

**Oppdaterte  
RETNINGSLINJER FOR  
UTØVELSE AV  
SYSTEMANSVARET**

**Oversendelse for godkjenning  
01.10.2021**

-

**Fos §§ 5, 6, 8a, 8b, 9, 11, 12 og 14**

## Forord

Dette dokumentet er utarbeidet for å oppfylle forskrift om systemansvaret i kraftsystemet § 28a om retningslinjer.

Det er Statnett som systemansvarlig som utarbeider retningslinjene. I dette dokumentet sender systemansvarlig retningslinjer for §§ 5, 6, 8a, 8b, 9, 11, 12 og 14, samt vedlegg til retningslinjer for fos §§ 9 og 11 til Reguleringsmyndigheten for energi for godkjenning.

Forslag til retningslinjer er hørt med bransjen i perioden 1.6.2021 – 1.9.2021. I tillegg har vedlegg til retningslinjer for fos § 11, vilkår for mFRR, vært på høring mellom 2.7.2021 og 1.9.2021. Bransjens innspill og systemansvarliges kommentarer til disse fremkommer i dokumentet.

Det er retningslinjene i kapittel 3, med tilhørende vedlegg referert til i kapittel 3.9, som sendes over til RME for godkjenning.

## Innhold

1	Om høringen.....	4
2	Merknader til forslaget om retningslinjer.....	4
2.1	Generelle kommentarer .....	4
2.2	Kommentarer til retningslinjene for fos § 5 første ledd .....	4
2.2.1	Første ledd.....	4
2.3	Kommentarer til retningslinjene for fos § 6 .....	5
2.4	Kommentarer til retningslinjene for fos § 8a første ledd .....	5
2.5	Kommentarer til retningslinjene for fos § 8b første ledd .....	5
2.6	Kommentarer til retningslinjene for fos § 9 annet ledd .....	5
2.6.1	Generelle kommentarer .....	6
2.6.2	Annet ledd.....	6
2.7	Kommentarer til retningslinjene for fos § 11 annet ledd .....	9
2.7.1	Første ledd.....	9
2.8	Kommentarer til retningslinjene for fos § 12 femte ledd .....	11
2.8.1	Femte ledd .....	11
2.9	Kommentarer til retningslinjene for fos § 14 tredje ledd .....	11
2.9.1	Tredje ledd .....	11
3	Retningslinjer for fos §§ 5, 6, 8a, 8b, 9, 11, 12 og 14.....	11
3.1	Retningslinjer for fos § 5 første ledd .....	11
3.2	Retningslinjer for fos § 6 .....	12
3.3	Retningslinjer for fos § 8a første ledd .....	14
3.4	Retningslinjer for fos § 8b første ledd .....	16
3.5	Retningslinjer for fos § 9 annet ledd .....	18
3.6	Retningslinjer for for fos § 11 annet ledd .....	21
3.7	Retningslinjer for fos § 12 femte ledd .....	24
3.8	Retningslinjer for fos § 14 tredje ledd .....	24
3.9	Vedlegg til retningslinjene.....	26
3.9.1	Vedlegg til retningslinjer for fos § 9.....	27
3.9.2	Vedlegg til retningslinjer for fos § 11.....	27

## 1 Om høringen

Forslag til retningslinjer for fos § 5, 6, 8a, 8b, 9, 11, 12 og 14 ble sendt på høring 1.6.2021 (tillegg til retningslinjer for fos § 11 ble sendt 2.7.2021) med høringsfrist 1.9.2021. Systemansvarlig mottok tilbakemelding fra følgende 8 instanser:

- Glitre Energisystemer
- Heliox Energy
- Statkraft
- Hydro
- Vattenfall
- Synpower Sweden AB
- Distriktsenergi
- Norsk Industri

Høringsinnspillene er kommentert i kapittel 2. I dette dokumentet er store deler av innspillene gjengitt, de fullstendige høringsinnspillene er lagt ut på Statnetts hjemmesider.

Det er gjennomført noen endringer i retningslinjene inkl. markedsvilkår etter innkomne innspill. Disse er kommentert i kapittel 2, og markert med blå tekst i det endelige forslaget til oppdaterte retningslinjer, som fremgår av kapittel 3 og vedlegg. Tekst som ble endret før høringen er markert med grønn og rød gjennomstreking.

## 2 Merknader til forslaget om retningslinjer

### 2.1 Generelle kommentarer

Systemansvarlig mottok noen generelle kommentarer til høringsdokumentet.

#### Høringsinstansenes innspill

Distriktsenergi er opptatt av en samfunnsmessig rasjonell utvikling og drift av kraftsystemet, med ryddige rutiner og vilkår som tilrettelegger for at Statnett og de underliggende netteierne kan utøve sine oppgaver på en kostnadseffektiv måte.

#### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig er opptatt av en samfunnsmessig rasjonell utvikling og drift av kraftsystemet og deler synet om at det er viktig å etterstrebe ryddige rutiner og vilkår.

### 2.2 Kommentarer til retningslinjene for fos § 5 første ledd

Nedenfor følger innspill fra høringsrunden og systemansvarliges merknad til innspillene. Det er ikke gjort endringer i retningslinjene etter høringen.

#### 2.2.1 Første ledd

##### Høringsinstansenes innspill

Distriktsenergi viser til at det har blitt lagt inn kort informasjon om håndtering av flaskehalsen som en del av ny automatisk balanseringsmodell. Distriktsenergi er opptatt av at flaskehalsen i nettet bør søkes redusert så mye som mulig. De ser det som uheldig for markedet at det tidvis er store prisforskjeller mellom landsdelene. Distriktsenergi erfarer at det kan være vanskelig å prissikre produksjon eller forbruk i visse prisområder, noe som er uheldig for hele kraftmarkedet.

##### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig leser innspillet fra Distriktsenergi som en generell bemerkning om prisforskjeller og flaksehalsar mellom budområder, og ikke som et konkret innspill til endringen om at det skal innføres en automatisk risikovurdering av potensielle flaskehalsar i forkant av budvalgprosessen i aktiveringsmarkedet for mFRR.

Forslaget som ble sendt på høring sendes derfor uendret over til RME for godkjenning.

### **2.3 Kommentarer til retningslinjene for fos § 6**

Nedenfor følger innspill fra høringsrunden og systemansvarliges merknad til innspillene. Det er gjort en endring i retningslinjene etter høring ved at linken til dokumentet 'Principles for determining the transfer capacity' er oppdatert. Denne endringen er også gjort i de godkjente retningslinjene som ligger ute på statnett.no, for å sikre at gjeldende retningslinjer er korrekte.

#### Høringsinstansenes innspill

Distriktsenergi viser til at retningslinjene er oppdatert og har mer utfyllende beskrivelser av fastsettelse av handelskapasitet. Distriktsenergi støtter de nye presiseringene og justeringene som er gjort.

### **2.4 Kommentarer til retningslinjene for fos § 8a første ledd**

Nedenfor følger innspill fra høringsrunden og systemansvarliges merknad til innspillene. Det er ikke gjort endringer i retningslinjene etter høringen.

#### Høringsinstansenes innspill

Distriktsenergi viser til endringer i beskrivelse av inndeling i stasjonsgrupper, og kommenterer at endringene i ordlyden som er gjort virker fornuftig.

#### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig har ikke fått inn noen høringsinnspill som indikerer ønske om endringer av forslaget til oppdaterte retningslinjer. Forslaget som ble sendt på høring sendes derfor uendret over til RME for godkjenning.

### **2.5 Kommentarer til retningslinjene for fos § 8b første ledd**

Nedenfor følger innspill fra høringsrunden og systemansvarliges merknad til innspillene. Det er ikke gjort endringer i retningslinjene etter høringen.

#### Høringsinstansenes innspill

Distriktsenergi viser til at det foreslås endringer i praktisering av produksjonsflytting som følge av implementering av nordisk balanseringsmodell. Distriktsenergi er positive til innføringen av NBM (Nordic balancing Model) hvor Statnett sammen med de øvrige nordiske TSOene skal automatisere balanseringsprosessene. Distriktsenergi mener endringene som foreslås virker fornuftige, og støtter disse.

#### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig har ikke fått inn noen høringsinnspill som indikerer ønske om endringer av forslaget til oppdaterte retningslinjer. Forslaget som ble sendt på høring sendes derfor uendret over til RME for godkjenning.

### **2.6 Kommentarer til retningslinjene for fos § 9 annet ledd**

Nedenfor følger innspill fra høringsrunden og systemansvarliges merknad til innspillene.

## 2.6.1 Generelle kommentarer

### Høringsinstansenes innspill

Distriktsenergi viser til at det foreslås endringer i retningslinjer og vilkår for FCR, FFR og aFRR, inkl. etablere vilkår for deltakelse i FFR-markedet og nordisk aFRR-kapasitetsmarked. Distriktsenergi støtter ett felles nordisk marked som vi tror vil gi aktørene tilgang til et større og mer effektivt marked. Statnett har gjort simuleringer som viser at Norge er netto leverandør av aFRR til Norden, og at vi kan forvente økt eksport fra Norge. Dette gir dermed muligheter for økt verdiskapning for aktørene som Distriktsenergi ser veldig positivt på. Distriktsenergi kommenterer at endringene i retningslinjene og vilkårene virker fornuftige.

### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig leser innspillet fra Distriktsenergi som en generell bemerkning om systemansvarliges markeder og markedsutvikling, og ikke som et konkret innspill til justering av retningslinjer og vilkår.

## 2.6.2 Annet ledd

### **Marked for aFRR**

Systemansvarlig har gjort en endring i vilkårene basert på høringsinnspillene. Dette gjelder tidspunkt for publisering av markedsresultater.

### Høringsinstansenes innspill

Hydro kommenterer at de ikke kan se at det i de foreslåtte vilkårene for aFRR står oppført tidspunkt for når markedet klareres og resultatene publiseres. Hydro mener dette bør fremkomme av vilkårene for nevnte marked.

### Systemansvarliges merknad

Markedet klareres etter budfrist og publisering av resultater skal normalt skje innen kl. 09:00 med mindre vi er i en fallback-situasjon (manuell klarering) da publisering skal skje senest kl. 11:00. Tidsfristene vil bli inkludert i vilkårene.

### Høringsinstansenes innspill

Statkraft viser til følgende avsnitt som er foreslått tatt inn i retningslinjene til fos § 9 annet ledd:

*"aFRR dimensjoneres løpende etter utviklingen i den nordiske frekvenskvaliteten. Et fastsatt nordisk totalvolum per time fordeles på de nordiske land etter en nøkkel avtalt mellom TSOene. Hvilke timer det skal anskaffes aFRR og fastsettelse av nordisk volum i de enkelte timene bestemmes av en analyse av hvilke driftstimer det er mest utfordrende å opprettholde god frekvens og hvordan systemansvarlig mest effektivt kan nå kvalitetsmål for frekvensen. Den enkelte TSO fastsetter fordelingen av aFRR på budområdenivå. Oppdatert informasjon om denne prosessen publiseres for markedsaktørene hvert kvartal eller hyppigere."*

Statkraft mener at dette virker litt merkelig, og spør om hva som egentlig er poenget med å sette en etterspørsel i hvert enkelt budområde dersom denne kun er avledet av etterspørsel på nordisk nivå og fordelt utover etter en fast nøkkel? Statkraft spør om ikke etterspørselen etter aFRR burde være basert på forventet ubalanse i hvert enkelt område for seg, uavhengig av en nordisk total. Videre etterspør Statkraft hvordan denne totale etterspørselen beregnes.

### Systemansvarliges merknad

Dagens løsning reflekterer en god fordeling av reserver i forhold til hvor det typisk er størst ubalanser. De nordiske TSOene arbeider med en ny metodikk for å fastsette dimensjoneringskrav mer dynamisk og på områdenivå. Arbeidet må sees i sammenheng med implementeringen av mFRR EAM. Dagens løsning videreføres dermed inntil videre. Vi vil informere mer om endringer i dimensjoneringsprosessen underveis i god tid før implementering av ny metode.

### **Marked for FFR**

Systemansvarlig har gjort endringer og spesifiseringer i vilkårene basert på høringsinnspillene. Dette gjelder minstebud, aggregering av ressurser og tilgjengelighet av ressurser.

#### Høringsinstansens innspill knyttet til BRP

Sympower og Vattenfall har kommentert at leverandør av FFR ikke skal trenge en formell avtale med berørt BRP, da dette kan være til hinder for nye aktører å etablere seg i markedet. De etterspør en mer åpen markedsløsning uten krav til formell godkjenning av annen part. De peker særlig på at den totale energimengden ved FFR-aktivering er svært liten og at den ekstra ubalansen BRPen må håndtere som følge av dette er tilsvarende lavt.

Statkraft peker på en mulig utfordring knyttet til deling av informasjon om aktivering av FFR. De ser en fare for at den balanseansvarliges oppgaver kan bli vanskeligere å utføre, dersom informasjon om aktiverte FFR-bud ikke tilflyter den balanseansvarlige. Ved at leverandøren av FFR må ha egen balanseavtale med Statnett, eller innhente samtykke fra den balanseansvarlige, er man et stykke på vei i riktig retning. Videre skriver Statkraft at i tilfellene der en tredjepart er balanseansvarlig for et reguleringsobjekt, vil det være nødvendig for den balanseansvarlige å motta informasjon om aktiveringene av FFR. De sier at Statnett har argumentert med at energien som faller bort i løpet av aktiveringen er så liten, at den kan neglisjeres. Dette kan være riktig fra Statnetts ståsted, men reguleringsobjektet som blir aktivert kan trenge betydelig lengre tid enn det på å komme opp i full produksjon igjen. Statkraft avslutter poenget med å skrive at denne perioden kan gi betydelige ubalanser, som den balanseansvarlige bør kjenne til.

#### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig foreslår å ikke endre kravet i denne omgang, men beholde kravet som sendt på høring. Muligheten for å tillate uavhengig aggregering i FFR markedet vil inngå i BSP/BRP arbeider. Systemansvarlig noterer innspillene.

#### Høringsinstansens innspill knyttet til minstebud og oppløsning på budvolum

Sympower og Heliox Energy kommenterer at et minstevolum på 5 MW per bud kan redusere antall aktører og ressurser i markedet, og foreslår å senke minstebudet for å gjøre det mulig for nye aktører å bli med i markedet. Heliox Energi forslår et minstebud på 1 MW.

Heliox Energy kommenterer også at oppløsningen på budvolum ikke burde være heltall (f.eks. 1.0, 2.0, 3.0 MW), men også tillate budvolum som desimaltall (f.eks. 1.0, 1.1, 1.2 MW) fordi dette øker likviditeten til leverandøren.

#### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig anerkjenner aktørenes innspill og vil foreslå å endre vilkårene med virkning fra og med sesong 2022 for å muliggjøre budvolumer på 1 MW i FFR Profil. Det foreslås dog ingen endringer i FFR Flex da bestillingen av disse ressursene foregår manuelt, og et redusert minstevolum for FFR Flex vil føre til en uohensiktsmessig økt arbeidsmengde for driftsoperatørene. Minstebudet for det gjeldende FCR-markedet er 1 MW.

Det er mulig i FFR-markedet å tilby budvolum i desimaltall så lenge volumet som tilbys totalt sett er lik eller over grensen for minstevolum.

#### Høringsinstansens innspill knyttet til aggregering av ressurser

Glitre Energiløsninger skriver at det fremgår i vilkårene at tre ulike kombinasjoner av utkoblingstid og tilhørende aktiveringsfrekvens (49,7Hz – 1,3 sek osv.) aksepteres, men at det ikke er beskrevet i vilkårene hvorvidt det for aggregerte laster (bud bestående av flere enkeltkilder tilbudt som et samlet volum) aksepteres en kombinasjon av ulike utkoblingstider/aktiveringsfrekvenser.

Glitre Energiløsninger foreslår å tydeliggjøre at det for slike bud aksepteres at f.eks last A med utkoblingstid < 1,3 sek aktiveres ved 49,7 Hz, mens last B og C med utkoblingstid < 0,7 sek kan aktiveres ved 49,5 Hz. Slik kan man minimere antall aktiveringer og ulemper for laster som lar seg aktivere raskt, samtidig som man også kan delta med laster som er noe tregere.

#### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig tar innspillet til etterretning og kommer til å tydeliggjøre i forslag til vilkår hvordan aggregerte laster kan tilbys. Det vil være mulig å tilby aggregerte laster med forskjellig aktiverings- og leveringstid i det nyetablerte FFR-markedet. Systemansvarlig understreker at det vil bli stilt strengere krav til dokumentasjon ved aktivering av slike laster. Hver av lastgruppene må dokumenteres og måles hver for seg.

#### Høringsinstansens innspill knyttet til ressurser bak "single-point-of-failure"

Hydro viser til at Statnett angir i forslag til vilkår for FFR at største kvantum for bud skal være lik 50 MW per ressurs bak en «single point of failure». Det er imidlertid noe uklart hvordan man teller en «ressurs», og hvor mange «ressurser» man ev. kan ha bak det samme punktet. Hydro har forståelse for at Statnett, og de øvrige nordiske TSOer, har behov for å begrense mengde reserver som ev. gjøres utilgjengelig ved kun én feil i kraftsystemet. Samtidig mener Hydro at en slik grense ikke bør være absolutt. Det bør være rom for vurdering av det enkelte case, herunder sannsynlighet for utfall, forventet varighet ved ev. feil (eks: N-1 etter omkobling), etc. Hydro ber derfor Statnett, og de øvrige nordiske TSOer, å vurdere mer risikobaserte metoder i stedet for absolutte grenser for nevnte, og at dette gjøres i dialog med bransjen. Hydro foreslår i første omgang at retningslinjene på dette punkt endres fra «skal» til «bør», slik at Statnett gir seg selv mulighet til å vurdere de virkelige forhold i forbindelse med håndtering av bud.

#### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig er klar over denne problemstillingen og ønsker å påpeke at dette må avklares på nordisk nivå. Innspillene vil bli tatt i betraktning og diskutert med relevante parter. Det gjøres ingen endringer i forslag til vilkår i denne omgang.

#### Høringsinstansens innspill knyttet til variable laster og tilgjengelighet av ressurser

Glitre Energiløsninger mener at FFR Flex bør utformes på en måte som bedre hensyntar at tilgjengelig volum for en del lasttyper kan variere betydelig gjennom døgn/uke. Videre skriver de at man per i dag skal by inn ett volum som kan bli bestilt av TSO på et hvilket som helst tidspunkt ilt uka. Dette medfører at aktører for å være sikret å levere tilbudt volum tvinges til å kun tilby «minste felles multiplum», selv om dette kanskje inntreffer sjelden og på tider av døgn/uke der behovet for FFR er begrenset. De påpeker at man dermed kan ende opp med at reelt tilgjengelig volum på de fleste tidspunkter er større, men at tilbydere ikke får kompensert for dette volumet og Statnett ikke kan disponere det, som ingen parter er tjent med. En del laster har et motsyklisk forbruksmønster med høyt forbruk natt/helg, men de kan da bli kraftig begrenset fra å tilby FFR Flex grunnet lavt volum på dagtid. De foreslår at én mulig måte å redusere dette problemet på kan være å splitte FFR Flex i to tidsbolker, der man kan tilby to ulike volumer for de ulike tidsbolkene. De avslutter med å skrive at hvis man skal stille krav til at tilgjengelig volum er tilgjengelig hele døgnet i sesongen vil det hindre aktører å delta i FFR Flex, til tross for at de ellers kunne stilt med laster som har et forbruksmønster som egentlig er veldig godt egnet til FFR.

Heliox Energy skriver: "For our type of assets, i.e. vehicles with flexibility in charging demand, and stationary storage batteries, bid windows of 1 hour are highly preferable to a market where the same capacity must be held for longer, such as 4-hours, 24-hours, weekly, or longer. Over a day, the available power capacity from buses changes according to their operational schedules. Having to hold the same bid capacity for e.g. a whole FFR season or even a 24-hour period would oblige us to bid the minimum capacity ever available, which undervalues our participation potential significantly. In projects with stationary storage, this issue can be managed due to the battery capacity, but not all fleet depots deploy



storage. Hourly bids are already implemented in other FCR markets such as Denmark DK2. We would like to see this in the Norwegian market as well."

#### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig er enig i at variable bud vil gjøre det mulig for aktører å by mer volum inn i markedet og at dette vil komme både tilbydere og systemansvarlig til gode. På grunn av måten bestillingssystemet er satt opp i dag er det ikke mulig å håndtere variable bud.

Systemansvarlig vil i 2022 sesongen foreslå å innføre en midlertidig ordning for å ikke avkorte manglende tilgjengelighet av FFR Flex i gitte tidsperioder på dagtid hverdager. Disse tidsperiodene vil bli spesifisert i utlysningen av innkjøpet for FFR.

Når det gjelder de gjeldende vilkårene for FCR er de ikke ute på høring foreløpig. Systemansvarlig viser til gjeldende vilkår som sier at budkvantum skal tilbys i heltall. Systemansvarlig ønsker å kommentere at de nordiske tekniske FCR-kravene for tiden er under revisjon, og at disse kan påvirke utviklingen av marknadsvilkårene i fremtiden.

#### Høringsinstansens innspill knyttet til produktkrav om hviletid for FFR

Statkraft påpeker at det kreves at reguleringsobjektet skal kunne aktiveres på nytt innen 15 minutter etter forrige aktivering, og at det vil være viktig for industrien at reglene her ikke blir for rigide. De påpeker at mulighetene for hviletid, slik som for mFRR, kan bli nødvendig, dersom FFR aktiveres hyppig.

#### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig opplyser om at kravet til hviletid er iht. gjeldende regelverk og avtaler utarbeidet på nordisk nivå. Gjennom omfattende studier og demoprojekter har det blitt avdekket at forventet aktivering av FFR i løpet av en hel sesong er mellom 0-3 ganger. Det er derfor svært usannsynlig at FFR aktiveres flere ganger i løpet av en kort tidsperiode. Systemansvarlig kommer derfor ikke til å foreslå å endre dette kravet.

#### Høringsinstansens innspill knyttet til utforming av bud

Statkraft stiller seg undrende til hvorfor budgivning for FFR skal være i norske kroner, mens det er Euro som gjelder for spot og andre systemtjenester.

#### Systemansvarliges merknad

FFR-markedet slik den foreslås etablert er et isolert norsk marked. De fleste aktørene som forventes å delta i dette markedet er allerede etablert i Norge og antas kjent med norsk valuta. En overgang til budgivning i Euro kan vurderes ved et senere tidspunkt avhengig av bestillingsløsning. En ev. overgang fra NOK til EUR vil gjelde for alle aktører. Det gjøres ingen endringer i forslag til vilkår.

## **2.7 Kommentarer til retningslinjene for fos § 11 annet ledd**

Det gjøres ingen endring i vilkårene for mFRR. Det tas ut en setning fra retningslinjene etter innspill fra Statkraft.

### 2.7.1 Første ledd

#### Høringsinstansenes innspill

Statkraft viser til retningslinjene hvor det i tredje avsnitt under overskriften 'Reguleringer' står:

*"Systemansvarlig sender elektroniske bestillinger i tråd med aktuelle tilbyderes bud i regulerkraftmarkedet. Systemansvarliges aktiveringsbestillinger vil ta hensyn til informasjonen aktørene har gitt i sine bud. Systemansvarlig kan for både balanse- og systemregulering avtale å benytte deler av reguleringsvolumet til angitt pris."*

Statkraft viser til siste setning i avsnittet. De kommenterer at det vil innføres et eget budattributt for å bestemme om bud kan deles eller ikke. Statkraft mener at denne setningen bør strykes; det ligger allerede i setningen "*Systemansvarliges aktiveringsbestillinger vil ta hensyn til informasjonen aktørene har gitt i sine bud.*" Statkraft er også usikker på hva som legges i ordet «avtale», da Statnett selv ønsker at alt skal skje fullstendig automatisk.

#### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig tar i tråd med forslaget setningen ut av retningslinjene. Bakgrunnen for at setningen ble beholdt fra forrige versjon av retningslinjene er at systemansvarlig i spesielle situasjoner vil kunne avtale med budgiver at budet blir benyttet på en annen måte enn det som opprinnelig er oppgitt. En slik handling blir slik systemansvarlig ser det, allerede dekket av bestemmelsene i kapittel 7 i forslag til nye vilkår for mFRR energiaktiveringsmarkedet gjeldende fra Q4 2022.

#### Høringsinstansenes innspill

Hydro og Norsk industri viser til forslag til vilkår for mFRR fra Q4/2022 og viser til at det ikke burde være for strenge krav knyttet til kort responstid, ramping og symmetri ved aktivering og deaktivering av mFRR-bud. Dette vil vanskeliggjøre svært mange industriaktørers deltakelse i mFRR-markedene.

De påpeker at for mange bedrifter er automatisk håndtering krevende, og det bør derfor fortsatt kunne være mulig med noen manuelle operasjoner. Mer dialog om detaljene i dette er viktig. De henviser også til at Statnett har uttrykt at forbruksreserver i mFRR markedet fungerer som en sikkerhetsventil i kraftsystemet, og dermed ikke benyttes ofte, men anses svært viktig når de først må benyttes. Slik funksjon burde også tilsi at det bør være et strengere krav til varighet ved aktivering av ressurs enn til tilsvarende ved deaktivering av ressurs.

Med bakgrunn i disse argumentene mener de at Statnett må utnytte de nasjonale frihetsgradene man har innenfor europeisk regelverk, og være tydelig på hvilke justeringer man kan gjøre for å sikre at forbruksreserver fortsatt kan delta.

De oppfordrer til videre samarbeid med industrien gjennom en arbeidsgruppe som har blitt nevnt i tidligere dialogmøte mellom industrien og Statnett. Deltagelse i markedene er ikke en kjernevirksomhet for bedriftene eller for operatørene som har ansvar i driften av industrianlegg, noe som innebærer at både praksis og betalingssystemer bør være hensiktsmessig utformet og gi insentiver til deltagelse.

Hydro påpeker at RKOM-vilkårene ikke er til høring nå, men mener at i lys av endringene i vilkår for mFRR bør Statnett vurdere innføring av budgivning med kvantum og pris på kvarterbasis, også i RKOM. Hydro viser til at minste varighet for bud i RKOM i dag er én time, og at varighet ved ev. utkobling har betydning for hvor lang tid man trenger for deaktivering av ressurs (gjenoppretting av last).

#### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig tar høringsinnspillene fra overnevnte industriaktører til etterretning. Det er viktig å legge til rette for at så mange markedsaktører som mulig kan delta i balansemarkedene, og store forbruksaktører spiller en viktig rolle i balanseringen av det norske kraftsystemet.

Når det gjelder vilkårene for RKOM tar vi dette innspillet med oss videre. Ved overgang til 15 minutters oppløsning i day ahead vil det være naturlig å også endre tidsoppløsning i kapasitetsmarkedene. En eventuell innføring tidligere enn dette har vi foreløpig ikke vurdert, men dette må sees ut fra aktørenes muligheter til å delta i RKOM.

Systemansvarlig vil følge opp problemstillingene i samråd med store norske forbruksaktører.

#### Høringsinstansenes innspill

Distriktsenergi viser til at det foreslås endringer i retningslinjer og vilkår for deltagelse i mFRR-markedet (regulerkraftmarkedet). Endringene foreslås i to steg, og de mest omfattende endringene gjøres som følge av implementering av nordisk balanseringsmodell og med det automatisering av mFRR-prosessen. Distriktsenergi viser til at Statnett som systemansvarlig skal drive, utvikle og fastsette vilkår for deltagelse i markedet for regulerkraft for i driftstimen å håndtere avvik fra planlagt produksjon og forventet forbruk, samt andre uønskede forhold i kraftsystemet. Distriktsenergi erfarer at de fleste endringene gjøres i forbindelse med innføring av NBM (Nordic Balancing Model), hvor Statnett sammen med de øvrige nordiske TSOene skal automatisere balanseringsprosessene. En del av dette innebærer å automatisere systemansvarliges prosesser for bruk av av mFRR. Distriktsenergi ser endringene som nødvendige og støtter disse.

## **2.8 Kommentarer til retningslinjene for fos § 12 femte ledd**

Nedenfor følger innspill fra høringsrunden og systemansvarliges merknad til innspillene. Det er gjort en endring i retningslinjene etter høring. Endringen er at begrepet 'driftsforstyrrelse' er erstattet med 'vanskelige driftssituasjoner' i retningslinjene for å være i tråd med forskriftsordlyden. Det er også gjort en tilsvarende justering i retningslinjene til fos § 9 annet ledd, hvor det henvises til fos § 12 femte ledd. Endringen er også gjort i de godkjente retningslinjene som ligger ute på statnett.no.

### 2.8.1 Femte ledd

#### Høringsinstansenes innspill

Distriktsenergi skriver at de kan støtte justeringene som er foreslått i fos § 12 femte ledd for å hensynta overgangen fra to-pris til en-pris for avregning av produksjons-ubalanser, og hva konsesjonær må sende inn for å få kompensert reguleringer gjennom systemkritisk vedtak etter fos § 12 femte ledd.

#### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig har ikke fått inn noen høringsinnspill som indikerer ønske om endringer av forslaget til oppdaterte retningslinjer.

## **2.9 Kommentarer til retningslinjene for fos § 14 tredje ledd**

Nedenfor følger innspill fra høringsrunden og systemansvarliges merknad til innspillene. Det er ikke gjort endringer i retningslinjene etter høringen.

### 2.9.1 Tredje ledd

#### Høringsinstansenes innspill

Distriktsenergi viser til at det i den nye løsningen for rapportering i Fosweb ikke er mulig å sende inn søknad på vegne av flere konsesjonærer. Distriktsenergi har som Statnett beskriver ikke hørt at det er et stort behov for å kunne gjøre dette og at det dermed ikke er noen stor ulempe å måtte sende inn separate søknader.

#### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig har ikke fått inn noen høringsinnspill som indikerer ønske om endringer av forslaget til oppdaterte retningslinjer. Forslaget som ble sendt på høring sendes derfor uendret over til RME for godkjenning.

## **3 Retningslinjer for fos §§ 5, 6, 8a, 8b, 9, 11, 12 og 14**

### **3.1 Retningslinjer for fos § 5 første ledd**

#### Første ledd

Systemansvarlig håndterer alle flaskehalsen i regional- og transmisjonsnett. Dette innebærer at systemansvarlig overvåker og håndterer alle snitt og enkeltkomponenter som har driftsmessige overføringsgrenser med vedtak etter fos § 7 annet ledd. I tillegg håndterer systemansvarlig øvrige flaskehalsen på enkeltkomponenter eller snitt i regional- og transmisjonsnett der systemansvarlig blir anmodet om dette av konsesjonær som normalt står for overvåkingen av egne anlegg. Systemansvarlig gjennomfører også en automatisk risikovurdering av potensielle flaskehalsen i forkant av budvalgprosessen i aktiveringsmarkedet for mFRR, jf. retningslinjer fos § 11.

Systemansvarlig håndterer ikke flaskehalsen i distribusjonsnett.

Systemansvarlig håndterer flaskehalsen på transformatorer mellom distribusjonsnett og regional-/ transmisjonsnett forutsatt at det finnes tilgjengelige regulerkraftbud i distribusjonsnett som kan avlaste flaskehalsen, og systemansvarlig er varslet om flaskehalsen på forhånd.

Virkemidlene for å utøve ansvaret med å håndtere flaskehalsen i regional- og transmisjonsnett, samt vurderinger rundt bruken av disse, har systemansvarlig beskrevet i retningslinjene til §§ 5 fjerde ledd og 7 tredje ledd, som igjen henviser til andre aktuelle paragrafer i fos og retningslinjer til disse.

### 3.2 Retningslinjer for fos § 6

#### Første ledd

Systemansvarlig sin metode for å fastsette handelskapasiteten mellom budområder er basert på Net Transfer Capacity (NTC).  $NTC = TTC - TRM$ , hvor NTC er handelskapasiteten gitt til markedet, TTC (Total Transfer Capacity) er handelskapasiteten inkludert TRM (Transfer Reliability Margin) som er en margin for variasjoner i kraftflyt.

Systemansvarlig fastsetter handelskapasitet for handelskorridorer tilhørende de norske budområdene for døgnmarkedet og intradag-markeder på timesbasis. Dette omfatter kapasiteter internt mellom de norske områdene og handelskorridorer fra/til norske områder gjennom mellomlandsforbindelser. For mellomlandsforbindelser fastsettes og koordineres den endelige handelskapasiteten av begge parter i samråd, hvor den laveste foreslåtte handelskapasiteten normalt blir gjeldende.

Den maksimale handelskapasiteten for hver korridor fastsettes med bruk av kraftsystemsimulator som kan beregne konsekvenser ved enkeltutfall (n-1) av anleggsdeler (dvs. linjer, transformatorer, HVDC-anlegg):

- For hver analyseperiode benyttes et representativt forbruk som er representativt for den aktuelle analyseperioden i det gitte nettområdet som analyseres i Norge. 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 handelskapasitet. Dette gjøres ved å endre skaleres produksjonsnivå og geografisk fordeling av produksjonen i simuleringsmodellen opp eller ned for å finne driftssituasjoner i hvert budområde, og i kraftsystemet som helhet, som akkurat tilfredsstillende kravene til driftssikkerhet ved de verste enkeltutfallene i hovednett. Kravene til driftssikkerhet er gitt av:
  - o termisk begrensning 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)
- Ulik produksjonsfordeling internt i området eller i naboerområder har betydning for hvor flaskehalsen oppstår, dvs. hvilke snitt som først blir fullastet. Dersom ulik produksjonsfordeling i stor grad påvirker hvor flaskehalsen oppstår, angis det et bånd (variasjonsområde) for kapasitet

ut fra et budområde og/eller mot hvert av naboombådene. Størrelsen på båndet angir forventet normal variasjon i kapasitet basert på produksjonsfordeling.

- For NO4 angis de totale maksimale eksport- og importkapasitetene ut/inn av området som en sumbegrensning. For NO3 angis den totale maksimale importkapasiteten som en sumbegrensning. En sumbegrensning inneholder alle områdes handelskorridorer og er basert på snitt hvor flere av handelskorridorene inngår på tvers. Sumbegrensningen med tilhørende bånd blir fastsatt på lik metode som for en enkelt korridor.
- For de aller fleste områder vil maksimal kapasitet mot ett eller to områder bli fylt opp først, mens det kan være ledig kapasitet mot andre områder. Kapasitet mot disse områdene vil da bli prognosert slik at summen inn eller ut av området blir så høy at første flaskehals blir fullastet. Dette er forhold som bestemmes av fysiske lover for elektrisk lastflyt. Uten en slik reduksjon i markedskapasitet, ville markedet klarere fysisk flyt som setter driftssikkerheten i fare. Ledig kapasitet mellom delområder som ikke lar seg utnytte på grunn av forskjellen mellom økonomisk flyt og fysisk flyt, oppstår ofte mellom NO1-NO3, NO5-NO2 og NO5-NO3. Ved prognosering av en kapasitet ses det på flere relevante forhold, som forventninger om driftskoplinger i nettet og produksjonsfordeling i områdene. Prognosen sammenlignes deretter med et lignende historisk referansetidspunkt for å finne riktig kapasitet.
- Sumbegrensning på flyt NO2->NO1 pluss NO5->NO1 (NO1A->NO1) oppstår ved høyt forbruk i NO1. Flyt på de to korridorene begrenses da av faren for ustabilitet etter et gitt ledningsutfall.

Det er angitt en sikkerhetsmargin (TRM) på alle forbindelsene for å håndtere variasjoner i kraftflyt. Verdien på TRM fastsettes på hver korridor basert på samlede driftserfaringer av normale flytvariasjoner. Dette gjøres for å forhindre overlast på korridorer i normaldrift hvor frekvensen varierer innenfor normalbånd (49,9-50,1Hz). I hovedsak baseres verdien på erfaring av fordeling av regulerstyrke i de ulike områdene, og erfaringer med andre variasjoner som hyppige endringer i forbrukspunkter. TRM-verdien trekkes fra TTC for å få NTC-verdien.

Utveksling av systemtjenester (i dag kun FCR), mellom Statnett og de andre nordiske TSOene skjer etter at resultatet fra markedskoplingen er kjent. Utveksling 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 utveksling av FCR for et land er i henhold til den nordiske systemdriftsavtalen 1/3 av gjeldende nasjonalt krav.

Systemansvarlig kan redusere handelskapasiteten utenfor de normale båndene i tilfeller som opplistet under, men er ikke begrenset til kun disse situasjonene:

- Planlagte driftsstanser av komponenter i det norske eller tilgrensende land sitt transmisjonsnett
- Feil på komponenter i det norske eller tilgrensende land sitt transmisjonsnett
- Høy last som kan medføre begrensninger i overføring på grunn av spennings- eller stabilitetsforhold
- Termiske forhold der overføringer begrenses av høy utetemperatur
- Utilgjengelighet av systemvern
- Mangel på reserver for å håndtere feil eller ubalanser
- Flytforhold i nettet der forventet fysisk utnyttelse av korridoren er utenfor angitte kapasitetsbånd

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 forsyningssikkerhet eller vurderes å ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomme kan handelskapasitet reduseres. De alternative tiltakene er blant annet:

- Bruk av systemvern; hvor signal sendes for automatisk frakopling av produksjon (PFK), forbruk (BFK), nettsplitt eller endring av HVDC-flyt (nødeffekt), ved feil på et anlegg eller ved overstrøm på komponenter.
- Endring i koplingsbilde; gjennom å endre koplingsbilde i nettet kan begrensende komponenter avlastes og det kan gis en høyere handelskapasitet. 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. Nyttens av økt kapasitet vil bli vurdert mot risikoen for mørklegging og hvor stort geografisk område som driftes med N-0.

Handelskapasiteter som gis til intradag-markedet tar utgangspunkt i handelskapasiteter fra døgnetmarkedet og korrigeres fortløpende for endringer i flytforhold, endringer i planlagte driftsstanser eller driftsforstyrrelser.

#### *Annet ledd*

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

Systemansvarlig offentliggjør følgende informasjon knyttet til tilgjengelig handelskapasitet:

- Systemansvarlig publiserer sammen med de andre nordiske systemansvarlige en grafisk oversikt over maksimal handelskapasitet per korridor, som oppdateres løpende ved endringer (Denne informasjonen finnes tilgjengelig på Nord Pool sine hjemmesider, på denne lenken: [Max NTC](#)).
- Oversikt og endringer av maksimal handelskapasitet og tilhørende bånd publiseres gjennom markedsmeldinger.
- Ved behov for kapasitetsreduksjoner utenfor de angitte båndene informeres markedet av systemansvarlig gjennom markedsmeldinger.
- 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
- Andre relevante parameter i kapasitetsfastsettelsen, så som TRM for hver korridor, publiseres gjennom et felles nordisk dokument (denne informasjonen finnes tilgjengelig [via nettsidene til Nordic Unavailability Collection System \(NUCS\): Principles for determining the transfer capacities in the Nordic power market](#)) på Nord Pool sine hjemmesider, på denne lenken: [Principles for determining the transfer capacities \(nordpoolgroup.com\)](#)

Endring i intradag kapasiteter informeres normalt ikke gjennom markedsmeldinger, så lenge ikke kapasiteten på forbindelsen settes til null.

### **3.3 Retningslinjer for fos § 8a første ledd**

### Første ledd

Det er balanseansvarlig aktør som sender inn produksjonsplaner til systemansvarlig fordelt på stasjonsgrupper. Planene utarbeides på vegne av konsesjonærene i samsvar med deres forpliktelser og rettigheter. Balanseansvarlig må ha omsetningskonsesjon gitt av NVE og må inngå balanseavtale med avregningsansvarlig (Statnett). Konsesjonær må enten selv være balanseansvarlig, eller ha en avtale med en balanseansvarlig som håndterer konsesjonærens ubalanse mot avregningsansvarlig. Det er også per i dag kun balanseansvarlige selskaper som melder inn bud i regulerkraftmarkedet. IT-systemer og rutiner er i dag tilrettelagt for deltagelse og informasjonsutveksling fra balanseansvarlig på vegne av konsesjonær.

Systemansvarliges frist for daglig å rapportere til systemansvarlig egen produksjonsplan og systemdata for stasjonsgruppe for neste døgn er kl. 16:00.

Stasjonsgruppene **benyttes fastsettes** av systemansvarlig for å kunne håndtere flaskehals og overvåke snitt. Ved henvendelse fra nye konsesjonærer eller før idriftsettelse/endring av nye produksjonsenheter vil systemansvarlig vurdere stasjonsgruppeinndeling basert på følgende kriterier:

- Allerede eksisterende stasjonsgrupper
- Rasjonell plassering av stasjoner i stasjonsgruppen mht. fastområder og budområder.
- Som hovedregel skal produksjon i samme stasjonsgruppe ha samme produksjonstype.

**Inndeling i stasjonsgrupper gjøres i enighet med relevante konsesjonærer.** I tilfeller der systemansvarlig blir gjort kjent med nye snitt som påvirker stasjonsgruppeinndeling kontakter systemansvarlig konsesjonær med sikte om å **endre eller tilpasse fastsette ny** stasjonsgruppeinndeling. Konsesjonærene skal ha rimelig tid til å tilpasse seg nye stasjonsgrupper. Konsesjonær kan også kontakte systemansvarlig med ønsker om nye stasjonsgrupper.

For denne bestemmelsen skal følgende rapporteres:

- Produksjonsplanen skal inneholde regulerstyrke og tilgjengelig reserve.
- Alle kraftstasjoner med samlet installert ytelse større eller lik 50 MVA merkeeffekt skal rapportere detaljerte kjøreplaner og systemdata for hvert aggregat (for vindkraft gjelder grensen på 50 MVA pr. tilknytningspunkt). Dataene sendes inn og oppdateres samtidig som for produksjonsplaner og systemdata på stasjonsgruppenivå. For disse kraftstasjonene skal følgende data sendes inn:
  - Produksjonsplan per aggregat
  - Statikkinnstilling i % per aggregat
  - Aktuell maksimal tilgjengelig produksjon per aggregat ( $P_{maks}$ )
- Produksjonsplaner, detaljerte kjøreplaner og systemdata skal oppgis i kvartersverdier.
- Ytterligere beskrivelse av systemdata som skal sendes inn er å finne i vedlegg til denne retningslinjen.

Produksjonsplanen skal utarbeides med konstant effekt i hver time, med mindre det foreligger planlagte innmeldte produksjonsendringer innad i timen, slik beskrevet i § 8b første ledd.

Endringer i produksjonsplanen og tilhørende systemdata skal rapporteres fortløpende etter hvert som de oppstår, og senest 45 minutter før driftstimen.

Endring av produksjonsplaner nærmere driftstimen enn 45 minutter tillates normalt ikke, men kan unntaksvis godkjennes. Slik unntaksvis godkjennelse er aktuelt i tilfeller hvor IKT-tekniske problemer hos konsesjonær eller systemansvarlig har forhindret eller forhindrer korrekt innsending. Momenter ved vurderingen systemansvarlig gjør i slike tilfeller er viktigheten av å ha korrekte produksjonsplaner i driftstimen og omfanget av IKT-problemene.

Systemansvarlig vil understreke at krav og forpliktelser etter fos § 8a og systemansvarliges retningslinjer til denne paragraf gjelder uavhengig av hvorvidt produksjonen er regulerbar eller uregulerbar. Da det naturlig nok er mer krevende å sørge for samsvar mellom produksjonsplan og faktisk produksjon for uregulerbar kraftproduksjon forventer systemansvarlig at produksjonsplan fortløpende oppdateres, frem til fristen 45 minutter før driftstimen, for å tilstrebe dette.

Systemansvarlig vil følge opp større og/eller gjentatte avvik fra produksjonsplanen, uavhengig av produksjonstype.

### 3.4 Retningslinjer for fos § 8b første ledd

#### Første ledd

##### Produksjonsflytting

Gjennom systemtjenesten 'produksjonsflytting' kan systemansvarlig fremskynde eller utsette planlagt produksjonsendring med inntil femten minutter.

Systemansvarliges primære verktøy for å håndtere strukturelle ubalanser innenfor kvarteret er periodeskiftattributtet i markedet for mFRR (se retningslinjer for § 11). Ved behov kan systemansvarlig benytte produksjonsflytting iht. fos § 8b første ledd.

##### Bruk av produksjonsflytting:

Systemansvarlig kan benytte produksjonsflytting i situasjoner der det er tydelig i driftstimen at planlagt produksjonsendring ikke tilstrekkelig samsvarer med endringene i forbruk og utveksling, grunnet strukturelle ubalanser gitt tidsoppløsningen i energimarkedet og at mFRR markedet med periodeskift ikke er tilstrekkelig for å håndtere ubalanser. De mer overordnede og langvarige ubalansene i driftsdøgnet håndteres systemansvarlig med regulerkraftmarkedet.

Produksjonsflytting er mest brukt i ramping-timer med store endringer i forbruk, produksjon og utveksling, men systemtjenesten er aktuell gjennom hele driftsdøgnet for alle produksjonsendringer med fleksibel kraftproduksjon.

~~Systemansvarlig stiller krav til elektronisk bestilling av produksjonsflytting. Denne løsningen krever programvare med funksjonalitet for å motta, godkjenne og returnere svar på bestillinger fra systemansvarlig elektronisk. Videre må konsesjonær installere programvare for kommunikasjon med systemansvarlig i tråd med vilkår for deltakelse i regulerkraftmarkedet.~~

Det er ikke noen siste frist for systemansvarlige å bestille produksjonsflytting, men konsesjonær kan avslå å utføre produksjonsflyttingen dersom tekniske begrensninger ved produksjonsenheten gjør det umulig å oppfylle bestillingen.

##### Prinsippet for betaling av produksjonsflytting:

Ved avtale mellom systemansvarlig og konsesjonær om produksjonsflytting registrerer systemansvarlig en regulering for volumet som bestilles. Denne reguleringen kompenseres med et påslag/reduksjon på gunstigste aktuelle områdepris. Dersom det er mest gunstig for konsesjonæren at regulert energivolum energiubalansen avregnes etter marginal regulerkraftpris i samme retning som konsesjonærens ubalanse i aktuell time, velges dette som grunnlag for betaling fremfor påslag/reduksjon med referanse til områdepris.

##### Kvartersplaner

For all fleksibel kraftproduksjon stiller systemansvarlig krav om kvartersplaner når sum produksjonsendringer over ett timeskift pr. konsesjonær pr. budområde er  $\geq 200$  MW.



Krav til kvartersplaner er faste, deterministiske krav om fordeling av produksjonsendring ved timeskift i flere like trinn rundt timeskift.

#### Systemansvarlig krav til kvartersplaner:

Ved store sprang i produksjonsplanen over et timeskift, skal konsesjonær dele produksjonsendringen opp som følger:

- Ved planlagte produksjonsendringer  $\geq 200$  MW over ett timeskift, deles opp/nedkjøring i 3 trinn. Produksjonsendringen på timeskift skal utgjøre 20-40 % av total planlagt endring, og resterende endring skal fordeles likt 15 minutter før og 15 minutter etter timeskift. Endringen kan også gjøres som en rampingregulering over samme tidsrom, som et alternativ til trinn.
- Ved planlagte produksjonsendringer  $\geq 400$  MW over ett timeskift, deles opp-/nedkjøring i 4 like trinn med  $\frac{1}{4}$  av endringen 30 minutter før timeskift,  $\frac{1}{4}$  15 minutter før timeskift,  $\frac{1}{4}$  15 minutter over timeskift og  $\frac{1}{4}$  av endringen 30 minutter over timeskift. Endringen kan også gjøres som en rampingregulering over samme tidsrom, som et alternativ til trinn.

Prinsippet er symmetri rundt timeskift (like store volum kvartersjusteringer på begge sider av timeskift).

#### Konsesjonærens forpliktelser for leveranse av reserver:

Produksjonsplaner med kvartersjusteringer må ses i sammenheng med konsesjonærens forpliktelser for leveranse av reserver. Ved krav om kvartersplaner gjelder følgende:

##### FCR

- FCR følger kvartersplanene driftsmessig.
- FCR oppgjør vil skje i henhold til timesplan

##### aFRR

- Kvartersplaner skal ikke redusere forpliktet aFRR kapasitet. Konsesjonæren må etterstrebe å levere både forpliktelser i aFRR og kvartersplan. Dersom dette er umulig, må konsesjonær fravike kravet om å levere kvartersplan for aktuell stasjonsgruppe.
- aFRR kan eventuelt flyttes til annen stasjonsgruppe innen samme elspotområde, men dette må da først avklares med systemansvarlig (landssentralen).

##### Regulerkraftbud (RK-bud)

- RK-bud må ta hensyn til konsesjonærens kvartersplaner
- Konsesjonær anmelder RK-bud hvor effektkvantum varierer per kvarter i de timene hvor det leveres kvartersplaner

##### Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM)

- Kvartersplaner skal ikke redusere forpliktelse gitt av RKOM til å gi bud i RK. Konsesjonæren må etterstrebe å levere både sin RKOM-forpliktelse og kvartersplan. Dersom dette er umulig, må konsesjonær fravike kravet om å levere kvartersplan.

#### Ubalansehåndtering:

Kvartersjusteringene vil praktisk sett behandles som reguleringer i balanseavregningen. Kvartersplankravene medfører dermed ikke forbruksubalanser eller produksjonsubalanser såfremt konsesjonær følger kvartersplan. Dette forutsetter at kvartersjusteringene er symmetrisk rundt timeskift, slik kravene angir at de skal være.

Konsesjonær får inntekt fra energimarkedene i henhold til sin timeplan, og godtgjøres ikke særskilt for kvarterstilpasningene som følge av kravene.

#### Produksjonsglatting

Formålet med produksjonsglatting er å redusere de strukturelle ubalansene i kraftsystemet. Produksjonsglatting gir en fordeling av produksjonsendringer over timen som er bedre tilpasset

kraftsystemets behov ved at systemansvarlig bestiller glatting av produksjon basert på prognoser og produksjonsplaner kvelden før driftsdøgnet.

Produksjonsglatting er en frivillig løsning som tilbys konsesjonærer som oppfyller følgende kriterier:

- Konsesjonær har jevnlig, normalt minst ukentlig, produksjonsendringer over et timeskift  $\geq 200$  MW per elspotområde.
- Konsesjonær har bemannet driftssentral og er i stand til å håndtere bestillinger fra systemansvarlig som beskrevet i vilkår på kveld.
- Forutsetter fleksibel produksjon.

Konsesjonærer som deltar i produksjonsglatting leverer produksjonsglatting i stedet for kvartersplaner, og fritas dermed fra krav om å levere kvartersplaner i henhold til faste krav for den del av porteføljen som stilles til disposisjon for produksjonsglatting.

Den enkelte konsesjonær må for å delta i ordningen med produksjonsglatting, bekrefte overfor systemansvarlig at denne vil delta i produksjonsglatting på de til enhver tid gjeldene vilkår. "Produksjonsglatting. Vilkår for deltakelse, håndtering og kompensasjon" er vedlegg til retningslinjene.

### 3.5 Retningslinjer for fos § 9 annet ledd

#### *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", også kalt den nordiske systemdriftsavtalen. Grunnleggende metoder som dimensjonering av nødvendige effektreserve og fordelingen mellom de nordiske systemansvarlige er beskrevet i den nordiske systemdriftsavtalen.

Reserveproduktene er beskrevet nærmere i vedlegg til retningslinjen til fos § 8a første ledd.

Systemansvarlig benytter følgende reserveprodukter for å sikre effektreserver:

- Primærreserve, Frequency Containment Reserve (FCR)
- Sekundærreserve, automatisk 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, da nedreguleringsreserver også er nødvendig for å utføre systemansvarliges oppdrag.

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 innenfor normalfrekvensbåndet (49,9-50,1 Hz). FCR-D (disturbance) eller driftsforstyrrelsesreserve skal reagere på frekvensendringer som ligger utenfor normalfrekvensbåndet.

FCR-D anskaffes separat for opp og nedregulering, hhv. FCR-D<sub>opp</sub> og FCR-D<sub>ned</sub>. *(planlagt gjeldende fra 1.1.2022)*

#### *Dimensjonering av FCR*

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

Dagens krav til FCR-N er 600 MW. Denne mengden blir fordelt mellom de nordiske TSOene gjennom en fordelingsnøkkel. Denne 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.

Systemansvarlig dimensjonerer FCR-D<sub>opp</sub> etter den største dimensjonerende hendelsen i nettet, som ~~er~~ vanligvis **er bortfall forventet produksjon** av det største tilknyttet kraftverk/importerende **HVDC-mellomlands**forbindelse.

**Systemansvarlig dimensjonerer FCR-D<sub>ned</sub> etter den største dimensjonerende hendelsen i nettet, som vanligvis er bortfall av største tilknyttede last/eksporterende HVDC-forbindelse.**

#### *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 markedet for primærreserver".

#### *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.

#### *Sekundærreserve (aFRR) (endringer for sekundærreserve (aFRR) vil gjelde fra tidligst 01.02.2022)*

**aFRR anskaffes gjennom et felles nordisk marked. Budområdenes reservekrav dekkes gjennom aFRR-bud på tvers av de nordiske budområdene basert på en samfunnsøkonomisk optimalisering som tar hensyn til definerte grenser for reservasjon av overføringskapasitet.** aFRR blir automatisk aktivert på signal fra systemansvarlig, basert på frekvensavvik.

#### *Dimensjonering av aFRR*

aFRR dimensjoneres løpende etter utviklingen i den nordiske frekvenskvaliteten. Et fastsatt nordisk totalvolum per time fordeles på de nordiske land etter en nøkkel avtalt mellom TSOene. Hvilke timer det skal anskaffes aFRR og fastsettelse av nordisk volum i de enkelte timene bestemmes av en analyse av hvilke driftstimer det er mest utfordrende å opprettholde god frekvens og hvordan systemansvarlig mest effektivt kan nå kvalitetsmål for frekvensen. Den enkelte TSO fastsetter fordelingen av aFRR på budområdenivå. Oppdatert informasjon om denne prosessen publiseres for markedsaktørene hvert kvartal eller hyppigere.

#### *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** **rapportering** og **prising** **avregning** 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, kalt regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM), 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.

#### *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 tap** 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 har systemansvarlig 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.

#### *Regulerkraftopsjonsmarkedet (kapasitetsmarked for mFRR)*

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, regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). Analysen av forventet mengde frivillig bud i regulerkraftmarkedet baserer seg på tilgjengelige prognoser av forbruk, kraftutveksling, planlagte driftsstanser 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 deltakelse i kapasitetsmarkedet for mFRR "Vilkår for tilbud, aksept, rapportering og avregning i regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM)" er å finne i vedlegg til denne retningslinjen.

#### *Manglende reserver*

Dersom det nasjonale behovet for mFRR har økt etter klarering i RKOM 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 RKOM) kan systemansvarlig rekvirere ytterligere mFRR gjennom systemkritiske vedtak etter § 12 fjerde ledd. [Ved driftsforstyrrelser 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. ~~Gjennom piloter og demonstrasjonsprosjekter utvikler systemansvarlig, sammen med interesserte aktører, tekniske krav og markedsløsninger for FFR. Betingelser for deltakelse i piloter og demonstrasjonsprosjekter publiseres på Statnetts nettsider.~~

#### *Dimensjonering av FFR*

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

#### *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 effektreserver (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.

### **3.6 Retningslinjer for for fos § 11 annet ledd**

#### *Første ledd – planlagt gjeldende fra 1.1.2022 – ca. Q42022*

Regulerkraft er manuelle reserver (manual Frequency Restoration Reserves, mFRR) som har en aktiveringstid opp mot 15 minutter. Slike reserver anskaffes i regulerkraftmarkedet (RKM) som er et felles balansemarked for det nordiske kraftsystemet. Effekt fra både produksjon og forbruk kan tilbys i regulerkraftmarkedet.

Formålet er å:

- Aktivere manuelle reserver for å holde frekvensen i det nordiske synkronsystemet innenfor fastsatte grenseverdier, og dermed frigjøre primær- og sekundærreserver, slik at disse kan være klare til neste hendelse. **Aktivering av regulerkraft for balanseformål må hensynta kapasitetsbegrensninger mellom budområder i Norden.**
- Håndtere flaskehalsen ved å holde kraftoverføringen innenfor akseptable grenser, som beskrevet i retningslinjene til § 7. **Regulerkraft kan også aktiveres for å bistå andre TSOer med effektkraft.**

Vilkårene for regulerkraftmarkedet "**Vilkår for tilbud, aksept, aktivering og prising i aktiveringsmarkedet for mFRR (regulerkraftmarkedet)**" **anmelding, håndtering av bud og prissetting i regulerkraftmarkedet**", som er å finne i vedlegg til denne retningslinjen, beskriver aktørens ansvar, plikter og rettigheter ved deltakelse i regulerkraftmarkedet. I vilkårene for regulerkraftmarkedet fastsettes kriterier for deltagelse i markedet, regler for budgivning, **prising** og aksept av bud, **samt publisering av informasjon. samt prinsipper for rapportering og avregning.**

#### *Budgivning*

Budområdene i regulerkraftmarkedet følger til de til enhver tid gjeldende budområder. Budene angis per stasjonsgruppe. **Systemansvarlig fastsetter i samråd med leverandør hvilken geografisk inndeling som benyttes for stasjonsgruppen.**

Budene angis i spesifiserte inkremer, og budprisene begrenses av områdepris i døgnet og en øvre prisgrense. Systemansvarlig setter krav til budstørrelse, og kan fastsette særskilte krav ved gjennomføring av piloter. Begrensningene er spesifisert i markedsvilkårene.

Regulerkraftbud i andre nordiske land vil bli benyttet på lik linje med bud i det norske regulerkraftmarkedet. Det kan også bli benyttet bud fra områder utenfor Norden og selges regulertjenester ut av Norden ved spesielle systemdriftsbehov.

#### *Reguleringer*

Systemansvarlig benytter regulerkraftmarkedet for å håndtere avvik fra planlagt produksjon og forventet forbruk. I tillegg benytter systemansvarlig regulerkraftmarkedet for å håndtere flaskehalsen i regional- og transmisjonsnettet som ikke kan håndteres ved bruk av budområder, ref. fos § 5 fjerde ledd. Hovedregelen ved den ordinære balansereguleringen (frekvensregulering) er at systemansvarlig ved behov for regulering benytter reguleringsbud i prisrekkefølge. Når det oppstår systemtekniske problemer benytter systemansvarlig de bud som er aktuelle og egnet for den spesifikke situasjonen. Reguleringen registreres som systemregulering (spesialregulering).

Ved behov for alle typer regulering tar systemansvarlig kontakt med de aktuelle tilbydere i regulerkraftmarkedet, og volum, pris og aktiveringstidspunkt for hvert enkelt bud som aktiveres avtales. **Systemansvarlig kan for både balanse- og systemregulering avtale å benytte deler av reguleringsvolumet til angitt pris.**

#### *Første ledd – planlagt gjeldende fra ca. Q4 2022*

Regulerkraft er manuelle reserver (manual Frequency Restoration Reserves, mFRR) som har en aktiveringstid opp mot 15 minutter. Slike reserver anskaffes i **mFRR-markedet** (regulerkraftmarkedet



(RKM)) som er et felles balansemarked for det nordiske kraftsystemet. Effekt fra både produksjon og forbruk kan tilbys i ~~regulerkraftmarkedet~~ mFRR-markedet.

Formålet er å:

- Aktivere manuelle reserver for å holde **balansen i hvert område og holde** frekvensen i det nordiske synkronsystemet innenfor fastsatte grenseverdier, og dermed frigjøre primær- og sekundærreserver, slik at disse kan være klare til neste hendelse.
- Håndtere flaskehalsen ved å holde kraftoverføringen innenfor akseptable grenser, som beskrevet i retningslinjene til § 7.

Vilkårene for regulerkraftmarkedet "*Vilkår for tilbud, aksept, aktivering og prising i aktiveringsmarkedet for mFRR (regulerkraftmarkedet)*", som er å finne i vedlegg til denne retningslinjen, beskriver aktørens ansvar, plikter og rettigheter ved deltakelse i regulerkraftmarkedet. I vilkårene fastsettes kriterier for deltagelse i markedet, regler for budgivning, prising og aksept av bud, samt publisering av informasjon.

### Budgivning

Budområdene i mFRR-markedet ~~regulerkraftmarkedet~~ følger til de til enhver tid gjeldende budområder. Budene angis per stasjonsgruppe.

Budene angis i spesifiserte inkremer, og budprisene begrenses av områdepris i døgnet og en øvre prisgrense. Systemansvarlig setter krav til budstørrelse, og kan fastsette særskilte krav ved gjennomføring av piloter. Begrensningene er spesifisert i markedsvilkårene.

Regulerkraftbud i andre nordiske land vil bli benyttet på lik linje med bud i det norske regulerkraftmarkedet. Det kan også bli benyttet bud fra områder utenfor Norden og selges regulertjenester ut av Norden ved spesielle systemdriftsbehov.

### Reguleringer

Systemansvarlig benytter mFRR-markedet ~~regulerkraftmarkedet~~ for å håndtere avvik fra planlagt produksjon og forventet forbruk. I tillegg benytter systemansvarlig regulerkraftmarkedet for å håndtere flaskehalsen i regional- og transmisjonsnettene som ikke kan håndteres ved bruk av budområder, ref. fos § 5 fjerde ledd. **Ved hjelp av periodeskiftattributtet håndteres også strukturelle ubalanser rundt kvarters- og timestskift, ref. fos § 8b første ledd.**

~~Hovedregelen ved den ordinære balansereguleringen (frekvensregulering) er at systemansvarlig ved behov for regulering benytter reguleringsbud i prisrekkefølge. Når det oppstår systemtekniske problemer benytter systemansvarlig de bud som er aktuelle og egnet for den spesifikke situasjonen. Reguleringen registreres som systemregulering (spesialregulering). Ved behov for opp- eller nedregulering vil bud som hovedregel velges i en felles nordisk optimeringsprosess der de billigste budene velges først, gitt tilgjengelig overføringskapasitet. Valg av bud vil ta hensyn til budegenskaper og tilgjengelighet for type aktiveringsprosesser. Bud kan også aktiveres utenfor prisrekkefølge, som for eksempel på bakgrunn av lokasjon eller andre budegenskaper.~~

~~Systemansvarlig sender elektroniske bestillinger i tråd med aktuelle tilbyders bud i regulerkraftmarkedet. Systemansvarliges aktiveringsbestillinger vil ta hensyn til informasjonen aktørene har gitt i sine bud. Ved behov for alle typer regulering tar systemansvarlig kontakt med de aktuelle tilbydere i regulerkraftmarkedet, og volum, pris og aktiveringstidspunkt for hvert enkelt bud som aktiveres avtales. Systemansvarlig kan for både balanse- og systemregulering avtale å benytte deler av reguleringsvolumet til angitt pris.~~

Hvilke bud som aktiveres vil i hovedsak bestemmes av en felles nordisk optimaliseringsfunksjon som velger bud til planlagte aktiveringer hvert 15. minutt. Flere typer aktiveringsprosesser vil imidlertid være tilgjengelige for systemansvarlig i mFRR-markedet.

### 3.7 Retningslinjer for fos § 12 femte ledd

#### *Femte ledd*

Med tilgjengelig regulerbar effekt menes ressurser for både opp- eller nedregulering.

Med **driftsforstyrrelsevanskelige driftssituasjoner** i denne paragraf menes alle hendelser i kraftsystemet som medfører et momentant behov for regulering av produksjon av hensyn til driftssikkerheten. Dette kan f.eks. være (eksempelene er ikke uttømmende):

- Utfall og feil på komponenter i kraftsystemet (linje, generator, bryter, transformator osv.).
- Forsinket inn-/utkobling ved driftsstans.
- Lokalt uforutsette forbruksendringer.
- Kommunikasjonsproblemer med konsesjonærer.

Dersom driftssituasjonen tillater det vil relevante bud (både produksjon og forbruk) som allerede er tilgjengelig i regulerkraftmarkedet bli aktivert før reguleringsreserver fra produksjonsapparatet anskaffet ved vedtak etter fos § 12 femte ledd benyttes. Tvangsmessig utkobling av forbruk etter fos § 13 tredje ledd vil bli beordret dersom ressurser anskaffet ved vedtak etter fos § 12 femte ledd ikke viser seg tilstrekkelig til å håndtere situasjonen.

Dersom systemansvarlig krever å benytte tilgjengelig effekt som ikke er anmeldt i regulerkraftmarkedet, vil aktøren normalt få muligheten til å prissette dette i etterkant. Prisen **og faktisk reguleringsvolum** skal i slike tilfeller sendes inn uoppfordret.

Ved hendelser før kl. 15 skal **prisen og reguleringsvolum** foreligge i løpet av driftsdøgnet. Ved hendelser etter kl. 15 skal **prisen** dette være innsendt før kl. 12 påfølgende driftsdøgn. **Dersom systemansvarlig kun mottar reguleringsvolum, men ikke får oppgitt en pris, vil reguleringen prissettes til regulerkraftpris i reguleringsretning.** Dersom informasjon om reguleringen ikke blir sendt inn innen fristen, vil **avviket bli prissatt iht. prinsipp for prising av produksjons-ubalanser (to-pris-modellen) reguleringsvolumet avregnes som ubalanse, og bli prissatt iht. prinsipp for prising av ubalanser** under gjeldende nordisk harmonisert balanseavregning - se esett.com.

#### *Forhold til manøvreringsreglementet*

Regulering som bryter med manøvreringsreglementet skal kun forekomme ved en særskilt beordring fra systemansvarlig gjennom et systemkritisk vedtak etter § 12 femte ledd. Alvorligheten i både situasjonen for kraftsystemet og konsekvensene hos konsesjonær mtp. manøvreringsreglementet må komme klart frem i dialogen mellom systemansvarlig og konsesjonær, jf. fos §§ 23 første ledd (Opplysningsplikt) og 24 annet ledd (Systemansvarliges generelle rapporteringsplikt).

Dersom konsesjonær opplyser om at et systemansvarspålegg vil medføre brudd på manøvreringsreglementet, må systemansvarlig gjøre en revurdering av sitt pålegg. Denne vurderingen skal inneholde minst inneholde følgende to punkter:

- Det kan ikke finnes reelle alternativer for å løse situasjonen enn å ta i bruk den aktuelle regulerytelsen. Tvangsmessig utkobling av forbruk (se retningslinjen til § 13 tredje ledd) er f.eks. et alternativ til oppregulering av produksjon som bryter manøvreringsreglementet.
- Alternativet til å benytte denne aktuelle regulerbare effekten vil være sammenbrudd i (deler av) kraftsystemet, dvs. betydelige samfunnskonsekvenser.

### 3.8 Retningslinjer for fos § 14 tredje ledd



### Tredje ledd

Systemansvarlig fastsetter innhold, format og frister for rapportering iht. fos § 14 første og annet ledd.

#### *Innhold, format og frister for innrapportering iht. fos § 14 første ledd:*

##### Innhold:

Informasjon om nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg i eller tilknyttet regional- eller transmisjonsnett skal oversendes systemansvarlig iht. parameterlister som finnes vedlagt retningslinjene.

I parameterlistene angis hvilken informasjon systemansvarlig har behov for fra konsesjonær og hvilke krav eller hvilken dokumentasjon som skal bekreftes.

I de tilfeller hvor konsesjonær ønsker avklaringer om behovsprøvde krav angir NVF tydelig hvilken type dokumentasjon eller analyser som legges til grunn. I tvilstilfelle avklares dette i forkant med systemansvarlig.

- I søknaden vil systemansvarlig påse at konsesjonær bekrefter om funksjonskravene i NVF er fulgt, samt angi eventuelt behov for avklaring om behovsprøvde funksjonskrav: Bekreftelse på at funksjonskrav i veilederen følges skal angis i søknaden. Dersom krav ikke følges skal det aktuelle kravet angis og årsaken til at kravet ikke oppfylles begrunnes.
- Eventuelle behov for avklaringer om behovsprøvde funksjonskrav skal angis i søknaden, og det gis en kort beskrivelse og begrunnelse.

Det er mulig å sende inn søknad ~~i tilfeller hvor en konsesjonær søker~~ på vegne av en annen konsesjonær, for eksempel i tilfeller hvor en konsesjonær har ansvar for å bygge og å sette i drift anleggsdeler som skal overtas av en annen konsesjonær. ~~Det må i slike tilfeller sendes inn to separate søknader, på vegne av hver av de respektive selskapene., kan det sendes inn en felles søknad for tiltaket. I slike tilfeller skal det klart fremgå hvorfor det sendes inn en felles søknad, hva som er avtalt mellom partene og hvilke anleggsdeler som skal eies og driftes av hvilken konsesjonær.~~ Systemansvarlig vil i slike tilfeller sende separate vedtak til hver av de involverte konsesjonærene. ~~begge konsesjonærene, og det vil i vedtakene klart fremgå hvilke anleggsdeler som eies av hvilken konsesjonær.~~

##### Format:

Søknader og informasjon iht. fos § 14 første ledd sendes til systemansvarlig ved bruk av Fosweb. Ved behov for bistand i Fosweb bes konsesjonær ta kontakt med systemansvarlig.

##### Frister:

Systemansvarlig skal behandle søknaden og innsendt informasjon i god tid før idriftsettelse, slik at konsesjonær skal ha anledning til å ta inn de funksjonskrav som stilles i en tidlig fase av utviklingen av prosjektene. Dette for at funksjonskrav, som fastsettes i vedtak, kan bli ivaretatt og etterleves samfunnsmessig rasjonelt, og for å unngå fordyrende kostnader med å overholde kravene som er stilt. Med idriftsettelse menes dato for første påsatte spenning. Tvil og usikkerhet om funksjonskrav skal avklares med systemansvarlig gjennom søknadsprosessen, herunder også eventuelt behov for avklaring av behovsprøvede krav.

I praksis betyr dette at søknad må sendes før anlegget er ferdig detaljprosjektert og før utstyr er bestilt (eventuelt innenfor de tidsrammer der leverandør kan gjøre endringer). Tidspunkt for å sende inn søknad skal også tilpasses en behandlingstid fra 8 til 12 uker fra fullstendig søknad og dokumentasjon er mottatt.

*Innhold, format og frister for innrapportering iht. fos § 14 annet ledd:*

Områdekonsesjonær:

Innhold:

Områdekonsesjonær, som informerer systemansvarlig om tiltak de anser som vesentlig, skal sende inn sin vurdering av tiltakets betydning for overliggende nett og behov for funksjonsegenskaper. Dersom vesentlige funksjonsegenskaper er ivaretatt gjennom egen avtale (f.eks. tilknytningsavtale) skal denne oversendes systemansvarlig.

Format:

Informasjon iht. fos § 14 annet ledd sendes til systemansvarlig ved bruk av Fosweb. Ved behov for bistand i Fosweb bes konsesjonær ta kontakt med systemansvarlig.

Frister:

Områdekonsesjonær skal informere systemansvarlig om tiltak så snart de har tilstrekkelig informasjon til å vurdere om det er av vesentlig betydning for regional- og transmisjonsnettet.

Tiltakshaver:

Innhold:

Informasjon om nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg tilknyttet distribusjonsnettet skal, når systemansvarlig etterspør søknad, oversendes systemansvarlig iht. parameterliste som finnes vedlagt retningslinjene. I parameterlisten angis hvilken informasjon konsesjonær skal sende inn og hvilke krav eller hvilken dokumentasjon som skal bekreftes.

I de tilfeller hvor konsesjonær ønsker avklaringer om behovsprøvde krav angir NVF tydelig hvilken type dokumentasjon eller analyser som kreves. I tvilstilfelle avklares dette i forkant med systemansvarlig.

I søknaden vil systemansvarlig påse at konsesjonær bekrefter om funksjonskravene er fulgt samt angi eventuelt behov for avklaring om behovsprøvde funksjonskrav:

- Bekreftelse på at funksjonskrav i veilederen følges skal angis i søknad (ja/nei i søknadsmalen). Dersom krav ikke følges skal det aktuelle kravet angis og årsaken til at kravet ikke oppfylles begrunnes.
- Eventuelle behov for avklaringer om behovsprøvde funksjonskrav skal angis i søknaden (ja/nei i søknadsmalen), og gis en kort beskrivelse og begrunnelse.

Format:

Søknader og informasjon iht. fos § 14 første ledd sendes til systemansvarlig ved bruk av Fosweb. Ved behov for bistand i Fosweb bes konsesjonær ta kontakt med systemansvarlig.

Frister:

Søknaden og informasjonen, som systemansvarlig etterspør hos konsesjonær, skal sendes kort tid etter forespørsel og i god tid før idriftsettelse, slik at konsesjonær kan ta inn de funksjonskrav som stilles i en tidlig fase av utviklingen av prosjektene. Dette er for å unngå fordyrende kostnader med å overholde kravene som er stilt på et senere tidspunkt. Med idriftsettelse menes dato for første påsatte spenning. Tvil og usikkerhet om funksjonskrav skal avklares med systemansvarlig før og gjennom selve søknadsprosessen, herunder også eventuelt behov for avklaring av behovsprøvede krav.

I praksis betyr dette at søknad skal sendes før anlegget er ferdig detaljprosjektert og før utstyr er bestilt (eventuelt innenfor de tidsrammer der leverandør kan gjøre endringer). Tidspunkt for å sende inn søknad skal også tilpasses en behandlingstid fra 8 til 12 uker fra fullstendig søknad og dokumentasjon er mottatt.

### 3.9 Vedlegg til retningslinjene

### 3.9.1 Vedlegg til retningslinjer for fos § 9

Det er gjort noen mindre endringer i vilkår for FFR og vilkår for aFRR. Endringene er omtalt under kapittel om retningslinjer for fos § 9.

- Vilkår for tilbud, aksept, rapportering og avregning i markedet for raske effektreserver (FFR)
- Vilkår for tilbud, aksept, aktivering og prising i kapasitetsmarkedet for aFRR (sekundærreservemarkedet)

Dokumentene ligger som egne vedlagte filer sammen med oversendelsen.

### 3.9.2 Vedlegg til retningslinjer for fos § 11

Det er ikke gjort endringer i vilkår for mFRR.

- Vilkår for tilbud, aksept, aktivering og prising i aktiveringsmarkedet for mFRR (regulerkraftmarkedet), fra 1.1.2022,
- Vilkår for tilbud, aksept, aktivering og prising i aktiveringsmarkedet for mFRR (regulerkraftmarkedet), fra Q4 2022

Dokumentene ligger som egne vedlagte filer sammen med oversendelsen.