

# **OPPDATERTE RETNINGSLINJER FOR UTØVELSE AV SYSTEMANSVARET**

**Høringsdokument**

**1. mai 2024**

-

**Fos §§ 5, 6, 8a, 8b, 9, 11, 12, 17 og 22**

**Enf § 6-1**

# Forord

## *Innhold i denne høringen*

Dette dokumentet inneholder forslag til oppdateringer av retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret iht. forskrift om systemansvaret (fos) § 28a og iht. energilovforskriften (enf) § 6-1.

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

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

Innholdet i denne høringen er omfattende. Systemansvarlig skal gjøre store endringer i sin praksis i forbindelse med innføringen av automatisert aktiveringsmarked for mFRR (mFRR EAM), planlagt 3. desember 2024. Innføringen av nytt automatisert aktiveringsmarked for mFRR medfører behov for omfattende tilpasninger i retningslinjene til mange av paragrafene i fos. I tillegg er vilkårene for markedene for aFRR og mFRR tatt ut av retningslinjene og følger nå prosess for høring og godkjenning i henhold til EB<sup>1</sup>. Endret praksis og rammeverk for godkjenning av vilkårene har ført til endret begrepsbruk gjennomgående i retningslinjene. "Regulerkraftmarkedet" erstattes av det nye aktiveringsmarkedet for mFRR. Men vi har også foreslått å innføre et nytt energiaktiveringsmarked, eller "marked for regulerkraft", med den nye driftsforstyrrelsesreserven mFRR-D. Regulerkraft omfatter nå begge disse markedene. I forslaget som sendes på høring er det tatt inn beskrivelse av automatisert flaskehalshåndtering (§ 5), reservasjon av handelskapasitet for utveksling av reserver (§ 6), innføring av nytt marked for driftsforstyrrelsesreserver kalt mFRR-D (§ 9, 11) og beskriver hvordan systemansvarlig vil aktivere ulike typer mFRR (§ 11). Det er også mindre endringer i flere av de andre bestemmelsene for å legge til rette for denne overgangen.

Høringen inneholder også endringer knyttet til innføringen av 15 minutters oppløsning i intradagmarkedet hvor vi har foreslått endringer i retningslinjene til §§ 8a og 8b.

Ut over dette gjøres det også noen enkeltstående endringer.

## *Systemansvarlig vil arrangere informasjonsmøte om høringen*

Systemansvarlig vil organisere informasjonsmøte om de foreslåtte endringene i retningslinjene 4. juni mellom klokken 9 og 12. Informasjonsmøtet blir avholdt som webinar. Mer informasjon og påmelding finnes på våre nettsider.

## *Innsending av hørings svar*

Vi ber om at kommentarer til forslaget om nye retningslinjer for ovennevnte paragrafer sendes systemansvarlig innen **31.07.2024**. Hørings svar sendes til [firmapost@statnett.no](mailto:firmapost@statnett.no) eller via eFormidling, og merkes med referanse 2024/1273.

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 uutilsynet](#).

## *Forhold mellom retningslinjer og metoder*

---

<sup>1</sup> Kommisjonsforordning 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft (EB),

I august 2021 ble fire forordninger<sup>2</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 TSOene, og i noen tilfeller kraftbørsene (NEMO) som skal utarbeide forslag til metoder, mens godkjenning i utgangspunktet skjer av en eller flere nasjonale regulatorer. Forordningene angir om metodene skal utarbeides europeisk, 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.

I denne høringen tas det inn følgende henvisninger til forordninger og metoder:

- Henvisning til kommisjonsforordning 2015/1222 om fastsettelse av kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering i forbindelse med retningslinjer for fastsettelse av budområder.
- Henvisning til ACER sin beslutning om "Methodology for the market-based allocation process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity for the Nordic CCR" i samsvar med kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft artikkel 41 nr. 1.
- Henvisninger til nasjonal 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.
- Henvisning til nordisk metode om dimensjonering som heter "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".

---

<sup>2</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 (EB), Kommisjonsforordning 2016/1719 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetstildeling (FCA)

## 1 Innholdsfortegnelse

1	Fos § 5 – Flaskehals og budområder .....	6
1.1	Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen .....	6
1.1.1	Endringer knyttet til automatisering av aktiveringsmarkedet for mFRR .....	6
1.1.2	Endringer knyttet til inndeling av budområder .....	7
1.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 5 .....	7
2	Fos § 6 – Fastsettelse av handelskapasitet .....	11
2.1	Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen .....	11
2.1.1	Mindre justeringer og tydeliggjøring av prosess .....	11
2.1.2	Endringer knyttet til allokering av kapasitet til utveksling av FRR .....	11
2.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 6 første ledd .....	12
3	Fos § 8a – Planlegging av produksjon .....	15
3.1	Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen .....	15
3.1.1	Endringer som følge av overgang til 15 minutters oppløsning i intradagmarkedet og 15 minutters balanseavregningsperiode .....	15
3.1.2	Rapportering av forventet ubalanse og ny frist for å levere oppdatert produksjonsplan .....	16
3.1.3	Endringer som følge av innføringen av rollen leverandør av balansetjenester .....	17
3.1.4	Endringer i vedlegg om systemdata .....	17
3.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8a .....	17
4	Fos § 8b – Planlegging av effektregulering .....	19
4.1	Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen .....	19
4.1.1	Endringer i første og tredje ledd - krav om gradvis endring av produksjon og forbruk .....	20
4.1.2	Endringer i første ledd som følge av overgang til 15 minutters oppløsning i energimarkedene .....	22
4.1.3	Endringer i annet ledd - produksjonstilpasning .....	22
4.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8b .....	24
5	Fos § 9 – Regulerstyrke og effektreserve .....	30
5.1	Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen .....	30
5.1.1	Endringer i vedlegg til retningslinjene .....	31
5.1.2	Innføring av nytt kapasitetsmarked for mFRR-D .....	31
5.1.3	Endringer i vilkår for FCR-markedet .....	32
5.1.4	Finansielle ordninger for å sikre tilstrekkelig reserver .....	32
5.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 9 annet ledd .....	37
6	Fos § 11 – Marked for regulerkraft .....	42
6.1	Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen .....	42
6.1.1	Endringer i vedlegg til retningslinjene .....	42
6.1.2	Innføring av nytt aktiveringsmarked for mFRR-D .....	43

6.1.3	Innføring av mulighet for frivillige bud i en forenklet løsning .....	43
6.1.4	Hvordan systemansvarlig vil aktivere ulike mFRR-ressurser .....	44
6.1.5	Bruk av mFRR-bud for å sikre reaktiv effekt.....	45
6.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 11 første ledd .....	45
7	Fos § 12 – Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser.....	47
7.1	Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen .....	47
7.1.1	Språklig oppdatering av retningslinjen til § 12 fjerde ledd .....	47
7.1.2	Tydeliggjøring av aktørenes plikt til å være tilgjengelig i § 12 fjerde ledd .....	47
7.1.3	Tydeliggjøring av aktørenes plikt til å være tilgjengelig i § 12 femte ledd .....	47
7.1.4	Endring i praksis for budgivning som følge av vedtak etter § 12 fjerde ledd.....	48
7.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 12 fjerde og femte ledd .....	49
8	Fos § 17 – Samordning av driftsstanser .....	52
8.1	Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen .....	52
8.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 17 femte ledd .....	52
9	Fos § 22 – Feilanalyse og statistikk .....	57
9.1	Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen .....	57
9.1.1	Endringer i retningslinjene til fos § 22 femtende ledd.....	57
9.1.2	Endringer i vedlegg til retningslinjer for fos § 22 .....	57
9.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 22 femtende ledd og vedlegg til retningslinjene for fos § 22 .....	57
10	Enf § 6-1 – Rapportering av anleggsdata før idriftsettelse.....	61
10.1	Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen .....	61
10.1.1	Endringer i parameterlistene .....	61
10.1.2	Endringer i retningslinjene .....	62
10.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for enf § 6 -1.....	63

# Forslag til oppdaterte retningslinjer

## 1 Fos § 5 – Flaskehals og budområder

### 1.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Det foreslås endringer i alle fem ledd i denne bestemmelsen. De foreslåtte endringene er:

- Første og fjerde ledd: Endringer i flaskehalshåndteringen som følge av automatisering av aktiveringsmarkedet for mFRR.
- Annet, tredje og femte ledd: Justeringer i retningslinjer for fastsettelse av budområder for å sikre at retningslinjene er i tråd med gjeldende forskrifter.

Endringene i første og fjerde ledd skal tre i kraft når systemansvarlig innfører automatisert aktiveringsmarked for mFRR, planlagt 3. desember 2024. Endringene i annet, tredje og femte ledd skal tre i kraft ved RMEs godkjenning.

Endringene er gjort i versjon av retningslinjen som ble godkjent av RME 20. desember 2021 som skulle beskrive praktisering ved innføring av automatisert aktiveringsmarked for mFRR (mFRR EAM). Denne versjonen er ikke publisert på våre nettsider.

#### 1.1.1 Endringer knyttet til automatisering av aktiveringsmarkedet for mFRR

Systemansvarlig foreslår endringer i retningslinjene til fos § 5 første og fjerde ledd som følge av at automatisering av aktiveringsmarkedet for mFRR vil påvirke flaskehalshåndteringen. De foreslåtte endringene beskriver den automatiske prosessen som skal bidra til at budvalget i aktiveringsmarkedet for mFRR ikke leder til overlast på snitt og enkeltkomponenter.

Endringene i første ledd beskriver at det vil være en algoritme som går gjennom mFRR-budene og setter bud som vil forårsake flaskehals som utilgjengelig før resterende bud sendes til budvalg i mFRR-markedet. Algoritmen identifiserer også bud som skal aktiveres automatisk uavhengig av aktiveringsmarkedet for mFRR for å håndtere flaskehals.

I fjerde ledd har vi oppdatert begrepsbruken og lagt inn en beskrivelse av hvordan systemansvarlig bruker ulike ressurser til å håndtere flaskehals.

Aktiveringsmarkedet for mFRR benytter en forenklet representasjon av overføringsnettet og ser bare budområdene og overføringsgrensene mellom dem. I det nye aktiveringsmarkedet for mFRR skal aktiveringer skje automatisk. Derfor er det nødvendig med en analyse av flyten på en mer detaljert nettmodell for å finne de budene som bør utilgjengeliggjøres for aktiveringsmarkedet fordi aktivering av disse kan føre til overlast. Det er også nødvendig å bruke en mer detaljert modell til å identifisere bud som skal aktiveres uansett pris for å håndtere flaskehals.

Leverandørene av balansetjenester vil kunne oppleve et annet aktiveringsmønster når systemansvarlig tar i bruk den nye, automatiske filtreringen av bud og automatisk budvalg for flaskehalshåndtering. I dag velger systemansvarlig bud for frekvensregulering og håndtering av flaskehals i en integrert kontinuerlig prosess. Med det nye aktiveringsmarkedet for mFRR og automatiserte prosesser vil dette skje i sekvens til faste tidspunkt rundt hvert klokkekvart. Systemansvarlig forventer at det blir hyppigere endringer i aktivering og utilgjengeliggjøring av bud sammenlignet med i dag. Optimaliseringen basert på relevante data vil kunne gi en mer presis fastsettelse av volum som trengs til enhver tid.

En større andel av budaktiveringene forventes å få spesialpris da dette skjer i en egen prosess i forkant av budvalget i aktiveringsmarkedet for mFRR. Dette har imidlertid liten økonomisk konsekvens

for leverandørene av balansetjenester siden de vil få betalt det beste av budpris eller mFRR-markedspris i budområdet.

### 1.1.2 Endringer knyttet til inndeling av budområder

Systemansvarlig foreslår justeringer i annet, tredje og femte ledd for å sikre at retningslinjene er i tråd med gjeldende regelverk. Etter at kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM) er tatt inn i norsk rett, er det reguleringsmyndighet(e) som etter forslag fra systemansvarlig(e) som avgjør om budområdeinndelingen skal endres. Retningslinjene er foreslått endret for å reflektere dette bedre.

I tillegg har vi tatt ut en del tekst som var gjengivelse av innhold i CACM, og henvist til aktuelle deler av forskriften i stedet. Vi mener dette er mer i tråd med praksisen i øvrige retningslinjer.

## 1.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 5

### Første ledd

Systemansvarlig håndterer alle flaskehalsen i regional- og transmisjonsnettet. Dette innebærer at systemansvarlig overvåker og håndterer alle snitt og enkeltkomponenter som har driftsmessige overføringsgrenser ~~med vedtak~~ etter fos § 7 annet ledd. I tillegg håndterer systemansvarlig øvrige flaskehalsen på enkeltkomponenter eller snitt i regional- og transmisjonsnettet der systemansvarlig blir anmodet om dette av konsesjonær som normalt står for overvåkingen av egne anlegg.

~~Systemansvarlig håndterer ikke flaskehalsen i distribusjonsnettet.~~

Systemansvarlig håndterer flaskehalsen på transformatorer mellom distribusjonsnett og regional-/transmisjonsnett forutsatt at det finnes tilgjengelige ~~regulerkraftbud~~ mFRR-bud i distribusjonsnettet som kan avlaste flaskehalsen, og systemansvarlig er varslet om flaskehalsen på forhånd. *Dersom det ikke er tilgjengelige mFRR-bud, vil systemansvarlig kunne ta i bruk tilgjengelige mFRR-D-bud eller bud fra forenklet løsning dersom dette er nødvendig for å sikre systemdriften.*

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

### *Automatisk prosess for budvalg i mFRR-markedet for å hensynte flaskehalsen*

Systemansvarlig gjennomfører en automatisk prosess for flaskehalshåndtering i forkant av budvalgsprosessen i aktiveringsmarkedet for mFRR, jf. retningslinjer fos § 11. Den automatiske prosessen resulterer i:

- bud som skal være utilgjengelig for aktiveringsmarkedet da aktivering av disse budene kan forårsake overlast,
- bud som skal aktiveres for å avlaste aktuell flaskehals. Disse aktiveringene vil være for flaskehalshåndtering og ikke sette pris i aktiveringsmarkedet for mFRR. Oppgjøret er basert på det beste av budpris og mFRR-klareringspris.

Proessen vil basere seg på en nettmodell med oppdaterte prognose- og plandata med 15 minutters oppløsningsintervall. Ulike scenarier benyttes for å reflektere usikkerheten knyttet til markedsresultatet. Det utføres en lastflytanalyse per scenario som optimerer valg av bud som bidrar til å overholde overføringsgrenser på snitt og enkeltkomponenter. Det endelige resultatet er basert på algoritmer som skal sikre at flest mulig bud blir tilgjengelig for aktiveringsmarkedet for mFRR med en tilstrekkelig lav risiko for flaskehalsen.

Flaskehalsar som ikke inngår i nettmodellen til den automatiske prosessen for flaskehalsbehandling vil bli håndtert manuelt.

Ved flaskehalsar som følge av uforutsette hendelser vil det kunne gjennomføres aktiveringar utanom de planlagte aktiveringane som skjer hvert klokke kvarter. Systemansvarlig vil i disse tilfellene kunne hensynta om aktuelle bud har tilhørende budtributter for raskere aktiveringstid enn det som er kravet til aktiveringsmarkedet for mFRR.

#### *Annet ledd*

Systemansvarlig ~~fastsetter~~ kan innlede en gjennomgang av mulige endringar i budområdeinndelingen gjennom to ulike prosessar, avhengig av hvor omfattende behovet for endring er. Prosessene og tilhørende kriterier for gjennomgangen er gitt av kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om "fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalsbehandling" (CACM) artikkel 32 og 33.

Når endring i budområder kan ha stor konsekvens for naboland vil systemansvarlig innlede en gjennomgang i henhold til CACM artikkel 32 nummer 2.

Når endring i budområder vil ha ubetydelig konsekvens for naboland, men vurderes som nødvendig for å øke effektiviteten eller opprettholde forsyningsikkerheten, vil systemansvarlig innlede en gjennomgang av mulig endring av budområder i henhold til CACM artikkel 32 nummer 3. Dette kan for eksempel gjelde dersom nye ledningar settes i drift eller gamle rives i tilknytning til eksisterende budområdegrensar, der behov for små justeringar skyldes tilknytning av nytt forbruk eller ny produksjon i stasjonar som grensar til budområdegrensen, eller der andre administrative forhold gjør det nødvendig å endre budområdene.

Gjennomgangen avsluttes i begge tilfeller ved at systemansvarlig, eventuelt i samarbeid med andre berørte TSOer, leggjer fram forslag om å beholde eller endre budområdenes konfigurasjon for reguleringsmyndighet(e) senest 15 månader etter beslutningen om å innlede en gjennomgåelse. Dette i tråd med CACM artikkel 32 nummer 4 bokstav b iii).

Ved gjennomgang av budområdenes konfigurasjon vil systemansvarlig følge kriterier gitt av CACM artikkel 33.

Etter å ha mottatt forslaget om å beholde eller endre budområdenes konfigurasjon, skal de deltagende reguleringsmyndighetene innen seks månader komme til enighet om forslaget om å beholde eller endre budområdenes konfigurasjon. Dette i tråd med CACM artikkel 32 nummer 4 bokstav c.

Dersom reguleringsmyndighet(e) er enig om å endre budområdeinndelingen vil systemansvarlig iverksette endringene.

~~1) Dersom endringen har vesentlig betydning for naboland skal prosessen koordineres med relevant(e) TSO(er). I en slik gjennomgang av budområdeinndelingen praktiserer systemansvarlig at de berørte TSOene i fellesskap skal:~~

- ~~• Utvikle metodikk og forutsetningar for en felles studie, og samtidig foreslå hvilke alternative budområdeinndelinger som skal studeres.~~
- ~~• Sende forslaget inkludert metodikk, forutsetningar for felles studie og forslag til hvilke budområdeinndelinger som skal studeres, til berørte regulatorer. Disse kan i fellesskap kreve justeringar innen tre månader.~~
- ~~• Vurdere og sammenlikne de foreslåtte alternativene etter følgende kriterier:~~
  - ~~○ Bidrag til forsyningsikkerhet.~~
  - ~~○ Grad av usikkerhet i kapasitetsfastsettelsen.~~



- ~~○ Konsekvenser for samfunnsøkonomisk effektivitet.~~
- ~~○ Markedseffektivitet, inkludert kostnader for å opprettholde handelskapasitet, markedslivviditet, markedskonsentrasjon og markedsrett, evne til å legge til rette for effektiv konkurranse, prissignaler til nettutvikling, samt prissignalenes treffsikkerhet og robusthet.~~
- ~~○ Transaksjonskostnader og overgangskostnader, inkludert kostnader ved endringer av gjeldende kontrakter for markedsaktører, Nominated Electricity Market Operator (NEMOer) og TSOer.~~
- ~~○ Kostnad for å bygge nytt nett som alternativ.~~
- ~~○ Mulighet til å gi markedsresultater som ikke forutsetter omfattende bruk av ineffektive virkemidler i driften.~~
- ~~○ Evne til å likebehandle interne og eksterne markedsaktører.~~
- ~~○ Konsekvenser for balanseringsmekanismene og ubalanseoppgjøret.~~
- ~~○ Inndelingens stabilitet over tid.~~
- ~~○ Evne til å håndtere de dominerende flaskehalsene, og påvirkning på omkringliggende flaskehals.~~
- Avholde offentlige høringer i de berørte landene.
- Sende et felles forslag om eventuell endring av budområdeinndelingen til de berørte regulatorene innen 15 måneder etter studiens oppstart.

Ved endring i norske budområder som ikke har vesentlig betydning for naboland, men allikevel er av stort omfang og betydning for norske konsesjonærer, vil systemansvarlig praktisere å følge denne prosessen med de frister og vurderinger som beskrevet over.

2) Dersom endringen har ubetydelig konsekvens for naboland, men er nødvendig for å øke effektiviteten eller opprettholde forsyningssikkerheten, kan prosessen gjennomføres med en forenklet behandling: Systemansvarlig anser at dette kan gjøres i tilfeller der det ikke er hensiktsmessig med en full gjennomgang av inndelingen, for eksempel hvis nye ledninger settes i drift eller gamle rives i tilknytning til eksisterende budområdegrenser, der behov for små justeringer skyldes tilknytning av nytt forbruk eller ny produksjon i stasjoner som grenser til budområdegrensen, eller der andre administrative forhold gjør det nødvendig (som for eksempel justeringen ved overgang til nettavregningsområder i 2016).

Dersom det er mer enn tre måneder fra tidspunktet saksbehandlingen tidligst kan påbegynnes til vedtaket om endringer i budområder må iverksettes, så vil endringen besluttes gjennom et ordinært vedtak etter for § 5.2. Systemansvarlig vil da holde en offentlig høring som inkluderer vurdering av behov og konsekvenser av endringen.

#### Tredje ledd

Systemansvarlig ~~benytter virkemiddelet med fastsettelse av~~ vil gjennomgå budområdeinndelingen og foreslå etablering av separate midlertidige budområder ved forventet energiknapphet i et avgrenset geografisk område som et av de første aktuelle tiltak når prognoser viser at det kan bli vanskelig å forsyne forbruket i området med de produksjonsressurser som finnes der. Kriterier for gjennomgangen er gitt av kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om "fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalsbehandling" (CACM). Det forutsettes at en eventuell etablering av slike midlertidige budområder vil ha begrenset konsekvens for naboland, og at gjennomgangen kan følge bestemmelser gitt av CACM artikkel 32 nummer 3. Raske Forslag om endringer i budområdeinndelingen som følge av en eventuell anstrengt kraftsituasjon ~~fastsettes ved systemkritiske vedtak~~ legges frem for Reguleringsmyndigheten for energi (RME) som tar stilling til om budområdeinndelingen skal endres.

Dersom RME godkjenner forslaget om å endre budområdeinndelingen vil systemansvarlig iverksette endringene.

Følgende kriterier legges til grunn for ~~denne typen opprettelse av budområder~~ gjennomgangen i disse tilfellene:

- Budområdet skal i størst mulig grad gjenspeile et naturlig avgrenset nettområde og flaskehalsene i forbindelse med dette området.
- Budområdet skal inneholde både produksjon og forbruk, samt ha størrelse/utstrekning eller utvekslingskapasitet som ivaretar konkurranseforholdet i området.
- Det skal være mulig å sette kapasitetsgrenser som samsvarer med den reelle kraftflyten.

#### Fjerde ledd

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

~~Systemregulering~~ Opp- eller nedreguleringsbud fra aktiveringsmarkedet for mFRR er det mest brukte virkemiddelet systemansvarlig har for å avhjelpe flaskehals 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).

~~Bud som blir benyttet fra aktiveringsmarkedet for FRR for å håndtere ubalanser i systemet aktiveres i prisrekkefølge får ordinær pris.~~ Opp- eller nedreguleringsbud fra aktiveringsmarkedet for mFRR som benyttes utenom prisrekkefølge vil få spesialpris. Reguleringer som får spesialpris kalles gjerne spesialreguleringer i kommunikasjon mellom systemansvarlige og konsesjonærer. mFRR-D-bud kan også velges utenfor prisrekkefølge for flaskehalsbehandling. Prising i aktiveringsmarked for mFRR-D vil være i henhold til markedsvilkårene. ~~og dekker system- og balansereguleringer som aktiveres utenom prisrekkefølge.~~

~~Regulerkraftbud benyttet for å avlaste flaskehals og nettbegrensninger internt i budområder, håndtere feilsituasjoner, håndtere spenningsproblemer eller håndtere andre spesielle årsaker, betegnes som systemreguleringer.~~

-

~~Regulerkraftbud som brukes for å korrigere en ubalanse på budområdenivå, både for ett enkelt budområde og flere budområder i sum, betegnes som balanseregulering.~~

~~Merkostnaden ved reguleringer med spesialpris beregner systemansvarlig som differansen mellom kostnaden ved aktivert bud ("pay-as-bid"), og gjeldende regulerkraftpris i dominerende retning.~~

#### Femte ledd

Systemansvarlig publiserer informasjon om endringer i ~~fastsettelse av~~ budområder på Statnett.no og gjennom tjenesten Meldinger fra Landssentralen.

Systemansvarlig praktiserer følgende definisjon av rimelig tid ved de forskjellige prosessene for endring av budområder:



forventes en større samfunnsøkonomisk nytte av å utveksle FRR enn å utveksle energi i døgnet.

Reservasjon av kapasitet for utveksling av aFRR- og mFRR blir gjort D-1, og blir hensyntatt ved fastsettelse av handelskapasitet for døgnet. Hvor mye kapasitet som reserveres til FRR-utveksling vil påvirke handelskapasiteten for døgnet. Konsekvensen er at aktører som kun handler i energimarkedet får noe mindre kapasitet tilgjengelig for handel over budområdegrensene, mens gevinsten er at aktører som deltar i FRR-markedene får noe mer kapasitet tilgjengelig for å handle over budområdegrensene.

Systemansvarlig etterstreber å gi høyest mulig handelskapasitet til energimarkedene. Samtidig må hensynet til driftssikkerhet vektlegges, noe som kan medføre reduksjoner i handelskapasitet.

## 2.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 6 første ledd

### Første ledd

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

Det er flere trinn i prosessen for å fastsette handelskapasiteten mellom budområder. Disse trinnene inkluderer både flytbasert markedskobling og allokering av kapasitet til utveksling av FRR. Prosessen for allokering av kapasitet mellom budområdene blir som følger:

1. Beregning av foreløpig total handelskapasitet på kvelden D-2 (flowbased).
2. Allokering av kapasitet for utveksling av FRR på morgenen D-1.
3. Fastsettelse av handelskapasitet i døgnet etter at kapasitet for utveksling av FRR er fratrukket og en driftssikkerhetsanalyse er gjennomført.
4. Fastsettelse av kapasitet for handel i intradagmarkedet etter at tidligere allokert kapasitet for utveksling av FRR og utveksling i døgnet er fratrukket.
5. Fastsettelse og kontinuerlig oppdatering av tilgjengelig kapasitet for aktivering og utveksling av mFRR mellom budområdene i samsvar med tidligere allokert kapasitet og handel i intradagmarkedet.
6. Kapasitet reservert for aFRR i henhold til klarering i kapasitetsmarkedet kan ikke frigis til mFRR-utveksling og vil kun bli benyttet dersom aFRR blir aktivert. Da det foreløpig ikke er implementert et aFRR-aktiviseringsmarked, gjøres aFRR-aktiveringen på basert på frekvensvariasjoner og i henhold til markedsklarert aFRR-kapasitet på de enkelte produksjonshetene.

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

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

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

Systemansvarlig leverer daglig 24 nasjonale D-1 (dagen før driften) og D-2 (to dager før driften) nettmodeller (IGM – Individual Grid Model) med timesoppløsning til Nordic-RCC sammen med angivelse av relevante CNEC'er i det nasjonale kraftnettet. Nordic-RCC setter de nasjonale nettmodellene sammen for de fire nordiske landene til 24 daglige felles nordiske nettmodeller (CGM'er – Common Grid Models). Deretter benytter Nordic-RCC CGM for å beregne handelskapasitetene (PTDF og RAM) for Norden basert på den felles nordiske beregningsmetoden. Fra og med overgangen til 15 minutters marked, vil hver enkelt timesmodell bli benyttet fire ganger, en for hvert av de fire femtenminutters MTUene modellen dekker.

Før endelig beregning av handelskapasitet til døgnet, gjør Nordic-RCC først en foreløpig beregning D-2. Denne beregningen definerer maks allokering av kapasitet for utveksling av FRR mellom budområdene. Det kan normalt maksimalt allokeres 10% av total handelskapasitet til utveksling av FRR. Ved mangel på bud i enkelte budområder, kan allokeringen økes til maksimalt 20%<sup>4</sup>.

Allokering av kapasitet for utveksling av FRR mellom budområder beregnes i FRR kapasitetsmarkedene pr. budområdekorridor pr. tidsenhet og retning. Dette gjøres på grunnlag av blant annet total tilgjengelig kapasitet, reservekrav pr. budområde, forventet pris i energimarkedet, og de innkomne FRR-kapasitetsbudene. Beregningen vil føre til allokering av kapasitet for utveksling av FRR dersom det gir en større samfunnsøkonomisk nytte å utveksle FRR enn å tildele denne kapasiteten til døgnet. Dimensjonering, altså beregning av reservekrav per budområde, av FRR er beskrevet nærmere i retningslinjene til § 9.

Etter at FRR-kapasitetsmarkedene er klarert hver morgen, blir reservasjonene av kapasitet for utveksling av FRR trukket fra i beregningene som fastsetter handelskapasitet som blir gitt til døgnet. Nordic-RCC beregner først handelskapasiteter per time for døgnet. Når markedsresultatet fra døgnet er kjent, gjør Nordic-RCC beregningen for intradagmarkedet, ~~dette også på timenivå~~. Intradagkapasiteter vil midlertidig angis som ATC<sup>5</sup> (Available Transfer Capacity) begrensninger inntil en FB-løsning også er klargjort i intradagplattformen (SIDC). ATC beregnes på bakgrunn av FB-matrisen og vil dermed baseres på samme nivå av driftssikkerhet som FB-løsningen.

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

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

For termiske grenser og statiske spenningsbegrensninger, blir den maksimale flyten som tillates (startpunktet for beregning av RAM) per kritiske nettverkselement beregnet av Nordic-RCC gjennom bruk av CGM og felles nordisk beregningsmetode. Dynamiske begrensninger fastsettes av systemansvarlig som leverer disse direkte til Nordic-RCC<sup>6</sup>. Dynamiske begrensninger fastlegges gjennom bruk av kraftsystemsimulator som kan beregne konsekvenser ved enkeltutfall (n-1) av anleggsdeler (dvs. linjer, transformatorer, HVDC-anlegg):

- For hver analyseperiode benyttes et forbruk som er representativt for den aktuelle analyseperioden i det gitte nettområdet som analyseres. Forbruket kan dermed representere

---

<sup>4</sup> [Microsoft Word - ACER Decision xx-2020 on the Nordic aBCM A41 ACER decision - Annex I \(europa.eu\)](#)

<sup>5</sup> ATC = NTC – AAC. AAC er allerede allokeret overføringskapasitet.

<sup>6</sup> Det utvikles et regnesystem for å sette Nordic-RCC i stand til å gjennomføre disse beregningene i fremtiden.

lastsituasjonen gitt av f.eks. sesong, tid på døgnet eller særegne forbruksmønstre som kan forventes i drift.

- Deretter gjennomføres en simulering for å finne maksimal flyt. Dette gjøres ved å endre produksjonsnivå og geografisk fordeling av produksjonen i simuleringsmodellen for å finne driftssituasjoner i hvert budområde, og i kraftsystemet som helhet, som akkurat tilfredsstiller kravene til driftssikkerhet ved de verste enkeltutfallene i hovednettet. Kravene til driftssikkerhet er her gitt av:
  - o Termiske begrensninger på linjer/transformatorer (ref. konsesjonærenes oppdatering i Fosweb – Kraftsystemdata)
  - o lavest akseptable spenning i nettet etter utfall
  - o risiko for følgeutfall ved kraftige effektpendlinger (stabilitet etter feil)

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

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

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

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

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

- Bruk av systemvern; hvor signal sendes for automatisk frakopling av produksjon (PFK), forbruk (BFK), nettsplitt eller endring av HVDC-flyt (nøddetekt), ved feil på et anlegg eller ved overstrøm på komponenter.
- Endring i koplingsbilde; gjennom å endre koplingsbilde i nettet kan begrensende komponenter avlastes og kapasitet frigjøres. Kostnader for endringer i koplingsbilde er normalt lav, men kan innebære en høyere risiko for utfall av komponenter og kan gi en uakseptabel drift med hensyn til spenningsforhold og forsyningssikkerhet.
- Aktivering av reguleringer Systemreguleringer og effektkraft; håndtering av nettbegrensninger kan skje gjennom å regulere produksjon eller forbruk i regulerkraftmarkedet, eller gjennom handel med tilbakekjøp fra andre land. I tilfeller der nettbegrensningen er internt i et område, kan det vurderes å håndtere begrensningene med aktivering av reguleringer



- **systemreguleringer.** Slik bruk benyttes når virkningsgraden er høyere enn å redusere handelskapasitet, og at tiltaket vurderes å være samfunnsøkonomisk lønnsomt.
- Redusert forsyningssikkerhet; tillate at en feil i nettet kan medføre mørklegging av et begrenset geografisk område. Ved å fravike N-1 prinsippet hvor én feil kan gi mørklegging av et område, vil det i noen tilfeller kunne gi en høyere handelskapasitet. Nyten av økt kapasitet vil bli vurdert mot risikoen for mørklegging og hvor stort geografisk område som driftes med N-0.
- Avlyse planlagte driftsstanser

### 3 Fos § 8a – Planlegging av produksjon

#### 3.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Det er flere endringer i retningslinjene til § 8a, og endringene har ulike ikrafttredelsesdatoer. Ikrafttredelsesdato er markert bak endringene i selve retningslinjeteksten.

De aktuelle endringene er:

- Første og tredje ledd: Endringer som følger av overgang til 15 minutters oppløsning i intradagmarkedet og 15 minutters balanseavregningsperiode. Endringene vil tre i kraft ved denne overgangen.
- Første ledd: Nytt krav om rapportering av forventet ubalanse og ny frist for å levere oppdatert produksjonsplan. Foreslått ikrafttredelse er 1. juli 2025.
- Alle ledd: Justeringer som følger av innføring av ny rolle "leverandør av balansetjenester". Endringene skal tre i kraft ved innføring av automatisert aktiveringsmarked for mFRR, planlagt 3. desember 2024.
- Vedlegg om krav til innsending av systemdata: omstrukturering av vedlegget. Trer i kraft ved RMEs godkjenning.

#### 3.1.1 Endringer som følger av overgang til 15 minutters oppløsning i intradagmarkedet og 15 minutters balanseavregningsperiode

Systemansvarlig foreslår endringer i retningslinjene til fos § 8a første og tredje ledd for å tilrettelegge for overgang til 15 minutters oppløsning i intradagmarkedet og 15 minutters balanseavregningsperiode. Endringene som foreslås er:

- krav til at produksjonsplan leveres med 15 minutters oppløsning med tilhørende tilpasninger
- terskelen for anlegg som skal rapportere på aggregatnivå senkes fra 50 MVA til 10 MVA

I løpet av første kvartal 2025 vil hele Europa gå over til 15 minutters tidsoppløsning i døgnetmarkedet (Day Ahead). I forkant vil Norden også gå over til 15 minutters tidsoppløsning i intradagmarkedet. Artikkel 8 nr. 2 i regulering (EU) 2019/943 pålegger europeiske kraftbørser å tilby handelsmuligheter i minst samme tidsoppløsning som balanseavregningsperioden. Artikkel 53 nr. 1 pålegger alle TSOer å innføre 15 minutters balanseavregningsperiode. Dette er gjennomført i Norden med unntak av ubalansepris. Fra og med innføring av 15 minutters tidsoppløsning vil ubalanseprisen endre seg per kvarter.

Ved overgang til 15 minutters tidsoppløsning i intradagmarkedet og 15 minutters balanseavregningsperiode, inkludert 15 minutters ubalansepris, skal produksjonsplaner leveres med 15 minutters oppløsning. Selv om døgnetmarkedet vil ha timesoppløsning i en kort overgangperiode, vil alle produsenter tilpasse sin produksjon hvert kvarter.

Kravet i retningslinjene om at produksjonsplanen og tilhørende systemdata skal utarbeides med konstant effekt i hvert kvarter time utgår samtidig.

Videre foreslår systemansvarlig å senke terskelen for anlegg som skal rapportere på aggregatnivå fra 50 til 10 MVA. Ved overgang til automatisk balansering har systemansvarlig behov for mer detaljert informasjon for å kunne håndtere flaskehalser. Vi antar at aktørene allerede har produksjonsplan pr. aggregat på anlegg større enn 10 MVA, og det bør derfor være små administrative og økonomiske konsekvenser ved en slik endring.

Overgang til 15 minutters tidsoppløsning i energimarkedene og balanseavregningsperiode vil redusere strukturelle ubalanser. Med dagens timesoppløsning oppstår det betydelige differanser mellom produksjon og forbruk etter som forbruket endres kontinuerlig mens produksjon endrer seg brått ved timeskift ettersom aktørene står overfor nye kontraktsforpliktelser.

De foreslåtte endringene vil tre i kraft ved innførings av 15 minutter tidsoppløsning i intradagmarkedet i Norden. Anslått dato for dette er 2-3 uker før innføring av 15 minutter tidsoppløsning i døgnmarkedet.

### **3.1.2 Rapportering av forventet ubalanse og ny frist for å levere oppdatert produksjonsplan**

Systemansvarlig foreslår endringer i retningslinjene til fos § 8a første ledd om at de balanseansvarlige skal rapportere avviket mellom det de har handlet i markedet og sin forventede produksjon og forbruk. Dette kaller vi "forventet ubalanse". Systemansvarlig foreslår også å endre siste frist for å levere oppdatert produksjonsplan til 5 minutter før driftskvarteret. Begge disse endringene foreslår innført 1. juni 2025 for å gi aktørene god tid til å forberede overgangen.

#### *3.1.2.1 Rapportering av forventet ubalanse*

Etter overgangen til automatisk balansering er det avgjørende at systemansvarlig har så god og oppdatert ubalanseprognose som mulig. Produksjonsplanen aktørene sender inn skal i henhold til eksisterende og foreslåtte retningslinjer være i tråd med forpliktelsene konsesjonær har i markedene, men vi vet av erfaring at det likevel oppstår avvik. Disse avvikene gir ubalanser i kraftsystemet som det er systemansvarligs oppgave å balansere ut. For å være bedre i stand til å forutse og dermed kunne regulere for disse ubalansene vil vi pålegge aktørene å sende inn sine forventede ubalanser i en egen melding som sendes sammen med oppdatert produksjonsplaner. Meldingen vil være tilsvarende melding for produksjonsplan, og dagens Delfor-melding foreslås videreført. Det bør derfor være begrensede administrative og økonomiske konsekvenser.

Det er balanseansvarlige med produksjon som, på vegne av konsesjonær, løpende rapporterer forventet avvik mellom forpliktelser i markedet og siste oppdaterte produksjonsplaner. Dersom leverandør av balansetjenester sender inn produksjonsplan kan de også sende melding om forventet ubalanse. Denne meldingen skal være per balanseansvarlig, per budområde. Dette er valgt etter diskusjon med aktørene i ISB-møte<sup>7</sup> mars 2024, og er basert på en forståelse av at den forventede balansen til en balanseansvarlig følges opp for porteføljen som helhet, og ikke per stasjonsgruppe/produksjonseenhet. Den balanseansvarliges portefølje kan bestå av både produksjon og forbruk. Balanseansvarlige med kun forbruk berøres foreløpig ikke av dette kravet.

Statnett tydeliggjør at produksjonsplanen som sendes inn skal være basert på det produsenten faktisk forventer å produsere. Dette er i tråd med praksis i dag, men tydeliggjøres med disse endringene i retningslinjene.

#### *3.1.2.2 Ny frist for å levere oppdatert produksjonsplan*

Siste frist for å oppdatere produksjonsplan flyttes fra 45 minutter før driftskvarteret til 5 minutter før driftskvarteret for å få med mest mulig ny informasjon, men vi presiserer at oppdatert produksjonsplan

---

<sup>7</sup> IKT-gruppe for systemtjenester og balanseansvaret (ISB). Se statnett.no for mer informasjon: [IKT-gruppe for systemtjenester og balanseansvaret | Statnett](#)



2024/1273 Høringsdokument mai 2024

skal sendes så snart som mulig etter at energimarkedet er lukket og ikke utsettes til 5 minutter før driftskvarteret.

Vi presiserer at dette ikke innebærer noen endring i kravet om å planlegge seg i balanse, og at dette kravet består.

### 3.1.3 Endringer som følge av innføringen av rollen leverandør av balansetjenester

Systemansvarlig foreslår å endre retningslinjene til fos § 8a for å innføre rollen leverandør av balansetjenester.

I forordning 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft (EB) stilles det krav om at rollene som leverandør av balansetjenester (BSP) og balanseansvarlig (BRP) defineres separat, og det skal utarbeides separate vilkår for disse. Den balanseansvarlige skal være ansvarlig for ubalanse og leverandøren av balansetjenester skal være ansvarlig for å levere bud i balansemarkedene. Dette er detaljert nærmere i vilkår for leverandør av balansetjenester og balanseansvarlig som er publisert på våre nettsider. Se [Metoder og vilkår i henhold til de europeiske forordningene CACM, FCA, EBGL og SOGL | Statnett](#). Gjeldende versjon ble godkjent i januar 2024.

Vi gjør også endringer for å åpne for at aktørene kan bli enige seg imellom om leverandør av balansetjenester eller balanseansvarlig skal rapportere produksjonsplaner og systemdata til Statnett. De foreslåtte endringene vil tre i kraft når rollen som leverandør av balansetjenester innføres, etter planen vil dette skje samtidig som oppstarten av det automatiserte aktiveringsmarkedet for mFRR.

### 3.1.4 Endringer i vedlegg om systemdata

Systemansvarlig har gjort større språklige og strukturelle endringer i vedlegget til retningslinjen til § 8a om Krav til rapportering av systemdata. Endringene er gjort for å gjøre innholdet tydeligere og enklere å orientere seg i. Disse endringene er ikke revisjonsmarkert fordi det ville bli vanskelig å få oversikt over hvordan dokumentet skal se ut til slutt. Vi viser til publisert versjon på [våre nettsider](#).

## 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.

*Følgende avsnitt skal tas inn i retningslinjene ved innføringen av automatisert aktiveringsmarked for mFRR:*

**For stasjonsgrupper som deltar i systemansvarlig sine reservemarkeder kan leverandør av balansetjenester rapportere til systemansvarlig produksjonsplaner med tilhørende systemdata dersom konsesjonær, balanseansvarlig og leverandør av balansetjenester 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.**

2024/1273 Høringsdokument mai 2024

Stasjonsgruppene benyttes av systemansvarlig for å kunne håndtere flaskehals 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 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.

*Følgende avsnitt skal endres ved innføringen av automatisert aktiveringsmarked for mFRR:*

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

~~Balanseansvarlig skal, på vegne av konsesjonær, daglig rapportere produksjonsplan og systemdata per stasjonsgruppe for neste døgn innen kl. 16:00.~~ Rapporteringen skal inneholde følgende informasjon per stasjonsgruppe:

- Produksjonsplaner ~~detaljerte kjøreplaner (inkludert kvartersjustering og produksjons-glating)~~ 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.

*Følgende endringer skal tas inn i retningslinjene ved innføringen av 15 minutters oppløsning i intradagmarkedet:*

For alle kraftstasjoner med samlet ytelse større eller lik 5010 MVA merkeeffekt, skal detaljerte kjøreplaner og systemdata rapporteres for hvert enkelt aggregat (for vindkraft gjelder grensen på 5010 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 ( $P_{maks}$ )

~~Produksjonsplanen og tilhørende systemdata skal utarbeides med konstant effekt i hvert time, slik som beskrevet i § 8b første ledd. Dette gjelder med mindre det foreligger planlagte innmeldte produksjonsendringer innad i timen.~~

*Endringer i etterfølgende del av retningslinjene til første ledd er planlagt gjeldende fra 1.6.2025:*

Endringer i produksjonsplanen og tilhørende systemdata skal rapporteres fortløpende etter hvert som de oppstår, og senest 545 minutter før hvert kvarter driftstimen.

~~Endring av produksjonsplaner og tilhørende systemdata nærmere driftstimen enn 45 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 i driftstimen 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

forløpende iht. siste prognose slik at det er samsvar mellom forpliktelsene i markedet og forventet produksjon. Konesjonæren skal oppdatere produksjonsplan og tilhørende systemdata ~~oppdateres~~ løpende, frem til ~~fristen 45 minutter før hvert kvarter driftstimen.~~, ~~slik at det er samsvar mellom produksjonsplan og faktisk produksjon for uregulerbar kraft~~

Dersom det ikke er mulig for konesjonæren å justere sine forpliktelser i markedet til siste tilgjengelige prognose for faktisk produksjon, skal konesjonæren opplyse systemansvarlig om dette løpende. Balanseansvarlige med produksjon skal, på vegne av konesjonær, løpende 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 avvik eller ikke.

#### Annet ledd

Ved feil i produksjonsanlegg skal det sendes ny produksjonsplan, inkludert oppdaterte systemdata, som samsvarer med faktisk produksjon. Dette gjelder selv om det ikke er mulig å utarbeide produksjonsplan som er i samsvar med konesjonærens forpliktelser og rettigheter.

#### Tredje ledd

Dersom planlagt produksjon endres gjennom ~~timen~~ kvarteret, for eksempel ved prøver, skal systemansvarlig kontaktes for endelig godkjenning. Systemansvarlig vil normalt godkjenne en forespørsel om slik endring i produksjon 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 produksjonsplan, oppstår et stort avvik mellom ~~innsendt~~ rapportert produksjonsplan og hva som er mulig for stasjonsgruppen å produsere, 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.

## 4 Fos § 8b – Planlegging av effektregulering

### 4.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Det foreslås endringer i retningslinjene til første, annet og tredje ledd. Endringene har ulik ikrafttredelsesdato. Ikrafttredelsesdato er markert bak endringene i selve retningslinjeteksten.

De aktuelle endringene er:

- Første ledd og tredje ledd: Innføring av krav om gradvis endring av hhv. produksjon og forbruk. Foreslår innført fra 1. juli 2025.
- Første ledd: Justeringer som følge av overgang til 15 minutters oppløsning i markedene. Innføres ved denne overgangen.
- Annet ledd: Justeringer i retningslinjer om produksjonstilpasning for å lukke avvik. Innføres ved RMEs godkjenning.
- Annet ledd: Justeringer som følge av innføring av ny rolle "leverandør av balansetjenester". Skal tre i kraft ved innføring av automatisert aktiveringsmarked for mFRR, planlagt 3. desember 2024.

Endringen er gjort i versjon av retningslinjene som ble godkjent av RME 7. juli 2023 som skulle beskrive praktisering ved innføring av automatisert aktiveringsmarked for mFRR.

#### **4.1.1 Endringer i første og tredje ledd - krav om gradvis endring av produksjon og forbruk**

Systemansvarlig foreslår endringer i retningslinjene til fos § 8b første og tredje ledd. Forslaget innfører et krav om at produksjon og forbruk skal endres gradvis ved endring i effekt mellom markedstidsenheter (kvarter). Endringen i første ledd gjelder for produsenter, mens endringen i tredje ledd gjelder store sluttbrukere. Begge endringene er omtalt og begrunnet samlet i dette delkapitlet.

Systemansvarlig foreslår at endringene skal tre i kraft 1. juli 2025 for å gi aktørene tid til å gjennomføre nødvendige tilpasninger. Dersom aktører ønsker å endre effekt for produksjon og forbruk gradvis før den tid vil det være nyttig for kraftsystemet.

Endringen vil føre til mindre momentant avvik mellom forbruk og produksjon av ulike typer, vil redusere kraftsystemets behov for reserver som sådan, og spesielle tiltak mot strukturelle ubalanser spesielt. Systemansvarlig bruker i dag store ressurser på å håndtere strukturelle ubalanser. Produksjonsglatting, kvartersflytting av planlagt produksjon, samt ramping restriksjoner på HVDC brukes til å redusere de strukturelle ubalansene. På tross av dette har vi store ubalanser, med tilhørende aktiveringer av automatiske reserver og redusert frekvenskvalitet knyttet til time- og kvartersskift.

Ved å innføre krav om gradvis endring av produksjon og forbruk håper vi å adressere årsakene til de strukturelle ubalansene, slik at vi slipper å gjøre så mye for å håndtere dem. Innføringen av at kravet om gradvis endring vil sammen med overgangen til 15 minutters tidsoppløsning i energimarkedene (beskrevet i denne høringen, i retningslinjen til fos § 8a) føre til mindre momentant avvik mellom forbruk og produksjon av ulike typer. Vi mener det også vil redusere kraftsystemets behov for reserver og spesielle tiltak mot strukturelle ubalanser. Vi håper også at dette på sikt kan føre til at vi kan skalere ned, og aller helst fjerne, norske spesialløsninger for å håndtere strukturelle ubalanser slik som for eksempel den kommende periodeskift-løsningen.

For produsenter tror vi endringen kan ha positive bieffekter. I dag endrer de fleste produsentene produksjonsnivå så raskt de kan. Dette er ikke alltid positivt. Systemansvarlig har fått innspill på at saktere endring kan være bra for vannveier, slitasje og naturverdier nedstrøms for kraftverk.

For å avgrense hvilke sluttbrukere som skal være omfattet av kravet om gradvis endring av forbruk, har systemansvarlig sett hen til definisjonen av store sluttbrukere Statnetts tariffmodell. Her har man satt grensen ved enkeltkunder med effektuttak som er større enn 15 MW og med et årsforbruk over 100 GWh. Dette omfatter ca. 55 sluttbrukere og et forbruk på 45 TWh i året. Dette er ca. en tredjedel av totalforbruket i Norge. Systemansvarlig vurderer at dette er store, profesjonelle aktører som med noen sannsynlighet har styringssystemer på plass for energiforbruket sitt. Kostnadene forventes dermed ikke å være veldig store for disse sluttbrukerne. Samtidig er omfanget stort nok til å kunne påvirke de strukturelle ubalansene i kraftsystemet.

Systemansvarlig vurderer at produsenter og forbruksenheter kan måtte justere i styringssystemene sine for å kunne regulere produksjon og forbruk på ønsket måte. Vi vurderer at de økonomiske og administrative konsekvensene for mange anlegg er av begrenset omfang, mens for andre vil å etterleve kravet ha betydelige økonomiske konsekvenser. For disse har vi foreslått et unntak.

#### 4.1.1.1 Unntaksbestemmelse

Forslaget til retningslinjer til fos § 8b første og tredje ledd spesifiserer noen unntak fra kravet til å endre produksjonen/forbruket gradvis. Systemansvarlig anerkjenner at produksjon og forbruk av kraft skjer i en lang og variert rekke av kompliserte prosesser, og at jevnt stigende eller synkende effekt over 10 minutter ikke alltid vil være mulig. Vi anerkjenner også at disse kravene kan kreve omfattende endringer i prosessene til enkelte produsenter og forbrukere, og effekten i disse tilfellene muligens ikke forsvarer svært store investeringer.

Uforholdsmessighet er vanskelig å presisere entydig. Klare eksempler på uforholdsmessige endringer er dersom kraftverk eller vannveier må bygges om, vesentlig infrastruktur i anlegget må skiftes ut kun for å tilfredsstille denne endringen, eller dersom endringen alene utløser krav til bemanning av en ubemannet stasjon. Endringer vi vurderer som forholdsmessige kan være endret parameterisering eller andre mindre endringer i styringssystemer, eller tilpassede krav dersom andre større systemer/anlegg likevel skal endres eller bygges.

Systemansvarlig foreslår også unntak for variabel kraftproduksjon som vind og uregulerbar vannkraft dersom disse produserer så mye som vind og vannressursene tillater. Dette unntaket gjelder ikke når disse produsentene styrer produksjonen av andre grunner, som negative priser eller at det forventes uvær.

Vi legger ikke opp til en søknadsprosess for denne typen unntak, og håper at dette gir aktørene nødvendig tilpasningsmulighet, til at kravet kan innføres utenfor stor ulempe.

Vi ber om innspill på om disse unntaksbestemmelsene er tydelige og tilstrekkelige.

#### 4.1.1.2 Påvirkning på aktørenes ubalanser

Kravet til å endre produksjonen/forbruket gradvis kan føre til at den balanseansvarlige får noen mindre avvik mellom forpliktelsene i markedet og målt produksjon/forbruk. Systemansvarlig sitt forslag er å ikke gjøre tiltak for å kompensere for denne ubalansen.

Denne teoretiske ubalansen vil være like stor med motsatt fortegn i etterfølgende kvarter, og vil kun medføre en økonomisk ulempe dersom det er endring i ubalanseprisen i ugunstig retning mellom de to kvarterene. Også i dag vil aktørene oppleve noe ubalanse ifm. endringer i produksjon/forbruk, ettersom umiddelbar endring i produksjon akkurat på timeskift ikke er fysisk mulig for de fleste aktører. Systemansvarlig vurderer derfor at dette har små økonomiske konsekvenser for aktørene.

EBGL artikkel 18 nr. 6 bokstav i) sier at Statnett som TSO skal fastsette hvordan krav til ramping av produksjons- eller forbruksenheter etter SOGL artikkel 137 nr. 4 skal påvirke ubalanseposisjonen til aktøren. Statnetts forslag er å *ikke* endre ubalanseposisjonen til aktøren basert på dette. Begrunnelsen for dette er at vi ser påvirkningen på aktøren som liten og lite systematisk, og at det er uforholdsmessig stor administrativ byrde for avregningen enten hos Statnett (alternativ b) eller hos eSett (alternativ c) å justere for dette. Kravet medfører ingen endring i netto energivolum for den balanseansvarlige, og eventuelle prisforskjeller i ubalanseprisen fra ett kvarter til ett annet kan gå i aktørens gunst like mye som i aktørens ugunst. Vi forventer ikke noen systematisk forskjell i ubalansepris som påvirker dette.

Systemansvarlig har også vurdert alternative løsninger for ubalansejustering som vi ønsker innspill på. Vi har ikke utarbeidet forslag til konkrete endringer i retningslinjene for disse alternativene.

Alternativ b:

Statnett kan basert på produksjonsplaner beregne hvordan ubalansen bør justeres for at produsentene ikke skal få ubalanse ved å følge de nye kravene til ramping, og rapportere denne ubalansejusteringen til eSett. Dette vil kreve en del administrasjon hos Statnett, men er mulig. Dette vil da kun gjøres for produsenter som leverer produksjonsplan, og ikke for forbruk siden forbruk ikke leverer forbruksplaner.

Dette ville vært likt med løsningen vi har foreslått for ubalansejustering ved aktivering av mFRR. Vi mener at det er en viktig forskjell i at disse ubalansene, i motsetning til ubalansene for mFRR, ikke systematisk er i den balanseansvarliges ugunst. Grunnen til dette er at kvarteret mFRR-aktiveringen skjer i ofte vil ha høyere ubalansepris enn de tilgrensende kvarterene (markedstidsenhetene).

Alternativ c:

Det mest omfattende alternativet er å beregne alle ubalanseposisjoner for alt forbruk og produksjon i henhold til de nye kravene. Dette ville gjort at alle aktører ville fått ubalansen beregnet etter de nye kravene, men ville vært en del mer komplisert. Endringen vil måtte gjøres i eSett, og det vil kunne sees på som en prinsipiell endring.

#### **4.1.2 Endringer i første ledd som følge av overgang til 15 minutters oppløsning i energimarkedene**

Systemansvarlig har gjort endringer i omtalen av periodeskift under første ledd. Dette er kun redaksjonelle endringer og anses ikke medføre endring i praksis sammenlignet med tidligere versjoner. Vi har tatt ut en setning som beskriver harmonisering med Svenska Kraftnät (SvK). Da SvK ikke lenger planlegger å benytte periodeskift, er det heller ikke aktuelt å harmonisere påslaget med dem.

Systemansvarlig har også gjort endringer for å legge til rette for overgangen til 15 minutters tidsoppløsning i intradagmarkedet. Systemansvarlig forslår å gjerne krav til kvartersplaner og mulighet for produksjonsglatting. Disse endringene vil tre i kraft når denne overgangen gjennomføres. Det er anslått at dette vil skje 2-3 uker før overgangen til 15 minutters tidsoppløsning i døgnmarkedet.

Som følge av endringene i retningslinjene til fos § 8a som pålegger balanseansvarlige å sende produksjonsplaner hvert kvarter, foreslår systemansvarlig å fjerne krav til kvartersplaner og mulighet for produksjonsglatting i retningslinjen til fos § 8b. Ved overgang til 15 minutters tidsoppløsning i intradagmarkedet, både kontinuerlig handel og auksjon, vil de balanseansvarlige også få et incentiv til å planlegge seg i balanse per kvarter siden ubalanseprisen også vil ha kvartersoppløsning. Fra dette tidspunktet vil det også være et krav om at de balanseansvarlige skal levere produksjonsplaner per kvarter, se endring i retningslinjene til fos § 8a. Dette er en ytterligere begrunnelse for å fjerne kravene til kvartersplaner og produksjonsglatting i retningslinjene for fos § 8b.

I forslaget til oppdateringer er tekst om kvartersplaner og produksjonsglatting markert med rød gjennomstrøket tekst. I perioden frem til dette tas ut av retningslinjene vil teksten bestå, og det vil gjøres noen justeringer for at teksten skal bruke riktige begreper knyttet til marked for regulerkraft og kapasitetsmarked for mFRR.

#### **4.1.3 Endringer i annet ledd - produksjonstilpasning**

Systemansvarlig foreslår tre endringer i retningslinjene for produksjonstilpasning. To av endringene gjøres for å lukke to avvik som ble gitt da RME hadde tilsyn med systemansvarlig om bestemmelsen i april 2023. Avvikene var knyttet til fos § 28a, og gjaldt manglende beskrivelser av deler av

praktiseringen av produksjonstilpasning i retningslinjene. Den tredje endringen innebærer en tydeliggjøring av hvordan produksjonstilpasning benyttes ved driftsforstyrrelser. Det vurderes at endringene i hovedsak er en tydeliggjøring av gjeldende praktisering.

Det er i tillegg gjort noen mindre justeringer i begrepsbruk rundt hvem som mottar vedtak om produksjonstilpasning på grunn av innføringen av rollen som leverandør av balansetjenester. Se omtale under endringer i § 8a.

#### *4.1.3.1 Håndtering av minimumsbegrensning*

RME påpekte i revisjonsrapporten at i den grad systemansvarlig har behov for å benytte seg av produksjonstilpasning med minimumsproduksjon i underskuddsområder med flere potensielle aktører må systemansvarlig i retningslinjer beskrive metoder for dette. Dette innebærer en beskrivelse av når virkemiddelet kan benyttes og hvordan produksjonskvotene skal fordeles per konsesjonær. Systemansvarlig har svært sjelden hatt behov for å benytte produksjonstilpasning med minimumsproduksjon, og det har derfor tidligere ikke vært etablert en gjennomarbeidet praktisering for dette. Krav til minimumsproduksjon er typisk satt maksimalt 0-2 ganger per år.

Systemansvarlig kommer nå med et forslag til oppdaterte retningslinjer som beskriver praksis ved produksjonstilpasning med minimumsproduksjon. Vi presiserer i retningslinjene at produksjonstilpasning benyttet ved begrenset overføringskapasitet i lengre tidsrom gjelder både når begrensningene gjelder ut fra et overskuddsområde eller inn til et underskuddsområde. Ved begrensning inn til et område vil vi produksjonstilpasse for å dekke underskuddet og produsenter vil dermed få krav om minimumsproduksjon. Forutsetningene som legges til grunn for å vurdere minimumsproduksjon og fordeling av kvoter mellom konsesjonærer er helt tilsvarende som ved begrensning i produksjon i et overskuddsområde.

#### *4.1.3.2 Utvelgelse av aktører for produksjonstilpasning*

RME skrev i sin revisjonsrapport at dersom systemansvarlig ønsker å differensiere mellom uregulerbar produksjon må en slik praksis tydeliggjøres i retningslinjene, og at prosessen og vurderingene som gjøres ved prioritering av konsesjonærer som skal bli produksjonstilpasset skal fremgå av retningslinjer. De skrev også at retningslinjene må beskrive hvordan vedtak om produksjonstilpasning skal fattes overfor konsesjonærer i distribusjonsnett. I forslaget til oppdaterte retningslinjer har vi gjort justeringer for å etterkomme dette.

Ved behov for å produksjonstilpasse søker systemansvarlig å begrense behovet for at ikke-regulerbar produksjon må omfattes. I noen tilfeller det er ikke tilstrekkelig at det kun er produksjon med reguleringsevne som omfattes, eller det kan være hensyn til spenningsforhold og stabilitet som tilsier at noe produksjon med reguleringsevne må produsere, og dermed må uregulerbar produksjon begrenses istedenfor.

Basert på erfaring ser vi det normalt kan legges til grunn en samtidighet på 60 prosent i et område. Det vil si at kun 60 % av den ikke-regulerbare produksjonen produserer på samme tidspunkt. Dette gjelder likevel ikke alltid og i noen tilfeller vil sammensetning av produksjonsteknologi og/eller den hydrologiske situasjonen kunne innebære at samtidigheten blir høyere eller lavere enn 60 %. Vi vil i disse tilfellene legge til grunn en mer representativ samtidighet.

Når ikke-regulerbar produksjon omfattes av produksjonstilpasning vil fordelingen mellom aktørene være basert på behovet og muligheten vi har til å komme i kontakt med aktøren. Vi vil derfor som hovedregel omfatte de største aktørene først ettersom disse i vil kunne gi nødvendig bidrag med større sikkerhet enn mindre aktører. I tillegg legger vi til grunn hydrologiske forhold i vurdering av behov.



Ved behov for å produksjonstilpasse småkraft tilknyttet distribusjonsnett har Statnett begrenset informasjon om hvem som er balanseansvarlig aktør. I disse tilfellene vil vi sende vedtak om produksjonstilpasning til nettselskapet som småkraftaktørene er tilknyttet, og be om at vedtaket viderefremmes.

#### 4.1.3.3 Produksjonstilpasning ved driftsforstyrrelser

Vi har lagt til tekst i avsnittet om produksjonstilpasning for å presisere at verken aktiveringer i marked for regulerkraft eller produksjonstilpasning vil benyttes i tilfeller hvor produksjonen må stoppe som følge av at et område blir spenningsløst. Dette anses som en tydeliggjøring av dagens praktisering som har manglet i retningslinjene. Praksisen som nå omtales i retningslinjene vil være i tråd med tilbakemeldinger systemansvarlig fikk fra RME på tidligere forslag til retningslinjer, ref. brev datert 7. juli2021:

" Etter fos § 12 femte ledd, har systemansvarlig ikke anledning til å kompensere produsentene for påført tap i situasjoner der kraftverk ikke kan levere kraft til nettet som følge av at nettet er spenningsløst i området de er tilknyttet."

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

### Første ledd

Planlagt gjeldende fra 1.7.2025

#### 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.

#### Unntak fra krav om gradvis endring av produksjon

Kravet om gradvis endring av produksjon gjelder ikke:

- 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.

Planlagt gjeldende fra innføring av 15 minutters oppløsning i intradagmarkedet:

#### 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 planlagt produksjonsendring dersom denne overstiger terskelverdien på 25 MW. Kravet gjelder på stasjonsnivå. Planlagt produksjonsendring meldes inn gjennom budprosessen for mFRR ved bruk av budegenskapen (budattributtet) periodeskift<sup>8</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 **bestilling aktivering** av periodeskift. Denne løsningen krever programvare med funksjonalitet for å motta, godkjenne og returnere svar på **bestillinger aktiveringer** fra systemansvarlig elektronisk. Videre må konsesjonær installere programvare for kommunikasjon med

<sup>8</sup> Se BSP implementasjonsguide for mFRR energiaktiveringsmarkedet, Appendix 1.



systemansvarlig i tråd med vilkår for deltakelse i **aktiveringsmarkedet for mFRR-energiaktiveringsmarkedet**.

#### Bruk av periodeskift ved store produksjonsendringer

Systemansvarlig vil aktivere periodeskift i situasjoner der det er tydelig i driftskvarteret at planlagt 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 grunnlag:

- Generelt unntak for stasjoner bestående av kraftproduksjon uten reguleringsevne, herunder vindkraft og vannkraft uten magasin.
- Det kan gis generelt unntak for stasjoner der tekniske forhold eller krav i konsesjon gjør at det er krevende å tilby periodeskift. I slike tilfeller må en begrunnet søknad sendes til [BSP@statnett.no](mailto:BSP@statnett.no).
- 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.

#### 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 planlagt eller direkte aktivering. ~~Det må også være harmonisert med påslaget i Sverige.~~ 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.

*Planlagt fjernet ved innføring av 15 minutter oppløsning i intradag*

#### ~~Kvartersplaner~~

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

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

#### Systemansvarlig krav til kvartersplaner:

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

- ~~Ved planlagte produksjonsendringer  $\geq 200$  MW over ett timeskift, deles opp/nedkjøring i 3 trinn. Produksjonsendringen på timeskift skal utgjøre 20-40 % av total planlagt endring, og~~

resterende endring skal fordeles likt 15 minutter før og 15 minutter etter timeskift. Endringen kan også gjøres som en rampingregulering over samme tidsrom, som et alternativ til trinn.

- Ved planlagte produksjonsendringer  $\geq 400$  MW over ett timeskift, deles opp /nedkjøring i 4 like trinn med  $\frac{1}{4}$  av endringen 30 minutter før timeskift,  $\frac{1}{4}$  15 minutter før timeskift,  $\frac{1}{4}$  15 minutter over timeskift og  $\frac{1}{4}$  av endringen 30 minutter over timeskift. Endringen kan også gjøres som en rampingregulering over samme tidsrom, som et alternativ til trinn.

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

#### Konsesjonærens forpliktelser for leveranse av reserver:

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

##### FGR

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

##### aFRR

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

##### Regulerkraftbud (RK-bud)

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

##### Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM)

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

#### Ubalansehandtering:

Kvartersjusteringene vil praktisk sett behandles som reguleringer i balanseavregningen.

Kvartersplankravene medfører dermed ikke forbruksubalanser eller produksjonsubalanser såfremt konsesjonær følger kvartersplan. Dette forutsetter at kvartersjusteringene er symmetrisk rundt timeskift, slik kravene angir at de skal være.

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

#### Produksjonsglatting

Formålet med produksjonsglatting er å redusere de strukturelle ubalansene i kraftsystemet.

Produksjonsglatting gir en fordeling av produksjonsendringer over timen som er bedre tilpasset kraftsystemets behov ved at systemansvarlig bestiller glatting av produksjon basert på prognoser og produksjonsplaner kvelden før driftsdøgnet.

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

- Konsesjonær har jevnlig, normalt minst ukentlig, produksjonsendringer over et timeskift  $\geq 200$  MW per elspotområde.

2024/1273 Høringsdokument mai 2024

- ~~Konsesjonær har bemannet driftssentral og er i stand til å håndtere bestillinger fra systemansvarlig som beskrevet i vilkår på kveld.~~
- ~~Forutsetter fleksibel produksjon.~~

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

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

#### *Annet ledd – Produksjonstilpasning*

*Planlagt gjeldende fra RME sin godkjenning:*

Systemansvarlig benytter som hovedregel systemregulering når flaskehalsen i nettet oppstår som følge av driftsforstyrrelser eller planlagte driftsstanser. Produksjonstilpasning benyttes i følgende tilfeller:

- Når det oppstår separatområder
- I områder med kun én dominerende balanseansvarlig aktør
- I områder med begrenset overføringskapasitet i lengre tidsrom

Vedtaket om produksjonstilpasning sendes normalt til aktør som sender inn produksjonsplan etter retningslinjer til fos § 8a. Når det gjelder vedtak om produksjonstilpasning vil dette som regel være balanseansvarlig. ~~til balanseansvarlige aktører. Med enbalanseansvarlig aktør menes en aktør som har ansvaret for daglig å sende inn produksjonsplaner og regulerkraftanmeldinger for en gitt stasjonsgruppe til Landssentralen (Statnett). For småkraft i distribusjonsnett kan Statnett ved behov sende vedtak om produksjonstilpasning til nettselskap og be om at vedtaket viderefremmes til aktuelle produsenter i deres nett. Balanseansvarlig må ha omsetningskonsesjon gitt av RME og må inngå balanseavtale med avregningsansvarlig (Statnett). For å få tilgang til å handle i engrosmarkedet, er det krav om at aktører inngår en balanseavtale med Statnett. Aktøren må enten selv være balanseansvarlig, eller ha en avtale med en balanseansvarlig som håndterer aktørens ubalanse mot avregningsansvarlig. Det er balanseansvarlig som melder inn produksjonsplaner til systemansvarlig fordelt på stasjonsgrupper. Det er også kun balanseansvarlige selskaper som melder inn bud i regulerkraftmarkedet. I denne bestemmelsen anser derfor systemansvarlig konsesjonær å regne som balanseansvarlig konsesjonær med omsetningskonsesjon.~~

Under produksjonstilpasning gjelder fortsatt kravet om at balanseansvarlig aktør skal planlegge seg i balanse. Vedtak om produksjonstilpasning innebærer at den balanseansvarlige (eventuelt eier av produksjonsanlegg som inngår i balanseansvarliges portefølje) må tilpasse sine anmeldelser i aktuelle kraftmarkeder og innmeldinger av produksjonsplaner til de vedtatte produksjonstilpasninger.

Produksjonsbegrensningene legges på hver balanseansvarliges aktørs portefølje, slik at disse kan fordele begrensningene mellom ulike konsesjonærer og produksjonsenheter. Dersom det ikke foreligger en bilateral avtale som sikrer balanseansvarlig rett til justering av produksjonsplaner for produksjonsanlegg de er balanseansvarlig for, må produksjonsbegrensningen i sin helhet foretas på den balanseansvarliges egne anlegg. Balanseansvarlig aktør bør vurdere å sikre seg rett til justering av produksjonsplaner for de konsesjonærer og produksjonsanlegg som inngår i den balanseansvarliges portefølje.

I enkelte tilfeller vil det være behov for å fastsette mer eksplisitte krav til produksjonsfordeling og regulerstyrke. Dette vil spesielt være tilfelle når det oppstår separatområder.

#### *Produksjonstilpasning i separatområder*

Produksjon i områder som er radielt tilknyttet overliggende nett vil bli produksjonstilpasset når overføringen inn til området kobles ut som følge av en driftsforstyrrelse eller planlagt driftsstans. Hvor omfattende produksjonstilpasningen blir avhenger av varigheten på utkoblingen og det aktuelle forbruket i området. Produksjon som er tilknyttet et område uten eller med lite forbruk, må stoppe helt eller vil få en svært begrenset tillatt produksjon når den radielle overføringen er utkoblet. Dette gjelder også vind- og elvekraftverk.

Systemansvarlig skal fastsette hvem som skal utøve frekvensreguleringen i et område som midlertidig er uten fysisk tilknytning til tilgrensende overføringsnett, ref. § 12 tredje ledd.

#### *Produksjonstilpasning i områder med kun én dominerende balanseansvarlig*

Systemansvarlig vil benytte produksjonstilpasningen for å unngå overlast ved planlagte driftsstanser og etter driftsforstyrrelser i følgende tilfeller:

- I områder hvor det kun er én balanseansvarlig ~~aktør~~
- I områder der én balanseansvarlig ~~aktør~~ har stor markedsmakt
- I områder der ~~maksimalt én balanseansvarlig aktør~~ alle ressurser som deltar i ~~marked for regulerkraft balanse-/regulerkraftmarkedet~~ med aggregater i området begrenset av flaskehalsen ~~har den samme balanseansvarlige.~~

Det vil si at det kan finnes flere balanseansvarlige ~~aktører~~ i området, men at det i realiteten kun er ~~ressurser tilhørende~~ én eller ingen balanseansvarlig ~~aktør~~ som normalt deltar i ~~marked for regulerkraft balanse-/regulerkraftmarkedet~~ med aggregater i området begrenset av flaskehalsen.

Med stor markedsmakt i et område menes områder der en aktør har en dominerende markedsandel slik at konkurransesituasjonen ikke vil være reell eller tilstrekkelig til å ha et velfungerende marked.

#### *Produksjonstilpasning i ~~overskudd~~områder med begrenset overføringskapasitet i lengre tidsrom*

I de tilfeller der det er over 50 % begrensning i maksimal overføringskapasitet i forhold til intakt nett ut fra et ~~overskudds~~område ~~eller inn til et underskudds~~område vil Statnett vurdere å benytte produksjonstilpasning uavhengig av antall balanseansvarlige ~~aktører~~ i området. I slike tilfeller vil følgende forutsetninger bli lagt til grunn:

- Produksjonstilpasning vil bli vurdert benyttet når forholdstallet mellom forventet ~~produksjonsoverskudd~~produksjonsoverskudd eller ~~-underskudd~~ og overføringskapasitet ut av det innestengte området overstiger 1,2. Produksjonsoverskudd/~~-underskudd~~ i et område beregnes ved å summere opp installert produksjonskapasitet og trekke fra forventet last bak flaskehalsen.
- Ved planlagte driftsstanser og driftsforstyrrelser i regionalnettet vil produksjonstilpasning kunne benyttes dersom begrensningen har en varighet eller forventes å ha en varighet over 8 timer. (I regional- og distribusjonsnett er det ofte mangel på RK-bud.)
- Ved planlagte driftsstanser og driftsforstyrrelser i transmisjonsnettet vil produksjonstilpasning kunne benyttes dersom begrensningen har en varighet eller forventes å ha en varighet over en uke.
- Ikke-regulerbar produksjon (vindkraft og vannkraft uten magasin) vil om mulig ikke bli omfattet av vedtak om produksjonstilpasning. Ved beregning av tilgjengelig nettkapasitet ut av det begrensede området legger systemansvarlig til grunn ~~en representativ~~ ~~samtidighet for den ikke regulerbare produksjonen basert på sammensetningen av produksjonstype og den hydrologiske situasjonen.~~ Normalt legges det til grunn 60 % samtidighet. ~~Samtidighet for ikke regulerbar produksjon.~~
- Ikke-regulerbar produksjon vil bli omfattet dersom det ikke er mulig å håndtere nettbegrensningen uten at ikke-regulerbar benyttes, og av hensyn til spenningsforhold og stabilitet.

- Fordeling av produksjonstilpasning for ikke-regulerbar produksjon skjer normalt basert på sammenheng mellom behov og størrelse på produksjon, og hydrologiske forhold på det relevante tidspunktet
- Produksjonstilpasningen vil fordeles til balanseansvarlig ~~aktør~~ basert på installert effekt i regulerbar produksjon. Dersom vedtak om produksjonstilpasning blir fattet kort tid før gjennomføringsperioden og de berørte produsenter har begrenset mulighet for å justere sin magasindisponering i forkant, vil systemansvarlig hensynte sannsynligheten for vanntap ved tildelingen av kvoter.
- Produksjonstilpasning og systemregulering vil bli benyttet i kombinasjon for å utnytte tilgjengelig nettkapasiteten ut av området best mulig.
- Vedtak om produksjonstilpasning som fattes mer enn fire uker før gjennomføring vil bli spesifisert med en grov kvote (effekt MWh/h) pr. balanseansvarlig pr. uke. Kvoten kan ev. differensieres for helg/hverdag og natt/dag. Uken før produksjonstilpasningen vil nytt vedtak kunne fattes med oppdaterte og mer finfordelte kvoter med variasjoner pr. time.
- Vedtatte produksjonskvoter vil kunne bli justert i egne vedtak under gjennomføring av planlagt driftsstans.

#### *Generelt om gjennomføring av produksjonstilpasning*

I tilfeller som angitt i de tre beskrivelsene ovenfor vil systemansvarlig fatte vedtak som innebærer at produksjonen blir tilpasset tilgjengelig nettkapasitet. Vedtak om produksjonstilpasning gir ingen rett til kompensasjon for ulemper og tap, herunder vanntap og tapt vindkraftproduksjon, dette påfører berørte konsesjonærer. I områder med flere balanseansvarlige ~~aktører~~ og forbruk som skal dekkes, kontakter systemansvarlig de balanseansvarlige ~~aktørene~~ før endelig fordeling av tillatt produksjon vedtas av systemansvarlig.

Under og før gjennomføring av periode for produksjonstilpasning vil systemansvarlig ha jevnlig kontakt med berørte balanseansvarlige aktører. Systemansvarlig vil kunne omfordele tildelte kvoter dersom det viser at de tildelte kvoter ikke i tilstrekkelig grad reflektere kritikalitet og vannverdier for de berørte konsesjonærer. Produksjonstilpasning kan omfatte både krav til en øvre og nedre grense for tillatt produksjon avhengig av om begrensingen gjelder inn eller ut av området.

Systemansvarlig skal ved planlagte driftsstanser og driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnett, som medfører produksjonstilpasning, informere de balanseansvarlige ~~aktørene~~ så snart som mulig etter at begrensningen i nettet er kjent slik at de balanseansvarlige ~~aktørene~~ kan tilpasse seg den begrensede nettkapasiteten.

Planlagte driftsstanser i transmisjonsnettet for kommende år skal meldes til systemansvarlig innen 1. september. Systemansvarlig vil da normalt sende varsel om vedtak om aktuelle produksjonstilpasninger innen 1. desember. Dersom planlagte driftsstanser meldes til systemansvarlig etter frist for innmelding til årsplanleggingen, men minimum tre måneder før gjennomføring, vil systemansvarlig normalt sende varsel om vedtak om eventuell produksjonstilpasning innen tre uker etter mottatt plan.

Vedtak om produksjonstilpasning skal normalt ikke fattes senere enn to uker før gjennomføring.

#### *Spesielt om gjennomføring av produksjonstilpasning ved driftsforstyrrelser*

Ved driftsforstyrrelser som medfører at et område blir uten spenning 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.

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 markedet er trådt i kraft. Nødvendige produksjonsendringer før dette gjøres ved systemregulering.

#### *Varsling av vedtak*

Systemansvarlig skal sende varsel om vedtak til berørte parter før det utarbeides et ikke systemkritisk vedtak om produksjonstilpasning. Systemansvarlig har plikt til å påse at saken er så godt opplyst som mulig før vedtak fattes. Mottaker av varselet skal ha anledning til å komme med innspill om forhold som er av betydning for gjennomføring av den varslede produksjonstilpasningen, eksempelvis tidspunkt, fordeling av volumer og eventuelle begrensninger som følge av manøvreringsbestemmelser. For at systemansvarlig skal kunne varsle de balanseansvarlige **aktørene**, må det først sendes markedsmelding om begrensningene driftsstansen gir, slik at de balanseansvarlige ikke sitter i en innsiddeposisjon.

Fra systemansvarlig mottar en innmeldt driftsstans må det påregnes inntil tre ukers behandlingstid før varsel om produksjonstilpasning kan sendes. For at vedtak om driftsstans og vedtak om produksjonstilpasning skal kunne fattes i rimelig tid før gjennomføring vil berørte balanseansvarlige ikke kunne forvente mer enn 2-3 ukers frist for å gi tilbakemelding på varselet. Systemansvarlig vil deretter ha behov for inntil 3 uker for å fastsette vedtak om produksjonstilpasning og driftsstans. Samtidig vil markedet, om nødvendig, bli orientert via en oppdatert markedsmelding.

#### *Tredje ledd*

*Planlagt gjeldende fra 1.7.2025*

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

## 5 Fos § 9 – Regulerstyrke og effektreserve

### 5.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Det foreslås følgende endringer i retningslinjene til annet ledd:

- Vilkår for kapasitetsmarked for mFRR og kapasitetsmarked for aFRR tas ut av retningslinjene. Trer i kraft ved innføring av automatisert aktiveringsmarked for mFRR, planlagt innført 3. desember 2024.
- Innføring av nytt kapasitetsmarked for mFRR-D. Trer i kraft ved innføring av automatisert aktiveringsmarked for mFRR, planlagt innført 3. desember 2024.
- Endringer i vilkår for FCR-markedet. Innføres ved RMEs godkjenning.



- Innføring finansielle ordninger for å sikre tilstrekkelig reserver. Innføres ved RMEs godkjenning.

Versjonen av retningslinjene som er benyttet i denne høringen inneholder endringer som har vært på høring 1. desember 2023-29. februar 2024. Denne versjonen er dermed ikke godkjent av RME på nåværende tidspunkt.

### 5.1.1 Endringer i vedlegg til retningslinjene

Vilkår for kapasitetsmarked for mFRR og kapasitetsmarked for aFRR, som er vedlegg til retningslinjene, tas ut av retningslinjene siden vilkårene skal godkjennes etter EB<sup>9</sup>. Vilråene 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".

Denne endringen vil tre i kraft når systemansvarlig iverksetter metoden etter EB. Dette er planlagt ved innføringen av automatisert aktiveringsmarked for mFRR den 3. desember 2024.

### 5.1.2 Innføring av nytt kapasitetsmarked for mFRR-D

For å ikke miste tilgang på verdifull fleksibilitet som ikke oppfyller kravene for deltagelse i nytt aktiveringsmarked for mFRR og/eller ikke egner seg til hyppig aktivering for normale ubalanser, foreslår systemansvarlig å opprette et nytt marked for driftsforstyrrelsesreserver, betegnet som "mFRR-D". Det planlegges både et kapasitetsmarked og et aktiveringsmarked. Reservene i mFRR-D skal benyttes ved spesielle hendelser eller driftsforstyrrelser, og normalt ikke til å dekke kravene til reserver for normale ubalanser. Denne endringen i retningslinjene vil tre i kraft når systemansvarlig iverksetter metoden etter EB artikkel 18 som inneholder markedsvilkårene. Dette er planlagt ved innføringen av automatisert aktiveringsmarked for mFRR den 3. desember 2024.

For mer utfyllende informasjon om mFRR-D viser systemansvarlig til egen høring gjennomført mellom 1. mars 2024 og 14. april 2024. Se [høring om markedsvilkår for mFRR-D-markedet](#). Systemansvarlig har mottatt flere høringsinnspill om utformingen av mFRR-D-markedet. Vi vil gjøre en vurdering av innspillene før vi oversender endelig forslag til RME for godkjenning, etter planen 31. mai. Endelig forslag vil bli publisert på [våre nettsider](#) ved oversendelse til RME.

Vilkårene for markedet, som skal godkjennes som metode etter EB artikkel 18, beskriver kravene for å delta i markedet. Retningslinjen til fos § 9 annet ledd beskriver hvordan systemansvarlig vil bruke kapasitetsmarkedet for mFRR og kapasitetsmarkedet for mFRR-D for å sikre nødvendig reservevolum. Innkjøp i kapasitetsmarkedet for mFRR gjøres på døgnbasis, mens innkjøp i kapasitetsmarkedet for mFRR-D har en varighet på 1 til 3 måneder. Reserver kjøpt i mFRR-D sikres altså for en lengre periode, mens reserver i kapasitetsmarkedet for mFRR kjøpes på daglig basis for å håndtere normale ubalanser.

I henhold til metode etter SOGL<sup>10</sup> artikkel 157 skal systemansvarlig disponere tilstrekkelige reserver til å dekke både normale ubalanser og dimensjonerende hendelse i kraftsystemet. Metoden blir først gjeldende ved tilknytning til den europeiske plattformen for utveksling av aFRR (Picasso). Normale ubalanser er ubalanser i forbruk, produksjon og utveksling uten at det er feil i kraftsystemet, mens dimensjonerende hendelse typisk er feil på største komponent i budområdet, hvor en slik feil kan skape kraftoverskudd eller -underskudd i et prisområde. mFRR er planlagt brukt for å håndtere

---

<sup>9</sup> kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft

<sup>10</sup> Forordning (EU) 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft.

alle typer ubalanser, mens mFRR-D hovedsakelig etableres for å sikre reserver for å håndtere større feil, slik som dimensjonerende hendelse, i kraftsystemet.

Siden mFRR-D kun skal brukes til å dekke dimensjoneringskrav for dimensjonerende feil, vil ikke systemansvarlig anskaffe volum utover det som er nødvendig for å dekke dimensjonerende feil i budområdene i kapasitetsmarkedet for mFRR-D. Nøyaktig hvor mye reserver som kjøpes i kapasitetsmarkedet for mFRR-D vil være avhengig av tilbudt volum i kapasitetsmarkedet for mFRR-D og en vurdering av hva som kan forventes av tilgjengelige reserver i det døgnbaserte kapasitetsmarkedet for mFRR.

På nåværende tidspunkt er det stor usikkerhet knyttet til hvordan volum vil fordele seg mellom kapasitetsmarkedene for mFRR og mFRR-D. Systemansvarlig har begrenset erfaring med det nye, daglige kapasitetsmarkedet for mFRR som ble innført i februar 2024. Det er også usikkerhet knyttet til hvor stort tilbud systemansvarlig får i kapasitetsmarkedet for mFRR-D. Vi tror det er krevende for leverandørene å bestemme hvilket marked de vil tilby tjenester til før vi ser hvordan mFRR-markedet brukes etter oppstart av automatisert balansering med mFRR planlagt fra desember 2024.

I utgangspunktet er reservene som anskaffes i kapasitetsmarkedet for mFRR-D en ytterligere sikkerhet for å ivareta forsyningssikkerhet, og dermed reserver som vil aktiveres svært sjelden.

### **5.1.3 Endringer i vilkår for FCR-markedet**

Versjonen av vilkårene som er benyttet i denne høringen inneholder endringer som har vært på høring 1. desember 2023-29. februar 2024. Denne versjonen er dermed ikke godkjent av RME på værende tidspunkt. Omtalte endringer foreslås å tre i kraft når RME har godkjent forslaget.

Systemansvarlig har gjort en endring i kapittel 2 "Annen styrende dokumentasjon". Det refereres til vilkår for mFRR, og det ble gjort en presisering om at vilkår for mFRR ligger i metode etter EB<sup>11</sup> artikkel 18 nr. 1.

Vi har tatt inn en presisering i kapittel 6.4 "Utforming av bud" som sier at maksimal leveranse av FCR-N per reguleringsobjekt er begrenset 70 MW på samme måte som for FCR-D. Dette er kun en presisering i FCR-vilkårene. 70 MW grense for FCR-N og FCR-D er i tråd med de gjeldende funksjonskravene "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area".

Systemansvarlig foreslår endringer i kapittel 8.4 "Vilkår og rutiner for betaling" fordi avregning av FCR-kapasitet overføres fra Statnett til den nordiske balanseavregningen, eSett, i løpet av 2025. Endringen er gjort fordi flere leverandører av balansetjenester har ønsket dette, blant annet under balanseavregningsforumet våren 2023. Overføringen innebærer at det blir en samordnet løsning i Norden for oppgjør av kapasitetsmarkedet siden Svenska Kraftnät og Energinet benytter eSett til oppgjør av kapasitetsmarkedet og aktiveringsmarkedet i dag. Endringen betyr at leverandørene av balansetjenester vil motta oppgjør fra eSett, og avregningen av FCR vil inngå i den ukentlige avregningen fra eSett, som de fleste leverandørene av balansetjenester allerede mottar faktura for. Endringen vil ikke ha noen kostnader for leverandørene av balansetjenester.

### **5.1.4 Finansielle ordninger for å sikre tilstrekkelig reserver**

Endringen med innføring av omtale av finansielle ordninger i retningslinjene vil innføres ved RME sin godkjenning av retningslinjen.

---

<sup>11</sup> Forordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft.



Statnett som systemansvarlig skal til enhver tid disponere tilstrekkelige effektreserver i henhold til fos § 9 annet ledd. Systemansvarlig foreslår å innføre bruk av finansielle ordninger som et nytt virkemiddel for å sikre tilstrekkelig effektreserver iht. fos § 9 annet ledd. Vi foreslår at systemansvarlig i tilfeller hvor reservemarkedene ikke er tilstrekkelige for å anskaffe nødvendig reservevolum eller reserver av rett kvalitet, kan etablere ordninger som gir økonomiske insentiver til at leverandører skal stille med økt volum av prekvalifiserte reserver i markedene. Finansielle ordninger skal virke som et supplement til markedsbaserte løsninger og andre virkemidler for å sikre tilstrekkelig med reserver.

En finansiell ordning er en ordning hvor systemansvarlig betaler leverandører av reserve- og balanseprodukter en andel av investeringer som er nødvendige for deltakelse i markeder. Hensikten er å oppnå et større volum av reserver i markedet slik at man sikrer en samfunnsmessig rasjonell systemdrift.

Systemansvarlig foreslår at omtalen av de finansielle ordningene i retningslinjene blir utformet generelt til å gjelde for alle reservemarkeder som er nevnt i disse retningslinjene. Formålet med disse ordningene vil være det samme selv om utformingen av ordningene kan være forskjellig. En generell utforming vil gi systemansvarlig mulighet til å etablere flere ulike finansielle ordninger uten behov for endringer i retningslinjene. Systemansvarlig sitt forslag innebærer at de ulike finansielle ordningene vil være av midlertidig karakter. En generell utforming av retningslinjene vil også gi større fleksibilitet for systemansvarlig i tilfeller hvor det er nødvendig med rask oppstart av ordningene. Det gjelder spesielt i overgangen til automatisert balansering og nye tekniske krav til reservene. Systemansvarlig vil publisere nærmere innhold for hver av ordningene fortløpende på våre nettsider.

Endringen i retningslinjene som åpner for finansielle ordninger skal i utgangspunktet gjelde ut 2028. Systemansvarlig vil mot slutten av perioden vurdere hvorvidt det er hensiktsmessig å videreføre praksisen med finansielle ordninger.

Alle finansielle ordninger skal utformes slik at de ikke bryter med regelverket for statsstøtte og offentlig anskaffelse. Dette blir vurdert konkret for hver ordning. Ved behov vil vi benytte ekstern juridisk kompetanse, slik vi har gjort ved tidligere anledninger.

Systemansvarlig har beregnet at en ramme på 75 millioner kroner ekskludert MVA per år, er tilstrekkelig for slike finansielle ordninger. De finansielle ordningene vil bli lagt inn i denne rammen for det året de utlyses, men utbetalingene kan skje over flere år etter hvert som aktørene fullfører deler av kravene for å få støtte. Systemansvarlig vil benytte seg av finansielle ordninger i de tilfeller det anses som nødvendig, men har ikke som mål å bruke hele rammen dersom det er ikke er behov eller samfunnsmessig rasjonelt å gjøre dette.

Systemansvarlig har vurdert at 75 millioner kroner er et hensiktsmessig nivå på en slik ramme. Vi vurderer at 75 millioner kroner i året vil åpne for opptil tre finansielle ordninger per år, da en finansiell ordning har et budsjett på omtrent 25 millioner kroner. Dette er basert på tidligere kjøp av aFRR kapasitet ved markedsoppstart, bonusutbetaling for overgang til nytt automatisert aktiveringsmarked for mFRR, kostnadsestimater på overgang til nye tekniske krav i markeder og aktørkontakt. Finansielle ordninger krever også intern kapasitet, og systemansvarlig vurderer derfor at det ikke vil være hensiktsmessig med mer enn tre slike ordninger i et normalår. Dersom systemansvarlig vurderer at det er nødvendig å opprette ordninger som medfører en høyere kostnad vil systemansvarlig avklare et slikt avvik fra rammen med RME.

I retningslinjene beskriver systemansvarlig sin praksis for utøvelsen av systemansvaret, og det er ikke praksis å skrive inn i retningslinjene til de enkelte bestemmelsene hvor store kostnader vi har for hver enkelt praktisering. Vi har likevel valgt å omtale beregningen for rammen for finansielle ordninger i ordlyden til retningslinjene i dette tilfellet for å være mest mulig transparent overfor bransjen.

Systemansvarlig skal gjøre en samfunnsøkonomisk vurdering av hver enkelt ordning for å sikre at det er samfunnsmessig rasjonelt å gjennomføre ordningen. Kun ordninger som vurderes som samfunnsøkonomisk rasjonelle vil bli utlyst. Vurderingen av ordningene vil være i tråd med utredningsinstruksen<sup>12</sup>, hvilket inkluderer en vurdering av tiltakets positive og negative virkninger, om det er andre egnede virkemidler som kan benyttes sammen med eller istedenfor ordningen, og dens effekt for å bidra til sikker systemdrift.

#### 5.1.4.1 Hvorfor trenger vi mer reserver nå?

##### 5.1.4.1.1 Endringer i kraftsystemet og nye krav til reserver

Kraftsystemet er i rask endring. Det grønne skiftet, eksponering mot Europa og overgangen til automatisert balansering gjør at behovet for reserver øker. Overgangen fra bruk av fossile energikilder til bruk av uregulerbar kraft, både i Norge og Europa, gjør driften av kraftsystemet mer uforutsigbar og øker behovet for reserver. I tillegg har det til nå vært vanskelig for disse nye produksjonsteknologiene å levere reserver med god nok respons.

I tillegg er det kommet nye krav til reserver i flere av reservemarkedene, blant annet på grunn av automatisert balansering. Dette øker behovet for reserver som oppfyller de nye kravene. Flere typer reserver skal de kommende årene også bys inn på felleseuropeiske plattformer. Det er strenge krav til standardisering av reserveprodukter for europeisk handel<sup>13</sup>. Nye og strenge krav til standardiserte produkter i markedet gjør det utfordrende både å holde på eksisterende leverandører og få inn nye.

Utviklingen krever økt reservevolum og reserver med andre tekniske kvaliteter enn vi har krevd tidligere. Konsekvensen av å ikke ha tilstrekkelig med reserver tilgjengelig, er at systemansvarlig vil måtte redusere handelskapasitet mellom budområdene for å sikre driftssikkerheten. Dette vil redusere samfunnsøkonomiske gevinster i energimarkedet.

Det er viktig å ha tilgang på reserver med gode nok tekniske kvaliteter. Dersom reservene ikke responderer på riktig måte, vil ikke systemansvarlig klare å ivareta frekvenskvaliteten og regulere for ubalanser på en god nok måte. Manglende tilgang på reserver eller reserver med for dårlig kvalitet vil gjøre at vi ikke kan utnytte komponentene i nettet like effektivt som i dag fordi vi må ta økte sikkerhetsmarginer for å hindre overlast siden vi ikke kan være sikre på å kunne bruke reservene til å håndtere eventuelle overlaster.

##### 5.1.4.1.2 Senke kostnader

Systemansvarlig vurderer at økt konkurranse i form av flere leverandører i reservemarkedet vil bidra til en mer effektiv prising. Dette kan bidra til reduserte kostnader for anskaffelse av reserver sammenlignet med tilsvarende oppkjøp med mindre tilbud i markedet. Et økt antall leverandører kan også føre til et bredere utvalg av produksjonstyper i reservemarkedet. Bedre utvalg av produksjonstyper kan bidra til en mer stabil prising av reserver, uavhengig av årstider, vær eller andre eksterne faktorer.

Reservemarkedene har to former for prising; pay-as-bid og marginalprising. Pay-as-bid betyr at leverandøren får betalt prisen de selv har satt dersom deres bud blir kjøpt. Marginalprising fungerer slik at alle leverandørene i markedet sender inn bud med sin marginalkostnad og budene stilles deretter opp i stigende rekkefølge. Prisen for det dyreste budet som blir valgt, blir prisen som alle leverandørene i markedet som har blitt valgt får betalt for sin ressurs.

---

<sup>12</sup> [Utredningsinstruksen - regjeringen.no](https://www.regjeringen.no)

<sup>13</sup> Eksempel på en slik overgang er innføring av standardprodukt for mFRR (mFRR CM og mFRR EAM) som er utformet for å passe overgangen til den felleseuropeiske plattformen for mFRR, MARI

Flere bud i det lavere prissjiktet vil i begge prismodeller føre til lavere totalkostnader per MW. Flere bud kan særlig påvirke totalprisen i markeder med marginalprising. Dersom systemansvarlig må benytte seg av siste del av listen for å ha nok MW tilgjengelig ved marginalprising, kan det bli en stor økning i totalkostnadene for markedsperioden. Systemansvarlig sine analyser viser at det kan være flere millioner NOK å spare i enkelte uker ved å få inn bare 1-2 bud til med lavere marginalkostnad i enkelte markeder.

#### *5.1.4.2 Finansielle ordninger vil minske barrierer og gi insentiver til markedsdeltakelse*

Finansielle ordninger skal ikke erstatte annet arbeid vi gjør for å skaffe reserver. Ordningene skal supplere andre virkemidler, slik som for eksempel tilpasninger i markeder, informasjonsarbeid og endring i minstekrav.

Systemansvarlig kjøper normalt reserver i kapasitets- og aktiveringsmarkeder. Noen ganger er det behov for andre ordninger for å få til en omstilling eller innføring av nye produkter eller løsninger. For eksempel, tidligere har finansielle ordninger blitt benyttet ved oppstart av aFRR-markedet. Her trengte vi å være sikre på at nok volumer var på plass til markedsstart, og kjøpte derfor "garantier" for markedsdeltagelse for den første perioden markedet var operativt. Et eksempel på en liknende situasjon i dag er overgangen til strenge tekniske krav til FCR-produktet, hvor leverandører må være prekvalifisert i henhold til de nye kravene innen de trer i kraft for markedet desember 2027. Systemansvarlig må derfor sikre nok deltakere i markedet til denne fristen.

Det kan være dyrt for leverandører å installere nødvendige systemer for å bli prekvalifisert for deltakelse i reservemarkedene. Terskelen for å installere nødvendige systemer kan derfor være høy. Dette gjelder både for nye leverandører som skal inn i et reservemarked for første gang og for eksisterende leverandører som møter nye krav til reserveprodukter og prekvalifiseringer. En riktig utformet finansiell ordning vil kunne senke denne terskelen akkurat nok til at leverandører som ellers ikke ville deltatt, deltar allikevel.

Systemansvarlig erfarer at nye aktører er usikre på hvorvidt de vil tjene inn investerings- og driftskostnadene på deltakelse i reservemarkedene innen rimelig tid, særlig dersom systemansvarlig oppnår målet om å få inn flere leverandører og senke systemdriftskostnadene per MW i de ulike markedene.

Endring av minstekrav til volum åpner reservemarkeder for flere typer ressurser og leverandører. For eksempel skal minstekravet for volum for mFRR ned til 1MW og for FCR er det foreslått å endre minstekravet fra 1MW til 0,1 MW. Flere av leverandørene som får mulighet til å delta med lavere krav til minstevolum i markedene, har ikke kraft som sin hovednæring. Systemansvarlig arbeider aktivt med å spre informasjon om mulig inntjening ved deltakelse i markedene, men vi erfarer at dette alene ikke gir insentiv nok til deltakelse for en del potensielle leverandører.

For eksisterende leverandører kan kostnaden for overgangen til nye krav for å få godkjent prekvalifisering, være høy. Noen leverandører kan vurdere at markedsinntekten er for usikker relativt til kostnad ved å ta investeringen. Noen ønsker også å se hvordan markedet utvikler seg før de investerer, mens for andre kan det lønne seg å vente til siste frist med prekvalifisering. Dette øker risikoen for at systemansvarlig ikke har tilstrekkelig med reserver etter endt overgangsperiode. I slike overganger kan finansielle ordninger benyttes for å gi leverandørene insentiv til å møte kravene i god tid før frist, eller sikre en minimumsdekning for investeringene. Et eksempel er kravene til FCR, der aktørene viser til at en stor kostnad er knyttet til tapte inntekter som følge av stans i anleggene i forbindelse med prekvalifiseringen. De nye tekniske kravene vil også medføre at leverandører vil prekvalifiseres med lavere volum enn hva de har kunnet levere tidligere. Dette medfører at flere vil tilpasse seg de nye kravene senere.

#### 5.1.4.3 Alternativ til bruk av finansielle ordninger

Systemansvarlig er avhengig av å ha tilstrekkelig med reserver for å ha en god balansering og sikker systemdrift. En situasjon der det ikke er tilgjengelige reserver å kjøpe for systemansvarlig, vil være kritisk. Systemansvarlig har begrenset med virkemidler utover reservemarkedene som kan tas i bruk for å sikre driften.

##### 5.1.4.3.1 La markedet virke slik det er

Systemansvarlig kan la markedene virke slik de er i dag, med andre ord ikke sette inn nye virkemidler for å skaffe nye og holde på reserver. Samfunnsøkonomisk teori tilsier at nye leverandører vil komme til markedet når prisen blir høy. Systemansvarlig ser flere utfordringer med å vente til dette skjer. Den mest alvorlige risikoen, er risikoen for å ikke ha nok reserver i markedene i en overgangsperiode og dermed ikke ha sikker drift. Dette vil forhindre oss i å oppfylle kravene i fos § 9 andre ledd og dimensjoneringsregler etter SOGL. I tillegg vil det trolig bli svært kostbart å ha få bud i markedene, fordi dette vil tvinge systemansvarlig til å kjøpe dyr kapasitet og dyre aktiveringsbud.

##### 5.1.4.3.2 Systemansvarlig sine virkemidler og vedtakskompetanse er begrenset

Systemansvarlig har i dag flere virkemidler som kan benyttes i balanseringen. Normalt benyttes markedsløsninger siden dette i minst mulig grad påvirker leverandører og legger opp til en samfunnsmessig rasjonell systemdrift. Andre virkemiddel som systemansvarlig kan benytte seg av kan i større grad påvirke leverandørers virksomhet. Dette er virkemiddel som vil kunne medføre merarbeid for leverandører og bidra til mindre effektive tilpasninger for leverandørene. I det følgende har vi vurdert alternativer til finansielle ordninger.

Systemansvarlig kan stille krav til funksjonalitet gjennom vedtak etter fos § 14. Etter vår vurdering har vi imidlertid ikke hjemmel til å kreve at aktører gjør investeringer i funksjonalitet og prekvalifisering for å kunne delta i spesifikke reservemarkeder.

I de tilfeller hvor det ikke er tilstrekkelig deltagelse i reservemarkedet, har systemansvarlig vurdert muligheten for å benytte vedtakskompetansen etter systemansvarsforskriften. Det er per i dag ikke rom for å pålegge deltagelse i reservemarkedene i ordinær driftsituasjon. I vanskelige driftsituasjoner kan aktører pålegges å komme med bud, eller aktiveres direkte, i henhold til fos § 12 fjerde og femte ledd. Systemansvarlig ønsker ikke å havne i en situasjon hvor disse bestemmelsene må tas i bruk hyppig. Om det ikke kommer inn nok bud (fjerde ledd) eller det ikke er mer reguleringsevne tilgjengelig i produksjonsapparatet (femte ledd), kan systemansvarlig som siste utvei måtte tvangskoble store kraftforbrukere i henhold til fos § 13.

For FCR benyttes i dag grunnleveransen<sup>14</sup> som et tillegg til en markedsløsning i form av et krav til leveranse. De nye tekniske kravene til FCR vil medføre et behov for endringer hos et flertall av dagens kraftverk. Fos § 9 første ledd sier at systemansvarlig kan pålegge leverandører å bidra med regulerstyrke innenfor produksjonsenhetens tekniske begrensninger. De nye tekniske kravene til leveranse av FCR medfører at det må gjøres større endringer i produksjonsenhetene. Vår vurdering er at endringene i noen tilfeller vil være utenfor de tekniske begrensningene til produksjonsenheten. Denne bestemmelsen har derfor begrenset anvendelse i den situasjonen vi nå står ovenfor.

En ny kraftsituasjon med større utslag i prisene i spotmarkedet har også medført en reduksjon i kraftverk som deltar med grunnleveranse. Dette skyldes at kraftverk i større grad står stille eller er på maksimal produksjon. Dersom systemansvarlig skal sikre leveranse, må dette eventuelt følges opp av et pålegg om at kraftverkene har tilgjengelig kapasitet til enhver tid.

---

<sup>14</sup> Kompensasjon av grunnleveranse gjøres med et årlig vedtak etter fos § 27. I vedtaket stiller Statnett krav til maksimalt 12 % statikk uten dødbånd for produksjonsanlegg som ikke har fått tilslag i FCR-markedet.

## 5.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 9 annet ledd

### *Annet ledd*

#### *Systemansvarliges løsninger for effektreserver*

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

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

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

Tilstrekkelige effektreserver inkluderer reserver for både opp- og nedregulering.

Nedenfor er krav til effektreservene prinsipielt beskrevet, samt hvordan systemansvarlig sikrer disse effektreservene gjennom markeder og systemkritiske vedtak. Markeder for reservene beskrives i vilkår. I vilkårene fastsettes kriterier for deltagelse i markedet, regler for budgivning og aksept av bud, samt prinsipper for rapportering og avregning. Vilkår for FCR og FFR ~~de ulike markedene~~ er å finne i vedlegg til denne retningslinjen. Vilkår for kapasitetsmarked for mFRR og aFRR finnes i metode i henhold til EB<sup>15</sup> artikkel 18 nr. 1 som er tilgjengelig på samme nettside som retningslinjene.

#### *FCR (primærreserver)*

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

FCR-D anskaffes separat for opp- og nedregulering, hhv. FCR-D<sub>opp</sub> og FCR-D<sub>ned</sub>.

---

<sup>15</sup> Kommisjonsforordning (EU) av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft.

#### *Dimensjonering av FCR*

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

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

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

#### *Marked for FCR*

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

Deltakelse i markedet krever at man er prekvalifisert etter gjeldende krav. Fra 1.1.2024 gjelder nye tekniske krav for FCR i henhold til "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area"<sup>16</sup>.

Unntak gjelder for reguleringsobjekter som gjennom vedtak<sup>17</sup> fra systemansvarlig er pålagt å bidra med FCR-regulering. Disse reguleringsobjektene kan fortsette sin levering etter tidligere krav frem til prekvalifisering etter nye krav er gjennomført. Prekvalifisering etter krav i "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area" skal være gjennomført senest 21.12.2027 for denne gruppen.

#### *Ved manglende reserver*

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

#### *aFRR (sekundærreserve)*

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

---

<sup>16</sup> Dette dokumentet finnes på statnett.no på siden reservemarkeder/FCR. Lenke: [Primærreserver - FCR | Statnett](#). Dokumentet beskriver prekvalifiseringsprosessen i henhold til SOGL artikkel 155 og en teknisk beskrivelse av kravene til responsen til FCR som følger av metoden etter SOGL artikkel 154 nummer 2.

<sup>17</sup> Årlig vedtak om levering av systemtjenester jf. fos § 9 1. ledd som omfatter konsesjonærer med produksjonsanlegg  $\geq 10$  MVA.

#### *Dimensjonering av aFRR*

aFRR dimensjoneres på nordisk nivå i tråd med variasjoner i frekvenskvaliteten. Ved oppstart av automatisert mFRR for balansering, vil aFRR dimensjoneres for å dekke behov for aFRR i direkteaktiverings fasen for mFRR i normaldrift.

Ved overgang til ACE-basert balansering<sup>18</sup> vil kravene i metoden etter SOGL artikkel 157 om dimensjonering av FRR være gjeldende. Systemansvarlig vil i en overgangsperiode vurdere å kjøpe større 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. 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>19</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 "~~Vilkår for tilbud, aksept, aktivering og prising i kapasitetsmarkedet for aFRR (sekundærreservemarkedet)~~" metode etter EB artikkel 18 nr. 1.

#### *Ved manglende reserver*

Systemansvarlig sikrer ikke aFRR gjennom systemkritiske vedtak etter fos.

#### *mFRR (tertiærreserve)*

mFRR anskaffes og aktiveres gjennom ~~regulerkraftmarkedet~~ aktiveringsmarkedet for mFRR og aktiveringsmarkedet 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 ~~standard~~-bud i en nasjonal løsning for direkteaktivering ved behov. I tillegg vil systemansvarlig benytte mFRR-D i et nasjonalt aktiveringsmarked for mFRR-D. ~~Regulerkraftmarkedet~~ Aktiveringsmarkedet for mFRR og aktiveringsmarkedet for mFRR-D er beskrevet i retningslinjer for fos § 11.

Kapasitetsmarkedet for mFRR benyttes for å sikre tilstrekkelige ~~standardprodukter~~ 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 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.

---

<sup>18</sup> Area Control Error (ACE)- balansering innebærer balansering basert på ubalansen i de enkelte budområdene.

<sup>19</sup> Informasjonen publiseres på statnett.no på siden reservemarkeder/ aFRR. Lenke: [Sekundærreserver - aFRR | Statnett](#)



2024/1273 Høringsdokument mai 2024

#### *Dimensjonering av mFRR og mFRR-D*

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

I tillegg til dette kravet må systemansvarlig ta høyde for at det kan være ubalanser i systemet eller anstrengt nettsituasjon når feilen skjer. Systemansvarlig har derfor definert et **selvpålagt** mål om å ha ytterligere reserver for å kunne håndtere balanseringsbehovet og flaskehals. Disse reservene skal ikke ha noen begrensninger i varighet og hviletid. Systemansvarlig fastsetter krav til volum av reserver basert på ubalansestatistikk og dimensjonerende feilhendelse. 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>20</sup>.

Normale ubalanser og håndtering av flaskehals 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>21</sup> vil kravene i metoden etter SOGL artikkel 157<sup>22</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 **ny** metoden skal volumet dekke ubalanser og største feilhendelse i alle budområder. Systemansvarlig vil i en overgangsperiode **mellom implementering av automatisert mFRR aktivering og tilkøpling til Picasso vurdere 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.

#### *Kapasitetsmarked for mFRR og mFRR-D*

Vilkårene for deltakelse i kapasitetsmarkedet for mFRR og mFRR-D **"Vilkår for kapasitetsmarkedet for mFRR"** er å finne i **vedlegg til denne retningslinjen** i metode etter EB artikkel 18 nr. 1.

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.

Innkjøp av mFRR-D-kapasitet vil gjennomføres gjennom langsiktige avtaler med varighet på en til tre måneder. 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 gjennom en analyse av forventet mengde frivillig innsendte bud til **aktiveringsmarkedet regulerkraftmarkedet** for mFRR og deretter kjøp av overstigende kravvolum i **kapasitetsmarkedene** for mFRR og mFRR-D. Analysen av forventet mengde frivillig bud i aktiveringsmarkedet for mFRR baserer seg på tilgjengelige prognoser av forbruk, kraftutveksling, planlagte driftsstanser blant produksjonsenheter og vindkraft i

---

<sup>20</sup> Informasjonen publiseres på statnett.no på siden reservemarkeder/tertiærreserver Lenke: [Tertiærreserver - mFRR | Statnett](#).

<sup>21</sup> Area Control Error (ACE)- balansering innebærer balansering basert på ubalansen i de enkelte budområdene.

<sup>22</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



2024/1273 Høringsdokument mai 2024

Norge/Norden. Prognoser av flaskehals internt i Norge og i Norden og vurdering av tilgjengelighet av reserver i de ulike områdene vil også tas med i vurderingen.

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. 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.

#### *Manglende reserver*

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

I vanskelige driftssituasjoner, ~~med lokale flaskehals~~, hvor det er behov for ytterligere regulerytelse i spesifikke nettområder utover hva som allerede er tilgjengelig av frivillig innsendte bud ~~inkludert 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 mFRR hos produksjonskonsesjonærer sikres gjennom systemkritiske vedtak etter § 12 femte ledd.

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

#### *Fast Frequency Reserves (FFR)*

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

#### *Dimensjonering av FFR*

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

#### *Marked for FFR*

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

#### *Ved manglende reserver*

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

#### *Finansielle ordninger*

I tilfeller der systemansvarlig vurderer at reservemarkedene ikke er tilstrekkelig for å anskaffe nødvendig volum og kvalitet, kan systemansvarlig etablere tidsavgrensede finansielle ordninger som skal bidra til at leverandører stiller med økt volum prekvalifiserte reserver i markedene. Rammen for slike ordninger er beregnet til 75 millioner kroner per år. Bruk av slike ordninger skal vurderes på nytt innen utgangen av 2028.

Systemansvarlig kan etablere slike finansielle ordninger dersom dette er samfunnsmessig rasjonelt. Ordningene skal utformes i tråd med regelverket for statsstøtte, offentlig anskaffelse og plikten til nøytral og ikke-diskriminerende opptreden.

Systemansvarlig skal til enhver tid publisere en oversikt over ordninger som er aktive på sine nettsider<sup>23</sup>.

## 6 Fos § 11 – Marked for regulerkraft

### 6.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Det foreslår endringer i første ledd:

- Vilkår for aktiveringsmarked for mFRR tas ut av retningslinjene.
- Innføring av nytt aktiveringsmarked for mFRR-D.
- Innføring av mulighet til å gi bud på reguleringsevne i forenklet løsning.
- Beskrivelse av hvordan systemansvarlig vil aktivere ulike mFRR-ressurser.
- Bruk av mFRR-bud for å sikre tilgang på reaktiv effekt.

Systemansvarlig foreslår at endringene trer i kraft ved innføring av automatisert aktiveringsmarked for mFRR, planlagt 3. desember 2024.

Endringene er gjort i versjonen som ble godkjent av RME 10. desember 2021 hvor systemansvarlig hadde gjort endringer sammenlignet med publisert versjon for å tilrettelegge for innføringen av automatisert aktiveringsmarked for mFRR (mFRR EAM).

#### 6.1.1 Endringer i vedlegg til retningslinjene

Vilkår for mFRR aktiveringsmarked, som i dag er et eget vedlegg til retningslinjene, tas ut av retningslinjene da vilkårene skal godkjennes etter EB<sup>24</sup>. Vilråene 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".

I tillegg har systemansvarlig foreslått å fjerne store deler av teksten under overskriften "Budgivning" i retningslinjene fordi dette er utdypende beskrevet i vilkårene.

<sup>23</sup> [Lenke til riktig sted på nettsiden vil legges inn i godkjent retningslinje.](#)

<sup>24</sup> Kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft

### 6.1.2 Innføring av nytt aktiveringsmarked for mFRR-D

Systemansvarlig har i en egen høring foreslått vilkår for et nytt aktiveringsmarked for mFRR-D (eget marked for driftsforstyrrelsesreserver). Dette aktiveringsmarkedet vil ha noen andre krav enn aktiveringsmarkedet for mFRR, men vil bygge på de samme prinsippene.

Kravene for deltagelse er omtalt i vilkårsdokumentet som var på høring mellom 1. mars 2024 og 14. april 2024. Se mer på siden om [høring om markedsvilkår for mFRR-D-markedet](#). Systemansvarlig har mottatt flere høringsinnspill om utformingen av mFRR-D-markedet. Vi vil gjøre en vurdering av innspillene før vi oversender endelig forslag til RME for godkjenning, etter planen 31. mai. Endelig forslag vil bli publisert på [våre nettsider](#) ved oversendelse til RME.

I retningslinjene tas det inn omtale av markedet og hvordan systemansvarlig vil bruke de ulike markedene for regulerkraft. Den manuelle driftsforstyrrelsesreserven mFRR-D er planlagt brukt ved spesielle hendelser eller ved driftsforstyrrelser. Det tas også inn beskrivelse av budgivning og hvordan systemansvarlig vil velge ut bud, se mer om dette i delkapittel nedenfor.

### 6.1.3 Innføring av mulighet for frivillige bud i en forenklet løsning

Systemansvarlig foreslår å innføre en mulighet for aktører som ikke deltar i aktiveringsmarkedet for mFRR eller aktiveringsmarkedet for mFRR-D til å sende inn bud med deres reguleringsevne på frivillig basis. Systemansvarlig stiller ikke krav til responsen fra slike bud, men budgiver må registrere attributtene som etterspørres i budgivningsløsningen. Løsningen er også tenkt brukt for reguleringsobjekt som i visse perioder ikke kan delta i aktiveringsmarked for mFRR eller aktiveringsmarked for mFRR-D.

Systemansvarlig foreslår å bruke samme forenklede løsning i Fifty som er tenkt brukt for å ta imot bud etter vedtak etter fos § 12 fjerde ledd for denne gruppen av aktører og reguleringsobjekt, se omtale under endringer i retningslinjene til § 12. Dersom bud meldt inn i denne løsningen blir aktivert får de betalt det beste av mFRR-pris eller budpris. Forslaget er beskrevet under overskriften "Budgivning" i retningslinjen til § 11.

Bakgrunnen for forslaget er at det nye aktiveringsmarked for mFRR stiller strengere krav til deltagelse enn dagens marked. Markedet for mFRR-D stiller andre, men fremdeles presise krav. Vi tror en del fleksibilitet som i dag er tilgjengelig for kraftsystemet ikke vil kunne delta i aktiveringsmarkedet for mFRR, og heller ikke i mFRR-D-markedet. Vi tror det vil være gunstig for kraftsystemet at systemansvarlig fremdeles har mulighet til å nyttiggjøre seg av denne fleksibiliteten fremover.

Vi vurderer at det også er mer effektivt for systemansvarlig å ha disse budene tilgjengelige slik at vi kan unngå å fatte vedtak etter § 12 fjerde ledd for å få tak i ressursene. For aktører som har reguleringsobjekter som ikke kan levere etter kravene i aktiveringsmarkedet for mFRR, er det viktig at vi får budene inn på en måte som gjør at systemansvarlig får god oversikt over tilgjengelige ressurser og deres egenskaper, samt pris. Dette vil være tilfelle for bud som sendes inn i aktiveringsmarkedet for mFRR-D og bud som sendes på forenklet løsning. For sistnevnte får systemansvarlig en god oversikt over ressurser som ikke er kvalifisert for deltagelse i markedene.

Systemansvarlig erfarer at denne løsningen kan være aktuell for enkeltkraftverk hos større aktører som ikke kan delta i mFRR, f.eks pga. vannveisrestriksjoner eller fordi de er for trege til å tilfredsstille kravene i mFRR-D, samt for mindre aktører som ikke tilfredsstiller alle krav til å være med i mFRR eller mFRR-D.

Systemansvarlig vurderer at risikoen for at aktører velger å bruke muligheten for å gi frivillige bud på forenklet løsning i stedet for å delta i de normale markedene er liten. Bud i forenklet løsning vil ikke

kunne delta kapasitetsmarkedet for mFRR eller for mFRR-D. Vi forventer at kapasitetsmarkedene er den viktigste inntjeningskilden for ressurser som deltar i mFRR-D. Bud i forenklet løsning vil heller ikke bli hyppig aktivert, og vil ikke aktiveres på bekostning av mFRR-bud, uavhengig av pris. Potensialet for inntjening vil derfor være vesentlig dårligere enn ved å delta i markedene.

Oppsummert mener vi at å tillate denne frivillige bruken av den foreklede løsningen har noen viktige fordeler og svært få ulemper. Løsningen må uansett utvikles for å støtte bud som skal gis etter vedtak i henhold til fos § 12 fjerde ledd, vil ikke konkurrere mot kapasitetsmarkedet for mFRR eller mFRR-D og vil kun aktiveres i spesielle situasjoner hvor systemsikkerheten er truet.

#### **6.1.4 Hvordan systemansvarlig vil aktivere ulike mFRR-ressurser**

I retningslinjen til fos § 11 beskriver vi hvordan systemansvarlig vil benytte bud anmeldt i aktiveringsmarkedet for mFRR, aktiveringsmarkedet for mFRR-D og bud som er kommet inn gjennom forenklet løsning.

Reserver anmeldt i aktiveringsmarkedet for mFRR vil brukes dersom det er tilstrekkelig til å balansere systemet og håndtere flaskehals (se fos § 5 fjerde ledd). Reservene anmeldt i aktiveringsmarked for mFRR-D eller gjennom forenklet løsning vil kun benyttes i spesielle situasjoner eller ved driftsforstyrrelser. Eksempler på dette er når vi risikerer å gå tom for reserver, at vi ikke har andre reserver til å holde flyten på linjer og andre komponenter innenfor sine marginer eller at vi ikke har nok reserver til å sikre at frekvensen er innenfor sine grenser.

mFRR-D og bud fra forenklet løsning vil ikke aktiveres av de automatiske løsningene for balansering eller flaskehalsbehandling. I de situasjonene der det er aktuelt å bruke budene fra mFRR-D og forenklet løsning vil systemansvarlig velge de budene som passer best i situasjonen, uten prioritet for den ene typen bud over den andre. Dette innebærer at systemansvarlig kan aktivere frivillige bud fra forenklet løsning før mFRR-D-bud.

I de situasjonene der det er aktuelt å bruke mFRR-D-bud eller bud fra forenklet løsning er kraftsystemet i en stresset situasjon, hvor systemansvarligs fokus er, og bør være, å gjenopprette en trygg systemtilstand. I denne situasjonen mener vi at vi bør kunne velge fritt mellom de tilgjengelige virkemidlene, basert på systemets behov, og ikke gjennom hvordan reservene er anskaffet.

Valg av bud skal normalt gjøres i prisrekkefølge, men i tilfelle budets egenskaper kan bidra til bedre håndtering av driftsforstyrrelser og dimensjonerende hendelser, kan Statnett avvike fra prisrekkefølge på bakgrunn av en samlet vurdering av følgende budegenskaper: begrensninger i budets varighet og hviletid, øvrige tekniske egenskaper ved aktivering av budet (f.eks. oppstartstid, nedrampingstid, minstevolum, hviletid), lokasjon og budkvantum.

Vi mener også at dette i liten grad påvirker markedsdeltagerne i mFRR-D-markedet negativt siden markedetsdesignet for mFRR-D er slik at salg av kapasitet, og ikke aktivering av aktiveringsbudene, skal være den viktigste motivasjonen for å delta i dette markedet. For eksempel er det planlagt med såkalt "pay-as-bid" for prising av mFRR-D aktivering. Dette er tenkt som en kostnadsdekning av leverandørene av balansetjenesters kostnader. Aktivering av mFRR-D er kun tenkt brukt i spesielle situasjoner og ved driftsforstyrrelser, så vi forventer relativt sjeldne aktiveringer av disse budene.

Oppsummert vil dette si:

- I normal drift vil kun mFRR aktiveringsbud bli aktivert. Det gjelder for både balanse- og systemreguleringer
- mFRR-D og bud fra forenklet løsning vil kun aktiveres hvis systemansvarlig har identifisert en spesiell situasjon, som for eksempel

- Systemansvarlig vurderer at det er risiko for å gå tom for balanseringsreserver.
- Systemansvarlig vurderer at vi kan gå tom for reserver for å håndtere en spesifikk flaskehals.
- mFRR-D og bud fra forenklet løsning vil ikke aktiveres av de automatiske løsningene for balansering eller flaskehalsbehandling.
- I de anstrengte situasjonene der det er aktuelt å bruke budene fra mFRR-D og forenklet løsning vil systemansvarlig velge de budene som passer best i situasjonen, uten prioritet for den ene typen bud over den andre. Billigste aktiveringspris brukes dersom det ikke er andre vesentlige forskjeller mellom budene. mFRR-D og bud fra forenklet løsning vil ikke bli utvekslet med nabo-TSOer med mindre de er i en akutt nødsituasjon.

#### 6.1.5 Bruk av mFRR-bud for å sikre reaktiv effekt

Systemansvarlig har lagt til et avsnitt som beskriver praksis knyttet til bruk av marked for regulerkraft for å sikre reaktiv effekt dersom det er utfordringer med å opprettholde spenningsgrenser i områder som ikke har tilstrekkelig reaktive reserver.

Når det avdekkes utfordringer med å opprettholde spenningsgrenser, og det ikke er andre tilgjengelige reaktive reserver i det aktuelle området, vil systemansvarlig benytte bud i marked for regulerkraft for å igangsette produksjonsanlegg som deretter gis pålegg om å bistå med reaktiv ytelse etter fos § 15 tredje ledd. Systemansvarlig foreslår at bud fra aktiveringsmarked for mFRR, aktiveringsmarked for mFRR-D og bud fra forenklet løsning kan benyttes til dette formålet siden behovene er svært lokale og det vil være begrenset med bud fra anlegg som står og dermed kan startes opp til dette formålet.

Avsnittet er en beskrivelse av gjeldende praksis for bruk av bud i dagens regulerkraftmarked som har manglet i retningslinjene. Det anses derfor ikke at justeringen av retningslinjene medfører en reell påvirkning på leverandørene av balansetjenester.

## 6.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 11 første ledd

### *Første ledd*

Regulerkraft er manuelle reserver (manual Frequency Restoration Reserves, mFRR) som har en aktiveringstid opp mot 15 minutter.

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. I tillegg vil systemansvarlig benytte t 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 ~~markedet~~ og aktiveringsmarked for mFRR-D.

Formålet er å:

- Aktivere ~~manuelle~~ reserver for å holde balansen i hvert område og holde frekvensen i det nordiske synkronsystemet innenfor fastsatte grenseverdier, og dermed ~~unngå aktivering av raskere frigjøre primær- og sekundær~~ reserver, 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.

Vilkårene for mFRR aktiveringsmarked ~~regulerkraftmarkedet~~ 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 ~~Vilkår for tilbud, aksept, aktivering og prising i aktiveringsmarkedet for mFRR (regulorkraftmarkedet)~~*, som publiseres på samme side som ~~er å finne i vedlegg til~~ denne retningslinjen. Vilkårene beskriver leverandørene av balansetjenesters ~~aktørenes~~ ansvar, plikter og rettigheter ved deltakelse i ~~regulorkraftmarkedet~~ både aktiveringsmarked for mFRR og mFRR-D. I vilkårene fastsettes kriterier for deltakelse i markedet, regler for budgivning, prising og aksept av bud, samt publisering av informasjon.

#### *Budgivning*

Regler for budgivning i aktiveringsmarked for mFRR og mFRR-D er beskrevet i vilkårene i metode etter EB artikkel 18 nr. 1. I tillegg vil systemansvarlig ta imot bud fra leverandører eller reguleringsobjekter som ikke kan delta i markedene på forenklet løsning i Fifty. Ved aktivering av bud mottatt gjennom forenklet løsning vil leverandør av balansetjenester godtgjøres 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.

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

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

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

#### *Reguleringer*

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

Systemansvarlig vil kunne benytte marked for regulerkraft 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 produksjonsheter 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 optimeringsprosess der de billigste budene velges først, gitt tilgjengelig overføringskapasitet. Valg av bud vil ta hensyn til budegenskaper og tilgjengelighet ~~for type aktiveringsprosesser~~. Bud kan også aktiveres utenfor prisrekkefølge, som for eksempel på bakgrunn av lokasjon eller andre budegenskaper.

Systemansvarlig 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 Fifty.

Aktiveringer i spesielle situasjoner omfatter aktiveringer av reserver på bestemte steder i nettet for å håndtere flaskehals som ikke kan håndteres med mFRR-bud og aktiveringer for å opprettholde eller gjenopprette normal situasjon i kraftsystemet ved å sikre at vi har 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 tilbyreres bud i aktiveringsmarkedet for mFRR og aktiveringsmarkedet for mFRR-D. Systemansvarliges aktiveringsbestillinger vil ta hensyn til informasjonen ~~leverandørene av balansetjenester~~ ~~aktørene~~ har gitt i sine bud.

## 7 Fos § 12 – Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser

### 7.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Det foreslås følgende endringer i fjerde og femte ledd:

- Fjerde ledd: Språklig oppdatering. Foreslås innført ved overgang til automatisert aktiveringsmarked for mFRR, planlagt 3. desember 2024.
- Fjerde ledd: Endring i praksis for budgivning som følge av vedtak. Foreslås innført ved overgang til automatisert aktiveringsmarked for mFRR, planlagt 3. desember 2024.
- Fjerde og femte ledd: tydeliggjøring av aktørenes plikt til å være tilgjengelige. Foreslås innført ved RMEs godkjenning.

#### 7.1.1 Språklig oppdatering av retningslinjen til § 12 fjerde ledd

Teksten er oppdatert for å være i tråd med, samt tydeliggjøre, krav som følger med nye reservemarkeder og -produkter. Alle formuleringer knyttet til RKOM utgår eller erstattes. Systemansvarlig har også gjort en større omstrukturering av teksten som vi mener gjør den enklere å lese. Der vi kun har flyttet hele avsnitt til nytt sted i teksten har vi ikke brukt revisjonsmarkering fordi vi ønsker å fremheve de materielle endringene i retningslinjen.

Endringene foreslås innført ved overgangen til automatisert aktiveringsmarked for mFRR, planlagt 3. desember 2024.

#### 7.1.2 Tydeliggjøring av aktørenes plikt til å være tilgjengelig i § 12 fjerde ledd

Aktørenes tilgjengelighetsplikt er oppdatert med krav til når bud må foreligge etter vedtak etter § 12 fjerde ledd. Systemansvarlig foreslår at aktørene skal legge inn bud innen tre timer etter at vedtak er mottatt. Oppdateringen er en presisering som understreker behovet for at aktørene legger inn bud innen rimelig tid for å unngå at situasjonen eskalerer til det punkt hvor vedtak etter § 12 femte ledd blir nødvendig. En spesifikk tidsfrist vil også gjøre det enklere å måle om aktørene faktisk responderer på vedtaket. Vi forventer ikke at endringene gir vesentlige konsekvenser for aktørene, siden de fleste vedtak resulterer i oppdaterte bud godt innenfor den foreslåtte tidsfristen.

Endringene foreslås innført ved RMEs godkjenning.

#### 7.1.3 Tydeliggjøring av aktørenes plikt til å være tilgjengelig i § 12 femte ledd

Systemansvarlig legger til presiseringer av plikt til å være tilgjengelig for å motta systemkritiske vedtak i retningslinjene til § 12 femte ledd på samme måte som dette allerede har vært presisert i retningslinjene til fos § 12 fjerde ledd. Vår vurdering er at det ikke er noen forskjell i plikten til å være tilgjengelig for å motta vedtak etter § 12 fjerde og femte ledd. Vi mener derfor det er viktig at denne plikten er tydelig beskrevet i retningslinjene til begge leddene. Systemansvarlig viser til



instruksjonsretten i henhold til energiloven § 6-1 tredje ledd, NEM-forskriften § 6-1 fjerde ledd og fos § 26 første ledd.

Det er i tillegg tatt inn en presisering som tydeliggjør at systemansvarlig om nødvendig vil fatte vedtak etter § 16 første ledd for frakobling av produksjon, dersom det ikke har vært mulig å fremskaffe nedreguleringsreserver fra produksjonsapparatet ved vedtak etter fos § 12 femte ledd. Dette er en tilsvarende løsning som gjelder for bruk av tvangsmessig utkobling av forbruk etter fos § 13 tredje ledd når ressurser anskaffet ved vedtak etter fos § 12 femte ledd ikke viser seg å håndtere situasjonen.

Endringene foreslås innført ved RMEs godkjenning.

#### **7.1.4 Endring i praksis for budgivning som følge av vedtak etter § 12 fjerde ledd**

Systemansvarlig foreslår endringer i praksis for å ta imot bud som anmeldes som følge av vedtak etter fos § 12 fjerde ledd. Endringene foreslås innført ved overgangen til automatisert aktiveringsmarked for mFRR, planlagt 3. desember 2024.

Bestemmelsen i fos § 12 fjerde ledd peker på at aktører skal legge inn bud i "marked for regulerkraft". Med "marked for regulerkraft" menes aktiveringsmarkedene. Systemansvarlig har foreslått innføring av to aktiveringsmarkeder; aktiveringsmarked for mFRR og aktiveringsmarked for driftsforstyrrelsesreserver, kalt mFRR-D.

Selv med to aktiveringsmarkeder ser systemansvarlig behov for å innføre en forenklet løsning for å ta imot bud. Denne løsningen vil gjøre det mulig å ta imot bud fra aktører som disponerer reguleringssevne som ikke kvalifiserer for deltagelse i verken aktiveringsmarkedet for mFRR eller mFRR-D.

Etter dialog med aktører erfarer vi at nyttig reguleringssevne ikke vil klare responstiden i disse markedene. Iht. fos § 12 fjerde ledd har systemansvarlig hjemmel til å rekvirere "all tilgjengelig regulerytelse innenfor produksjon og forbruk". For å kunne motta bud fra all tilgjengelig regulerstyrke etter at vi har gått over til automatisert aktiveringsmarked for mFRR vil den forenklete løsningen være nødvendig.

I retningslinjene foreslår vi at aktører som har reguleringsobjekter som kan levere bud i aktiveringsmarkedet for mFRR skal levere bud i dette markedet. Systemansvarlig ønsker at mest mulig reguleringssevne skal meldes inn i aktiveringsmarkedet for mFRR slik at mest mulig av ressursene kommer inn i de vanlige driftsprosessene. Systemansvarlig ønsker derfor å pålegge at aktører med reguleringsobjekter som kan levere bud i aktiveringsmarkedet for mFRR skal levere bud i dette markedet. Aktører som har reguleringsobjekt som ikke kan levere bud i aktiveringsmarkedet for mFRR for perioden vedtaket gjelder, kan velge mellom å legge inn bud i aktiveringsmarkedet for mFRR-D eller en forenklet løsning for budregistrering i Fifty Web.

Når det gjelder valg av ressurser vil systemansvarlig sidestille bud som har kommet inn i aktiveringsmarkedet for mFRR-D og gjennom forenklet løsning dersom det er behov for å aktivere disse. Bud i aktiveringsmarkedet for mFRR vil inngå i den ordinære balanseringen og flaskehalshåndteringen også når de er et resultat av pålegg etter fos § 12 fjerde ledd.

Vår vurdering er at i situasjoner hvor vi fatter vedtak etter fos § 12 fjerde ledd vil det være behov for å kunne velge mellom de ressursene som ikke går inn i den automatiske balanseringen og flaskehalshåndteringen. Vi tror at ressursene i mFRR-D og forenklet løsning vil utfylle hverandre når det gjelder tekniske egenskaper ved at vi forventer at ressurser i mFRR-D er relativt raske, men ikke kan aktiveres over lang tid. Ressursene i forenklet løsning vil ha lengre responstid, men kunne være aktivert over en lenger periode.

## 7.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 12 fjerde og femte ledd

### Fjerde ledd

Systemkritiske vedtak etter § 12 fjerde ledd kan omfatte ressurser for opp- eller nedregulering, og bestemmelsen omfatter produksjon og forbrukenheter. Innenfor produksjon regulerer fos § 12 fjerde ledd all tilgjengelig regulerytelse innenfor produksjon, hvilket inkluderer vindkraft, elvekraft og alle andre produksjonstyper. Med forbrukskonsesjonær mener systemansvarlig for denne bestemmelsen forbrukere med en forventet reguleringsevne basert på tidligere innmeldte bud i **markedene for mFRR RKOM**.

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 **frekvens**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 konsesjonærer etter en rangert rekkefølge, basert på installert ytelse i det berørte nettområdet for produsenter og potensiell reguleringsevne for forbruk, for å rekvirere ytterligere regulerytelse.

~~Avhengig av hvilket nettområde som har en vanskelig driftssituasjon, kan krav til minstekvantum eller aktiveringstid fravikes. Dette vil avhenge av forventet reguleringsevne i nettområdet og den aktuelle driftssituasjonen, og vil tydelig fremgå i vedtaket.~~

### ~~Produksjon og/eller forbruk~~

Systemansvarlig kan i den aktuelle driftssituasjonen gjøre en vurdering om både produksjons- og forbrukskonsesjonærer 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 i regulerkraftmarkedet ikke har de samme egenskapene som produksjon mht. fleksibilitet (varighet og hviletid), og forbruk vil derfor ikke være aktuelt for å løse alle utfordringer.

### ~~Geografiske områder~~

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 ~~den rangerte lista for hele Norge~~ en rangert liste over aktuelle konsesjonærer 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 RegulerKraftOpsjonsMarkedet (RKOM)**, 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 konsesjonærer 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. Systemansvarlig vil ikke kontakte de konsesjonærer som åpenbart ikke er aktuelle, eksempelvis konsesjonærer som ikke har produksjon i området. 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 konsesjonærer som lett kan la seg rangere, vil systemansvarlig gjøre denne rangeringen i driftssituasjonen basert på kunnskap om det aktuelle nettområdet.

#### Plikt til å være tilgjengelig

Vedtak etter § 12 fjerde ledd vil normalt sendes som e-post, men kan, som andre systemkritiske vedtak, fattes muntlig mot konsesjonær. Konsesjonærer som mottar vedtak etter § 12 fjerde ledd plikter innen én time etter mottak å **sende en respondere** 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 produksjonskonsesjonæren ikke er tilknyttet døgnbemannet driftssentral fritar dette ikke konsesjonærens produksjon 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. Regulerytelse som medfører høye kostnader eller skadeflom, men ikke bryter med manøvreringsreglementet anser systemansvarlig å være innenfor "all tilgjengelig regulerytelse", og skal derfor meldes inn som bud i **regulerkraftmarkedet** **aktiveringsmarked for mFRR**, **aktiveringsmarked for mFRR-D** eller **forenklet løsning** ved vedtak etter § 12 fjerde ledd.

#### Anmelding av bud etter mottatt vedtak

**Aktører som er kvalifiserte<sup>25</sup> som leverandør av balansetjenester for deltagelse i Statnetts mFRR aktiveringsmarked og som har reguleringsobjekter 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.. Aktører 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.**

**Aktører og reguleringsobjekter som ikke er kvalifiserte for å delta i regulerkraftmarkedene, 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 Fifty. 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>26</sup>. Ressurser som blir aktiverte, får betalt det som er best av budpris eller mFRR-pris.**

---

<sup>25</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>26</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.

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.

*Femte ledd*

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

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 (eksemplene er ikke uttømmende):

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

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

Dersom det er behov for aktivering over lengre tid, vil systemansvarlig be om at det legges inn bud i regulerkraftmarkedet for det aktuelle produksjonsanlegget ref. fos § 12 fjerde ledd.

Systemkritiske vedtak kan fattes når som helst på døgnet. Dersom produksjonskonsesjonæren ikke er tilknyttet døgnbemannet driftssentral fritar dette ikke konsesjonærens produksjon 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. Systemansvarlig vil om nødvendig fatte vedtak etter § 16 første ledd og frakoble produksjonsanlegg som ikke responderer når systemansvarlig har behov for å benytte all tilgjengelig regulerbar effekt i produksjonsapparatet iht. § 12 femte ledd.

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

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

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

### *Prissetting*

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

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

## 8 Fos § 17 – Samordning av driftsstanser

### 8.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Systemansvarlig foreslår en mindre justering av teksten i retningslinjene for fos §17 femte ledd, under delkapittel "Krav til innhold ved rapportering av driftsstans". Endringen gjelder avsnittet om ut- og innkoblingstidspunkt. Endringen er en presisering og tydeliggjøring av hva systemansvarlig mener med ut- og innkoblingstidspunkter i forbindelse med driftsstans.

I den grad dette tidligere kan ha blitt feiltolket, vil denne presiseringen kunne innebære at enkelte konsesjonærer må justere sin praksis. I presiseringen ligger også implisitt at systemansvarlig stiller krav til planlegging av arbeidet og overholdelse av planlagte koblingstidspunkter.

I forbindelse med økt automatisering av systemdriften er det krav til større nøyaktighet og forutsigbarhet knyttet til tidspunktene for inn- og utkobling, og det er derfor veldig viktig at usikkerhet rundt tolkning av begrepene unngås.

### 8.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 17 femte ledd

#### *Femte ledd*

#### *Krav til format ved rapportering av driftsstans*

Plan for driftsstans rapporteres til systemansvarlig via Statnetts webportal Fosweb Driftsstans. Forespørsel om eventuell endring eller avlysning (omprioritering) av driftsstans skal også rapporteres her.

Konsesjonær plikter å kontrollere og holde informasjon oppdatert i Fosweb, så som kontaktopplysninger, brukerrettigheter og epostadresser, behovseier på driftsstanser og endringer ved eventuelle konsesjonærbytter.

Konsesjonærer kan finne informasjon om alle vedtatte driftsstanser i Fosweb. Konsesjonærer kan også få oversikt over de komponentene de vil få kopi av vedtak om driftsstans for. Konsesjonær har mulighet til å oppdatere denne listen.

Rapporterte planer for driftsstans som ikke er korrekt utfylt vil kunne bli returnert eller avvist.

#### *Krav til innhold ved rapportering av driftsstans*

#### Arbeid med eller uten utkobling:

- Det skal angis hvorvidt arbeidet krever utkobling.

#### Anleggsdeler:

- Anleggsdeler man rapporterer driftsstans på er ledninger, transformatorer, samleskinner, generatorer, reaktive kompenseringer, Petersenspoler samt systemvern. Dersom det for eksempel skal jobbes på en bryter som medfører utkobling av en ledning, er det ledningen det skal rapporteres driftsstans på.
- De anleggsdeler som må kobles ut for å utføre arbeidet skal registreres, eventuelt berørt anleggsdel dersom arbeidet ikke krever utkobling. Ved arbeid som krever samtidig utkobling av flere anleggsdeler, skal alle anleggsdelene registreres.
- Dersom ulike anleggsdeler i en overføring har ulik varighet og ulike inn- og utkoblingstidspunkt for driftsstans, skal disse meldes inn som separate driftsstanser.
- Konesjonær kan kun rapportere driftsstans på anlegg de selv eier. Dersom et arbeid krever utkobling av en annen konesjonærs anlegg, er det denne konesjonæren som må rapportere driftsstans. Det vises blant annet til overføringer hvor deler av overføringen eies av annen konesjonær. Slik gjensidig behov for utkobling av annen konesjonærs anleggsdeler forutsettes avtalt mellom partene før rapportering av driftsstans.
- Dersom en konesjonær har behov for driftsstans for overføringsanlegg som er nær ved eller som krysser den andre parts anlegg, slik at det er behov for utkobling av begge parters eller den annen parts anlegg, må driftsstans rapporteres av den konesjonær som eier anleggene. Det forutsettes at det etableres avtaler mellom konesjonærene slik at det sikrer muligheter for driftsstans også i slike tilfeller.

#### Planlagt eller ikke planlagt driftsstans:

- Det skal angis om driftsstansen er planlagt eller ikke planlagt. Dette bestemmer om vedtak skal gjøres i henhold til bestemmelsens annet eller tredje ledd.

#### Årsak til driftsstans:

- Det skal angis årsak til driftsstansen, der det velges blant forhåndsdefinerte årsaks-kategorier. Konesjonær kan i tillegg legge inn en utfyllende beskrivelse.
- Dersom driftsstansen skyldes en ikke planlagte hendelse er det viktig å angi årsak for dette.

#### Arbeidsbeskrivelse:

- Det skal angis hvilke komponenter det skal arbeides på, og eventuelt i hvilken stasjon, samt en kort beskrivelse av arbeidet. For driftsstanser på ledninger er det viktig å angi hvorvidt arbeidet foregår på ledning eller i stasjon. I arbeidsbeskrivelsen kan det også angis annen informasjon som er relevant for systemansvarlig i saksbehandlingen.
- Det må oppgis om det er behov for særskilte tiltak fra systemansvarlig under gjennomføringen av driftsstans. Eksempel på kan være behov for min. og maks. last ved hhv. termografering og AUS arbeid.
- Her må det også gjøres oppmerksom på om det er behov for at en annen konesjonær enn den som er behovseier utfører koblinger i forbindelse med gjennomføring av driftsstansen.

#### Koordinering med andre konesjonærer:

- Det forutsettes at konesjonær har koordinert driftsstansen med berørte parter før rapportering. Med koordinering menes å identifisere alle parter som blir berørt, bekrefte at disse er kontaktet og oppsummere tilbakemeldinger/bekreftelser fra disse. Dette skal oppgis i driftsstansen ved rapportering. Det skal også oppgis hvorvidt produksjon blir berørt av driftsstansen. Partene skal så langt det lar seg gjøre koordinere sine behov for driftsstanser for å minimere de samlede konsekvensene av disse.

#### Ut- og innkoblingstidspunkt:

- **Ut- og innkoblingstidspunkt avgrensar utkoblingsperioden.** Tidspunktene refererer til når anleggene **planlegges koblet skal kobles** ut og inn, **dvs. henholdsvis når strømmen brytes og**

når anleggene er strømførende igjen. Tidspunktene refererer mao. til den systemmessige virkningen anleggene har ved de angitte tidspunktene. Tid for andre nødvendige koblinger, markering, sikring og inspeksjon av anlegg (MSI), samt avsikring og klargjøring for innkobling (MSI) skal være inkludert i utkoblingsperioden. Tiden man kan arbeide på anlegget vil derfor ~~kunne~~ normalt være kortere enn den innmeldte utkoblingsperioden. Eksempler:

- Med utkoblingstidspunkt for en overføringslinje menes normalt det tidspunktet effektbryter planlegges koblet ut, dvs. når forbindelsen ikke lenger fører strøm. Det kan gjenstå andre koblinger etter dette tidspunktet samt markering, sikring og inspeksjon (MSI) av anlegget. Arbeid på anlegget kan ikke starte før alt dette er utført og leder for sikkerhet (LfS) har gitt klarsignal.
  - Med innkoblingstidspunkt for en overføringslinje menes normalt tidspunktet for planlagt innkobling av effektbryteren som innebærer at forbindelsen igjen er strømførende. Det kan være andre nødvendige koblinger før dette tidspunktet. Avslutning av arbeidet, avsikring og klargjøring for innkobling må derfor skje i tilstrekkelig tid før planlagt innkoblingstidspunkt. .
- Det skal klart komme frem hvilke perioder anleggsdelen er utilgjengelig for kraftsystemet.
  - Det forutsettes at det planlegges for minimum utetid i hver enkelt utkobling.
  - Anleggsdeler med ulike utetider skal rapporteres som separate driftsstanser.
  - Arbeid som går over flere perioder, der anleggsdelen er tilgjengelig i mellomtiden, skal rapporteres som separate driftsstanser. Det må oppgis hvorvidt driftsstansen er en del av en overliggende plan.

#### Fleksibilitet på tidspunkter:

- Det skal angis om det er fleksibilitet på de angitte ut- og innkoblingstidspunkter. Dette er viktig informasjon for systemansvarlig ved samordning mot andre driftsstanser og ved vurderinger opp mot last- og produksjonsforhold.

#### Gjeninnkoblingstid:

- Det skal angis hvorvidt det er mulig, og i løpet av hvor lang tid, å koble inn igjen anlegget, dersom det skulle bli behov for dette underveis i arbeidet. Muligheten for gjeninnkobling og tilhørende gjeninnkoblingstid vil kunne være avgjørende for behandling av driftsstansen, og det er viktig at dette er nøye vurdert.
- Gjeninnkoblingstiden skal angis som den lengste tiden det kan ta å koble inn anlegget i løpet av driftsstansen, inklusive tid til avsikring og klarmelding. Ved varierende gjeninnkoblingstid i løpet av arbeidet, kan dette kommenteres.
- Gjeninnkoblingstid over to timer må særskilt begrunnes.

#### Innkobling på natt/helg:

- Normalt skal anleggene kobles inn i perioder hvor det ikke pågår arbeid.
- For arbeid som pågår mer enn én dag, skal det angis om anleggene kan kobles inn på natt og helg, tidspunkter for dette, og eventuelle kommentarer som angir konsekvensene av innkoblingen.

#### Behovseier:

- Behovseier er den som har ønske om/behov for driftsstansen, f.eks. prosjektleder eller prosjektplanlegger, eller i noen tilfeller den som registrerer driftsstansen.
- Behovseier vil få varsling på epost ved registrering og endring av driftsstans, og eventuell påminnelse en viss tid før planlagt utkobling.

#### 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.

Krav til forespørsel om omprioritering:

- Konsesjonær må opplyse om årsak til endring/avlysning av vedtatt driftsstans ved forespørsel om omprioritering i Fosweb.

*Frister for rapportering og behandling av driftsstans*

Systemansvarlig differensierer håndteringen av planlagte driftsstanser basert på om behovet for driftsstans rapporteres innen 1. september foregående år (årsplan), eller om behovet rapporteres etter dette tidspunktet.

Følgende frister gjelder:

	<b>Siste frist rapportering</b>	<b>Frist behandling</b>	<b>Omfatter</b>
<b>Årsplan</b>	1. september	1. desember	Transmisjonsnett, inkludert utenlandsforbindelser, nedtransformering til regionalnett, samt produksjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnettet
<b>Planlagte driftsstanser</b>	Se nedenfor	3 uker etter rapportering	Se nedenfor
<b>Ikke planlagte driftsstanser</b>	Snarest og senest 12 timer etter hendelsen som utløste (behov for) driftsstans	Snarest	Uforutsette hendelser, inkl. driftsforstyrrelser med "varige" feil.
<b>Omprioriteringer</b>	Umiddelbart etter at behov for omprioritering blir kjent	3 uker etter rapportering	Alle omprioriteringer av vedtatte driftsstanser

Frister for rapportering av planlagte driftsstanser (etter årsplanfrist)

- Senest 3 mnd før utkoblingsdato
  - Driftsstanser for nettanlegg i regional- og transmisjonsnettet som berører andre konsesjonærer (se første ledd) og som ikke er koordinert med alle berørte\* før innmelding i Fosweb<sup>27</sup>
  - Driftsstanser for produksjonsenheter tilknyttet transmisjonsnettet
  - Driftsstanser som innebærer at systemansvarlig
    - må fatte vedtak om produksjonstilpasning
    - må redusere handlingskapasitet
- 3 uker – 3 mnd før utkoblingsdato

<sup>27</sup> Flyttet stjerne (04.01.2023)

2024/1273 Høringsdokument mai 2024

- Driftsstanser i regional- og transmisjonsnettet som er koordinert med alle berørte\* før innmelding i Fosweb<sup>28</sup>.
- Driftsstanser for reaktive komponenter.
- Driftsstanser for produksjonsenheter tilknyttet regionalnettet.
- Senest 1 uke før utkoblingsdato
  - Driftsstanser som er "i skyggen av" en vedtatt driftsstans. Dersom "opprinnelig" driftsstans avlyses vil de driftsstanser som ligger i skyggen også måtte avlyses. Det må etableres en kobling mellom "opprinnelig" driftsstans og de driftsstanser som ligger i skyggen av denne.

\* Med driftsstans koordinert med alle berørte<sup>29</sup> menes:

En driftsstans regnes som ferdig koordinert med alle berørte dersom konsesjonær med nettanlegg har blitt enig med alle berørte konsesjonærer om at driftsstansen kan gjennomføres uten bruk av systemansvarliges virkemidler. Slik enighet skal dokumenteres ved innmelding av driftsstansen og omfatter at:

- Alle underliggende konsesjonærer med nettanlegg har akseptert eventuell redusert leveringskvalitet.
- Alle eventuelle konsesjonærer med parallelførte nettanlegg har akseptert eventuell redusert leveringskvalitet.
- Alle berørte produsenter har akseptert eventuelle begrensninger i produksjonen uten at systemansvarlig benytter spesialregulering eller vedtak om produksjonstilpasning.
- Produsenter som har avtalt med konsesjonær at de skal stå under driftsstansen, må melde inn driftsstans for egne anlegg for samme tidsperiode som for nettanlegget. Produsenter må selv utarbeide markedsmelding dersom dette er påkrevd.
- Produsenter som må redusere produksjonen i henhold til avtale med konsesjonær med behov for driftsstans, må i sine anmeldelser i markedet hensynta produksjonsbegrensninger som avtalt. Produsenter må selv utarbeide markedsmelding dersom dette er påkrevd.

Et nettselskap kan vurdere om forskrift om leveringskvalitet § 2-3 første og annet ledd skal benyttes. For nettanlegg i regional- og transmisjonsnettet må imidlertid nettselskap også forholde seg til innmelding av driftsstanser etter fos § 17 og herværende retningslinjer.

Dersom systemansvarlig etter vedtak mottar klage på en driftsstans som er vurdert som ferdig koordinert fra konsesjonær som rapporterer driftsstans, vil systemansvarlig sende driftsstansen tilbake til konsesjonær med beskjed om at driftsstansen må koordineres på nytt. Dette vil da bli vurdert som en driftsstans som ikke er tilstrekkelig koordinert før rapportering.

Under utdypes forutsetninger og konsekvenser ved fristene angitt i tabellen ovenfor:

#### Årsplan:

- Driftsstanser til årsplan gjelder planer for kommende kalenderår. Rapporterte driftsstanser med oppstart senere år, blir formelt behandlet ved årsplanleggingen for det aktuelle år.
- Driftsstanser rapportert etter årsplanfristen vil ikke inngå i årsplanleggingen, og blir behandlet først etter at årsplan er lagt (dvs. etter 1. desember). Behandlingsfristen løper også fra dette tidspunkt.

#### Planlagte driftsstanser:

- Her menes planlagte driftsstanser som rapporteres etter at årsplan er lagt.

#### Ikke planlagte driftsstanser:

- Driftsstanser som følge av uforutsette hendelser og nødvendig feilretting, anses som ikke planlagte driftsstanser, og behandles etter tredje ledd.

---

<sup>28</sup> Flyttet stjerne (04.01.2023)

<sup>29</sup> Endret tekst for å tydeliggjøre at systemansvarlig koordinerer "med alle berørte" (04.01.2023)

- Ikke planlagte driftsstanser skal rapporteres så raskt som mulig etter at behovet eller hendelsen er kjent.
- Ved utfall eller nødutkobling med varige feil, skal driftsstans rapporteres til systemansvarlig når feilårsak er fastslått og forventet innkoblingstid er avklart, dog senest innen 12 timer etter utfall eller utkobling.

#### Omprioritering (endring og avlysning):

Behov for endring eller avlysning av vedtatt driftsstans må rapporteres systemansvarlig snarest mulig. Ønske om endring/avlysning rapporteres direkte via Fosweb. Systemansvarlig (ved driftsstanskontoret) må i tillegg kontaktes per telefon/epost ved ønske om nært forestående ( $\leq 1$  uke) endringer. Akutte behov for endringer utenfor driftsstanskontorets arbeidstid må rapporteres systemansvarlig (ved regionsentral). Konesjonær må opplyse om årsak til endring/avlysning. Forespørsel om omprioritering må behandles og vedtas av systemansvarlig (ved Driftsstanskontoret) før endringene kan gjøres gjeldende.

## 9 Fos § 22 – Feilanalyse og statistikk

### 9.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Systemansvarlig foreslår endringer i retningslinjene til fos § 22 femtende ledd og mindre justeringer i vedlegget til retningslinjene for fos § 22.

#### 9.1.1 Endringer i retningslinjene til fos § 22 femtende ledd

RME fattet i 2023 vedtak som påla etteranalyse av alle driftsforstyrrelser der systemansvarlig har vært involvert på en slik måte at det utilsiktet har ført til avbrudd for sluttbrukere. Et eksempel på en slik hendelse kan være tilfeller der systemansvarlig, gjennom manglende koordinering i driften, er ansvarlig for at det oppstår overlast på en anleggsdel der tilhørende vern gir korrekte trippmeldinger til relevante brytere.

RME sitt vedtak medfører behov for en presisering av retningslinjene for femtende ledd for å tydeliggjøre at alle slike hendelser skal etteranalyseres og rapporteres til RME. Slike hendelser oppstår heldigvis sjelden, og historisk har hyppigheten vært færre enn én hendelse i året.

De administrative konsekvensene av den foreslåtte endringen i retningslinjene er derfor liten. Endringen vil ikke påvirke konsesjonærene, da det forutsettes at systemansvarlig vil ha tilgang til all nødvendig informasjon gjennom FASIT-rapporteringen.

#### 9.1.2 Endringer i vedlegg til retningslinjer for fos § 22

Det er gjort noen mindre presiseringer i tre av radene. Det anses ikke at disse presiseringene får noen konsekvenser for konsesjonærene.

### 9.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 22 femtende ledd og vedlegg til retningslinjene for fos § 22

#### *Femtende ledd*

Ved pålegg fra RME om etteranalyse av driftsforstyrrelser, vil systemansvarlig innhente tilgjengelig underlag fra de involverte konsesjonærer og med utgangspunkt i dette foreta en selvstendig analyse av driftsforstyrrelsen. Resultatet av analysen vil bli formidlet til RME og de involverte konsesjonærer, og ved avvik fra konsesjonærenes egen rapportering kan de bli bedt om å oppdatere sine FASIT-rapporter og sende de oppdaterte rapportene til FASIThUB.

Alle hendelser hvor systemansvarlig har vært involvert på en slik måte at det utilsiktet har ført til avbrudd for sluttbrukere skal etteranalyseres og oversendes til RME innen rimelig tid etter

driftsforstyrrelsen. Etteranalysen skal inneholde konsesjonærens egen rapportering av hendelsen. I tillegg skal etteranalysen redegjøre for hendelsesforløpet og hva som førte til avbruddet. Systemansvarlig skal også oversende andre opplysninger som er relevante for RME sin forståelse av den enkelte hendelsen.

*Vedlegg til retningslinjene til fos § 22: Opplysninger som skal rapporteres*

Vedlegget inneholder den informasjon om driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger som skal rapporteres til systemansvarlig iht. fos § 22. Registrering og rapportering skal gjøres ved bruk av godkjent FASIT programvare (nettselskap) eller FASITweb (produsenter og sluttbrukere).

Tabellen inneholder ikke obligatoriske, generelle opplysninger (rapportnummer, feilnummer, diverse identifikatorer og statuser, grunnlag for beregninger, m.m.) som settes av FASIT-programmet i forbindelse med opprettelsen av en FASIT-rapport. Kolonne "Krav fra ledd" inneholder referanse til hvilke av leddene 1-7 i § 22 den enkelte opplysning er knyttet til.

Nr.	Opplysning	Merknad	Krav fra ledd
1	Anleggseier	Rapporterende selskap	1234567
2	Beskrivelse	Beskrivelse av hendelsesforløp og konsekvenser (fritekst)	1234567
3	Tidspunkt for hendelse	Når hendelsen startet (første bryterkobling eller alarm)	1234567
4	Varighet av hendelse	Fra starttidspunkt til sluttidspunkt	1234567
5	Type hendelse	Driftsforstyrrelse, planlagt utkobling, <b>systemvernuttløsning</b> For sluttbrukere og kraftprodusenter: - Kun <i>driftsforstyrrelse</i> er obligatorisk	1234567
6	Årsak	Årsak til planlagt utkobling	67
7	Anleggsdel	Den anleggsdel som er årsak til en planlagt utkobling	67
8	Anlegg der hendelsen intr traff	Eget anlegg, nettselskap, kraftprodusent, sluttbruker, <b>annet land</b> For sluttbrukere og kraftprodusenter: - Kun <i>eget anlegg</i> er obligatorisk	1234567
9	Eier av anlegg	Navn på selskap der hendelsen intr traff	1234567
10	Systemspenning	Systemspenning på feil- eller utkoblingssted	1234567
11	Nettnivå	Nettnivå på feil- eller utkoblingssted	124567
12	Tidspunkt for bryterkoblinger	Minimum første og siste bryterkobling i hendelsen	1234567
13	Stasjon	Navn på den stasjon bryteren som kobles er en del av	1234567
14	Bryter/sikring	Navn på bryter/sikring som kobles	1234567
15	Koblingstype	Ut, inn, <b>m.m.</b>	1234567
16	GIK-respons	Vellykket, mislykket, GIK avslått, m.m.	1
17	Vernfunksjon	Type vern som trippet bryteren	12
18	Vernrespons, bryterrespons, totalrespons	Korrekt, ukorrekt	12
19	Medførte hendelsen avbrudd for sluttbrukere?	Avbruddskonsekvenser skal i så fall beregnes	14567

20	Medførte hendelsen samtidig manuell utkobling av alle lavspenningskurser på samme fordelings-transformator?	Dette medfører KILE-beregning selv om utkoblingen er i lavspenningsnett	7
----	---	---	---

Nr.	Opplysning	Merknad	Krav fra ledd
21	Medførte hendelsen redusert leveringskapasitet til sluttbruker i regional- eller transmisjonsnett?	Dette medfører at det skal beregnes avbruddskonsekvenser, inkl. KILE	16
22	Berørt kraftstasjon	Navn på kraftstasjon som ble berørt av hendelsen	2
23	Tapt vann	Tapt vann i vannkraftverk pga. hendelsen (MWh)	2
24	Lastutfall	Målt eller estimert lastutfall hos sluttbruker (MW)	3
25	Berørte konsesjonærer	Navn på konsesjonærer som fikk avbrudd i sitt nett som følge av hendelsen	14567
26	Antall berørte sluttbrukere	Både antall unike berørte og totalt antall sluttbrukere, for alle berørte konsesjonærer (inkl. eget selskap)	14567
27	Avbrutt effekt	Både for første delavbrudd og totalt for alle delavbrudd i hendelsen, for alle berørte konsesjonærer	14567
28	Ikke levert energi	Fordeles på kundegrupper og standardsatser/individuell avtale, for alle berørte konsesjonærer	14567
29	KILE	Fordeles på kundegrupper og standardsatser/individuell avtale, for alle berørte konsesjonærer Lavspenningsnett: Kun når alle kurser kobles ut manuelt og samtidig	146(7)
30	Lengste avbruddsvarighet	Avbruddsvarighet for den sluttbruker som har vært lengst uten forsyning	14567
31	Feilsted	Navn på feilsted	1234
32	Geografiske koordinater på feilstedet	Hvis anleggsdel med feil er kjent, dvs. ikke relevant for <i>systemfeil</i> eller <i>anleggsdel ikke identifisert</i>	1
33	Kraftsystemenhet med feil	Kraftsystemenhet avgrenses av effektbrytere, og omfatter alle anleggsdeler som ligger mellom disse	12
34	Anleggsdel med feil	Anleggsdel som har feilet For sluttbrukere: - Kun <i>Krafttransformator &gt; 100 kV</i> er obligatorisk	12(3)4
35	Komponent med feil	Kun når feilkarakter er <i>varig</i> (krever reparasjon)	124
36	AnleggsdelsID	Unik, lokal identifikator for anleggsdel med feil. Hentes fortrinnsvis fra anleggsdatabase i NIS, SCADA, FDV, DMS e.l. Ikke krav ved <i>systemfeil</i> eller <i>anleggsdel ikke identifisert</i> .	1234
37	Systemjording	På feilstedet	124
38	Feiltype		124
39	Feilkarakter	Varig, forbigående	124
40	Feilbefengte faser	0-3 faser, pluss ev. jord	1
41	Utetid	Tiden anleggsdel med feil er utilgjengelig	1

42	Ekstern feilårsak	Feilårsak som ligger utenfor konsesjonærens "område" (omgivelser, andre mennesker, m.m.)	124
43	Intern feilårsak	Feilårsak som ligger innenfor konsesjonærens "område" (teknisk utstyr, eget personell, m.m.)	124

## 10 Enf § 6-1 – Rapportering av anleggsdata før idriftsettelse

### 10.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Versjonen som er benyttet nedenfor inkluderer endringer som har vært på høring 1. desember 2023-29. februar 2024, samt justeringer som ble gjort etter høringen. Denne versjonen er dermed ikke godkjent av NVE på værende tidspunkt.

Systemansvarlig foreslår i denne høringen justeringer i både retningslinjer til energilovforskriften § 6-1 og tilhørende parameterlister. Nedenfor følger en beskrivelse og begrunnelse for de foreslåtte endringene.

#### 10.1.1 Endringer i parameterlistene

##### 10.1.1.1 Fasekompensator

Parameter for treghetsmoment og treghetskonstant for maskinen alene er fjernet. Det er kun total roterende masse som er relevant og i de fleste tilfeller vil verdien for maskin og total roterende masse være så å si lik. Endringen er antatt å ikke ha noen konsekvenser utover noe lettere rapportering av data.

##### 10.1.1.2 HVDC-overføring

Det er lagt til endringer på DC-kabler og DC-luftliner for å støtte opp om mulighet til å angi forskjellige strømgrenser og overlastgrenser ved ulike omgivelsestemperaturer. Dette er relevant for DC-linjer også, men har foreløpig bare vært mulig å legge inn for AC-linjer og kabler. Ved å innføre denne endringen blir det mulig å angi en mer detaljert kapasitet for HVDC-forbindelsene. Det gjør igjen at man kan utnytte forbindelsene mest mulig effektivt gjennom året. Endringen øker rapporteringen knyttet til HVDC, men rapporteringsbyrden er fortsatt begrenset sammenlignet med AC-linjer.

##### 10.1.1.2 HVDC-anlegg

For HVDC-anlegg gjøres det tilpasninger i parameterne for å kunne angi om HVDC-anlegg som er bygget som monopolanlegg kan drifles som bipol sammen med et annet HVDC-anlegg som er bygget som monopolanlegg. Det er også lagt til spørsmål for å kunne angi hvilken effekt som det er mulig å importere og eksportere per pol dersom man benytter muligheten til å drifte som bipol.

Vi har også gjort mindre endringer i parameterne knyttet til HVDC-anlegg. Under avsnittet "omformer – vern" har vi lagt til nye parametere og tydeliggjort hvilken informasjon vi ønsker å samle inn. I forbindelse med tydeliggjøringen er andre parametere fjernet. Under "omformer – tap" har vi fjernet to parametere og under "omformer- øvrig" har vi fjernet tre parametere.

Parameterne for vern som er etterspurt er gjerne tilgjengelig i de dynamiske analysene, og dersom det blir lagt ved kurver som viser aktuelle parametere på en tilfredsstillende måte (høy nok oppløsning og adskilt aktiv og reaktiv strøm) så kan data leses ut av dokumentasjonen, som et alternativ til å legge inn verdiene spesifikt. Endringene gjøres i hovedsak for å kunne gi bedre informasjon om oppførselen til HVDC-anlegg sett i sammenheng med andre HVDC-anlegg. Øvrige endringer er tenkt som forenklinger for å gjøre informasjonen som har vært etterspurt før lettere å forstå. Arbeidsmengden for de rapporteringspliktige vurderer vi til å være uendret eller noe lettet fordi parametere vi nå vil hente inn er lettere å finne. Systemansvarlig vil motta mer relevante data som er mulige å kvalitetssikre.



#### *10.1.1.3 Transformator*

Vi legger til at rapporteringspliktig må angi type kobling per vikling for å sikre at verdier vil kunne beregnes korrekt for enfasetransformatorer, men også dersom modelleringsmiljøene krever data per fase i stedet for verdier oppgitt som linjespenning. Ved å gjøre dette kan løsningen beregne verdier for tilsvarende 3-fase transformator, og da slipper konsesjonær å beregne disse verdiene. Det øker kvaliteten på disse dataene og gjør informasjonen lettere tilgjengelig for brukere av data. Koblingsgruppene kan gjerne være omkoblbare og hvilken kobling som er benyttet er vanskelig å lese ut av gruppene som er angitt i seg selv. Ved å innføre denne endringen får vi ikke lenger dette problemet knyttet til at man kan feiltolke informasjonen som ligger i Fosweb. For de rapporteringspliktige vurderer vi at dette er en svært liten økning i rapporteringsplikten, mens systemansvarlig sparer en del ressurser på å estimere verdier.

### **10.1.2 Endringer i retningslinjene**

#### *10.1.2.1 Systemansvarlig skal kunne endre data basert på opplastet dokumentasjon*

Systemansvarlig foreslår en endring i retningslinjene som åpner for at systemansvarlig kan redigere data lagt inn av konsesjonær/eier. Dette vil bare være aktuelt dersom dataene kan dokumenteres i opplastet dokumentasjon knyttet til aktuell komponent. Videre vil konsesjonær/eier måtte akseptere/bekreftede informasjonen systemansvarlig har lagt til.

Årsaken til at systemansvarlig ønsker å gjøre denne endringen er for å kunne gi en mer effektiv tilbakemelding til konsesjonærene/eierne dersom vi oppdager behov for korreksjoner i saksbehandlingen av anleggene. I dag er det kun mulig å skrive melding og poengtere mangler, og videre må konsesjonær selv utføre rettelsene. Ved å legge til rette for at også systemansvarlig kan redigere data er målet å oppnå at riktige data raskere kommer gjennom saksbehandlingen til systemansvarlig.

Ansvaret for korrekte data ligger fortsatt hos konsesjonær, da konsesjonær er ansvarlig for å legge til riktig dokumentasjon og melde inn korrekte data. Den foreslåtte endringen påvirker ikke dette ansvaret. Det vil være konsesjonær som kjenner best til hvilke data som gjelder for deres komponenter, og hvilken dokumentasjon som er den mest oppdaterte, og riktige å ta utgangspunkt i.

Vår vurdering er at den foreslåtte endringen i retningslinjene vil forenkle arbeidet for både systemansvarlig og konsesjonær/eier.

#### *10.1.2.2 Muligheten for å rapportere data ved hjelp av Autofos tas ut*

Systemansvarlig har lagt ned dagens løsning for Autofos da løsningen ikke har dekket behovet tilstrekkelig. Det er fortsatt behov for å legge til rette for en mer automatisk utveksling av data og dokumenter mellom systemansvarlig og konsesjonær/eier, men denne løsningen må utvikles i samarbeid med bransjen og sees i sammenheng med utvikling av nasjonal metode for datautveksling i henhold til SO<sup>30</sup> artikkel 40 nr. 5.

#### *10.1.2.3 Spesifisert tidsfrist for endelig innmelding av produksjonsanlegg*

Det har manglet en tydelig frist som sier når konsesjonær/eier må ferdigstille innmelding av produksjonsanlegg. Praksis har vært at konsesjonær/eier må melde inn anleggene så fort som mulig etter at prøverapporter fra idriftsettelse er lastet opp. Da er det mulig å fylle ut alle relevante data for anleggene og det er kun få parametere som må fylles ut. Det er behov for et tydelig krav om at anleggene skal meldes inn senest samme dag som når prøverapportene fra idriftsettelse er lastet opp. I dag meldes anleggene ofte sent inn til systemansvarlig, noe som forsinker prosessen med å få dem

---

<sup>30</sup> Forordning 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft.

modellert. Videre vil innføring av tidsfrist gjøre det mulig å sette opp automatiske varslinger til de rapporteringspliktige.

For vindparker vil dette innebære en innmelding i flere omganger da konsesjonær må melde inn anlegget på nytt når PSS/E-modellen er klar. For andre rapporteringspliktige vurderer systemansvarlig at dette ikke medfører økte forpliktelser, dette er kun en tydeliggjøring av når dataen skal være sendt inn til oss.

## 10.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for enf § 6 -1

Systemansvarlig gjør oppmerksom på at rapporteringspliktene som beskrives i disse retningslinjene også omfatter melding om frakobling av anlegg. Dette fremkommer under frister lenger nede i dokumentet.

### Fjerde ledd

Systemansvarliges grense for rapporteringspliktige produksjonsanlegg iht. energilovforskriften § 6-1 er når samlet installert effekt for alle produksjonsenheter i en kraftstasjon er større enn eller lik 1 MW.

### Femte ledd

#### Format

Innrapportering av kraftsystemdata til systemansvarlig iht. energilovforskriften § 6-1 kan gjøres gjennom webportalen Fosweb i modulen kraftsystemdata. ~~på to måter: Enten manuelt via webportal (Fosweb), eller automatisk direkte fra eget anleggsregister til systemansvarliges systemer (Autofos).~~

~~Netteiere som ønsker å benytte automatisk dataoverføring må tilpasse egne anleggsregister/egne systemer for å kunne eksportere data på CIM-XML struktur og med Energy Communication Platform (ECP) som kommunikasjonsbærer.~~

### Innhold

Innhold i rapporteringen, dvs. omfang av parametere og dokumenter som skal rapporteres for de ulike anleggstypene fremkommer av parameterlisten (Vedlegg til retningslinjer for energilovforskriften § 6-1).

Rapporteringspliktige anleggstyper fremkommer av tabellen under.

Anleggstype	Merknad
Stasjoner: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Kraftstasjoner<sup>31</sup></li> <li>• Transformatorstasjoner</li> <li>• Selvstendige koblingsstasjoner</li> <li>• T-avgreninger</li> </ul>	Kraftstasjoner er kun rapporteringspliktige når samlet installert effekt hos alle produksjonsanlegg i stasjonen er større enn eller lik 1 MW. <sup>32</sup>  Transformatorstasjoner, selvstendige koblingsstasjoner og T-avgreninger er rapporteringspliktige når høyeste spenningsnivå i stasjonen er $\geq 30$ kV.
Produksjonsanlegg: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Vannkraft</li> <li>• Varmekraft</li> <li>• Vindkraft</li> </ul>	Produksjonsanlegg er kun rapporteringspliktige når samlet installert effekt hos alle produksjonsanlegg i en kraftstasjon er større enn eller lik 1 MW.

<sup>31</sup> For solcelleanlegg er kraftstasjon definert som installasjonen på én og samme bygning, uavhengig av om bygget skulle ha flere bruksnummer/adresser.

<sup>32</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.

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Solcelleanlegg og solpark<sup>33</sup></li> <li>• Annet</li> </ul>	
Transformatorer (inkludert reservetransformatorer <sup>34</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.
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>• Petersenspoler</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>	<p>Endepunktskomponenter er rapporteringspliktige når driftsspenningen er <math>\geq 30</math> 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.</p> <p>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).</p> <p>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).</p>
HVDC anlegg (transformator, kabel, luftline, omformer, filter etc.)	HVDC anlegg er rapporteringspliktige når de er direkte tilknyttet i stasjoner med driftsspenning $\geq 30$ kV.

<sup>33</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>34</sup> Rapporteringsplikten for reservetransformatorer har NVE presisert i enkeltvedtak (se NVE-referanse 200905291-126).

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 for omplassering i nettet.

Rapporteringen gjelder også midlertidige anlegg, der varigheten for anleggsendringen forventes å være lengre enn tre måneder.

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 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 av konsesjonær.

Saksbehandlingstiden/virkedager påløper når et anlegg er meldt inn og klar for kvalitetssikring hos systemansvarlig.

Systemansvarlig må ha tid til å sikre at innmeldte 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 av anleggsdata skal avklares med systemansvarlig, herunder også eventuell avklaring av eventuell ufullstendig innmelding. Frakobling av anlegg i forbindelse med sanering av anlegg har samme tidsfrist som innmelding av data og dokumentasjon for nye anlegg, og skal være meldt inn senest 5 uker før frakobling.

Ved behov for ufullstendig innmelding må systemansvarlig være kontaktet senest 6 uker før spenningssetting. Dette for at systemansvarlig kan vurdere om tillatelse for ufullstendig innmelding kan gis basert på den informasjonen som er tilgjengelig. Tillatelse til ufullstendig innmelding gis i praksis kun på endring av eksisterende anlegg eller der eldre anlegg gjenbrukes i ny eller gammel plassering. Tillatelsen kan med god begrunnelse av konsesjonær gis for nye anlegg, men dette må avklares i forkant med systemansvarlig. I de tilfellene ufullstendig innmelding av data er akseptert, kan

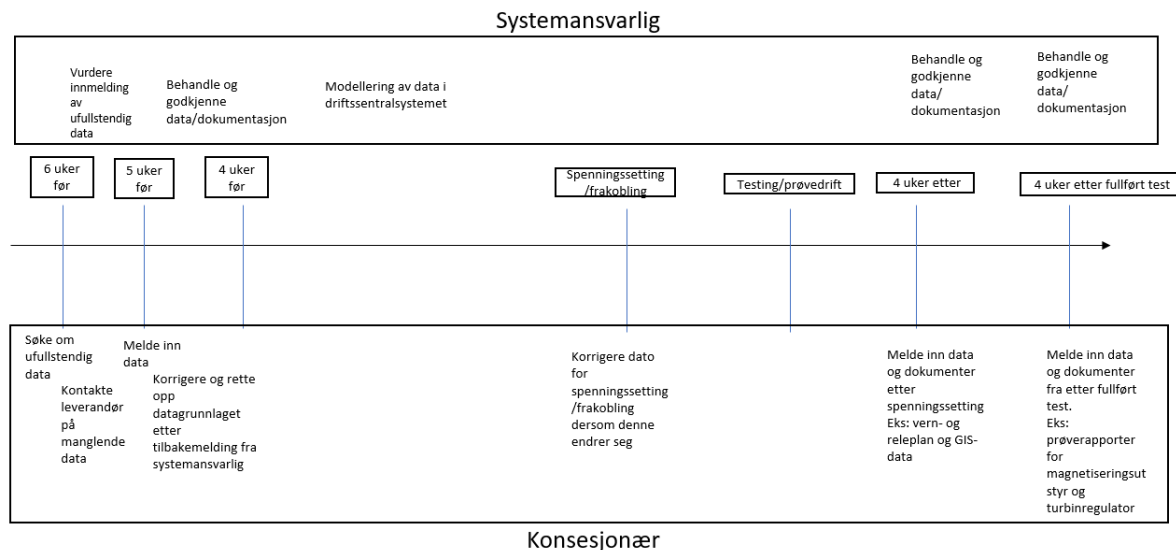
systemansvarlig kreve at de manglende dataene etterrapporteres etter spenningssettingen av anlegget.

Ved særskilte årsaker som havari eller beredskapstiltak kan rapporteringsfristen fravikes, men systemansvarlig må informeres og rapporteringen må skje snarest mulig.

For de anleggstyper der det blir utført målinger rett før spenningssetting eller i ettertid av spenningssetting er kravet fortsatt at planlagte data er innmeldt 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 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 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 kompenseringsenheter, 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.



Figur 1: Skjematisk oversikt over tidsfrister. Alle tidsfrister viser til dato for spenningssetting eller frakobling.

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

Dersom systemansvarlig oppdager at anleggsdata ikke er innmeldt iht. format, innhold og frist vil dette rapporteres til NVE som brudd på forskriften. Systemansvarlig vil i varsel om brudd informere NVE 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 systemansvarlige be konsesjonær om å korrigere dette snarest mulig. Systemansvarlig vil ved manglende oppfølging varsle NVE, 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 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 er feil, eller er mangelfull. Områdekonsesjonær kan i slike tilfeller ikke tillate spenningssetting av produksjonsanlegget. Produksjonseier 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 distribusjonsnett krever en ny godkjenning av systemansvarlig må systemansvarlig kontaktes. Retningslinjer for fjerde, femte og syvende ledd beskriver nærmere når en endring av anleggsdata krever ny rapportering til systemansvarlig.

#### *Rapportering til NVE*

Systemansvarlig forholder seg til Norges vassdrags- og energidirektorats krav til oversending av anleggsdata.