

# **RETNINGSLINJER FOR UTØVELSE AV SYSTEMANSVARET**

**Oversendelse for godkjenning  
April 2020**

-

**Fos §§ 7, 9, 11, 18, 20 og 22b**

## Forord

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

Det er Statnett som systemansvarlig som utarbeider retningslinjene. I dette dokumentet sender systemansvarlig retningslinjer for §§ 7, 9, 11, 18, 20 og 22b til Reguleringsmyndigheten for energi for godkjenning. I tillegg er de generelle innspillene til retningslinjene svart ut i dette dokumentet. Systemansvarlig legger også ved Vilkår for produksjonsglatting (vedlegg til retningslinjene for fos § 8b) i dette dokumentet fr godkjenning av RME.

Retningslinjer for fos §§ 12, 13, 14, 15, 16 og 17 vil sendes over senere.

Forslag til retningslinjer er hørt med bransjen i perioden 11.11.2019 – 7.2.2020. Det ble i tillegg avholdt et høringsmøte 7.1.2020. Bransjens innspill og systemansvarliges kommentarer til disse fremkommer i dokumentet.

Det er retningslinjene i kapittel 3 med tilhørende vedlegg referert til i kapittel 3.7 som sendes over til RME for godkjenning.

## Innhold

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 1     | Om høringen .....                                      | 5  |
| 2     | Merknader til forslaget om retningslinjer .....        | 6  |
| 2.1   | Generelle kommentarer .....                            | 6  |
| 2.2   | Kommentarer til retningslinjene fos § 7 .....          | 9  |
| 2.2.1 | Første ledd.....                                       | 9  |
| 2.2.2 | Annet ledd.....  | 11 |
| 2.2.3 | Tredje ledd.....                                       | 14 |
| 2.2.4 | Fjerde ledd.....                                       | 15 |
| 2.2.5 | Femte ledd.....  | 15 |
| 2.3   | Kommentarer til retningslinjene fos § 9 .....          | 15 |
| 2.3.1 | Generelle kommentarer til fos § 9 .....                | 15 |
| 2.3.2 | Første ledd.....                                       | 16 |
| 2.3.3 | Annet ledd.....  | 16 |
| 2.4   | Kommentarer til retningslinjene fos § 11 .....         | 17 |
| 2.4.1 | Første ledd.....                                       | 17 |
| 2.4.2 | Andre ledd .....                                       | 18 |
| 2.5   | Kommentarer til retningslinjene fos § 18 .....         | 18 |
| 2.5.1 | Første ledd.....                                       | 18 |
| 2.6   | Kommentarer til retningslinjene fos § 20 .....         | 19 |
| 2.6.1 | Generelle kommentarer til fos § 20 .....               | 19 |
| 2.6.2 | Annet ledd.....  | 20 |
| 2.7   | Kommentarer til retningslinjene fos § 22b .....        | 22 |
| 2.7.1 | Generelle kommentarer til fos § 22b .....              | 22 |
| 2.7.2 | Første ledd.....                                       | 23 |
| 2.7.3 | Annet ledd.....  | 23 |
| 2.7.4 | Tredje ledd.....                                       | 25 |
| 2.7.5 | Fjerde ledd.....                                       | 26 |
| 3     | Retningslinjer til fos §§ 7, 9, 11, 18, 20 og 22b..... | 26 |
| 3.1   | Fos § 7.....   | 26 |
| 3.1.1 | Forskriftstekst gjeldende fra 1.7.2020 .....           | 26 |
| 3.1.2 | Retningslinjer til fos § 7 .....                       | 26 |
| 3.2   | Fos § 9.....   | 30 |
| 3.2.1 | Forskriftstekst .....                                  | 30 |
| 3.2.2 | Retningslinjer til fos § 9 .....                       | 30 |
| 3.3   | Fos § 11.....  | 34 |
| 3.3.1 | Forskriftstekst gjeldende fra 1.7.2020 .....           | 34 |
| 3.3.2 | Retningslinjer til fos § 11 .....                      | 34 |

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 3.4   | Fos § 18.....  | 35 |
| 3.4.1 | Forskriftstekst .....  | 36 |
| 3.4.2 | Retningslinjer til fos § 18 .....  | 36 |
| 3.5   | Fos § 20.....  | 37 |
| 3.5.1 | Forskriftstekst .....  | 37 |
| 3.5.2 | Retningslinjer til fos § 20 .....  | 37 |
| 3.6   | Fos § 22b.....   | 39 |
| 3.6.1 | Forskriftstekst gjeldende fra 1.7.2020 .....                                   | 39 |
| 3.6.2 | Retningslinjer til fos § 22b .....   | 39 |
| 3.7   | Vedlegg til retningslinjene.....   | 41 |
| 3.7.1 | Vedlegg til retningslinjer for fos § 9 .....                                   | 41 |
| 3.7.2 | Vedlegg til retningslinjer for fos § 11 .....                                  | 41 |
| 3.7.3 | Vedlegg til retningslinjer for fos § 8b - vilkår for produksjonsglatting ..... | 41 |

## Versjonslogg

| Versjonsnr.           | Endret dato       | Gjeldende fra | Bestemmelser endret/tilføyd   |
|-----------------------|-------------------|---------------|---|
| 19-1 (19/011229-1-12) | <b>11.11.2019</b> |               | Høringsutkast for fos §§ 7, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20 og 22b  |
| 20-0 (19/01129-41-47) | <b>22.4.2020</b>  |               | Oversendelse til RME forslag til retningslinjer for fos §§ 7, 9, 11, 18, 20 og 22b, samt vedlegg til retningslinjer for fos § 8b – vilkår for produksjonsglatting |

## 1 Om høringen

Forslag til retningslinjer for fos § 7, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20 og 22b ble sendt på høring 11.11.2019 med høringsfrist 7.2.2020. Systemansvarlig mottok tilbakemelding fra følgende 24 instanser:

- Hymatek
- Troms Kraft Nett AS
- Lyse Produksjon AS
- Nordlandsnett AS
- Statkraft SF
- Agder Energi Nett AS
- SFE Nett AS
- Statnett
- Glitre Energi Nett AS
- Elvia AS
- Troms Kraft Nett AS
- Agder Energi Vannkraft AS
- Siemens
- REN
- Lofotkraft
- Energi Norge
- Lyse Elnett
- Hålogaland kraft, på vegne av alle i RKSU område 20 (Andøy Energi Nett AS, Nord kraft Nett AS, Nord-Salten Kraft AS, Trollfjord Nett AS, Vesterålskraft Nett AS, Lofotkraft AS, Hålogaland Kraft Nett AS)
- Tensio
- BKK Nett
- Distriktsenergi
- Skagerak nett
- Norsk Olje og Gass
- Hydro Energi

Høringsinnspillene er kommentert i kapittel 2, og systemansvarliges endelige forslag til retningslinjer for de aktuelle bestemmelsene ligger i kapittel 3. Vedlegg til retningslinjene er omtalt i kapittel 3.7. I dette dokumentet er store deler av innspillene gjengitt, de fullstendige høringsinnspillene er lagt ut på Statnetts hjemmesider.

Det er gjennomført flere endringer i retningslinjene etter innkomne innspill. Disse er kommentert i gjennomgangen, og markert i det endelige forslaget.

Systemansvarlig har i løpet av høringsrunden avholdt et høringsmøte. Møtet fant sted 7.1.2020 i Oslo, og det var 23 deltagere. Selskapene som var representerte var Glitre Energi Nett AS, Lyse Elnett AS, Skagerak Nett AS, Energi Norge, Hydro Energi AS, Hafslund Nett AS, Agder Energi Nett AS, Tensio TS AS, Eidsiva Vannkraft AS, Agder Energi Vannkraft AS, BKK Nett AS, KS bedrift, Lofotkraft AS, Olje og energidepartementet, Reguleringsmyndigheten for energi og en deltager fra NTNU. I møtet ble retningslinjeforslagene kort gjennomgått, med fokus på endringer og presiseringer i praktiseringen. Det ble gitt anledning til å komme med innspill, spørsmål og kommentarer til forslaget.

Systemansvarlig har i tillegg til høringsrunden med bransjen hatt dialog med RME i løpet av høringsprosessen, og har gjort endringer som følge av dette. De spesifikke endringene som følge av dialog med RME er kommentert for hver enkelt paragraf.

## 2 Merknader til forslaget om retningslinjer

### 2.1 Generelle kommentarer

Systemansvarlig mottok en rekke generelle kommentarer til høringsdokumentet. Nedenfor er de generelle kommentarene gruppert etter tema, da flere aktører har kommentert på samme temaer.

#### Høringsinstansenes innspill knyttet prosess

Agder Energi Nett kommenterer at det er positivt at det blir utarbeidet retningslinjer for paragrafer i fos, da dette gir større forutsigbarhet og økt forståelse for hvordan aktørene skal forholde seg til de enkelte paragrafer.

Elvia kommenterer at det er gjort et grundig arbeid fra Statnett sin side, men de mener retningslinjene kunne blitt mer balansert dersom konsesjonærene hadde vært mer delaktige i prosessen.

Statkraft SF kommenterer at det nå blir flere vedlegg til retningslinjene, og de forutsetter, selv om de ikke kan se at det er sagt eksplisitt, at endringer i disse vedleggene blir gjenstand for høring på samme måte som andre endringer i retningslinjene.

Agder Energi Nett viser til fos § 4 d) som sier at systemansvarlig skal i "størst mulig utstrekning gjøre bruk av virkemidler som er basert på markedsmessige prinsipper". Agder Energi Nett kommenterer at de mener det er viktig at dette prinsippet følges og videreutvikles på flest mulig områder, og at i framtiden vil nye markedsmuligheter (som fleksibilitetsmarkeder) gi nye muligheter for å benytte markedsmessige prinsipper.

#### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig viser til ordlyden i fos § 28a andre og tredje ledd, som pålegger høring med bransjen og godkjenning fra RME, også ved endring av retningslinjene. Da forskriften er klar på dette ser ikke systemansvarlig grunn til å nevne dette eksplisitt i retningslinjene.

Systemansvarlig er klar over at omfanget på dokumentene som har vært til høring er stort, og at aktørinvolveringen knyttet til retningslinjene kunne vært bedre. Store deler av retningslinjene er en utdyping av eksisterende praksis, og medfører således ikke endringer for konsesjonærene. Her har formålet vært å beskrive hvordan systemansvarlig utøver sitt ansvar og sine oppgaver i dag, for å øke transparens og tydelighet. Systemansvarlig har lagt ned mye arbeid over kort tid for å overholde de fristene RME har gitt systemansvarlig. Forslaget til endringer i forskriften og utvidelsen av § 28a ble fremlagt av NVE (nå RME) i april 2019, med høringsfrist i juni 2019. Endelig forskrift ble ikke fremlagt før i oktober/november (ref. Lovdata kunngjort 28.10, i kraft fra 1.11.2019). Fristen for gjeldende godkjente retningslinjer har vært 1.7.2020. Det korte tidsløpet har lagt sterke føringer for prosessen knyttet til utarbeidelse av retningslinjer og ikke gjort det mulig å involvere aktørene i ønsket grad.

Systemansvarlig vil kontinuerlig oppdatere og utvikle retningslinjene etter hvert som markedene utvikler seg. Eksempelvis benytter vi primært fleksibilitet som er budt inn i mFRR-markedet (spesialregulering) for å håndtere flaskehals i regional- og transmisjonsnett. Vi arbeider kontinuerlig for å utvikle og tilrettelegge markeder for nye aktører og for å kunne løse flere systemdriftsutfordringer (ref. FFR). Se for øvrig Statnetts tiltaksplan for systemdrifts- og markedsutvikling på våre hjemmesider<sup>1</sup>.

#### Høringsinstansenes innspill knyttet til kostnadsdrivende krav

Agder Energi Nett kommenterer at de ikke ønsker økte administrative og/eller økonomiske konsekvenser av endringene. Agder Energi Nett viser til at det flere steder i forskriften står at "Statnett

---

<sup>1</sup> <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/utvikling-av-kraftsystemet/systemdrifts-og-markedsutviklings/>

fastsetter innhold, format og frister for rapportering". Agder Energi Nett mener at retningslinjene derfor må beskrive hva som konkret ligger i dette, slik at det er klarere hvor omfattende rapporteringen vil bli. Agder Energi kommenterer at det er en forutsetning at økt rapportering skal begrunnes, forsvares samfunnsøkonomisk og at alle parter skal utveksle og ha tilgang til relevant informasjon.

BKK Nett kommenterer at de i utgangspunktet er positiv til at det utarbeides retningslinjer til fos, da dette vil kunne bidra til både økt transparens og en mer enhetlig forståelse og utøvelse av systemansvaret. BKK Nett kommenterer videre at forslag til nye retningslinjer og tilhørende forslag til ny nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet er omfattende dokumenter, og det kreves spesialkompetanse for å vurdere så vel praktiske som økonomiske konsekvenser av forslagene. BKK Nett kommenterer at det er en betydelig risiko for at høringspartene ikke har tilstrekkelig kapasitet til å sette seg inn i de faktiske og økonomiske implikasjonene av alle forslagene, særlig gjelder dette forslag til ny Nasjonal veileder for funksjonskrav 2020 (NVF).

Lyse Elnett mener det ikke er lagt til grunn tilstrekkelige kost- nyttevurderinger for de foreslåtte endringene. Lyse Elnett mener det spesielt gjelder overgang fra FIKS 2012 til NVF 2020. Lyse Elnett kommenterer at deres vurderinger tilsier at flere av de økte kravene til 132 kV anlegg vil være kostnadskrevende, uten at samfunnsøkonomiske kostnader med dette er hensyntatt. Konsekvensen kan bli mindre nettutbygging, ettersom planlagte anlegg med de nye kravene risikerer å ikke lenger være samfunnsøkonomiske å gjennomføre.

Agder Energi Nett kommenterer at de mener kostnadsnivået er en bekymring, og at dette må tas større hensyn til i retningslinjene og NVF.

Energi Norge kommenterer at NVF beskriver krav som vil være unødvendig kostnadsdrivende i kraftsystemet. Energi Norge mener dette særlig er fordi krav til nettanlegg i regional- og distribusjonsnett oppleves som for omfattende og tilpasset behov på transmisjonsnettnivå. Energi Norge kommenterer videre at kriterier for unntak og prosess for behovsprøving er uklart beskrevet og mener dette skaper uforutsigbarhet for konsesjonærene.

#### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig har i retningslinjene forsøkt å beskrive hva som legges i "fastsette innhold, format og frister", og å kommentere i høringsdokumentet der hvor det er gjort endringer i omfang for rapportering sammenlignet med dagens praktisering. Ved eventuelle fremtidige endringer i krav til innhold, format og frister vil systemansvarlig sende nytt forslag ut på høring i bransjen, som så senere skal godkjennes av RME.

Systemansvarlig vil lage en tekst om samfunnsmessig rasjonell utøvelse av systemansvaret som vil inkluderes som en generell del av retningslinjene. Denne legges ved senere oversendelse av retningslinjer.

Når det gjelder Nasjonal veileder for Funksjonskrav (NVF) har systemansvarlig gjennomført en omfattende møteserie i en egen referansegruppe med aktører over en lengre periode og anser at aktørinvolveringen har vært god. Bransjen generelt har vært flinke til å gi høringsinnspill til NVF slik at det er god grunn til å tro at de områder som BKK eventuelt ikke har hatt kapasitet til å kommentere, likevel er blitt spilt inn. Øvrige innspill knyttet direkte til NVF kommenteres sammen med oversendelse av retningslinjer for fos § 14, i et annet dokumentet.

#### Høringsinstansenes innspill knyttet til europeisk regelverk og forhold mellom nettselskaper og systemansvarlig

Elvia, Lyse Elnett og Agder Energi Nett har kommentert forholdet mellom nettselskaper og systemansvarlig. Det kommenteres at retningslinjene legger opp til for stor involvering fra systemansvarlig og at retningslinjene bør utformes slik at deler av det ansvaret som systemansvarlig

har delegeres til netteiere. Videre at systemansvarlig bør fokusere mer på et godt grensesnitt mellom systemansvarlig og konsesjonærer framfor å legge føringer for driften av regional- og distribusjonsnett. Det kommenteres at det oppfattes at retningslinjene generelt er utarbeidet med erfaring og fokus på transmisjonsnett, og i mindre grad hensyntar hvordan regionalnett driftes. Videre kommenteres det at forslaget til retningslinjer er fokusert på å beskrive Statnett sine oppgaver uten at pågående arbeid med avklaring av roller og ansvar mot andre relevante nettoperatører/aktører nevnes. Det kommenteres at ut fra at det overordnede formål med retningslinjene er at systemansvaret skal forvaltes åpent og samfunnsmessig rasjonelt, synes de det vil være naturlig å inkludere en beskrivelse av pågående arbeid for de mest aktuelle paragrafene. Videre kommenteres det at utgangspunktet bør være at netteier tar ansvar for systemdriften i eget nett, og at systemansvarlig blir involvert ved uenigheter mellom netteier og tilknyttede aktører.

Agder Energi Nett, Elvia, BKK Nett, Skagerak Nett, Lyse Elnett og Energi Norge har kommentert forholdet mellom retningslinjer og europeisk regelverk. Det stilles her spørsmål ved tidspunktet for utarbeidelse av retningslinjer i lys av kommende europeisk regelverk, og det etterspørres retningslinjer som tar hensyn til kommende europeisk regelverk. Det påpekes at manglende koordinering mot kommende regelverk tar bort noe av den økte oversikten og forutsigbarheten retningslinjene er ment å gi. Videre etterspørres en beskrivelse til hver bestemmelse der det vises til hvor i europeisk regelverk tilsvarende tema er regulert, og hvordan samsvar mellom fos og det europeisk regelverk er. Det kommenteres at det vil svekke forutberegneligheten for aktørene hvis det nå gjøres endringer i fos og retningslinjer som divergerer i forhold til nettkodene.

Det er videre kommentert at det er ulik begrepsbruk i europeisk regelverk og dagens regelverk. Det pekes på at det benyttes både tradisjonelle og europeiske begreper i retningslinjene, og at det innledningsvis bør være en tydelig definisjon av hva som legges i begrepene.

#### Systemansvarliges merknad

Retningslinjene klargjør systemansvarliges utøvelse av systemansvaret gitt rammene av dagens regulering. Systemansvaret omfatter hele det norske kraftsystemet, men er i flere tilfeller avgrenset til regional- og transmisjonsnettet. Dette er gitt av de enkelte bestemmelsene i forskriften og forarbeidene til lov og forskrift. Systemansvarliges hjemmelsgrunnlag og avgrensninger ift. hvilke krav som kan stilles er regulert av energiloven, energilovsforskriften og fos. Dette er regelverk underlagt OEDs myndighetsområde. Fos pålegger gjennom flere bestemmelser systemansvarlig å fatte vedtak og aktivt koordinere konsesjonærer. Det er innenfor dagens regulering ikke mulig å delegeres systemansvaret – ref. vedtak fra NVE datert 25.8.2 2014 (referanse 201307486-4), og ligger heller ikke innenfor systemansvarliges ansvarsområde. Selv om systemansvar ikke kan delegeres, deler systemansvarlig bransjens syn om at et godt samarbeid mellom systemansvarlig og øvrige aktører bidrar til en sikker og effekt drift. Statnett inviterer allerede til et bredt samarbeide med bransjen og det er opprettet mange ulike arenaer for dialog og samhandling.

Flere påpeker at det i utgangspunktet bør være netteier som tar ansvar for systemdriften i eget nett. Dette er etter vårt syn en sentral føring i energiloven, tilhørende forskrifter og vilkår gitt i konsesjoner. Systemansvaret og utøvelsen av dette ansvaret er en overordnet koordineringsfunksjon for å sikre momentan balanse, god forsyningsikkerhet og en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet. Dette ansvaret strekker seg således ut over driftsansvaret for de enkelte anlegg, men fratar ikke anleggseier ansvaret for egne anlegg. Videre beskriver fos med forarbeider ansvars- og rollefordelingen mellom systemansvarlig og øvrige aktører. Retningslinjene beskriver Statnetts utøvelse av systemansvaret.

Systemansvarlig har mottatt flere kommentarer som viser til fremtidig europeisk regelverk og rollefordeling TSO/DSO. Systemansvarlig viser til at NVE i sitt høringsdokument for endringer i

forskriften<sup>2</sup> (2017) skriver at formålet med endringen av fos var å legge til rette for fremtidige EØS-forpliktelser. Videre skrev NVE at mye av EØS-regelverket vil komme i form av forordninger som i sin helhet tas inn i norske forskrifter, og at det ikke er nødvendig å inkorporere dette regelverket i systemansvarsforskriften. Videre har NVE/RME også ved seneste forskriftsendring (høringsdokument - rapport 4/2019) konstatert at "... Innenfor begge disse områdene er det mye pågående arbeid, og verken ansvar og roller mellom TSO og DSO eller arbeidet med innlemming av europeisk regelverk i EØS-avtalen er per i dag endelig avklart. NVE foreslår derfor ingen endringer i forskriften som følge av disse temaene i denne høringen.". I oppsummeringsdokumentet, fra november 2019 (rapport 2/2019) skrev RME "Ettersom det er i dag i enkelte tilfeller er uklartheter om når systemansvarlig koordinerer i drift, mener NVE at det er viktig å innføre retningslinjer også på disse bestemmelsene nå. Samtidig mener vi at tydeliggjøring av dagens praktisering gjennom retningslinjene ikke vil være til hinder for, eller foregripe arbeidet med verken DSO/TSO eller implementering av europeisk regelverk. En tydeligere beskrivelse av dagens praktisering vil etter vårt syn uansett være nyttig, også som grunnlag for den videre diskusjon om en hensiktsmessig fremtidig informasjonsdeling og koordinering mellom aktørene i kraftsystemet og pågående arbeid med digitalisering." Retningslinjene til systemansvarlig reflekterer dette, og forholder seg derfor til dagens regelverk og dagens ansvarfordeling.

Angående flere av høringsinstansenes innspill knyttet til europeisk regelverk, er vi enige i at det kommende regelverket må tas inn i norsk rett på en helhetlig og konsistent måte. Dette er imidlertid et ansvar som tilhører myndighetene (OED) og er ikke en myndighet eller en rolle tillagt systemansvarlig. Systemansvarliges forpliktelser i denne sammenheng er knyttet til fos § 28a, som forplikter systemansvarlig til å utarbeide forslag til retningslinjer om hvordan systemsvaret skal utøves i forhold til gjeldende lovverk. Vi har ikke anledning til å foregripe implementeringen av annet regelverk ved å foreslå en utøvelse utover vårt hjemmelsgrunnlag. Det er OED som har ansvar for utvikling av fos og innføring av de europeiske forordningene. Det vil kunne være deler av retningslinjene som må tilpasses ved implementering av europeisk regelverk. Dette må avklares av OED og RME ved implementering av det europeiske regelverket i norsk rett, og er således ikke en oppgave for systemansvarlig i dette retningslinjearbeidet.

Flere aktører kommenterer at retningslinjer med vedlegg er omfattende dokumenter å gå gjennom, og stiller spørsmål ved tidspunktet for utarbeidelsen av dette. Systemansvarlig har forholdt seg til de rammer og frister som er gitt av RME, og viser til myndighetene for svar på spørsmål angående dette.

Når det gjelder begrepsbruk har systemansvarlig benyttet dagens begrepsbruk fra forskriften. Et unntak fra dette er i NVF, hvor begrepene TSO og DSO har blitt brukt i NVF under kapittel 9.2 - Informasjon om EU-regelverk. Systemansvarlig erfarer at det i høringsinnspillene fra bransjen er brukt mange ulike begreper som ikke er i tråd med dagens begrepsbruk fra forskriften. Systemansvarlig benytter konsekvent dagens begreper slik de fremgår av lov og forskrift i våre svar.

## 2.2 Kommentarer til retningslinjene fos § 7

Nedenfor følger innspill fra høringsrunden og systemansvarliges merknad til innspillene.

### 2.2.1 Første ledd

#### Høringsinstansenes innspill

Tensio kommenterer at de jobber med flere prosjekter som vurderer lastgrenser etter sensordata, og at dette gjelder både lastgrenser for kabler og luftlinjer hvor sensorer anvendes. Tensio skriver at dette vil kunne medføre både store mengder data og mer komplisert nettdrift enn enkel fastsetting av lastgrenser, og at de i fremtiden vil kunne ha ønske om justering av lastgrenser løpende etter sensordata.

---

<sup>2</sup> Forslag til endringer i forskrift om systemsvaret i kraftsystemet, høringsdokument juni 2017

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig er positiv til økt utnyttelse av overføringsgrenser gjennom bruk av sensormålinger. Systemansvarlig vil søke å tilpasse retningslinjer for fos § 7 overføringsgrenser og systemer etter hvert som dette konkretiseres, men det gjøres ikke endringer i retningslinjene på nåværende stadium.

Høringsinstansenes innspill

Agder Energi Nett kommenterer at de mener den viktigste endringen i § 7 er at vedtaksmyndigheten er tatt bort og overført til fos § 14. Agder Energi Nett viser til andre avsnitt under pkt. 3.1.2.1. (side 13) omtales hvordan Statnett vil vurdere overføringsgrensene som er rapportert. Agder Energi Nett kommenterer at ved bygging av overføringsanlegg i regionalnett velges som regel standardiserte tverrsnitt, da det anses som samfunnsøkonomisk optimalt å standardisere slike løsninger og ikke ha for mange tverrsnitt av hensyn til beredskapsmaterieell, innkjøpsavtaler og standarder for bygging. Agder Energi Nett mener derfor at det ikke bør være en individuell vurdering av behovet for overføringskapasitet for hver linje, men et valg mellom etablerte standarder. Agder Energi Nett kommenterer at de er kritiske til at kravet til dokumentasjon blir for detaljert og arbeidskrevende ved forskjell i overføringskapasitet mellom en linje og endepunktskomponent, og mener derfor at en enkel begrunnelse bør være tilstrekkelig i slike tilfeller.

Agder Energi Vannkraft kommenterer at i de foreslåtte retningslinjene er det spesielt fokus på at såkalte endepunktskomponenter dimensjoneres riktig og ikke blir begrensende overføringskomponenter. Agder Energi Vannkraft viser til at det er forskjeller i dimensjonering av nett på ulike spenningsnivåer, og mener at i transmisjonsnettet og høyt belastet masket regionalnett tilrettelagt for N-1 drift, kan dette være relevant dersom termisk grenselast er dimensjonerende. Men for lange radielle ledninger til grigrendt plasserte produksjonsenheter og uttak til distribusjonsnettet, kommenterer Ader Energi Vannkraft at erfaring fra teknisk/økonomisk analyser at det typisk er økonomisk ledningstverrsnitt/anleggsløsning som er dimensjonerende. Agder Energi Vannkraft kommenterer at effektoverføringskapasiteten på selve 132 kV-ledningen ofte kan være betydelig større enn effektoverføringsbehovet til produksjonsenheten eller uttaksenheten som er tilknyttet 132 kV-ledningen. Valg av strømtransformatorer tilpasset krav til riktig målerklasse og målenøyaktighet for opptredende overføringseffekter kan her tilsi bruk av strømtransformatorer med mindre strømføringsgrense enn strømføringsgrensen til tilknyttet kraftledning. For produksjonsenheter er det konsesjonsgitt maks vannføring med tilhørende produksjonseffekt som bestemmer maksimal effekt ut fra kraftverket og det synes samfunnsrasjonelt at denne effekten legges til grunn for dimensjonering av overføringskomponentene i kraftverket, inkludert endepunktskomponenter, ikke overføringskapasiteten til en radiell tilknyttet produksjonsledning. Agder Energi Vannkraft mener at det må være tilstrekkelig at konsesjonær i fos § 14 søknad oppgir begrunnelse for valg av begrensende endepunktskomponent, samt at disse verdiene innrapporteres i Fosweb. Forutsatt at systemansvarlig har godkjent systemløsning i fos § 14 søknad, og at anleggsdata i Fosweb rapportering er i samsvar med omsøkt løsning, synes det som veldig byråkratisk og lite samfunnsrasjonelt at konsesjonær på nytt må oppgi begrunnelse for alle begrensninger, inkludert må oppgi: ".. om det eksisterer en plan for utskifting av innen to år eller om kostnadene ved utskifting er så store at det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjøre endringer", ref. foreslått retningslinje punkt 3.1.2.1. Agder Energi Vannkraft foreslår at teksten i andre avsnitt under overskriften "Innrapportering av maksimale overføringsgrenser i Fosweb og rapportering til NVE", endres slik at det automatisk kun opprettes en fos § 7-sak for begrensende endepunktskomponenter når det fremgår at innrapporterte overføringsgrenser i Fosweb er lavere enn det som fos § 14-vedtaket tilsier.

Systemansvarliges merknad

Ved endringen av forskriften, som angitt av RME, skal ikke systemansvarlig lenger fatte vedtak om maksimale overføringsgrenser. Systemansvarlig skal likevel rapportere til RME, og skal følge opp begrensninger. Systemansvarlig er avhengig av konsesjonærs kunnskap for å kunne gjøre en god vurdering, være seg last- eller produksjonsnivå. Oppfølging av maksimale overføringsgrenser har frem

til nå blitt gjort ifm. rapportering av anleggsdata i Fosweb. Her har konsesjonærer måttet angi maksimale overføringsgrenser for strømførende komponenter, og i de tilfellene hvor det er begrensninger måttet gi en begrunnelse for begrensningen. Dette gjøres for å avdekke om begrensningen er å anse som en reell begrensning eller ikke. Hvis det maksimale forbruket bak en radial ikke overstiger endepunktskomponentenes maksimale overføringsgrense anser ikke systemansvarlig at endepunktskomponentene *reelt* begrenser ledningen. En endepunktskomponent med lavere grense enn ledningen begrenser heller ikke *reelt*, dersom total produksjonskapasitet på en produktionsradial ikke overstiger endepunktens maksimale overføringsgrense. Som Agder Energi Vannkraft viser til er det en del tilfeller hvor man har begrensende endepunktskomponenter uten at dette er å anse som en reell begrensning, som f.eks. ved at man har standardiserte tverrsnitt. Vi viser også til at RME ber om at det gjøres en samfunnsmessig rasjonell vurdering om det bør gjøres tiltak for å utbedre reelt begrensende endepunktskomponenter i R-KSU.

Systemansvarlig har foreslått å flytte dagens vurderinger, som konsesjonær gjør ved innrapportering av anleggsdata, til fos § 14-søknaden og evalueringene som foretas i denne forbindelse. Dette er i tråd med RMEs uttalelser. Systemansvarlig hadde foreslått at i en periode frem til systemansvarlig har etablert en løsning for fos § 14-søknader i Fosweb vil det kunne være behov for å informere om begrensninger både i en fos § 14-søknad og ved innrapportering av kraftsystemdata iht. enf § 6-1. Dette var foreslått kun for de tilfellene hvor det er begrensende endepunktskomponenter.

Systemansvarlig ønsker ikke å øke krav til dokumentasjon, og vil fjerne dette fra retningslinjene for fos § 7 første ledd. Det innebærer at det ikke må rapporteres to ganger i denne overgangsperioden, inntil en løsning for fos § 14-søknader i Fosweb er på plass. Rapportering gjøres da, fra 1.7.2020, kun i fos § 14-søknaden.

## 2.2.2 Annet ledd

Systemansvarlig har lagt inn et avsnitt basert på tilbakemelding fra RME, som beskriver noe mer omkring tilgjengeliggjøring av driftsmessige overføringsgrenser. Systemansvarlig har i tillegg lagt til en setning for å presisere at konsesjonær må informere systemansvarlig ved behov for bruk av systemansvarliges virkemidler, ref. retningslinjer for fos § 5 første ledd.

### Høringsinstansenes innspill

Agder Energi Nett viser til forslag til retningslinjer til annet og tredje ledd, og kommenterer at det savnes en mer balansert beskrivelse og praktisering mellom systemansvarlig og nettselskap. Agder Energi Nett kommenterer at de mener den praktiske beste løsningen vil være et samarbeid. Agder Energi Nett kommenterer at selv om forskriften legger opp til at systemansvarlig har det overordnede ansvaret, så har konsesjonær for regionalnettuansett ansvaret for egne anlegg. Agder Energi Nett mener at retningslinjene i mye større grad bør balanseres, og at den bør omtale et samarbeid der konsesjonær i regionalnett har en mye sterkere rolle i å bestemme og utøve oppfølgingen av overføringsgrenser.

Elvia og Glitre Energi Nett har kommentert inngåelse av avtaler dersom en konsesjonær ønsker å opprettholde et koblingsbilde som medfører overskridelser av maksimale overføringsgrenser. Elvia og Glitre Energi Nett stiller spørsmål om hvem som kjenner regionalnettet best, og de mener det er konsesjonær som bør bestemme overføringsgrenser. Elvia og Glitre Energi Nett kommenterer at de mener det er positivt at systemansvarlig ikke skal fatte vedtak, men mener at teksten i retningslinjene (kap. 3.1.2.1 i høringsdokumentet) strider mot dette, da konsesjonæren sitter med bevisbyrden. Elvia og Glitre Energi Nett mener teksten bør endres, og Glitre Energi Nett mener en enkel begrunnelse burde være tilstrekkelig.

Lyse Elnett kommenterer at det er positivt at systemansvarlig foreslår å inngå avtaler med konsesjonær, i de tilfeller der konsesjonær ønsker å opprettholde koblingsbilder som kan medføre overskridelser av

maksimalt overføringsgrenser. Lyse Elnett mener det er viktig å påpeke at det er anleggseier som sitter med risikoen her relatert til avbrudd og bør dermed være den som bestemmer overføringsgrenser.

#### Systemansvarliges merknad

Anleggskonsesjonær har ansvaret for eierskap, bygging og drift av konkrete konsesjonsgitte anlegg. I tillegg har energiloven åpnet for en rolle som koordinerende DSO, i § 3-7, som myndighetene så langt ikke har tatt i bruk. Systemansvarlig har ikke hjemmel til å fylle energilovforskriftens § 3-7 med innhold. Dette initiativet må derfor rettes direkte til OED, som forvalter av energilovforskriften. Vi er enig i Agder Energi Netts påpekning om at regionalnettseier har ansvar for egne anlegg og at systemansvarlig har det overordnede koordineringsansvaret.

Praksis i dag er at konsesjonær melder inn sine maksimale overføringsgrenser og systemansvarlig forholder seg til disse. Gitt tilfeller hvor konsesjonær aksepterer risikoen med utfall som medfører flyt over de angitte maksimale overføringsgrenser, lages det en skriftlig avtale om dette mellom konsesjonær og systemansvarlig. Med tanke på oppfølging av overføringsgrenser forholder systemansvarlig seg til forskriftens bestemmelser.

#### Høringsinstansenes innspill

Agder Energi Vannkraft og Agder Energi Nett har kommentert figur 3.1 som systemansvarlig inkluderte i bakgrunn og begrunnelse til retningslinjene for fos § 7 annet ledd, og da spesielt hvordan produksjon fremstilles i figuren. Agder Energi Vannkraft har kommentert at figuren kan oppfattes som om N-1 prinsippet også gjelder for produksjon, og at en utveksling mot tilstøtende nett på venstre side i figuren ville vært mer i samsvar med innhold i teksten. Agder Energi Nett har kommentert at det antas at det er ment å illustrere overføringen fra venstre mot høyre dvs. til forbrukspunktet. De mener at da måproduksjonspunktet til venstre illustrere et innmatingspunkt fra et større nett, og at figuren kan misforstås dithen at det også skal være N-1 for produksjon, derfor bør dette klargjøres i forklaringen til figuren.

Lyse Elnett, Elvia, Glitre Energi Nett og Agder Energi Nett viser til at systemansvarlig har skrevet at fastsettelse av driftsmessige overføringsgrenser i hovedsak baseres på N-1 prinsippet. Konsesjonærene kommenterer at dette ikke nødvendigvis gjelder i regionalnett, og mener systemansvarlig viser manglende forståelse for regionalnett. Det påpekes av Elvia og Glitre Energi Nett at antall punkter som ikke driftes etter dette prinsipp blir rapportert i KSU, og at det bør fremkomme av teksten at dette gjelder transmisjonsnett. Agder Energi Nett kommenterer at det i regionalnett ikke nødvendigvis er samfunnsøkonomisk lønnsomt å etablere N-1 til samtlige leveringspunkter for forbruk. Ved en radiell forsyning i regionalnettet kan det i noen tilfeller anses tilstrekkelig og samfunnsøkonomisk rasjonelt å ha radiell forsyning kombinert med reserve etter omkobling i underliggende nett (22 kV). Det kommenteres at dette bør fremgå tydeligere av beskrivelsen og i den praktiske oppfølgingen av forskriftsparagrafen.

#### Systemansvarliges merknad

Figur 3.1 var ment som en illustrasjon, og var tatt med for å forklare begrepet snitt. Figuren er ikke en del av selve retningslinjene og systemansvarlig er enig i at den ikke er fullt ut dekkende for å beskrive alle snitt som kan oppstå i overføringsnettet.

Nettselskaper er selvsagt selv best kjent med hvordan eget nett drives, men systemansvarlig erfarer at flere regionalnett drives "masket" med transmisjonsnettet. Dette er å regne som en N-1 drift. Et utfall i transmisjonsnettet vil ved slik drift kunne gi vesentlig flytomlagring til det parallelle regionalnettet. Selv små omlagringsprosent vil kunne gi betydelig overlast i regionalnettet. Dette er forhold som systemansvarlig må ta hensyn til ved fastsettelse av de driftsmessige overføringsgrensene. For å unngå å fastsette svært lave driftsmessige overføringsgrenser med hensyn til begrensninger i regionalnettet vil det tidvis være nødvendig å dele det parallellførte regionalnettet for å unngå overlast etter utfall. Dette

er et eksempel på tilfeller der det vil kunne bli aktuelt å etablere avtaler om overskridelse av maksimal overføringsgrense etter utfall.

Driftsmessige overføringsgrenser kan også være en radial og vi tydeliggjør dette i oppdatert forslag til retningslinjer.

Systemansvarlig har i dag mangelfulle systemer for formidling av informasjon om hvilke driftsmessige overføringsgrenser som er fastsatt av systemansvarlig og som systemansvarlig overvåker. Det jobbes med systemer for å forbedre dette. De viktigste driftsmessige overføringsgrensene ved intakt nett er fremstilt i grunnlagsrapporten til kraftsystemutredning for transmisjonsnett. Dersom det oppstår flaskehalsar som ikke omfattes av de driftsmessige overføringsgrenser, som fastsatt av systemansvarlig og som må håndteres med systemansvarliges virkemidler, forventes det at netteier gjør systemansvarlig kjent med disse.

#### Høringsinstansenes innspill

Agder Energi Nett viser til studien systemansvarlig omtaler og kommenterer at det er ikke omtalt om og hvordan konsesjonærer er involvert i studien. Agder Energi Nett mener dette kan tyde på at Statnett legger opp til mer sentralisering av oppgavene istedenfor en regionalisering som bør være formålet. Agder Energi Nett kommenterer videre at utvikling av rutiner og retningslinjer i regionalnett i større grad bør tilnærme seg det europeiske regelverket og støtte utviklingen med DSOer som ivaretar oppgaver og vurderinger som er relevant for eget nett og område. Agder Energi Nett mener dette vil gi en bedre samfunnsøkonomisk utnyttelse av ressursene fordi netteier eller koordinerende nettselskap i et regionalt område er nærmere problemstillingene og vil ivareta oppgavene bedre enn Statnett. Det er ikke rasjonelt at Statnett legger opp til å bruke mer ressurser på regionale problemstillinger og bør ha hovedfokus i transmisjonsnett og utforme retningslinjer som i mye større grad overlater til DSOer å gjøre vurderinger og utføre konkrete driftsoppgaver.

#### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig har satt i gang et systematisk arbeid for å få avklart behov for opprettelser av avtaler om ev. overskridelser av maksimale overføringsgrenser. For å gjøre dette vil det gjennomføres regionale nettanalyser. Systemansvarlig har startet med områder med kjente utfordringer. Generell framgangsmåte i studien er at vi starter med å gjennomgå RKSU. Vi følger også med på utfallsanalysen i systemansvarligs driftssentralsystem for å se om utfall (ned til 110 kV) kan gi overlast. Dersom utfallsanalysen viser fare for overlast har systemansvarlig dialog med netteier funnet ut om vi skal dele eller om vi skal inngå avtale om å drifte masket med risiko for overlast på komponenter. Vi er enda ikke kommet til Agders område og Agder Energi Nett er derfor ikke så langt blitt kontaktet. Systemansvarlig har etablert en mal for avtalen. Systemansvarlig har tydeliggjort avsnitt om inngåelse av avtaler i retningslinjene.

Det er iht. forskriften systemansvarlig som har ansvaret for å fastsette de driftsmessige overføringsgrensene i regional- og transmisjonsnett. Når det gjelder innspill til DSO-rollen vises til våre generelle merknader i kap. 2.1.

#### Høringsinstansenes innspill

Tensio kommenterer at de har enkelte snitt i regionalnett som har blitt driftet utover praksisen med N-1, og at dette skyldes den historiske oppbygningen av regionalnettet som senere har blitt tilknyttet transmisjonsnett. Tensio mener at i overgang til nye koblingsbilder er det viktig at det foretas grundige analyser og kartlegging av mulige koblingsbilder, evt. bruk av vernløsninger, som gir lavest mulig KILE-eksponering i samarbeid med netteier. Tensio kommenterer at maksimale overføringsgrenser i masket nett innenfor kortvarig termisk grenselast også bør kunne settes basert på tiltak som utkobling av belastning eller seksjonering i nettet for å redusere belastningen på overbelastede komponenter til maksimal kontinuerlig termisk grenselast.

Tensio ønsker innsyn i lastflyt i relevante snitt i transmisjonsnettet for å kunne gjøre bedre vurderinger av konsekvenser av transitt til regionalnettet ved driftsavbrudd i transmisjonsnettet.

#### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig er enig med Tensio i at omlegging av koblingsbilder for å håndtere lastomlagring etter utfall først kan gjennomføres etter grundige analyser. Samtidig ønsker vi å understreke at systemansvarlig ikke kan påta seg ansvaret for havarier på komponenter som overbelastes etter feil dersom nett driftes masket før feil. Dersom anleggskonsesjonær ønsker å opprettholde masket drift eller av annen grunn aksepterer at anleggsdelenes maksimale overføringsgrenser i enkelte driftssituasjoner vil kunne bli overskredet, skal det inngås avtale mellom konsesjonær og systemansvarlig om dette. Dersom slik avtale inngås kan systemansvarlig fastsette og drifte nettet i henhold til driftsmessige overføringsgrenser som kan medføre slik overskridelse. Dersom overskridelse av anleggsdelenes maksimale overføringsgrenser fører til en kostnad eller et økonomisk tap for konsesjonæren ved en slik avtale, skal dette dekkes av konsesjonæren.

De driftsmessige overføringsgrensene overvåkes i dag med høyde for tiltak som nettsplitt og belastning/eller produksjonsfrakobling.

Systemansvarlig vil på forespørsel oversende tilgjengelig historisk flyt på snittene til konsesjonærer.

### 2.2.3 Tredje ledd

Systemansvarlig har på eget initiativ gjort noen endringer i forslaget til retningslinjer for fos § 7 tredje ledd. Endringene er gjort for å tydeliggjøre hvordan systemansvarlig håndterer hhv. planfasen og driftsfasen knyttet til overholdelse av driftsmessige overføringsgrenser. Videre har teksten om virkemidler blitt noe oppdatert, etter tilbakemelding fra RME, for å tydeliggjøre nærmere rekkefølge/prioritering for de ulike virkemidlene systemansvarlig benytter.

#### Høringsinstansenes innspill

Tensio kommenterer at de er positive til at systemansvarlig ser på systemvern som et rasjonelt og driftsmessig treffsikkert virkemiddel og ser gjerne at det blir enklere å få implementert dette i regionalnettet. Tensio kommenterer at de opplever at det er vanskelig å få tatt systemvern i bruk p.t

#### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig gjennomgår alle mottatte ønsker om systemvern og gjøre en vurdering ift. nytte og kostnad ved tiltaket og hvorvidt det er driftsmessig forsvarlig å etablere systemvernene. Alle nettselskaper som har gode forslag til nye systemvern bør ta kontakt med systemansvarlig for å få en vurdering av disse. Antall systemvernfunksjoner i regional- og transmisjonsnettet er økende og vi undersøker nå mulighetene for å automatisere flere av dagens manuelle rutiner tilknyttet drift av systemvernene. Dette gjøres blant annet for å kunne håndtere flere systemvernløsninger uten å økt risiko.

#### Høringsinstansenes innspill

BKK Nett kommenterer at det i tredje ledd vises til at systemansvarliges praksis rundt overholdelse av overføringsgrenser på transformatorer mellom regional-/transmisjonsnett og distribusjonsnett er beskrevet i retningslinjen til fos § 5 første ledd. I gjeldende retningslinje § 5 første ledd heter det at systemansvarlig håndterer flaskehalsen på transformatorer mellom distribusjonsnett og regionalnett/transmisjonsnett forutsatt at det finnes tilgjengelige regulerkraftbud i distribusjonsnett som kan avlaste flaskehalsen, og systemansvarlig er varslet om flaskehalsen på forhånd. BKK Nett viser til at det er områdekonsesjonær som forestår drift av distribusjonsnettet, og i praksis har derfor ikke systemansvarlig tilstrekkelig informasjon og kunnskap om dette nettet til å kunne utøve gjeldende retningslinje. Som oftest er det derfor netteier som håndterer lokale flaskehalsen ved bruk av bilaterale

avtaler og Fol. Dersom bud i RK-markedet skal benyttes for å løse flaskehals i distribusjonsnettet forutsetter det at netteier har kunnskap om at det foreligger bud i RK, slik at systemansvarlig kan varsles og ta disse budene i bruk. Dersom det ikke foreligger bud i RK må flaskehalsen løses lokalt ved bruk av virkemidler som den lokale netteier har tilgang til. BKK Nett mener at det bør være netteier som har ansvaret for å sette og overholde driftsmessige overføringsgrenser på/ i egne anlegg. BKK Nett mener videre at netteier bør få innsyn i budene i RK, da dette vil kunne være nyttig for å sikre at den mest kostnadseffektive løsningen på flaskehals tas i bruk.

#### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig plikter å håndtere flaskehals i regional- og transmisjonsnett jf. fos § 5, håndtering av dette er beskrevet i retningslinjene til fos § 5 som nylig er oppdatert og oversendt RME for godkjenning. Når det gjelder innspill til DSO-rollen vises til våre generelle merknader i kap. 2.1.

Systemansvarlig har i dag mangelfulle systemer for formidling av informasjon om hvilke driftsmessige overføringsgrenser som er fastsatt av systemansvarlig og som systemansvarlig overvåker. Det jobbes med systemer for å forbedre dette. De viktigste driftsmessige overføringsgrenser ved intakt nett er fremstilt i grunnlagsrapporten til kraftsystemutredning for transmisjonsnettet. For flaskehals som må håndteres med systemansvarliges virkemidler forventes det at netteier gjør systemansvarlig kjent med disse. Systemansvarlig har gjort noen oppdateringer i retningslinjene for å tydeliggjøre håndtering av driftsmessige overføringsgrenser. Det er også foreslått oppdateringer i retningslinjene til fos § 5 første ledd.

#### 2.2.4 Fjerde ledd

##### Høringsinstansenes innspill

Agder Energi Nett kommenterer at det er positivt at det legges opp til effektive rutiner og systemer for rapportering av data. De kommenterer at videreutvikling av Fosweb og automatisk overføring (Autofos) vil føre til mer effektive rutiner for innhenting av data både hos systemansvarlig og konsesjonærer.

#### 2.2.5 Femte ledd

Ingen innspill.

### **2.3 Kommentarer til retningslinjene fos § 9**

Systemansvarlig mottok ingen innspill til vilkårene som ligger som vedleggene til retningslinjer for fos § 9. Systemansvarlig har på eget initiativ gjort noen mindre rettelser i vilkårene til regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) i etterkant av høringen. Endringene omfatter retting av skrivefeil og oppdatering av linker/henvisninger.

Nedenfor følger innspill fra høringsrunden og systemansvarliges merknad til innspillene.

#### 2.3.1 Generelle kommentarer til fos § 9

##### Høringsinstansenes innspill

Glitre Energi Nett AS kommenterer at regulerkraftmarkedet utvider sin horisont og legger til rette for at forbruksfleksibilitet skal kunne anvendes i dette markedet. DSO må sjekke ut at opp- og nedregulering av produksjon og forbruk kan gjennomføres ubegrenset i alle deler av nettet, uten at det risikerer at det medfører driftsforstyrrelser ved aktivering.

### Systemansvarliges merknad

Regulerkraftmarkedet benyttes til å håndtere flaskehalsen i regional- og transmisjonsnettet, og markedet er åpent for frivillig deltagelse fra aktører med produksjon eller forbruk. Større industri er allerede i dag aktive i regulerkraftmarkedet. Systemansvarlig er ansvarlig for å overvåke driftsmessige overføringsgrenser som kan påvirkes ved aktivering av alle reguleringsbud - både forbruks- og produksjonsbud. Dette for å unngå at driftsmessige overføringsgrenser overskrides som følge av markedsdeltagelsen. Dette er bakgrunnen for at systemansvarlig har behov for kraftsystemdata, planer og sanntidsdata for store deler av dagens regionalnett. For å legge til rette for fremtidig markedsdeltagelse fra aktører i dagens distribusjonsnett vil det bli viktig å jobbe sammen med nettselskapene om hvordan overvåking og aktiverings-sjekk skal gjennomføres.

### 2.3.2 Første ledd

#### Høringsinstansenes innspill

Statkraft kommenterer avsnittet under «Fastsettelse av funksjonskrav» som begynner med følgende setning: «Ved pålegg om å bidra med regulerstyrke for å sikre reserver i normal drift (samlet nett) skal leveransen ha dynamisk respons iht. vilkårene for FCR-markedet, såfremt produksjonsenheten er prekvalifisert for dette.» Statkraft kommenterer at et slikt pålegg for produksjonsenheter som er prekvalifisert iht. nye nordiske FCR-krav og har frekvensreguleringsegenskaper iht. NVF/RfG vil undergrave nytt FCR-marked. Statkraft mener at de produksjonsenhetene som er prekvalifisert for ny FCR har vært gjennom en omfattende prekvalifisering, og at det vil skape stor usikkerhet om disse produksjonsenhetene kan få pålegg om å levere FCR til strengere vilkår enn andre produksjonsenheter, og uten å få kompensert for den ekstra funksjonaliteten. Statkraft mener at produksjonsanlegg som tilfredsstillende NVF/RfG har FSM funksjon som skal brukes om FCR-markedene ikke strekker til, og foreslår derfor at setningen endres ved å stryke siste del: «Ved pålegg om å bidra med regulerstyrke for å sikre reserver i normal drift skal leveransen ha dynamisk respons iht. FSM eller vilkårene for FCR-marked såfremt produksjonsenheten prekvalifisert for dette.»

### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig tar innspillet til etterretning og oppdaterer retningslinjene iht. foreslåtte forbedringer. Iht. høringsinnspill til Nasjonal Veileder for funksjonskrav (NVF), vedlegg til retningslinjer for fos § 14, vil ikke begrepet FSM (Frequency Sensitivity Mode) benyttes i funksjonskravene, og de endelig foreslåtte retningslinjene er derfor tilpasset noe, sammenlignet med forslaget gitt av høringsinnspillet. Se dokument for høringsinnspill og svar for NVF for detaljer vedr. avviklet bruk av begrepet 'FSM'.

### 2.3.3 Annet ledd

#### Høringsinstansenes innspill

Energi Norge, Statkraft og Agder Energi Vannkraft har kommentert annet avsnitt i forslag til retningslinjer, der systemansvarlig har skrevet "... benytter også systemkritiske vedtak der dette er hensiktsmessig." Konesjonærene kommenterer at ordlyden 'hensiktsmessig' ikke er en riktig og presis beskrivelse, og foreslår at dette erstattes med "... benytter også systemkritiske vedtak når det ikke er mulig å dekke behovet gjennom innkjøp i markedene".

### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig forstår at bruk av ordet hensiktsmessig gir en upresis beskrivelse av praksis, og oppdaterer derfor retningslinjene i tråd med høringsinnspillene.

#### Høringsinstansenes innspill

Energi Norge og Agder Energi Vannkraft viser til at det i retningslinjene står "Reservekravet nasjonalt for mFRR i retning opp anskaffes normalt gjennom kjøp i kapasitetsmarkedet for mFRR, regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM)." De kommenterer at de gjerne ser at at Statnett i større grad

etterlever det, men oppfatter ikke at dette beskriver dagens praksis da det kun er en mindre del av reservekravet som sikres på forhånd. I store deler av året foretar jo Statnett ingen innkjøp i RKOM-markedet, og informerer aktørene om dette.

#### Systemansvarliges merknad

Det er riktig som Energi Norge og Agder Energi Vannkraft kommenterer. Forslaget til retningslinjer beskriver ikke korrekt systemansvarliges metode for å sikre tilstrekkelige mFRR i retning opp. For å dekke reservekravet foretar først systemansvarlig en analyse av forventet mengde frivillig innsendte bud til RKM, og deretter kjøper inn det overstigende reservekravvolumet i RKOM. Retningslinjene vil oppdateres for å samsvare med faktisk praktisering.

## **2.4 Kommentarer til retningslinjene for § 11**

Systemansvarlig mottok ingen innspill til vilkårene til markedene, som er lagt som vedlegg til retningslinjene til for § 11. Systemansvarlig har på eget initiativ gjort noen mindre rettelser i vilkårene til regulerkraftmarkedet i etterkant av høringen. Endringene omfatter retting av skrivefeil og oppdatering av linker/henvisninger.

Nedenfor følger innspill fra høringsrunden og systemansvarliges merknad til innspillene.

### 2.4.1 Første ledd

Systemansvarlig har gjort to oppdateringer i retningslinjene til § 11 første ledd etter dialog med RME. Den ene er at vi har oppdatert setningen "Effekt fra både produksjon og utkobling av forbruk kan tilbys i regulerkraftmarkedet" til "Effekt fra både produksjon og forbruk kan tilbys i regulerkraftmarkedet". Oppdateringen er gjort for å tydeliggjøre at ev. oppregulering fra forbruk ikke er ekskludert fra deltagelse. Videre har systemansvarlig lagt til to nytt avsnitt i retningslinjer til første ledd for å tydeliggjøre hva som gjelder vedrørende endring av avtalt reguleringsvolum og tidspunkt for reguleringer. Videre har systemansvarlig erstattet " Dersom godkjente bud ikke er tilgjengelig for regulering når systemansvarlig ber om aktivering, rapporteres dette til Reguleringsmyndigheten for energi som mulig brudd på lydighetsplikten, jfr. for § 26 med mindre åpenbare tekniske forhold som nylig har oppstått gjør aktivering umulig." Med " Systemansvarlig forutsetter at godkjente bud er tilgjengelig for regulering når systemansvarlig ber om aktivering. Eneste unntak vil være dersom åpenbare tekniske forhold, som nylig har oppstått, gjør aktivering umulig. Gjentatte brudd på dette kravet vil følges opp av systemansvarlig."

#### Høringsinstansenes innspill

Lyse Produksjon, Statkraft, Agder Energi Vannkraft og Energi Norge kommenterer at alle negative priser på nedreguleringsbud alltid skal begrunnes skriftlig til systemansvarlig. I kommentarene fremgår det at rapporteringen anses som blant annet byråkratisk og uhensiktsmessig. Lyse Produksjon kommenterer at det kan være flere tilfeller hvor negative nedreguleringsbud kan forekomme, blant annet flomsituasjoner, hensyn til start/stopp-kostnader eller prissetting av tapt inntekt i form av elsertifikater eller lignende. Statkraft kommenterer at budprisene for regulerkraft settes med utgangspunkt i tekniske kostnader, markedsmessige kostnader etc., og at det ikke er prinsipiell forskjell på et bud til – 5 NOK og et bud til + 5 NOK; det er ikke noe spesielt som inntreffer - bortsett fra økte kostnader - hvis budet synker under 0. Statkraft kommenterer videre at de heller ikke kan se at det er behov for dette kravet siden systemansvarlig iht. i retningslinjene vil be om en begrunnelse ved mistanke om at prissetting gitt til markedet ikke er samfunnsøkonomisk rasjonelt. Agder Energi Vannkraft og Energi Norge kommenterer at da spotprisen i fremtiden kan tenkes å ligge rundt eller under null i en del timer, bør det legges inn et tilleggskriterie før det er nødvendig med skriftlig begrunnelse. Det bør være et unntak for eksempel for timer med negative spotpriser og for RK bud som kun har et lite tillegg i forhold til aktuell spotpris.

#### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig er enig i høringsinnspillene om at det generelle kravet til at negative priser skal begrunnes skriftlig både kan legge opp til unødvendig byråkrati, og at det ikke prinsipielt er noe særegent ved negative regulerkraftpriser. Systemansvarlig vil derfor fjerne dette kravet, og endre de interne rutiner for markedsovervåking i RKM slik at disse nå istedenfor omfatter det at systemansvarlig vil kontakte aktuelle konsesjonærer i de tilfeller det vurderes som rimelig å få begrunnet prissettingen.

## 2.4.2 Andre ledd

### Høringsinstansenes innspill

Agder Energi Vannkraft, Energi Norge og Hydro har kommentert at systemansvarlig skriver i retningslinjene at systemansvarlig ikke kan suspendere utenlandske bud. Agder Energi og Energi Norge kommenterer at de erkjenner at det kan være nødvendig å presisere dette, men henstiller til at det bør kompletteres med at Statnett også skal arbeide for en harmonisering av regelverket som de øvrige TSO-er benytter. De stiller også spørsmål om hvordan dette tenkes dette løst når europeiske løsninger kommer i drift. Hydro kommenterer at de mener nevnte bestemmelse i systemansvarsforskriften er viktig blant annet av hensyn til konkurransemessige forhold, og at den således i utgangspunktet bør gjelde for alle aktører i de markeder vi har felles med andre land. Hydro kommenterer at systemansvarlig bør vurdere å tilstrebe implementering av tilsvarende bestemmelser i relevante systemdriftsavtaler eller andre avtaler som inngås med andre lands TSOer, og at systemansvarlig bør anmode RME om å ta opp dette tema med de øvrige relevante energiregulatorene.

### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig har, som eneste TSO i det nordiske regulerkraftmarkedet, mulighet til å suspendere bud og benytte anmeldt volum til gjeldende pris i døgnmarkedet, gitt av fos § 11 annet ledd. Systemansvarlig oppfatter at innspillene rundt dette er knyttet til forskriftsteksten og de fullmaktene systemansvarlig er gitt og ikke til retningslinjene. Innspillene bør derfor rettes til OED og RME, som er ansvarlig for forskriften, og også naturlig kan løfte dette inn i diskusjoner med de andre nordiske regulatorene. Det kan nevnes at systemansvarlig tidligere har forsøkt å harmonisere praktiseringen av dette mellom TSOene i Norden, uten at dette har ført frem.

## 2.5 Kommentarer til retningslinjene fos § 18

Systemansvarlig har gjort en endring i første avsnitt i retningslinjene til fos § 18 etter dialog med RME. Den første setningen i retningslinjen er fjernet, da denne kunne misforstås som en feilsitert gjengivelse av forskriftens ordlyd. I tillegg er ordlyden i andre setning justert litt. Systemansvarlig mener denne endringen av innhold ikke medfører noen konsekvenser for innholdet for øvrig.

Systemansvarlig har på eget initiativ lagt til noen flere typer målinger og meldinger i listen over mulige målinger og meldinger i retningslinjene. Listen som lå ved i høringsdokumentet er beskrevet som 'ikke uttømmende'. Systemansvarlig ønsker likevel å legge til noen flere verdier nå for å øke transparens rundt hvilke målinger og meldinger som kan bli etterspurt.

Nedenfor følger innspill fra høringsrunden og systemansvarliges merknad til innspillene.

### 2.5.1 Første ledd

#### Høringsinstansenes innspill

Energi Norge kommenterer at de støtter overgangen til ICCP og eventuelle overgangsordninger som bidrar til å unngå unødvendig økte kostnader på kort sikt.

Skagerak Nett kommenterer at informasjon gitt under Bakgrunn og begrunnelse om overgang til bruk av ICCP-protokoll burde inkluderes i selve retningslinjene. Videre kommenterer de at av hensyn til

stabilitet og forutsigbarhet, burde ikke kommunikasjonsprotokollen endres oftere enn det anledningene for revisjon av retningslinjene.

#### Systemansvarliges merknad

Protokoller, standarder og andre type dokumenter som ikke er underlagt RMEs godkjenning er bevisst ikke inkludert i selve retningslinjene. Systemansvarlig ønsker likevel å imøtekomme ønsket om å ha med mer omkring ICCP-protokoll, og vi vil derfor lage en separat tekst til nettsidene hvor dette er utdypet.

Beslutningen om å standardisere på protokollen ICCP (IEC 60870-6/TASE.2) ble tatt allerede i 2012, men det er først nå i 2020 at alle kommunikasjonsforbindelser migreres over til ny protokoll og Elcom fases ut. ICCP er en anerkjent internasjonal standard som det finnes bred kompetanse på. ICCP tilfredsstillter dagens krav til sikkerhet og vil gi en mer stabil kommunikasjon enn forgjengeren Elcom.

Skifte av kommunikasjonsprotokoll kan innebære en omfattende og kostbar investering for konsesjonærene. Statnett har derfor varslet dette byttet på et tidlig tidspunkt og på den måten tilrettelagt for at konsesjonærene kan ta investeringen som en del av oppgradering eller utskifting av SCADA systemet.

ICCP vil være standard protokoll for utveksling av målinger og meldinger og det er ingenting som tilsier at dette vil endres i overskuelig fremtid. Det er ikke gitt begrensinger for hvor ofte retningslinjene kan oppdateres, og en revurdering kan bli aktuelt dersom protokollen ikke lenger kan tilfredsstillte krav til sikkerhet og stabilitet, eller om protokollen ikke lenger er støttet som bransjestandard for EMS systemer.

## **2.6 Kommentarer til retningslinjene fos § 20**

I endelig forslag til retningslinjer har systemansvarlig gjort noen mindre endringer på eget initiativ. I avsnitt om innsending av reléplaner har vi tydeliggjort forhold rundt hvilke anlegg det skal sendes inn reléplaner for og hvordan disse planene skal sendes inn. Endringene er markert med farger i kapittel 3.11.

Nedenfor følger innspill fra høringsrunden og systemansvarliges merknad til innspillene.

### 2.6.1 Generelle kommentarer til fos § 20

#### Høringsinstansenes innspill

Glitre Energi Nett kommenterer at de oppfatter at det er en endring at systemansvarlig åpner for å pålegge konsesjonærer å fremskynde reinvesteringer i vernløsninger. Glitre Energi Nett mener KILE-ordning er et godt insitament for konsesjonærene til å fremskynde reinvesteringer dersom vernløsningene ikke er tilfredsstillende. Glitre Energi Nett viser til ulike avsnitt i retningslinjene som angir at systemansvarlig kan fatte vedtak for eksisterende anlegg dersom konsesjonæren ikke har tilfredsstillende vernløsninger. Det vises i innspillet til avsnitt om at systemansvarlig kan fatte vedtak iht. fos § 20 for eksisterende anlegg dersom det oppdages at konsesjonæren ikke har tilfredsstillende vernløsninger. Det vises også til avsnitt om at systemansvarlig vil kunne komme med forslag til forbedringer og fatte vedtak om dette iht fos § 20 for eldre anlegg som ble bygget før FIKS 2012 eller NVF ble gjeldene, hvor det anses at vernsystemene er utformet på en slik måte at det ikke er mulig å oppfylle kravene uten å måtte foreta dyre investeringer. Glitre Energi Nett kommenterer at de er bekymret for at systemansvarlig kan fatte vedtak som ikke er basert på kost/nytte og samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

#### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig har alltid hatt denne muligheten, det ligger i forskriftsteksten. Teksten gir ikke systemansvarlig ytterligere instruksjonsrett ovenfor konsesjonær enn det som ligger i forskriftsteksten.

Systemansvarlig har, gjennom retningslinjene, fått i oppgave å beskrive hvilke tilfeller der det kan bli aktuelt å fatte vedtak iht. fos § 20, og hva som legges til grunn i vurderingene systemansvarlig gjør. Teksten i retningslinjene er svar på dette. Normalt har systemansvarlig og den enkelte konsesjonær kommet til enighet om vernløsning i de enkelte tilfeller uten at det har blitt behov for å fatte vedtak. Vi viser til Glitre Energi Netts kommentar knyttet til kost-nytte vurderinger. Systemansvarlig foretar vurderinger i de enkelte tilfeller og vedtak som fattes. I den grad konsesjonær er uenig i systemansvarliges vedtak, kan dette påklages til RME.

## 2.6.2 Annet ledd

### Høringsinstansenes innspill

Lyse Elnett kommenterer at det er positivt at konsesjonær selv er ansvarlig for utarbeidelse av releplaner for vern konsesjonær eier.

### Systemansvarliges merknad

Fos § 20 annet ledd angir at konsesjonær selv er ansvarlig for tilfredsstillende vern i egne anlegg, samtidig angir første ledd at systemansvarlig kan fastsette type, plassering og innstilling av vern- og gjeninnkoblingsutstyr. Gjennom retningslinjene har systemansvarlig tydeliggjort i hvilke tilfelle systemansvarlig vil fatte § 20-vedtak og hva som legges til grunn.

### Høringsinstansenes innspill

Agder Energi Nett kommenterer at retningslinjene beskriver at konsesjonær skal sende inn releplaner for alle produksjonsanlegg (aggregater) i stasjonen, og for alle nettanlegg i stasjoner tilknyttet transmisjonsnett (verninnstillinger for avganger og ev. samleskinnevern). Her må det tydeliggjøres hva som menes. Agder Energi Nett spør i sitt innspill om systemansvarlig skal ha alle planer i en stasjon knyttet til transmisjonsnett også alle 132/110 kV planer som ev. er en del av stasjonen.

### Systemansvarliges merknad

Det er mange ulike eiergrensesnitt i ulike stasjoner, og det blir ikke hensiktsmessig å utarbeide definisjoner av hva som skal sendes inn for de ulike anleggene. For å få dette håndterbart legger systemansvarlig til grunn i retningslinjene at det sendes inn reléplaner for alle avganger i stasjoner tilknyttet transmisjonsnett. Dvs. reléplaner for alle avganger i den aktuelle stasjonen med unntak av reléplaner for hjelpeforsyning. Det vil si at det skal sendes inn reléplaner for samleskinnevern, ledningsavganger, transformatoravganger, produksjonsanlegg, kondensatorbatterier, reaktorer m.m.

### Høringsinstansenes innspill

Agder Energi Vannkraft kommenterer at endringene i § 20 i praksis innebærer at godkjenning av relevernfunksjoner vil bli håndtert av fos § 14 prosessen, og at dette fremgår klart i mal for fos § 14 søknad for Nettanlegg, Forbruksanlegg og Produksjonsanlegg. Agder Energi Vannkraft mener det er her betydelig større krav til dokumentasjon av vernfunksjoner. Videre kommenterer Agder Energi Vannkraft at fos § 20 sikrer dog fortsatt at systemansvarlig har mulighet til å treffe egne vernvedtak ved behov. Agder Energi Vannkraft mener at nevnte endring vil kunne innebære en styrking av planleggingen av vernløsningene, men løsningen vil trolig innebære at fos § 14 prosessen blir betydelig mer krevende for konsesjonær som trolig må leie inn bistand fra en relevernkonsulent som grunnlag til fos § 14 søknaden og senere til utførelse av endelig releplan når det senere er endelig avklart hvilken anleggsleverandør som konsesjoner går for ved ut bygging av produksjonsenheter.

### Systemansvarliges merknad

For at systemansvarlig skal ha forutsetning for å vurdere vernløsning trengs en bedre beskrivelse av vernløsningen, slik det legges opp til i de nye malene til fos § 14, fremfor det som har vært praksis frem til nå. Med den informasjonen som har vært oversendt systemansvarlig frem til nå har systemansvarlig i mange tilfeller ikke hatt forutsetning for å vurdere vernløsning, og vi må da etterspørre denne

informasjonen i løpet av saksbehandlingen, noe som forsinker hele behandlingsprosessen. Med de nye foreslåtte malene spares systemansvarlig og konsesjonær for mye unødig korrespondanse, og konsesjonær sparer tid ved å sende inn en mer komplett beskrivelse av vernsystemet. Systemansvarlig vil presisere at vi eksempelvis ikke forventer komplette reléplaner, eller oversikt over hvilke produkter som skal benyttes. Derimot ønskes det i fos § 14 prosessen en beskrivelse av vernfilosofi, samt å sikre at konsesjonær har kontroll på reservedekning ved svikt av primære systemer etc. Systemansvarlig mener dette vil gjøre behandlingsprosessen raskere enn det den er i dag.

Det skrives i innspillet at konsesjonær i en del tilfeller vil måtte engasjere konsulent tidligere i prosjektene. En del av fos § 14 prosessen er å sikre at det omsøkte anlegget gir tilfredsstillende god funksjonalitet i kraftsystemet. Vernsystemet utgjør en vesentlig del av denne funksjonaliteten og konsesjonær bør ha oversikt over dette ved innsendelse av søknad iht. fos § 14. Systemansvarlig understreker at det ikke kreves endelig reléplan, men en beskrivelse av vernsystemet og hvorvidt det etterlever kravene angitt i NVF eller ikke. Systemansvarlig erfarer at mange konsesjonærer har vernløsning på plass ved innsendelse av fos § 14 søknad. I enkelte tilfeller, hvor søknad sendes inn før vernløsning er konkretisert, kan det gis godkjenning med forbehold om at dokumentasjon ettersendes.

#### Høringsinstansenes innspill

Agder Energi Vannkraft henstiller til at systemansvarlig praktiserer fos § 14 prosessen slik at nødvendige overordnede relevernfunksjoner avklares tidlig i fos § 14 prosess og vedtak, og at det er rom for mindre vesentlige justeringer i endelig releplan som meldes inn i Fosweb.

#### Systemansvarliges merknad

Det vil være rom for mindre justeringer i endelig reléplan, systemansvarlig er godt kjent med at man under prosjektering og idriftsettelse vil måtte justere på løsning. Det viktigste er at krav til frakoblingstider er ivare tatt.

#### Høringsinstansenes innspill

Energi Norge kommenterer at de mener at det kan fremgå tydeligere av retningslinjene hvilken konsesjonær som skal bære kostnadene dersom en konsesjonær A må gjøre endringer på vern eller relé utløst av et behov i nettet til konsesjonær B.

Skagerak Nett kommenterer at ansvar og kostnadsfordeling av endringer i vernsystem mellom konsesjonærer ikke kommer klart frem fra retningslinjene eller NVF. Skagerak Nett mener det spesielt gjelder ved endringer hos en konsesjonær som medfører vernsystemendringer hos en annen konsesjonær, for eksempel:

- Tilfeller der hele eller deler av vernsystem for enhet A er plassert hos en annen konsesjonær i enhet B. Endringer i enhet A vil da kreve endringer av vernsystem på enhet B hos annen konsesjonær
- Vernsystemer som er bygget etter gamle retningslinjer/krav skal skiftes ut men det er ikke mulig (eller svært kostbart) å tilfredsstillende NVF kravene grunnet utformingen til en annen konsesjonærs enhet

Skagerak Nett kommenterer videre at slik det går frem av utkastet til retningslinjer er det alltid eier av anlegg/vernsystem som er ansvarlig for at sitt anlegg er i henhold til NVF krav og skal bære kostnadene for dette uavhengig av hvem som utløser endringene. Skagerak Nett mener her at det bør åpnes for en kompensasjon/kostnadsdekning mellom konsesjonærene ut ifra utløsende årsak, spesielt der kostandene blir betydelige.

#### Systemansvarliges merknad

Fos § 20 annet ledd angir at "Konsesjonær er ansvarlig for tilfredsstillende vern i egne anlegg, herunder iverksetting av reléplaner". Verken fos § 20 eller fos § 14 sier noe om hvem som skal dekke kostnadene for "tilfredsstillende vern". Prinsippet er at kostnader for endring i vernsystem skal dekkes av den enkelte konsesjonær. Vi vil videre vise til energilovforskriften § 3-5 bokstav a) nr. 4, hvor det slås fast at det er konsesjonæren som skal sørge for at "det gjennomføres vedlikehold og modernisering av anlegget (...)".

Det vises også til brev fra OED, saksnr. 03/183 datert 25. april 2008 og saksnr. 09/01386-1 datert 11. februar 2010 som støtter opp under denne praktiseringen. Her presiseres det fra OED: "OED finner at dagens lovverk ikke åpner for at den aktøren som utfører primæroppgraderingen kan pålegges å dekke andre aktørers ekstrakostnader. Det betyr at eiere av tilknyttede anlegg selv må dekke de ekstrakostnadene som følger av nødvendige sekundæroppgradering." Vi mener at dette prinsippet også må gjelde for kostnader som følger av fos § 20.

Dette er etter vår oppfatning likevel ikke til hinder for at konsesjonærene seg imellom kan avtale en kostnadsfordeling om det skulle være ønskelig.

## 2.7 Kommentarer til retningslinjene fos § 22b

Systemansvarlig har gjort en endring i retningslinjene etter dialog med RME. Det er i retningslinjene til første ledd tydeliggjort hvordan manuell rapportering skal foregå.

Nedenfor følger innspill fra høringsrunden og systemansvarliges merknad til innspillene.

### 2.7.1 Generelle kommentarer til fos § 22b

#### Høringsinstansenes innspill

Lyse Elnett kommenterer at de mener formålet med paragrafen er grei, men at dette ikke bør ligge under systemansvaret. Lyse Elnett kommenterer at de mener at mange av målepunktene det rapporteres spenningskvalitet på tilhører det lokale distribusjonsnettet med spenning < 33kV. Lyse Elnett kommenterer at de mener disse ikke er underlagt bestemmelsene i fos, og at de da ikke har noe i disse retningslinjene å gjøre.

Glitre Energi Nett kommenterer at i utgangspunktet er forskriftsendringen positiv, men at dette er av stor betydning for konsesjonærer som ikke i dag er tilknyttet transmisjonsnettet. Glitre Energi Nett kommenterer at slik de leser det skal alle konsesjonærer rapportere data via Fosweb og på sikt inn i NASDAT, og at det vil si at systemansvarsforskriften og retningslinjene slik den nå er utformet strekker seg ned i distribusjonsnettet. Glitre Energi Nett kommenterer at mange av målepunktene som i dag er aktive er på 22 kV i henhold til FOL, og at de mener dette da ikke er i tråd med den innledende teksten hvor retningslinjene kun skal gjelde for nett > 33kV. Glitre Energi Nett ber derfor RME å vurdere dette da det etter deres mening gir systemansvarlig utvidete rettigheter. Glitre Energi Nett kommenterer at systemansvarlig ber om flere målinger på sikt enn det som er i dag, og anbefaler at teksten vurderes på nytt for å skape god forståelse i bransjen.

#### Systemansvarliges merknad

Forskriften angir for hver bestemmelse virkeområdet for bestemmelsen. Forskriftens virkeområde er ikke overordnet avgrenset til regional- og transmisjonsnett. OEDs forarbeider til energiloven (Ot.prp. nr. 56 (2000-2001)) slår fast at systemansvaret gjelder for hele kraftsystemet. Det fremgår videre i de samme forarbeidene at utøvelsen av systemansvaret i hovedsak vil være knyttet til regional- og sentralnettet (nå transmisjonsnettet), men er ikke avgrenset til dette. Ett eksempel på bestemmelse hvor systemansvaret ikke er avgrenset til regional- og transmisjonsnettet er fos § 22, som angir at systemansvarlig har som oppgave å generere og tilgjengeliggjøre FASIT data/statistikk med driftsforstyrrelser og avbrudd for spenningsnivå helt fra 0,23 kV til 420 kV. I fos § 22b angis det at konsesjonær skal rapportere til systemansvarlig spenningskvalitetsmålinger iht. § 2A-2. I fol § 2A-2 angis det at bestemmelsen gjelder spenningskvalitet i høyspenningsanlegg. Dette setter rammene for innrapporteringen i fos § 22b.

Praktisk sett er det også hensiktsmessig for både statistikk og feilanalysearbeid at måledata fra alle nettnivåene ligger i de samme databaser og aksesseres i de samme systemer og programvarer.

## 2.7.2 Første ledd

### Høringsinstansenes innspill

Energi Norge kommenterer at de er positive til forskriftsendringen og en modernisering av NASDAT med automatisk rapportering som bidrar til effektivisering hos alle parter. Energi Norge kommenterer at når Statnett gis myndighet til å endre format, innhold, metode for rapportering mener Energi Norge at betydelige endringer som kan være kostnadsdrivende og/eller tidsdrivende for konsesjonærer og/eller Statnett må vurderes, dokumenteres og forsvares ut fra samfunnsøkonomisk rasjonalitet for å holde kostnadene på et så lavt nivå som mulig.

Elvia kommenterer at retningslinjene til § 22b bør beskrive hvordan systemansvarlig skal vurdere samfunnsøkonomisk kostnad og nytte ved ytterligere krav til rapportering. Elvia kommenterer at de er positive til en modernisering av databasen og automatisk rapportering, som bidrar til effektivisering hos alle parter. Elvia kommenterer videre at innrapportering av spenningskvalitet har pågått noen år, og at dette ville vært riktig anledning til å vurdere samfunnsøkonomisk kostnad og nytte, og videre vurdere om innrapportering skal fortsette eller avvikes. Elvia kommenterer at når systemansvarlig gis myndighet til å endre format, innhold, metode for rapportering mener de at betydelige endringer som kan være kostnadsdrivende og/eller tidsdrivende for konsesjonærer og/eller systemansvarlig må vurderes, dokumenteres og forsvares ut fra et samfunnsøkonomisk ståsted for å holde kostnadene på et så lavt nivå som mulig.

### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig er enig i innspillene om at endringer i format, innhold og metode skal vurderes med fokus på samfunnsmessig rasjonalitet. Fos § 28a legger føringer for retningslinjene. Eventuelle fremtidige endringer vil bli grundig vurdert og dokumentert, og vil bli sendt på høring i bransjen og skal fremlegges RME for godkjenning. Betydelige endringer, som kan medføre betydelige kostnader, vurderes per i dag som lite sannsynlig.

Ang. overgang til automatisk rapportering anser systemansvarlig at dette vil medføre begrensede konsekvenser for aktørene, og vil være en begrenset engangskostnad for å få satt opp utstyret. Kostnaden er lite avhengig av antall måleinstrumenter.

Å få satt opp automatiske målinger vil innebære en engangs arbeidsinnsats, og vil deretter føre til besparelser i arbeidsinnsats da konsesjonærene ikke behøver å gjøre den årlige manuelle rapporteringen. En del konsesjonærer vil sannsynligvis velge standardisert (ferdig konfigurert) og grundig testet VPN hardware som medfører en lav innkjøpskostnad.

## 2.7.3 Annet ledd

### Høringsinstansenes innspill

Agder Energi Nett kommenterer at det å overføre spenningskvalitetsmålinger til NASDAT administrert av Statnett gir nettselskapene økt nytte av dataene. De kommenterer at de mener det er positivt at de også får tilgang til data fra Statnett og tilgrensede nettselskaps målepunkt. Agder Energi Nett kommenterer at hvis alle har kontinuerlig automatisk overføring til NASDAT er dataene også tilgjengelig raskt etter hendelser man vil analysere. Agder Energi Nett kommenterer videre at for dem vil manuell rapportering på PQDIF format være aktuelt ut året 2021. En frist er satt til 1.1.2022 for at alle instrumentene skal rapportere automatisk, og Agder Energi Nett kommenterer at de tolker beskrivelsen dithen at man kan fortsette å bruke Encore nodene også etter 1.1.22 med automatisk dataoverføring. Agder Energi Nett ber om at systemansvarlig presiserer det, dersom dette ikke stemmer.

### Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig noterer seg tilbakemeldingen om at Agder Energi Nett ser fordeler ved NASDAT og automatisk overføring av målinger. Når det gjelder automatisk rapportering fra Dranetz Encore instrumenter er dette mulig.

#### Høringsinstansenes innspill

Skagerak Nett kommenterer at de stiller seg positive til etableringen av ny NASDAT med automatiserte rapporteringer, som vil gi alle aktørene bedre oversikt og tilgang til spenningskvalitetsdata. Skagerak Nett kommenterer at de mener det kan være noe krevende å levere med data for individuelle overharmoniske spenninger og ev. ytterligere parametere (frekvens, ubalanse, transiente overspenninger) i alle tilfeller, der det er begrensninger i båndbredde med kommunikasjonen til instrumentene. Måling av disse nye parameterne er heller ikke hjemlet i fol § 2A-2. Skagerak Nett kommenterer at de ønsker at kravet til disse nye parameterne endres fra «skal» til «kan», slik at ev. tekniske begrensninger med etablerte instrumenter ikke medfører et indirekte krav til reinvestering eller oppgradering.

#### Systemansvarliges merknad

Skagerak Nett kommenterer at nye parametre ikke er hjemlet eksplisitt i fol § 2A-2. Systemansvarlig mener at fol ikke legger noen begrensninger for hvilke parametre som kan kreves inn gjennom hjemmelen i fos § 22b, da denne viser både til parametrene i fol § 2A-2 og at systemansvarlig kan fastsette ytterligere parametre. Fos § 22b første ledd angir "Konsesjonær skal rapportere til systemansvarlig spenningskvalitetsmålinger utført i henhold til forskrift 30. november 2004 nr. 1557 om leveringskvalitet i kraftsystemet § 2A-2 første, tredje, fjerde og femte ledd. Systemansvarlig kan fastsette ytterligere parametere som skal rapporteres." På bakgrunn av dette har systemansvarlig foreslått å legge til individuelle harmoniske ifm. overgang til automatisk nedlasting. For flertallet av instrumenter i Norge vil dette ikke medføre kostnader eller merarbeid. For en instrumenttype må man logge på instrumentene og krysse av for at individuelle harmoniske skal lagres/overføres. Dersom nye parametere skal innføres etter dette vil det gjøres en vurdering av konsekvensene og gjennomføres høring med bransjen.

Alt fra fiberlinjer helt ned til gamle ADSL linjer og 4G mobile bredbåndslinjer har vesentlig mer kapasitet enn det som trengs for å hente inn alle fol parametere samt individuelle overharmoniske opp til og med 25.harmoniske. Det kan være utfordringer med gamle analoge modemforbindelser (40 år gammel teknologi) dersom dette fortsatt er i bruk noen få steder. Dersom et eller noen få målepunkt har svært ugunstig plassering mht. tilgang til kommunikasjonsløsninger kan en søke om unntak fra automatisk overføring av måledata fra dette/disse punktene. Dette tas inn i retningslinjene.

#### Høringsinstansenes innspill

Lofotkraft kommenter at det på høringsmøtet hos Statnett 6.1.2020 ble formidlet at man tar sikte på spenningskvalitetsregistreringer i alle stasjoner i regionalnettet. Lofotkraft kommenterer at dette også delvis kan tolkes ut fra «8.3.PMU-er og spenningsmålere» i NVF. Lofotkraft viser til at NVE legger til grunn at de nye retningslinjene ikke skal innebære noen økt rapporteringsbyrde for nettselskapene. Lofotkraft kommenterer at det p.t. er enkelte utvalgte stasjoner det blir utført registreringer i, og overføring av data skjer manuelt, og at en overgang til automatisk, kontinuerlig registrering vil medføre tilknytning til internett, samband, samt kostnader for drift og vedlikehold av dette. Lofotkraft mener at en økning av antall målepunkter vil føre til ekstra kostnader ved installasjon, drift og vedlikehold av disse, og for systemansvarlig vil et økt omfang av mottatte registreringer gi kostnader i forbindelse med lagring av data og vedlikehold av disse systemene. Lofotkraft stiller spørsmålstegn ved nytteverdien av det økte omfanget av registreringer. Lofotkraft spør i sitt høringsinnspill om hvor mye av dette som vil bli benyttet av systemansvarlig, om det trengs nye ressurser for å utnytte disse dataene, og hvor mye av dette vil bli benyttet av de øvrige konsesjonærene i normal drift. Lofotkraft mener at man ikke må utvide kravene til omfanget av registreringer i forhold til hva som registreres i dag, uten at det gjennomføres en samfunnsøkonomisk kost/nytteanalyse som vurderer kostnadene både på planlagt system og eventuelle fremtidige økte krav opp mot nytteverdien som disse registreringene gir.

Systemansvarliges merknad

Lofotkraft kommenterer at det tas sikte på å ha spenningskvalitetsregistreringer i alle stasjoner i regionalnettet. Dette er ikke tilfellet. Det er ikke, og vil ikke, bli krav om spenningskvalitetsmålinger (PQ målinger) i alle stasjoner i regionalnett. Det er heller ikke lagt noen føringer eller krav på økning av antall målinger på andre nettnivå.

Lofotkraft kommenterer at økning av antall målepunkter vil føre til ekstra kostnader. Systemansvarlig presiserer at det er ikke krav om økning av antall målepunkt. Men innen en overgangsperiode skal det gjennomføres en overgang fra manuell overføring av data til automatisk overføring av data. Manuell rapportering vil tillates i en overgangsperiode frem til og med 01.02.2022. Data fra og med 01.01.2022 skal rapporteres inn automatisk. Dersom et eller noen få målepunkt har svært ugunstig plassering mht. tilgang til kommunikasjonsløsninger kan en søke om unntak fra automatisk overføring av måledata fra dette/disse punktene.

Videre stilles det spørsmålsteget ved økte kostnader for systemansvarlig ifm. lagring av data og vedlikehold av systemer. Systemansvarlig mener at økningen i datamengde er liten til moderat sammenlignet med de store datamengdene som systemansvarlig allerede samler inn og lagrer i dag fra transmisjonsnettet og deler av regional- og distribusjonsnettet og kostnadsøkningen vil bli beskjedent.

Videre vil systemansvarlig presisere at det er meningen at måledataene skal brukes mer av konsesjonærer enn av systemansvarlig.

#### 2.7.4 Tredje ledd

Høringsinstansenes innspill

Skagerak Nett kommenterer at de mener det er noe uklart hvorfor deling av spenningskvalitetsinformasjon mellom konsesjonærene skal begrenses til tilgrensende konsesjonærer. Skagerak Nett kommenterer at dersom det ikke er hjemlet i person-, selskaps- eller kraftsensitive lovverk, virker argumentet med «ingen behov for innsyn» som en lite hensiktsmessig grunn til å bruke ressurser på å utvikle unødvendig sensur i NASDAT. Videre kommenterer Skagerak Nett at det forutsettes at de som får tilgang til Fosweb og NASDAT er ansvarlige konsesjonærer, som har ingen interesse til å bruke tid på ikke-relevant data selv om det skulle være tilgjengelig.

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig viser til RMEs rammer fra høringsdokumentet for forskriftsendringen, rapport 4/2019, der RME (da NVE) anga følgende om tilgang til den nasjonale spenningskvalitetsdatabasen: "Sammenstillingen av spenningskvalitetsmålinger i en nasjonal database bør håndteres som kraftsensitiv informasjon. NVE og systemansvarlig skal ha full tilgang til den nasjonale spenningskvalitetsdatabasen. Nettselskap og større nettkunder vil få tilgang til de deler av databasen de har tjenstlig behov for i forbindelse med drift, analyse og planlegging. NVE legger til grunn at dette som minimum omfatter relevante spenningskvalitetsmålinger i overliggende, underliggende og tilgrensende nett." Dette ble også gjentatt i oppsummeringsdokumentet, rapport 2/2019, der RME skriver "I den foreslåtte § 22b tredje ledd står det at systemansvarlig skal sørge for systemer og rutiner som sikrer en effektiv tilgang til og bruk av spenningskvalitetsdataene. Systemansvarlig kan i retningslinjene fastsette nærmere kriterier for slik tilgang. NVE la i høringsforslaget til grunn at NVE og systemansvarlig skal ha tilgang til den fulle databasen. Videre at nettselskap og større kunder skal ha tilgang til de deler av databasen de har tjenstlig behov for, og at dette som minimum omfatter relevante spenningskvalitetsmålinger i overliggende, underliggende og tilgrensende nett."

Systemansvarlig vil etterkomme anbefalingene fra RME og legger til grunn at tilganger som et minimum vil omfatte overliggende, underliggende og tilgrensende nett. Etter tilbakemeldinger fra flere konsesjonærer vil systemansvarlig utvide dette innenfor rammene av gjeldende lover og forskrifter.

Dette blant annet fordi driftsforstyrrelser (kortslutninger/spenningsdipp) i en konsesjonærs nett kan forplante seg lengre i nettet enn kun til konsesjonær med tilgrensende nett. RME og Systemansvarlig har i felles møte blitt enige om at personell hos konsesjonær som anses å ha tjenstlig behov for tilgang til NASDAT gjennom pålogging i Fosweb kan få tilgang til alle måledata. Systemansvarlig vil tydeliggjøre retningslinjene på dette området.

### 2.7.5 Fjerde ledd

Ingen innspill til fjerde ledd.

## 3 Retningslinjer til fos §§ 7, 9, 11, 18, 20 og 22b

### 3.1 Fos § 7

#### 3.1.1 Forskriftstekst gjeldende fra 1.7.2020

*Konsesjonær i regional- og transmisjonsnettet skal utarbeide og skriftlig rapportere til systemansvarlig oversikt over egne anleggsdelers maksimale overføringsgrenser. Dersom systemansvarlig mener innrapporterte maksimale overføringsgrenser er satt for lave, skal systemansvarlig skriftlig rapportere dette til Reguleringsmyndigheten for energi. Systemansvarlig fastsetter innhold, format og frister for rapporteringen etter denne paragrafen.*

*Systemansvarlig kan fastsette driftsmessige overføringsgrenser i regional- og transmisjonsnettet. De driftsmessige overføringsgrensene skal ikke medføre overskridelse av anleggsdelenes maksimale overføringsgrenser uten etter avtale med konsesjonæren.*

*Systemansvarlig har ansvar for at overføringsgrenser fastsatt i medhold av annet ledd blir overholdt.*

*Systemansvarlig skal sørge for systemer og rutiner som sikrer en effektiv rapportering i henhold til første ledd.*

*Systemansvarlig skal skriftlig rapportere til Reguleringsmyndigheten for energi, dersom konsesjonærer ikke oppfyller sin plikt i henhold til første ledd første punktum.*

#### 3.1.2 Retningslinjer til fos § 7

##### 3.1.2.1 Første ledd

##### *Tidlig innrapportering og vurdering av maksimale overføringsgrenser*

Konsesjonær skal i forbindelse med planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg i kraftsystemet, fos § 14, rapportere om nye anlegg og endringer i eksisterende anlegg i regional- og transmisjonsnett. Herunder også informere om maksimale overføringsgrenser. Dersom konsesjonær rapporterer om begrensende endepunktskomponenter skal dette begrunnes. Herunder om last/produksjonsnivået tilsier at det ikke er behov for høyere overføringsgrense, om det eksisterer en plan for utskifting innen to år eller om kostnaden ved utskifting er så stor at det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjøre endringer.

Basert på konsesjonærenes innrapportering iht. fos § 14 vil systemansvarlig vurdere om overføringsgrensene er satt for lave eller om endepunktskomponentene utgjør en reell begrensning for den totale overføringskapasiteten. Med reell begrensning mener systemansvarlig at behovet for overføringskapasitet er større enn endepunktskomponentenes overføringsgrense. Hvis det maksimale forbruket eller produksjonen bak en radial ikke overstiger endepunktskomponentenes maksimale overføringsgrense anser ikke systemansvarlig at endepunktskomponentene reelt begrenser ledningen. Systemansvarlig baserer sine vurderinger blant annet på historisk flyt på de aktuelle

overføringene og hvorvidt det er benyttet systemreguleringer tidligere for å overholde ~~lastgrenser~~ **overføringsgrenser**. Systemansvarlig legger videre til grunn at overføringer som inngår i snitt skal ha en overføringskapasitet som tåler omlagring etter feil. **Dette vil si at flyt etter utfall ikke skal overstige overføringens maksimale overføringsgrense.**

Systemansvarlig kontrollerer ikke hvorvidt spesifikasjonene som er oppgitt for line- og kabeltype samsvarer med konsesjonsgitte verdier. Systemansvarliges vurdering innebærer derfor ikke en bekreftelse på at anlegget er bygget i henhold til konsesjonsvilkårene.

#### *Innrapportering av maksimale overføringsgrenser i Fosweb og rapportering til ~~NVERME~~*

Konsesjonær skal melde inn anleggsdelens maksimale overføringsgrenser som anleggsdata i webportalen Fosweb, jf. energilovforskriften § 6-1. For alle nye anlegg og endringer i eksisterende anlegg skal hhv. nye eller endrede maksimale overføringsgrenser være innmeldt til systemansvarlig innen fristen fastsatt i retningslinjene for energilovforskriften § 6-1. Vedlagt retningslinjene **til energilovforskriften § 6-1** er parameterlister som beskriver innholdet i innrapporteringen for de ulike anleggstypene. Se retningslinjer for energilovforskriften § 6-1 for en fullstendig beskrivelse av rutinene for innrapportering av data for alle anleggstyper omfattet av plikten iht. § 7 første ledd.

~~Ved oppgitt tidspunkt for spenningssetting vil det i Fosweb automatisk opprettes en fos § 7-sak for alle begrensende endepunktskomponenter. Konsesjonær må oppgi begrunnelse for alle begrensninger, med samme alternativer som under fos § 14-prosessen (om last/produksjonsnivået tilsier at det ikke er behov for høyere overføringsgrense, om det eksisterer en plan for utskifting innen to år eller om kostnaden ved utskifting er så stor at det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjøre endringer). Dersom begrensningene er i samsvar med det som ble vedtatt i fos § 14-prosessen, kan referansenummer til fos § 14-vedtaket oppgis som begrunnelse.~~

Dersom systemansvarlig anser en begrensning som reell, og dermed at maksimale overføringsgrenser er satt for lave, rapporterer systemansvarlig dette til Reguleringsmyndigheten for energi.

#### *3.1.2.2 Annet ledd*

~~Fastsettelse av driftsmessige overføringsgrenser baserer seg på N-1-prinsippet, som innebærer at selv om den sterkeste komponenten faller ut skal det være mulig å opprettholde forsyningen. En driftsforstyrrelse skal da heller ikke medføre større belastning på enkeltkomponenter enn det de er fastsatt til å tåle.~~ Systemansvarlig fastsetter og overvåker ~~derfor~~ driftsmessige overføringsgrenser som utgjøres av snitt **eller radielle forbindelser** i kraftsystemet. **Fastsettelse av driftsmessige overføringsgrenser for snitt baserer seg på N-1-prinsippet. Driftsforstyrrelser ved radialdrift skal ikke føre til overskridelse av anleggsdelenes maksimale overføringsgrense. For radiale med stort forbruk eller stor produksjon tar systemansvarlig hensyn til utfall av den største forbruksenheten eller produksjonsenheten. Slikt utfall skal ikke føre til overskridelse av maksimal overføringsgrense.** Overføringsgrensen for hvert snitt **og radielle forbindelser**, samt ~~hvilke snitt~~ **hva** som overvåkes, endres avhengig av **planlagte** driftsstanser og effektflyt i kraftsystemet. Systemansvarlig fastsetter nye driftsmessige overføringsgrenser ~~(snitt)~~ når det foretas endringer i koblingsbilder, eller når det innrapporteres nye eller endrede overføringer. **Snittene Driftsmessige overføringsgrenser** inngår i systemansvarliges kontinuerlige overvåking av kraftflyten i kraftsystemet. **Systemansvarlig vil gi nettkonsesjonær informasjon om de fastsatte driftsmessige overføringsgrensene. For øvrige regionale flaskehalsen som må håndteres med systemansvarliges virkemidler forventes det at netteier gjør systemansvarlig kjent med disse.**

For å holde overføringsevnen så høy som mulig tillates det normalt at **ett** utfall kan gi strøm opp mot kortvarig termisk grenselast **på gjenværende overføringer og komponenter**. Kortvarig termisk grenselast kan som hovedregel utnyttes i 15 minutter, forutsatt at komponentene før utfall var belastet

stasjonært på maksimalt 70 % av kontinuerlig termisk grenselast. Forutsetningen for å kunne sette maksimale overføringsgrenser på dette grunnlaget er at det finnes tiltak som bringer overføringen av strøm tilbake til kontinuerlig termisk grenselast innen 15 minutter. 15 minutter er tiden som er nødvendig for å kunne aktivere/regulere produksjon, eller iverksette andre virkemidler for å få flyt av kraft under kontinuerlig grenseverdi. Dersom slike tiltak ikke finnes, legges kontinuerlig termisk grenselast til grunn for den maksimale overføringsgrensen. Systemvern som gir utkobling av forbruk eller produksjon ved utfall inngår som et av flere andre tiltak for å raskt redusere flyten.

~~Et annet alternativ for å unngå overskridelse av maksimale overføringsgrenser er å dele opp nettet og drifte radielt. Dette vil være et svært aktuelt virkemiddel dersom det ikke finnes tilgjengelige regulørkraftressurser eller når slike ressurser er svært kostbare å benytte. Dersom utfall vil kunne medføre overskridelse av anleggsdelers maksimale overføringsgrenser og konsesjonær likevel ønsker å drifte nettet masket kan det inngås avtaler om dette mellom systemansvarlig og konsesjonær.~~

De driftsmessige overføringsgrense settes normalt lik den mest begrensende overføringens maksimale overføringsgrense. I noen tilfeller vil systemansvarlig sette en annen grense for å hensynta andre forhold som må ivaretas ved eventuelle utfall. I høyt belastede områder vurderer systemansvarlig om utfall gir for lave spenning eller ustabilitet. Kriteriene som inngår i disse vurderingene er at spenningen ikke skal reduseres med mer enn 10 %, og at eventuelle pendlinger dempes tilstrekkelig etter utfall. Systemansvarlig setter da en driftsmessig overføringsgrense som sikrer at kraftsystemet har tilstrekkelig spenning og stabilitet også etter et utfall.

I tilfeller hvor større regioner må driftes radielt kan systemansvarlig sette en driftsmessig overføringsgrense som sikrer overgang til separatområde.

Ved ekstremvær vil systemansvarlig vurdere å redusere driftsmessige overføringsgrenser for å redusere konsekvenser ved utfall av f.eks. linjer, transformator, forbruk eller produksjon. Dette kan blant annet bety at det blir gjennomført systemreguleringer for å sikre at eventuelle utfall i kraftsystemet kan gi vellykket overgang til separatområde. Se også retningslinjer for fos § 21 femte ledd for systemansvarliges vurderinger av redusert bruk av systemvern ved ekstremvær.

Dersom anleggskonsesjonær ønsker å opprettholde masket drift eller av annen grunn aksepterer at anleggsdelenes maksimale overføringsgrenser i enkelte driftssituasjoner vil kunne bli overskredet, skal det inngås avtale mellom konsesjonær og systemansvarlig om dette, jfr. fos § 7, annet ledd, annet punktum. Dersom slik avtale inngås kan systemansvarlig fastsette og drifte nettet i henhold til driftsmessige overføringsgrenser som kan medføre slik overskridelse. Avtalene skal lagres i Fosweb.

### 3.1.2.3 Tredje ledd

Systemansvarlig har ansvar for at driftsmessige overføringsgrenser i regional- og transmisjonsnett overholdes. I praksis dekker dette ~~anlegg~~~~kraftsystemet~~ fra og med 33 kV og høyere, uavhengig av eierskap. Overholdelse av overføringsgrenser i distribusjonsnett er ikke en systemansvarsoppgave. Systemansvarliges praksis rundt overholdelse av overføringsgrenser på transformatorer mellom regional-/transmisjonsnett og distribusjonsnett er beskrevet i retningslinjen til fos § 5 første ledd.

Systemansvarliges ansvar for de driftsmessige overføringsgrensene omfatter både planleggingsfasen (før day ahead) og driftsfasen.

I planleggingsfasen kan systemansvarlig gjøre vurderinger av forventet kraftflyt ved planlagt koblingsbilde, og med det kunne hensynta viktige hovedforbindelsers maksimale driftsmessige overføringsgrenser ved å sette riktig handelskapasitet til day ahead markedet gjennom fos § 6 første ledd. Merk at svært mange driftsmessige overføringsbegrensninger ikke kan løses i planleggingsfasen ved bruk av fos § 6 første ledd. I tillegg kan systemansvarlig i planleggingsfasen benytte

produksjonstilpasning jf. fos § 8b annet ledd i den grad betingelsene for slik bruk er oppfylt, se retningslinjer for fos § 8b annet ledd. Systemansvarlig kan i planleggingsfasen også planlegge for bruk av spesielle koblingsbilder, jf. fos § 16 første ledd.

I driftsfasen overvåker systemansvarlig kraftflyt og driftskoblinger i nettet opp mot angitte driftsmessige overføringsgrenser. Konesjonærene overvåker egne anleggsdelers maksimale overføringsgrenser, og kan ta kontakt med systemansvarlig dersom overskridelser kan håndteres ved bruk av systemansvarliges virkemidler.

~~Ansvar for å overholde de driftsmessige overføringsgrensene utøves ved at systemansvarlig overvåker kraftflyt og driftskoblinger i nettet opp mot angitte overføringsgrenser og snitt.~~ Dersom de driftsmessige overføringsgrensene ~~snittgrensene~~ overskrides, eller det av annen grunn er fare for overskridelse av anleggsdelenes maksimale overføringsgrenser, vil systemansvarlig benytte seg av virkemidler regulert gjennom fos for å håndtere situasjonen. Det henvises til retningslinjer til fos §§ 5 første og fjerde ledd, ~~8b annet ledd~~, 12 fjerde og femte ledd, 13, 16 første ledd og 21 femte ledd for nærmere beskrivelse av systemansvarliges virkemidler og prinsipper for hvordan disse anvendes.

Fos skiller mellom skal- og kan-bestemmelser. Systemregulering er ~~det mest brukte~~ en skal-bestemmelse som systemansvarlig alltid må ta i bruk når det ikke finnes andre alternativer til å håndtere flaskehalsen ~~virkemiddelet systemansvarlig har for å avhjelpe flaskehalsen som ikke håndteres ved kapasitetsfastsettelsen mellom budområder~~, se retningslinjer til fos § 5 fjerde ledd. Dersom det finnes relevante reguleringsressurser, men ikke tilstrekkelige regulerkraftbud, kan systemansvarlig sikre reguleringsevne gjennom systemkritiske vedtak etter § 12 fjerde og femte ledd.

I tillegg til systemregulering er de andre virkemidlene nevnt nedenfor aktuelle, og avhengig av driftssituasjon kan en kombinasjon av flere virkemidler være mest hensiktsmessig. ~~Dette er alle kan-bestemmelser som systemansvarlig skal vurdere bruken av. Systemansvarlig fatter daglig mange systemkritiske enkeltvedtak med hjemmel i fos, og beslutninger gjøres under usikkerhet. Det er ressurskrevende, og i praksis ikke gjennomførbart, å gjøre en fullverdig samfunnsøkonomisk analyse av hva som til enhver tid er den mest rasjonelle bruk av virkemiddel.~~

Systemansvarlig anser systemvern som avhjelper lokale flaskehalsen, eller begrensninger i driften, som et samfunnsøkonomisk rasjonelt og driftsmessig treffsikkert virkemiddel, og vil normalt benytte dette ~~som første virkemiddel~~ der det er tilgjengelig, slik beskrevet i retningslinjen til § 21 femte ledd.

~~Dersom~~ enkelte situasjoner er ~~verken~~ systemregulering (spesialregulering) eller bruk av systemvern ~~ikke er~~ tilstrekkelig, mulig eller samfunnsmessig rasjonelt. ~~I slike tilfeller~~ vil systemansvarlig kunne fatte vedtak om endring av koblingsbilde for å avhjelpe situasjonen, se retningslinjen til § 16 første ledd. Dette kan innebære radielle (N-0) drifter med redusert forsyningssikkerhet, eller at kun definert forbruk eller produksjon blir berørt av en driftsforstyrrelse, for å unngå at driftsforstyrrelsen overbelaster gjenværende anleggsdeler.

Ved begrensninger i overføringsnettet grunnet planlagte driftsstanser eller driftsforstyrrelser vil systemansvarlig kunne pålegge konesjonæren å tilpasse sine produksjonsplaner, jf. retningslinjen til § 8b annet ledd.

Et siste virkemiddel for å overholde driftsmessige overføringsgrenser er tvangsmessig utkobling av forbruk, regulert gjennom fos § 13.

#### 3.1.2.4 Fjerde ledd

Innrapportering av maksimale overføringsgrenser for nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg, kan gjøres manuelt via webportalen Fosweb eller automatisk direkte fra konesjonærens eget

anleggsregister til systemansvarliges systemer (Autofos). Disse systemene, samt rutiner og innhold for innrapportering er beskrevet i retningslinjene til energilovforskriften § 6-1.

I Fosweb kan konsesjonær se en oversikt over egne innrapporterte maksimale overføringsgrenser. Nettselskap med ansvar for kraftsystemutredninger, NVE, Reguleringsmyndigheten for energi og systemansvarlig får i tillegg også oversikt over maksimale overføringsgrenser ~~fra~~ for alle konsesjonærer.

#### 3.1.2.5 Femte ledd

Konsesjonær rapporterer anleggsdelers maksimale overføringsgrenser iht. fos § 7 første ledd første punktum gjennom webportalen Fosweb. Rapportering av maksimale overføringsgrenser følger de samme krav til format og frister som de øvrige anleggstypene omfattet av energilovforskriften § 6-1. Systemansvarlig anser det som et brudd på § 7 første ledd første punktum dersom konsesjonær ved innrapportering av maksimale overføringsgrenser for anlegg i regional- og transmisjonsnettet ikke overholder krav til format, frister og innhold slik disse er beskrevet i retningslinjene til energilovforskriften § 6-1.

Systemansvarlig rapporterer brudd på § 7 til Reguleringsmyndigheten for energi dersom maksimale overføringsgrenser ikke er innrapportert innen fristen fastsatt i retningslinjene til energilovforskriften § 6-1, med mindre konsesjonær oppgir en begrunnelse som systemansvarlig vurderer som tilstrekkelig for at rapporteringsfristen kan overgås noe. Særskilte årsaker som havari eller beredskapstiltak kan blant annet være tilfeller der systemansvarlig godtar at rapporteringsfristen fravikes, men systemansvarlig må informeres så tidlig som mulig ved slike hendelser.

## 3.2 Fos § 9

### 3.2.1 Forskriftstekst

*Systemansvarlig kan pålegge konsesjonær å bidra med regulerstyrke og tilhørende roterende reserve innenfor produksjonsenhetenes tekniske begrensninger. Systemansvarlig skal betale konsesjonær for dette.*

*Systemansvarlig skal til enhver tid disponere tilstrekkelige effektreserver.*

### 3.2.2 Retningslinjer til fos § 9

#### 3.2.2.1 Første ledd

##### Regulerstyrke

Regulerstyrke er aggregatets evne til å endre aktiv effekt som følge av frekvensendring. Denne reguleringen betegnes som primærreserve da ubalanser i kraftsystemet reguleres først ved hjelp av frekvensregulering, og reguleringen er fullt og helt knyttet til automatiske funksjoner. Frequency Containment Reserve, med forkortelse FCR, er det engelske begrepet på primærreserve, og forkortelsen FCR vil bli brukt videre i retningslinjen.

Jf. fos § 4 c) og d) utvikler og operer systemansvarlig et marked for FCR, som beskrevet i retningslinjene for fos § 9 annet ledd.

##### Fastsettelse av funksjonskrav

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

Maksimal og minimum effekt er gitt av innmeldte data for  $P_{maks}$  og  $P_{min}$ .

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

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

#### *Vedtak om grunnleveranse*

En geografisk fordeling av FCR i ulike deler av landet er viktig for å sikre overgang til eventuelle separatrifter. Systemansvarlig sikrer distribusjon av FCR blant aggregatene som er i drift ved å stille krav til maksimal statikkinnstilling for frekvensregulering i turbinregulator i alle aggregater med slike funksjonskrav. Kravet stilles gjennom vedtak om levering av systemtjenester. Denne leveransen av FCR betegnes som *grunnleveranse*. Hele grunnleveransen kan bys inn i markedet for FCR.

Konsesjonærer kan søke om fritak fra vedtak om levering av grunnleveranse, og fritaket kan skje enten ved aktivering av dødbånd eller økt statikk. Evaluering av søknader blir basert på aggregatets plassering i nettet og om det er kritisk for støtte i separatdrift.

#### *Systemkritiske vedtak til fos § 9 første ledd nær driftsdøgnet*

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

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

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

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

#### *Betaling for regulerstyrke og frekvensstyrte reserver i separatområder*

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

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

Dersom det fattes systemkritisk vedtak om frekvensregulering i separatdriftsområder, vil leveransen av frekvensstyrte reserver prises og avregnes i tråd med vedtak om betaling for systemtjenester iht. fos § 27.

### 3.2.2.2 Annet ledd

For å kunne utføre oppgavene med å balansere kraftsystemet og håndtere flaskehals er systemansvarlig avhengig av tilstrekkelige effektreserver. Systemansvarlig har, i samarbeid med de andre TSOene i det nordiske synkronsystemet, utviklet forskjellige reserveprodukter med ulike egenskaper for å møte behovene i kraftsystemet. Noen av disse reservene er underlagt nordiske krav hvor forpliktelsene fordeles nasjonalt, og noen sikres som følge av nasjonale behov. Reserveproduktene er beskrevet nærmere i vedlegg til retningslinjen til fos § 8a første ledd.

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 ~~der dette er hensiktsmessig~~ når det ikke er mulig eller samfunnsøkonomisk rasjonelt å dekke behovet gjennom innkjøp i markedene. Systemansvarlig utvikler nye reserveprodukter fortløpende, i samråd med interessenter, ved behov iht. fos § 4, prinsipper for utøvelsen av systemansvaret.

Tilstrekkelige effektreserver inkluderer reserver for både opp- og nedregulering, da nedreguleringsreserver også er nødvendig for å utføre systemansvarliges oppdrag.

Nedenfor er krav til effektreservene prinsipielt beskrevet, samt hvordan systemansvarlig sikrer disse effektreservene gjennom markeder og systemkritiske vedtak. Markeder for reservene beskrives i vilkår, som vil være gjenstand for høring i bransjen og regulatorgodkjenning. Vilkår for de ulike markedene er å finne i vedlegg til denne retningslinjen.

### Frekvensreguleringsreserver (FCR)

Synkronsystemets krav til både normaldriftsreserve (FCR-N) og driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D) bestemmes på nordisk nivå gjennom "System Operation Agreement between the Nordic Transmission System Operators (Nordic SOA)".

Summen av FCR-N i det nordiske synkronsystemet skal være minst 600 MW.

Summen av FCR-D i det nordiske synkronsystemet skal være minst like stor som systemets dimensjonerende utfall. Dette gjelder i begge retninger.

De nordiske kravene for FCR-N/D fordeles på de nordiske TSOene etter følgende fordelingsnøkkel hvor statistikken for År-1 bestemmer fordelingen for År+1.

$$FCR_{TSO} = \frac{Consumption_{TSO} + Generation_{TSO}}{Consumption_{Synchronous\ area} + Generation_{Synchronous\ area}}$$

Systemansvarlig sikrer tilstrekkelig FCR gjennom kapasitetsmarkedet for FCR og gjennom systemkritiske vedtak etter § 9 første ledd, **samt gjennom årlig vedtak om grunnleveranse**. Markedet for FCR er et nasjonalt marked og består av to delmarkeder. Konesjonær velger om de vil delta i ett eller i begge delmarkeder. Det ene delmarkedet kjøres før døgnet og benyttes av de aktørene hvor denne rekkefølgen er mest hensiktsmessig, mens det andre delmarkedet kjøres etter døgnet for å dekke "restbehov" etter energihandelen i døgnet, inklusive utveksling fra andre TSOer.

For å sikre balansen og tilstrekkelige effektreserver (FCR) i separatområder fatter systemansvarlig systemkritisk vedtak mot aktuelle konesjonærer etter fos §§ 8b annet ledd og 12 tredje ledd.

#### *Automatiske frekvensgjennopprettelsesreserve (aFRR)*

Det er ikke spesifikke krav for et gitt volum aFRR i alle driftstimer. I stedet er volum og timer regulert gjennom den nordiske systemdriftsavtalen. Timene det kjøpes inn aFRR bestemmes av en analyse av hvilke driftstimer det er mest utfordrende å opprettholde god frekvens, og hvordan systemansvarlig best kan nå kvalitetsmål for frekvensen. Valg av timer og volum må godkjennes av alle TSOene. Den nasjonale fordelingen av de nordisk besluttede volumene bestemmes basert på statistiske ubalanser i hvert land.

Systemansvarlig anskaffer aFRR gjennom kapasitetsmarkedet for aFRR. Reserveproduktene er både for retning opp og ned. Systemansvarlig vil normalt kjøpe symmetriske volum i markedet.

Systemansvarlig sikrer ikke aFRR gjennom systemkritiske vedtak etter fos.

#### *Manuell frekvensgjennopprettelsesreserve (mFRR)*

I den nordiske systemdriftsavtalen stilles det krav om at alle delsystem (land) skal sikre mFRR for å dekke sin dimensjonerende feil.

For mFRR i retning opp vil dimensjonerende feil være gitt av produksjonsutfall, eventuelt tap av HVDC mellomlandsforbindelse ved høy import.

I tillegg til dette kravet har systemansvarlig et selvpålagt mål om å ha ytterligere reserver i retning opp 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, hvor reservevolumet skal kunne håndtere 90 % av alle tilfeller med ubalanser.

Reservekravet nasjonalt for mFRR i retning opp anskaffes normalt gjennom **kjøp en analyse av forventet mengde frivillig innsendte bud til regulerkraftmarkedet og deretter kjøp av overstigende kravvolum** i kapasitetsmarkedet for mFRR, regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). Dersom det nasjonale behovet for mFRR har økt etter klarering i RKOM for aktuell leveranseperiode, kan systemansvarlig sikre mFRR gjennom systemkritiske vedtak, som beskrevet i retningslinjen til fos § 12 fjerde ledd.

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

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

### 3.3 Fos § 11

#### 3.3.1 Forskriftstekst gjeldende fra 1.7.2020

*Systemansvarlig skal drive, utvikle og fastsette vilkår for deltakelse i marked for regulerkraft for i driftstimen å håndtere avvik fra planlagt produksjon og forventet forbruk, samt andre uønskede forhold i kraftsystemet.*

*Når det er åpenbart at prissettingen i marked for regulerkraft ikke er samfunnsøkonomisk effektiv kan systemansvarlig suspendere bud og benytte anmeldt volum til gjeldende pris i døgnet for det relevante budområdet. I så fall skal budgiver informeres om dette.*

#### 3.3.2 Retningslinjer til fos § 11

##### 3.3.2.1 Første ledd

Regulerkraftmarkedet er begrepet for aktiveringsmarked for mFRR (manual Frequency Restoration Reserves) og benyttes i retningslinjen.

Regulerkraftmarkedet omfatter kjøp og salg av manuelle regulerkraftressurser;

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

Manuelle regulerkraftreserver har en aktiveringstid opp mot 15 minutter. Slike reserver anskaffes i regulerkraftmarkedet, som er et felles balansemarked for det nordiske kraftsystemet.

Konsesjonær som deltar i marked for manuell regulerkraft skal forholde seg til regelverket i "Vilkår for anmelding, håndtering av bud og prissetting i regulerkraftmarkedet" som er å finne i vedlegg til denne retningslinjen. Effekt fra både produksjon og forbruk **sutkobling** kan tilbys i regulerkraftmarkedet.

Tilbydere i regulerkraftmarkedet anmelder pris for å forandre produksjon eller forbruk. Budene havner i en felles nordisk liste, og aktiveres med utgangspunkt i prisrekkefølge slik at den rimeligste reguleringsressursen nyttes først. Tilsvarende som i døgnet blir regulerkraftprisen den samme i to budområder dersom det ikke er flaskehals mellom områdene.

Systemansvarlig forutsetter at godkjente bud er tilgjengelig for regulering når systemansvarlig ber om aktivering. Eneste unntak vil være dersom åpenbare tekniske forhold, som nylig har oppstått, gjør aktivering umulig. Gjentatte brudd på dette kravet vil følges opp av systemansvarlig.

Hovedregelen ved balanseregulering er at systemansvarlig ved behov for regulering benytter reguleringsbud i prisrekkefølge. For systemregulering benytter systemansvarlig de bud som er aktuelle og egnet for den spesifikke situasjonen. Ved behov for alle typer regulering tar systemansvarlig kontakt med de aktuelle tilbydere i regulerkraftmarkedet, og volum, pris og aktiveringstidspunkt for hvert enkelt bud som aktiveres avtales. Systemansvarlig kan for både balanse- og systemregulering avtale å benytte deler av reguleringsvolumet til angitt pris. Hvilke bud som er benyttet til hhv. balanse- og systemregulering, inkludert reguleringsvolum, pris og aktiveringstidspunkt, blir overført til avregning.

*Endring av avtalt reguleringsvolum og tidspunkt*

Det kan oppstå situasjoner hvor den faktiske regulering, både tidspunkt og/eller energi, ikke samsvarer med det som ble avtalt med og registrert av systemansvarlig. I slike tilfeller vil det oppstå et avvik mellom faktisk regulering og det som legges til grunn i avregning. Konesjonærer har derfor mulighet til å kontakte systemansvarlig for å sikre størst mulig samsvar mellom faktisk regulering og systemansvarliges registrering av reguleringen, innenfor de krav som ligger i vilkårene for RKM. Systemansvarliges praktisering for endring av registrerte budaktiveringer beskrives under.

Tidspunkt for start og stopp av reguleringer avtales mellom systemansvarlig og konsesjonær når disse foretas. Slike avtaler er bindende, men kan påklages til landssentralen av konsesjonær hvis avtalt tidspunkt avviker mer enn 5 minutter per time per bud i forhold til faktisk regulering, eller avvik i energi er større enn 5 MWh per time per bud. Disse minimumsgrensene er satt for å redusere merarbeidet ved etterregistrering av ubetydelige avvik. Dette innebærer derimot ikke at alle klager på avvik større enn disse verdiene tas til følge.

Dersom konsesjonær ikke kan levere avtalt kvantum kan rettelsler på kvantum foretas i perioden budet er aktivert. I slike tilfeller skal konsesjonær så raskt som mulig kontakte landssentralen over telefon for å informere om at faktisk kvantum avviker fra det som ble avtalt. Kun avvik som angår tidspunkt kan påklages etter at budet er avsluttet, i tillegg til åpenbare feil. Feilregistreringer vil kunne korrigeres etter en skjønnsmessig vurdering. Påklaging foretas ved å sende e-post til landssentralen. Normalt skal dette gjøres påfølgende dag, men senest kontortid mandag etter aktuell uke.

~~Dersom godkjente bud ikke er tilgjengelig for regulering når systemansvarlig ber om aktivering, rapporteres dette til Reguleringsmyndigheten for energi som mulig brudd på lydighetsplikten, jfr. fos § 26 med mindre åpenbare tekniske forhold som nylig har oppstått gjør aktivering umulig.~~

~~Negative priser på nedreguleringsbud skal alltid begrunnes skriftlig. Dette kan gjøres spesifikt i hvert tilfelle, eller i form av en generell begrunnelse for kraftverk som normalt har bud med negative priser. Begrunnelsen skal sendes uoppfordret til: D-vakt@statnett.no.~~

#### 3.3.2.2 Annet ledd

Systemansvarlig overvåker regulerkraftmarkedet.

Ved mistanke om at prissetting gitt til markedet ikke er samfunnsøkonomisk rasjonell, vil systemansvarlig i første omgang kontakte aktuell konsesjonærs driftssentral og be om begrunnelse for prissettingen. Dersom begrunnelse ikke kan gis umiddelbart sender systemansvarlig e-post til konsesjonær med forespørsel om redegjørelse og mulig dokumentasjon på at prisen er samfunnsøkonomisk rasjonell, alternativt at konsesjonæren selv endrer prisen. Dersom konsesjonær ikke kan gi troverdig begrunnelse vil aktuelle bud suspenderes og regulert volum betales med gjeldende pris i døgnet for det relevante budområdet.

Fos § 11 gjelder for markedsaktører i norske budområder og vilkår for deltakelse i regulerkraftmarkedet godkjennes nasjonalt. Systemansvarlig legger derfor til grunn at vi ikke kan suspendere bud som tilhører utenlandske budområder som inngår i internasjonale balansemarkeder hvor Norge deltar.

## 3.4 Fos § 18

### 3.4.1 Forskriftstekst

*Systemansvarlig kan pålegge konsesjonær å overføre til systemansvarlige de målinger og meldinger som er nødvendig for en effektiv drift og utnyttelse av kraftsystemet.*

### 3.4.2 Retningslinjer til fos § 18

#### 3.4.2.1 Første ledd

~~Systemansvarlig kan kreve å få overført målinger og meldinger som er nødvendige for den overordnede overvåkingen av kraftsystemet for å sikre effektiv drift og tilfredsstillende leveringskvalitet.~~ Ved behov for, eller ved manglende, utveksling av målinger og meldinger som er nødvendige for en sikker koordinering av kraftsystemet, kan systemansvarlig kreve at utveksling av slike målinger og meldinger opprettes, samt stille krav til hvordan de skal overføres.

De krav som stilles til informasjonsutveksling og måleutstyr vil omtales i Nasjonal veileder for funksjonskrav, som er vedlegg til retningslinjer for fos § 14. Se kapittel 7 og 13.

Tilfeller hvor systemansvarlig vil vurdere behov for målinger og meldinger:

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

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

#### Oversikt over aktuelle målinger og meldinger:

Meldinger kan innebære bl.a. bryterindikeringer, transformatorers/spolers trinnkoblerstilling/-posisjon, **indikeringer fra regulatorer, (Av/på, Spenning/MVAr) samt indikeringer på systemvern.**

Systemansvarlig etterspør normalt indikeringer fra alle brytere som påvirker lastflyt, brytere som kobler en komponent mot en samleskinne eller et knutepunkt og ev. seksjoneringsbrytere på samleskinner.

Målinger kan eksempelvis være (listen er ikke uttømmende):

#### Nettanlegg

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

#### Produksjonsanlegg

- Aktiv effekt, P
- Reaktiv effekt, Q
- Strøm, I (rms og ev. kurveform)
- Spenning, U (rms og ev. kurveform)

- Signal fra dempespole (pendlingsregistrering)
- Frekvensreguleringsstatikk (i %)
- Spenningsstatikk (i %)
- Settpunkt, P [MW]
- Max MW, P [MW] (Slagbegrenser)
- Reduksjon fra max, %, (måleverdi som sier hvor mye produksjonen er redusert fra maksimalpunkt. Av spesiell interesse for uregulerbar produksjon som vindkraft)

#### Last

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

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

## 3.5 Fos § 20

### 3.5.1 Forskriftstekst

*Systemansvarlig kan fastsette type, plassering og innstilling av vern og gjeninnkoblingsutstyr i regional- og transmisjonsnettet, og tilknyttede produksjonsenheter (reléplaner).*

*Konsesjonær er ansvarlig for tilfredsstillende vern i egne anlegg, herunder iverksetting av reléplaner.*

### 3.5.2 Retningslinjer til fos § 20

#### 3.5.2.1 Første ledd

Konsesjonær er selv ansvarlig for å utarbeide løsning for vernsystemet og innstillingsplaner for egne verneheter.

I tilfeller der et vernsystem dekker flere konsesjonærer skal konsesjonærene utarbeide løsning for vernsystemet. Eier av verneheter skal utarbeide innstillingsplaner for egne vern. Dette skal skje i samråd med eier av beskyttet komponent.

I alle tilfeller skal konsesjonærene sikre at vernsystemet oppfyller de krav til vernfunksjonalitet som er beskrevet i NVF, nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet. Denne veilederen foreligger som vedlegg til retningslinjer for fos § 14. Den enkelte konsesjonær er selv ansvarlig for anskaffelse av utstyr og innstilling av dette i henhold til gjeldende innstillingsplan.

Systemansvarlig kan fatte vedtak om type, plassering og innstilling av vern og gjeninnkoblingsutstyr i regional- og transmisjonsnettet, samt tilknyttede produksjonsenheter.

Dette vil kunne inntreffe i tilfeller der det avdekkes at vernsystemene ikke gir tilfredsstillende funksjonalitet.

- For nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg vil slike tilfeller kunne avdekkes i forbindelse med gjennomgang av fos § 14 søknader. Konesjonær må i denne søknaden opplyse om at krav beskrevet i NVF ikke er oppfylt.
- Systemansvarlig kan gjennom fos § 20 fatte vedtak for eksisterende anlegg dersom konesjonæren ikke har tilfredsstillende vernløsninger. Dette kan eksempelvis oppdages i forbindelse med nye prosjekter, gjennomgang etter driftsforstyrrelser og øvrig arbeide knyttet til vernsystemer.
- Ved tilfeller der en konesjonærs vernløsning kan få innvirkning på en annen konesjonærs vernløsning skal konesjonærene forsøke å komme til enighet om dette. Dersom flere konesjonærer blir berørt og disse ikke kommer til enighet om valg av vernløsning, vil systemansvarlig vedta løsning som ivaretar tilfredsstillende systemfunksjonalitet.
- Tilfeller der konesjonær(er) tar initiativ til at systemansvarlig foretar en vurdering

Systemansvarlig legger som hovedregel NVF (Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet, vedlegg til retningslinjer for fos § 14) til grunn i de vurderinger som gjøres når vernsystemer vurderes. NVF beskriver funksjonskrav for vernsystemer, herunder krav til feilklareringstider for primære vernfunksjoner og reservefunksjoner.

Det kan være tilfeller der vernsystemer ikke oppfylder kravene gitt i NVF, eller forløperen FIKS 2012. Dette vil kunne gjelde eldre anlegg som ble bygget før NVF eller FIKS trådte i kraft. Noen av disse anleggene kan være utformet på en slik måte at det ikke er mulig å oppfylle kravene uten å måtte foreta dyre investeringer for å oppfylle gjeldende krav. I slike tilfeller kan systemansvarlig komme med forslag til forbedring og fatte vedtak om dette iht. fos § 20 eller fos § 14.

#### *Innsending av reléplaner*

Reléplaner sendes inn **til systemansvarlig** via Fosweb iht. energilovforskriften § 6-1 (fra 1.1.2019, tidligere fos § 14a), første og annet ledd. Konesjonær skal **iht. enf § 6-1** sende inn releplaner for alle produksjonsanlegg (aggregater) **i kraftverk  $\geq 1$  MW i stasjonen**, og for alle nettanlegg i stasjoner tilknyttet transmisjonsnett (verninnstillinger for avganger og ev. samleskinnevern).

Gjeldende reléplaner skal sendes inn snarest mulig etter idriftsettelse, senest 4 uker etter idriftsettelse.

**Releplaner for øvrige anlegg sendes inn på forespørsel fra systemansvarlig.**

En reléplan skal inneholde de data som er nødvendige for å stille inn vern for å gi tilfredsstillende funksjon. Det må tydelig fremgå hvilken stasjon og komponent releplanen gjelder for. Informasjon om feilklareringstider, evt. manglende selektivitet eller ev. manglende verndekning må fremgå.

Eventuelle forutsetninger for tilfredsstillende vernfunksjon må også fremgå, eksempelvis om det er spesifikke driftskoblinger som legges til grunn for å oppnå tilfredsstillende funksjon. Det må fremgå om det er enkelte driftskoblinger som medfører at angitte verninnstillinger/vernsystem ikke vil gi tilfredsstillende funksjon. Dersom releplanen dekker innstillinger for flere parametersett må dette tydelig angis.

#### *3.5.2.2 Annet ledd*

Ingen retningslinjer til annet ledd da dette er en konesjonærplikt.

### 3.6 Fos § 22b

#### 3.6.1 Forskriftstekst gjeldende fra 1.7.2020

*Konsesjonær skal rapportere til systemansvarlig spenningskvalitetsmålinger utført i henhold til forskrift 30. november 2004 nr. 1557 om leveringskvalitet i kraftsystemet § 2A-2 første, tredje, fjerde og femte ledd. Systemansvarlig kan fastsette ytterligere parametere som skal rapporteres.*

*Systemansvarlig skal fastsette format, innhold og metode for rapportering etter første ledd.*

*Systemansvarlig skal sørge for systemer og rutiner som sikrer en effektiv innrapportering av spenningskvalitetsdata i henhold til første ledd, og sørge for systemer og rutiner som sikrer en effektiv tilgang til og bruk av spenningskvalitetsdataene.*

*Systemansvarlig skal skriftlig rapportere til Reguleringsmyndigheten for energi dersom konsesjonærer ikke oppfyller sin plikt i henhold til denne paragrafen.*

#### 3.6.2 Retningslinjer til fos § 22b

##### 3.6.2.1 Første ledd

Systemansvarlig vil i samarbeid med konsesjonærene fortløpende vurdere hvilke parametere som skal rapporteres basert på hvilken bruk og nytte man ønsker å ha av den nasjonale spenningskvalitetsdatabasen (NASDAT). Eventuelle endringer vil være gjenstand for høring hos aktørene og godkjenning av Reguleringsmyndigheten for energi jfr. fos § 28a.

##### 3.6.2.2 Annet ledd

###### *Format, innhold og metode for manuell rapportering*

Manuell rapportering skal ~~i hovedsak~~ foregå som tidligere år, med unntak av at innrapportering skjer via pålogging i Fosweb. Rapportering gjøres med eksport av måledata til PQDIF format (IEEE 1159.3) med en datafil for hvert målepunkt. Manuell rapportering av spenningskvalitetsmålinger til NASDAT hos systemansvarlig gjøres for måledata fra og med 2020 innen 1.februar påfølgende år via innlogging på Fosweb-portalen. Etter at måledata for 2019 er innrapportert til Reguleringsmyndigheten for energi (innen 1.2.2020), avsluttes innrapportering til Reguleringsmyndigheten for energis database.

Følgende spenningskvalitetsparametere skal rapporteres:

- Langsomme RMS spenningsvariasjoner
- Spenningssprang (>3%)
- Flimmer PLT
- Flimmer PST
- Kortvarige underspenninger
- Kortvarige overspenninger
- Total harmonisk forvrengning (THD)

Manuell rapportering vil tillates i en overgangsperiode frem til og med 01.02.2022. Data fra og med 01.01.2022 skal rapporteres inn automatisk.

###### *Format, innhold og metode for automatisk rapportering*

Innrapportering til systemansvarlig skal etter en overgangsperiode, der manuell rapportering fases ut, foregå som automatisk overføring av rådata over krypterte tunneller fra måleinstrumentene til den nasjonale databasen. Ved automatisk overføring av måledata fra instrumenter til databasen vil de

nødvendige rådata overføres uten noen konvertering, filtrering/aggregering og tap av informasjon. Dataformat for automatisk overføring vil være standardformat for hvert enkelt måleinstrument (fabrikat og modell). Ved automatisk overføring legges det til en ytterligere parameter som skal rapporteres, markert med uthevet tekst i listen nedenfor.

Følgende spenningskvalitetsparametere skal rapporteres:

- Langsomme RMS spenningsvariasjoner
- Spenningsssprang (>3%)
- Flimmer PLT
- Flimmer PST
- Kortvarige underspenninger
- Kortvarige overspenninger
- Total harmonisk forvrengning (THD)
- **Individuelle overharmoniske spenninger opp til minimum 25.harmoniske**

#### *Unntak for automatisk rapportering*

PQ måleinstrumenter avleses både over konsesjonærers egne kommunikasjonslinjer, men også med eksterne leide fiberlinjer, DSL/ADSL, 4G bredbåndslinjer med mer. Dersom målepunkt har svært ugunstig plassering m.h.t tilgang til kommunikasjonsløsninger kan det søkes om unntak fra automatisk overføring av måledata fra dette/disse punktene.

Søknad om unntak må inneholde en grundig beskrivelse av målepunkt(ene) og hvorfor det er svært utfordrende og/eller kostbart å opprette automatisk overføring fra dette/disse målepunktene. Søknaden sendes til systemansvarlig via [firmapost@statnett.no](mailto:firmapost@statnett.no) og merkes med fos § 22b.

#### *Registrering av nye målepunkter*

For nye målepunkter må informasjonen om hvert målepunkt sendes inn via Fosweb. Dette gjelder både for manuell og automatisk rapportering.

Informasjon om hvert målepunkt ("metadata"):

- Navn på målepunkt
- UTM sone
- UTM koordinat ØST
- UTM koordinat NORD
- Fylke
- Kommune
- Nominell spenning (kV)
- Minste Ik2, min (kA)
- Største Ik2, min (kA)
- Type nett (luft, kabel, blandet)
- Systemjording
- Produsent måleinstrument
- Klasse måleinstrument (A, B, S)
- Ev. kommentar

#### *Krav til format og metoder*

Systemansvarlig vil vurdere eventuelle nødvendige endringer i format og metode for overføring av måledata opp mot eventuelle endringer i internasjonale standarder og nasjonale sikkerhetsbestemmelser. Systemansvarlig skal på denne bakgrunn fastsette hvilken overføringsmetode og hvilket format det er mest hensiktsmessig å benytte for en sikker og effektiv overføring av rapporteringspliktige måledata. Eventuelle endringer i format og metode for overføring

av måledata vil medføre høring hos bransjen og senere godkjenning av Reguleringsmyndigheten for energi. Konesjonærer vil gis tilstrekkelig tid for å kunne tilpasse seg endringene.

#### 3.6.2.3 Tredje ledd

Systemansvarlig tilrettelegger for et standardisert og sikkert opplegg for automatisk og kontinuerlig innsamling (rapportering) av måledata inn i NASDAT. Dette gjelder både programvare og eventuelle komponenter. Systemansvarlig skal kunne gi anbefaling til konsesjonærer på grundig testet hardware med standardisert konfigurasjon for sikker og effektiv overføring av måledata.

Systemansvarlig skal sørge for at både måledata (rådata) og statistikk fra NASDAT er tilgjengelig for alle konsesjonærer ved pålogging i Fosweb. Konesjonærene vil få tilgang til måledata og statistikk fra alle Statnetts målepunkter. De vil også få tilgang til måledata fra målepunktene til konsesjonærer **med tilstøtende-nett**.

#### 3.6.2.4 Fjerde ledd

##### *Ved manuell rapportering:*

I overgangsperioden fra manuell opplasting av måledata til automatisk og kontinuerlig overføring av data skal systemansvarlig skriftlig varsle Reguleringsmyndigheten for energi dersom konsesjonærer som rapporterer manuelt ikke laster opp pålagte data innen de angitte frister.

##### *Ved automatisk rapportering*

Systemansvarlig skal sørge for tilstrekkelige systemer tilknyttet NASDAT for å kunne følge med på om det oppstår feil ved at måledata ikke overføres (rapporteres) automatisk. Dersom feil i overføringen skyldes systemer (programvare, servere, komponenter) hos konsesjonærer skal systemansvarlig umiddelbart varsle konsesjonær. Dersom konsesjonær ikke utbedrer feilen innen tidsfristen (2 uker) skal systemansvarlig skriftlig varsle **Reguleringsmyndigheten for energi** **Norges vassdrags- og energidirektorat**. Tidsfristen er satt slik at sannsynligheten for overskriving/tap av måledata skal være svært liten.

## 3.7 Vedlegg til retningslinjene

### 3.7.1 Vedlegg til retningslinjer for fos § 9

Ligger som egne vedlagte filer sammen med oversendelsen. Det er gjort noen mindre endringer i Vilkår for RKOM.

- Vilkår for tilbud, aksept, rapportering og avregning i marked for FCR
- Vilkår for tilbud, aksept, rapportering og avregning i sekundærreservemarkedet
- Vilkår for tilbud, aksept, rapportering og avregning i regulerkraftopsjonsmarkedet – RKOM

### 3.7.2 Vedlegg til retningslinjer for fos § 11

Ligger som egen vedlagt fil sammen med oversendelsen. Det er gjort noen mindre endringer i dokumentet.

- Vilkår for anmelding, håndtering av bud og prissetting i regulerkraftmarkeder - RKM

### 3.7.3 Vedlegg til retningslinjer for fos § 8b - vilkår for produksjonsglatting

Ligger som egen vedlagt fil sammen med oversendelsen.

- Produksjonsglatting - Vilkår for deltakelse, håndtering og kompensasjon

