ned vil dimensjonerende feil være gitt av forbruksutfall, eventuelt tap av HVDC mellomlandsforbindelse ved høy eksport.

I tillegg til dette kravet må systemansvarlig ta høyde for at det kan være ubalanser i systemet eller anstrengt nettsituasjon når feilen skjer. Systemansvarlig har derfor definert et selvpålagt mål om å ha ytterligere reserver for å kunne håndtere balanseringsbehovet og flaskehals. Disse reservene skal ikke ha noen begrensninger i varighet og hviletid. Systemansvarlig fastsetter krav til volum av reserver basert på ubalansestatistikk og dimensjonerende feilhendelse.

*Kapasitetsmarked for mFRR *Endringene knyttet til mFRR kapasitetsmarked skal gjelde fra 05.05.2023*

Reservekravet nasjonalt for mFRR i retning opp og ned anskaffes normalt gjennom en analyse av forventet mengde frivillig innsendte bud til regulerkraftmarkedet og deretter kjøp av overstigende kravvolum i kapasitetsmarkedet for mFRR. Analysen av forventet mengde frivillig bud i regulerkraftmarkedet baserer seg på tilgjengelige prognoser av forbruk, kraftutveksling, planlagte driftstanser blant produksjonsenheter og vindkraft i Norge/Norden. Prognoser av flaskehals internt i Norge og i Norden og vurdering av tilgjengelighet av reserver i de ulike områdene vil også tas med i vurderingen.

Vilkårene for deltakelse i kapasitetsmarkedet for mFRR "Vilkår for kapasitetsmarkedet for mFRR" er å finne i vedlegg til denne retningslinjen.

Manglende reserver

Dersom det nasjonale behovet for mFRR har økt etter klarering i kapasitetsmarkedet for mFRR-for aktuell leveranseperiode, kan systemansvarlig sikre mFRR gjennom systemkritiske vedtak, som beskrevet i retningslinjen til fos § 12 fjerde ledd.

I vanskelige driftssituasjoner, med lokale flaskehals, hvor det er behov for ytterligere regulerytelse i spesifikke nettområder utover hva som allerede er tilgjengelig av regulerkraftbud (dvs. frivillig innsendte bud inkludert mFRR anskaffet gjennom kapasitetsmarkedet for mFRR) kan systemansvarlig rekvirere ytterligere mFRR gjennom systemkritiske vedtak etter § 12 fjerde ledd. I vanskelige driftssituasjoner kan mFRR hos produksjonskonsesjonærer sikres gjennom systemkritiske vedtak etter § 12 femte ledd.

Ved vedtak om levering av effektreserve skal leveransen ha respons iht. vilkårene for mFRR, såfremt anlegget er kvalifisert for dette. Dersom produksjonsanlegget ikke er kvalifisert for mFRR-markedet, skal det levere effektreserver iht. produksjonsanleggets tekniske begrensninger. For anlegg med vedtak iht. fos § 14 vil dette være gitt av de funksjonskravene som lå til grunn da vedtaket ble fattet.

Fast Frequency Reserves (FFR)

Systemansvarlig sikrer FFR for oppregulering for å begrense en rask frekvensnedgang og hindre frekvensfall under 49,0 Hz ved større feilhendelser i situasjoner med lav rotasjonsenergi i kraftsystemet. FFR aktiveres ved en bestemt frekvens som måles lokalt hos leverandør.

Dimensjonering av FFR

De nordiske TSOene stiller et krav til FFR basert på forventet forbruk, produksjon og dimensjonerende hendelse. Mengden fordeles mellom de nordiske TSOene gjennom en bestemt fordelingsnøkkel som beregnes basert på informasjon fra foregående driftsår, levert rotasjonsenergi fra produksjonsmiksen i systemet og dimensjonerende hendelse per systemansvarlige. Systemansvarlig er ansvarlig for å sikre FFR for den perioden behovet oppstår.

Marked for FFR

Systemansvarlig anskaffer FFR gjennom sesongoppkjøp av to ulike kontraktstyper FFR Profil og FFR Flex med ulike leveransekrav. Gjennom FFR Profil skal leverandør stille effektreserve tilgjengelig til faste tider gjennom hele sesongen, mens gjennom FFR Flex bestiller systemansvarlig effektreserve ukentlig basert på prognoser. Informasjon om markedsdeltagelse er nærmere beskrevet i "Vilkår for tilbud, aksept, rapportering og avregning i markedet for raske **effekt**frekvensreserver (FFR)".

Ved manglende reserver

Systemansvarlig sikrer ikke FFR gjennom systemkritiske vedtak etter fos. Dersom systemansvarlig ikke kan dekke sin FFR-forpliktelse gjennom anskaffelse av reserver eller tilsvarende effektrespons i systemet, vil systemansvarlig ved behov bidra til å redusere dimensjonerende hendelse i Norden. Ved behov for å redusere dimensjonerende hendelse i Norge vil systemansvarlig benytte seg av etablerte virkemidler som å spesialregulere produksjonsenheter iht. retningslinjer for fos § 11 eller begrense overføringskapasitet på mellomlandsforbindelser iht. retningslinjer for § 6.

3 Fos § 11 – Marked for regulerkraft

3.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Systemansvarlig har gjort språklige endringer og forenklinger i vilkårene for mFRR-aktiveringsmarked for å gjøre vilkårene tydeligere og lettere å lese. Endringene i vilkårene vil ikke ha noen betydning for aktørene.

Vilkårsdokumentet datert 1.11.2022 inneholder bestemmelser som gjelder både periodene før og gjennom overgangsfasen til automatisert mFRR aktiveringsmarked. Siden vi nå er inne i overgangsfasen er beskrivelser av perioden før overgangsfasen slettet for å rydde i vilkårsdokumentet og gjøre teksten mer oversiktlig. Begrepet regulerkraftmarkedet (RKM) er byttet ut med mFRR aktiveringsmarked gjennom dokumentet.

Det er også justert noe i teksten for å presisere gjeldende praksis, blant annet når det gjelder kommunikasjonsløsning for budgivning og aktivering.

Et par avsnitt som ikke hører hjemme i vilkårene er slettet. Disse avsnittene beskriver systemansvarliges praksis i spesielle situasjoner og er ikke relevant for leverandører i markedet.

4 Fos § 16 – Koblingsbilde

4.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Systemansvarlig har oppdaget at driftskriteriet spenning mangler i punktlistene over momenter som hensyntas ved fastsettelse av koblingsbilde i retningslinjene for fos § 16 første ledd.

Driftskriteriet spenning har frem til nå vært et av flere driftskriterier (overføringsgrenser, forsyningssikkerhet, osv) som systemansvarlig hensyntar ved fastsettelse av koblingsbilder.

Etterfølgende beskrivelse av forslag til oppdatering av retningslinjene for fos § 16 første ledd er derfor ikke et forslag til ny og endret praktisering av systemansvaret, men derimot en beskrivelse av hvordan systemansvarlig frem til nå har praktisert ivaretagelse av akseptable spenningsforhold for hhv. systemdrift og anleggsdrift ved fastsettelse av koblingsbilder.

Systemansvarlig foreslår at den første punktlisten i retningslinjene (tilknyttet teksten "*Systemansvarlig vil fatte vedtak om driftsbetingede bryterstillinger i følgende tilfeller:*") utvides til å omfatte punktet:

- Når spenningsgrenser kan bli overskredet

Systemansvarlig foreslår at den andre punktlisten i retningslinjene (tilknyttet teksten "*Systemansvarlig vil legge vekt på følgende forhold når det fastsettes nye koblingsbilder (driftskoblinger):*") utvides til å omfatte punktet:

- Stabile og tilfredsstillende spenninger

Systemansvarlig foreslår at den tredje punktlisten i retningslinjene (tilknyttet teksten "*Konsesjonærer må i særlig grad informere systemansvarlig om forhold i eget nett som vil være av betydning for valg av koblingsbilde. Dette gjelder blant annet:*") utvides til å omfatte punktet:

- Om spenningsgrenser vil kunne bli overskredet

Forslagene er iht. systemansvarlig sin eksisterende praksis ved fastsettelse av koblingsbilder. Forslagene innebærer ingen administrative og økonomiske konsekvenser for aktørene.

4.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 16

Første ledd

Forhåndsdefinerte koblingsbilder

Systemansvarlig vil normalt benytte koblingsbilder som gjennom lang tids bruk er kjent for konsesjonærene (forhåndsdefinerte koblingsbilder). Koblingsbildene ved intakt nett vil variere noe avhengig av tid på året og den aktuelle produksjons- og lastfordelingen. Koblingsbilder som normalt benyttes skal i henhold til NVEs veiledningsmaterieell for kraftsystemutredninger beskrives i kraftsystemutredninger for regional- og transmisjonsnettet.

Idriftsettelse av nye anlegg (stasjon/ledning) og tilknytning av nytt forbruk og ny produksjon kan medføre behov for endring av koblingsbilder. I slike tilfeller vil systemansvarlig etablere nye koblingsbilder i samarbeid med berørte konsesjonærer.

Driftsbetingede bryterstillinger

4.2.1.1.1 Systemansvarlig vil fatte vedtak om driftsbetingede bryterstillinger i følgende tilfeller:

- Ved gjennomføring av planlagte og ikke planlagte driftsstanser iht. fos § 17 annet og tredje ledd.
- Ved søking etter feil i kraftsystemet.
- Når driftsmessige overføringsgrenser fastsatt etter § 7 annet ledd kan bli overskredet.
- **Når spenningsgrenser kan bli overskredet**
- Når radielle drifter gir en bedre utnyttelse av kraftsystemet enn masket drift. Dette kan typisk gjelde i områder med produksjonsoverskudd. I noen tilfeller vil det være mulig å overføre mer kraft ut av et område ved å drifte nettet radielt fremfor masket.

Ved planlagte driftsstanser vil det bli vedtatt bryterstillinger som frakobler anleggsdel med driftsstans, samtidig vil det kunne bli fattet vedtak om nye delingspunkt som sikrer en rasjonell effektflyt og tilfredsstillende forsyningssikkerhet under den vedtatte driftsstansen. Ofte vil det være mange driftsstanser som pågår samtidig. Konsesjonærer som er berørt av planlagte driftsstanser informeres iht. kriterier beskrevet i retningslinjer til fos § 17.

Fastsettelse av koblingsbilde kan innebære vedtak om bryterstillinger som gir oppdeling i radialdrifter, deling av samleskinner eller koblinger slik at definerte lednings- eller transformatorutfall automatisk også frakobler produksjon eller forbruk.

Vedtaket om endret bryterstilling er et systemkritisk vedtak som normalt vil bli fattet muntlig overfor berørt konsesjonær.

Systemansvarlig vil legge vekt på følgende forhold når det fastsettes nye koblingsbilder (driftskoblinger):

- Tidligere vedtatte driftsstanser.
- Tilgjengelighet og mengde for aktuelle reguleringsressurser.
- KILE-eksponering for anleggskonsesjonærer.
- Sannsynlighet for feilhendelser, herunder vurdering av værvarsel.
- Overføringskapasiteten i overføringsnettet og tilhørende snittbegrensninger skal overholdes.
- **Stabile og tilfredsstillende spenninger**
- Overføringstap.
- Fare for tapt kraftproduksjon.

Systemansvarlig skal opptre samfunnmessig rasjonelt og veie ulike hensyn opp mot hverandre. I denne sammenheng vil sannsynlighet for feil være en viktig faktor. Når det meldes dårlig vær kan systemansvarlig vedta koblingsbilder som reduserer sannsynligheten for avbrudd. Når det er stabile og gode værforhold og sannsynligheten for feil er lav, kan systemansvarlig velge koblingsbilder som i større grad hensyntar høy overføringskapasitet.

Systemregulering er det mest brukte virkemiddelet systemansvarlig har for å avhjelpe flaskehalsen som ikke håndteres ved kapasitetsfastsettelsen mellom budområder. Når det er samfunnsmessig rasjonelt vil systemansvarlig kunne fatte vedtak om et koblingsbilde som innebærer radielle (N-0) drifter. Dette kan være tilfellet dersom reguleringsressurser ikke er tilgjengelig eller om tilgangen er svært begrenset. Med stor knapphet på reguleringsressurser og lav risiko for utfall av forbruk vil det kunne være samfunnsmessig rasjonelt å etablere koblingsbilder som gir N-0 drift. Dersom nettkonsesjonær ikke ønsker N-0 drift, men et koblingsbilde som kan gi overlast på konsesjonærens egne enkeltkomponenter etter utfall, vil systemansvarlig kunne fastsette slikt koblingsbilde forutsatt at det er inngått avtale i henhold til fos § 7 annet ledd.

I enkelte tilfeller benyttes driftsbetingende bryterstillinger som omtales som "gaffelkobling". En "gaffelkobling" kan benyttes i stasjoner med doble samleskinner og innebærer at et avgrenset område med tilhørende forbruk og/eller produksjon vil bli frakoblet det øvrige nettet dersom det oppstår en feil i kraftsystemet. En "gaffelkobling" etableres for å redusere konsekvensen av en feilhendelse og benyttes i tilfeller hvor det ikke er rasjonelt å etablere systemvern eller systemregulering.

Systemansvarlig vil normalt ha en tett dialog med berørte nettkonsesjonærer før endringer i koblingsbildet vedtas. Konsesjonærer må i særlig grad informere systemansvarlig om forhold i eget nett som vil være av betydning for valg av koblingsbilde. Dette gjelder blant annet:

- Om anleggsdelers kortslutningsytelse vil kunne bli overskredet.
- Om spenningsgrenser vil kunne bli overskredet
- Om spoleytelsen i spolejordet nett er ivaretatt.
- Om endringer medfører omfordeling av KILE-eksponering.

Det vil kunne oppstå uforutsette endringer i lastflyt som følge av feil eller uforutsette endringer i last og produksjonsforhold som innebærer behov for umiddelbar endring i koblingsbildet. I slike tilfeller vil det være begrenset med tid til dialog med berørte konsesjonærer. Dersom en hendelse innebærer kortvarig overlast på komponenter må tiltak i form av endret bryterstilling normalt iverksettes innen 15 minutter (30 minutter ved overlast på transformatorer). Vedtak etter § 16 er iht. til § 28 definert som systemkritiske dersom det er mindre enn tre måneder fra tidspunktet saksbehandlingen tidligst kan påbegynnes til vedtaket må iverksettes. Slike vedtak vil normalt bli fattet muntlig på telefon fra systemansvarliges driftssentraler og vil kunne være svært tidskritiske med hensyn til forsyningssikkerhet i kraftsystemet.

Konsesjonærer som ønsker endringer i koblingsbildet kan ta dette opp med systemansvarlig for vurdering. Endringer i koblingsbilder kan ikke gjennomføres uten etter vedtak fra systemansvarlig, ref. § 16 annet ledd.

Annet ledd

Systemansvarlig vurderer at andre konsesjonærer blir berørt av en kobling dersom:

- Overføringen inngår i masket nett med driftsmessige overføringsgrenser fastsatt iht. til fos § 7 annet ledd.
- Utvekslingen mellom konsesjonærer endres mer enn 25 MW, eller annen grense avtalt med systemansvarlig.
- Koblinger medfører økt KILE-eksponering for andre konsesjonærer.

Planlagte koblinger iht. kriteriene ovenfor og som ikke inngår i koblinger relatert til en vedtatt driftsstans, skal meldes til systemansvarlig så snart behovet oppstår.

Koblinger ifm. driftsstans

Vedtaket om driftsstans etter § 17 er ikke et samtidig vedtak om tilhørende koblinger etter § 16 annet ledd. Konsesjonær må ha fått vedtak iht. § 16 annet ledd før koblinger relatert til vedtatte driftsstanser kan

gjennomføres. Konesjonær må kontakte systemansvarlig for å få vedtatt koblingen så tett opp mot gjennomføringen som praktisk mulig, normalt skjer dette i driftstimen.

Informering av berørte konesjonærer

Ved kobling ifm. driftsstans:

Systemansvarlig anser at berørte konesjonærer er informert ved at konesjonærene får kopi av vedtak om driftsstans. Berørte konesjonærer vil også få kopi av vedtak dersom en driftsstans omprioriteres.

Ved øvrige koblinger:

Ved øvrige koblinger vil systemansvarlig normalt være i dialog med konesjonærer som blir direkte berørt via telefon eller epost. Systemansvarlig vil ikke fortløpende informere alle berørte konesjonærer i forbindelse med feilsøking.

5 Fos § 18 – Målinger og meldinger

5.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Systemansvarlig ser et behov for at det innhentes målinger og meldinger for etteranalyse ved feil (feilanalyse). Dette er viktig for å kunne oppdage feil i kraftsystemet og for å kunne gjøre endringer slik at kraftsystemet oppfører seg slik som forventet.

Systemansvarlig har oppdaget en feil i retningslinjene under overskriften "Oversikt over aktuelle målinger og meldinger". Når det gjelder produksjonsanlegg har systemansvarlig skrevet at en måling eksempelvis kan være "signal fra dempespole (pendlingsregistrering)". Dette signalet er imidlertid ikke kjent, og vi foreslår derfor å endre dette punktet til et signal som kan måles.

Systemansvarlig foreslår å legge til en ny parameter i listen for målinger i produksjonsanlegg. Dette for å kunne se hvilken reguleringsmodus anlegget står i og i tillegg sto i ved eventuelle feil. Da kan systemansvarlig ta rette beslutninger og kommunisere med produksjonsselskapet om endring av behov for regulering i anlegget.

Systemansvarlig foreslår at det første avsnittet i kapittel 6.2 (tilknyttet teksten "*Ved behov for, eller ved manglende, utveksling av målinger og meldinger som er nødvendige for en sikker korringer av kraftsystemet,*") utvides til å omfatte teksten:

- og/eller analyse ved feil

Systemansvarlig foreslår å endre signalteksten avsnittet i kapitell 6.2, under "Produksjonsanlegg" (tilknyttet kulepunkt "*dempespole (pendlingsregistrering)*") endres til teksten:

- Signal fra dempetilsats (PÅ/AV)

Systemansvarlig foreslår å legge til signal i kapitell 6.2, under "Produksjonsanlegg" til følgende signal der innrammet tekst viser de forskjellige reguleringsmodusene i ett produksjonsanlegg:

- Reguleringsmodus (Reaktiv effekt (MVar), Spenning (kV), Effektfaktor (cos (φ))

Forslagene innebærer ingen administrative og økonomiske konsekvenser for aktørene.

5.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 18

Ved behov for, eller ved manglende, utveksling av målinger og meldinger som er nødvendige for en sikker koordinering av kraftsystemet **og/eller analyse ved feil**, kan systemansvarlig kreve at utveksling av slike målinger og meldinger opprettes, samt stille krav til hvordan de skal overføres.

De krav som stilles til informasjonsutveksling og måleutstyr vil omtales i Nasjonal veileder for funksjonskrav, som er vedlegg til retningslinjer for fos § 14.

Tilfeller hvor systemansvarlig vil vurdere behov for målinger og meldinger:

- Ved idriftsettelse av nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg vil systemansvarlig følge opp krav til målinger og meldinger gjennom fos § 14-prosessen. Dette for å unngå fordyrende endringer i utstyr og arbeid i anlegg i etterkant av idriftsettelse.
- I enkelte situasjoner vil systemansvarlig kunne kreve overføring av målinger og meldinger samt utstyr for dette i eksisterende anlegg, uavhengig av konsesjonærens planlagte endringer. Dette vil kunne være aktuelt i tilfeller hvor man gjennom operativ drift eller etter feilhendelser ser behov for å fremskaffe målinger og meldinger som mangler.
- Dersom nøyaktighet, tidsforsinkelse og tilgjengelighet på overførte målinger og meldinger ikke er tilfredsstillende, kan systemansvarlig kreve at konsesjonær iverksetter tiltak for utbedring.

Dersom det er behov for anskaffelse og installasjon av nødvendig utstyr for å kunne fremskaffe påkrevde målinger og meldinger må dette dekkes av konsesjonær.

Det vil fremgå av vedtak iht. fos § 18 hvorfor systemansvarlig har behov for de aktuelle målinger og meldinger, hvilke målinger og meldinger som skal utveksles, på hvilket format og av hvilken kvalitet det forventes at disse har. Vedtak etter fos § 18 er ikke systemkritiske.

Oversikt over aktuelle målinger og meldinger:

Meldinger kan innebære bl.a. bryterindikeringer, transformatorers/spolers trinnkoblerstilling/-posisjon, indikeringer fra regulatorer, (Av/på, Spenning/MVAr) samt indikeringer på systemvern. Systemansvarlig etterspør normalt indikeringer fra alle brytere som påvirker lastflyt, brytere som kobler en komponent mot en samleskinne eller et knutepunkt og ev. seksjoneringsbrytere på samleskinner.

Målinger kan eksempelvis være (listen er ikke uttømmende):

Nettanlegg

- Aktiv effekt, P
- Reaktiv effekt, Q
- Strøm, I (rms og ev. kurveform)
- Spenning, U (rms og ev. kurveform)
- Ev. lastkoblerstilling/trinnkobler
- Regulatorsettpunkt som spenning eller reaktiv flyt, [kV eller MVAr]
- Frekvens

Produksjonsanlegg

- Aktiv effekt, P
- Reaktiv effekt, Q
- Strøm, I (rms og ev. kurveform)
- Spenning, U (rms og ev. kurveform)
- Signal fra **dempetilsats (PÅ/AV)** ~~dempespole (pendlingsregistrering)~~
- Frekvensreguleringsstatikk (i %)
- Spenningsstatikk (i %)
- Settpunkt, P [MW]
- Max MW, P [MW] (Slagbegrenser)

- Reduksjon fra max, %, (måleverdi som sier hvor mye produksjonen er redusert fra maksimalpunkt. Av spesiell interesse for uregulerbar produksjon som vindkraft)
- Reguleringsmodus (Reaktiv effekt (MVar), Spenning (kV), Effektfaktor ($\cos(\varphi)$))

Forbruksanlegg/Last

- Aktiv effekt, P
- Reaktiv effekt, Q
- Strøm, I (rms og ev. kurveform)
- Spenning, U (rms og ev. kurveform)
- Ev. lastkoblerstilling/trinnekobler
- Reduksjon fra max, %, (måleverdi som sier hvor mye lasten er redusert fra "normal". Av spesiell interesse for last som er med i reservemarkeder)

HVDC-anlegg

- Aktiv effekt, P
- Reaktiv effekt, Q
- Strøm, I
- Spenning, U
- Frekvensreguleringsstatikk (i %)
- Spenningsstatikk (i %)
- Trinnekobler for transformatorer

Målinger og meldinger skal overføres til systemansvarlig ved hjelp av systemansvarliges gjeldende standard for overføring av sanntidsinformasjon.