

RETNINGSLINJER FOR UTØVELSE AV SYSTEMANSVARET

**Oversendelse til RME for godkjenning
1. oktober 2026**

-

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

Forord

Dette dokumentet inneholder forslag til oppdateringer av retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret iht. forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos) § 28a.

Det er Statnett som systemansvarlig som utarbeider retningslinjene. I dette dokumentet sender systemansvarlig oppdaterte retningslinjer for fos §§ 5, 8, 8a, 8b, 9, 11, 12, 13, 14, 14a, 15 og 17 til Reguleringsmyndigheten for energi for godkjenning. Dette inkluderer vedlegg til retningslinjer for fos § 8a – *vedlegg for systemdata*, vedlegg til fos § 9 - *Vilkår for FCR og Vilkår for FFR*, og vedlegg til fos § 14a – *parameterliste*.

Forslag til retningslinjer er hørt med bransjen i perioden 30. april - 15. august 2026. Bransjens skriftlige høringsinnspill og systemansvarliges merknader til disse fremkommer i dokumentet.

Forslaget til retningslinjene som vi nå sender til godkjenning, står i kapittel 3 i dette dokumentet, med tilhørende vedlegg referert til i kapittel 3.8.

Innholdsfortegnelse

1	Om høringen	5
2	Høringsinstansenes innspill til forslaget om oppdaterte retningslinjer	6
2.1	Generelle innspill	6
2.2	Innspill som ikke var en del av høringen	7
2.3	§ 5 – Flaskehalser og budområder	7
2.4	§ 8 – Anmelding.....	8
2.4.1	Tolkningen av balansekravet.....	8
2.4.2	Innsending av forventet ubalanse flyttes fra § 8a til § 8	8
2.5	§ 8a – Planlegging av produksjon	9
2.5.1	Endrer tidsfrister fra 45 minutter til 25 minutter før driftskvarteret	9
2.5.2	Leverandør av FCR innføres som ny rolle.....	9
2.5.3	Vedlegg om systemdata	10
2.5.4	Innsending av produksjonsplaner.....	10
2.6	§ 8b – Planlegging av effektregulering	10
2.6.1	Fjerning av kravet om periodeskift.....	10
2.6.2	Gjennomføring av produksjonstilpasning ved driftsforstyrrelser	10
2.6.3	Krav om forbruksplaner	12
	Behov for å klargjøre hvem kravet om forbruksplaner gjelder for	12
	Behov for å klargjøre begrepsbruk.....	13
	Behov for å klargjøre hva en forbruksplan er og hvordan den skal brukes.....	14
	Innspill om omfang for aktørene	16
	Tilgang til egne data, datakvalitet og informasjonssikkerhet	17
	Krav om gradvis endring av forbruk	18
2.7	§ 9 – Regulerstyrke og effektreserve	19
2.7.1	Oppdatering av beskrivelse om dimensjonering	19
2.7.2	Vilkår for FFR.....	19
2.7.3	Vilkår for FCR	20
	Endring i spesifisering av udelelige bud for FCR	20
	Prising av aktivert volum for FCR-N	20
	Fleksibilitetsgrupper	21
	Henvvisning til tekniske krav	22
	Volumbegrensning artikkel 7	22
2.8	§ 11 – Marked for regulerkraft	25
2.8.1	Elastisk etterspørsel	26
2.9	§ 12 - Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser	27

2.9.1	Annet ledd - Varsling ved utkobling av forbruk	27
2.9.2	Fjerde og femte ledd – Reservestrømsanlegg	28
2.10	§ 13 - Tvangsmessig utkobling av forbruk.....	29
2.11	§ 14a – Rapportering av anleggsdata før idriftsettelse.....	29
2.12	§ 15 – Spenningsregulering og utveksling av reaktiv effekt	30
2.13	§ 17 – Samordning av driftsstanser	32
3	Forslag til oppdaterte retningslinjer	33
3.1	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 5	33
3.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8	33
3.3	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8a	34
3.4	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8b	35
3.5	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 9	40
3.6	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 11	44
3.7	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 12	46
3.8	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 13	51
3.9	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 14a	53
3.10	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 15	58
3.11	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 17	59
3.12	Vedlegg til oversendelsen	59

Forslag til oppdaterte retningslinjer

1 Om høringen

Høringen omhandlet retningslinjer iht. forskrift om systemansvaret (fos) § 28.

Systemansvarlig mottok høringsinnspill fra følgende aktører:

- Statkraft
- BKK
- Å Energi
- Fornybar Norge
- Hafslund Kraft
- Skagerak kraft
- Elmera
- Hydro
- Lyse
- Sympower
- Elias Kunnas (privatperson)
- Aneo
- Norske Skog
- Bulk
- Equinor
- Norsk datasenter industri
- Nord Pool
- Elvia
- Google
- Nscale
- Norsk industri

Høringsinnspillene er kommentert i kapittel 2. Først svarer vi ut generelle Innspill, deretter kommer en oppsummering av innspillene som gjelder enkeltbestemmelser. I dette dokumentet er store deler av innspillene gjengitt. De fullstendige høringsinnspillene er lagt ut på Statnetts hjemmesider.

Som følge av innkomne innspill er forslaget til oppdaterte retningslinjer justert noe, i tillegg er det foreslått enkelte mindre språklige endringer. Dette er kommentert i kapittel 2, og markert med blå tekst i det endelige forslaget til oppdaterte retningslinjer i kapittel 3. Endringer som har vært på høring, er også i dette dokumentet markert i grønt der vi har foreslått ny tekst og med rød gjennomstreking der vi har foreslått å slette tekst.

2 Høringsinstansenes innspill til forslaget om oppdaterte retningslinjer

2.1 Generelle innspill

Høringsinstansenes innspill

BKK støtter at retningslinjene for utøvelsen av systemansvaret oppdateres. Etter BKKs vurdering kan oppdaterte og tydelige retningslinjer bidra til bedre og mer effektiv samhandling mellom systemansvarlig og aktørene i kraftsystemet.

Behovet for relevant driftsinformasjon øker som følge av elektrifisering, mer distribuert produksjon, større forbrukskunder og nye fleksibilitetsressurser. Retningslinjene bør derfor legge til rette for hensiktsmessig informasjonsdeling med DSO-ene når dette er nødvendig for sikker drift, effektiv kapasitetsutnyttelse og god koordinering mellom berørte aktører

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig har forståelse for behovet for relevant driftsinformasjon hos DSO-ene. Det pågår arbeid med nasjonal metode for datautveksling etter SOGL artikkel 40 nr. 5, som etter planen skal sendes på høring høsten 2026. Metoden vil blant annet regulere utveksling av informasjon mellom relevante aktører i kraftsystemet. Innspillet tas med i det videre arbeidet.

Høringsinstansenes innspill

Fornybar Norge, Hafslund og Å Energi mener det er uheldig at høringen om retningslinjene og høringen om markedsvilkårene i metoden etter EBGL artikkel 18 hadde ulike høringsfrister, da flere av temaene var nært knyttet sammen. Høringsinstansene mener dette gjør det vanskeligere å vurdere forslagene i sammenheng og kan gi unødvendig dobbeltarbeid.

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig ser at det har vært uheldig med to ulike frister for å gi høringsinnspill til vilkårene og retningslinjene. Dette gjelder særlig der foreslåtte endringer henger tett sammen, blant annet for balansekravet, hvor det er foreslått endringer både i retningslinjer og i vilkår. Vi har forsøkt å samordne dette ved å sende underlagene ut på høring samtidig og avholde et felles informasjonsmøte. Samtidig gjorde de ulike formalkravene det krevende å samordne prosessene fullt ut. Et alternativ kunne vært en kortere høringsfrist for retningslinjene, noe systemansvarlig ikke vurderte som hensiktsmessig.

I denne oppdateringen var tidsplanen særlig krevende fordi endringene måtte ses i sammenheng med felles nordisk tilknytning til MARI. Det lange tidsløpet gjør det samtidig utfordrende å høre endringer tidlig. Det pågår mye utviklingsarbeid parallelt, og kravgrunnlaget er ikke nødvendigvis tilstrekkelig avklart i lang tid i forkant av tilknytning til en ny plattform. Vi tar likevel aktørenes kommentarer med videre, og vil vurdere om det i neste oppdateringsrunde kan gjøres grep som gir en bedre og mer forutsigbar prosess for bransjeaktørene.

Høringsinstansenes innspill

Sympower: Statnett must provide a definitive non-shifting timeline for all 2026/2027 changes. Regulatory "certainty" periods where technical requirements are frozen to allow for market maturity. Proportionality in reporting requirements for demand-side and distributed assets.

Systemansvarliges merknad

Driften av det nordiske kraftsystemet er i stadig utvikling i takt med det grønne skiftet, der målsetningen er å øke fleksibiliteten og robustheten i kraftsystemet ved blant annet tilknytning til europeiske plattformer for balansering, finere tidsoppløsning og flytbasert markedskobling. Dette er utvikling som skjer stegvis. Systemansvarlig har delt veikart og planer med bransjen gjennom ulike informasjonskanaler og møteplasser.

Høringsinstansenes innspill

Fornybar Norge og Elmera har påpekt betydningen av å være konsekvent i begrepsbruken. De etterlyser en mer konsekvent og presis begrepsbruk spesielt om forbruks- og produksjonsplaner. I tillegg viser de til at produksjonsbegreper flere steder benyttes også i bestemmelser som omfatter forbruk, noe som kan skape uklarhet om hvilke krav som gjelder ulike aktører og ressurser.

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig er enig i at regelverket bør benytte en konsekvent og presis begrepsbruk. Innspillene er tatt hensyn til i arbeidet med oppsummeringen av høringen og den videre gjennomgangen av retningslinjene.

2.2 Innspill som ikke var en del av høringen

Høringsinstansenes innspill

Skagerak Kraft

Når det gjelder inndeling av stasjonsgrupper savner vi også et markedsfokus. Det er helt klart viktigst at Statnett kan opprettholde en fornuftig drift av kraftsystemet og ha de nødvendige verktøyene for å gjøre dette, men slik markedet har utviklet seg de senere årene mener Skagerak at aktørens behov for å skille på kunder i avregningen også må vektlegges i større grad enn det gjøres i dag. Det ville vært en forbedring om en stasjonsgruppe også kunne ha en kraftleverandør, spesielt i de stasjonsgruppene hvor levering av reserver er aktuelt. I tillegg savner vi en relasjon til nettavregningsområder, som er det nivået som benyttes i avregning hos Elhub og eSett.

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig jobber med å se på nye konsepter for gruppering av reguleringsobjekter og støtter at det er viktig at det er et markedsfokus i inndelingen, samt relasjon mellom nettavregningsområder og gruppering. Vi tar med oss innspillet i det videre arbeidet med konseptet.

2.3 § 5 – Flaskehalser og budområder

Systemansvarlig mottok ett innspill til foreslåtte endringene i retningslinjene til § 5 om prising av mFRR ved tilknytning til MARI. Skagerak Kraft støttet de foreslåtte endringene, og forslaget til oppdaterte retningslinjer sendes uendret til RME for vurdering.

Endringene i § 5 vil tre i kraft ved tilknytning til MARI.

2.4 § 8 – Anmelding

2.4.1 Tolkningen av balansekravet

Høringsinnspillene til balansekravet er i stor grad sammenfallende med innspillene som ble mottatt i høringen om endringer i vilkår for balanseansvarlig etter EBGL artikkel 18. Flere høringsinstanser viser til sammenhengen mellom retningslinjene til fos § 8 og artikkel 88 i vilkår for balanseansvarlige.

Intensjonen med å foreslå likelydende bestemmelser om balansekrav i artikkel 88 nr. 3 i metode om vilkår for balanseansvarlige iht. EBGL art. 18 og retningslinjer til fos § 8 var å gjøre de totale kravene bedre kjent for balanseansvarlige og konsesjonærer. Vi opplever for eksempel at ikke alle balanseansvarlige har vært kjent med at vi stiller krav som er relevante for dem i retningslinjer til fos.

Systemansvarlig har mottatt mange høringsinnspill på at det er utfordrende med en slik tilnærming. Dette gjelder i form av utfordringer i forbindelse med høringer og en risiko for at bestemmelsene vil avvike over tid og peker på metode om vilkår for balanseansvarlige som et naturlig sted for disse bestemmelsene.

Systemansvarlig har ingen egeninteresse av å ha likelydende bestemmelser i metode om vilkår for balanseansvarlige og retningslinjer til fos. Bestemmelser om balansekrav vil derfor tas ut fra forslaget til oppdatering av retningslinjer til fos og kun inkluderes i metode om vilkår for balanseansvarlige. I retningslinjene til fos § 8 vises det til vilkår for balanseansvarlige for krav til planlagt balanse ved anmelding i døgnmarkedet, etter intradagmarkedets lukketid og i sanntid.

Forslag til bestemmelser i retningslinjene etter fos § 8 om begrensninger på å omdisponere mellom aggregat i samme stasjonsgruppe etter innsending av endelig produksjonsplan og krav om å rapportere forventet ubalanse er foreslått videreført i retningslinjene etter fos § 8.

De øvrige høringsinnspillene til balansekravet er besvart i et eget dokument som er vedlagt i oversendelsen.

Forslaget til bestemmelser i retningslinjene etter fos § 8 om begrensninger på å omdisponere mellom aggregat i samme stasjonsgruppe etter innsending av endelig produksjonsplan er foreslått videreført i retningslinjene. Det kom ingen innspill på dette og vi sender det over til RME for vurdering.

2.4.2 Innsending av forventet ubalanse flyttes fra § 8a til § 8

Høringsinstansenes innspill

Elmera

*Rapportering skal skje per budområde, for den balanseansvarliges **totale portefølje**.*

Vil dette si at kravene til en BRP som utfører tjenester for mange ulike strøm/nett-selskap med forbruk og nettap skal lage og sende inn forbruksplaner og ubalanseprognoser for totalportefølje, eller er det kun for forbruksressurser i reservemarkedene?

Systemansvarliges merknad

Ja. En BRP skal sende inn informasjon den har om forventet ubalanse for hele sin portefølje, inkludert både produksjon og stort og smått forbruk. Dette kravet innebærer *ikke* et krav om å skaffe seg ny informasjon om sin ventede balanse, bare at den balanseansvarlige skal dele den informasjonen den har.

Man kan tenke seg at en kompetent forbruksaktør med alminnelig forbruk bruker oppdaterte målinger og værprognoser til å estimere hva sitt forbruk blir. For eksempel for å sette seg i stand til å justere sin posisjon i intradagmarkedet og redusere ubalanserisikoen sin. Da ønsker systemansvarlig å sitte på samme informasjon som de balanseansvarlige slik at vi har best mulig grunnlag for å lage en og prognose for kraftsystemets samlede ubalanse. Dersom forbruksaktøren ikke har en sånn prognose, innebærer ikke dette forslaget noen nye krav om å utarbeide en slik.

Innspillet gir ikke grunnlag for å endre den foreslåtte retningslinjeteksten, og forslaget sendes uendret til RME for vurdering.

2.5 § 8a – Planlegging av produksjon

2.5.1 Endrer tidsfrister fra 45 minutter til 25 minutter før driftskvarteret

Systemansvarlig mottok høringsinnspill fra Aneo, Fornyrbar Norge, Hydro og Skagerak Kraft. Alle er positive til å flytte siste frist for rapportering av produksjonsplaner og forventet ubalanse nærmere driftskvarteret. Systemansvarlig sender forslaget uendret over til RME for vurdering.

Endring av frist for rapportering av produksjonsplaner og forventet ubalanse fra 45 minutter til 25 minutter før driftskvarteret vil ikke gjelde før overgang til MARI.

2.5.2 Leverandør av FCR innføres som ny rolle

Høringsinstansenes innspill

Skagerak

Skagerak oppfatter det i utgangspunktet som fornuftig å innføre rollen “leverandør av FCR”, siden det kan være utfordrende for en BRP å vite alle tekniske krav dersom man selv ikke eier produksjonsheten. Det er imidlertid uklart hvordan denne rollen vil opptre i strukturdataene, og hva som vil skille den fra dagens “leverandør av balansetjenester” (BSP). Det står i vilkårene at den vil fungere på lik linje som rollen BSP, og det oppfattes derfor uklart hvorfor det er behov for en tredje rolle, og hvor nyttig en slik tredjerolle vil være i praksis, sammen med rollene som BSP og BRP. For mange aktører som leverer til Statnett sine reservemarkeder i dag er det blitt pålagt å opprette en ny rolle, adskilt fra dagens aktør, selv om det fortsatt er samme selskap og ressurser som utfører oppgavene. Skagerak forstår at dette overordnet kommer fra EBGL, men vi mener formålet med rollene bør tydeliggjøres og at det må gjøres en grundigere jobb for å implementere rollen i dagens strukturdata, meldingsutveksling og i økonomiske avtaler. Dette er viktig for å ivareta viktige markedshensyn og rollefordelingen, i tillegg til at ansvaret og oppgjøret blir etterrettelig håndtert.

Systemansvarliges merknad

Rollene som leverandør av balansetjenester (BSP) og leverandør av FCR fungerer i praksis på samme måte. Forskjellen ligger i hvilket regelverk rollene omfattes av, og hvilke kommunikasjonsløsninger leverandøren må ha mot systemansvarlig. BSP-rollen reguleres av *Metode om vilkår for leverandør av balansetjenester og vilkår for balanseansvarlige i samsvar med artikkel 18 nr. 1 i kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft (EBGL)*.

Artikkel 18 i EBGL krever at systemansvarlig etablerer en godkjenningsprosess for leverandører av balansetjenester. Aktøren må derfor inngå avtale med og sende søknad til systemansvarlig for å bli

kvalifisert som leverandør av balansetjenester. Godkjenningsprosessen omfatter blant annet testing av kommunikasjonsløsningen beskrevet i artikkel 6, som er nødvendig for å kunne delta i FRR-markedene.

Rollen som leverandør av FCR omfattes ikke av det samme regelverket. En aktør kvalifiseres som leverandør av FCR når kravene i vilkårene er oppfylt, mens testing av kommunikasjonsløsning kan gjennomføres dersom aktøren ønsker det. Siden rollen leverandør av FCR ikke krever en egen formell godkjenningsprosess kan en godkjent leverandør av balansetjenester (BSP) delta i FCR-markedet uten ytterligere kvalifisering fra systemansvarlig.

2.5.3 Vedlegg om systemdata

Det har ikke kommet høringsinnspill på foreslåtte endringer i vedlegg om systemdata. Systemansvarlig sender forslaget uendret til RME for vurdering.

2.5.4 Innsending av produksjonsplaner

Etter tilbakemeldinger om uklarhet om pliktsubjekt i retningslinjen om produksjonsplaner har vi justert denne noe for å tydeliggjøre hvem som har ansvar for innsendingen.

Balanseansvarlig har ansvar for innsending av produksjonsplaner. Balanseansvarlig kan delegere oppgaven til andre, men vil fortsatt være ansvarlig. Dette er i tråd med gjeldende praksis, men er med denne teksten tydeliggjort i retningslinjen.

2.6 § 8b – Planlegging av effektregulering

2.6.1 Fjerning av kravet om periodeskift

Vi mottok kun en kommentar til forslaget om å fjerne kravet om periodeskift. Skagerak Kraft støtter forslaget. Vi sender forslaget uendret til RME for vurdering.

2.6.2 Gjennomføring av produksjonstilpasning ved driftsforstyrrelser

Høringsinstansenes innspill

Aneo

Aneo mener at utviklingen i balansemarkedene gjør at de økonomiske konsekvensene av denne praksisen kan bli vesentlig større enn tidligere, og at Statnett ikke kan konkludere så lett som de ser ut til å gjøre her. Ved tilkobling til de europeiske balanseplattformene og en forventning om større prisvolatilitet i ubalansemarkedene, kan de økonomiske konsekvensene av slike hendelser bli betydelige for enkelte aktører.

Ved større driftsforstyrrelser i et budområde vil sannsynligheten for høye ubalansepriser øke. I slike situasjoner vil deler av produksjonen som normalt leverer balanseringsressurser kunne være berørt av samme hendelse, noe som reduserer tilgjengelig reservekapasitet og kan føre til høyere marginalpriser for

balansering. Som eksempel hadde Aneo over 100 MW i ubalanse i 9 timer på grunn av frakoblet nett under stormen Amy høsten 2025.

Balanseansvarlige aktører kan dermed bli eksponert for betydelige ubalansekostnader som skyldes feil i overliggende nett – forhold de selv i liten grad har mulighet til å påvirke - og dette kan få betydning for anmeldingsstrategien. Dersom risikoen vurderes som høy på dager med varslede værhendelser eller andre forhold som øker sannsynligheten for driftsforstyrrelser i regional- eller transmisjonsnettet, kan det oppstå insentiver til å redusere anmeldt produksjon eller på annen måte begrense markedsrisikoen. En slik tilpasning vil i utgangspunktet være uheldig dersom den fører til mindre effektiv utnyttelse av produksjonsressursene.

Aneo mener derfor at det bør gjøres en grundigere vurdering om denne praktiseringen gir en hensiktsmessig balanse mellom risikoeksponering og økonomiske insentiver, eller om den økonomiske risikoen ved feil i overliggende nett i større grad enn tidligere overføres til den enkelte balanseansvarlige som følge av økt prisvolatilitet i balansemarkedene.

Fornybar Norge

Fornybar Norge forstår at forslaget ikke innebærer en endring, men en presisering av gjeldende praktisering, og at den følger av RMEs vurdering om at det ikke forelå hjemmel for den tidligere ordningen. Fornybar Norge mener likevel det er problematisk at det gjøres forskjell på fullt og delvis utfall. Ved mørklegging er spesialregulering utelukket, mens øvrige driftsforstyrrelser ofte har blitt håndtert gjennom spesialregulering. Produsenten har lik ubalanserisiko i begge tilfeller, og like muligheter til å påvirke situasjonen. Det eneste som skiller dem er graden av produksjonsbegrensning.

Fornybar Norge mener at de økonomiske konsekvensene av denne praksisen kan bli vesentlig større enn tidligere som følge av utviklingen i balansemarkedene. Med innføringen av MARI og PICASSO og en forventning om større prisvolatilitet i balansemarkedene, kan de økonomiske konsekvensene av slike hendelser bli betydelige for enkelte aktører. Ved større driftsforstyrrelser i et budområde er det rimelig å anta at deler av produksjonen som normalt leverer balanseressurser vil kunne være berørt av samme hendelse, noe som reduserer tilgjengelig reservekapasitet og kan føre til høyere marginalpriser for balansering. Fornybar Norge ber Statnett ta spørsmålet opp med RME, slik at driftsforstyrrelser igjen kan spesialreguleres.

Lyse

Lyse mener denne praksisen er diskriminerende, inkonsekvent og ikke positivt samfunnsøkonomisk. Lyse peker på følgende:

- Den bryter med prinsippet om at den som forårsaker en hendelse er den som bør se de sterkeste insentivene for å raskt gjenrette normaldrift («forurensen betaler»).
- Kostnaden og risikoen er tilfeldig og kan bli svært høy
- Høye ubalansevolum kan føre til høye ubalansepriser, som ikke er representative for den reelle ubalansen i området.
- Det kan medføre at aktører i forkant av uvær eller usikre driftssituasjoner vil tilpasse seg for å redusere egen risiko.
- Det er inkonsekvent og direkte motstridende at i prinsippet likestilte hendelser sett fra en markedsaktørs side blir behandlet ulikt og ikke-nøytralt.

Lyse mener at praksisen ved produksjonstilpassinger som følge av svart nett må følge «ordinær» praksis ved driftstilpassinger uten frakoblet nett, og at dette bør framgå av retningslinjene. Om dette krever endring av forskriften ber vi Systemoperatør initiere dette.

Statkraft

Statkraft forstår at dette ikke innebærer en endring i dagens tolkning, og at justeringene følger av Reguleringsmyndigheten for energis tidligere vurdering om at det ikke forelå hjemmel for praksisen som tidligere var gjeldene.

Samtidig ønsker Statkraft å fremheve at Statkraft ikke ser en prinsipiell forskjell mellom tilfeller der et anlegg er spenningsløst og ikke får levert etter plan, og tilfeller der et anlegg er delvis utkoblet og ikke får levert etter plan. Situasjonen er for alle praktiske formål den samme, ettersom produsenten står overfor identiske insentiver gjennom lik ubalanserisiko og tilsvarende muligheter til å håndtere denne. Det som skiller tilfellene, er graden av produksjonsbegrensning som aktøren ikke får påvirket. Statkraft ser derfor ingen åpenbar grunn til at de nevnte tilfellene skal behandles ulikt, og mener regelverket på dette punktet ikke henger sammen på en hensiktsmessig måte. Statkraft mener derfor at man ved fremtidige revisjoner bør endre reguleringen slik at også driftsforstyrrelser spesialreguleres, slik praksis var tidligere.

Systemansvarliges merknad

Aktørene uttrykker misnøye med at produksjonsavvik ikke spesialreguleres ved mørklegging. Flere aktører peker på at de økonomiske konsekvensene av denne praksisen kan ha økt som følge av utviklingen i balansemarkedene og stiller spørsmål ved forskjellsbehandlingen mellom mørklegging og andre driftsforstyrrelser.

Vi viser til godkjenningsbrev¹ til retningslinjene fra 26. juni 2020 der RME påpeker at systemansvarlig ikke har grunnlag for å ha en ordning for kompensasjon til produsenter for utfall som fører til at produsentene havner i ubalanse som følge av mørklegging. I denne høringen så vi behov for å tydeliggjøre denne praksisen i retningslinjene til fos § 8b. Systemansvarlig kan ikke gjøre endringer i forslaget basert på innspillene, men vi ber RME vurdere dette.

2.6.3 Krav om forbruksplaner

Behov for å klargjøre hvem kravet om forbruksplaner gjelder for

Høringsinstansenes innspill

Flere aktører påpeker at definisjonen av stort forbruk bør klargjøres. **BKK og Norsk Datasenterindustri** påpeker at store forbrukere i kravet om gradvis endring av forbruk, er definert som sluttbrukere med uttak over 15 MW eller forbruk over 100 GWh per år, mens kravet til forbruksplan viser til enkeltbedrifter med effektuttak over 15 MW og årlig kraftforbruk over 100 GWh. De mener at terskelverdiene bør være entydige, slik at det ikke oppstår uklarhet om hvilke sluttbrukere som omfattes av plikten til å sende inn forbruksplaner.

Elmera Group kommenterer "*Med store sluttbrukere menes det i denne retningslinjen sluttbrukere med mer uttak over 15 MW eller forbruk over 100 GWh*". De opplever det utydelig hva som menes med en sluttbruker i denne sammenheng, om det kun er en forbruksenhet, enkeltbedrift eller sluttbruker bak ett tilknytningspunkt, eller kan være spredt over et større område. De anbefaler at teksten er mer presis på å avgrense hvem bestemmelsene gjelder for.

¹ [Godkjenning av retningslinjer](#)

Norsk Datasenterindustri påpeker at det bør være tydelig hvem som har ansvar for å levere forbruksplaner og at begrepene «enkeltdrift» og «sluttbruker» passer dårlig for konsern med flere lokasjoner, campus med flere selskaper og anlegg med flere målepunkt. De mener at kravet bør gjelde per tilknytningspunkt eller målepunkt uavhengig av om det er flere selskaper bak dette punktet.

Systemansvarliges merknad

Avgrensningen av hvilke store forbrukere som skal sende inn forbruksplan skal omfatte de samme som har rett til tariffing for stort forbruk. Tariffhefte 2025 definerer stort forbruk slik:

Enkeltkunder med et årsforbruk over 100 GWh og med et effektuttak større enn 15 MW kvalifiserer for redusert tariff. Med enkeltkunde menes i denne sammenheng en bedrift som har samme organisasjonsnummer og er lokalisert på samme sted. Anlegget kan hente ut kraft fra flere punkt i transmisjonsnettet, men det må være til ett anleggssted eller til én "produksjonslinje". Industriparker, o.l. kommer derfor ikke inn under definisjonen av stort forbruk.

Retningslinjen til fos § 8b tredje ledd beskriver hvilke store forbrukere som har krav til gradvis endring av forbruk. Dette er ikke helt harmonert opp mot definisjonen i tariffheftet. Vi foreslår å endre teksten i retningslinjen til fos § 8b tredje ledd til:

Med store sluttbrukere menes i denne retningslinjen sluttbrukere som er enkeltbedrifter på én lokasjon med effektuttak over 15 MW og årlig kraftforbruk over 100 GWh.

Vi foreslår også en liten justering i retningslinjen om forbruksplaner for å harmonisere beskrivelsen av store sluttbrukere:

Kravet om rapportering av effektregulering for forbruk gjelder for:

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

Behov for å klargjøre begrepsbruk

Høringsinstansenes innspill

Norsk Datasenterindustri mener at Statnett må registrere én ansvarlig per plan. Utkastet bruker flere aktørbegreper: sluttbruker, konsesjonær, balanseansvarlig, leverandør av balansetjenester og rapporteringsansvarlig. Disse rollene ligger ofte hos ulike selskaper med ulik informasjonstilgang og ansvar. Retningslinjene må skille mellom ansvar for prognosegrunnlaget, innsending og reserveleveransen.

En datasenteroperatør er ofte sluttbruker uten omsetningskonsesjon. Når utkastet bruker «konsesjonær», mener NDI at Statnett må angi hvilken aktør som omfattes. Uklar plikt plassering kan føre til ineffektive prosesser og mangelfull data.

NDI påpeker at avtalene mellom sluttbruker og balanseansvarlig må tilpasses ordningen. For colocation-anlegg kan også kundevilkår, målerstruktur og tilgang til data kreve endringer. Arbeidet har kostnad og ledetid. Statnetts konsekvensvurdering må dekke disse forholdene, i tillegg til utvikling av tekniske grensesnitt.

NDI påpeker også at utkastet inneholder flere feil som bør rettes før oversendelse til RME. Avsnittet om forbruksplaner gjelder § 8 b. Henvisningen peker til § 8 a. Omtalen av stasjonsgruppeinndeling viser til «nye produksjonsheter» i en del som gjelder forbruk. Forordet oppgir høringsfrist 15. august 2025;

høringssiden oppgir 15. august 2026. Terminologien bør også harmoniseres. Utkastet veksler mellom «sluttbruker», «enkeltbedrift», «konsesjonær» og «rapporteringsansvarlig».

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig er enig i at roller og ansvar bør tydeliggjøres. I dag er det store sluttbrukere selv som informerer systemansvarlig ved store endringer i forbruk. Vi forstår at for store forbrukere, er det sluttbrukeren selv som har beste informasjon om forventet forbruk. Vi ser det derfor som mest hensiktsmessig at sluttbruker selv er ansvarlig for innsending av forbruksplan. Det vil være mulig å la enten balanseansvarlig, leverandør av balansetjenester eller leverandør av FCR for ressursen å sende inn planer på vegne av sluttbruker. Retningslinjene justeres for å klargjøre roller og ansvar.

Retningslinjen henviste til §8a. Her var det ment å henvise til balansekravet i §8. Balansekravet gjelder også for forbruk, og trenger ikke å gjentas i retningslinjen til §8b. Denne referansen er tatt ut av forslaget til retningslinjer som sendes til godkjenning.

Delen om stasjonsgrupper er oppdatert slik at den omtaler prosessen for tildeling av stasjonsgrupper for forbruk.

Behov for å klargjøre hva en forbruksplan er og hvordan den skal brukes

Høringsinstansenes innspill

Norsk Datasenterindustri, Google, Statkraft og Fornybar Norge argumenterer alle for at det ikke bør være noen plikt for forbrukere til å følge forbruksplanen, men at planen bør være en rapportering av planlagt forbruk.

Flere aktører påpeker at forbruk, særlig datasenterforbruk, ikke er tilstrekkelig forutsigbart til å planlegges på samme måte som produksjon. **Google** fremholder at skydatasentre styres av sanntidsbaserte IT-arbeidslaster, automatisert skalering, brukeraktivitet, KI-prosessering, kommunikasjon og digitale tjenester, og derfor ikke kan planlegges rigid i 15-minuttersintervaller et døgn i forveien. **Statkraft** peker mer generelt på at kvaliteten på forbruksplaner vil variere betydelig mellom ulike typer forbruk, og at enkelte industrielle prosesser kan justeres, pauses eller avbrytes uten at aktøren fullt ut kontrollerer tidspunktet.

Sympower mener at rapporteringskravet kan skape administrativ byrde og bør tilpasses porteføljer og distribuerte ressurser. De beskriver kravet om forbruksplaner for alle balansemarkedetsaktører over terskelverdiene fra 2027 som en betydelig endring. For aggregatorer som håndterer porteføljer av distribuerte ressurser, vil detaljerte og node-spesifikke forbruksplaner skape administrativ kompleksitet. Sympower anbefaler derfor at Statnett åpner for aggregert rapportering på budområde- eller stasjonsgruppenivå for distribuerte ressurser, i stedet for krav om individuelle planer for hver enhet i en fleksibilitetsgruppe.

Noen aktører uttrykker bekymring for at rapporteringsregimet kan svekke insentivene til å tilby reserver. **Norsk Datasenterindustri** peker på at datasentre kan bidra med fleksibilitet gjennom batterier, reservekraft, flytting av arbeidslaster og styring av kjøling, men at verdien er størst når deltakelsen er frivillig, teknisk gjennomførbar og økonomisk rasjonell. De advarer mot at en generell forbruksplan kan gjøre ordinær last til en gratis reserve eller en fast leveranseprofil. **Google** fremhever at bindende baseline kan skape kommersiell risiko, og at Statnetts forslag kan avvike fra praksis hos andre TSO-er i det integrerte nordiske balansemarkedet. Norsk Datasenterindustri mener toleranser og regler for justering av baseline bør utformes sammen med markedsvilkårene for balansering.

Bulk Infrastructure mener at aktører med forbruk, produksjon og lagring bak samme måler trenger avklaring av hvordan planer og ubalanser skal vurderes. De beskriver at forbruk og produksjon fra egne aggregater og eventuell leveranse fra batterier eller UPS-er kan opptre som ulike stasjonsgrupper bak samme måler. Bulk forstår behovet for mer informasjon til systemdriften, men legger til grunn at samlet uttak eller innmating må vurderes mot summen av anmeldt produksjon og forbruk i ubalanseavregningen. De er samtidig forberedt på å drøfte avvik i de enkelte forbruks- og produksjonsplanene med systemansvarlig. Bulk argumenterer også for at dersom en aktør kan redusere samlet ubalanse som følge av forhold oppstått etter at planer er sendt inn, bør dette normalt være positivt for kraftsystemet.

Flere aktører etterspør tydelige kriterier for akseptable avvik fra forbruksplan. **Norsk Datasenterindustri** mener begreper som «større og/eller gjentatte avvik», «unormale/uakseptable avvik» og «tilfredsstillende forklaring» gir Statnett for vidt skjønn og aktørene for liten forutsigbarhet. **Google** etterlyser sikkerhetsmarginer og toleranser, noe **Norsk Datasenterindustri** støtter. **Norsk Datasenterindustri** foreslår at toleranser bør kalibreres på norske data, gjerne som en kombinasjon av absolutt MW-grense, prosentvis grense og vurdering av systematisk over- eller underprognose over tid. De mener også at kriterier vurderingen av avvik bør publiseres, og at hensyn som utenfor aktørens kontroll må inngå i vurderingen.

Noen aktører argumenterer for at rapporteringen til RME bare bør skje ved brudd på rapporteringsplikten eller prosesskrav. **Norsk Datasenterindustri** mener at avvik mellom plan og målt forbruk i seg selv sier lite om kvaliteten på rapporteringen, og derfor ikke bør være eneste grunnlag for rapportering til RME. De mener rapportering kan være aktuelt ved vesentlige eller gjentatte brudd på frister og formatkrav, bevisst uriktige opplysninger, manglende oppdatering etter kjent vesentlig endring eller manglende retting etter skriftlig varsel. De foreslår også krav om forhåndsvarsel, innsyn i datagrunnlag og beregningsmetode, rimelig frist til å uttale seg og kopi til aktøren ved oversendelse til RME. **Google** peker i samme retning gjennom sin bekymring for at uakseptable avvik kan utløse etterlevelserevisjon, og ber om et ikke-bindende prognoseregime fremfor et sanksjonsnært regime.

Norsk Datasenterindustri mener at det må være mulig å sende ny driftsinformasjon etter fristen uten at den formelle planen endres. De støtter første innsending innen kl. 16.00 og løpende oppdatering frem til 25 minutter før driftskvarteret, men mener at ny informasjon etter fristen må kunne sendes som operativ prognose eller hendelsesmelding. Poenget er at Statnett bør få best mulig driftsinformasjon, samtidig som den låste planen, markedsposisjonen og eventuell leveransereferanse ikke endres uten grunnlag i markedsvilkår. **Norsk Datasenterindustri** foreslår også strukturerte meldinger ved utfall, failover, større kundestyrte lastendringer, teststart og testslutt, supplert med telefonvarslings ved store eller sikkerhetskritiske hendelser.

Noen aktører påpeker at varslingsgrenser bør harmoniseres og presiseres. **Lyse Produksjon AS** peker på mulig inkonsistens mellom grensen på 50 MW per stasjonsgruppe i fos § 8 b og grensen på 100 MW i forslaget til fos § 12 for umiddelbar telefonvarslings ved utfall eller planlagt nedkjøring av forbruk. **Norsk Datasenterindustri** ber også om presisering av om 50 MW-terskelen gjelder per tilknytningspunkt, stasjonsgruppe eller rapporteringsportefølje, og hvilke elektroniske kanaler som kan brukes. Samlet peker disse innspillene på behov for klarere avgrensning av når, hvordan og på hvilket nivå avvik skal varsles.

Systemansvarliges merknad

Forbruksplanen skal være et beste estimat for forventet forbruk og er ikke en bindende forpliktelse. Planen skal være per kvarter på stasjonsgruppenivå og ikke per ressurs eller reguleringsobjekt.

Planlagt forbruk, inkludert avvik fra handelsposisjonen skal reflekteres i forbruksplanen. Samtidig har Statnett forståelse for at både forbruk og uregulerbar produksjon kan være gjenstand for uforutsette endringer i effekt, og at det derfor i praksis vil oppstå avvik mellom plan og faktisk effektbalanse.

Forbruksplaner vil inngå i Statnetts prognoser for forbruk og ubalanse, som er viktige for balansering av kraftsystemet, flaskehalshåndtering, flytbasert markedskobling og eksternt publisert forbruksprognose.

Statnett vil følge opp forbruksplanen ved å sammenligne med målt forbruk og leveranse av reserver. I vurderingen av hva slags avvik som er akseptable, vil forbrukets normale variasjoner inngå. Ved større eller systematiske avvik vil Statnett ta kontakt med aktøren for å lære mer om årsaken til avviket slik at Statnetts prognoser kan få bedre kvalitet. Dersom forholdet ikke blir rettet og alvorlige eller systematiske feil vedvarer, kan Statnett rapportere dette til RME. Statnett vil også følge opp brudd på prosesser som overholdelse av frister og formater.

Statnett vil foreslå endringer i retningslinjen til fos § 8b som reflekterer at forbruksplanen ikke er direkte knyttet til konsesjonærens rettigheter og forpliktelser, og at kun alvorlige eller vedvarende avvik blir rapportert til RME.

Vi vil presisere at ubalanseavregningen ikke tar utgangspunkt i forbruksplanen, men i avvik mellom faktisk målt forbruk og handelsposisjon. Avvik fra forbruksplanen vil dermed ikke medføre økonomisk ubalanse.

Balansekravet etter fos § 8 gjelder også for forbruk, og systemansvarlig forventer at forbrukere handler seg i balanse. Men dersom det likevel blir avvik mellom handelsposisjon og forventet forbruk, skal forbruksplan og forventet ubalanse holdes oppdatert. Aktørene oppfordres til å minimere egen ubalanse ved å balansere mellom produksjon og forbruk i samme tilknytningspunkt. Selvbalsansering mellom ulike tilknytningspunkt er derimot ikke tillatt.

Varsling av avvik

Når det gjelder grensen for å varsle avvik til systemansvarlig, ser vi at det er uhensiktsmessig å ha ulike grenser i retningslinjene til fos §§ 8b og 12. Statnett foreslår derfor å justere grensen for hvilke avvik som skal varles til 100 MW.

Gjeldende praksis er at store sluttbrukere varsler regionsentralene ved store endringer i forbruk. Derfor endres mottager av varsling til "systemansvarlig ved regionsentralene". Teksten justeres også noe for å tilpasses forbruk og er slått sammen med avsnittet om varsling av planlagte endringer innenfor kvarteret.

Innspill om omfang for aktørene

Høringsinstansenes innspill

Flere aktører støtter systemansvarliges behov for forbruksplaner. Samtidig påpeker flere at dette gir stort arbeidsomfang for industriaktører med stort og variabelt kraftforbruk. **Norske Skog** påpeker at industribedrifter ikke har det samme apparatet som kraftprodusentene til å løpende følge opp kraftmarkedene og ber om at dette hensyntas i innføringen av forbruksplaner. Ved feil som påvirker ubalansen vil industrioperatøren prioritere å gjenopprette egen industriprosess fremfor å bruke ressurser på oppdatering og innsending av forbruksplaner.

Fornybar Norge, Hydro, Norsk Industri og Norsk Datasenterindustri påpeker at innføringen krever utvikling og tilpasning av systemer, rutiner og avtaler, også for driftsmiljøene, og ber om at aktørene får god veiledning og tilstrekkelig tid til implementering før oppstart. De forutsetter samarbeid med industrien, blant annet om utforming av krav og gjennomføring.

Norsk Datasenterindustri etterspør en vurdering av kostnader for aktører opp mot systemnyttens av tiltaket samt en vurdering av alternative løsninger med henvisning til Fos § 1. De etterlyser funksjonell

spesifikasjon, innføringsplan og foreslår innføring av en prøveperiode på tolv måneder. De ønsker også at de tekniske grensesnittene ligger fast i minst 24 måneder etter innføring.

Systemansvarliges merknad

Statnett har forståelse for at det er ressurskrevende å innføre rapportering av forbruksplaner fra aktører som ikke tidligere har rapportert slike data. Det vil innebære at sluttbruker må produsere og oppdatere en slik prognose samt etablere systemer for å rapportere den til Statnett.

Det er rundt 50 store forbrukere som vil bli pliktige å sende inn forbruksplaner. Omtrent halvparten er prekvalifisert for deltagelse i reservemarked og har dermed allerede teknisk grensesnitt mot Statnett.

Det vil være mulig å la balanseansvarlig, leverandør av balansetjenester eller leverandør av FCR utføre innrapporteringen. Dette er aktører som allerede har etablert teknisk grensesnitt mot Statnett.

Innføringen av forbruksplaner kommer samtidig med at ny løsning innføres for innrapportering av produksjonsplaner og systemdata. Den nye løsningen bruker CIM/XML-format over Energy Communication Platform (ECP), en kryptert forbindelse. Forbruksplaner vil bruke den nye løsningen, og tidsplanen må koordineres med innføringen av den.

Innføringen er planlagt med følgende steg:

- Implementasjonsguide for teknisk løsning for datainnsending vil publiseres innen utgangen av 2026. Aktørene vil få informasjon om dette.
- Aktørene får frist for å implementere løsningen til sommeren 2027. Det blir tett oppfølging av aktørene i perioden.
- Løsningen testes sammen med Statnett i løpet av høsten 2027. Aktører som er ferdig testet, kan starte innsending.
- Frist for å starte innsending settes til 1.1.2028.

Tilgang til egne data, datakvalitet og informasjonssikkerhet

Norsk Datasenterindustri mener at rapporteringsansvarlig og sluttbruker bør ha tilgang til relevant informasjon om egne innsendte planer, måledata og oppfølging av datakvalitet. De etterspør også informasjon om tekniske grensesnitt, kvitteringer og metoder for tilbakemelding ved manglende planer.

Videre påpeker Norsk Datasenterindustri at forbruksplaner kan inneholde sensitiv informasjon om kommersielle forhold og mener at Statnett må beskrive hvordan data mottas, lagres, deles og sikres. De understreker behovet for sikker autentisering, kryptering og tydelige rammer for bruk av data.

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig er enig i at aktørene bør ha tilgang til relevant informasjon om egne innsendte planer og oppfølgingen av disse. Nærmere detaljer om tekniske løsninger for innsending, tilbakemeldinger og oppfølging av datakvalitet vil beskrives i forbindelse med implementering av løsningen for rapportering av forbruksplaner. Løsningen vil ha lignende funksjonalitet som produksjonsplaner, der aktørene kan se egne innsendte data i FiftyWeb.

Mottatte data vil bli sikret i tråd med kravene i kraftberedskapsforskriften kapittel 6 om Informasjonssikkerhet. Detaljer knyttet til hvordan data sikres og behandles vil bli beskrevet nærmere i teknisk dokumentasjon og implementasjonsveiledning. Statnett sikrer markedssensitiv informasjon etter de samme prinsippene som kraftsensitiv informasjon.

Krav om gradvis endring av forbruk

Høringsinstansenes innspill

Google

Statnett proposes large end-users (>15MW and/or 100GWh/year) must plan for a gradual, smooth transition of their consumption from 5 minutes before to 5 minutes after each quarter-hour change.

This linear, pre-scheduled ramping requirement is technically and practically impossible for a cloud data center. Unlike heavy manufacturing or dispatchable generation, a cloud data center's demand is driven dynamically in real-time by the processing of critical IT workloads, automated scaling, and distributed user activities (such as AI processing, cloud computing, communications, and public digital services). These depend entirely on user behavior and cannot be artificially smoothed or controlled.

We request that Statnett grant cloud data centers a class-wide exemption from this gradual change requirement. This is supported by the draft's built-in exceptions, which allow exemptions if "the technical conditions of the facility or the facility's operating situation" or "practical conditions in the operation" do not allow stepwise or gradual adjustments.

Norsk Datasenterindustri

NDI støtter krav om gradvis overgang ved planlagte lastendringer når anlegget og driften gjør det teknisk og sikkerhetsmessig forsvarlig. Datasentre er bygget for kontinuitet. Vern, UPS, generatorer, kjøling og redundans kan kreve raske skift. Kundestyrte arbeidslaster kan også endres uten at operatøren har planlagt reguleringen.

En «planlagt endring» bør være en endring som rapporteringsansvarlig eller sluttbrukeren har besluttet og kan styre. Lastskift som følger av feil, vern, sikkerhetshendelser, nettforhold eller beslutninger hos en kunde utenfor operatørens kontroll, må omfattes av unntakene for tekniske og praktiske forhold.

Unntaksordningen bør åpne for godkjenning av hendelseskategorier og standardprosedyrer. Et datasenter bør kunne avtale en årlig testplan og rammer for idriftsettelse, redundanstester og vedlikehold. Godkjenning for hvert enkelt kvarter vil gi mye administrasjon og liten systemnytte. Ved akutte hendelser må operatøren kunne handle straks og varsle så snart situasjonen tillater det.

Uforholdsmessig kostnad må vurderes opp mot systemgevinsten, investeringsbehovet og virkningen for driftssikkerheten. Kravet må heller aldri øke risikoen for kritiske digitale tjenester, kundedata eller beredskapsfunksjoner.

Systemansvarliges merknad

Innspillene gjelder bestemmelser i retningslinjene til fos § 8b som ikke var en del av høringen. I høringsdokument om oppdaterte retningslinjer for utøvelse av systemansvaret datert 15. desember 2024 foreslo systemansvarlig endringer i retningslinjene til første og tredje ledd i fos § 8b – om gradvis endring av hhv. produksjon og forbruk. Systemansvarlig viste her til at også større forbruk bør omfattes av kravene til gradvis endring av forbruk. Forslaget til retningslinjer for fos § 8b første og tredje ledd spesifiserer noen unntak fra kravet om å endre produksjonen/forbruket gradvis. Både for produksjon og forbruk ble det vist til et unntak for anlegg hvor endringen innebærer en uforholdsmessig stor kostnad eller tekniske og praktiske forhold som gjør kravet vanskelig å etterleve.

For datasentre eksisterer det allerede i dag tekniske løsninger bl.a. ved utforming av UPS og batteriløsning som kan bidra til å oppfylle krav om gradvis endring av forbruk. For internasjonale virksomheter er det

naturlig om de lokale tekniske løsningene tilpasses nasjonale reguleringer. Systemansvarlig vurderer at de eksisterende unntaksbestemmelsene gir unødvendig fleksibilitet i tilfeller hvor tekniske eller praktiske forhold tilsier det, og ønsker derfor ikke å innføre et generelt unntak for datasentre fra bestemmelsene i fos § 8b.

2.7 § 9 – Regulerstyrke og effektreserve

2.7.1 Oppdatering av beskrivelse om dimensjonering

Systemansvarlig har gjort en mindre endring i beskrivelsen av dimensjonering av aFRR for å tydeliggjøre at det er kravene i den nordiske dimensjoneringsmetoden hjemlet i SOGL art. 157 og ikke kravene i SOGL art. 157 som vil bli gjeldende ved full overgang til ACE-basert balansering.

Høringsinstansenes innspill

Statkraft: "Statkraft mener det er positivt at reglene knyttet til dimensjonering beskrives grundig i retningslinjene. Beskrivelsen er imidlertid ikke tilstrekkelig til å gi en fullgod forståelse av hvordan Statnett dimensjonerer kapasitet fra dag til dag og fra time til time.

Kapasitetsoppkjøpet påvirker etterfølgende markeder og utgjør derfor en viktig inputparameter i aktørenes planlegging og budgivning i flere markeder enn kun kapasitetsmarkedet. For å få en effektiv og riktig prising av ressursene, og dermed også en effektiv prising i de ulike markedene er det behov for mer informasjon enn det som er beskrevet. En dypere forståelse av dimensjoneringen er ikke bare viktig for kortsiktig optimalisering av ressurser og budgivning, men også for å forstå den langsiktige utviklingen på etterspørselssiden i balansemarkedene.

Statkraft mener derfor at Statnett bør publisere, eller forklare, hvilke data som ligger til grunn for den dynamiske dimensjoneringen, hvordan algoritmen fungerer, og hvilke eventuelle manuelle justeringer som gjøres."

Systemansvarliges merknad

Det er ikke et mål å gi en fullgod forståelse i retningslinjene av Statnetts interne prosesser, støtteverktøy og algoritmer, men en forklaring av overordnede prinsipper og sammenhenger i dimensjoneringen. Statnetts dimensjoneringsprosess er også kontinuerlig under forbedring, slik at større detaljeringsgrad i retningslinjene er u hensiktsmessig. Statnett tar med seg innspillene om at det er ønskelig med økt transparens rundt input og gjennomføring av dimensjoneringsprosessen.

2.7.2 Vilkår for FFR

Det kom ingen innspill på foreslåtte endringer på vilkår for FFR. Vilårene sendes uendret til RME.

2.7.3 Vilkår for FCR

Endring i spesifisering av udelelige bud for FCR

I dagens tekniske løsning er alle bud i FCR udelelige. Den tekniske løsningen endres slik at det **også åpnes for delelige bud**, ved at minimumskvantum kan angis. Minimumskvantum brukes til å spesifisere hvilken del av volumet som må aksepteres dersom noe av budet aksepteres. Bud skal ikke avvises dersom minimumskvantum ikke er fylt ut, men minimumskvantum bør som hovedregel angis.

Artikkel 12 nr. 3 bokstav d er endret fra «Budkvantum er udelelig» til «Budkvantum kan være udelelig eller delelig i trinn på 0,1 MW. Leverandør av FCR skal spesifisere den udelelige delen av budet ved budgivning.»

Denne endringen var uteglemt i høringen, men er nå tatt inn i vilkårsdokumentet. Endringen innebærer en endring i den tekniske løsningen og vurderes ikke å ha økonomiske eller administrative konsekvenser for leverandøren eller systemansvarlig. Justeringen gjelder artikkel 12 nr. 3 bokstav d.

Prising av aktivert volum for FCR-N

Endringen i artikkel 20 punkt 1 i vilkårene som omhandler avregning av aktivert volum FCR-N trer i kraft ved tilkobling til den europeiske handelsplattformen for mFRR, MARI. Frem til dette videreføres dagens praksis for pricing. Dette er markert i vilkårsdokumentet.

Høringsinstansenes innspill

Hafslund: "I forslaget til endring av vilkår for marked for FCR står det i artikkel 20: Statnett skal avregne aktivert volum for FCR-N i MWh som det beste av mFRR-pris for planlagt aktivering og pris i døgntil markedet i reguleringsretning, i henhold til «Metode om vilkår for leverandør av FCR og vilkår for balanseansvarlige», artikkel 67.

Aktivisering av FCR gjøres automatisk basert på frekvensavvik som oppstår i kraftsystemet i driftsøyeblikket. Bakgrunnen for dette frekvensavviket kan være mye, blant annet plutselige hendelser som oppstår i systemet (utfall av linjer, produksjon etc). Det betyr at aktivisering av FCR også kan skyldes hendelser som også krever direkteaktivering. Hafslund mener derfor at det aktiverte skal prises til den beste prisen av mFRR-pris for planlagt aktivisering og direkteaktivering.

Hafslund foreslår følgende tekst i Artikkel 20 1.ledd: Statnett skal avregne aktivert volum for FCR-N i MWh som det beste av mFRR-pris for planlagt aktivisering, mFRR-pris for direkteaktivering og pris i døgntil markedet i reguleringsretning, i henhold til «Metode om vilkår for leverandør av FCR og vilkår for balanseansvarlige», artikkel 67."

Systemansvarliges merknad

Direkteaktivering for balansering benyttes kun ved hendelser eller store avvik i estimerte ubalanser. I snitt er det kun utført i 1,5 % av markedstidsenhetene siden idriftsettelse av mFRR EAM. Direkteaktivering kan utføres i begge retninger i samme markedstidsenhet, slik at aktiveringer ikke nødvendigvis reflekterer totalbehov på en god måte. Priser for direkteaktivering vurderes derfor lite egnet som referansepris. mFRR-prisen for planlagt aktivisering gjenspeiler det totale ubalansebehovet som er estimert for norske budområder for hver markedstidsenhet, og gir dermed en tydelig referansepris.

Det gjøres ingen justeringer i vilkårene som følge av innspillet.

Fleksibilitetsgrupper

Høringsinstansenes innspill

Elias Kunnas: "Vilkår for FCR, art. 7a: Clarify how the new Norwegian flexibility-group category maps onto the flexible-prequalification and flexible-operation provisions of the incorporated Nordic technical requirements. A flexibility group (fleksibilitetsgruppe) is itself a regulating object (reguleringsobjekt) and "skal prekvalifiseres samlet" — shall be prequalified collectively (art. 7a nr. 4). The consulted FCR market terms incorporate Nordic FCR requirements (art. 5 nr. 2 b, referencing "Tekniske krav til FCR i Norden"). Sections 3.11.1–3.11.3 of the Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area (Version 1.1, dated 28 March 2025) distinguish flexible prequalification (resources enter or leave the group after initial prequalification) from flexible operation (the subset of group members participating during operation changes); the two may be combined. Section 3.11.3 separately covers removal through flexible operation, free removal of units added through flexible prequalification, removal through "reversed" flexible prequalification, and removal of type-qualified units, with prior TSO notification when group capacity is affected. In the prequalification application, the provider states the intended flexibility; the reserve-connecting TSO approves it and may set limits. Changes outside those limits require a new prequalification, while flexible prequalification does not extend the original validity date. The Norwegian terms under consultation introduce the flexibility group as a new category but do not themselves explain how this Nordic flexibility machinery applies to it. Art. 5 incorporates the Nordic requirements; art. 7a does not state the mapping:

Please cross-reference sections 3.11.1–3.11.3 of the Nordic technical requirements and clarify how their flexible-prequalification, flexible-operation and unit-removal provisions attach to an Article 7a flexibility group, including the treatment of a proposed composition change outside the approved flexibility limits and the relationship between collective, subgroup and individual prequalification evidence.

- In the Article 7a application process, where should the provider state whether it seeks flexible prequalification, flexible operation, or both, and how is the resulting approval linked to the flexibility-group record?
- Where are the approved flexibility limits recorded for an Article 7a flexibility group, and how are they linked to the group composition to which the approval applies?
- How are individual or smaller-group prequalifications accepted under art. 7a nr. 4 linked to the qualification of the collective regulating object?
- For a planned composition change outside the approved flexibility limits, may the previously approved group composition continue to deliver unchanged while the new prequalification is pending? If a unit instead becomes unavailable or must be removed, how do sections 3.11.2–3.11.3 apply to the Article 7a flexibility group, including any notification and minimum-capacity consequences?
- What happens when a membership change causes the group to fall below 1 MW or exceed 5 MW (art. 7a nr. 2 e), independently of the Nordic flexibility limits?

Two related drafting clarifications in the same article family: art. 5 nr. 2 c refers to assignment to a "stasjonsgruppe" (station group) as described in artikkel 6, while the actual assignment rules appear in art. 7 (art. 6 covers aggregation and directs the reader to art. 7); a direct art. 7 reference would be clearer. And art. 7a nr. 1 and nr. 2 c state the 1 MW condition in two forms — resources at each metering point, and the aggregate behind one metering point — which may be cumulative; please add a clarifying sentence stating whether both conditions apply."

Systemansvarliges merknad

Artikkel 5 innebærer at de nordiske tekniske kravene til FCR, inkludert punktene 3.11.1–3.11.3, også gjelder for fleksibilitetsgrupper. Det er ikke nødvendig å ta i bruk 3.11.1-3 i forbindelse med å opprette en fleksibilitetsgruppe. Nærmere spørsmål om praktisering av disse bestemmelsene kan rettes til fcr@statnett.no.

- Innspillet om endret referanse i artikkel 5 tas med til vurdering for senere endringer i vilkårene.
- Artikkel 7a handler ikke spesifikt om fleksibel prekvalifisering eller fleksibel drift (3.11.1-3).
- Artikkel 7a punkt 1 og punkt 2c kan i praksis sees på som samme krav, men første er Leverandør av FCR sin rett, mens den andre er systemansvarlig sin rett.

Det gjøres ingen justeringer i vilkårene som følge av innspillet.

Henvisning til tekniske krav

Høringsinstansenes innspill

Elias Kunnas: "Version and transition binding: Article 10 nr. 9 requires compliance with the technical specifications for the FCR market as updated from time to time, while Article 5 nr. 2 b incorporates the Nordic technical requirements without identifying a version. Where a change in either source affects an existing prequalification, please identify the applicable effective date, transition treatment and reassessment trigger. This is not a request for a freeze of the requirements."

Systemansvarliges merknad

Artikkel 5 punkt 2b som omfatter kvalifiseringsprosessen for å bli en leverandør av FCR sier at reguleringsobjektet må være prekvalifisert i henhold til tekniske krav til FCR i Norden. I praksis betyr dette at reguleringsobjektet skal følge de kravene som var gjeldende når det ble prekvalifisert.

Artikkel 10 punkt 5 sier at leverandør av FCR skal følge de til enhver tid gjeldende kravene til FCR. Dette bør leses som at leverandøren må holde seg oppdatert og følge kravene, det betyr ikke at et aggregat må rekvalifiseres.

Det gjøres ingen justeringer i vilkårene som følge av innspillet, men vi tar det med oss til vurdering for senere endringer av vilkårene.

Volumbegrensning artikkel 7

Høringsinstansenes innspill

Fornybar Norge: "Statnett foreslår å legge til et nytt punkt i artikkel 7, punkt 6, i Vilkår for marked for FCR som åpner for at Statnett skal ha mulighet til å fastsette en samlet begrensning på totalt volum av reserver (FCR, aFRR, og mFRR) i et område, budområde eller deler av et budområde. Statnett begrunner forslaget med at en slik grense er nødvendig for å sikre at samlet aktivisering av reserver ikke overstiger det kraftsystemet i området kan håndtere.

Fornybar Norge mener det er et grunnleggende markeddesignprinsipp at et marked ikke begrenses gjennom prekvalifisering, men i drift. Prekvalifisering er en teknisk egnethetsvurdering. Brukes den som kvantitativt tak innføres det i praksis en blokkering av nye ressurser. Markedsadgangen fordeles da etter søknadsrekkefølge framfor etter pris og egnethet. Resultatet er redusert likviditet og høyere priser. Vi mener en slik begrensning må løses fortløpende i aktiveringsmarkedet ut fra den til enhver tid gjeldende driftssituasjonen. Statnett beholder da full kontroll over hvor mye som kan aktiveres samtidig i et område, samtidig som det gir en effektiv prisdannelse.

Statnett innførte 23. april 2026 en volumbegrensning på prekvalifisert volum av FCR, aFRR og mFRR, avgrenset til nett under 110 kV. Fornybar Norge ber om at avgrensningen til nett under 110 kV framgår eksplisitt av Vilkår for marked for FCR. Dersom bestemmelsen skal gjelde generelt, og ikke bare for nett under 110 kV, mener vi det mangler en nytte-kostnadsvurdering av et tiltak med potensielt store konsekvenser for FCR-markedet. Fornybar Norge ber i så fall Statnett fremlegge en slik vurdering, sammen med en vurdering av alternative og mer effektive modeller. Videre ber vi om at begrensningen i nett under 110 kV tydelig gjøres midlertidig og knyttes til en plan for overgang til håndtering i aktiveringsleddet. Den nåværende begrensningen skaper usikkerhet for nye tilbydere i reservemarkedene, noe som på sikt kan svekke balanseringsevnen i kraftsystemet. Dette virkemidlet må derfor ikke gis en varig og åpen form i vilkårene."

Skagerak: "I Forslag til endring i vilkår for marked for FCR foreslås det i artikkel 7, punkt 6, at Statnett kan fastsette en samlet volumbegrensning per budområde, og at dette skal evalueres årlig basert på nettanalyser. Det er for Skagerak, uklart hva dette innebærer. Om dette betyr at det settes et tak på antall ressurser som blir prekvalifisert, stiller vi oss spørrende til en slik ordning. Dette vil i så fall øke kostnaden i driften, og gi de ressursene som er først til prekvalifisering forrang foran ressursene som faktisk er billigst å aktivere i driften.

Samtidig kommuniserer Statnett et behov for flere ressurser i markedene, gjennom blant annet aggregering av små ressurser i fleksibilitetsregister og auksjoner for prekvalifisering av ressurser til FCR. Det virker derfor motstridende å samtidig sette en grense for tilgjengelige ressurser. Skagerak mener at volumbegrensninger bør gjøres løpende gjennom markedsklareringen i den daglige driften, og ikke baseres på årlige nettanalyser. Det vil bidra til flere bud og større variasjon i volum og pris, og dermed bedre konkurranse mellom aktørene og riktige priser. Det bør komme klart frem i vilkårene hva dette punktet innebærer. Dersom dette utelukkende gjelder reguleringsressurser tilknyttet nett under 110 kV, bør dette tydeliggjøres."

Elmera Group: "Systemansvarlig foreslår å legge til et nytt punkt i artikkel 7, punkt 6, i Vilkår for marked for FCR som åpner for at systemansvarlig skal ha mulighet til å fastsette en samlet begrensning på totalt volum av reserver (FCR, aFRR, og mFRR) i et område, budområde eller deler av et budområde. Statnett begrunner forslaget med at en slik grense er nødvendig for å sikre at samlet aktivering av reserver ikke overstiger det kraftsystemet i området kan håndtere.

Elmera mener det er et grunnleggende markedsgesellskapsprinsipp at et marked ikke begrenses ved markedstilgang, men i drift. Prekvalifisering er en teknisk egnethetsvurdering. Brukes den som kvantitativt tak innføres det i praksis en blokkering av nye ressurser. Markedsadgangen fordeles da etter søknadsrekkefølge framfor etter pris og egnethet. Resultatet er redusert likviditet og høyere priser. Vi mener en slik begrensning må løses fortløpende i aktiveringsmarkedet ut fra den til enhver tid gjeldende driftssituasjonen. Systemansvarlig beholder da full kontroll over hvor mye som kan aktiveres samtidig i et område, samtidig som det gir en effektiv prisdannelse. Elmera mener at dette skal gjelde alle regulerbare enheter, ikke avgrenset av hvilket nett enheten er tilkoblet, eller etter hvilken merkeeffekt/reguleringssevne enheten har."

Lyse: "Begrensninger av volum i områder, nytt punkt i vedlegg til FoS 9 – vilkår for FCR: I høringsdokumentet forklares behovet for dette slik: «En slik grense er nødvendig for å sikre at samlet aktivering av reserver ikke overstiger det kraftsystemet i området kan håndtere.... Totalt tillatt volum per område vil publiseres på statnett.no sammen med en vurdering av hvordan vi har kommet frem til disse grensene. For aktørene innebærer dette forutsigbare rammer for deltakelse.».

Dette fremstår umotivert og lite langsiktig. Det må være mulig å gi kvalifisering og markedsdeltagelse uten at det fører til at for store volum aktiveres i drift. En slik bestemmelse vil kunne fungere som en effektiv inngangsbarriere - både i praksis og ikke minst som signaleffekt - og gagne eksisterende aktører, men

hemme innovasjon, vekst og kostnadsreduksjon på tilbudssiden av alle Statnetts markeder. Dette gir det motsatte av "forutsigbare rammer" for aktørene. Aktørene planlegger med horisonter på år og tiår. Slike tilfeldige og kortsiktige interne analyser, vurderinger og innfall fra Statnett er ødeleggende for investeringslyst. Det skal være fullt mulig å tilpasse aktiveringsvolum gjennom størrelse på innkjøp av reserver, dødbånd på primærreserve m.m."

Aneo: "Systemansvarlig legger til et nytt punkt i artikkel 7, punkt 6, som åpner for at systemansvarlig skal ha mulighet til å fastsette en samlet begrensning på totalt volum av reserver (FCR, aFRR, og mFRR) i et område, budområde eller deler av et budområde. En slik grense er nødvendig for å sikre at samlet aktivering av reserver ikke overstiger det kraftsystemet i området kan håndtere. (...) Dersom den samlede grensen i et område nås, vil nye reguleringsobjekter ikke kunne tas inn før systemansvarlig vurderer at systemdriften i et område kan tåle mer reserver.

Aneo tolker den nye artikkel 7.6 i Vilkår for marked for FCR til å gjelde en begrensning på prekvalifisert volum av reserver i et område, og er spørrende til at dette er et rasjonelt virkemiddel for å ivareta driftssikkerheten. Ved å innføre en begrensning på prekvalifisert reservevolum innføres i praksis en blokkering for nye aktører, noe som vil redusere likviditeten i markedene og føre til høyere priser. Vi mener en slik begrensning av tilgjengelig volum for å ivareta driftssikkerheten ikke kan baseres på årlige analyser med worst case scenarier, men må løses fortløpende i aktiveringsmarkedet ut fra den til enhver gjeldende driftssituasjon. Er ikke en slik funksjonalitet allerede langt på vei ivaretatt med ABOT-algoritmen? En tilsvarende endring er foreslått lagt inn i Metode om vilkår for leverandører av balansetjenester og vilkår for balanseansvarlige som var på høring i juni. Her var det presisert at begrensningen kun gjelder for reguleringsobjekter som er tilknyttet nett under 110 kV, men derimot ikke avgrenset til å gjelde volumet av FCR. I sitatet over peker Statnett på alle reserver (FCR, aFRR og mFRR) men uten å nevne hvilket spenningsnivå dette skal gjelde for. Denne inkonsistensen gjør konsekvensene vanskelig å vurdere. Gjelder begrensningen alle reserver eller bare FCR? Gjelder den bare under 110 kV spenningsnivå eller generelt i et område eller budområde? For øvrig er Aneo positiv til at det nå åpnes for mer aggregering av små ressurser i flere markeder. Dette vil øke likviditeten i markedene, gi økt variasjon i type leverandører som deltar, og dermed bidra til økt konkurranse og reduserte priser."

Sympower: "Sympower expresses serious concern regarding the introduction of volume limitations for controllable flexibility in grids below 110 kV. The implementation of a 3 MW cap per 'defined geographic area' for prequalified reserves - while the specific definitions of these 92 areas remain unclear - creates immediate investment uncertainty for Balancing Service Providers and Resource owners (e.g industrial sites).

Furthermore, the upcoming Nordic-wide volume limitations for Static FCR-D, scheduled for September 2026, introduce a 'capacity ceiling' that directly impacts the commercial viability of Commercial and Industrial demand-side portfolios. These overlapping restrictions, combined with the lack of a finalized implementation masterplan, place operators at high risk of 'stranded development' costs. Given that several measures are already designated for review as early as 2029, there is a distinct risk of moving goalposts that deters long-term commitment to the Norwegian flexibility market.

Recommendation: Sympower urges Statnett to provide a transparent, 36-month regulatory 'freeze' on these technical standards following their full adoption to ensure operators can recover the necessary CAPEX for IT and control logic upgrades. We request the immediate publication of the areas with restriction for the volume to be procured. Without this clarity it is impossible to size the financial and operational impact.

Conclusion: We believe the restrictions should not be applied to the prequalified volume, but to the bids. This would allow for competition between market players, lower prices, while solving the congestion issue."

Systemansvarliges merknad

Statnett har ansvar for flaskehalshåndtering både i transmisjons- og regionalnett. Med flere prekvalifiserte reguleringsobjekter i nett under 110 kV som deltar i reservemarkedene, blir driften mer krevende.

Det meste av regionalnettet er ikke del av Statnetts nettmønstre, og Statnett har ikke oversikt over flyt, nettkapasitet, utkoblinger eller driftsbilder i planfase eller sanntid. Volumbegrensningene innføres for å redusere risiko for overlast på ledninger og komponenter i regionalnett som Statnett ikke overvåker.

Begrensningene gjelder summen av prekvalifisert fleksibilitet aFRR, mFRR og FCR tilknyttet regionalnett under 110 kV og distribusjonsnett som er tilknyttet regionalnett under 110 kV. Begrensningene gjelder samlet prekvalifisert volum og omfatter også allerede prekvalifiserte og godkjente reguleringsobjekter aFRR, mFRR og FCR.

Ressursene i fleksibilitetsgrupper er små og geografisk spredt og gir i mindre grad flaskehalsutfordringer. Frem til 31. desember 2026 vil derfor 1 MW av taket på 3 MW per kapasitetsområde være reservert for fleksibilitetsgrupper. Ordningen vurderes på nytt for perioden fra 2027 og videre. Tak kan justeres begge veier etter hvert som erfaringer høstes og muligheter endres.

Statnett understreker at begrensningene kun gjelder nett under 110 kV, og påvirker hverken eksisterende eller ny fleksibilitet i observerbart transmisjons- og regionalnett fra og med 110 kV og høyere. Vi har publisert mer informasjon om begrensninger på prekvalifisering av reguleringsobjekter i nett under 110 kV på våre nettsider.

Flere høringsinstanser mener at volumbegrensninger bør håndteres i markedsklareringen fremfor gjennom begrensninger på prekvalifisert volum. Aktørene peker på at begrensninger i prekvalifisering kan redusere konkurransen i markedene og skape usikkerhet for nye tilbydere.

Systemansvarlig er enig i at en løsning der alle teknisk kvalifiserte ressurser prekvalifiseres og volum begrenses i klareringen, i større grad ville legge til rette for konkurranse mellom ressurser. På grunn av begrensninger i dagens IT-systemer må volumet i første omgang begrenses i prekvalifiseringen fremfor klareringen. Systemansvarlig arbeider med å undersøke mulighetene for å utvikle løsninger for å kontrollere volum i klareringen.

Systemansvarlig vil gi mer utfyllende informasjon om kapasitetsområder og begrensninger så snart det foreligger nødvendig underlag, og det er avklart hvordan informasjon kan deles innenfor rammene av Forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen.

Systemansvarlig erkjenner at endringstakten er høy. Vi deler planer og framtidsutsikter for markedsutvikling løpende på våre nettsider (<https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nyhetsarkiv/>) og gjennom bransjearrangementer (<https://www.statnett.no/om-statnett/moter-og-arrangementer/>).

Det gjøres ingen justeringer i vilkårene som følge av innspillene.

2.8 § 11 – Marked for regulerkraft

Høringsinstansenes innspill

Hydro: "Det er viktig at Statnett vurderer justeringer og avbøtende tiltak dersom mulighet for avvik mellom ubalansepris og aktiveringsprisen i mFRR EAM i samme område påvirker aktørenes adferd uheldig og medfører uønskede markedsmessige konsekvenser. Hydro har tidligere kommentert dette i høringsvaret til EBGL artikkel 18."

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig noterer Hydro sitt innspill om behov for å vurdere justeringer og avbøtende tiltak som følge av innføring av ulike priser for aktivisering av balanseenergi og ubalanser (basert på innføring av metoder etter EB artikkel 30 nr.1 og 52 nr.2, som i seg selv gir ulike insentiver for BSPer og BRPer). Problemsstillingen er diskutert i høringsdokumentet for endring i vilkår etter EB artikkel 18 med MARI, uten at vi har notert konkret innspill på de aktuelle avveiningene som må gjøres. Systemansvarlig vil følge med på hvordan endringene vil slå ut.

2.8.1 Elastisk etterspørsel

Høringsinstansenes innspill

Skagerak: "Innføring av priselastisk etterspørsel virker som et fornuftig grep for å motvirke de ekstreme ubalanseprisene som har oppstått etter overgangene til mFRR EAM. Skagerak oppfordrer imidlertid Statnett til å være tydelige og transparente i hvordan genser settes og hvordan dette kommuniseres til aktørene, slik at det ikke er rom for tolkninger."

Aneo: "Aneo stiller seg svært positiv til tiltakene som Statnett innfører for å redusere risikoen for uforutsigbare prisspikre i ubalanseprisen. Vi finner det både samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk uheldig med ekstreme prisspikre som ikke kan forutses eller motvirkes i aktørenes planlegging, som man ikke kan beskytte seg mot, og som heller ikke nødvendigvis gjenspeiler systemets faktiske samfunnsøkonomiske risiko ved en (udekket) ubalanse. Vi er imidlertid spørrende til om det er tilstrekkelig å legge inn en fast minimumsverdi som den ubalansen systemet vil tåle i enhver framtidig driftssituasjon. Vi mener at volumet av priselastisk etterspørsel bør beregnes daglig basert på faktisk driftssituasjon, f.eks. med tilsvarende algoritmer/prosesser som benyttes for dimensjonering av reservekravet for neste døgn."

Lyse: "Forslaget tar inn nytt avsnitt om bruk av «priselastisk etterspørsel» ved optimeringsprosessen for budutvelgelse for mFRR-aktiveringer. Vi ser at andre mulige tilpasninger som har vært brukt og diskutert ikke er nevnt, eks. «bruk av dødbånd» rundt prognosert ubalanse nær 0 eller «reduert etterspørsel» der en kjøper noe mindre volum enn prognosert ubalanse. Lyse stiller derfor spørsmål ved om ikke retningslinjene bør vise til flere alternativ eller generelt beskrive utvalget av mulige løsninger som budutvelgelsesprosessen kan benytte. Samtidig mener vi retningslinjene bør ha med bestemmelser om at løsningene og grensene som blir brukt skal bli publisert og gjort tilgjengelige for markedet. Det er svært viktig med transparens og åpenhet rundt dette for å sikre høy tillit til balansemarkedet, ikke minst da prisen for planlagt mFRR-aktivering blir bestemmende for ubalanseprisene."

Hydro: "Når det gjelder innføring av priselastisk etterspørsel, mener Hydro det er positivt at Statnett innfører tiltak som bidrar til mer forutsigbare og transparente ubalansepriser."

Systemansvarliges merknad

Flere aktører støtter innføringen av priselastisk etterspørsel som virkemiddel for å redusere risikoen for ekstreme og lite representative ubalansepriser. Aktørene ber systemansvarlig sikre transparens og forutsigbarhet i bruken av dette, og ber om at vi publiserer grensene som brukes. Publisering reguleres i markedsvilkårene, i metoden etter EBGL artikkel 18. I markedsvilkårene artikkel 63 står det følgende i systemansvarliges forslag, som nå er sendt til RME for vurdering: "*Statnett skal publisere hvor stor del av behovet som er prisavhengig, og hvilke(n) pris(er) som benyttes, på ENTSO-E Transparency Platform.*" Vi har derfor ikke tatt inn noe eksplisitt om dette i retningslinjene.

ANEO etterspør mer raffinert bruk av elastic demand som i større grad reflekterer varierende markedsforhold fra time til time. Systemansvarlig er enige i at dette på sikt kan gi bedre resultater, og vil jobbe for å videreutvikle vår bruk av priselastisk etterspørsel.

Lyse etterspør en bredere beskrivelse av ulike valg TSOen gjør i når vi fastsetter etterspørselen etter mFRR aktivering. Det er mange detaljer som inngår i systemansvarliges fastsettelse av mFRR-behov, deriblant ubalanseprognoser, manuelle prosesser, omregning fra ubalanseprognose til mFRR request. Disse vurderingene er ikke beskrevet i detalj i retningslinjene. Elastisk etterspørsel skiller seg ut siden det er en integrert del av markedet.

2.9 § 12 - Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser

2.9.1 Annet ledd - Varsling ved utkobling av forbruk

Høringsinstansenes innspill

Lyse viser til retningslinjene til FoS 8b, tredje ledd:

«Dersom det, etter frist for oppdatering av forbruksplan, oppstår et stort avvik mellom rapportert forbruksplan og hva som er mulig for stasjonsgruppen å forbruke, skal konsesjonær informere systemansvarlig v/Landssentralen. Systemansvarlig definerer her et stort avvik som større enn 50 MW pr stasjonsgruppe»

Og til forslaget til retningslinjer til FoS 12, annet ledd:

- Ved utfall av forbruk med mer enn 100 MW må systemansvarlig ved regionsentralene varsles umiddelbart via telefon.
- Ved planlagt nedkjøring av forbruk som avviker fra forbruksplanen (ref. fos § 8b tredje ledd) med mer enn 100 MW) må systemansvarlig ved regionsentralene varsles umiddelbart via telefon.

Lyse spør om det bør være samsvar i grenseverdien i disse paragrafene?

Norske skog mener at den vesentlige forskjellen mellom forslaget og dagens krav til publisering av UMM-melding, er at varsling etter fos § 12 skal skje umiddelbart, mens fristen for UMM-melding er 45 minutter overfor BRP og 60 minutter overfor Nord Pool.

Norske skog mener derfor at effektgrensen for varsling til regionsentralene bør samordnes med terskelverdiene som gjelder for UMM-varsling. Dette vil bidra til et mer konsistent regelverk og redusere risikoen for at aktørene må forholde seg til ulike terskelverdier og varslingsregimer for samme hendelse.

Hydro:

Når det gjelder krav om innsending og varsling om endring i forbruksplaner, mener Hydro det er viktig at dette kommuniseres i god tid før eventuell implementering. Innføring av slike krav vil forutsette utvikling og tilpasning av nye systemløsninger, samt etablering av nye operative rutiner ved alle aluminiumsverkene. Det er derfor nødvendig med tilstrekkelig tid til planlegging, testing og implementering. Det forutsettes derfor samarbeid med industrien, blant annet om utforming av krav og gjennomføring.

BKK støtter forslaget om varslingsplikt ved utfall eller nedkjøring av stort forbruk (≥ 100 MW). Retningslinjene bør legge til rette for god informasjonsdeling mellom systemansvarlig og DSO-er

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig er enig i at det bør være samsvar mellom grensene for varsling i retningslinjene til fos §§ 8b og 12. Grensen for varsling i retningslinjene til fos § 8b endres derfor til 100 MW for å samsvare med

retningslinjene til fos §12. Punktet i retningslinjene til fos § 12 som omhandler varsling om planlagt nedkjøring av forbruk strykes ettersom dette dekkes av punktet i retningslinjene til fos § 8b (varsling om avvik fra innsendt forbruksplan).

Systemansvarlig vurderer at terskelverdiene for varsling bør fastsettes ut fra de driftsmessige behovene, og ikke nødvendigvis samordnes med terskelverdiene som følger av UMM-regelverket. Forslaget opprettholdes derfor som foreslått.

2.9.2 Fjerde og femte ledd – Reservestrømsanlegg

Høringsinstansenes innspill

Bulk mener er de justeringene Statnett har foreslått i §§ 12 og 13 er viktige og riktige. Bulk mener at formuleringene i §12 – fjerde og femte ledd, samt tilsvarende formuleringer i §13 – andre og tredje ledd, er tilstrekkelig til at forsyningssikkerheten til eget forbruk opprettholdes, samtidig som at eventuell ledig produksjonskapasitet kan gjøres tilgjengelig for resten av kraftsystemet dersom dette er teknisk mulig.

Norsk datasenterindustri (NDI) støtter Statnetts forslag om å samordne vedtak etter fos § 12 fjerde og femte ledd med vedtak om kortvarig tvangsmessig utkobling etter fos § 13 annet og tredje ledd.

Formuleringene under §§ 12 og 13 bør samordnes fullt ut for anlegg som dekker deler av forbruket. Forslaget under § 13 viser til «den delen av forbruket som kan dekkes ved reservestrømsanleggene». Retningslinjene under § 12 bør bruke samme avgrensning. Unntaket bør følge den dekkede lasten, fremfor alt forbruk på lokasjonen eller hele den installerte reservekapasiteten.

Retningslinjene bør også klargjøre at «disponerer» omfatter eide, leasede og kontraktsfestede ressurser under sluttbrukerens operative kontroll. TUF-planene bør identifisere volum, varighet, brenselbegrensninger, batterienes ladetilstand og andre forhold som avgjør hvor stor last reserveanlegget kan dekke. Opplysningene må være tilgjengelige i Statnetts operative systemer før vedtak treffes.

NDI foreslår at formuleringene under fos § 12 fjerde og femte ledd presiseres slik:

Reservestrømsanlegg som sluttbrukeren disponerer for å dekke eget forbruk, holdes utenfor tilgjengelig regulert og tilgjengelig regulert effekt etter fos § 12 fjerde og femte ledd i den utstrekning anlegget er disponert for å dekke forbruk som omfattes av vedtak etter fos § 13 annet eller tredje ledd.

Systemansvarliges merknad

Det vises til innspill fra NDI. Systemansvarlig legger til grunn at begrepet "disponere" omfatter alle reservestrømsanlegg som er under sluttbrukerens kontroll, men vurderer det ikke som hensiktsmessig å ta inn i retningslinjene en uttømmende liste over hvilke former for avtaler som ligger til grunn for en slik disponering.

Systemansvarlig har i retningslinjene til fos § 13 annet og tredje tatt inn en unntaksbestemmelse som gjelder forbruk som kan dekkes av reservestrømsanlegg. Overskytende forbruk er ikke omfattet av unntaksbestemmelsen og vil kunne få pålegg om TUF. I foreslåtte retningslinjer til fos § 12 fjerde og femte ledd er volumet avgrenset til det forbruket som reservestrømsanlegget dekker. Samlet sett skulle dette etter systemansvarliges vurdering, gi nødvendig beskrivelse av hvilke avgrensninger som gjelder for samtidig bruk av de nevnte bestemmelser etter §§ 12 og 13. Forslag fra NDI om å endre fra begrepet "kunde" som benyttet i § 12 til begrepet "sluttbruker" som benyttet i § 13 støttes.

Systemansvarlig foreslår å endre begrepet "kunde" til "sluttbruker" i forslag til nye retningslinjer til § 12 fjerde og femte ledd. Dette for å samordne med begrepsbruken i §13 annet og tredje ledd. Utover dette foreslår systemansvarlig å opprettholde foreslåtte formuleringer i forslag til nye retningslinjer til § 12 fjerde og femte ledd og § 13 annet og tredje ledd.

2.10 § 13 - Tvangsmessig utkobling av forbruk

De vises til avsnitt 2.9.2. Høringsinstansenes innspill og systemansvarliges merknader til retningslinjene til § 13 annet og tredje ledd er samordnet med tilsvarende til retningslinjene til § 12 fjerde og femte ledd.

2.11 § 14a – Rapportering av anleggsdata før idriftsettelse

Høringsinstansenes innspill

Elias Kunnas, independent analyst of technical-regulatory systems, Finland

Kunnas støtter at en verdi kan være gjeldende for Statnetts operative bruk uten at konsesjonæren uttrykkelig har bekreftet at verdien er korrekt. Retningslinjen bør imidlertid bevare informasjon om verdiens opprinnelse og konsesjonærens responsstatus. Dataregisteret bør skille mellom en verdi som konsesjonæren uttrykkelig har bekreftet som korrekt, og en verdi som er blitt gjeldende kun fordi svarfristen er utløpt. Retningslinjen sier ikke hvordan dette skillet skal representeres eller bevares for senere korreksjoner og tilsynsmessig oppfølging.

For hver korrigerende verdi bør det registreres:

- verdien som Statnett til enhver tid benytter,
- opprinnelsen til den gjeldende verdien, det vil si om den er:
 - innmeldt av konsesjonæren,
 - endret av konsesjonæren etter varsling,
 - korrigert av Statnett,
- konsesjonærens respons:
 - bekreftet som korrekt,
 - bestridt,
 - endret,
 - ingen respons innen fristen,
- tidspunkt for varsling og tidspunkt når endringen trådte i kraft, inkludert starttidspunktet for ti-dagersfristen,
- historikk over tidligere verdier en uttrykkelig angivelse av at eksisterende revisjons- og sporingshistorikk i Fosweb gir tilsvarende sporbarhet.

Kunnas foreslår videre at retningslinjen tydeliggjør om og hvordan konsesjonæren varsles når saken går over til statusen «klar for kvalitetssikring», slik at begge parter kan verifisere når den oppgitte behandlingstiden begynner å løpe.

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig takker for innspillet og vil utvikle løsningen for å ivareta behov for sporing av de gjeldende verdiene med tanke på om det er systemansvarlig, eller konsesjonær selv som har utført endringene.

Det finnes i dag en endringshistorikk for hvem som har utført endringer og når endringen ble utført av konsesjonær og godkjent av systemansvarlig. Punktene som løftes av Kunns vil være en naturlig videreutvikling som følge av den nye funksjonaliteten og er nødvendig informasjon for systemansvarlig å besitte.

Løsningen må også kunne støtte varsling til konsesjonær når nedtelling for 10 dagers frist starter å løpe og når fristen vil være utløpt. I tillegg er denne informasjonen nødvendig for konsesjonær og RME, om det skulle oppstå uenigheter som følge av endringer som systemansvarlig har utført på vegne av konsesjonær. For å unngå at det skal oppstå uenigheter vil systemansvarlig i hovedsak utføre endringer basert på dokumentasjon fra konsesjonær og/eller leverandør. Hvilke endringer som utføres skal også kommuniseres til konsesjonær.

2.12 § 15 – Spenningsregulering og utveksling av reaktiv effekt

Høringsinstansenes innspill

Statkraft

Statkraft mener dagens faste betalingsmodell bør videreføres og mener det er prinsipielt riktig å heller forbedre prosessen fremfor å legge opp til at produsentene skal levere tjenesten uten kompensasjon. På sikt bør det vurderes å etablere et eget marked for reaktiv effekt, hvor dette kan prises og allokeres mer effektivt enn i dagens løsning, men inntil dette er på plass bør dagens modell beholdes. Statkraft støtter videre at områdeprisen benyttes fremfor systemprisen ved utveksling av reaktiv effekt.

Fornybar Norge

Fornybar Norge mener dagens faste betalingsmodell bør videreføres. At oppgjøret for en levert tjeneste er administrativt krevende for kjøperen, er i følge Fornybar Norge ikke et selvstendig argument for å fjerne betalingen. Det er et argument for å forenkle oppgjørsformen. Fornybar Norge kan ikke se at alternativet som presenteres vil forenkle den administrative prosessen, heller tvert om.

Lyse

Lyse er enig i at dagens modell trolig er klar for modernisering, men opplever at forslaget er å gå ”baklengs inn i fremtiden”. I stedet for å gjøre denne tjenesten enda mer implisitt og oppgjøret enda mer upresist, så bør man vurdere å gå motsatt veg, og se på hvordan signalene som gis til markedsaktørene kan bli mer presise for å understøtte systemdriften bedre.

Å fjerne betaling for reaktiv effekt – slik Statnett i praksis foreslår med å fjerne fast betaling og opprettholde et stort normalområde for kostnadsfri reaktiv effektleveranse – fjerner alle insentiv til å utvikle og bygge nye anlegg med gode egenskaper for å styre reaktiv effekt (ut over eventuelle gjerne utdaterte og teknologispesifikke minimumskrav). Det vil på sikt redusere Statnett sine muligheter for god spenningsstyring i nettet. Ønsker ikke systemansvarlig å insentivere for at kraftverk bygges med robuste og gode regulatorer, styring og kraftelektronikk, og at nye anlegg med omformere og batteri bygges med stadig bedre egenskaper for spenningsstøtte, ”grid forming” og andre systemtjenester? Da må systemansvarlig også legge til rette for dette gjennom målrettet og rettferdig betaling for tjenester som gir verdi for systemet.

- Burde ikke betalingsformelen bedre gjenspeilet faktisk nytte ved levering av reaktiv effekt (for Statnett) og/eller kostnad ved levering av denne (for aktør)?
- Burde betalingen vært kvadratisk for leveransen, gitt at tap vil være det?
- Burde betalingen vært mer stedsavhengig?

- Burde betalingen vært mer tidsavhengig? Gjennomsnittlig pris året før er så grovt, utdatert og tilfeldig at det gir liten mening.
- Burde betalingen bedre speilet at Statnett har kostnader ved alternativ utrustning for produksjon og styring av reaktiv effektflyt og spenning?

Skagerak

Skagerak mener at endringen medfører at den økonomiske risikoen og den administrative byrden i større grad legges på konsesjonæren. Samtidig mener Skagerak at dette ikke vil redusere den administrative byrden for Statnett. Slik Skagerak leser det nye forslaget, med endring fra fast til variabel modell, fremstår dette som en økning i administrasjon og oppfølging for begge parter.

Å Energi

Å Energi har vanskelig for å skjønne at dagens betalingsmodell representerer noen stor administrativ byrde og foreslår at Statnett viderefører dagens praksis med å ha en fast betalingsmodell for reaktiv effekt.

I høringsdokumentet foreslås det å endre referansen til Pmax referert tilknytningspunktet. Dersom en slik endring gjennomføres, betyr det at produsentene i mange tilfeller ikke lenger vil være berettiget til godtgjørelse for ekstra fysiske tap som produsenten blir påført som følge av pålagt utveksling av reaktiv effekt. En slik praktisering vil i følge Å Energi ikke lenger være i samsvar med fos §15 4. ledd.

Å Energi foreslår derfor at Statnett viderefører faktisk aktiv produksjon som referanse i definisjonen av høy utveksling av reaktiv effekt.

Når det gjelder hvilket normalområde for utveksling som skal gjelde kan vi støtte en overgang til symmetriske grenser. Det er imidlertid uklart hvilke grenser Statnett ønsker. Vi forutsetter at det er grensene på +/- 30% referert tilknytningspunkt som Statnett beskriver i kap. 11.1 Innledning og begrunnelse som gjelder og at de oppdaterte retningslinjene oppdateres i så måte (i høringsdokument står det nå +/- 33%).

Aneo

Aneo peker på at den faste betalingsmodellen for reaktiv ytelse kan utgjøre noen hundre tusen kroner for en konsesjonær, og er spørrende til at Statnett sin administrative byrde ved å håndtere disse fakturaene er av sammenlignbar størrelse. Aneo er også spørrende til Statnetts påstand om at denne endringen gir positive samfunnsmessige konsekvenser. Kan det underbygges eller dokumenteres?

Videre finner Aneo henvisningen til at nettavtalen mellom Statnett og kundene skal erstatte den faste betalingsmodellen, som en uavklart og forenklet løsning. Mange konsesjonærer har ikke nettavtale direkte med Statnett, men i stedet med sitt lokale nettselskap. Vil kompensasjonsordningen bli videreført av nettselskapene, eller vil Statnett sin kompensasjon i stedet tilfalle nettselskapene? Disse spørsmålene bør i følge Aneo avklares før denne endringen trer i kraft.

Systemansvarliges merknad

Vi bekrefter at det legges opp til normalområdet for reaktiv utveksling fra -33% til +33% slik det står i kap. 11.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 15 fjerde ledd. Det betyr at kapittel 11.1 Bakgrunn og begrunnelse i høringsdokumentet angir feil intervall (30% er ikke riktig).

Systemansvarlig legger til grunn at formålet med betalingsordningen etter fos § 15 fjerde ledd er å kompensere konsesjonæren når systemansvarlig pålegger utveksling av reaktiv effekt utover det området som normalt må forventes å være tilgjengelig for sikker og effektiv drift av kraftsystemet. Bestemmelsen er formulert slik at systemansvarlig skal betale for pålagt produksjon eller forbruk av reaktiv effekt ut over grenser fastsatt av systemansvarlig.

Ved å knytte godtgjørelsen til konkrete vedtak om utveksling utover normalområdet, rettes betalingen mot situasjoner hvor systemansvarlig har et særskilt behov for reaktiv ytelse. Dette gir etter systemansvarligs vurdering en mer målrettet betalingsordning og en tydeligere sammenheng mellom systembehov, pålegg og kompensasjon.

Flere høringsinstanser peker på at den faste betalingsmodellen kan bidra til å stimulere investeringer i anlegg med gode egenskaper for spenningsregulering og reaktiv effektutveksling. Systemansvarlig er enig i at slike egenskaper har verdi for kraftsystemet. Samtidig er den faste betalingsmodellen i begrenset grad innrettet mot å verdsette reaktiv ytelse der og når behovet faktisk oppstår. Modellen gir derfor ikke nødvendigvis effektive investeringssignaler eller en samfunnsøkonomisk riktig verdsetting av reaktiv ytelse.

Flere høringsinstanser har stilt spørsmål ved om de reduserte administrative kostnadene oppveier bortfallet av inntekter fra den faste betalingsmodellen. Systemansvarlig har ikke foretatt en detaljert kvantitativ vurdering av dette forholdet, og erkjenner at begrunnelsen i høringsdokumentet kunne vært tydeligere på dette punktet.

Systemansvarlig opprettholder forslaget om å fjerne den faste betalingsmodellen. Begrunnelsen er ikke primært forventede administrative besparelser, men at betalingsordningen bør innrettes i tråd med forskriftens ordlyd og knyttes til situasjoner hvor systemansvarlig faktisk pålegger utveksling utover fastsatte grenser. Etter systemansvarligs vurdering gir dette en tydeligere sammenheng mellom behovet for reaktiv ytelse og den kompensasjonen som utbetales.

Statkraft m.fl. foreslår at tidligere betalingsordning føres videre inntil det blir etablert et marked for reaktiv ytelse og utveksling. Per nå har vi ikke pågående arbeid om å etablere et slikt marked. Systemansvarlig vil imidlertid evaluere erfaringen med den oppdaterte betalingsmodellen. Dersom erfaringene viser at endringene gir utilsiktede virkninger vil systemansvarlig vurdere behovet for justeringer i modellen.

Etter en samlet vurdering legger systemansvarlig avgjørende vekt på at godtgjørelse for reaktiv effekt bør knyttes til konkrete behov for utveksling utover fastsatt normalområde, og ikke til generell tilgjengelighet av funksjonalitet som forventes å være til stede for normal drift av kraftsystemet. Systemansvarlig opprettholder derfor forslaget om å avvike den faste betalingsmodellen.

2.13 § 17 – Samordning av driftsstanter

Systemansvarlig fikk innspill fra BKK som var positive til den foreslåtte endringen, og sender forslaget uendret til RME for vurdering.

3 Forslag til oppdaterte retningslinjer

3.1 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 5

Fjerde ledd

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

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

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

~~Opp- eller nedreguleringsbud fra aktiveringsmarkedet for mFRR som benyttes utenom prisrekkefølge vil få betalt det høyeste av budpris og mFRR-pris for oppregulering og det laveste av budpris og mFRR-pris for nedregulering.~~ Reguleringer **benyttes utenom prisrekkefølge som får betalt det beste av budpris og mFRR-pris** kalles gjerne spesialreguleringer i kommunikasjon mellom systemansvarlige og konsesjonærer. mFRR-D-bud kan også velges utenfor prisrekkefølge for flaskehalshåndtering. **Prising og avregning av bud i aktiveringsmarked for mFRR og mFRR-D vil være i henhold til markedsvilkårene².**

3.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8

Første ledd

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

Kravene til konsesjonær knyttet til planlagt balanse ved anmelding i døgnetmarkedet, etter intradagmarkedets lukketid og i sanntid følger av artikkel 88 nr. 3 i metode om vilkår for balanseansvarlige iht. EBGL art. 18.

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

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

² 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

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

3.3 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8a

Første ledd

~~Det er b~~ Balanseansvarlig aktør ~~som er ansvarlig for innsending~~~~sender inn~~ av produksjonsplaner med tilhørende systemdata til systemansvarlig fordelt på stasjonsgrupper. Med systemdata menes regulerstyrke og tilgjengelige reserver. Systemdata som kreves rapportert er beskrevet i eget vedlegg tilhørende retningslinjene. Planene utarbeides på vegne av konsesjonærene i samsvar med deres forpliktelser og rettigheter. Balanseansvarlig må ha omsetningskonsesjon gitt av RME og må inngå balanseavtale med avregningsansvarlig (Statnett). Konsesjonær må enten selv være balanseansvarlig, eller ha en avtale med en balanseansvarlig som håndterer konsesjonærens ubalanse mot avregningsansvarlig. IT-systemer og rutiner er i dag tilrettelagt for deltagelse og informasjonsutveksling fra balanseansvarlig på vegne av konsesjonær.

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

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

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

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

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

Rapporteringen skal inneholde følgende informasjon per stasjonsgruppe:

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

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

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

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

Endringer i produksjonsplanen, forventet ubalanse og tilhørende systemdata skal rapporteres fortløpende etter hvert som de oppstår, og senest 4525 minutter før hvert kvarter. *(Denne endringen vil gjelde fra tilknytning til MARI)*

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

Systemansvarlig vil understreke at krav og forpliktelser etter fos § 8a og systemansvarliges retningslinjer til denne paragrafen gjelder uavhengig av hvorvidt produksjonen er regulerbar eller uregulerbar. Systemansvarlig forventer at konsesjonæren justerer sine forpliktelser i markedet så langt det er hensiktsmessig iht. siste prognose slik at det er samsvar mellom forpliktelsene i markedet og forventet produksjon. Konsesjonæren skal oppdatere produksjonsplan og tilhørende systemdata løpende, frem til fristen 4525 minutter før hvert kvarter. *(Denne endringen vil gjelde fra tilknytning til MARI)*

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

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

3.4 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8b

Første ledd

Krav om gradvis endring av produksjon

Ved endring i produksjonsplanen skal det planlegges med en gradvis overgang mellom tidsperiodene i markedet. Produksjonen skal endres jevnt fra fem minutter før starten på markedstidsenheten (kvarter) til

fem minutter etter³. Ubalansejusteringen som inkluderes i balanseavregningen vil inneholde et energivolum beregnet i henhold til kravet, for alle som leverer produksjonsplan, uavhengig av unntakene listet under.

Unntak fra krav om gradvis endring av produksjon

Kravet om gradvis endring av produksjon gjelder ikke:

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

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

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) periodeskift⁴. Konesjonær kan velge å tilby kun periodeskift, uten å tilby standardproduktet for mFRR. Dersom det kun tilbys periodeskift, uten samtidig mFRR-bud, angis ingen budpris.

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

Bruk av periodeskift ved store produksjonsendringer

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

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

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

Prising av periodeskift

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

Annet ledd

Spesielt om gjennomføring av produksjonstilpasning ved driftsforstyrrelser

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

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

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

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

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

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

Tredje ledd

Krav om gradvis endring av forbruk

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

Med store sluttbrukere menes i denne retningslinjen sluttbrukere som er enkeltbedrifter på én lokasjon med uttak over 15 MW og eller årlig kraftforbruk over 100 GWh i året.

Kravet om gradvis endring av forbruk gjelder ikke

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

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

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

Krav om innsending av forbruksplaner

Kravet om rapportering av effektregulering for forbruk gjelder for:

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

~~Planene skal være et beste estimat på forventet forbruk. Det er balanseansvarlig aktør som sender inn forbruksplaner til systemansvarlig fordelt på stasjonsgrupper. Planene utarbeides på vegne av konsesjonærene i samsvar med deres forpliktelser og rettigheter. Balanseansvarlig må ha omsetningskonsesjon gitt av RME og må inngå balanseavtale med avregningsansvarlig (Statnett). Konsesjonær må enten selv være balanseansvarlig, eller ha en avtale med en balanseansvarlig som håndterer konsesjonærens ubalanse mot avregningsansvarlig. IT-systemer og rutiner er i dag tilrettelagt for deltagelse og informasjonsutveksling fra balanseansvarlig på vegne av konsesjonær.~~

~~Sluttbrukere som er omfattet av krav om rapportering av planlagte effektregulering er selv ansvarlig for at forbruksplaner sendes til systemansvarlig. Sluttbrukeren kan avtale at innsendingen av forbruksplaner utføres av den balanseansvarlige, en leverandør av balansetjenester (BSP) eller en leverandør av FCR for ressursen. For stasjonsgrupper som deltar i systemansvarlig sine reservemarkeder kan leverandør av balansetjenester eller leverandør av FCR rapportere forbruksplaner til systemansvarlig dersom konsesjonær, balanseansvarlig og leverandør av balansetjenester eller leverandør av FCR er enige om dette. Den som er registrert som ansvarlig for rapportering av forbruksplaner hos Statnett vil bære ansvaret for at de beskrevne reglene for rapportering følges.~~

~~Systemansvarlig benytter stasjonsgruppene benyttes av systemansvarlig for å kunne håndtere flaskehalser og overvåke snitt. Ved henvendelse fra nye konsesjonærer sluttbrukere eller for idriftsettelse/ending av nye produksjonsenheter gjennom prekvalifisering av nye reguleringsobjekter vil systemansvarlig vurdere stasjonsgruppeinndeling basert på følgende kriterier:~~

- Allerede eksisterende stasjonsgrupper
- Rasjonell plassering av stasjoner i stasjonsgruppen mht. fastområder og budområder.

- Som hovedregel vil ikke produksjon og forbruk inngå i samme gruppe.

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

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

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

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

Systemansvarlig vil understreke at krav og forpliktelser etter for § 8a og systemansvarliges retningslinjer til denne paragrafen gjelder uavhengig av type forbruk. Systemansvarlig forventer at konsesjonæren justerer sine forpliktelser i markedet så langt det er hensiktsmessig iht. siste prognose slik at det er samsvar mellom forpliktelsene i markedet og forventet forbruk. Konsesjonæren skal oppdatere forbruksplan frem til fristen 25 minutter før hvert kvarter.

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

Sluttbruker skal informere systemansvarlig i god tid før planlagte endringer skjer. Dersom det oppstår store endringer i forbruk gjennom kvarteret, skal sluttbruker kontakte Regionsentralene. Dette gjelder både for planlagte endringer og uventede avvik etter rapporteringsfristen.

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

Dersom det, etter frist for oppdatering av forbruksplan, oppstår et stort avvik mellom rapportert forbruksplan og hva som er mulig for stasjonsgruppen å forbruke, skal konsesjonær informere systemansvarlig v/Landssentralen. Systemansvarlig definerer her et stort avvik som større enn 100 50 MW per stasjonsgruppe. Også mindre avvik skal informeres om i nettområder hvor konsesjonær er kjent med at mindre volum kan medføre overlast på enkeltkomponenter, ref. § 23 om opplysningsplikt.

Systemansvarlig vil følge opp avvik fra prosesser og større og/eller gjentatte avvik mellom faktisk forbruk og forbruksplanen. Ved avvik kan systemansvarlig kontakte aktøren og be om forklaring. Systemansvarlig kan rapportere alvorlige eller vedvarende avvik til RME. Systemansvarlig vil følge opp større og/eller gjentatte avvik fra forbruksplanen, uavhengig av teknologi, samt om avvik fra forbruksplanen er i tråd med innmeldt forventet avvik eller ikke.

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

3.5 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 9

Annet ledd

Systemansvarliges løsninger for effektreserver

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

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

Systemansvarlig benytter følgende reserveprodukter for å sikre effektreserver:

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

Systemansvarlig søker i størst mulig grad å sikre tilstrekkelige effektreserver gjennom kapasitetsmarkeder (jf. prinsipper for utøvelsen av systemansvaret 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 er å finne i vedlegg til denne retningslinjen. Vilkår for kapasitetsmarked for mFRR, aFRR og mFRR-D finnes i metode i henhold til EBGL⁵ artikkel 18 nr. 1 som er tilgjengelig på samme nettside som retningslinjene.

⁵ Kommisjonsforordning (EU) av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft.

aFRR (sekundærreserve)

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

Dimensjonering av aFRR

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

Frem til full ~~Ved~~ overgang til ACE-basert balansering⁶, inkludert tilknytning til PICASSO, vil ~~kravene i metoden etter SOGL artikkel 157 om dimensjonering av FRR være gjeldende~~ systemansvarlig videreføre en praksis hvor samlet volum og fordeling av aFRR vurderes per budområde. Systemansvarlig kan ~~vil~~ i denne overgangsperioden vurdere å kjøpe større volum enn tidligere og vektlegge hvordan volum er distribuert i budområdene. Dette skal sikre tilstrekkelig balanseringsevne i de ulike budområdene før ACE-basert ~~ved overgang til ny~~ balansering er fullt implementert. Ved full overgang til ACE-basert balansering vil kravene til dimensjonering av FRR etter nordisk dimensjoneringsmetode hjemlet i SOGL artikkel 157 bli fullt utgjeldende. Inntil dette tidspunktet anvendes en overgangspraksis tilpasset norske og nordiske forhold. Systemansvarlig skal vurdere volum og behov i de ulike budområdene kvartalsvis og vi vil informere om endring i praksis på Statnett sin nettside om aFRR⁷.

Marked for aFRR

Systemansvarlig anskaffer aFRR gjennom det nordiske kapasitetsmarkedet for aFRR. Reserveproduktene er både for retning opp og ned. ~~Systemansvarlig vil normalt kjøpe symmetriske volum i markedet.~~ Informasjon om markedsdeltagelse er nærmere beskrevet i metode etter EBGL artikkel 18 nr. 1.

Ved manglende reserver

Systemansvarlig sikrer ikke aFRR gjennom systemkritiske vedtak etter fos.

mFRR (tertiærreserve)

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

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

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

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

⁶ Area Control Error (ACE)- balansering innebærer balansering basert på ubalansen i de enkelte budområdene.

⁷ Informasjonen publiseres på statnett.no på siden reservemarkeder/ aFRR. Lenke: [Sekundærreserver - aFRR | Statnett](#)

Kapasitetsmarked for mFRR og mFRR-D

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

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

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

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

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

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

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

Dimensjonering og anskaffelse av mFRR og mFRR-D

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

Systemansvarlig gjennomfører dimensjoneringen i henhold til en regulatorgodkjent felles nordisk metode i samsvar med SOGL artikkel 157. Metoden fastsetter dimensjoneringsprosessen for den nordiske LFC-blokken, og er nedfelt i den nordiske systemdriftsavtalen. Systemansvarlig dimensjonerer ikke reserver for å håndtere nettbegrensninger, verken lokalt eller mellom budområder. Dersom det oppstår

mangel på reserver for å håndtere nettbegrensninger vil systemansvarlig benytte andre virkemiddel regulert gjennom fos eller mothandel, internt eller mot utlandet.

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

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

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

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

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

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

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

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

I tillegg til dette kravet må systemansvarlig ta høyde for at det kan være ubalanser i systemet eller anstrengt nettsituasjon når feilen skjer. Systemansvarlig har derfor definert et mål om å ha ytterligere

reserver for å kunne håndtere balanseringsbehovet og flaskehalser. 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 mFRR⁸:

Normale ubalanser og håndtering av flaskehalser 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 balansering⁹ vil kravene i metoden etter SOGL artikkel 157¹⁰ om dimensjonering av FRR være gjeldende. Metoden skal være fullt implementert ved tilknytning til den europeiske plattformen for aktivering av aFRR (Picasso). I henhold til metoden skal volumet dekke ubalanser og største feilhendelse i alle budområder. Systemansvarlig vil i en overgangsperiode mellom implementering av automatisert mFRR aktivering og tilknytning til Picasso å kjøpe inn et større mFRR volum enn tidligere, og vektlegge hvordan volum er distribuert i budområdene. Dette skal sikre tilstrekkelig balanseringsevne i de ulike budområdene ved overgang til ny balansering.

Manglende reserver

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

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

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

3.6 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 11

Første ledd

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

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

⁸ Informasjonen publiseres på statnett.no på siden reservemarkeder/tertiærreserver Lenke: [Tertiærreserver – mFRR | Statnett](#)

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

¹⁰ " 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.

mFRR. I tillegg vil systemansvarlig benytte mFRR-D i det nasjonale aktiveringsmarked for mFRR-D. *(Denne endringen vil gjelde fra tilknytning til MARI)*

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

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

Formåålet er å:

- Aktivere reserver for å holde balansen i hvert områå og holde frekvensen i det nordiske synkronsystemet innenfor fastsatte grenseverdier, og dermed frigjåre primær- og sekundærreserver, slik at disse kan våre klare til neste hendelse.
- Håndtere flaskehalser ved å holde kraftoverfåringen innenfor akseptable grenser, som beskrevet i retningslinjene til § 5.
- Håndtere spesielle hendelser og driftsforstyrrelser i kraftsystemet.

Budgivning

Regler for budgivning i aktiveringsmarked for mFRR og mFRR-D er beskrevet i vilåårene i metode etter *EBGL11 artikkel 18 nr. 1*. I tillegg vil systemansvarlig ta imot bud fra leverandårer eller reguleringsobjekter som ikke kan delta i markedene gjennom en forenklet låsning i **FiftyWeb**. Ved aktivering av bud mottatt gjennom forenklet låsning vil leverandå av balansetjenester godtgjåres **til det beste av mFRR-pris for planlagt aktivering og budpris med håyeste pris av budpris og mFRR-pris for oppregulering og laveste pris av budpris og mFRR-pris for nedregulering**. *(Denne endringen vil gjelder fra tilknytning til MARI)*

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

Reguleringer

Systemansvarlig benytter mFRR-markedet for å håndtere ubalanser i kraftsystemet. I tillegg benytter systemansvarlig mFRR-markedet for å håndtere flaskehalser i regional- og transmisjonsnettet som ikke kan håndteres ved bruk av budområå, ref. fos § 5 fjerde ledd. ~~Ved hjelp av periodeskiftattributtet håndteres også strukturelle ubalanser rundt kvarters- og timesskift, ref. fos § 8b fårste ledd.~~

Systemansvarlig vil kunne benytte ~~marked for regulerkraft~~ **mFRR** for å opprettholde spenningsgrenser i områå 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 låsning for å kunne pålegge aktiverte produksjonsenheter å bidra med reaktiv ytelse etter fos § 15 tredje ledd.

Ved behov for opp- eller nedregulering vil bud i aktiveringsmarked for mFRR som hovedregel velges i en felles ~~nordisk~~ **europisk** optimeringsprosess der de billigste budene velges fårst, gitt tilgjengelig overfåringsskapasitet. Valg av bud vil ta hensyn til budegenskaper og tilgjengelighet. Bud kan også

¹¹ Kommisjonsforordning (EU) av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft

aktiveres utenfor prisrekkefølge, som for eksempel på bakgrunn av lokasjon eller andre budegenskaper.
(Denne endringen vil gjelde fra tilknytning til MARI)

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

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

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

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

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

3.7 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 12

Annet ledd

Samordning av inngrep fra systemansvarlig:

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

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

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

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

Samordning av inngrep fra systemansvarlig skal ivareta:

- Effektiv gjenoppretting av forsyning mht. forsyningssikkerhet¹², avbruddskostnader og avbruddets varighet
- Akseptable driftsforhold ved gjenoppretting (mht. lastflyt, driftsspenning, kortslutningsytelser etc.)
- God informasjonsutveksling mellom berørte konsesjonærer

¹² Forsyningssikkerhet defineres som kraftsystemets evne til kontinuerlig å levere strøm av en gitt kvalitet til sluttbrukere, og omfatter både energisikkerhet, effektsikkerhet og driftssikkerhet. (Definisjon hentet fra Meld. St. 25 (2015-2016))

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

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

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

Varsling av systemansvarlig ved driftsforstyrrelser som berører flere konsesjonærer:

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

Generelt skal systemansvarlig varsles:

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

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

Samordning ved driftsforstyrrelser som medfører separatområder:

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

Fjerde ledd

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

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

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

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

- Situasjon med utilstrekkelige reguleringsreserver for å ivareta nasjonale krav for å håndtere dimensjonerende utfall og den kontinuerlige balanseringen i Norden, slik beskrevet i retningslinjen til fos § 9 annet ledd.
- Flaskehalser 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 forsyningssikkerhet.
- Spesielle forhold i kraftsystemet som krever tilgjengelig regulerytelse i spesifikke områder eller på bestemte stasjonsgrupper. Dette kan f.eks. være krav til kortslutningsytelse, behov for spenningsstøtte fra produksjon osv.

Rekvirering av ressurser

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Anmelding av bud etter mottatt vedtak

Aktører som er kvalifiserte¹³ som leverandør av balansetjenester for deltagelse i Statnetts mFRR aktiveringsmarked og som har produksjons- og forbruksenheter med tilgjengelig kapasitet som kan tilfredsstille krav til bud i dette markedet i perioden vedtaket er fattet for, skal legge inn bud i aktiveringsmarked for mFRR når de mottar vedtak. Produksjons- og forbruksenheter som har reguleringsevne som ikke kan levere etter krav i aktiveringsmarkedet for mFRR i perioden systemansvarlig har gitt pålegg om budgivning etter § 12 fjerde ledd, skal legge inn bud i aktiveringsmarked for mFRR-D eller i forenklet løsning for budgivning, se omtale i neste avsnitt.

Produksjons- og forbruksanlegg som ikke er kvalifiserte for å delta i aktiveringsmarkedene for mFRR eller mFRR-D, eller som ikke kan oppfylle markedsvilkårene i perioden vedtaket er fattet for, for eksempel på grunn av oppstartstid, skal bruke en forenklet løsning for budgivning i FiftyWeb. Her skal de angi pris for aktivering og relevante attributter som etterspørres, som volum og aktiveringstid. Disse budene vil bli lagt på egen liste¹⁴. Ressurser som blir aktiverte, får betalt det **beste av mFRR-pris for planlagt aktivering og budpris som er best for aktøren av budpris eller mFRR-pris, det vil si høyeste av budpris og mFRR-pris for oppregulering og det laveste av budpris og mFRR-pris for nedregulering.**

Systemansvarlig sin aktivering av mottatte bud

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

Femte ledd

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

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

Med vanskelige driftssituasjoner i denne paragraf menes alle hendelser i kraftsystemet som medfører et momentant behov for regulering av produksjon av hensyn til driftssikkerheten. Dette kan f.eks. være (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 aktiveringsmarkedene for mFRR, mFRR-D og forenklet løsning bli aktivert før reguleringsreserver fra produksjonsapparatet anskaffet ved vedtak etter fos § 12 femte ledd benyttes. Tvangsmessig utkobling av forbruk etter fos § 13 tredje ledd vil bli beordret dersom ressurser anskaffet ved vedtak etter fos § 12 femte ledd ikke viser seg tilstrekkelig til å håndtere situasjonen.

¹³ 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.

¹⁴ 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.

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

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

Forholdet til manøvreringsreglementet

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

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

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

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

Prissetting

Dersom systemansvarlig benytter tilgjengelig effekt som ikke er anmeldt i aktiveringsmarked for mFRR, aktiveringsmarkedet for mFRR-D eller på forenklet løsning, vil produsenten normalt få muligheten til å prissette dette i etterkant. Prisen og faktisk reguleringsvolum skal i slike tilfeller sendes inn uoppfordret.

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

3.8 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 13

Annet ledd

TUF ved effektknapphet i hele det nordiske kraftsystemet

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

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

Dersom det er flaskehalser mellom budområdene, skal en eventuell TUF gjennomføres i den delen av synkronsystemet som avlaster flaskehalsen. Ved beregning av reservesituasjonen skal man bare se på reservesituasjonen i de budområdene i hvert delsystem som avlaster flaskehalsen, og ikke hele delsystemet.

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

TUF ved lokal effektknapphet

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

Gjennomføring av TUF

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

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

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

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

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

Tredje ledd

Behov for pålegg om TUF ved større driftsforstyrrelser

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

Vedtak om TUF som omfatter flere konsesjonærer

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

Systemvernuttløsning og overgang til TUF

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

Systemkritiske vedtak om TUF ved større driftsforstyrrelser

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

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

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

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

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

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

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

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

3.9 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 14a

2026/783

*Femte ledd***Format**

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

Innhold

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

Rapporteringspliktige anleggstyper fremkommer av tabellen under.

Anleggstype	Merknad
Stasjoner: Kraftstasjoner ¹⁵ Transformatorstasjoner Selvstendige koblingsstasjoner T-avgreninger	Kraftstasjoner er kun rapporteringspliktige når samlet installert effekt hos alle produksjonsanlegg i stasjonen er større enn eller lik 1 MW. ¹⁶ Transformatorstasjoner, selvstendige koblingsstasjoner og T-avgreninger er rapporteringspliktige når høyeste spenningsnivå i stasjonen er ≥ 30 kV.
Produksjonsanlegg: Vannkraft Varmekraft Vindkraft Solcelleanlegg og solpark ¹⁷ Batteri Annet	Produksjonsanlegg er kun rapporteringspliktige når samlet installert effekt hos alle produksjonsanlegg i en kraftstasjon er større enn eller lik 1 MW. Batteri er rapporteringspliktig dersom samlet omformerkapasitet innenfor samme installasjon er større enn eller lik 1 MW.
Transformatorer (inkludert reservetransformatorer ¹⁸)	Transformatorer er rapporteringspliktige når primærviklingens driftsspenning er ≥ 30 kV. For reservetransformatorer gjelder rapporteringsplikten dersom primærviklingens merkespenning er ≥ 30 kV. Med primærvikling menes viklingen med høyest spenning.
Overføringer med tilhørende ledningssegmenter, dvs. kabler og luftlinjer (inkludert både HVDC og AC)	Anleggene er rapporteringspliktige når driftsspenningen er ≥ 30 kV
Kompenseringsanlegg: • Shuntbatterier • Shuntreaktorer • Fasekompensatorer • SVC/Statcom	Kompenseringsanlegg som er direkte tilknyttet i stasjoner med driftsspenning ≥ 30 kV er rapporteringspliktige uavhengig av hvilket spenningsnivå i stasjonen anleggene er tilknyttet, siden anleggene kompenserer både oppover og nedover i kraftsystemet.

¹⁵ For solcelleanlegg er kraftstasjon definert som installasjonen på én og samme bygning, uavhengig av om bygget skulle ha flere bruksnummer/adresser.

¹⁶ 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.

¹⁷ 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.

¹⁸ Rapporteringsplikten for reservetransformatorer har NVE presisert i enkeltvedtak (se NVE-referanse 200905291-126).

Anlegg for nullpunktsjording: • Petersenspoler • Nullpunktsreaktorer	Anlegg for nullpunktsjording som har en funksjon ved jordfeil i nett med driftsspenning ≥ 30 kV er rapporteringspliktige. Merk at driftsspenningen i nullpunktet kan være noe lavere enn 30 kV.
Samleskinner	Samleskinner er rapporteringspliktige når driftsspenningen er ≥ 30 kV.
Felt (avganger)	Felt er rapporteringspliktige når driftsspenningen er ≥ 30 kV.
Endepunktskomponenter: • Strømtransformatorer • Brytere (effektbrytere, skillebrytere, fraskillende effektbrytere, lastbrytere og lastskillebrytere) • Seriereaktorer • HF-sperrer • Stasjonskabler • Looper • Øvrige strømbegrensende komponenter (kabelendemuffer, gjennomføringer, lasker, etc.)	Endepunktskomponenter er rapporteringspliktige når driftsspenningen er ≥ 30 kV og under forutsetning at de ikke er plassert i avganger (felt) mot transformatorer som forsyner sluttbrukere (last). Endepunktskomponenter i slike avganger er ikke rapporteringspliktige. Anleggsdata for stasjonskabler og looper er kun obligatorisk å rapportere dersom de er lengre enn 100 m og/eller strømbegrensende ift. tilknyttet hovedkomponent (overføring eller transformator). Anleggsdata for øvrige strømbegrensende komponenter som ikke er opplistet her er kun obligatorisk å rapportere dersom de er strømbegrensende ift. tilknyttet hovedkomponent (overføring eller transformator).
HVDC-anlegg (transformator, kabel, luftline, omformer, filter etc.)	HVDC-anlegg er rapporteringspliktige når de er direkte tilknyttet i stasjoner med driftsspenning ≥ 30 kV.
Forbruksanlegg	Forbruksanlegg er rapporteringspliktig når forbruket er knyttet til en transformator med spenning høyere enn 30 kV for minst en av viklingene, og er tilknyttet regional og/eller transmisjonsnett. Forbruksanlegg dekker ikke alminnelig forbruk tilknyttet nettransformatorer, men omfatter forbruk under transformatorer som er installert for å dekke et spesifikt forbruk (kraftkrevende industri, datasenter, papirfabrikker mm.)

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

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

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

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

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

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

Frister

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Områdekonsesjonærs kontroll av produksjonsanlegg tilknyttet distribusjonsnett

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

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

Områdekonsesjonær kan i slike tilfeller ikke tillate spenningssetting av produksjonsanlegget.

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

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

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

3.10 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 15

Fjerde ledd

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

Med høy reaktiv utveksling menes i denne sammenheng at den reaktive utvekslingen systematisk er ut over normalområdet (-33 % til +33 % av maksimal aktiv produksjon P_{maks} , referert tilknytningspunktet¹⁹).

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

Fast betalingsmodell

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

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

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

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

Variabel Betalingsmodell

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

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

¹⁹ Tilknytningspunktet for et produksjonsanlegg. Definert av det punktet i nettet hvor eierskapsgrensen mellom produksjonsenheten og netteier går.

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

Betalingen (B) beregnes som følger:

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

Hvor:

B: Betaling

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

Sp: Gjennomsnittlig aktuell områdepris i døgnet markedet fra foregående år.

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

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

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

3.11 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 17

Femte ledd (utdrag)

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

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

3.12 Vedlegg til oversendelsen

Følgende dokumenter er lagt ved:

- Vedlegg om systemdata (§ 8a)

- Vilkår for FFR (§ 9)
- Vilkår for FCR (§ 9)
- Oppsummeringsdokument for NVF (§ 14)
- Utdrag fra parameterlisten (§ 14)
- Oppsummeringsdokument for balansekravet art. 88 i vilkår for balanseansvarlige iht. EBGL art. 18 og retningslinjene til fos § 8.