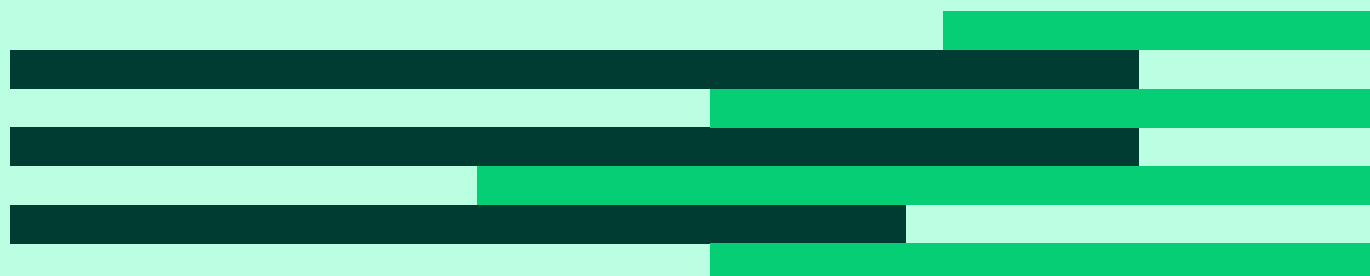




# Forslag til oppdaterte retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret

Høringsdokument 30. april 2026

Fos §§ 5, 8, 8a, 8b, 9, 11, 12, 13, 14, 14a, 15 og 17



## Forord

Dette dokumentet inneholder forslag til oppdateringer av retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret iht. forskrift om systemansvaret (fos) § 28a. Forslag til endring av vedlegg til fos er lagt ved som egne dokumenter. Endringer som er foreslått i NVF og beskrivelsen av disse er også lagt ved i eget dokument. For noen av vedleggene har vi kun lagt ved de delene der det er endringer, for å redusere antall sider.

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. Det er en mindre endring markert med blå tekst. Dette er en endringer som har blitt hørt tidligere, men som foreløpig ligger til vurdering hos RME.

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 hørings svar

Vi ber om at kommentarer til forslaget om nye retningslinjer for ovennevnte paragrafer sendes systemansvarlig innen 15.08.2025. Hørings svar sendes til firmapost@statnett.no eller via eFormidling, og merkes med referanse 2026/783.

Merk at høringsinnspillene vil bli offentliggjort på Statnetts hjemmesider. Vi ber om at høringsinnspillet legges ved oversendelsen som et separat dokument som kan publiseres på nettsidene, og at vedlegget ikke inneholder personopplysninger og eventuell annen sensitiv informasjon som ikke skal publiseres. Vi ber også om at innspillene er universelt utformet, se mer informasjon på nettsidene til utilsynet.

## Forhold mellom retningslinjer og metoder

I august 2021 ble fire forordninger<sup>1</sup> 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 TSO-ene, 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, regionalt eller nasjonalt.

De fleste metodene vil 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.

---

<sup>1</sup> Kommisjonsforordning 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft (SO), 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)

# Innhold

|  |    |
|--|----|
| Forord .....   | 2  |
| 1 Fos § 5 – Flaskehalsar og budområder .....   | 5  |
| 1.1 Bakgrunn og begrunnelse .....  | 5  |
| 1.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 5 .....                              | 5  |
| 2 Fos § 8 – Anmelding .....  | 6  |
| 2.1 Bakgrunn og begrunnelse .....  | 6  |
| 2.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8 .....                              | 8  |
| 3 Fos § 8a – Planlegging av produksjon .....   | 9  |
| 3.1 Bakgrunn og begrunnelse .....  | 9  |
| 3.1.1 Bakgrunn og begrunnelse for endringer i retningslinjer for fos § 8a .....          | 9  |
| 3.1.2 Bakgrunn og begrunnelse for endringer i vedlegg til Fos § 8a .....                 | 9  |
| 3.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8a .....                             | 10 |
| 4 Fos § 8b – Planlegging av effektregulering .....                                       | 11 |
| 4.1 Bakgrunn og begrunnelse .....  | 11 |
| 4.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8b .....                             | 13 |
| 5 Fos § 9 – Regulerstyrke og effektreserver .....  | 17 |
| 5.1 Bakgrunn og begrunnelse .....  | 17 |
| 5.1.1 Bakgrunn og begrunnelse for endringer i retningslinjer for fos § 9 .....           | 17 |
| 5.1.2 Bakgrunn og begrunnelse for endringer i vedlegg til fos § 9 – vilkår for FCR ..... | 18 |
| 5.1.3 Bakgrunn og begrunnelse for endringer i vedlegg til fos § 9 – vilkår for FFR ..... | 20 |
| 5.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 9 .....                              | 20 |
| 6 Fos § 11 – Marked for regulerkraft .....   | 25 |
| 6.1 Bakgrunn og begrunnelse .....  | 25 |
| 6.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 11 .....                             | 27 |
| 7 Fos § 12 – Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser .....                   | 28 |
| 7.1 Bakgrunn og begrunnelse .....  | 28 |
| 7.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 12 .....                             | 30 |
| 8 Fos § 13 – Tvangsmessig utkobling av forbruk .....                                     | 35 |
| 8.1 Bakgrunn og begrunnelse .....  | 35 |
| 8.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 13 .....                             | 35 |

|        |  |    |
|--------|--|----|
| 9      | Fos § 14 – Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet ..... | 38 |
| 10     | Fos § 14a – Rapportering av anleggsdata før idriftsettelse .....                       | 38 |
| 10.1   | Bakgrunn og begrunnelse .....  | 38 |
| 10.1.1 | Bakgrunn og begrunnelse for endringer i retningslinjene .....                          | 38 |
| 10.1.2 | Bakgrunn og begrunnelse for endringer i parameterlisten .....                          | 39 |
| 10.2   | Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 14a .....                              | 41 |
| 11     | Fos § 15 – Spenningsregulering og utveksling av reaktiv effekt .....                   | 45 |
| 11.1   | Bakgrunn og begrunnelse .....  | 45 |
| 11.2   | Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 15 fjerde ledd .....                   | 46 |
| 12     | Fos § 17 - Samordning av driftsstanser .....   | 47 |
| 12.1   | Bakgrunn og begrunnelse .....  | 47 |
| 12.2   | Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 17 .....                               | 48 |

# Forslag til oppdaterte retningslinjer

## 1 Fos § 5 – Flaskehalser og budområder

### 1.1 Bakgrunn og begrunnelse

Det foreslås endringer i retningslinjene til fos § 5 fjerde ledd. Endringene gjelder prising av mFRR ifm. tilknytning til den europeiske plattformen MARI.

I forbindelse med tilknytning til MARI vil det bli endringer i prisingen av mFRR. Informasjon om endringene er beskrevet i høringsdokumentet for markedsvilkårene, og selve omtalen av prising og avregning for mFRR er beskrevet i markedsvilkårene iht. metode om vilkår for leverandører av balansetjenester og vilkår for balanseansvarlige i samsvar med kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft artikkel 18 nr. 1. Dette gjelder også prising og avregning av bud som velges i og utenom prisrekkefølge (se artikkel 67 og 72).

Vi foreslår derfor at det i retningslinjene til fos § 5 henvises til markedsvilkårene, slik at ikke informasjon om prising omtales flere steder. Ved eventuelle fremtidige endringer vil det da ikke være behov for å oppdatere informasjonen flere steder.

### 1.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 5

#### *Fjerde ledd*

Systemansvarlig driver to markeder for regulerkraft, aktiveringsmarked for mFRR og aktiveringsmarked for mFRR-D. mFRR benyttes for håndtering av ubalanser og flaskehalser. mFRR-D benyttes normalt for håndtering av driftsforstyrrelser og spesielle hendelser.

Opp- eller nedreguleringsbud fra aktiveringsmarkedet for mFRR er det mest brukte virkemiddelet systemansvarlig har for å avhjelpe flaskehalser som ikke håndteres ved kapasitetsfastsettelsen mellom budområder (se retningslinjer for § 6 første ledd). Dersom dette ikke er tilstrekkelig vil systemansvarlig benytte bud for mFRR-D, bud fra forenklet løsning beskrevet i retningslinjene for fos §§ 11 og 12 fjerde ledd, eller systemkritiske vedtak etter fos § 12 femte ledd.

Systemansvarlig kan i tillegg benytte produksjonstilpasning (se retningslinjer for § 8b annet ledd), endring av koblingsbilde (se retningslinjer for § 16 første ledd) eller bruk av systemvern (se retningslinjer for § 21).

~~Opp- eller nedreguleringsbud fra aktiveringsmarkedet for mFRR som benyttes utenom prisrekkefølge vil få betalt det høyeste av budpris og mFRR-pris for oppregulering og det laveste av budpris og mFRR-pris for nedregulering.~~ Reguleringer benyttes utenom prisrekkefølge som får betalt det beste av budpris og mFRR-pris kalles gjerne spesialreguleringer i kommunikasjon mellom systemansvarlige og konsesjonærer. mFRR-D-bud kan også velges utenfor prisrekkefølge for flaskehalshåndtering. Prising og avregning av bud i aktiveringsmarked for mFRR og mFRR-D vil være i henhold til markedsvilkårene<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Metode om vilkår for leverandører av balansetjenester og vilkår for balanseansvarlige i samsvar med kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft artikkel 18 nr. 1

## 2 Fos § 8 – Anmelding

### 2.1 Bakgrunn og begrunnelse

#### *Plikt til å planlegge seg i balanse*

Systemansvarlig foreslår endringer i retningslinjene til fos § 8 første ledd som fastslår konsesjonærenes plikt til å være i balanse ved anmelding. Vi har laget en tydeligere beskrivelse av hvordan systemansvarlig mener kravet til balanse skal praktiseres. Retningslinjene stiller krav til hvordan handlet volum skal samsvare med aktørens produksjon og forbruk. Hvilke premisser som gjelder for aktørens deltagelse i engrosmarkedene reguleres av forskrift om netregulering og energimarkedet (NEM).

Systemansvarlig og avregningsansvarlig, som følger opp konsesjonærenes ubalanser fortløpende, opplever at det er uklarhet blant de balanseansvarlige<sup>3</sup> om hva balansekravet innebærer. Vi mener derfor at det er viktig og riktig å tydeliggjøre dette i retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret. Vår vurdering er at de balanseansvarlige skal være balanserte ved anmelding i døgnet. Det er ikke tillatt å planlegge anmelding i døgnet med en åpen posisjon, heller ikke med intensjon om å lukke den ved anmelding i energimarkedet etter døgnetets lukketid.

Systemansvarlig stiller ikke krav til at de balanseansvarlige skal handle for å fjerne ubalanser som oppstår etter døgnetets lukketid, men det forventes at de balanseansvarlige justerer sine forpliktelser i markedet så langt det er hensiktsmessig. Tilsvarende ordlyd finnes i kravet til å sende informasjon om forventet ubalanse til systemansvarlig.

Ved eventuelle anmeldelser i energimarkedet etter døgnetets lukketid skal balanseansvarlig sørge for planlagt balanse mellom forpliktelser og rettigheter i markedene, inklusive egen produksjon og forbruk, ved siste frist for innsending av produksjonsplan, 25 minutter før hvert driftskvarter<sup>4</sup>. Vi forventer ikke at dette kravet vil bidra til å øke likviditeten i intradag nevneverdig. Men vi mener at en klarhet i kravet kan øke kvaliteten på anmeldingen fra de som deltar i intradagmarkedet.

Den balanseansvarliges anmeldelser skal ikke føre til en forverret balanse ved siste frist for innsending av produksjons- eller forbruksplan. Hvis den balanseansvarlige har utført en handel som har ført til en forverret balanse må den balanseansvarlige påse at balanse gjenopprettes. Vi ser et behov for å påpeke dette da vi observerer at de balanseansvarlige i ulik grad har oversikt over egne ubalanser, og at en for stor del av intradaghandelen ikke reduserer ubalansene, men tvert imot øker dem.

Det er altså ikke tillatt å systematisk handle seg i ubalanse, selv om intensjonen skulle være å hjelpe systemet. For systemansvarliges planlegging er det viktig at det er stor grad av samsvar mellom energimarkedsposisjonene og faktisk produksjon. Dette sikrer at våre prosesser for kapasitetsfastsettelse til markedene bidrar til flyt som lar seg realisere i sanntidsdrift.

Gitt at intradagmarkedet i dag er lite likvid og handelen til dels ikke bidrar til å forbedre de balanseansvarliges balanse, ser ikke systemansvarlig at det er hensiktsmessig å stille et strengere krav til balansen på nåværende tidspunkt. Systemansvarlig vil rapportere balanseansvarlige med systematiske ubalanser til RME.

Hvis vi i tiden fremover opplever at kravet slik det er formulert nå ikke er hensiktsmessig for å redusere de balanseansvarliges ubalanser, vil vi vurdere å stramme inn kravet i fremtiden. I så fall kan det bli aktuelt med en forpliktelse til å handle sine ubalanser eller strupe eventuell overskuddsproduksjon.

<sup>3</sup> Vår vurdering er at det er de balanseansvarlige som omsetningskonsesjonær som er relevant konsesjonær for bestemmelsen i fos § 8.

<sup>4</sup> Det foreslås å endre frist for innsending av produksjonsplaner fra 45 min før til 25 min før driftskvarteret i denne høringen. Ser mer under § 8a.

I retningslinjene til fos § 8 første ledd har vi også lagt inn en presisering av krav til å opprettholde planlagt balanse etter lukketid for intradagmarkedet. Dette er allerede en del av godkjent metode om vilkår for leverandører av balansetjenester og balanseansvarlige iht. EBGL art. 18 nr. 1<sup>5</sup>. Med dette mener vi at de balanseansvarlige skal opprettholde sin planlagte balanse etter sine forutsetninger. Forskjellige teknologier har ulik evne til å opprettholde en balanse i sanntid. Avregningsansvarlig har i dag KPLer for ulike produksjonstyper. Vi vurderer at dette er en hensiktsmessig måte å praktisere oppfølgingen av dette kravet på.

Systemansvarlig ønsker samtidig å påpeke at produksjonsplanen fortsatt skal utarbeides i samsvar med planlagt produksjon iht. til retningslinjer til fos § 8a som sier som sier at produksjonsplanen skal stemme overens med faktisk planlagt produksjon så godt det lar seg gjøre. Dersom planlagt produksjon avviker fra markedsposisjonen, skal balanseansvarlig sende en melding om en forventet ubalanse til systemansvarlig.

Systemansvarlig mener ikke det er hensiktsmessig med såkalt "selvbalansering" i Norge slik Energinet i Danmark legger til rette for ved å publisere sanntidsdata om systemets ubalanser nær sanntid. Dette skyldes at vi i Norge har mer produksjon tilknyttet lavere nettnivå og betydelige flaskehalsar internt i budområdene. Produksjonsplanene, og på sikt forbruksplaner, er essensielle i våre prosesser for flaskehalshåndtering. Systemansvarlig vurderer også at selvbalansering er utfordrende å kombinere med vår proaktive aktivering av mFRR hvor produksjonsplaner og forventet ubalanse er viktige informasjonselementer i vår prognostisering av ubalansen i kommende kvarter.

Balanseansvarlige som disponerer flere stasjonsgrupper kan fordele sine markedsforpliktelser blant disse gruppene frem til endelig frist for innsending av produksjonsplan og generatorplaner 25 minutter før hvert driftskvarter. Dersom hendelser gjør at disse stasjonsgruppene og generatorene ikke kan levere som planlagt, kan produksjon omfordeles mellom generatorer i samme stasjonsgruppe. Alternativet til slik omdisponering er at den balanseansvarlige får ubalanser.

Det er imidlertid noen stasjonsgrupper hvor enkeltaggregat har betydning for flaskehalshåndteringen ved gitte koblingsbilder. Hvis disse stasjonsgruppene får lov til å omdisponere mellom aggregat etter at endelig produksjonsplan er sendt, vil det føre til at den automatiske flaskehalshåndteringen ikke har riktig informasjon om hvor produksjonen kommer og kan gjøre feil. For disse stasjonsgruppene er det derfor ikke tillatt å omdisponere produksjon mellom aggregat i samme stasjonsgruppe etter at endelig produksjonsplan er sendt. Systemansvarlig vil informere den balanseansvarlige og leverandør av balansetjenester når slik omdisponering ikke er tillatt. På nåværende tidspunkt er det et svært begrenset antall stasjonsgrupper dette gjelder for.

Vi vurderer at de økonomiske og administrative konsekvensene av dette kravet er små. Også i dag vil Statnett følge opp balanseansvarlige som har systematiske ubalanser og gå i dialog for å få utbedret den balanseansvarliges handelspraksis. I denne dialogen tror vi en slik tydeliggjøring som vi nå foreslår i retningslinjene vil være nyttig for oss og for aktørene.

Balanseansvarlige som ikke får lov til å omdisponere mellom aggregat i egen stasjonsgruppe ved gitte koblingsbilder får noe dårligere vilkår i periodene dette gjelder ved at de ikke kan utligne ubalansene ved å bruke andre aggregat i samme stasjonsgruppe. Systemansvarlig sin vurdering er at det er sjeldent stasjonsgruppene vil være underlagt begrensningen og det er sjeldent behov for å omdisponere mellom aggregat etter innsending av siste produksjonsplan er nødvendig. Ulempen vurderes derfor som svært liten.

---

<sup>5</sup> [Metodens artikkel 88.](#)

*Innsending av forventet ubalanse flyttes fra retningslinjen for fos § 8a til § 8 første ledd*

Krav om at aktører skal opplyse om forventet ubalanse har tidligere ligget under retningslinjen til fos § 8a. Når vi nå innfører krav til innsending av forbruksplan, vil kravet om å opplyse om forventet ubalanse også gjelde forbruk. Ved å flytte dette kravet opp til retningslinjen for fos § 8 første ledd vil kravet gjelde både forbruk og produksjon, og trenger ikke å gjentas i retningslinjene for både fos § 8a og 8 b. Samtidig vil kravet også omfatte aktører som har en forventet ubalanse, men som hverken har egen produksjon eller forbruk. Aktører som har udekket ubalanse påvirker kraftsystemet på samme måte uavhengig av om de er produsenter, forbrukere eller rene 'tradere', og denne endringen sikrer at vi får den nødvendige informasjonen fra alle aktører og sikrer samtidig likebehandling. Vi ser dette som en naturlig videreutvikling av ordningen med forventet ubalanse.

For aktører som ikke allerede sender inn forventet ubalanse, er det en oppstartskostnad ved å etablere systemer for dette. Statnett planlegger å legge til rette for at forventet ubalanse skal kunne leveres på moderne formater og infrastruktur, slik at aktører ikke trenger å utvikle støtte for løsninger som er på vei til å fases ut. Kravet vil bli gjeldende fra samme tidspunkt som for innsending av forbruksplaner og vil kommuniseres i god tid. Implementasjonsguide og testplan vil kommuniseres til aktørene i god tid før oppstart.

## 2.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8

### *Første ledd*

~~Konsesjonærforpliktelser fastsatt i forskrift. Ingen retningslinjer tilknyttet dette leddet.~~

Ved anmelding i døgnet markedet skal konsesjonær sørge for planlagt balanse mellom forpliktelser og rettigheter i markedene, inklusive egen produksjon og forbruk. Ved eventuelle anmeldelser i energimarkedet etter døgnet markedets lukketid skal konsesjonær sørge for planlagt balanse mellom forpliktelser og rettigheter i markedene, inklusive egen produksjon og forbruk, ved siste frist for innsending av produksjonsplan iht. fos § 8a. Konsesjonær skal justere sine forpliktelser i markedet så langt det er hensiktsmessig.

Konsesjonær skal etter siste frist for innsending av produksjonsplan iht. fos § 8a i sanntid arbeide for å opprettholde sin planlagte balanse. Stasjonsgrupper hvor enkeltaggregat har betydning for flaskehalshåndteringen skal imidlertid ikke omdisponere mellom aggregat i samme stasjonsgruppe etter innsending av endelig produksjonsplan. Systemansvarlig vil informere leverandør av balansetjenester og den balanseansvarlige om hvilke stasjonsgrupper dette gjelder avhengig av gjeldende koblingsbilde.

Dersom det ikke er mulig for konsesjonæren å justere sine forpliktelser i markedet til siste tilgjengelige prognose, skal konsesjonæren opplyse systemansvarlig om forventet ubalanse hver gang planen oppdateres. Balanseansvarlige skal, på vegne av konsesjonær, rapportere forventet avvik mellom forpliktelser i markedet og siste oppdaterte planer. Dersom det er leverandør av balansetjenester som rapporterer produksjons- eller forbruksplan kan de også rapportere forventet ubalanse. Rapporteringen skal skje per budområde, for den balanseansvarliges totale portefølje.

## 3 Fos § 8a – Planlegging av produksjon

### 3.1 Bakgrunn og begrunnelse

#### 3.1.1 Bakgrunn og begrunnelse for endringer i retningslinjer for fos § 8a

Kravet til innsending av forventet ubalanse er flyttet til retningslinjene til fos § 8 første ledd. Dette er beskrevet i bakgrunn og begrunnelse for endringer i § 8.

#### Tidsfrist for innsending av planer

Tidsfrister for innmelding av produksjons- og forbruksplaner vil følge lukketid i mFRR-markedet ved overgang til den europeiske plattformen for mFRR, MARI. Lukketiden er 25 minutter før driftskvarteret. Det er en fordel at tidsfristene for planinnsending samsvarer med lukketiden i mFRR, slik at aktørene kan holde planene oppdatert ved budgivning. Fristen på 25 minutter før driftskvarteret er i tråd med fremtidig endring i prosessene når lukketiden i intradag flyttes til 30 minutter før driftskvarteret.

Statnett oppfordrer aktørene til å oppdatere planene så snart det oppstår endringer, og ikke vente til siste frist.

#### Leverandør av FCR kan sende inn planer og systemdata

For FCR innføres rollen "leverandør av FCR". Dette innebærer at leverandøren av FCR ikke trenger å være balanseansvarlig for ressursen. Denne rollen vil fungere veldig likt som rollen "leverandør av balansetjenester". Det innebærer at balanseansvarlig kan delegerer oppgaven med å sende inn planer og systemdata til leverandør av FCR dersom en slik rolle finnes for den aktuelle stasjonsgruppen.

Endringen forventes å gjøre det enklere for aktører der balanseansvarlig selv ikke har rollen "leverandør av FCR". Ofte vil leverandøren av FCR har bedre oversikt over tilgjengelig regulerytelse og FCR-plan enn balanseansvarlig vil det være rasjonelt for balanseansvarlig å delegerer innsending av slike data til leverandøren.

#### 3.1.2 Bakgrunn og begrunnelse for endringer i vedlegg til fos § 8a

De siste årene har systemansvarlig innført nye krav til FCR og krav om at kraftparker skal levere grunnleveranse med dødbånd. Disse endringene har gjort det uklart for aktørene hvordan reguleringsstyrke, FCR-N, FCR-D opp, og FCR-D ned beregnes i forbindelse med rapportering av systemdata.

For å oppfylle de tekniske kravene til FCR kan aggregater ha ulik funksjonalitet aktivert avhengig av om aktøren har fått tilslag i FCR-markedene. Dette gjør at FCR-N, FCR-D opp og FCR-D ned kan ha ulik regulerstyrke. Funksjonaliteten som aktiveres ved tilslag kan også avvike fra den som sikrer grunnleveransen. I tillegg har systemansvarlig vedtatt at kraftparker skal levere grunnleveranse med dødbånd. Samlet sett har dette skapt uklarhet for aktørene om hvilke statikkverdier som skal brukes i beregningen av regulerstyrke, og om dødbånd skal tas hensyn til. Dette kan også føre til feil beregning av FCR-N, FCR-D opp og FCR-D ned.

Forslaget til endring i vedlegg for systemdata presiserer hva systemansvarlig krever skal rapporteres, og gir forklaringer som tydeliggjør hvordan verdiene kan beregnes. Endringen påvirker ikke mengden data som skal rapporteres til systemansvarlig, men balanseansvarlig eller leverandør av balansetjenester må kontrollere at verdiene beregnes korrekt og eventuelt justere egne beregninger.

Forslag til endringer i krav til innsending av systemdata – vedlegg til retningslinjer for fos § 8a finnes som eget vedlegg til høringen.

### 3.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8a

#### Første ledd

Det er balanseansvarlig aktør som sender inn produksjonsplaner med tilhørende systemdata til systemansvarlig fordelt på stasjonsgrupper. Med systemdata menes regulerstyrke og tilgjengelige reserver. Systemdata som kreves rapportert er beskrevet i eget vedlegg tilhørende retningslinjene. Planene utarbeides på vegne av konsesjonærene i samsvar med deres forpliktelser og rettigheter. Balanseansvarlig må ha omsetningskonsesjon gitt av RME 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. IT-systemer og rutiner er i dag tilrettelagt for deltagelse og informasjonsutveksling fra balanseansvarlig på vegne av konsesjonær.

For stasjonsgrupper som deltar i systemansvarlig sine reservemarkeder kan leverandør av balansetjenester **eller leverandør av FCR** rapportere til systemansvarlig produksjonsplaner med tilhørende systemdata dersom konsesjonær, balanseansvarlig og leverandør av balansetjenester **eller leverandør av FCR** er enige om dette. Den som er registrert som ansvarlig for rapportering av produksjonsplaner med tilhørende systemdata hos Statnett vil bære ansvaret for at de beskrevne reglene for rapportering følges.

Stasjonsgruppene benyttes av systemansvarlig for å kunne håndtere flaskehals og overvåke snitt. Ved henvendelse fra nye konsesjonærer eller før idriftsettelse/ending av nye produksjonsheter 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 stasjonsgruppeinndeling. Konsesjonærene skal ha rimelig tid til å tilpasse seg nye stasjonsgrupper. Konsesjonær kan også kontakte systemansvarlig med ønsker om nye stasjonsgrupper.

Produksjonsplan og systemdata per stasjonsgruppe for neste døgn skal rapporteres daglig innen kl. 16:00.

Rapporteringen skal inneholde følgende informasjon per stasjonsgruppe:

- Produksjonsplaner og systemdata skal oppgis i kvartersverdier.
- Systemdata skal inneholde regulerstyrke og tilgjengelig reserver.

Ytterligere beskrivelse av systemdataen som skal sendes inn, står i vedlegg til denne retningslinjen.

For alle kraftstasjoner med samlet ytelse større eller lik 10 MVA merkeeffekt, skal detaljerte kjøreplaner og systemdata rapporteres for hvert enkelt aggregat (for vindkraft gjelder grensen på 10 MVA merkeeffekt per tilknytningspunkt). Dataene sendes inn og oppdateres samtidig som for produksjonsplaner og systemdata på stasjonsgruppenivå. For disse kraftstasjonene skal følgende informasjon rapporteres:

- Produksjonsplan per aggregat
- Statikkinnstilling i % per aggregat
- Aktuell maksimal tilgjengelig produksjon per aggregat ( $P_{maks}$ )

Endringer i produksjonsplanen, forventet ubalanse og tilhørende systemdata skal rapporteres fortløpende etter hvert som de oppstår, og senest 4525 minutter før hvert kvarter.

Endring av produksjonsplaner og tilhørende systemdata nærmere driftskvarteret enn 4525 minutter tillates normalt ikke, men kan unntaksvis godkjennes. Slik unntaksvis godkjenning er aktuelt i tilfeller hvor IKT-tekniske problemer hos konsesjonær eller systemansvarlig har forhindret eller forhindrer korrekt innsending. Momenter ved vurderingen av om systemansvarlig vil tillate slike endringer er viktigheten av å ha korrekte produksjonsplaner til enhver tid og omfanget av IKT-problemene.

Systemansvarlig vil understreke at krav og forpliktelser etter fos § 8a og systemansvarliges retningslinjer til denne paragrafen gjelder uavhengig av hvorvidt produksjonen er regulerbar eller uregulerbar.

Systemansvarlig forventer at konsesjonæren justerer sine forpliktelser i markedet så langt det er hensiktsmessig iht. siste prognose slik at det er samsvar mellom forpliktelsene i markedet og forventet produksjon. Konsesjonæren skal oppdatere produksjonsplan og tilhørende systemdata løpende, frem til fristen 4525 minutter før hvert kvarter.

**Dersom det ikke er mulig for konsesjonæren å justere sine forpliktelser i markedet til siste tilgjengelige prognose for faktisk produksjon, skal konsesjonæren opplyse systemansvarlig om forventet ubalanse hver gang produksjonsplanen oppdateres. Balanseansvarlige med produksjon skal, på vegne av konsesjonær, rapportere forventet avvik mellom forpliktelser i markedet og siste oppdaterte produksjonsplaner. Dersom det er leverandør av balansetjenester som rapporterer produksjonsplan kan de også rapportere forventet ubalanse. Rapporteringen skal skje per budområde, for den balanseansvarliges totale portefølje.**

Systemansvarlig vil følge opp større og/eller gjentatte avvik fra produksjonsplanen, uavhengig av produksjonstype, samt om avvik fra produksjonsplanen er i tråd med innmeldt forventet ubalanse-avvik eller ikke.

## 4 Fos § 8b – Planlegging av effektregulering

### 4.1 Bakgrunn og begrunnelse

#### Fjerning av kravet om periodeskift (første ledd)

Statnett har innført flere tiltak som reduserer strukturelle ubalanser. Dette inkluderer overgang til 15 minutters markedstidsenhet og krav om gradvis endring av effekt. Fra 1. desember 2025 har det vært krav om at endringer i produksjon og forbruk skal skje gradvis, fra 5 minutter før til 5 minutter etter kvartersskift. Kravet er harmonisert med endringer over likestrømsforbindelser og ved mFRR-aktiveringer. Etter innføringen har Statnett gjennomført en prøveperiode der det ikke ble bestilt periodeskift. Resultatene viser at kraftprodusentene har i stor grad fulgt kravet om gradvis endring av produksjon, og at de strukturelle ubalansene rundt kvartersskift er borte. Statnett ser derfor ikke lenger behov for å kreve at kraftprodusenter leverer periodeskift.

Fjerning av kravet om periodeskift vil forenkle både kraftprodusentenes og Statnetts systemer, og gi gevinster i både reduserte kostnader og økt robusthet.

#### Gjennomføring av produksjonstilpasning ved driftsforstyrrelser (annet ledd)

Ved driftsforstyrrelser som fører til mørklegging i regional- eller transmisjonsnettet vil tilknyttet produksjon falle ut som en direkte konsekvens av at området mister spenning. Slike situasjoner innebærer at

produksjonen ikke lenger er tilgjengelig for systemdriften, og at produsentene samtidig blir ubalanseansvarlige for avvik mellom planlagt og faktisk produksjon.

Frem til 1. juli 2021 inneholdt systemansvarliges praktisering av forskriften en ordning der bortfall av produksjon som følge av mørklegging i enkelte tilfeller kunne registreres og håndteres som regulering med pris og kvantum. RME konkluderte imidlertid med at det ikke forelå hjemmel i forskriften til å etablere en slik kompensasjonsordning, og ba systemansvarlig om å fjerne denne praksisen fra retningslinjene. Den tidligere teksten ble dermed tatt ut, uten at det samtidig ble gitt en eksplisitt og samlet presisering av hvordan utfall og påfølgende mørklegging skulle håndteres videre.

Dette har i ettertid skapt uklarhet både hos systemansvarlig og hos markedsaktørene, særlig i tilfeller der det etter en driftsforstyrrelse har vært teknisk mulig å spenningssette deler av nettet igjen gjennom omkoblinger, og der produksjon i noen grad har kunnet gjenopptas. I slike situasjoner har det oppstått usikkerhet om hvorvidt senere spenningssetting kan gi grunnlag for vedtak om produksjonstilpasning eller spesialregulering, også for perioden forut for faktisk innkobling.

Den foreslåtte presiseringen har til hensikt å tydeliggjøre at når et område blir mørklagt som følge av en driftsforstyrrelse, og all produksjon i området faller ut, skal dette ikke gi grunnlag for produksjonstilpasning eller aktivering i regulerkraftmarkedet. Dette gjelder uavhengig av om det i etterkant er mulig å spenningssette nettet helt eller delvis, og uavhengig av om produksjon teknisk sett kan kjøres opp igjen etter omkobling.

Videre tydeliggjør vi at beslutninger om omkobling og spenningssetting utelukkende skal baseres på systemmessige hensyn, som forsyning av forbruk, leveringskvalitet, spenningsforhold, flaskehåndtering eller øvrige forhold av betydning for sikker og effektiv drift av kraftsystemet. Slike tiltak skal ikke gjennomføres for å redusere ubalansekostnader for enkeltprodusenter eller for å legge til rette for kompensasjon for tapt produksjon.

Presiseringen klargjør også at eventuell produksjonstilpasning eller spesialregulering tidligst kan vurderes fra tidspunktet produksjon faktisk igjen er tilknyttet nettet, forutsatt at dette er forenlig med øvrig systemdrift og fastsatt koblingsbilde. Dette bidrar til likebehandling av aktører, forutsigbarhet i markedet og en klar avgrensning mellom håndtering av driftsforstyrrelser og bruk av markedsbaserte virkemidler.

Endringer i retningslinjene vedrørende produksjonstilpasning ved driftsforstyrrelser er en presisering av gjeldende praktisering og har ingen administrative eller økonomiske konsekvenser.

### **Krav om innsending av forbruksplaner (tredje ledd)**

Systemansvarlig har hittil ikke stilt krav om informasjon om planlagt effektregulering fra store sluttbrukere og sluttbrukere som deltar i balansemarkeder, jf. fos § 8b tredje ledd. Med den foreslåtte endringen innfører systemansvarlig krav om innsending av forbruksplaner for disse aktørene.

Kraftsystemet i Norden har gått over til å balansere automatisk og beregne kapasiteter med flytbasert metode. Disse prosessene baserer seg på algoritmer og prognoser, så for at resultatene skal bli presise må prognosene ha gode inputdata. Produksjonsplanene inngår som viktig inputdata til disse prognosene, men prognosene har også behov for pålitelig data for forventet forbruk. Forbruksplanene vil inngå i dataunderlaget for prognosene som ligger til grunn for automatisk balansering, flaskehalshåndtering og beregning av overføringskapasitet. Når kvaliteten på inputdataen til disse prosessene blir bedre, vil de

kunne gi mer presise resultater, noe som gir den mest effektive utnyttelsen av kraftsystemet. Statnetts forbruksprognose som publiseres for ekstern bruk vil også få bedre kvalitet.

Forbruksplanene vil også fungere som referanse for leveranse av reserver fra forbruk. Det blir da tydeligere hvilken respons som forventes når forbruk leverer reserver og det blir mulig å verifisere leveransen. Gjennom dette forventer Statnett at presisjonen i leveranser av reserver fra forbruk vil bli bedre, noe som også bedrer presisjonen i balanseringen og flaskehalshåndteringen.

For at forbruksplaner skal holde høy kvalitet, må aktørene holde planene oppdatert og etter beste evne følge planen. Det innebærer at forbruksaktører må innføre prosesser for å oppdatere planer. Store forbrukere har allerede kontakt med Statnett og informerer om større endringer i forbruk.

Forbruksplanene vil følge samme prosess og teknisk implementasjon som produksjonsplaner. For aktører som allerede leverer produksjonsplaner er det en liten kostnad i å utvikle funksjonalitet også for å levere forbruksplaner. For aktører som blir omfattet av dette kravet og som ikke allerede leverer planer til Statnett vil det bli en oppstartskostnad for å kunne etterkomme kravet. Statnett planlegger å legge til rette for at planene skal kunne leveres på moderne formater og infrastruktur, slik at aktører ikke trenger å utvikle støtte for løsninger som er på vei til å fases ut. Dato for oppstart av innsending av forbruksplan vil bli i løpet av 2027 og vil kommuniseres i god tid. Implementasjonsguide og testplan vil kommuniseres til aktørene i god tid før oppstart.

## 4.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8b

### *Første ledd*

Krav om gradvis endring av produksjon

Ved endring i produksjonsplanen skal det planlegges med en gradvis overgang mellom tidsperiodene i markedet. Produksjonen skal endres jevnt fra fem minutter før starten på markedstidsenheten (kvarter) til fem minutter etter<sup>6</sup>. Ubalansejusteringen som inkluderes i balanseavregningen vil inneholde et energivolum beregnet i henhold til kravet, for alle som leverer produksjonsplan, uavhengig av unntakene listet under.

Unntak fra krav om gradvis endring av produksjon

Kravet om gradvis endring av produksjon gjelder ikke:

- for alle kraftstasjoner med samlet ytelse mindre eller lik 10 MVA merkeeffekt
- for produksjonsanlegg dersom tekniske forhold ved anlegget eller anleggets driftssituasjon ikke tillater det.
- dersom praktiske forhold i driften av anlegget ikke tillater stegvis eller gradvis justering.
- dersom endringen innebærer en uforholdsmessig stor kostnad.
- for variabel kraftproduksjon hvor produksjonen er bestemt av naturgitte forhold.

Systemansvarlig kan etter søknad gi midlertidige unntak, for eksempel i forbindelse med planlagt utbedringsarbeid i anlegg eller IT-systemer. Søknad kan sendes til [BSP@statnett.no](mailto:BSP@statnett.no).

<sup>6</sup> Praksis er i overensstemmelse med artikkel 7 i "Amended Nordic LFC block methodology for ramping restrictions for active power output in accordance with Article 137(3) and (4) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation" godkjent 29. Januar 2024

### Krav om å tilby periodeskift

Systemansvarlig kan kreve at produksjonsplanen justeres for å redusere strukturelle ubalanser. Systemansvarlig stiller krav om at det tilbys periodeskift tilsvarende plantagt produksjonsendring dersom denne overstiger terskelverdien på 25 MW. Kravet gjelder på stasjonsnivå. Plantagt produksjonsendring meldes inn gjennom budprosessen for mFRR ved bruk av budegenskapen (budattributtet) periodeskift<sup>7</sup>. Konesjonær kan velge å tilby kun periodeskift, uten å tilby standardproduktet for mFRR. Dersom det kun tilbys periodeskift, uten samtidig mFRR-bud, angis ingen budpris.

Systemansvarlig stiller krav om elektronisk aktivering av periodeskift. Denne løsningen krever programvare med funksjonalitet for å motta, godkjenne og returnere svar på aktiveringer fra systemansvarlig elektronisk. Videre må konesjonær installere programvare for kommunikasjon med systemansvarlig i tråd med vilkår for deltakelse i aktiveringsmarkedet for mFRR.

### Bruk av periodeskift ved store produksjonsendringer

Systemansvarlig vil aktivere periodeskift i situasjoner der det er tydelig i driftskvarteret at plantagt produksjonsendring ikke tilstrekkelig samsvarer med endringene i forbruk og utveksling. Dette skyldes strukturelle ubalanser gitt tidsoppløsningen i energimarkedet. De mer overordnede og langvarige ubalansene i driftsdøgnet håndterer systemansvarlig med mFRR.

Aktivering av periodeskift brukes normalt i timer med store endringer i forbruk, produksjon og/eller utveksling.

### Unntak fra krav om å tilby periodeskift

Systemansvarlig kan gi unntak fra å tilby periodeskift på fire ulike grunntag:

- Varig unntak for stasjoner bestående av kraftproduksjon uten reguleringssevne, herunder vindkraft og vannkraft uten magasin.
- Midlertidig unntak fra å levere periodeskift for stasjoner som har forpliktelser i reservekapasitetsmarkedene som ikke vil kunne møtes dersom det tilbys periodeskift.
- Midlertidig unntak for stasjoner hvor produksjonsendring skyldes nedkjøring eller oppkjøring ved utilgjengelighet som følge av vedlikehold eller andre tekniske forhold.
- Det kan gis varig unntak for stasjoner der tekniske forhold eller krav i konesjon gjør at det er krevende å tilby periodeskift. I slike tilfeller må en begrunnet søknad sendes til [BSP@statnett.no](mailto:BSP@statnett.no).

### Prising av periodeskift

Periodeskift vil prises til gunstigste pris av budpris pluss et påslag i EUR/MWh og mFRR-pris. Med påslag menes her at prisen justeres i den retningen som er mest gunstig for aktøren, dvs. opp for et oppreguleringsbud og ned for et nedreguleringsbud. Et bud med budattributt periodeskift trenger ikke nødvendigvis å være tilgjengelig for direkteaktivering. Da kan en direkteaktivering endre mFRR-prisen slik at den blir gunstigere for leverandøren av balansetjenester enn egen budpris pluss påslag. Det er årsaken til periodeskift prises til gunstigste av de to. Påslaget skal gi en kompensasjon for at leverandøren av balansetjenester blir aktivert kortere enn ved en plantagt eller direkte aktivering. Størrelsen på påslaget er uavhengig av budpris slik at det ikke skal gi et incentiv til å sette høyere pris enn marginalpris. Størrelsen på påslaget vil fastsettes i vedtak om betaling, jf. §27. Periodeskift som ikke er knyttet til et mFRR-bud vil kompenseres med mFRR-pris.

### Annet ledd

#### Spesielt om gjennomføring av produksjonstilpasning ved driftsforstyrrelser

Ved driftsforstyrrelser som medfører at et område blir uten spenning (mørklegging), og hvor dette fører til at all produksjon i det berørte området blir frakoblet nettet, vil tilknyttet produksjon stoppe. I slike tilfeller vil det ikke bli gjort aktiveringer i marked for regulerkraft eller fattet vedtak om produksjonstilpasning, og produsent må da selv betale for påløpte kostnader knyttet til ubalansen i balanseavregningen som følger av dette.

Dette gjelder også i tilfeller der nettet helt eller delvis kan spenningssettes igjen etter omkobling, og hvor hele eller deler av produksjonen teknisk sett kan kjøres opp.

Spenningssetting eller omkobling gjennomføres i slike tilfeller utelukkende basert på systemmessige hensyn, herunder forsyningsikkerhet, leveringskvalitet, spenningsforhold, flaskehåndtering eller øvrige forhold av betydning for sikker og effektiv drift av kraftsystemet. Omkobling skal ikke gjennomføres med det formål å redusere enkeltaktørers ubalanssekostnader eller legge til rette for kompensasjon for tapt produksjon.

Dersom produksjon igjen blir tilknyttet nettet etter spenningssetting som følge av systemmessige hensyn, kan eventuell produksjonstilpasning eller systemregulering tidligst skje fra tidspunktet for faktisk spenningssetting og innkobling, forutsatt at dette er forenlig med øvrig systemdrift.

Produsent bærer i disse tilfellene selv kostnader knyttet til ubalanser i balanseavregningen som følger av driftsforstyrrelsen og påfølgende mørklegging.

Ved øvrige driftsforstyrrelser i nettet vedtas eventuell produksjonstilpasning snarest mulig etter at konsekvensen av driftsforstyrrelsen er kjent. Produksjonstilpasningen gjøres da gjeldende fra tidspunkt etter at neste prissetting i døgnet er trådt i kraft. Nødvendige produksjonsendringer før dette gjøres ved systemregulering.

### Tredje ledd

Krav om gradvis endring av forbruk

Ved planlagt effektendring skal store sluttbrukere planlegge med gradvis overgang mellom tidsperiodene i markedet. Forbruket skal endres jevnt fra fem minutter før starten på markedstidsenheten (kvarter) til fem minutter etter.

Med store sluttbrukere menes i denne retningslinjen sluttbrukere med uttak over 15 MW eller forbruk over 100 GWh i året.

Kravet om gradvis endring av forbruk gjelder ikke

- for forbruksanlegg dersom tekniske forhold ved anlegget eller anleggets driftssituasjon ikke tillater det
- dersom praktiske forhold i driften av anlegget ikke tillater stegvis eller gradvis justering
- dersom endringen innebærer en uforholdsmessig stor kostnad for sluttbrukeren

Systemansvarlig kan etter søknad gi midlertidige unntak, for eksempel i forbindelse med planlagt utbedringsarbeid i anlegg eller IT-systemer. Søknad kan sendes til BSP@statnett.no.

**Systemansvarlig har per i dag ikke systemer for å nyttiggjøre seg informasjonen om plantagt effektregulering forskriftsfestet i tredje ledd.**

Krav om innsending av forbruksplaner

Kravet om rapportering av effektregulering for forbruk gjelder for:

- store sluttbrukere som er enkeltbedrifter med effektuttak over 15 MW og årlig kraftforbruk over 100 GWh og
- sluttbrukere som deltar i balansemarkeder, utenom fleksibilitetsgrupper.

Det er balanseansvarlig aktør som sender inn forbruksplaner til systemansvarlig fordelt på stasjonsgrupper. Planene utarbeides på vegne av konsesjonærene i samsvar med deres forpliktelser og rettigheter. Balanseansvarlig må ha omsetningskonsesjon gitt av RME 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. IT-systemer og rutiner er i dag tilrettelagt for deltagelse og informasjonsutveksling fra balanseansvarlig på vegne av konsesjonær.

For stasjonsgrupper som deltar i systemansvarlig sine reservemarkeder kan leverandør av balansetjenester eller leverandør av FCR rapportere forbruksplaner til systemansvarlig dersom konsesjonær, balanseansvarlig og leverandør av balansetjenester eller leverandør av FCR er enige om dette. Den som er registrert som ansvarlig for rapportering av forbruksplaner hos Statnett vil bære ansvaret for at de beskrevne reglene for rapportering følges.

Stasjonsgruppene benyttes av systemansvarlig for å kunne håndtere flaskehalser og overvåke snitt. Ved henvendelse fra nye konsesjonærer eller før idriftsettelse/ending 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 vil ikke produksjon og forbruk inngå i samme gruppe.

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 stasjonsgruppeinndeling. Konsesjonærene skal ha rimelig tid til å tilpasse seg nye stasjonsgrupper. Konsesjonær kan også kontakte systemansvarlig med ønsker om nye stasjonsgrupper.

Forbruksplan per stasjonsgruppe for neste døgn skal rapporteres daglig innen kl. 16:00. Forbruksplaner skal oppgis i kvartersverdier.

Endringer i forbruksplanen og forventet ubalanse skal rapporteres fortløpende etter hvert som de oppstår, og senest 25 minutter før hvert kvarter.

Endring av forbruksplaner nærmere driftskvarteret enn 25 minutter tillates normalt ikke, men kan unntaksvis godkjennes. Slik unntaksvis godkjenning er aktuelt i tilfeller hvor IKT-tekniske problemer hos konsesjonær eller systemansvarlig har forhindret eller forhindrer korrekt innsending. Momenter ved vurderingen av om systemansvarlig vil tillate slike endringer er viktigheten av å ha korrekte forbruksplaner til enhver tid og omfanget av IKT-problemene.

Systemansvarlig vil understreke at krav og forpliktelser etter fos § 8a og systemansvarliges retningslinjer til denne paragrafen gjelder uavhengig av type forbruk. Systemansvarlig forventer at konsesjonæren justerer sine forpliktelser i markedet så langt det er hensiktsmessig iht. siste prognose slik at det er

samsvar mellom forpliktelsene i markedet og forventet forbruk. Konesjonæren skal oppdatere forbruksplan frem til fristen 25 minutter før hvert kvarter.

Systemansvarlig vil følge opp større og/eller gjentatte avvik fra forbruksplanen, uavhengig av teknologi, samt om avvik fra forbruksplanen er i tråd med innmeldt forventet avvik eller ikke.

Ved feil i forbruksanlegg skal det sendes ny forbruksplan, inkludert forventet ubalanse, som samsvarer med faktisk forbruk. Dette gjelder selv om det ikke er mulig å utarbeide forbruksplan som er i samsvar med konesjonærens forpliktelser og rettigheter.

Dersom planlagt forbruk endres gjennom kvarteret, for eksempel ved prøver, skal systemansvarlig kontaktes for endelig godkjenning. Systemansvarlig vil normalt godkjenne en forespørsel om slik endring i forbruk når kraftsystemet er i normal tilstand, uten omfattende driftsforstyrrelse eller krevende nettbegrensninger i det aktuelle området for prøven. Systemansvarlig bør informeres i god tid før prøven er tenkt å starte.

Dersom det, etter frist for oppdatering av forbruksplan, oppstår et stort avvik mellom rapportert forbruksplan og hva som er mulig for stasjonsgruppen å forbruke, skal konesjonær informere systemansvarlig v/Landssentralen. Systemansvarlig definerer her et stort avvik som større enn 50 MW pr stasjonsgruppe. Også mindre avvik skal informeres om i nettområder hvor konesjonær er kjent med at mindre volum kan medføre overlast på enkeltkomponenter, ref. § 23 om opplysningsplikt.

Det gjøres ukentlige analyser av konesjonærenes samsvar mellom forbruksplaner og faktisk forbruk. Basert på konesjonærens portefølje gjøres det en vurdering av om resulterende avvik fra forbruksplanen er akseptabel. Ved unormale/uakseptable avvik kontaktes konesjonæren som gis mulighet til å forklare samt utbedre forholdet. Dersom forholdet ikke utbedres eller konesjonæren ikke evner å gi tilfredsstillende forklaring på avvikene rapporteres forholdet til RME.

## 5 Fos § 9 – Regulerstyrke og effektreserver

### 5.1 Bakgrunn og begrunnelse

#### 5.1.1 Bakgrunn og begrunnelse for endringer i retningslinjer for fos § 9

Etter overgangen til automatisert balansering har det vært behov for å oppdatere beskrivelsen av hvordan systemansvarlig dimensjonerer aFRR frem mot full ACE-basert balansering. Systemansvarlig legger fortsatt til grunn de samme prinsippene som ved overgangen til automatisert balansering, og det er derfor kun foreslått språklige og tekstlige justeringer.

Etter innføringen av dynamisk dimensjonering av mFRR har det vært behov for å tydeliggjøre og bedre beskrive tilhørende prosess. Forslaget til endring knytter dagens dimensjoneringsprosess tettere opp mot gjeldende nordisk metode, og legger til rette for at systemansvarlig kan høste verdifulle erfaringer fra dynamisk dimensjonering. Dette understøtter også forberedelsene til en fremtidig overgang til dynamisk dimensjonering av aFRR i forbindelse med innføring av full ACE-basert balansering.

Setningen «systemansvarlig vil normalt kjøpe symmetriske volum i markedet» tas ut for å unngå en misvisende beskrivelse, da systemansvarlig ikke kjøper symmetriske volum i markedet.

Store deler av kapitlet om mFRR er omstrukturert. Mye av den eksisterende teksten videreføres, men er markert som slettet og skrevet inn på nytt for å bedre oversikt.

I forslaget til endringer i retningslinjene er kun delene som er foreslått endret tatt med. Resten av fos § 9 annet ledd, herunder beskrivelse av FCR og FFR, forblir uendret.

### 5.1.2 Bakgrunn og begrunnelse for endringer i vedlegg til fos § 9 – vilkår for FCR

*Forslag til oppdaterte vilkår ligger som vedlegg i høringen.*

#### Presiseringer og språklige justeringer

Det er gjort enkelte presiseringer og språklige justeringer som ikke medfører økonomiske eller administrative konsekvenser for aktørene eller Statnett.

- Betegnelsen *Fifty Nordic MMS* endres til *Nordic MMS*, ettersom dette er navnet som benyttes i applikasjonen og på Statnetts nettsider.
- Åpningstid for innsending av bud (Gate Opening Time) er korrigert til syv dager før leveransedag. Tidligere versjon av vilkårene beskrev dette feil med åpningstid en og to dager før leveransedag. Den oppdaterte teksten samsvarer nå med innstillingene i applikasjonen Nordic MMS.
- Det presiseres at bud i FCR-kapasitetsmarkedet er udelelige, jf. artikkel 12 punkt 3d.

#### Begrensninger av volum i områder

Systemansvarlig legger til et nytt punkt i artikkel 7, punkt 6, som åpner for at systemansvarlig skal ha mulighet til å fastsette en samlet begrensning på totalt volum av reserver (FCR, aFRR, og mFRR) i et område, budområde eller deler av et budområde. En slik grense er nødvendig for å sikre at samlet aktivering av reserver ikke overstiger det kraftsystemet i området kan håndtere.

Volumgrensen (i MW) per område fastsettes basert på systemansvarliges vurdering av nettmessige forhold, blant annet overføringskapasitet, forventet driftsmønster og behovet for reserver. Dersom den samlede grensen i et område nås, vil nye reguleringsobjekter ikke kunne tas inn før systemansvarlig vurderer at systemdriften i et område kan tåle mer reserver.

Systemansvarlig etterstreber å åpne opp for så mye reserver som vi mener er forsvarlig til enhver tid, og vil derfor ikke låse en grense i vilkårene. Totalt tillatt volum per område vil publiseres på statnett.no sammen med en vurdering av hvordan vi har kommet frem til disse grensene. For aktørene innebærer dette forutsigbare rammer for deltakelse. Samtidig vil systemansvarlig kunne ivareta driftssikkerheten.

#### FCR ressurser i fleksibilitetsgrupper

Systemansvarlig foreslår å legge til en ny artikkel, artikkel 7a, og et nytt punkt i artikkel 7, punkt 2, bokstav h, for å åpne for aggregering av små ressurser. Det åpnes for at leverandør av FCR kan aggregere ressurser på tvers av målepunkt til en fleksibilitetsgruppe som kan prekvalifiseres som et reguleringsobjekt iht. de tekniske kravene og levere FCR. Endringen skal gi leverandører av FCR større fleksibilitet til å tilby fleksibilitet til systemansvarlig som muliggjør større likviditet i reservemarkedene. Endringen forandrer ikke eksisterende muligheter leverandører av FCR har til å prekvalifisere sine ressurser.

Dette er samme aggregering som det allerede er åpnet for i mFRR, og for å sikre at aggregering blir tilsvarende på tvers av markedene er grensen for minste størrelse på fleksibilitetsgruppen satt til 1 MW som for mFRR. Denne aggregeringen vil administreres i fleksibilitetsregisteret.

Testing i forbindelse med prekvalifisering for FCR er mer krevende enn for mFRR. Gjennomføring av samlede tester på tvers målepunkt og eller tilknytningspunkt vil kunne være svært teknisk krevende. Derfor kan leverandør av FCR søke om at prekvalifisering gjøres for ressursene individuelt eller i mindre grupper innenfor fleksibilitetsgruppen.

### Statisk FCR-D og kvote for statisk FCR-D

FCR-D finnes i to varianter, dynamisk FCR-D (hovedvarianten) og statisk FCR-D. Statisk FCR-D har forenklete krav, blant annet til deaktivering og stabiliserende egenskaper. Varianten kan dermed gi enheter som ikke oppfyller alle kravene til dynamisk FCR-D, mulighet til å prekvalifisere seg for FCR-D. Dette kan for eksempel være aktuelt for forbruk eller andre ressurser med relebasert aktivering.

Systemansvarlig foreslår å legge til et nytt punkt i artikkel 13 med bestemmelser for statisk FCR-D. Kvoten for statisk FCR-D blir også beskrevet i FCR-vilkårene.

Fra september 2026 vil de nordiske TSO-ene innføre en volumbegrensning på hvor stor andel av FCR-D som kan leveres av statiske ressurser. Formålet er å sikre tilstrekkelig dynamisk FCR-D og dermed stabil aktivering gjennom driftstimen. Begrensningen fastsettes som en felles nordisk kvote, hvor maksimalt 50 % av den totale nordiske FCR-D-mengden kan kjøpes inn som statisk FCR-D kapasitet. Kvotegrensen kan reduseres dynamisk dersom systeminertia blir lavere.

Ubrukt nasjonal kvote kan fordeles mellom TSO-ene, og fordelingen skal fastsettes løpende gjennom året. Detaljert beskrivelse av hvordan dette skal gjennomføres, publiseres før ordningen trer i kraft i september 2026.

Statiske FCR-D-bud behandles på lik linje med dynamiske bud frem til den nasjonale kvoten er fylt, og mottar samme marginalpris. Statiske bud aksepteres dermed kun inntil kvoten er nådd.

Det er ingen administrative konsekvenser for Statnett eller aktørene. Økonomiske konsekvenser kan imidlertid oppstå for aktører som leverer statiske FCR-D-bud med høy pris når kvoten er oppfylt, ettersom disse budene ikke vil bli akseptert selv om budprisen ligger under marginalprisen i FCR-D-markedet. Siden slike bud ikke blir valgt, kan det føre til høyere marginalpriser og dermed kostnader i FCR-D-markedet. Men denne ordningen anses nødvendig for å ivareta frekvensstabilitet og forsyningsikkerhet.

### Ny beregning av pris for aktivert FCR-N

Prising av aktivert FCR-N energivolum endres slik at det aktiverte volumet prises per reguleringsretning til det beste av mFRR-pris for planlagt aktivering og pris i døgnet.

Ved tilknytning til MARI endres prisingen av mFRR i henhold til artikkel 67(1) i vilkår for leverandør av balansetjenester. Det er derfor nødvendig å også endre prisreferansen for FCR-N.

Endringen medfører at mFRR-prisen for planlagt aktivering innføres som ny referansepris for mFRR. Denne prisen gjenspeiler hovedproduktet systemansvarlig benytter for å balansere det norske kraftsystemet, og er derfor den mest egnede referanseprisen av mFRR-prisene.

Direkteaktivering for balansering benyttes kun ved hendelser eller store avvik i estimerte ubalanser. I snitt er det kun utført i 1,5 % av markedstidsenhetene siden idriftsettelse av mFRR EAM. Direkteaktivering kan utføres i begge retninger i samme markedstidsenhet, slik at aktiveringer ikke nødvendigvis reflekterer totalbehov på en god måte. Priser for direkteaktivering vurderes er derfor lite egnet som referansepris. mFRR-prisen for planlagt aktivering gjenspeiler det totale ubalansebehovet som er estimert for norske budområder for hver markedstidsenhet, og gir dermed en tydelig referansepris. For at leverandører av FCR-N ikke skal komme dårligere ut ved å levere balanseenergi i motsatt retning av planlagt mFRR aktivering, vil de motta den høyeste prisen per reguleringsretning, enten mFRR-pris for planlagt aktivering eller pris i døgnet.

Administrative konsekvenser inngår i generell tilpasning av innføring av flere mFRR-priser. I denne sammenhengen er den antatt størst for systemansvarlig, da endringen i praksis medfører at vi fortsatt fastsetter en pris for FCR-N for retning opp og retning ned slik som i dag, bare at beregningen av disse

prisene er endret. Økonomisk innebærer endringen at leverandører av FCR-N balanseenergi får en kompensasjon kun knyttet til mFRR-pris for planlagt aktivering. mFRR-priser har til nå blitt satt på tvers av aktiveringspriser fra budvalg for både planlagt aktivering og direkteaktivering, i tillegg til å også hensynta døgemarkedspris. Kompensasjonen kan dermed være noe mindre gunstig for leverandøren. Endringen for FCR-N balanseenergi gjenspeiler den generelle endringen i design for prising av balanseenergi.

### 5.1.3 Bakgrunn og begrunnelse for endringer i vedlegg til fos § 9 – vilkår for FFR

*Forslag til oppdaterte vilkår ligger som vedlegg i høringen.*

Systemansvarlig foreslår endring i første avsnitt i kapittel 7-1 i vedlagte vilkår for FFR. I høringsprosessen for vilkår for FFR i 2023 strammet systemansvarlig inn reglene for prekvalifisering av ressurser i forbindelse med markedsklareringen. I denne høringen foreslår vi en oppmykning av kravene ved å åpne for at et større volum kan gjennomføre prekvalifisering etter markedsklareringen. Vi legger til grunn at aktørene tar en betydelig økonomisk risiko ved å installere utstyr og gjennomføre prekvalifisering uten garanti for at reguleringsobjektet får tilslag i markedet. Videre legger vi til grunn at prekvalifiserte reguleringsobjekter må gjennomføre ny prekvalifisering hvert femte år. Statnett foreslår å øke begrensningen på ikke-prekvalifisert kapasitet fra 20 % til 25 % av totaloppkjøpet, og at ressurser som skal fornye prekvalifiseringen ikke inkluderes i denne beregningen.

Forslaget til endringer i vilkår for FFR er positive for nye aktører. For systemansvarlig kan forslaget føre til noe mer administrativt arbeid i forbindelse med markedsklaringsprosessen.

Det er også foreslått to mindre endringer:

- En justering av fotnoter som henviser til hvor Statnett publiserer budinvitasjon. Vi foreslår at budinvitasjonene alltid publiseres på [Landssentralens meldingstjeneste](#).
- Noen språklige endringer i beskrivelsen av ny prekvalifisering i slutten av kapittel 4.

## 5.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 9

### *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 fordelingskrav for effektreserve mellom de nordiske land finnes i appendix 1 til LFCR annexet.

Systemansvarlig benytter følgende reserveprodukter for å sikre effektreserver:

- FCR (Frequency Containment Reserve), også kalt primærreserve,
- aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve), også kalt sekundærreserve,
- mFRR (manual Frequency Restoration Reserve), også kalt tertiærreserve
- FFR (Fast Frequency Reserves)

Systemansvarlig søker i størst mulig grad å sikre tilstrekkelige effektreserver gjennom kapasitetsmarkeder (jf. prinsipper for utøvelsen av systemansvaret for § 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. for § 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 FCR og FFR er å finne i vedlegg til denne retningslinjen. Vilkår for kapasitetsmarked for mFRR, aFRR og mFRR-D finnes i metode i henhold til EBGL<sup>8</sup> artikkel 18 nr. 1 som er tilgjengelig på samme nettside som retningslinjene.

#### aFRR (sekundærreserve)

For den nordiske LFC blokken blir aFRR ~~blir~~ automatisk aktivert på signal fra systemansvarlig, hovedsakelig basert på frekvensavvik.

#### Dimensjonering av aFRR

aFRR dimensjoneres på nordisk nivå i tråd med variasjoner i frekvenskvaliteten. ~~Ved oppstart av automatisert mFRR for balansering~~ Frem til vi får ACE-basert balansering for aFRR ved tilkobling til PICASSO-plattformen, vil aFRR dimensjoneres for å dekke behov for aFRR i direkteaktiveringsfasen for mFRR i normaldrift.

Frem til full ~~Ved~~ overgang til ACE-basert balansering<sup>9</sup>, inkludert tilknytning til PICASSO, vil ~~kravene i metoden etter SOGL artikkel 157 om dimensjonering av FRR være gjeldende~~ systemansvarlig videreføre en praksis hvor samlet volum og fordeling av aFRR vurderes per budområde. Systemansvarlig kan ~~vil~~ i denne overgangsperioden vurdere å kjøpe større volum enn tidligere og vektlegge hvordan volum er distribuert i budområdene. Dette skal sikre tilstrekkelig balanseringsevne i de ulike budområdene før ACE-basert ~~ved overgang til ny~~ balansering er fullt implementert. Ved full overgang til ACE-basert balansering vil kravene til dimensjonering av FRR i SOGL artikkel 157 bli fullt utgjeldende. Inntil dette tidspunktet anvendes en overgangspraksis tilpasset norske og nordiske forhold. Systemansvarlig skal vurdere volum og behov i de ulike budområdene kvartalsvis og vi vil informere om endring i praksis på Statnett sin nettside om aFRR<sup>10</sup>.

#### Marked for aFRR

Systemansvarlig anskaffer aFRR gjennom det nordiske 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 metode etter EBGL artikkel 18 nr. 1.

#### Ved manglende reserver

Systemansvarlig sikrer ikke aFRR gjennom systemkritiske vedtak etter for § 4.

#### mFRR (tertiærreserve)

mFRR ~~anskaffes og~~ aktiveres gjennom aktiveringsmarkedet for mFRR og aktiveringsmarkedet for mFRR-D (driftsforstyrrelsesreserver). Aktiveringsmarkedet for mFRR og aktiveringsmarkedet for mFRR-D er beskrevet i retningslinjer for for § 11.

<sup>8</sup> Kommisjonsforordning (EU) av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft.

<sup>9</sup> Area Control Error (ACE)- balansering innebærer balansering basert på ubalansen i de enkelte budområdene.

<sup>10</sup> Informasjonen publiseres på statnett.no på siden reservemarkeder/ aFRR. Lenke: [Sekundærreserver - aFRR | Statnett](#)

Kapasitetsmarkedet for mFRR benyttes for å sikre tilstrekkelige ressurser for opp- og nedregulering. Tilbydere i kapasitetsmarkedet for mFRR får betalt for å garantere at de deltar i aktiveringsmarkedet for mFRR.

Systemansvarlig benytter også et eget kapasitetsmarked for mFRR-D. Dette markedet skal gi systemansvarlig tilgang på reserver som ikke tilfredsstiller kravene i aktiveringsmarkedet for mFRR, og vil dermed bidra til å øke den totale tilgangen på reserver. Reserver i mFRR-D skal benyttes ved spesielle hendelser eller driftsforstyrrelser, og ikke til å dekke **reservebehov** **kravene til reserver** for normale ubalanser. Tilbydere i kapasitetsmarkedet for mFRR-D får betalt for å garantere at de deltar i aktiveringsmarkedet for mFRR-D.

Deltakelse i kapasitet- og aktiveringsmarkedene for mFRR og mFRR-D krever at reguleringsobjektene er prekvalifiserte og godkjente av Statnett for deltagelse i markedene.

#### Kapasitetsmarked for mFRR og mFRR-D

Vilkårene for deltagelse i kapasitetsmarkedet for mFRR og mFRR-D **er å finne i fremgår av** metode etter EBGL artikkel 18 nr. 1.

**Kapasitetsmarkedene for mFRR og mFRR-D har ulik varighet, og det er ulike vurderinger knyttet til kjøp av reservevolum.**

**Markedet for driftsforstyrrelsesreserver (mFRR-D) er beregnet for reserver som ikke oppfyller kravene for deltagelse i aktiveringsmarkedet for mFRR og/eller ikke egner seg til hyppig aktivering for normale ubalanser. Formålet med markedet er å gi tilgang til ytterligere reservevolum i tillegg til ressurser som er tilgjengelige i mFRR-markedet.**

**Formålet med markedet for driftsforstyrrelsesreserver (mFRR-D) er å gi tilgang til reservevolum som ikke oppfyller kravene for deltagelse i aktiveringsmarkedet for mFRR og/eller ikke egner seg til hyppig aktivering for normale ubalanser, dvs. reserver som ikke oppfyller tekniske krav for standard produkt. mFRR-D reserver defineres som et spesifikt produkt etter EBGL artikkel 26.**

Innkjøp av mFRR-D-kapasitet vil gjennomføres gjennom langsiktige avtaler med varighet på en måned. Varighet av periode for innkjøp av kapasitet vil spesifiseres i hver budinvitasjon fra systemansvarlig. I kapasitetsmarkedet for mFRR gjøres innkjøp på døgnbasis.

**Reservekravet nasjonalt for mFRR i retning opp og ned anskaffes normalt etter en analyse av forventet mengde frivillig innsendte bud til aktiveringsmarkedet for mFRR. Deretter kjøpes volumet det er behov for utover forventede frivillige bud for å nå reservekravet i kapasitetsmarkedene for mFRR og mFRR-D. Analysen av forventet mengde frivillig bud i aktiveringsmarkedet for mFRR baserer seg på tilgjengelige prognoser av forbruk, kraftutveksting, planlagte driftsstanser blant produksjonsenheter og vindkraft i Norge/Norden. Prognoser av flaskehalser internt i Norge og i Norden og vurdering av tilgjengelighet av reserver i de ulike områdene vil også tas med i vurderingen.**

**Kapasitetsmarkedene for mFRR og mFRR-D har ulik varighet, og det er ulike vurderinger knyttet til kjøp av reservevolum. Hvor mye reserver som kjøpes i mFRR-D, vil være avhengig av tilbudt volum i kapasitetsmarked for mFRR-D og en vurdering opp mot hva som kan forventes av tilgjengelige reserver i det døgnbaserte kapasitetsmarkedet for mFRR. I kapasitetsmarkedet for mFRR-D vil systemansvarlig maksimalt kjøpe inn volumet for å dekke dimensjonerende hendelse i kraftsystemet kun kjøpe inn reservekapasitet for å dekke dimensjonerende hendelse i kraftsystemet, ikke for å balansere normale ubalanser. Systemansvarlig vil ta hensyn til kvalitetsforskjellen mellom vanlig mFRR og mFRR-D for å vurdere hvor stor del av dimensjoneringen de innkjøpte mFRR-D-reservene dekker. Dette innebærer at dersom vi bruker mFRR-D til å dekke dimensjoneringskravet vil vi kjøpe et større antall MW enn dersom vi bruker kapasitetsmarkedet for mFRR. Reserver for å håndtere normale ubalanser kjøpes gjennom det**

døgnbaserte kapasitetsmarkedet for mFRR. Systemansvarlig kan også kjøpe reserver til dimensjonerende hendelse i kapasitetsmarkedet for mFRR.

#### Dimensjonering og anskaffelse av mFRR og mFRR-D

Dimensjonering av mFRR-kapasitet skal sikre at systemansvarlig til enhver tid disponerer tilstrekkelige reserver til å opprettholde balansen i kraftsystemet, både ved dimensjonerende hendelse og normale ubalanser. Dimensjoneringen bestemmes per time, budområde og retning (opp- og nedregulering), og skal baseres på en samlet vurdering av relevante bidrag til reservebehovet.

Systemansvarlig gjennomfører dimensjoneringen i henhold til en regulatorgodkjent felles nordisk metode i samsvar med SOGL artikkel 157. Metoden fastsetter dimensjoneringsprosessen for den nordiske LFC-blokken, og er nedfelt i den nordiske systemdriftsavtalen. Systemansvarlig dimensjonerer ikke reserver for å håndtere nettbegrensninger, verken lokalt eller mellom budområder. Dersom det oppstår mangel på reserver for å håndtere nettbegrensninger vil systemansvarlig benytte andre virkemiddel regulert gjennom fos eller mothandel, internt eller mot utlandet.

Dimensjonering og anskaffelse av mFRR-D baseres på en samlet vurdering av ønsket reservesammensetning av mFRR og mFRR-D i driften samt kostnader og budtilgjengelighet i kapasitetsmerkene. Kostnadsbildet vurderes blant annet ved å sammenligne forventede kostnader i kapasitetsmarkedet for mFRR-D med forventede kostnader i kapasitetsmarkedet for mFRR. Dersom mFRR forventes å ha lave kostnader og høy budtilgjengelighet, kan innkjøpsvolumet av mFRR-D reduseres. Det tas hensyn til budtilgjengeligheten i kapasitetsmarkedet for mFRR-D, som kan være preget av begrenset likviditet og få tilbydere.

Dimensjoneringen av reservebehovet for mFRR baserer seg på en anbefaling fra en dynamisk analyse som gjøres daglig. Analysen baseres på statistikk for ubalanser, kraftflyt og produksjon i kraftsystemet, samt prognoser for produksjon og markedsresultat for kommende driftsdøgn.

Reservebehovet bestemmes ved at behovet knyttet til dimensjonerende hendelse og behovet knyttet til normal ubalanse beregnes som separate komponenter og deretter vurderes i sammenheng. Ved fastsettelsen av volum mFRR som anskaffes skal det tas hensyn til forventet tilgjengelighet av frivillige aktiveringsbud i mFRR markedet samt til volum av forhåndsanskaffede driftsforstyrrelsesreserver (mFRR-D). Driftsforstyrrelsesreserver skal kun benyttes til å håndtere dimensjonerende hendelser, og skal derfor kun redusere den delen av reservebehovet som er knyttet til slike hendelser.

Dimensjoneringen for dimensjonerende hendelse baseres på identifiserte hendelser som enkeltvis kan medføre vesentlige og umiddelbare ubalanser i et budområde. For slike hendelser skal nødvendig mFRR-reservekapasitet bestemmes slik at systemet kan bringes tilbake i balanse innenfor gjeldende krav, herunder ved bruk av deling av reserver mellom budområder der dette er mulig innenfor tilgjengelig overføringskapasitet. Resultatet skal angi et nødvendig reservevolum per budområde og retning.

Dimensjoneringen for normal ubalanse skal baseres på historiske data og prognoser for kommende driftsdøgn, og reflektere forventede ubalanser som oppstår under normale driftsforhold. Ved bestemmelsen av reservebehovet skal det tas hensyn til muligheten for pre-netting av ubalanser mellom budområder innen samme kontrollområde, begrenset av tilgjengelig overføringskapasitet. Pre-netting bidrar til å redusere netto ubalanse som må håndteres med mFRR, og dermed til et mer effektivt samlet reservebehov. Reservebehovet for normal ubalanse beregnes separat for hvert budområde og hver retning.

Anbefalingen fra analysen kan deretter justeres av systemansvarlig, basert på ytterligere informasjon om driftsforhold, før oppkjøp av mFRR i kapasitetsmarkedet

Dimensjoneringen skal inneholde sikkerhetsmekanismer som bidrar til robusthet og forutsigbarhet. Dette innebærer blant annet at det skal bestemmes et minimumsnivå for anskaffelse av mFRR-reservekapasitet, uavhengig av forventet tilgjengelighet av frivillige bud, og at samlet dimensjonert reservebehov ikke kan settes lavere enn dette nivået. Dersom oppdaterte beregninger ikke er tilgjengelige, skal forhåndsdefinerte verdier legges til grunn for dimensjoneringen.

~~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 mål om å ha ytterligere reserver for å kunne håndtere balanseringsbehovet og flaskehatser. Disse reservene skal ikke ha noen begrensninger i varighet og hviletid. Systemansvarlig fastsetter krav til volum av reserver basert på ubalansestatistikk og dimensjonerende feilhendelse. Systemansvarlig skal vurdere volum og behov i de ulike budområdene kvartalsvis og vi vil informere om endring i praksis på Statnett sin nettside om mFRR<sup>11</sup>.~~

~~Normale ubalanser og håndtering av flaskehatser vil normalt dekkes av reserver anskaffet i markedene for mFRR, mens dimensjonerende feil kan også håndteres av reserver anskaffet i markedene for mFRR-D.~~

~~Ved overgang til full ACE-basert balansering<sup>12</sup> vil kravene i metoden etter SOGL artikkel 157<sup>13</sup> om dimensjonering av FRR være gjeldende. Metoden skal være fullt implementert ved tilknytning til den europeiske plattformen for aktivering av aFRR (Picasso). I henhold til metoden skal volumet dekke ubalanser og største feilhendelse i alle budområder. Systemansvarlig vil i en overgangsperiode mellom implementering av automatisert mFRR aktivering og tilknytning til Picasso å kjøpe inn et større mFRR volum enn tidligere, og vektlegge hvordan volum er distribuert i budområdene. Dette skal sikre tilstrekkelig balanseringsevne i de ulike budområdene ved overgang til ny balansering.~~

### 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 hvor det er behov for ytterligere regulerytelse i spesifikke nettområder utover hva som allerede er tilgjengelig av frivillig innsendte bud i aktiveringsmarkedet for mFRR og på forenklet løsning for budgivning beskrevet i retningslinjen til fos § 11, samt mFRR og mFRR-D anskaffet gjennom kapasitetsmarkedet for mFRR og mFRR-D, kan systemansvarlig rekvirere ytterligere mFRR gjennom systemkritiske vedtak etter § 12 fjerde ledd. I vanskelige driftssituasjoner hvor tiden ikke tillater systemkritisk vedtak etter § 12 fjerde ledd eller dette ikke gir tilstrekkelig effekt, kan **tilgjengelig regulerbar effekt mFRR** hos-produsenter sikres gjennom systemkritiske vedtak etter § 12 femte ledd.

Ved vedtak om levering av effektreserve skal leveransen ha respons i henhold til vilkårene for aktiveringsmarkedet for mFRR, såfremt anlegget er kvalifisert for dette. Dersom produksjonsanlegget ikke er kvalifisert for aktiveringsmarkedet for mFRR, skal det levere effektreserver iht. produksjonsanleggets

<sup>11</sup> Informasjonen publiseres på [statnett.no](http://statnett.no) på siden [reservemarkeder/tertiærreserver](#) Lenke: [Tertiærreserver – mFRR | Statnett](#)

<sup>12</sup> Area Control Error (ACE)- balansering innebærer balansering basert på ubalansen i de enkelte budområdene.

<sup>13</sup> " Amended Nordic LFC block methodology for FRR dimensioning in accordance with Article 157(1) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.

tekniske begrensninger. For anlegg med vedtak iht. fos § 14 vil dette være gitt av de funksjonskravene som lå til grunn da vedtaket ble fattet.

## 6 Fos § 11 – Marked for regulerkraft

### 6.1 Bakgrunn og begrunnelse

Vi foreslår endringer i retningslinjene til fos § 11 som følge av tilknytning til den europeiske plattformen MARI. I tillegg foreslår vi enkelte endringer som ikke er direkte knyttet til MARI. Det foreslås at alle endringene trer i kraft samtidig med tilknytningen til MARI, bortsett fra avsnittene om priselastisk etterspørsel og fjerningen av henvisninger til periodeskift. Disse endringene gjelder fra 1. januar.

#### Justeringer som følge av tilknytninger til MARI

I forbindelse med tilknytningen til MARI gjøres det noen mindre språklige justeringer i retningslinjene, som følge av overgangen fra en nordisk til en europeisk optimeringsprosess.

#### Endringer i prisingsregler ved overgang til MARI

Prising av aktiverte bud gitt gjennom forenklet løsning for budgivning i FiftyWeb endres slik at det aktiverte volumet prises per reguleringsretning til det beste av mFRR-pris for planlagt aktivering og budpris. Dette omhandler også endringen av prisingsregel i artikkel 12 fjerde ledd.

Ved tilknytning til MARI endres prisingen av mFRR i henhold til artikkel 67(1) i markedsvilkårene. Det er derfor nødvendig å også endre prisreferansen.

Endringen medfører at mFRR-pris for planlagt aktivering benyttes som en ny referansepris for mFRR. mFRR-prisen for planlagt aktivering gjenspeiler hovedproduktet som Statnett benytter for å balansere det norske kraftsystemet, og er dermed mest egnet av mFRR-prisene som en referansepris. Direkteaktivering for balansering benyttes kun ved hendelser eller store avvik i estimerte ubalanser (kun utført i snitt i 1,5 % av markedstidsenhetene siden idriftsettelse av mFRR EAM). I tillegg kan direkteaktivering utføres i begge retninger i samme markedstidsenhet, slik at aktiveringer ikke nødvendigvis reflekterer totalbehov på en god måte. Priser for direkteaktivering vurderes dermed lite egnet som en referansepris. mFRR-prisen for planlagt aktivering gjenspeiler derimot det totale ubalansebehovet som er estimert for norske budområder for hver markedstidsenhet, og gir dermed en tydelig referansepris. For å unngå at leverandører skal tape på å levere balanseenergi i motsatt retning av planlagt mFRR aktivering, vil leverandørene motta det beste per reguleringsretning av mFRR-pris for planlagt aktivering og pris i døgnet.

Administrative konsekvenser inngår i generell tilpasning av innføring av flere mFRR-priser. I denne sammenhengen er den antatt størst for Statnett, da endringen i praksis medfører at vi fortsatt fastsetter pris for aktiverte bud for retning opp og retning ned slik som i dag, bare at beregningen av disse prisene er endret. Økonomisk innebærer endringen at leverandører får en kompensasjon kun knyttet til mFRR-pris for planlagt aktivering. mFRR-priser har til nå blitt satt på tvers av aktiveringspriser fra budvalg for både planlagt aktivering og direkteaktivering, i tillegg til å også hensynta døgnetmarkedetspris. Kompensasjonen kan dermed være noe mindre gunstig for leverandør av balansetjenester. Endringen gjenspeiler den generelle endringen i design for prising av balanseenergi.

#### Funksjonalitet for direkteaktivering vil ikke være tilgjengelig på MARI-plattformen innledningsvis

Funksjonalitet for direkteaktivering vil ikke være tilgjengelig på MARI-plattformen ved tilknytning. Denne funksjonaliteten vil bli levert senere. Tiltaket er vurdert som nødvendig for å sikre en forsvarlig og realistisk implementering innenfor gjeldende tidsplan, samtidig som systemansvaret ivaretas.

Direkteaktivering er en del av standardproduktet i MARI og gir mulighet til å aktivere reserver umiddelbart ved akutte ubalanser. Etter tilknytning til MARI er det planlagt at budvalg for både planlagt aktivering og direkteaktivering skal håndteres av den europeiske plattformen. I dagens mFRR EAM er 99 % av aktivert volum planlagte aktiveringer. I dag håndteres direkteaktiveringer nasjonalt. Å videreføre dette ved tilknytning til MARI gir stabil og innarbeidet funksjonalitet. Statnett har identifisert at innføring av direkteaktivering i MARI med full funksjonalitet fra dag én vil medføre betydelig økt kompleksitet, lengre utviklingsløp og høyere risiko for forsinkelser. For å redusere denne risikoen og sikre tilknytning til MARI i henhold til planen, planlegger vi en stegvis tilnærming. Dette vil også føre til større samfunnsøkonomisk lønnsomhet enn å vente med tilknytning til vi også har støtte for utveksling av direkteaktiveringer på plass. Vi har også kjennskap til at flere andre europeiske TSO-er har valgt en gradvis tilnærming til direkteaktiveringer i MARI.

Planen er å implementere funksjonalitet for direkteaktivering og kunne utveksle direkteaktiveringer med andre TSOer rundt 6 måneder etter tilknytning til plattformen. Dette planlegger også de andre nordiske TSOene. I forslaget til retningslinjene har vi ikke beskrevet løsningen vi vil ha i denne mellomfasen direkte, slik at retningslinjene vil kunne gjelde uten å måtte oppdateres etter kort tid.

Når vi har implementert funksjonalitet for direkteaktiveringer mot MARI-plattformen og utveksler direkteaktiveringer for balansereguleringer, vil vi fortsatt foreta direkteaktiveringer for systemformål i lokal løsning. Dette fordi aktiveringer et bestemt sted i nettet ikke kan leveres av MARI og må gjøres i lokal løsning.

### **Elastisk etterspørsel**

Vi tar inn et avsnitt i retningslinjene om bruk av priselastisk etterspørsel i retningslinjene. Elastisk etterspørsel benyttes for å sikre riktige prissignaler i markedet. Hvis det er stor etterspørsel etter balansering er det riktig og viktig å aktivere mye reserver også dersom prisen er høy. Likevel mener vi at nytten ikke står i forhold til kostnaden hvis prisen blir spesielt høy, og volumet er begrenset. Det er ikke rasjonelt å aktivere et svært dyrt mFRR-bud for å dekke noen få MW etterspørsel, når vi uansett har andre reserver tilgjengelig som kan brukes. I tillegg hensyntas usikkerhet om prognostisert ubalansebehov. Ved å bruke elastisk etterspørsel gjør vi mFRR-prosessen litt mer i tråd med forventningene, og unngår uheldige situasjoner hvor vi kan få veldig høye mFRR- og ubalansepriser kun for å dekke noen få siste MW. Volumer og prisgrenser vil publiseres iht. markedsvilkårene etter EBGL art 18, og vil bestemmes på en slik måte at de kun slår til unntaksvis, og at den gjenværende ubalansen er håndterbar.

Innføringen innebærer ingen administrative endringer for markedsaktørene. En mest mulig riktig og rasjonell mFRR- og ubalansepris er bra for kraftmarkedet og positivt for aktørene, selv om noen aktører kanskje vil tjene litt mindre på aktivering hvis det blir færre kvarter med ekstremt høye priser.

### **Periodeskift fases ut**

Vi tar ut tekst knyttet til periodeskift, da dette attributtet utgår. For informasjon om dette se bakgrunn og begrunnelse til fos § 8b i dette dokumentet.

### **Fjerner tekst om elektroniske aktiveringer som er dekket i vilkårene**

Vi foreslår å ta ut avsnittet om at systemansvarlig sender elektroniske aktiveringer i tråd med aktuelle tilbyreres bud. Dette er dekket i artikkel 59 og 65 i *Metode om vilkår for leverandører av balansetjenester og vilkår for balanseansvarlige i samsvar med kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av*

retningslinjer for balansering av elektrisk kraft artikkel 18 nr. 1. Vi ønsker å unngå at det samme innholdet står opplistet to steder.

## 6.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 11

### Første ledd

Systemansvarlig driver to marked for regulerkraft, aktiveringsmarked for mFRR og aktiveringsmarked for mFRR-D (driftsforstyrrelsesreserver).

Aktiveringsmarkedet for mFRR deles i en planmessig ("scheduled") fase og en direkteaktiveringsfase. **Den planmessige fasen av aktiveringsmarkedet for mFRR er et felles balansemarked for det nordiske kraftsystemet. Systemansvarlig vil også aktivere bud i en nasjonal løsning for direkteaktivering ved behov. Statnett er tilknyttet en felles europeisk aktiveringsplattform (MARI) som optimerer budvalget for mFRR.** I tillegg vil systemansvarlig benytte mFRR-D i det nasjonale aktiveringsmarked for mFRR-D.

mFRR benyttes for håndtering av ubalanser og flaskehals. mFRR-D benyttes ved behov for håndtering av driftsforstyrrelser og spesielle hendelser.

Effekt fra både produksjon og forbruk kan tilbys både i aktiveringsmarked for mFRR og **aktiveringsmarked for mFRR-D**. Vilkårene for **mFRR-aktiveringsmarked for mFRR og mFRR-D** finnes i *Metode om vilkår for leverandører av balansetjenester og vilkår for balanseansvarlige i samsvar med kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft artikkel 18 nr. 1* som publiseres på samme side som denne retningslinjen. Vilkårene beskriver leverandørene av balansetjenesters ansvar, plikter og rettigheter ved deltakelse i både aktiveringsmarked for mFRR og mFRR-D. I vilkårene fastsettes kriterier for deltagelse i markedet, regler for budgivning, prising og aksept av bud, samt publisering av informasjon.

Formålet er å:

- Aktivere 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 flaskehals ved å holde kraftoverføringen innenfor akseptable grenser, som beskrevet i retningslinjene til § 5.
- Håndtere spesielle hendelser og driftsforstyrrelser i kraftsystemet.

### Budgivning

Regler for budgivning i aktiveringsmarked for mFRR og mFRR-D er beskrevet i vilkårene i metode etter EBGL<sup>14</sup> artikkel 18 nr. 1. I tillegg vil systemansvarlig ta imot bud fra leverandører eller reguleringsobjekter som ikke kan delta i markedene gjennom en forenklet løsning i FiftyWeb. Ved aktivering av bud mottatt gjennom forenklet løsning vil leverandør av balansetjenester godtgjøres **til det beste av mFRR-pris for planlagt aktivering og budpris med høyeste pris av budpris og mFRR-pris for oppregulering og laveste pris av budpris og mFRR-pris for nedregulering**.

Forenklet løsning kan også brukes ved vedtak etter fos 12 fjerde ledd, se mer i retningslinjen.

### Reguleringer

Systemansvarlig benytter mFRR-markedet for å håndtere ubalanser i kraftsystemet. I tillegg benytter systemansvarlig mFRR-markedet for å håndtere flaskehals i regional- og transmisjonsnettet som ikke

<sup>14</sup> Kommisjonsforordning (EU) av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft

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.~~

Systemansvarlig vil kunne benytte ~~marked for regulerkraft~~ mFRR for å opprettholde spenningsgrenser i områder som ikke har tilstrekkelig reaktive reserver. I slike tilfeller vil systemansvarlig aktivere bud fra aktiveringsmarked for mFRR, aktiveringsmarked for mFRR-D og/eller bud fra forenklet løsning for å kunne pålegge aktiverte produksjonsenheter å bidra med reaktiv ytelse etter fos § 15 tredje ledd.

Ved behov for opp- eller nedregulering vil bud i aktiveringsmarked for mFRR som hovedregel velges i en felles ~~nordisk europeisk~~ optimeringsprosess der de billigste budene velges først, gitt tilgjengelig overføringskapasitet. Valg av bud vil ta hensyn til budegenskaper og tilgjengelighet. Bud kan også aktiveres utenfor prisrekkefølge, som for eksempel på bakgrunn av lokasjon eller andre budegenskaper.

Systemansvarlig vil benytte ~~priselastisk etterspørsel når vi oppgir behovet for opp- eller nedregulering til optimeringsprosessen nevnt over. Dette innebærer at deler av behovet ikke blir dekket av aktiveringsbud, dersom kostnaden overstiger et høyt prisnivå.~~

Systemansvarlig kan i spesielle situasjoner og ved driftsforstyrrelser aktivere bud som ikke er en del av aktiveringsmarkedet for mFRR. Dette vil omfatte mFRR-D-bud samt bud som er meldt inn gjennom forenklet løsning i FiftyWeb.

Aktiveringer i spesielle situasjoner omfatter aktiveringer av reserver på bestemte steder i nettet for å håndtere flaskehalser som ikke kan håndteres med mFRR-bud og aktiveringer for å opprettholde eller gjenopprette normal situasjon i kraftsystemet ved å sikre at det er en tilstrekkelig tilgjengelig mengde mFRR-reserver i alle budområder.

Valg av bud fra mFRR-D og forenklet løsning vil ta hensyn til budegenskaper og tilgjengelighet. Bud vil normalt aktiveres i prisrekkefølge, men kan også aktiveres utenfor prisrekkefølge, for eksempel på bakgrunn av lokasjon eller andre budegenskaper som f.eks. begrensninger i budets varighet og hviletid, øvrige tekniske egenskaper ved aktivering av budet eller budkvantum.

~~Systemansvarlig sender elektroniske aktiveringer i tråd med aktuelle tilbyderes bud i aktiveringsmarkedet for mFRR og aktiveringsmarkedet for mFRR-D. Systemansvarliges aktiveringsbestillinger vil ta hensyn til informasjonen leverandørene av balansetjenester har gitt i sine bud.~~

## 7 Fos § 12 – Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser

### 7.1 Bakgrunn og begrunnelse

#### Varsling ved utfall eller nedkjøring av stort forbruk (annet ledd)

Innføringen av mFRR EAM stiller krav til systemansvarlig om å opprettholde kraftbalansen i hvert enkelt budområde. Det er derfor viktigere enn tidligere å innhente informasjon om kjente ubalanser. For å kunne ivareta kraftbalansen og håndtere flaskehalser på en god måte, trenger systemansvarlig informasjon om utfall eller nedkjøring av forbruk.

I fos § 12 annet ledd foreslår vi å legge til to nye kulepunkter som sier at aktører skal varsle systemansvarlig ved utfall eller nedkjøring av forbruk på 100 MW eller mer. Varslingen skal skje via telefon til systemansvarlig ved regionsentralene.

Grensen er satt til 100 MW fordi dette anses som en betydelig ubalanse som i de fleste tilfeller vil overstige terskelen for budområdeubalanse slik den er definert i den nordiske systemdriftsavtalen (SOA). Endringen vurderes å ha liten konsekvens for aktørene.

#### **Fleksibilitet og deltakelse i reservemarkedene (fjerde og femte ledd)**

Det er samfunnsøkonomisk rasjonelt å legge til rette for økt fleksibilitet og bredere deltakelse i Statnetts reservemarkeder. Kraftsystemet er i rask endring, preget av økt andel væravhengig produksjon, mer desentraliserte ressurser og økende belastning på nettet. Dette fører til større behov for reserver for å sikre systembalanse, driftssikkerhet og forsyningssikkerhet til enhver tid. Økt deltakelse i reservemarkedene bidrar til økt konkurranse og bedre likviditet, noe som over tid gir lavere samlede kostnader for systemdriften.

I fjerde og femte ledd har vi tatt inn forslag til retningslinjer som vil sikre at forbrukskunder med egne reservestømsanlegg ikke samtidig kan bli pålagt tvangsmessig utkobling av forbruk og pålagt å mate kraft fra reservestømsanlegg ut på nettet. Dette legger til rette for at forbrukskunder som har egne reservestømsanlegg i perioder vil kunne mate kraft ut på nettet og dermed bidra til økt fleksibilitet i kraftsystemet. Hensikten med reservestømsanlegg er å gi 100 % forsyningssikkerhet til eget forbruk. Hvis denne typen forbrukskunder kan bli pålagt å levere kraft fra reservestømsanleggene til nettet samtidig som forbruket blir pålagt utkobling, vil slike forbrukskunder velge løsninger for reservestømsanlegg som ikke krever konsesjon etter energiloven og som dermed aldri vil bli regnet som tilgjengelige for kraftsystemet.

#### **Endringer i prising av mFRR ved tilknytning til MARI (fjerde og femte ledd).**

Tilgjengelig effekt som ikke er anmeldt i aktiveringsmarked for mFRR, aktiveringsmarkedet for mFRR-D eller på forenklet løsning vil prises per reguleringsretning til det beste av mFRR-pris for planlagt aktivering og budpris når pris er oppgitt for budet. Aktiverte bud hvor pris ikke er oppgitt vil prises til det beste av mFRR-pris for planlagt aktivering og pris i døgnet.

Ved tilknytning til MARI endres prisingen av mFRR i henhold til artikkel 67(1) i markedsvilkårene. Det er derfor nødvendig å også endre prisreferansen.

Endringen medfører at mFRR-pris for planlagt aktivering benyttes som en ny referansepris for mFRR. mFRR-prisen for planlagt aktivering gjenspeiler hovedproduktet som Statnett benytter for å balansere det norske kraftsystemet, og er dermed mest egnet av mFRR-prisene som en referansepris. Direkteaktivering for balansering benyttes kun ved hendelser eller store avvik i estimerte ubalanser (kun utført i snitt i 1,5 % av markedstidsenhetene siden idriftsettelse av mFRR EAM). I tillegg kan direkteaktivering utføres i begge retninger i samme markedstidsenhet, slik at aktiveringer ikke nødvendigvis reflekterer totalbehov på en god måte. Priser for direkteaktivering vurderes dermed lite egnet som en referansepris. mFRR-prisen for planlagt aktivering gjenspeiler derimot det totale ubalansebehovet som er estimert for norske budområder for hver markedstidsenhet, og gir dermed en tydelig referansepris. For å unngå at leverandører skal tape på å levere balanseenergi i motsatt retning av planlagt mFRR aktivering, vil leverandørene motta det beste per reguleringsretning av mFRR-pris for planlagt aktivering og pris i døgnet.

Administrative konsekvenser inngår i generell tilpasning av innføring av flere mFRR-priser. I denne sammenhengen er den antatt størst for Statnett, da endringen i praksis medfører at vi fortsatt fastsetter pris for aktiverte bud for retning opp og retning ned slik som i dag, bare at beregningen av disse prisene er endret. Økonomisk innebærer endringen at leverandører får en kompensasjon kun knyttet til mFRR-pris for planlagt aktivering. mFRR-priser har til nå blitt satt på tvers av aktiveringspriser fra budvalg for både planlagt aktivering og direkteaktivering, i tillegg til å også hensynta døgnetpris. Kompensasjonen

kan dermed være noe mindre gunstig for leverandør av balansetjenester. Endringen gjenspeiler den generelle endringen i design for prising av balanseenergi.

## 7.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 12

### Annet ledd

Samordning av inngrep fra systemansvarlig:

Systemansvarlig kan, gjennom hjemmelen i fos § 12 annet ledd samordne inngrep ved driftsforstyrrelser som berører flere konsesjonærer.

Systemansvarlig skal alltid være involvert når det er behov for å ta i bruk virkemidler som faller inn under systemansvaret ved gjenoppretting for driftsforstyrrelser som berører flere konsesjonærer. Vedtak fattet av systemansvarlig i henhold til fos § 12 annet ledd er systemkritiske.

Dersom driftssituasjonen eller forholdene tilsier det vil systemansvarlig kunne samordne inngrep ut over det som er nevnt ovenfor.

Konsesjonærer med behov for systemansvarliges samordning av inngrep ved driftsforstyrrelser må ta kontakt med systemansvarlig ang. dette.

Samordning av inngrep fra systemansvarlig skal ivareta:

- Effektiv gjenoppretting av forsyning mht. forsyningssikkerhet<sup>15</sup>, avbruddskostnader og avbruddets varighet
- Akseptable driftsforhold ved gjenoppretting (mht. lastflyt, driftsspenning, kortslutningsytelser etc.)
- God informasjonsutveksling mellom berørte konsesjonærer

Eksempler på inngrep/virkemidler som faller inn under systemansvaret, og som kan benyttes av systemansvarlig ved driftsforstyrrelser (systemkritiske vedtak etter § 12 andre ledd), er:

- Fastsette koblingsbilde (fos § 16)
- Systemregulering (fos § 11) og/eller produksjonstilpasning av produksjonsheter (fos § 8b annet ledd)
- Fastsette utøvelse av frekvensregulering i et separatområde (fos § 12 tredje ledd)
- Tvangsmessig utkobling av forbruk (fos § 13)
- Spenningsregulering og utveksling av reaktiv effekt (fos § 15)
- Omprioritering av driftsstans (fos § 17)
- Fastsette overføringsgrenser (fos § 7)

Dersom det ikke oppnås kontakt med systemansvarlig innen rimelig tid og konsesjonær vurderer at lokal gjenoppbygging er nødvendig for å ivareta liv og helse skal konsesjoner iverksette de tiltak som er nødvendig for å håndtere situasjonen. Konsesjonær skal i slike tilfeller orientere systemansvarlig så raskt som mulig i etterkant og grunnngi hendelsesforløpet og de grep som er tatt overfor systemansvarlig.

**Varsling av systemansvarlig ved driftsforstyrrelser som berører flere konsesjonærer:**

Systemansvarlig, ved regionsentralene, skal som hovedregel varsles umiddelbart ved driftsforstyrrelser.

<sup>15</sup> Forsyningssikkerhet defineres som kraftsystemets evne til kontinuerlig å levere strøm av en gitt kvalitet til sluttbrukere, og omfatter både energisikkerhet, effektsikkerhet og driftssikkerhet. (Definisjon hentet fra Meld. St. 25 (2015-2016))

Generelt skal systemansvarlig varsles:

- Ved utfall av anlegg i regional- og transmisjonsnettet, når disse inngår i masket nett med driftsmessige overføringsgrenser fastsatt iht. til fos § 7 annet ledd.
- Ved utfall av anlegg i regional- og transmisjonsnettet som medfører at utveksling av effekt mellom konsesjonærer endres med mer enn 25 MW.
- Ved utfall av anlegg i regional- og transmisjonsnettet som medfører økt KILE-eksponering for andre konsesjonærer eller innstengt produksjon.
- Ved utfall av transformator mellom regional - og distribusjonsnett der utvekslet effekt mot tilgrensende nett (andre konsesjonærer) endres med mer enn 25 MW. Gjeninnkobling kan forsøkes umiddelbart dersom det vurderes forsvarlig og feilen har lokal årsak. Systemansvarlig skal varsles så snart som mulig i ettertid.
- Koblinger som kan påvirke driften av regional- og transmisjonsnettet skal meldes til systemansvarlig når andre konsesjonærer blir berørt av koblingen. Systemansvarlig vedtar om kobling kan foretas (ref. fos § 16 annet ledd).
- Ved separatområde.
- Ved utfall av produksjon kan konsesjonæren forsøke å kompensere avvik fra produksjonsplanen ved hjelp av andre produksjonsenheter i samme stasjonsgruppe. Er utfallet av betydelig størrelse (ref. retningslinjer fos § 8a tredje ledd) må likevel systemansvarlig, ved landssentralen, varsles umiddelbart. Ved mindre utfall informeres systemansvarlig i nødvendig grad.
- Ved utfall av forbruk med mer enn 100 MW må systemansvarlig ved regionsentralene varsles umiddelbart via telefon.
- Ved planlagt nedkjøring av forbruk som avviker fra forbruksplanen (ref. fos §8b tredje ledd) med mer enn 100 MW) må systemansvarlig ved regionsentralene varsles umiddelbart via telefon.

For spesielle driftssituasjoner kan systemansvarlig i samarbeid med berørte konsesjonærer innføre andre rutiner for varsling ved driftsforstyrrelser.

Samordning ved driftsforstyrrelser som medfører separatområder:

- Konsesjonær som erfarer driftsforstyrrelse på sin anleggsdel som medfører separatområde må varsle systemansvarlig (ref. varslingsrutiner som beskrevet i retningslinjene for fos § 12 annet ledd)
- Systemansvarlig fatter vedtak om hvilken aktør som har ansvaret for frekvensreguleringen iht. fos § 12 tredje ledd, samt hvilke statikkinnstillinger som skal legges til grunn for de ulike produksjonsenheter i separatområdet, iht. fos § 9.
- Systemansvarlig informerer alle konsesjonærer i separatområdet om separatområdet sin utstrekning, forventet varighet, samt hvilken konsesjonær (og produksjonsenhet(er)) som er ansvarlig for frekvensreguleringen i separatområdet.
- Systemansvarlig informerer konsesjonærer med industri/nærings-last om at de må tilstrebe å opprettholde et stabilt lastuttak i separatområdet. Ved behov for større endringer i last-uttak (nedkjøring eller oppkjøring av last) er konsesjonær ansvarlig for å informere systemansvarlig i forkant mht. volum, varighet og ramphastighet på opp-/ned-kjøring av last. Systemansvarlig vil vurdere behov for tiltak og ev. iverksette nødvendige tiltak (omfordele produksjon, endre statikk, annet) i separatområdet for å muliggjøre ønsket endring i last-uttak hos konsesjonær i den grad dette er mulig. Konsesjonær kan ikke iverksette planlagte større endringer i sitt last-uttak i et separatområde uten å ha informert systemansvarlig om dette i forkant.
- Ved innkobling av anleggsdelen som har medført separatområde må ansvarlig konsesjonær varsle systemansvarlig om at separatområdet vil opphøre. Systemansvarlig informerer deretter berørte

konsesjonærer når separatområdet opphører, og opphever vedtak iht. fos § 12 tredje ledd og fos § 9 første ledd.

#### Fjerde ledd

Systemkritiske vedtak etter § 12 fjerde ledd kan omfatte ressurser for opp- eller nedregulering, og bestemmelsen omfatter all tilgjengelig regulerytelse fra produksjons- og forbruksenheter.

Reservestømsanlegg som kunder disponerer for å dekke eget forbruk vil ikke bli regnet som tilgjengelig regulerytelse innenfor produksjon dersom det aktuelle forbruket allerede er blitt pålagt kortvarig tvangsmessig utkobling i henhold til § 13 annet eller tredje ledd.

Eksakte kriterier som utløser bruk av bestemmelsen er ikke mulig å sette opp, da dette vil kunne variere bl.a. ut fra tid på året, over-/underskudd, nettkonfigurasjon, anlegg utkoblet for planlagt driftsstans, samt omfanget og geografisk utstrekning av hendelsen.

Bruken av bestemmelsen knyttes til begrepet 'vanskelig driftssituasjon'. Systemansvarlig legger i hovedsak følgende innhold i forskriftsbegrepet 'vanskelig driftssituasjon':

- Situasjon med utilstrekkelige reguleringsreserver for å ivareta nasjonale krav for å håndtere dimensjonerende utfall og den kontinuerlige balanseringen i Norden, slik beskrevet i retningslinjen til fos § 9 annet ledd.
- Flaskehals i intaknett eller som følge av en hendelse i kraftsystemet hvor ytterligere regulerytelse i spesifikke områder er nødvendig for å overholde driftsmessige overføringsgrenser og ivareta akseptabel forsyningsikkerhet.
- Spesielle forhold i kraftsystemet som krever tilgjengelig regulerytelse i spesifikke områder eller på bestemte stasjonsgrupper. Dette kan f.eks. være krav til kortslutningsytelse, behov for spenningsstøtte fra produksjon osv.

#### Rekvirering av ressurser

Ved systemkritiske vedtak etter § 12 fjerde ledd vil systemansvarlig kontakte aktuelle forbruks- og produksjonsenheter etter en rangert rekkefølge, basert på installert ytelse i det berørte nettområdet for produsenter og potensiell reguleringsevne for forbruk, for å rekvirere ytterligere regulerytelse. Potensiell regulerytelse for forbruk vil primært være basert på tidligere innmeldte bud i marked for regulerkraft, se retningslinjen til fos § 11.

Systemansvarlig kan i den aktuelle driftssituasjonen gjøre en vurdering om både produksjons- og forbruksenheter skal kontaktes. Dette innebærer at de rangerte listene for produksjon og forbruk kan brukes hver for seg. Fra et driftsperspektiv er dette naturlig da forbruk ikke har de samme egenskapene som produksjon mht. fleksibilitet (varighet og hviletid), og forbruk vil derfor ikke være aktuelt for å løse alle utfordringer.

I situasjoner der mengden reserver totalt i det norske kraftsystemet er for lav til å overholde nasjonale krav om tilstrekkelige effektreserver, se retningslinjer til § 9 annet ledd, vil systemansvarlig benytte en rangert liste over aktuelle produksjons- og forbruksenheter i hele Norge. I slike situasjoner kan vedtak etter § 12 fjerde ledd være et nødvendig tiltak, utover tidligere foretatt handel i kapasitetsmarked for mFRR og kapasitetsmarked for mFRR-D da man nærmere driftsdøgnet har mer oppdatert informasjon om forventet reservesituasjon.

Dersom det mangler reserver i et helt budområde brukes rangerte lister for de enkelte budområdene.

Ved en vanskelig driftssituasjon i større områder med flere betydelige produksjons- og forbruksenheter brukes ferdige rangerte lister for de nettområdene hvor dette jevnlig forekommer. Når det oppstår uforutsette, nye problemområder i driften, vil systemansvarlig bruke rangeringen i de overordnede budområde/Norge-listene på lavest mulig nivå. Dersom situasjonen vedvarer, f.eks. grunnet feil eller planlagte utkoblinger, vil det utarbeides egne lister for slike nettområder.

I situasjoner hvor et lokalt problem oppstår, der det kun er 1-2 produksjons- eller forbruksenheter som lett kan la seg rangere, vil systemansvarlig gjøre denne rangeringen i driftssituasjonen basert på kunnskap om det aktuelle nettområdet.

#### Produksjons- og forbruksenheter må være tilgjengelige for å ta imot vedtak

Vedtak etter § 12 fjerde ledd vil normalt sendes som e-post, men kan, som andre systemkritiske vedtak, fattes muntlig mot produksjons- eller forbruksenheten. Konesjonærer som mottar vedtak etter § 12 fjerde ledd skal innen én time etter mottak sende en skriftlig bekreftelse på at vedtaket er mottatt. Oppdaterte bud må være sendt inn innen tre timer etter at vedtaket er mottatt. Systemkritiske vedtak kan fattes når som helst på døgnet. Dersom produksjons- eller forbruksenheten ikke er tilknyttet døgnbemannet driftssentral fritar dette ikke produksjonen eller forbruket fra å være omfattet av tilgjengelig regulerbar ytelse iht. fos § 12 fjerde ledd. Manglende etterlevelse vil medføre at systemansvarlig rapporterer hendelsen til Reguleringsmyndigheten for energi for brudd på lydighetsplikten for systemkritiske vedtak.

Systemkritiske vedtak etter § 12 fjerde ledd medfører ikke en rekvisisjon av regulerbar ytelse som bryter med manøvreringsreglementet. Regulerbar ytelse som medfører høye kostnader, men ikke bryter med manøvreringsreglementet anser systemansvarlig å være innenfor "all tilgjengelig regulerbar ytelse".

#### Anmelding av bud etter mottatt vedtak

Aktører som er kvalifiserte<sup>16</sup> som leverandør av balansetjenester for deltagelse i Statnetts mFRR aktiveringsmarked og som har produksjons- og forbruksenheter med tilgjengelig kapasitet som kan tilfredsstille krav til bud i dette markedet i perioden vedtaket er fattet for, skal legge inn bud i aktiveringsmarked for mFRR når de mottar vedtak. Produksjons- og forbruksenheter som har reguleringssevne som ikke kan levere etter krav i aktiveringsmarkedet for mFRR i perioden systemansvarlig har gitt pålegg om budgivning etter § 12 fjerde ledd, skal legge inn bud i aktiveringsmarked for mFRR-D eller i forenklet løsning for budgivning, se omtale i neste avsnitt.

Produksjons- og forbruksanlegg som ikke er kvalifiserte for å delta i aktiveringsmarkedene for mFRR eller mFRR-D, eller som ikke kan oppfylle markedsvilkårene i perioden vedtaket er fattet for, for eksempel på grunn av oppstartstid, skal bruke en forenklet løsning for budgivning i FiftyWeb. Her skal de angi pris for aktivering og relevante attributter som etterspørres, som volum og aktiveringstid. Disse budene vil bli lagt på egen liste<sup>17</sup>. Ressurser som blir aktiverte, får betalt det **beste av mFRR-pris for planlagt aktivering og budpris som er best for aktøren av budpris eller mFRR-pris, det vil si høyeste av budpris og mFRR-pris for oppregulering og det laveste av budpris og mFRR-pris for nedregulering-**

#### Systemansvarlig sin aktivering av mottatte bud

Aktivering av bud vil gjøres i henhold til retningslinjene til § 11. Systemansvarlig vil velge bud som er best egnet til å løse den konkrete driftssituasjonen vi står i. I valg av bud vil systemansvarlig i tillegg til pris vektlegge lengde på responstid og krav til varighet og hviletid, samt geografisk plassering av bud.

<sup>16</sup> Aktøren må være kvalifisert som leverandør av balansetjenester i henhold til gjeldende markedsvilkår. Et vilkår for kvalifisering er at reguleringsobjektene til leverandøren er prekvalifisert for å delta i markedene.

<sup>17</sup> Aktører kan også registrere sine reguleringsressurser og pris for regulering i den forenklete løsningen på frivillig basis. Systemansvarlig kan bruke disse ressursene som er meldt inn før vi pålegger andre aktører å legge inn bud, se retningslinjer til fos § 11.

### Femte ledd

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

Reservestømsanlegg som kunder disponerer for å dekke eget forbruk vil ikke bli regnet som tilgjengelig regulerbar effekt i produksjonsapparatet dersom det aktuelle forbruket allerede er blitt pålagt kortvarig tvangsmessig utkobling i henhold til § 13 annet eller tredje ledd.

Med vanskelige 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 aktiveringsmarkedene for mFRR, mFRR-D og forenklet løsning 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 det er behov for aktivering over lengre tid, vil systemansvarlig be om at det legges inn bud i aktiveringsmarkedene for mFRR, mFRR-D eller forenklet løsning for det aktuelle produksjonsanlegget ref. fos § 12 fjerde ledd.

Systemkritiske vedtak kan fattes når som helst på døgnet. Dersom produksjonsenheten ikke er tilknyttet døgnbemannet driftssentral fritar dette ikke produksjonen fra å være omfattet av tilgjengelig regulerbar effekt iht. fos § 12 femte ledd. Manglende etterlevelse vil medføre at systemansvarlig rapporterer hendelsen til Reguleringsmyndigheten for energi for brudd på lydighetsplikten for systemkritiske vedtak.

### Forholdet til manøvreringsreglementet

Regulerytelse som medfører høye kostnader eller skadeflom, men ikke bryter med manøvreringsreglementet anser systemansvarlig å være innenfor "all tilgjengelig regulerbar effekt", og vil kunne bli omfattet av et vedtak etter § 12 femte ledd.

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 produsenten, jf. fos §§ 23 første ledd (Opplysningsplikt) og 24 annet ledd (Systemansvarliges generelle rapporteringsplikt).

Dersom produsenten 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.

### Prissetting

Dersom systemansvarlig benytter tilgjengelig effekt som ikke er anmeldt i aktiveringsmarked for mFRR, aktiveringsmarkedet for mFRR-D eller på forenklet løsning, vil produsenten 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 pris og reguleringsvolum foreligge i løpet av driftsdøgnet. Ved hendelser etter kl. 15 skal dette være innsendt før kl. 12 påfølgende driftsdøgn. **Reguleringen prissettes til det beste av mFRR-pris for planlagt aktivering og budpris.** Dersom systemansvarlig kun mottar reguleringsvolum, men ikke får oppgitt en pris, vil reguleringen prissettes til **det beste av mFRR-pris for planlagt aktivering og pris i døgnmarkedet mFRR-pris i reguleringsretning.** Dersom informasjon om reguleringen ikke blir sendt inn innen fristen, vil reguleringsvolumet avregnes som ubalanse, og bli prissatt iht. prinsipp for prising av ubalanser under gjeldende nordisk harmonisert balanseavregning, se esett.com.

## 8 Fos § 13 – Tvangsmessig utkobling av forbruk

### 8.1 Bakgrunn og begrunnelse

Det er samfunnsøkonomisk rasjonelt å legge til rette for økt fleksibilitet og bredere deltakelse i Statnetts reservemarkeder. Kraftsystemet er i rask endring, preget av økt andel væravhengig produksjon, mer desentraliserte ressurser og økende belastning på nettet. Dette medfører større behov for reserver for å sikre systembalanse, driftssikkerhet og forsyningsikkerhet til enhver tid. Økt deltakelse i reservemarkedene bidrar til økt konkurranse og bedre likviditet, noe som over tid gir lavere samlede kostnader for systemdriften.

I annet og tredje ledd har vi tatt inn forslag til retningslinjer som skal sikre at forbrukskunder med egne reservestrømsanlegg ikke samtidig kan bli pålagt tvangsmessig utkobling av forbruk og pålagt å mate kraft fra batterier eller nødstrømsaggregat ut på nettet. Dette legger til rette for at forbrukskunder som har slike reservestrømsanlegg, i perioder vil kunne mate kraft ut på nettet og dermed bidra til økt fleksibilitet i kraftsystemet.

Hensikten med reservestrømsanlegg er å gi 100 % forsyningsikkerhet til eget forbruk. Hvis slike forbrukskunder kan bli pålagt å levere kraft fra reservestrømsanleggene til nettet samtidig som forbruket blir pålagt utkobling, vil slike forbrukskunder kunne velge reservestrømsanlegg som ikke krever konsesjon etter energiloven, og som dermed aldri vil bli regnet som tilgjengelige for kraftsystemet.

### 8.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 13

#### *Annet ledd*

#### TUF ved effektknapphet i hele det nordiske kraftsystemet

Ved effektknapphet i hele det nordiske kraftsystemet regulerer den nordiske systemdriftsavtalen hvilket delsystem (land) som må iverksette TUF i en situasjon med effektknapphet i det nordiske synkronsystemet (betegnes som kritisk effektbrist).

Dersom det ikke er flaskehals mellom budområdene, skal eventuell TUF gjennomføres i det delsystem som har størst negativ reservesituasjon. Et delsystems reservesituasjon gis av differansen mellom tilgjengelige oppreguleringsreserver og forventet negativ ubalanse.

Dersom det er flaskehals mellom budområdene, skal en eventuell TUF gjennomføres i den delen av synkronsystemet som avlaster flaskehalsen. Ved beregning av reservesituasjonen skal man bare se på

reservesituasjonen i de budområdene i hvert delsystem som avlaster flaskehalsen, og ikke hele delsystemet.

Ved effektknapphet i hele det nordiske kraftsystemet fastslår systemansvarlig, i samråd med de andre nordiske TSOene, hva som er Norges forpliktelse for TUF, og fordeler denne på norske konsesjonærer iht. etablerte planer.

#### TUF ved lokal effektknapphet

Ved lokal effektknapphet i Norge fastslår systemansvarlig behovet for TUF, og fatter vedtak overfor aktuelle konsesjonærer.

#### Gjennomføring av TUF

Systemansvarliges bruk av TUF vil være basert på innsendt plan fra konsesjonær i henhold til § 13 første ledd. Ved behov for TUF over lengre tid vil systemansvarlig søke å fordele forbruksreduksjonen på flere konsesjonærer. Systemansvarlig vil hensynta spesifisert maksimal utetid i de enkelte TUF-planene. I de fleste situasjoner hvor TUF kan omfatte flere konsesjonærer vil systemansvarlig være i dialog med konsesjonær for regionalnett. Dette for å nyttiggjøre bedre kunnskap om lokale forhold, slik at bruk av TUF gjøres på en måte hvor man lengst mulig opprettholder forsyning til samfunnskritiske instanser og har minst mulig samfunnsøkonomiske konsekvenser (ref. fos § 23).

Ved TUF vil berørte konsesjonærer motta et systemkritisk vedtak fra systemansvarlig. Vedtaket skal inneholde størrelse på utkoblingen, starttidspunkt for utkoblingen og estimert varighet og eventuelt hvilke kundegrupper som blir berørt. Innkobling av forbruk skal kun skje etter avtale med systemansvarlig, ved at systemansvarlig opphever det aktuelle systemkritiske vedtaket. Ved langvarig behov for TUF vil rullerende utkobling bli vurdert, dette for å fordele byrden av utkoblingen blant flere konsesjonærer.

I forkant av TUF-effektivering, som berører flere konsesjonærer, vil systemansvarlig ofte ha behov for å rådføre seg med konsesjonær i underliggende nett, og særlig konsesjonærer i regionalnett, angående hvilke konsesjonærer som bør kobles ut og hvordan TUF-volum mellom disse bør fordeles. Dette for å nyttiggjøre viktig kunnskap om lokale forhold slik at bruk av TUF effektueres på en måte som i størst mulig grad sikrer forsyning til samfunnskritiske instanser og begrenser de samfunnsøkonomiske tapene til et minimum.

Sluttbrukere som disponerer egne reservestrømsanlegg for hele eller deler av sitt forbruk vil ikke bli omfattet av systemansvarliges pålegg til konsesjonær om å foreta kortvarig tvangsmessig utkobling av den delen av forbruket som kan dekkes ved reservestrømsanleggene dersom:

- systemansvarlig allerede har rekvirert effektilgang ved å kreve at tilhørende reservestrømsanlegg anmeldes i marked for regulerkraft i henhold til § 12 fjerde ledd.
- systemansvarlig allerede har krevd å få benytte tilhørende reservestrømsanlegg som tilgjengelig regulerbar effekt i produksjonsapparatet til å gjenopprette normal drift i henhold til § 12 femte ledd.

#### Tredje ledd

##### Behov for pålegg om TUF ved større driftsforstyrrelser

Ved større driftsforstyrrelser kan behovet for pålegg om TUF bli identifisert av systemansvarlig eller den enkelte konsesjonær. I enkelte tilfeller kan konsesjonærer se behov for TUF tidligere enn hva systemansvarlig gjør. Ved slike tilfeller skal konsesjonær, ref. fos § 23, kontakte systemansvarlig ved aktuell Regionsentral (Regionsentral i Oslo eller Alta). Konsesjonær skal ved henvendelse til systemansvarlig beskrive situasjonen som kan kreve TUF, samt effekten av foreslåtte TUF-tiltak.

### Vedtak om TUF som omfatter flere konsesjonærer

I forkant av vedtak om TUF som vil berøre flere konsesjonærer, vil systemansvarlig ofte ha behov for å rådføre seg med konsesjonær i underliggende nett, og særlig konsesjonærer i regionalnett, for å avklare hvilke tiltak som bør iverksettes og hvordan TUF-volum bør fordeles mellom konsesjonærene. Dette for å nyttiggjøre viktig kunnskap om lokale forhold slik at systemansvarlig pålegger TUF som i størst mulig grad sikrer forsyning til samfunnskritiske instanser og begrenser de samfunnsøkonomiske tapene til et minimum. I tillegg vil systemansvarlig benytte sine områdevisse TUF-planer som beslutningsverktøy (se retningslinjer for fos § 13, første ledd). Ved behov for TUF over lengre tid vil systemansvarlig søke å fordele forbruksreduksjonen på flere konsesjonærer. Når det vil være aktuelt med fordeling av forbruksreduksjon blant flere konsesjonærer vil fordelingen avhenge blant annet av spesifisert maksimal utetid for utkoblet forbruk i de enkelte TUF-planene.

### Systemvernuttløsning og overgang til TUF

I de tilfeller der utløsning av systemvernet medfører utkobling av forbruk vil det i enkelte langvarige/store driftsforstyrrelser oppstå et behov for å fatte vedtak om TUF. Dette er situasjoner der det etter en driftsforstyrrelse ikke er kapasitet til å gjeninnkoble alt forbruk, som ble utkoblet av systemvernet, innenfor det aktuelle området. Innen 1 time etter systemvernuttløsningen skal systemansvarlig melde fra til konsesjonær om forbruk som ble koblet ut av systemvern kan kobles inn igjen eller ikke. Systemansvarlig vil samtidig gjøre en vurdering om det er forbruket som allerede er utkoblet grunnet utløsning av systemvern som skal inngå i TUF-vedtaket eller om det er annet forbruk innenfor det aktuelle området som skal erstatte forbruket som er koblet ut av systemvernet.

### Systemkritiske vedtak om TUF ved større driftsforstyrrelser

Systemansvarlig skal fatte vedtak om TUF hver gang TUF iverksettes. Alle berørte konsesjonærer (dvs. konsesjonærer som har forbruk som skal utkobles) skal motta egne TUF-vedtak.

Det er systemansvarlig som prioriterer mellom konsesjonærene i TUF-situasjoner.

Når TUF-situasjonen er tidskritisk, vil systemansvarlig benytte telefon for å formidle det systemkritiske vedtaket overfor konsesjonær. Alle TUF-vedtak formidlet over telefon skal så raskt som mulig bekreftes skriftlig pr. e-post av systemansvarlig i etterkant.

Ved vedtak formidlet over telefon må det klart framgå at systemansvarlig fatter et TUF-vedtak – spesielt ved overgang fra systemvernuttkobling av forbruk til TUF.

TUF-vedtak skal omfatte utkoblingens størrelse og forventet varighet, og kan i tillegg angi hvilke kundegrupper som skal kobles ut.

Tillatelse til innkobling av forbruk kan kun skje etter et systemkritisk vedtak fra systemansvarlig. En slik tillatelse kan gis muntlig over telefon, men skal loggføres av systemansvarlig.

Sluttbrukere som disponerer egne reservestrømsanlegg for hele eller deler av sitt forbruk i form av batterier eller nødstrømsaggregat vil ikke bli omfattet av systemansvarliges pålegg til konsesjonær om å foreta kortvarig tvangsmessig utkobling av den delen av forbruket som kan dekkes ved reservestrømsanleggene dersom:

- systemansvarlig allerede har rekvirert effekttilgang ved å kreve at tilhørende reservestrømsanlegg anmeldes i marked for regulerkraft i henhold til § 12 fjerde ledd.
- systemansvarlig allerede har krevd å få benytte tilhørende reservestrømsanlegg som tilgjengelig regulerbar effekt i produksjonsapparatet til å gjenopprette normal drift i henhold til fos § 12 femte ledd.

## 9 Fos § 14 – Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet

Systemansvarlig foreslår endringer i vedlegg til § 14, nasjonal veileder for funksjonskrav (NVF). Endringer foreslått i NVF er beskrevet og begrunnet i vedlegg *Høringsdokument NVF*.

## 10 Fos § 14a – Rapportering av anleggsdata før idriftsettelse

### 10.1 Bakgrunn og begrunnelse

Systemansvarlig foreslår endringer i retningslinjene til fos § 14a og i vedlegg til retningslinjer for § 14a – parameterliste. Endringene i parameterlisten gjelder for transformator, kraftstasjon, produksjonsanlegg av typen vannkraftverk og varmekraftverk, fasekompensator og kraftparker.

#### 10.1.1 Bakgrunn og begrunnelse for endringer i retningslinjene

Systemansvarlig opplever utfordringer med at anleggsdata rapporteres for sent, og at det tar lang tid å få rettet opp feil i data for eksisterende anlegg som allerede er godkjent. Hele bransjen er tjent med at datakvaliteten er god nok, og systemansvarlig er avhengig av at riktige data inngår i modellene til drift og analyse. Systemansvarlig ønsker derfor å legge til rette for at rapportering av data kan skje uten unødvendig opphold, så sant tilstrekkelig data er rapportert og dokumentert, og i tillegg at korrigeringer av eksisterende data kan gjøres mer effektivt for både konsesjonær og systemansvarlig. Forslag til endringer i retningslinjer ser i hovedsak på hvilke endringer som kan gjøres for å oppnå både raskere rapportering og riktige data til rett tid. Det er i tillegg gjort justeringer i ordlyd og presiseringer av praksis.

#### *Legge til rette for at systemansvarlig kan bekrefte konsesjonærs rapporterte data og dokumenter*

Systemansvarlig kan i dag legge inn data i Fosweb basert på dokumentasjonen som konsesjonær laster opp. Dette gir systemansvarlig mulighet til å komplettere dataunderlaget for rapporteringspliktige komponenter. Dagens løsning forutsetter imidlertid at konsesjonær i etterkant bekrefter informasjonen ved å aktivt "melde inn" dataen til systemansvarlig.

Løsningen har vært prøvd ut i ett år, men har ikke fungert tilstrekkelig effektiviserende. I flere tilfeller har systemansvarlig komplettert data som deretter har blitt liggende til godkjenning i flere uker eller måneder uten at konsesjonær har meldt det inn. Når dataene ikke blir bekreftet, kan de heller ikke tas inn som gjeldene informasjon. Dette gjør at systemansvarlig ser behov for å øke gjennomføringshastigheten i rapporteringen.

Vi foreslår en endring i retningslinjene til fos § 14a som sier at innrapporteringsplikten anses som oppfylt når konsesjonær har lastet opp nødvendig dokumentasjon og fylt inn sine anleggsdata korrekt i Fosweb innen gjeldende frist. Systemansvarlig kan så bekrefte at dataene og dokumentasjonen er fullstendig.

Tidsfristen for rapportering av data og dokumentasjon før spenningssetting eller frakobling endres ikke. Endringen innebærer i hovedsak at systemansvarlig skal ha mulighet til å bekrefte rapporterte data så snart data og dokumentasjon er komplett, uten å være avhengig av at konsesjonær bekrefter endringene ved å melde inn i Fosweb.

I tilfeller der konsesjonær har behov for å rapportere ufullstendige data, vil systemansvarlig kunne bekrefte at data er tilstrekkelig komplett ved å tillate rapportering uten fullstendige data.

Forslaget legger til rette for et tettere samarbeid mellom konsesjonær og systemansvarlig om datakvalitet. Konsesjonær er fremdeles ansvarlig for at dataene er korrekt, men endringen bidrar til at tidsfristene lettere kan overholdes, ved at rapportering og bekreftelse i større grad baseres på datakvalitet fremfor tekniske bekreftelsesprosesser i Fosweb.

#### *Ny tidsfrist for korrigering av data for anlegg som allerede er innrapporterte*

I forbindelse med endringene beskrevet over innføres det en tidsfrist for korrigering av data for anlegg som allerede er meldt inn og godkjente. Bakgrunnen for endringen er at systemansvarlig har avdekket et betydelig antall feil i rapporterte data for anlegg som allerede er innrapportert, og ikke er planlagt endret. Det er derfor behov for å sikre høyest mulig datakvalitet også for disse anleggene.

Det innføres en ny tidsfrist for å sikre at konsesjonær har tilstrekkelig tid til å følge opp korreksjoner utført av systemansvarlig for eksisterende anlegg.

Hvis konsesjonær ikke korrigerer dataene innen 10 arbeidsdager etter at systemansvarlig har utført rettelser, vil systemansvarlig anse de korrigerede dataene som gjeldene for anleggene. Tiltaket bidrar til å forenkle arbeidet med å heve kvaliteten på eksisterende data, ved at korrigeringer av eksisterende data skjer innen rimelig tid uten unødvendig opphold.

Dersom systemansvarlig korrigerer data vil vi informere konsesjonær om hvilke data som korrigeres, og begrunnelse for korrigeringen. Konsesjonær er fremdeles ansvarlig for at dataene er korrekte. Konsesjonær får mulighet til å korrigere dataen før endringen trer i kraft. Ved å legge til rette for at systemansvarlig kan korrigere data som er rapportert inn og gjeldene, får både systemansvarlig og konsesjonær nytte av oppdatert og forbedret informasjon. Alternativet til denne løsningen er at systemansvarlig korrigerer data kun i egne systemer, uten å informere konsesjonær om hvilke rettelser som er gjort.

#### *Justeringer i ordlyd, og presiseringer av praksis.*

Vi foreslår å justere ordlyd fra *melde inn* til å *rapportere* for å sikre samsvar med ordlyden i forskriften. Dette, sammen med enkelte presiseringer knyttet til hvilken forventning systemansvarlig har til komplette data, utgjør mange av endringene i retningslinjene til fos § 14a i denne høringen. Ordlyden som endres er tenkt å bygge opp under de øvrige endringene som foreslås i Fosweb-løsningen, og prosess for rapportering og bekreftelse av rapporterte data og dokumenter.

Vi har lagt til et avsnitt i retningslinjene som presiserer at områdekonsesjonær har siste ord dersom det oppstår tvil om riktig tilknytningspunkt for kraftverket som rapporteres inn i områdekonsesjonærs ansvarsområde. Dette er en presisering av dagens praksis. Ved tvil kontakter systemansvarlig områdekonsesjonær for å sikre korrekte data i det aktuelle tilfellet.

### **10.1.2 Bakgrunn og begrunnelse for endringer i parameterlisten**

#### *Transformatorer*

Det innføres krav om å angi alternativ spenning for transformatorvikling dersom denne er omkoblbart. Dette kan for eksempel være aktuelt dersom primærviklingen kan kobles mellom 132 og 66 kV. Da skal det angis hvilken spenning som transformatoren er koblet for. Samtidig skal det angis hvilken spenning som det er mulig å koble om til.

I tillegg er det behov for informasjon om hvilket trinn en eventuell trinnkobler normalt står i dersom trinnkobleren er av type lastkobler (NLTC). Slik trinnkobler krever at transformatoren er spenningsløs ved endring av trinn. Da settes trinnkobleren i ulike trinn avhengig av sesongbehov, alternativt så står den i et fast trinn det meste av tiden.

Denne informasjonen vil kunne være av vesentlig betydning ved gjennomføring av lastflytberegninger og i driftsplanleggingen. Ved å motta informasjonen direkte fra konsesjonærer som eier de aktuelle transformatorene, reduseres usikkerheten i analysene betraktelig.

Ovennevnte informasjon er også viktig av hensyn til beredskap. Omkoblbare transformatorer kan øke fleksibiliteten ved eventuelle behov for endringer i plasseringen.

Av ovennevnte er det behov for en strukturert oversikt over hvor mange transformatorer som er omkoblbare og hvor i nettet disse befinner seg.

### *Kraftstasjon*

For kraftstasjoner legges det til flere spørsmål knyttet til svartstartfunksjonalitet, for å avdekke om kraftstasjonen har mulighet for å spenningssette samleskinnen på høyspentsiden av generatortransformator(e). Gjeldende spørsmål omfatter i dag kun en bekreftelse i form av ja- eller nei-svar på om egenskapen gjelder for kraftstasjonen. Dette gir ikke lenger tilstrekkelig grunnlag for å kunne ivareta en tilfredsstillende oversikt over gjeldende svartstartfunksjonalitet.

De nye spørsmålene er i hovedsak de samme som ble sendt ut i brev datert 23.januar 2026 fra systemansvarlig til alle kraftprodusenter med vannkraftanlegg > 1 MW. Dersom funksjonaliteten ikke er endret etter at undersøkelsen ble besvart, vil mye av den samme informasjonen kunne gjenbrukes. Systemansvarlig sitt behov for å ha tilgang til oppdatert og detaljert informasjon om svartstartfunksjonalitet er økende, og spørsmålene tas derfor inn som en fast del av opplysningene som må rapporteres i Fosweb kraftsystemdata-modulen.

I tillegg til spørsmål innføres det krav om dokumentasjon som viser at funksjonaliteten er testet.

### *Produksjonsanlegg type vannkraftverk og varmekraftverk*

For produksjonsanlegg av type vannkraft og varmekraftverk foreslås det å legge til spørsmål om magnetiseringsutstyret har reset-funksjonalitet, og i så fall hvilken spenning som benyttes som settpunkt dersom funksjonen benyttes. For å kunne verifisere denne funksjonaliteten er det nødvendig at leverandør av magnetiseringsutstyret inkluderer parameteren i prøverapporten for magnetiseringen. Det må fremgå tydelig i prøverapporten hvordan verdien skal leses av og tolkes.

Bekgrunnen for behovet er at systemansvarlig ønsker å få oversikt over hvilke aggregater som har reset-funksjonalitet, og hvilken spenning aggregatet styrer mot. Denne informasjon er nødvendig både i dynamiske analyser og i driften. Analysene gir beslutningsgrunnlag for utviklingen av det fremtidige kraftsystemet, og brukes samtidig som støtte til driften. For å sikre riktig bruk av reaktive reserver er det derfor nødvendig å kjenne oppførselen til aggregatene.

I tillegg innføres det krav om å dokumentere hvilke funksjoner som kan styres og overvåkes fra driftssentral. Per i dag er det som hovedregel ikke tilstrekkelig dokumentert at svarene på disse spørsmålene er korrekte. Kravet til dokumentasjonen vil redusere usikkerheten knyttet til datakvaliteten.

### *Fasekompensator*

For fasekompensator blir det lagt til spørsmål under magnetiseringsutstyr om hvorvidt utstyret er satt opp med resetfunksjonalitet, og eventuelt hvilken spenning som er satt til reset-spenning. For å kunne verifisere funksjonaliteten er det nødvendig at leverandør av magnetiseringsutstyret inkluderer parameteren i prøverapporten for magnetiseringen. Det må være entydig angitt hvordan verdien skal leses av og tolkes.

Opplysningene er nødvendig for å vite hvordan fasekompensatorene oppfører seg når de er koblet til nettet. Uten kunnskap om hvilken spenning de styrer mot, har systemansvarlig ikke tilstrekkelig grunnlag

for å vurdere hvilke andre reaktive reserver som må benyttes, gitt at man må ta i bruk manuelle reserver i tillegg til automatisk spenningsregulering.

### Kraftpark

I de fleste tilfeller mangler det dokumentasjon knyttet til spørsmålene om hvilke funksjoner som kan styres og overvåkes fra driftssentralen. For å rette opp i dette stilles det krav til at konsesjonær må sende inn dokumentasjon som bekrefter opplysningene som etterspørres i dag. Dokumentasjonen vil bidra til å redusere usikkerheten i dataunderlaget og sørge for sporbar datakvalitet.

### AC-overføring, AC-luftline og AC-kabel

Det er lagt til litt informasjon om krav til innhold i dokumentasjonen. Dette anses ikke som endrede krav, bare presiseringer av informasjonen vi allerede ber om.

## 10.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 14a

### Femte ledd

#### Format

Innrapportering av **kraftsystemdata** **anleggsdata** til systemansvarlig iht. forskrift om systemansvaret fos § 14a skal gjøres gjennom webportalen Fosweb og modulen kraftsystemdata.

#### Innhold

Innhold i rapporteringen, dvs. omfang av parametere og dokumenter som skal rapporteres for de ulike anleggstypene fremkommer av parameterlisten (Vedlegg til retningslinjer for forskrift om systemansvaret § 14a).

Rapporteringspliktige anleggstyper fremkommer av tabellen under.

| Anleggstype   | Merknad  |
|---|--|
| Stasjoner:<br>Kraftstasjoner <sup>18</sup><br>Transformatorstasjoner<br>Selvstendige koblingsstasjoner<br>T-avgreninger   | Kraftstasjoner er kun rapporteringspliktige når samlet installert effekt hos alle produksjonsanlegg i stasjonen er større enn eller lik 1 MW. <sup>19</sup><br>Transformatorstasjoner, selvstendige koblingsstasjoner og T-avgreninger er rapporteringspliktige når høyeste spenningsnivå i stasjonen er $\geq 30$ kV. |
| Produksjonsanlegg:<br>Vannkraft<br>Varmekraft<br>Vindkraft<br>Solcelleanlegg og solpark <sup>20</sup><br>Batteri<br>Annet | Produksjonsanlegg er kun rapporteringspliktige når samlet installert effekt hos alle produksjonsanlegg i en kraftstasjon er større enn eller lik 1 MW. Batteri er rapporteringspliktig dersom samlet omformerkapasitet innenfor samme installasjon er større enn eller lik 1 MW.                                       |
| Transformatorer (inkludert reservetransformatorer <sup>21</sup> )   | Transformatorer er rapporteringspliktige når primærviklingens driftsspenning er $\geq 30$ kV. For reservetransformatorer gjelder rapporteringsplikten dersom primærviklingens merkespenning er $\geq 30$ kV. Med primærvikling menes viklingen med høyest spenning.  |

<sup>18</sup> For solcelleanlegg er kraftstasjon definert som installasjonen på én og samme bygning, uavhengig av om bygget skulle ha flere bruksnummer/adresser.

<sup>19</sup> For solcelleanlegg og solparker er det samlet installert effekt fra vekselretterene som avgjør om grensen for rapporteringsplikt på 1 MW er overskredet. Det er ikke MWp (megawatt peak) installert effekt fra solcellene som avgjør om effekten er større enn 1 MW.

<sup>20</sup> Med solcelleanlegg menes det installasjoner på bygg som i hovedsak benyttes for å dekke eget forbruk. Med solparker menes det installasjoner som i hovedsak mater ut produksjon til alminnelig forbruk.

<sup>21</sup> Rapporteringsplikten for reservetransformatorer har NVE presisert i enkeltvedtak (se NVE-referanse 200905291-126).

|   |   |
|---|---|
| Overføringer med tilhørende ledningssegmenter, dvs. kabler og luftliner (inkludert både HVDC og AC)   | Anleggene er rapporteringspliktige når driftsspenningen er $\geq 30$ kV   |
| Kompenseringsanlegg: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Shuntbatterier</li> <li>• Shuntreaktorer</li> <li>• Fasekompensatorer</li> <li>• SVC/Statcom</li> </ul>   | Kompenseringsanlegg som er direkte tilknyttet i stasjoner med driftsspenning $\geq 30$ kV er rapporteringspliktige uavhengig av hvilket spenningsnivå i stasjonen anleggene er tilknyttet, siden anleggene kompenserer både oppover og nedover i kraftsystemet.   |
| Anlegg for nullpunktsjording: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Petersenspøler</li> <li>• Nullpunktsreaktorer</li> </ul>   | Anlegg for nullpunktsjording som har en funksjon ved jordfeil i nett med driftsspenning $\geq 30$ kV er rapporteringspliktige. Merk at driftsspenningen i nullpunktet kan være noe lavere enn 30 kV.  |
| Samleskinner  | Samleskinner er rapporteringspliktige når driftsspenningen er $\geq 30$ kV.   |
| Felt (avganger)   | Felt er rapporteringspliktige når driftsspenningen er $\geq 30$ kV.   |
| Endepunktskomponenter: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Strømtransformatorer</li> <li>• Brytere (effektbrytere, skillebrytere, fraskillende effektbrytere, lastbrytere og lastskillebrytere)</li> <li>• Seriereaktorer</li> <li>• HF-sperrer</li> <li>• Stasjonskabler</li> <li>• Looper</li> <li>• Øvrige strømbegrensende komponenter (kabelendemuffer, gjennomføringer, lasker, etc.)</li> </ul> | Endepunktskomponenter er rapporteringspliktige når driftsspenningen er $\geq 30$ kV og under forutsetning at de ikke er plassert i avganger (felt) mot transformatorer som forsyner sluttbrukere (last). Endepunktskomponenter i slike avganger er ikke rapporteringspliktige. Anleggsdata for stasjonskabler og looper er kun obligatorisk å rapportere dersom de er lengre enn 100 m og/eller strømbegrensende ift. tilknyttet hovedkomponent (overføring eller transformator). Anleggsdata for øvrige strømbegrensende komponenter som ikke er opplistet her er kun obligatorisk å rapportere dersom de er strømbegrensende ift. tilknyttet hovedkomponent (overføring eller transformator). |
| HVDC-anlegg (transformator, kabel, luftline, omformer, filter etc.)   | HVDC-anlegg er rapporteringspliktige når de er direkte tilknyttet i stasjoner med driftsspenning $\geq 30$ kV.  |
| Forbruksanlegg  | Forbruksanlegg er rapporteringspliktig når forbruket er knyttet til en transformator med spenning høyere enn 30 kV for minst en av viklingene, og er tilknyttet regional og/eller transmisjonsnett. Forbruksanlegg dekker ikke alminnelig forbruk tilknyttet nettransformatorer, men omfatter forbruk under transformatorer som er installert for å dekke et spesifikt forbruk (kraftkrevende industri, datasenter, papirfabrikker mm.)   |

Rapporteringen gjelder både nye anlegg og endringer i eksisterende anlegg som medfører at anleggsdata endres. Med spenningssetting menes tidspunktet anlegget for første gang blir tilkoblet spenning mot kraftsystemet.

For reserveanlegg som ikke skal spenningssettes er det kun reservetransformator som skal rapporteres. Fristen for rapportering av disse er når reservetransformatoren er på lager hos konsesjonær og tilgjengelig foromplassering i nettet.

Rapporteringen gjelder også midlertidige anlegg, der varigheten for anleggsendringen forventes å være lengre enn tre måneder. **Det kan være omlooping, eller andre typer provisoriske anlegg.**

Rapporteringen gjelder også offshore-anlegg som er direkte vekselstrømstilknyttet det norske kraftsystem og som har en anleggskonsesjon etter energiloven for sitt tilknytningspunkt. Slike generatorer har en elektrisk påvirkning på det øvrige kraftsystemet, som kan ha vesentlig betydning for driften og utnyttelsen av kraftsystemet. Alternativet til å rapportere anleggsdata for generatorer plassert offshore er at konsesjonæren selv etablerer en modell, som representerer en fiktiv generator der konsesjonær tilknyttes det norske kraftsystemet på land. Konsesjonær må i så fall regne om alle de detaljerte anleggsdata fra faktisk generator til fiktiv generator, slik at denne fiktive generatoren får samme respons på kraftsystemet som det generatoren offshore vil ha. I slike tilfeller må systemansvarlig få tilgang til konsesjonærens metode for omregning av alle aktuelle parametere fra faktisk til fiktiv generator.

Anlegg som skal tas ut av drift og ikke vil bli satt på drift igjen skal rapporteres frakoblet, uavhengig av om anlegget fortsatt skal være fysisk intakt.

Systemansvarlig kan endre data som rapporteres inn dersom det er mulig å dokumentere at data som er rapportert inn ikke er i samsvar med opplastet dokumentasjon. Systemansvarlig vil endre data som er lagt inn av rapporteringspliktig konsesjonær/eier i samråd med rapporteringspliktig konsesjonær/eier.

### Frister

Korrekt og fullstendig anleggsdata og dokumentasjon må **meldes inn** rapporteres iht. **krav i parameterlistene** senest 5 uker før spenningssetting av konsesjonær. Anleggsdata og dokumentasjon skal være godkjent av systemansvarlig senest 4 uker før spenningssetting. Anlegget betraktes ikke klart for gjennomgang og saksbehandling hos systemansvarlig før **anlegget er innmeldt alle nødvendige dokumenter og anleggsdata er innrapportert** av konsesjonær til systemansvarlig. Saksbehandlingstiden begynner å løpe når anlegget er **meldt inn og innrapportert og klargjort** for kvalitetssikring hos systemansvarlig.

Systemansvarlig må ha tid til å sikre at **innmeldte innrapportert(e)** data og dokumentasjon før spenningssetting er fullstendig og korrekt **innmeldt**, samt tid for modellering. Konsesjonær skal ha anledning til å fremskaffe manglende data, og eventuelt korrigere data, dersom det er gitt tilbakemelding om dette fra systemansvarlig. Tvil og usikkerhet om **innmelding innrapportering** av anleggsdata skal avklares med systemansvarlig, herunder også avklaring av eventuell ufullstendig **innrapportering innmelding**. Tilgjengelig data og dokumentasjon krever at konsesjonær har avtalt med leverandør i god tid hvilke dokumenter og data som må fremskaffes. At leverandør ikke klarer å levere data og dokumentasjon for nye anlegg, er ikke en gyldig årsak til innrapportering av manglende data og dokumentasjon. Frakobling av anlegg i forbindelse med sanering av anlegg har samme tidsfrist som **innmelding innrapportering** av data og dokumentasjon for nye anlegg, og skal være **meldt inn rapportert og bekreftet av konsesjonær** senest 5 uker før frakobling.

Ved behov for ufullstendig **innmelding innrapportering** må systemansvarlig være kontaktet senest 6 uker før spenningssetting. Dette for at systemansvarlig kan vurdere om tillatelse for ufullstendig **innmelding innrapportering** kan gis basert på den informasjonen som er tilgjengelig. Tillatelse til ufullstendig **innmelding innrapportering** gis i praksis kun **på ved** endring av eksisterende anlegg, eller der eldre anlegg gjenbrukes i ny **etter-gammel** plassering. **Tillatelsen kan med god begrunnelse av konsesjonær gis for nye anlegg, men dette må avklares i forkant med systemansvarlig.** Tillatelse til innrapportering av ufullstendig data/dokumentasjon vil kun gis i særskilte tilfeller, og må avklares med systemansvarlig. I de tilfellene ufullstendig **innmelding innrapportering** av data er akseptert, kan systemansvarlig kreve at de manglende dataene etterrapporteres etter spenningssettingen av anlegget.

Ved særskilte årsaker som havari eller beredskapstiltak kan rapporteringsfristen fravikes, men systemansvarlig må informeres og rapporteringen må skje snarest mulig, **og ikke senere enn 1 uke etter spenningssetting.**

Ved behov for korrigerende data vil systemansvarlig kunne korrigere data i Fosweb og informere konsesjonær om hvilken informasjon som er korrigert og hvorfor. Gitt at systemansvarlig korrigerer data har konsesjonær 10 arbeidsdager til å gjøre endringer i data som er korrigert. Dersom det ikke er utført endringer innen 10 arbeidsdager fra systemansvarlig varsler konsesjonær vil data ansees som gjeldene.

For de anleggstyper der det blir utført målinger rett før spenningssetting eller i ettertid av spenningssetting er kravet fortsatt at planlagte data er **innmeldt innrapportert** av konsesjonær iht. tidsfrist angitt ovenfor, men at disse ev. korrigeres **og meldes inn** senest fire uker etter spenningssetting. **For GIS-data (geografisk data) på luftledning og/eller kabelanlegg og vern- og releplan er kravet at gjeldende data og dokumentasjon meldes disse er rapportert inn senest fire uker etter spenningssetting.** Systemansvarlig kan ved reelt behov kontakte konsesjonær og kreve at dokumentasjon rapporteres rett etter spenningssetting ved driftskritiske situasjoner.

For de anleggstyper der det er krav om å rapportere idriftsettelsesrapporter (prøverapporter med verifiserende tester, blokkdiagram og parametrisering fra selve idriftsettelsen) for å verifisere anleggsdata og/eller funksjonalitet, skal idriftsettelsesrapportene være registrert senest fire uker etter at slike tester er utført. PSS/E-modell-filer krever også at parameterne som benyttes samsvarer med innstillinger fra SAT (Site Acceptance Test). Filene skal være registrert senest fire uker etter at verifiserende tester fra idriftsettelsen er utført. Produksjonsanlegget må **korrigeres og nye data bekrefte meldes inn** samme dag som siste prøverapport for magnetisering/turbinregulator, ev. PSS/E modell lastes opp.

Dersom det er utfordringer knyttet til å gjennomføre enkelte tester for produksjonsanlegg eller konfigureringsproblematikk av kompenseringseenheter, skal systemansvarlig gis beskjed i rimelig tid så snart utfordringene oppdages. Systemansvarlig kan be konsesjonær om å oppgi årsak og om å enes med systemansvarlig om ny tidsplan. Systemansvarlig kan kreve at midlertidige idriftsettelsesrapporter fremlegges, som demonstrerer at anlegget oppfyller de krav det er mulig å teste for. Komplette idriftsettelsesrapporter skal rapporteres til systemansvarlig så snart de foreligger og senest fire uker etter at alle tester er gjennomført.

**Anlegg som ikke rapporteres meldes inn iht. format, innhold og frist**

Dersom systemansvarlig oppdager at anleggsdata ikke er **rapportert innmeldt** iht. format, innhold og frist vil dette rapporteres til RME som brudd på forskriften. Systemansvarlig vil i varsel om brudd informere RME om hvilke betingelser i forskriften som er brutt, og gi vår vurdering av konsekvensene.

Dersom systemansvarlig i etterkant av godkjenning oppdager at datagrunnlaget er feil eller at data mangler vil systemansvarlig be konsesjonær om å korrigere dette snarest mulig. Systemansvarlig vil ved manglende oppfølging varsle RME, og gi en vurdering av konsekvensene ved manglende retting av feil datagrunnlag.

**Områdekonsesjonærs kontroll av produksjonsanlegg tilknyttet distribusjonsnett**

For produksjonsanlegg tilknyttet i distribusjonsnett skal aktuell områdekonsesjonær, dvs. det nettselskap der produksjonsanleggets konsesjonær/eier har tilknytningsavtale, kontrollere at anleggsdata er godkjent for spenningssetting av systemansvarlig i Fosweb, før disse produksjonsanleggene kan tillates spenningssett. Områdekonsesjonær må kvittere ut at de har vært inne i Fosweb og kontrollert at godkjenning av **innrapporterte innmeldte** data er gitt av systemansvarlig.

Dersom anleggsdata for et produksjonsanlegg ikke er godkjent for spenningssetting av systemansvarlig vil det ikke være mulig for områdekonsesjonær å kvittere ut anlegget i Fosweb. Det betyr at produksjonsanlegget ikke er rapportert i Fosweb-løsningen, eller at anleggsdata som er **innmeldt innrapportert** er feil, eller er mangelfull.

Områdekonsesjonær kan i slike tilfeller ikke tillate spenningssetting av produksjonsanlegget. ~~Produksjonseier~~Eier/konsesjonær av produksjonsanlegget må i slike situasjoner komplettere, eller korrigere anleggsdata for sitt produksjonsanlegg, slik at de får godkjent anleggsdata av systemansvarlig.

Dersom områdekonsesjonær er i tvil om en endring i et produksjonsanlegg tilknyttet distribusjonsnettet krever en ny godkjenning av systemansvarlig må systemansvarlig kontaktes. Retningslinjer for fjerde og femte ~~og syvende~~ ledd beskriver nærmere når en endring av anleggsdata krever ny rapportering til systemansvarlig.

Områdekonsesjonær er den som har best oversikt over hvor produksjonen mater inn i nettet, og vil ha siste ord dersom det oppstår tvil om tilknytningspunkt i regionalnettet/transmisjonsnettet for kraftverket som rapporteres inn i områdekonsesjonærs ansvarsområde.

## 11 Fos § 15 – Spenningsregulering og utveksling av reaktiv effekt

### 11.1 Bakgrunn og begrunnelse

Tariffering av netjtjenester skal bidra til effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Brukerne av nettet skal stå overfor tariffer som gjenspeiler de kostnader som påføres nettet (Kontrollforskriften § 17-3. Reaktiv effekt). Prisen på reaktiv effekt skal baseres på de kostnadene som utveksling av reaktiv effekt fra eller til nettet påfører nettselskapet.

Høy reaktiv utveksling er uønsket, og kan blant annet føre til:

- Spenningsproblemer og redusert leveringskvalitet,
- Unødvendig transport av reaktiv effekt gjennom kraftsystemet,
- Redusert leveringssikkerhet, og
- Økt overføringstap som følge av høyere strømgjennomgang ved transport av reaktiv effekt.

Tariffering av reaktiv effekt gir kundene insentiv til å redusere uttaket eller installere kompenseringsanlegg.

Siden 2021 har systemansvarlig informert aktørene, blant annet under Forum for systemtjenester, om at spenning er et netteieransvar. Den enkelte konsesjonær er selv ansvarlig for spenningsnivå, spenningsregulering og regulering av reaktiv effekt i egne stasjoner og eget nett, og skal sørge for egen reaktiv balanse. Systemansvarlig vil ved behov fatte vedtak om spesifikke spenningsgrenser eller grenser for utveksling av reaktiv effekt i regional- og transmisjonsnett dersom driftssituasjonen tilsier det.

Systemansvarlig foreslår endringer i fos § 15 fjerde ledd. Endringen innebærer at fast betalingsmodell for reaktiv ytelse fjernes, samtidig opprettholdes det en modell for betaling i de tilfeller der systemansvarlig har fattet spesifikt vedtak som pålegger aktører i regional- eller transmisjonsnettet reaktiv utveksling utover fastsatte grenser. Spenningsregulering og reaktiv utveksling tas nå inn i som en del av nettavtalen mellom Statnett og kundene.

De fastsatt grenser var i tidligere årlige vedtak satt til +40 % (kapasitiv) og -20 % (induktiv) av faktisk aktiv produksjon, referert tilknytningspunkt. Oftest er det en generatortransformator mellom generatorklemmer og tilknytningspunkt som bidrar til økt reaktivt tap. Systemansvarlig mener derfor det er naturlig at grenser for normalområdet for utveksling av reaktiv effekt settes symmetrisk til -30 % (kapasitivt) og 30 %

(induktivt) referert tilknytningspunktet. Tilknytningspunktet er definert av eierskapsgrensen mellom produksjonsenheten og netteier.

Med betaling for reaktiv utveksling utover de fastsatte grensene foreslås det at den aktuelle områdeprisen benyttes. Systemansvarlig legger til grunn at dette gir en riktigere fastsettelse av betalingen enn bruk av systempris som tidligere benyttet.

Forslag til endrede retningslinjer innebærer også at begrepet "leveranse" av reaktiv effekt konsekvent byttes ut med "utveksling". Dette for å sikre en begrepsbruk som er harmonisert med forskriften. I forskriftens fjerde ledd benyttes begrepet "produksjon" av reaktiv effekt. I praksis omfatter dette utveksling av både kapasitiv og induktiv reaktiv effekt.

Hittil har utbetalinger i henhold til fast betalingsmodell utgjort et relativt beskjedent samlet beløp sett i forhold til den administrative byrden ved å gjennomføre utbetalingene. I tillegg endres normalområdet slik at noe større andel av samlet utveksling vil bli dekket av utbetaling for høy utveksling. Samlet sett vurderes det at fjerning av fast betalingsmodell for utveksling av reaktiv effekt, og overgang til betaling kun ved pålagt utveksling utover fastsatte grenser, gir positive samfunnmessige konsekvenser. Endringen bidrar til mer effektiv ressursbruk, tydeligere ansvarsdeling, redusert administrativ byrde og mer kostnadsriktige økonomiske signaler, samtidig som systemansvarliges evne til å ivareta sikker og effektiv drift av kraftsystemet opprettholdes.

## 11.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 15 fjerde ledd

### *Fjerde ledd*

I tilfeller der systemansvarlig har fattet spesifikt vedtak som pålegger aktører i regional- eller transmisjonsnettet høy reaktiv utveksling ut over de grenser som er satt under, skal systemansvarlig betale særskilt for dette.

Med høy reaktiv utveksling menes i denne sammenheng at den reaktive utvekslingen systematisk er ut over normalområdet ( -33 % til +33 % av maksimal aktiv produksjon  $P_{maks}$ , referert tilknytningspunktet<sup>22</sup>).

I årlig "Vedtak om leveranse og betaling for systemtjenester" omtales prosess og kriterier for utbetaling i mer detalj:

### *Fast betalingsmodell*

Alle konsesjonærer med produksjonsenheter  $\geq 10$  MVA tilknyttet regional- og transmisjonsnettet, og som bidrar med reaktiv effekt, godtgjøres etter en fast betalingsmodell. Den faste betalingsmodellen skal dekke kostnader ved sporadiske behov for endringer av spenningsregulatorens settpunkt og tilfældige forekommende overskridelser av minimumsgrensene:

Fast betalingsmodell er en forenklet modell hvor godtgjørelsen baseres på installert ytelse. Betaling (B) ved fast betalingsmodell beregnes ut fra installert ytelse (Y) og vedtatt sats (S). Beregningen blir som følger:

$$B = Y (MVA) \times S (kr/MVA)$$

Systemansvarlig fastsetter satsen for betaling basert på aktørenes innspill om kostnader forbundet med leveranse av reaktiv effekt, gitt at de oppfyller tekniske krav om leveranse av reaktiv effekt. Satsen for betaling fastsettes i vedtak om leveranse og betaling for systemtjenester.

<sup>22</sup> Tilknytningspunktet for et produksjonsanlegg. Definert av det punktet i nettet hvor eierskapsgrensen mellom produksjonsenheten og netteier går.

### Variabel Betalingsmodell

Ved systematisk høy utveksling av reaktiv effekt kan det i tillegg godtgjøres for leveranser ut over fastsatte grenser etter en variabel betalingsmodell. Fastsatte grenser er angitt i vedtak om leveranse og betaling for systemtjenester.

**Bruk av variabel betalingsmodell** Betaling for høy utveksling forutsetter:

- At det i forkant er fattet vedtak av systemansvarlig om høy **systematisk** reaktiv utveksling **leveranse** iht. fos § 15 tredje ledd.
- At konsesjonær sender inn målinger som dokumenterer **utvekslingen** **leveransen**.

Betalingen (B) beregnes som følger:

$$B = k \left( \frac{MW}{MVar} \right) * Sp \left( \frac{kr}{MWh} \right) * L (MVarh)$$

Hvor:

B: Betaling

k: Generell tapskoeffisient for utveksling av reaktiv effekt i regional- og transmisjonsnett: 0,01

Sp: Gjennomsnittlig aktuell områdepris i døgnet fra foregående år.

Gjennomsnittlig områdepris i døgnet fra foregående år benyttes av hensyn til administrasjon rundt oppgjøret, da ukentlige eller månedlige områdepris vil gjøre fakturagrunnlaget og kontrollfunksjonen mer omfattende.

L: Utveksling av reaktiv effekt ut over fastsatte grenser (-33 til +33 % av maksimal aktiv produksjon, Pmaks) referert tilknytningspunktet for et produksjonsanlegg. Tilknytningspunktet er definert av det punktet i nettet hvor eierskapsgrensen mellom produksjonsenheter og netteier går. Dette må dokumenteres ved en sammenstilling av målinger av faktisk reaktiv ytelse og faktisk aktiv produksjon, og beregnet volum ut over fastsatte grenser.

I tilfeller hvor systemansvarlig pålegger konsesjonærer å produsere reaktiv effekt utover de grenser som er fastsatt av systemansvarlig, og dette medfører behov for å endre produksjonsplan, vil endret aktiv effekt fra konsesjonær godtgjøres som spesialregulering. Systemansvarlig prøver primært å få økt leveranse fra produksjonsenheter som er i drift. Hvis det krever oppstart av produksjonsenheter, blir det kompensert som spesialregulering.

## 12 Fos § 17 - Samordning av driftsstanser

### 12.1 Bakgrunn og begrunnelse

Statnett bruker i dag mye tid på å innhente og purre konsesjonærer på manglende oversendte GO-planer ved driftsstanser i regionalnettene. Det finnes ingen god løsning for oversendelse av midlertidige GO-planer fra konsesjonær til Driftsstanskontoret, annet enn e-post. Erfaring tilsier at Statnett i liten grad har behov for disse GO-planene, særlig i tilfeller der kun konsesjonæren selv er berørt.

Ofte består GO-planene av gjenoppretting via konsesjonærenes eget distribusjonsnett, og Statnetts regionsentraler vil knapt blitt varslet dersom det oppstår en driftsforstyrrelse som medfører at konsesjonæren må benytte GO-planen.

Statnett foreslår derfor en endring i retningslinjene til fos § 17 femte ledd som omhandler midlertidige GO-planer. I forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 17 femte ledd er kun det aktuelle avsnittet hvor tillegget er foreslått satt inn, tatt med. Resten av retningslinjene til fos § 17 femte ledd vil forbli uendret.

## 12.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 17

### *Femte ledd (utdrag)*

Midlertidig gjenopprettingsplan (GO-plan) under gjennomføring av planlagt driftsstans:

- Dersom det rapporteres driftsstans som vil gi N-0 drift eller av andre årsaker gir en vesentlig svekket forsyningssikkerhet, skal konsesjonær utarbeide, og skriftlig rapportere, plan for effektiv gjenoppretting av normal drift ved driftsforstyrrelser som kan oppstå under gjennomføring av driftsstansen. Systemansvarlig, ved Driftsstanskontoret, vil angi hvilken konsesjonær som har ansvar for utarbeidelse av gjenopprettingsplanen i de tilfeller der denne er en annen konsesjonær enn den som har rapportert driftsstansen. Frister og krav for utarbeidelse av midlertidig gjenopprettingsplan er nærmere beskrevet i retningslinjene for fos § 12.
- **Konsesjonærer trenger ikke å melde inn GO-plan dersom det bare er konsesjonærens egne kunder som berøres, og gjenoppretting kan skje uten systemansvarligs virkemidler.**