

OPPDATERTE RETNINGSLINJER FOR UTØVELSE AV SYSTEMANSVARET

Høringsdokument

1.juni 2021

-

Fos §§ 5, 6, 8a, 8b, 9, 11, 12 og 14

Enf § 6-1

Forord

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

Systemansvarlig fikk godkjent retningslinjer for §§ 5, 6 8a, 8b, 9, 11, 12, 13, 14 og 21 av Reguleringsmyndigheten for energi (RME) gjennom brev datert 18.12.2020. I godkjenningsbrevet ble det bedt om oppdateringer av retningslinjene til fos §§ 6 og 8a på enkelte punkter ved neste oppdatering av retningslinjer. Systemansvarlig fikk også godkjent retningslinjer for enf § 6-1 av NVE gjennom brev datert 21.12.2020. I godkjenningsbrevet ble det bedt om enkelte oppdateringer.

Dette dokumentet inneholder forslag til oppdateringer av retningslinjer basert på kommentarer gitt i godkjenningsbrevene fra RME og NVE for fos §§ 6 og 8a og enf § 6-1. Det foreslås i tillegg oppdateringer av fos §§ 5, 9, 11, 12 og 14. Retningslinjer for fos §§ 9, 11, 12 og 14 har nylig vært på høring for å ivareta forbehold i RMEs godkjenning. Høringen ble gjennomført 1.12.2020-1.3.2021, og retningslinjene ble sendt til RME for godkjenning 26.3.2021. Systemansvarlig har enda ikke mottatt tilbakemelding fra RME på oversendt underlag. I denne høringen har vi basert oss på versjonen som ble sendt til RME, selv om godkjenning ikke er gitt ved oppstart av høringen. Det er avklart med RME at dette er en akseptabel løsning.

Det er det konkrete forslaget til endringer i retningslinjer som nå er til høring.

Vi ber om at kommentarer til forslaget om nye retningslinjer for ovennevnte paragrafer sendes systemansvarlig innen 01.09.2021. Høringssvar sendes til firmapost@statnett.no, og merkes med referanse 21/00574.

Merk at høringsinnspillene vil bli offentliggjort på Statnetts hjemmesider. Høringsinnspillet bør derfor være på en form som muliggjør slik publisering.

Innhold

1	Forslag til oppdaterte retningslinjer	4
1.1	Retningslinjer for fos § 5 første ledd	4
1.1.1	Forskriftens ordlyd	4
1.1.2	Bakgrunn og begrunnelse for oppdatering av retningslinjer for fos § 5 første ledd	4
1.1.3	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 5 første ledd	4
1.2	Retningslinjer for fos § 6	5
1.2.1	Forskriftens ordlyd	5
1.2.2	Bakgrunn og begrunnelse for oppdatering av retningslinjer for fos § 6	5
1.2.3	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 6	5
1.3	Retningslinjer for fos § 8a første ledd	8
1.3.1	Forskriftens ordlyd	8
1.3.2	Bakgrunn og begrunnelse for oppdatering av retningslinjer for fos § 8a første ledd	8
1.3.3	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8a første ledd	8
1.4	Retningslinjer for fos § 8b første ledd	10
1.4.1	Forskriftens ordlyd	10
1.4.2	Bakgrunn og begrunnelse for oppdatering av retningslinjer for fos § 8b første ledd	10
1.4.3	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8b første ledd	11
1.5	Retningslinjer for fos § 9 annet ledd	13
1.5.1	Forskriftens ordlyd	13
1.5.2	Bakgrunn og begrunnelse for oppdatering av retningslinjer for fos § 9 annet ledd	13
1.5.3	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 9 annet ledd	15
1.6	Retningslinjer for fos § 11 første ledd	18
1.6.1	Forskriftens ordlyd	19
1.6.2	Bakgrunn og begrunnelse for oppdatering av retningslinjer for fos § 11 første ledd	19
1.6.3	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 11 første ledd	21
1.7	Retningslinjer for fos § 12 femte ledd	23
1.7.1	Forskriftens ordlyd	23
1.7.2	Bakgrunn og begrunnelse for oppdatering av retningslinjer for fos § 12 femte ledd	23
1.7.3	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 12 femte ledd	23
1.8	Retningslinjer for fos § 14 tredje ledd	24
1.8.1	Forskriftens ordlyd – fos § 14 tredje ledd	24
1.8.2	Bakgrunn og begrunnelse for oppdatering av retningslinjer for fos § 14 tredje ledd	24
1.8.3	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 14 tredje ledd	25
1.9	Retningslinjer for enf § 6-1	27
1.9.1	Forskriftens ordlyd	27
1.9.2	Bakgrunn og begrunnelse for oppdatering av retningslinjer for enf § 6-1	27
1.9.3	Forslag til oppdaterte retningslinjer for enf § 6-1	29

1 Forslag til oppdaterte retningslinjer

Hvert delkapittel representerer én paragraf i fos eller energilovforskriften, og er bygget opp med samme struktur. Innledningsvis gis bakgrunn og begrunnelse for oppdateringene av retningslinjene til den aktuelle bestemmelsen som systemansvarlig sender på høring, samt forslag til konkrete oppdateringer av retningslinjer til de aktuelle enkeltbestemmelsene. Forskriftstekst vil også fremgå innledningsvis under hvert delkapittel. Endringene fra godkjent versjon av retningslinjene er markert med farger for sporbarhet. Grønn tekst er ny, rød tekst foreslås fjernet.

De enkelte delkapitlene med bakgrunn og begrunnelse vil ikke inngå som en direkte del av de endelige retningslinjene, men vil være tilgjengelig for senere oppslag fra dette høringsdokumentet. I teksten under vil det fremgå hva som er oppdateringene av innhold i selve retningslinjene.

1.1 Retningslinjer for fos § 5 første ledd

1.1.1 Forskriftens ordlyd

§ 5. Flaskehals og budområder

Systemansvarlig skal håndtere alle flaskehals i regional- og transmisjonsnett.

1.1.2 Bakgrunn og begrunnelse for oppdatering av retningslinjer for fos § 5 første ledd

Systemansvarlig foreslår en mindre oppdatering av retningslinjene for fos § 5. Endringene gjøres for å få bedre frem risikovurderinger systemansvarlig gjør for å avdekke potensielle flaskehals. Ved innføring av NBM (Nordic balancing Model) gjør Statnett sammen med de øvrige nordiske TSOene grep for å automatisere balanseringsprosessen. En del av dette innebærer å automatisere risikovurderinger av potensielle flaskehals i forkant av budvalgprosessen i det nordiske regulerkraftmarkedet. Dette gjøres blant annet for å få luket ut utilgjengelige bud.

Nytt forslag til retningslinjer for fos § 5 første ledd er planlagt gjeldende fra Q4 2022, men vil avhenge av fremdrift i implementeringsprosjektet for automatisert mFRR-marked. Systemansvarlig vil informere bransjen om status i god tid før implementering.

1.1.3 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 5 første ledd

Første ledd

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

Systemansvarlig håndterer ikke flaskehals i distribusjonsnett.

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

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

1.2 Retningslinjer for fos § 6

1.2.1 Forskriftens ordlyd

§ 6. Fastsettelse av handelskapasitet

Systemansvarlig har ansvar for fastsettelse av handelskapasitet mellom budområder, per tidsenhet.

Systemansvarlig skal offentliggjøre informasjon knyttet til tilgjengelig handelskapasitet i rimelig tid før de tas i bruk.

1.2.2 Bakgrunn og begrunnelse for oppdatering av retningslinjer for fos § 6

Systemansvarlig fikk godkjent retningslinjer for blant annet fos § 6 gjennom brev fra RME datert 18.12.2020. I godkjeningsbrevet ble det bedt om oppdateringer av retningslinjene til fos § 6 på enkelte punkter ved neste oppdatering av retningslinjer. I godkjeningsbrevet skrev RME at beskrivelse av prosess, metode og gjeldende praksis for fastsettelse av handelskapasitet ikke er presis nok. RME peker på at det blant annet er uklart hva slags forbruk systemansvarlig sikter til når de skriver «representativt forbruk» og hva slags produksjon som blir skalert for å finne driftssituasjoner i hvert budområde som tilfredsstillende kravene til driftssikkerhet ved enkeltutfallene i hovednettet. Det er også uklart hva systemansvarlig mener med at produksjon skaleres opp og ned.

RME bemerket også at systemansvarlig må sikre at alle linker i retningslinjene til enhver tid er oppdatert og fungerer.

Basert på forbeholdene fra RME har systemansvarlig lagt til presiseringer i beskrivelsen av fastsettelse av handelskapasitet. Det gjøres ikke endringer i selve utøvelsen av systemansvaret, dette er kun presiseringer for å tydeliggjøre dagens praksis.

Vi har også oppdatert linken til det felles nordiske dokumentet 'Principles for determining the transfer capacities in the nordic power market', da denne var blitt utdatert. Oppdateringen har blitt rettet i gjeldende, godkjente versjon av retningslinjene også.

1.2.3 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 6

Første ledd

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

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

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

- For hver analyseperiode benyttes et **representativt** forbruk som er representativt for den aktuelle analyseperioden i det gitte nettområdet som analyseres i Norge. Forbruket kan dermed representere lastsituasjonen gitt av f.eks. sesong, tid på døgnet eller særegne forbruksmønstre som kan forventes i drift.
- Deretter gjennomføres en simulering for å finne maksimal handelskapasitet. Dette gjøres ved å endre skaleres produksjonsnivå og geografisk fordeling av produksjonen i simuleringsmodellen opp eller ned for å finne driftssituasjoner i hvert budområde, og i kraftsystemet som helhet, som akkurat tilfredsstiller kravene til driftssikkerhet ved de verste enkeltutfallene i hovednettet. Kravene til driftssikkerhet er gitt av:
 - o termisk begrensning på linjer/transformatorer (ref. konsesjonærenes oppdatering i Fosweb – kraftsystemdata)
 - o lavest akseptable spenning i nettet etter utfall
 - o risiko for følgeutfall ved kraftige effektpendlinger (stabilitet etter feil)
- Ulik produksjonsfordeling internt i området eller i naboerområder har betydning for hvor flaskehals oppstår, dvs. hvilke snitt som først blir fullastet. Dersom ulik produksjonsfordeling i stor grad påvirker hvor flaskehals oppstår, angis det et bånd (variasjonsområde) for kapasitet ut fra et budområde og/eller mot hvert av naboerområdene. Størrelsen på båndet angir forventet normal variasjon i kapasitet basert på produksjonsfordeling.
- For NO4 angis de totale maksimale eksport- og importkapasitetene ut/inn av området som en sumbegrensning. For NO3 angis den totale maksimale importkapasiteten som en sumbegrensning. En sumbegrensning inneholder alle områdets handelskorridorer og er basert på snitt hvor flere av handelskorridorene inngår på tvers. Sumbegrensningen med tilhørende bånd blir fastsatt på lik metode som for en enkelt korridor.
- For de aller fleste områder vil maksimal kapasitet mot ett eller to områder bli fylt opp først, mens det kan være ledig kapasitet mot andre områder. Kapasitet mot disse områdene vil da bli prognosert slik at summen inn eller ut av området blir så høy at første flaskehals blir fullastet. Dette er forhold som bestemmes av fysiske lover for elektrisk lastflyt. Uten en slik reduksjon i markedskapasitet, ville markedet klarere fysisk flyt som setter driftssikkerheten i fare. Ledig kapasitet mellom delområder som ikke lar seg utnytte på grunn av forskjellen mellom økonomisk flyt og fysisk flyt, oppstår ofte mellom NO1-NO3, NO5-NO2 og NO5-NO3. Ved prognosering av en kapasitet ses det på flere relevante forhold, som forventninger om driftskoplinger i nettet og produksjonsfordeling i områdene. Prognosen sammenlignes deretter med et lignende historisk referansetidspunkt for å finne riktig kapasitet.
- Sumbegrensning på flyt NO2->NO1 pluss NO5->NO1 (NO1A->NO1) oppstår ved høyt forbruk i NO1. Flyt på de to korridorene begrenses da av faren for ustabilitet etter et gitt ledningsutfall.

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

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

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

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

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

- Bruk av systemvern; hvor signal sendes for automatisk frakopling av produksjon (PFK), forbruk (BFK), nettsplitt eller endring av HVDC-flyt (nødefekt), ved feil på et anlegg eller ved overstrøm på komponenter.
- Endring i koplingsbilde; gjennom å endre koplingsbilde i nettet kan begrensende komponenter avlastes og det kan gis en høyere handelskapasitet. Kostnader for endringer i koplingsbilde er normalt lav, men kan innebære en høyere risiko for utfall av komponenter og kan gi en uakseptabel drift med hensyn til spenningsforhold og forsyningssikkerhet.
- Systemreguleringer og effektkraft; håndtering av nettbegrensninger kan skje gjennom å regulere produksjon eller forbruk i regulerkraftmarkedet, eller gjennom tilbakekjøp fra andre land. I tilfeller der nettbegrensningen er internt i et område, kan det vurderes å håndtere begrensningene med systemreguleringer. Slik bruk benyttes når virkningsgraden er høyere enn å redusere handelskapasitet, og at tiltaket vurderes å være samfunnsøkonomisk lønnsomt.
- Redusert forsyningssikkerhet; tillate at en feil i nettet kan medføre mørklegging av et begrenset geografisk område. Ved å fravike N-1 prinsippet hvor én feil kan gi mørklegging av et område, vil det i noen tilfeller kunne gi en høyere handelskapasitet. Nyten av økt kapasitet vil bli vurdert mot risikoen for mørklegging og hvor stort geografisk område som driftes med N-0.

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

Annet ledd

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

Systemansvarlig offentliggjør følgende informasjon knyttet til tilgjengelig handelskapasitet:

- Systemansvarlig publiserer sammen med de andre nordiske systemansvarlige en grafisk oversikt over maksimal handelskapasitet per korridor, som oppdateres løpende ved endringer

(Denne informasjonen finnes tilgjengelig på Nord Pool sine hjemmesider, på denne lenken: [Max NTC](#)).

- Oversikt og endringer av maksimal handelskapasitet og tilhørende bånd publiseres gjennom markedsmeldinger.
- Ved behov for kapasitetsreduksjoner utenfor de angitte båndene informeres markedet av systemansvarlig gjennom markedsmeldinger.
- På ENTSO-E Transparency platform (<https://transparency.entsoe.eu/>) publiserer systemansvarlig følgende informasjon for alle handelskorridorer:
 - Fastsatte handelskapasiteter for morgendagen publiseres daglig før markedsklarering
 - Laveste forventede kapasiteter for neste uke, måned og år, basert på publiserte markedsmeldinger.
 - Oversikt over rampingrestriksjoner på HVDC-forbindelser
- Andre relevante parameter i kapasitetsfastsettelsen, så som TRM for hver korridor, publiseres gjennom et felles nordisk dokument (denne informasjonen finnes tilgjengelig på Nord Pool sine hjemmesider, på denne lenken: [Principles for determining the transfer capacities \(nordpoolgroup.com\)](#))

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

1.3 Retningslinjer for fos § 8a første ledd

1.3.1 Forskriftens ordlyd

§ 8a. Planlegging av produksjon

Konsesjonær skal for hvert budområde rapportere til systemansvarlig egen produksjonsplan med tilhørende regulerstyrke og tilgjengelig reserve (for stasjon/stasjonsgruppe). Rapporteringen skal skje innenfor de frister og inneholde opplysninger fastsatt av systemansvarlig. Systemansvarlig fastsetter frist for å sende inn endring i produksjonsplaner. Etter utløpet av den fastsatte fristen kan konsesjonær ikke endre produksjonsplanen uten samtykke fra systemansvarlig.

1.3.2 Bakgrunn og begrunnelse for oppdatering av retningslinjer for fos § 8a første ledd

Systemansvarlig fikk godkjent retningslinjer for blant annet fos § 8a gjennom brev fra RME datert 18.12.2020. I godkjeningsbrevet skrev RME at systemansvarlig måtte omformulere beskrivelsen av praksis for inndeling av stasjonsgrupper. RME mener at prosessen for inndeling av stasjonsgrupper kan misforstås som at systemansvarlig fatter vedtak om stasjonsgruppeinndeling etter forvaltningsloven.

På bakgrunn av forbeholdet fra RME har systemansvarlig oppdatert formuleringer om inndeling av stasjonsgrupper. Det er ingen reelle endringer i hvordan stasjonsgrupper inndeles, endringen er kun en endring av ordlyd.

1.3.3 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8a første ledd

Første ledd

Det er balanseansvarlig aktør som sender inn produksjonsplaner til systemansvarlig fordelt på stasjonsgrupper. Planene utarbeides på vegne av konsesjonærene i samsvar med deres forpliktelser og rettigheter. Balanseansvarlig må ha omsetningskonsesjon gitt av NVE og må inngå balanseavtale

21/00574-1 Høringsdokument juni 2021

med avregningsansvarlig (Statnett). Konesjonær må enten selv være balanseansvarlig, eller ha en avtale med en balanseansvarlig som håndterer konesjonærens ubalanse mot avregningsansvarlig. Det er også per i dag kun balanseansvarlige selskaper som melder inn bud i regulerkraftmarkedet. IT-systemer og rutiner er i dag tilrettelagt for deltagelse og informasjonsutveksling fra balanseansvarlig på vegne av konesjonær.

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

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

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

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

For denne bestemmelsen skal følgende rapporteres:

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

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

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

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

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

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

1.4 Retningslinjer for fos § 8b første ledd

1.4.1 Forskriftens ordlyd

§ 8b. Planlegging av effektregulering

Systemansvarlig kan fastsette tidsoppløsning for endringer i planlagt produksjon og kreve at produksjonsplanen justeres for å redusere strukturelle ubalanser. Systemansvarlig skal betale produsenten for påført ubalanse. Betalingen skal fastsettes med utgangspunkt i aktuelle markedspriser.

1.4.2 Bakgrunn og begrunnelse for oppdatering av retningslinjer for fos § 8b første ledd

Systemansvarlig foreslår noen endringer i retningslinjer for fos § 8b første ledd. Endringene gjøres på bakgrunn av innføring av NBM (Nordic balancing Model) hvor Statnett sammen med de øvrige nordiske TSOene skal automatisere balanseringsprosessene. I forbindelse med dette vil det innføres et eget budattributt i markedet for mFRR med hensikt om å redusere strukturelle ubalanser, ref. retningslinjer til fos § 11. Det nye attributtet i markedet for mFRR vil være systemansvarliges foretrukne verktøy for å håndtere strukturelle ubalanser innenfor kvarteret. Se mer informasjon om det nye budattributtet under retningslinjer for fos § 11.

Systemansvarlig beholder retningslinjer for produksjonsflytting i fos § 8b første ledd, men gjør noen endringer i ordlyd for å få frem fremtidig praktisering og bruk av virkemidler for å håndtere strukturelle ubalanser. Systemansvarlig legger inn en henvisning til periodeskiftattributtet i aktiveringsmarkedet for mFRR i praktiseringsteksten for å presisere at det nye attributtet i markedet for mFRR er den foretrukne, markedsbaserte, løsningen systemansvarlig ønsker å benytte for å håndtere strukturelle ubalanser.

For aktørene vil dermed produksjonsflytting erstattes av en budattributt i mFRR-markedet. Deltakelse i mFRR-markedet er frivillig, men det oppfordres sterkt fra systemansvarlig at alle konsesjonærer som deltar i mFRR-markedet og som teknisk sett kan utføre en periodeskiftaktivering legger inn bud om dette, og særlig i forbindelse med produksjonsendringer. Bud som benyttes for periodeskiftaktiveringer, vil kompenseres med den beste av mFRR-prisen og budpris med et påslag på 1 EUR for aktivert volum.

Hvis det skulle oppstå en situasjon der det er for lite volum tilgjengelig for periodeskift vil systemansvarlig fortsatt kunne benytte seg av produksjonsflytting. Da produksjonsflytting ikke vil kunne aktiveres via ny versjon av eBestill, vurderer Statnett at det vil være mest hensiktsmessig for aktørene at dette blir en manuell prosess f.o.m. 1. november 2022. Imidlertid tar vi forbehold om at dette vil utredes videre og at kravet om eBestill vil kunne videreføres i retningslinjene. Kompensasjon for eventuell produksjonsflytting vil være den samme som før.

Nytt forslag til retningslinjer for fos § 8b første ledd er planlagt gjeldende fra Q4 2022, men vil avhenge av fremdrift i implementeringsprosjektet for automatisert mFRR-marked. Systemansvarlig vil informere bransjen om status i god tid før implementering.

1.4.3 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8b første ledd

Første ledd

Produksjonsflytting

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

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

Bruk av produksjonsflytting:

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

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

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

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

Prinsippet for betaling av produksjonsflytting:

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

Kvartersplaner

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

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

Systemansvarlig krav til kvartersplaner:

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

- Ved planlagte produksjonsendringer ≥ 200 MW over ett timeskift, deles opp/nedkjøring i 3 trinn. Produksjonsendringen på timeskift skal utgjøre 20-40 % av total planlagt endring, og resterende endring skal fordeles likt 15 minutter før og 15 minutter etter timeskift. Endringen kan også gjøres som en rampingregulering over samme tidsrom, som et alternativ til trinn.

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

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

Konsesjonærens forpliktelser for leveranse av reserver:

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

FCR

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

aFRR

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

Regulerkraftbud (RK-bud)

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

Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM)

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

Ubalansehåndtering:

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

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

Produksjonsglatting

Formålet med produksjonsglatting er å redusere de strukturelle ubalansene i kraftsystemet. Produksjonsglatting gir en fordeling av produksjonsendringer over timen som er bedre tilpasset kraftsystemets behov ved at systemansvarlig bestiller glatting av produksjon basert på prognoser og produksjonsplaner kvelden før driftsdøgnet.

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

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

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

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

1.5 Retningslinjer for fos § 9 annet ledd

1.5.1 Forskriftens ordlyd

§ 9. Regulerstyrke og effektreserve

Systemansvarlig skal til enhver tid disponere tilstrekkelige effektreserver

1.5.2 Bakgrunn og begrunnelse for oppdatering av retningslinjer for fos § 9 annet ledd

Systemansvarlig foreslår tre endringer i retningslinjer for fos § 9 annet ledd.

Dimensjonering av FCR-D_{ned}

Fra 1.1.2022 innføres en felles nordisk forpliktelse om å sikre FCR-D_{ned}. Endringer i retningslinjer og vilkår ble sendt på høring i bransjen 1.12.2019-1.3.2020, og er sendt til RME for godkjenning. I retningslinjene ble det ikke tatt inn beskrivelse av dimensjonering av FCR-D_{ned}, da det fremdeles gjensto avklaringer på nordisk nivå. Systemansvarlig tar nå inn en kort tekst om dimensjonering av FCR-D_{ned} i retningslinjene.

Marked for innkjøp av raske effektreserver - FFR

I tillegg gjøres det endringer i forbindelse med innføring av et marked for innkjøp av raske effektreserver FFR (Fast Frequency Reserves).

Med utgangspunkt i felles nordiske systemstudier (Inertia-2, Intertia2020) besluttet de nordiske TSOene i 2020 å innføre FFR for å sikre kraftsystemets behov for svært raske effektreserver. Det ble konkludert med at rask økning av produksjon eller rask reduksjon/ utkobling av forbruk var kostnadseffektive virkemidler for å hindre raske frekvensfall i situasjoner med lav inertia i det felles nordiske synkrone kraftsystemet. Balansetjenesten FFR ble derfor etablert for å sikre stabiliteten i kraftsystemet ved store frekvensfall, slik at automatisk lastfrakobling kunne unngås. Det nordiske samarbeidet bygger på en felles teknisk produktspesifikasjon. De nordiske TSOene sikrer effektreserven gjennom nasjonale løsninger. Ansvar for å anskaffe nødvendig reservekapasitet deles mellom de nordiske TSOene med utgangspunkt i en fordelingsnøkkel.

Statnett gjennomførte et teknisk pilotprosjekt i 2018 der ulike teknologier for leveranse av raske effektreserver ble tilbudt og utprøvd i drift. Erfaringene fra denne piloten var verdifulle, blant annet fordi ikke alle teknologiene fungerte som forventet. Deretter gjennomførte Statnett et demonstrasjonsprosjekt i 2020 for å utvikle markedsdesign og tekniske krav som grunnlag for å etablere en nasjonal markedsløsning for anskaffelse av FFR. Demonstrasjonsprosjektet ga verdifull kunnskap om leverandørmarked og valgt markedsløsning, men var ikke tilstrekkelig for å søke om å etablere FFR som en permanent markedsløsning, og å ta dette inn i retningslinjer for utøvelse av systemansvaret iht. fos § 28a. Manglende respons fra leverandørmarkedet og et lavt tilbudt volum av FFR gjorde at Statnett ønsket å videreutvikle demonstrasjonsprosjektet i 2021. En videreføring av demonstrasjonsprosjektet

21/00574-1 Høringsdokument juni 2021

ble innvilget for å videreutvikle markedsløsningen, spesielt med tanke på å sikre tilstrekkelig volum i anskaffelsen av reservekapasitet.

Resultatene fra gjennomføringen av demonstrasjonsprosjektet i 2021 har vært gode og Statnett har sikret seg det etterspurte volumet av reservekapasitet for sesongen. Demonstrasjonsprosjektets plan var å evaluere resultatene etter avsluttet sesong i 2021, men de gode resultatene fra anskaffelsen er en god indikasjon på at produktkravene og markedesdesignet er hensiktsmessig. Statnett foreslår derfor markedsvilkår for en permanent FFR markedsmekanisme fra 01.01.2022 med utgangspunkt i markedsløsningen som er testet gjennom demonstrasjonsprosjektet med noen justeringer.

De viktigste vurderingene/ endringene fra demonstrasjonsprosjektet er som følger:

- i. Markedsvilkårene spesifiserer at leverandører enten må ha egen balanseavtale med Statnett for reguleringsobjektet som tilbys, eller innhente samtykke fra den balanseansvarlige, for deltagelse i FFR-markedet. Dette er en tydeliggjøring fra demonstrasjonsprosjektet hvor det ikke kom frem spesifikt at BRP for ressursen som ble tilbudt skulle være involvert.

FFR skiller seg fra andre balanseprodukter ved å være svært energifattig og med neglisjerbare finansielle konsekvenser for BRP om en ressurs deltar i markedet. Men da BSP-rollen ennå ikke er innført i Norge, åpner systemansvarlig ikke for en praksis med uavhengig aggregatorer. En leverandør som ikke er balanseansvarlig, må ha samtykke fra BRP for ressursen som tilbys for å levere FFR.

- ii. Praksisen med å initiere prekvalifisering etter at et tilbud er akseptert videreføres. Dette er hensiktsmessig for å redusere risiko for nye leverandører og senke terskelen for deltagelse ved at leverandører er sikret deltagelse før eventuelle investeringer i utrustning for FFR-leveranse.
- iii. Minste kvantum FFR som kan tilbys økes fra 1 MW til 5 MW. For å tilpasse leveransene til behovet og redusere administrativ oppfølging, krever systemansvarlig et høyere minstekvantum for FFR-leveranse når markedsløsningen skal tas i bruk i 2022. Lavere budkvantum forutsetter bedre støtteverktøy for bestilling av reservekapasitet, og systemansvarlig vil vurdere mulighetene for å utvikle dette lengre frem i tid.

Da Statnett foreslår å sikre FFR gjennom et sesongoppkjøp med leveranse i perioden mai-oktober, er det behov for å etablere rammene for løsningen rundt årsskiftet, for å gi potensielle leverandører anledning til å vurdere og forberede deltakelse i markedet. Statnett sender derfor ut forslag til markedsvilkår på høring 1. juni, med sikte om at endelig forslag om nye retningslinjer og tilhørende markedsvilkår blir oversendt til RME for godkjenning 1. oktober.

Endringene i retningslinjene og markedsvilkårene vil kun påvirke de aktørene som frivillig ønsker å delta i FFR-markedet på foreslåtte vilkår.

Innføring av nordisk marked for aFRR-kapasitet (endringer gjeldende tidligst fra 01.02.2022)

De nordiske TSOene arbeider med å utforme et felles nordisk marked for aFRR-kapasitet, som sikrer effektiv anskaffelse av aFRR for TSOene og en felles markedsplass for nordiske aFRR-leverandører. Et felles nordisk marked vil gi aktørene tilgang til et større og mer effektivt marked. Simuleringer viser at Norge er netto leverandør av aFRR til Norden, og at vi kan forvente økt eksport fra Norge. Dette gir dermed muligheter for økt verdiskapning for aktørene.

Innføringen av felles nordisk aFRR-marked har vært kommunisert med aktørene over lang tid. Opprinnelig forslag ble sendt til regulatorene i april 2019, som avholdt høring med frist i juni 2019. Forslagene ble oversendt ACER i februar 2020. En høring ble avholdt med frist i mai 2020 før ACERs beslutning kom i august 2020. Flere detaljer i forbindelse med markedet har også vært på høring.

Som et mellomtrinn settes den felles nordiske IT-plattformen i drift for vårt nasjonale marked fra 01.09.2021, noe som blant annet innebærer en overgang til D-1 og mindre budstørrelser. Disse endringene har vært til høring hos bransjen og er oversendt til RME for godkjenning 01.04.2020. Med oppstart av felles nordisk marked vil reservasjon av overføringskapasitet for utveksling av reserver mellom nordiske budområder innføres i tillegg. Det forventes at overgangen fra nasjonalt til nordisk aFRR-kapasitetsmarked vil innebære svært begrensede endringer for den praktiske deltakelsen i markedet for aktørene.

Implementeringen av et nordisk felles aFRR-kapasitetsmarked (sekundærreserver) er forventet fra februar 2022, men tidspunkt for oppstart er avhengig av kvaliteten på ny metode for kapasitetsberegning med flytbasert markedskobling for spot- og intradagmarkedet som skal innføres i Norden ("flowbased external parallell run"). Her blir de faktiske nettbegrensningene oppgitt til markedet sammen med hvor mye kapasitet hvert budområde faktisk bruker av tilgjengelig kapasitet på hver begrensning, noe som gjør at den fysiske nettkapasiteten kan utnyttes på en samfunnsøkonomisk bedre måte. Kriteriet for oppstart av aFRR-kapasitetsmarkedet er at metoden for flytbasert kapasitetsberegning må være testet med tilstrekkelig kvalitet. De nordiske TSOene planlegger å benytte eksisterende kapasitetsberegning metode (NTC) for aFRR-kapasitetsmarkedet i påvente av at flytbasert kapasitetsberegning blir implementert.

1.5.3 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 9 annet ledd

Annet ledd

Systemansvarliges løsninger for effektreserver

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

Nordiske krav er forankret i det styrende dokumentet "Nordic system operation agreement – annex load-frequency control", også kalt den nordiske systemdriftsavtalen. Grunnleggende metoder som dimensjonering av nødvendige effektreserve og fordelingen mellom de nordiske systemansvarlige er beskrevet i den nordiske systemdriftsavtalen.

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

Systemansvarlig benytter følgende reserveprodukter for å sikre effektreserver:

- Primærreserve, Frequency Containment Reserve (FCR)
- Sekundærreserve, automatisk Frequency Restoration Reserve (aFRR)
- Tertiærreserve, manual Frequency Restoration Reserve (mFRR), som også kalles regulerkraft.
- Fast Frequency Reserves (FFR)

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

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

Nedenfor er krav til effektreservene prinsipielt beskrevet, samt hvordan systemansvarlig sikrer disse effektreservene gjennom markeder og systemkritiske vedtak. Markeder for reservene beskrives i vilkår. I vilkårene fastsettes kriterier for deltagelse i markedet, regler for budgivning og aksept av bud, samt prinsipper for rapportering og avregning. Vilkår for de ulike markedene er å finne i vedlegg til denne retningslinjen.

Primærreserver (FCR)

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

FCR-D anskaffes separat for opp og nedregulering, hhv. FCR-D_{opp} og FCR-D_{ned}. *(planlagt gjeldende fra 1.1.2022)*

Dimensjonering av FCR

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

Dagens krav til FCR-N er 600 MW. Denne mengden blir fordelt mellom de nordiske TSOene gjennom en fordelingsnøkkel. Denne beregnes for det kommende året basert på produsert og konsumert energimengde nasjonalt i forhold til den nordiske totalen i det foregående året. Systemansvarlig er forpliktet å sikre norsk andel.

Systemansvarlig dimensjonerer FCR-D_{opp} etter den største dimensjonerende hendelsen i nettet, som ~~er~~ vanligvis er bortfall forventet produksjon av det største tilknyttet kraftverk/importerende HVDC-mellomlandsforbindelse.

Systemansvarlig dimensjonerer FCR-D_{ned} etter den største dimensjonerende hendelsen i nettet, som vanligvis er bortfall av største tilknyttede last/eksporterende HVDC-forbindelse.

Marked for FCR

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

Ved manglende reserver

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

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

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

Dimensjonering av aFRR

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

Marked for aFRR

Systemansvarlig anskaffer aFRR gjennom kapasitetsmarkedet for aFRR. Reserveproduktene er både for retning opp og ned. Systemansvarlig vil normalt kjøpe symmetriske volum i markedet. Informasjon om markedsdeltagelse er nærmere beskrevet i "Vilkår for tilbud, aksept, **aktivering**, **rapportering** og **prising**, **avregning** i **kapasitetsmarkedet for aFRR** (sekundærreservemarkedet)".

Ved manglende reserver

Systemansvarlig sikrer ikke aFRR gjennom systemkritiske vedtak etter fos.

Tertiærreserve (mFRR)

mFRR anskaffes og aktiveres gjennom regulerkraftmarkedet, som er et felles balansemarked for det nordiske kraftsystemet. Regulerkraftmarkedet er beskrevet i retningslinjer for fos § 11.

Kapasitetsmarkedet for mFRR, kalt regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM), benyttes for å sikre tilstrekkelige opp- og nedreguleringsressurser i den norske delen av regulerkraftmarkedet. Tilbydere får betalt for å garantere at de deltar i regulerkraftmarkedet hvilket er aktiveringsmarkedet for mFRR.

Dimensjonering av mFRR

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

I tillegg til dette kravet har systemansvarlig et selvpålagt mål om å ha ytterligere reserver for å kunne håndtere balanseringsbehovet og flaskehals. Disse reservene skal ikke ha noen begrensninger i varighet og hviletid. Systemansvarlig fastsetter krav til volum av reserver basert på ubalansestatistikk.

Regulerkraftopsjonsmarkedet (kapasitetsmarked for mFRR)

Reservekravet nasjonalt for mFRR i retning opp og ned anskaffes normalt gjennom en analyse av forventet mengde frivillig innsendte bud til regulerkraftmarkedet og deretter kjøp av overstigende kravvolum i kapasitetsmarkedet for mFRR, regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). Analysen av forventet mengde frivillig bud i regulerkraftmarkedet baserer seg på tilgjengelige prognoser av forbruk, kraftutveksling, planlagte driftsstanser blant produksjonsenheter og vindkraft i Norge/Norden. Prognoser av flaskehals internt i Norge og i Norden og vurdering av tilgjengelighet av reserver i de ulike områdene vil også tas med i vurderingen.

Vilkårene deltakelse i kapasitetsmarkedet for mFRR "Vilkår for tilbud, aksept, rapportering og avregning i regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM)" er å finne i vedlegg til denne retningslinjen.

Manglende reserver

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

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

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

Fast Frequency Reserves (FFR)

Systemansvarlig sikrer FFR for oppregulering for å begrense en rask frekvensnedgang og hindre frekvensfall under 49,0 Hz ved større feilhendelser i situasjoner med lav rotasjonsenergi i kraftsystemet. FFR aktiveres ved en bestemt frekvens som måles lokalt hos leverandør. ~~Gjennom piloter og demonstrasjonsprosjekter utvikler systemansvarlig, sammen med interesserte aktører, tekniske krav og markedsløsninger for FFR. Betingelser for deltakelse i piloter og demonstrasjonsprosjekter publiseres på Statnetts nettsider.~~

Dimensjonering av FFR

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

Marked for FFR

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

Ved manglende reserver

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

1.6 Retningslinjer for fos § 11 første ledd

1.6.1 Forskriftens ordlyd

§ 11. Marked for regulerkraft

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.

1.6.2 Bakgrunn og begrunnelse for oppdatering av retningslinjer for fos § 11 første ledd

Systemansvarlig gjør endringer i retningslinjene til fos § 11 første ledd og vilkår for deltagelse i markedet for manual Frequency Restoration Reserve (mFRR), som også kalles regulerkraft. De fleste endringene gjøres i forbindelse med innføring av NBM (Nordic Balancing Model), hvor Statnett sammen med de øvrige nordiske TSOene skal automatisere balanseringsprosessene. En del av dette innebærer å automatisere systemansvarliges prosesser for bruk av av mFRR. I tillegg gjøres noen oppdateringer som blir gjeldende før dette.

På bakgrunn av dette sender systemansvarlig ut to versjoner av retningslinjer for fos § 11 første ledd og vilkår for mFRR-markedet. Den ene versjonen er planlagt gjeldende fra 1.1.2022, mens den andre versjonen er planlagt gjeldende fra Q4 2022. Ikrafttredelse for den andre versjonen, fra Q4 2022, vil avhenge av fremdrift i implementeringsprosjektet for automatisert mFRR-marked. Systemansvarlig vil informere bransjen om tidspunkt i god tid før implementering.

Det gjøres ingen endringer i retningslinjer for fos § 11 annet ledd, og disse er derfor ikke tatt med i høringsdokumentet.

[Versjon 1: Endringer i retningslinjer og vilkår gjeldende fra ca. 1.1.2022](#)

Endringer i retningslinjer:

Det er lagt til noen presiseringer i beskrivelser av formål med regulerkraftmarkedet for å tydeliggjøre vår praktisering. Endringen medfører ikke noen reell endring av praksis.

Videre fjernes en setning fra retningslinjene som omtaler hvordan inndeling i stasjonsgrupper gjøres. Stasjonsgruppeinndeling omtales i retningslinjer til fos § 8a første ledd. Systemansvarlig gjør i denne høringen endringer i fos § 8a første ledds beskrivelse av stasjonsgruppeinndeling basert for forbehold i RMEs godkjenningsbrev.

Det gjøres en mindre endring i retningslinjene for å gjenspeile riktig navn på vilkårsdokumentet, og for å tydeliggjøre at vilkårene gjelder aktiveringsmarked.

Endringer i vilkår:

I dag er minstekrav til budvolum 10 MW i alle budområder utenom NO1, hvor ett 5-9 MW bud per stasjonsgruppe er tillatt. Ved overgangen til den europeiske markedsplattformen for aktivering av mFRR (MARI) skal europeisk standardprodukt for mFRR ha minimum budvolum på 1 MW. Systemansvarlig ønsker å gjøre overgangen stegvis samtidig med at det utvikles automatiserte prosesser for flaskehalshåndtering og budfiltering, og vil vurdere utvidelse av lavere minimum budvolum på flere områder løpende. Eventuelle utvidelser vil vurderes ut fra behov og hva til enhver tid eksisterende systemer er i stand til å håndtere.

Systemansvarlig har i løpet av vinteren 2021 identifisert behov for å endre minste budvolum i NO3 til 5 MW. Årsaken er at vi i NO3 ikke er i stand til å kombinere god nok lokasjonsinformasjon i budgivning (stasjonsgruppeinndeling) som kreves for automatisert flaskehalshåndtering med krav til minste budvolum i dagens vilkår. Uten en reduksjon i minste budstørrelse vil flere reguleringsobjekt som er viktige for den lokale driftsikkerheten (spesialregulering), ikke kunne meldes inn i markedet. Dette vil

øke behovet for å bruke vedtak etter fos § 12 fjerde ledd. Systemansvarlig har gjort en vurdering av de praktiske implikasjonene som følger ved at vi åpner for mindre bud i *kun* dette budområdet og finner at det er praktisk håndterbart. Med dagens støtteverktøy kan vi ikke åpne for å gjøre reduksjon i budstørrelse for flere områder, og vi ønsker derfor nå å tillate ett 5-9 MW bud per stasjonsgruppe kun i NO3 i tillegg til NO1.

Versjon 2: Endringer i retningslinjer og vilkår som følge av automatisering av mFRR-markedet (gjeldende fra Q4 2022)

Systemansvarlig har informert bransjen om endringene ved flere anledninger, gjennom nordiske og norske informasjonsmøter. Det er avholdt nordiske stakeholdermøter, faste og ekstraordinære møter i IKT-gruppe for systemtjenester og balanseansvaret (ISB), og det er også publisert en [implementasjonsguide](#) på nordisk balanseringsmodellens hjemmesider den 17.12.2020 som beskriver hvilke konkrete endringer aktører må legge til rette for i sine IT-systemer for å kunne delta i markedet. Denne har blitt delt og presentert i en rekke informasjonsmøter. Implementasjonsguiden vil oppdateres jevnlig med mer detaljert informasjon etter hvert som ny informasjon blir tilgjengelig.

Det er også gjennomført spørreundersøkelser blant deltakere i mFRR-markedet for at systemansvarlig skulle få et inntrykk av hvorvidt bransjen blir klare for ny automatisert løsning og at de synes de har fått tilstrekkelig informasjon. Svarene fra bransjen varierer, og systemansvarlig vil gjøre sitt ytterste for at alle aktører får nok informasjon gjennom møter og direkte kontakt.

Automatiseringen av mFRR-markedet vil hovedsakelig innebære at mye av den aktiviteten som skjer manuelt og over telefon i dag kommer til å bli automatisert og digitalisert. Det medfører at:

- Det blir obligatorisk elektronisk budgivning hvor all nødvendig informasjon må oppgis i budene
- Det vil gjøres probabilistiske beregninger i forkant av budvalgprosessen for å avgjøre hvilke bud som sannsynligvis ikke vil kunne aktiveres på bakgrunn av systemtekniske problemer knyttet til lokasjon (flaskehals)
- Budvalsprosessen vil i hovedsak være en felles nordisk optimaliseringsfunksjon som kjøres hvert 15. minutt gjennom hele døgnet og gir de nordiske TSOene beskjed om hvilke bud som skal aktiveres.
- Aktiveringsbestillinger av bud sendes fra TSO til aktør hvert 15. minutt gjennom hele driftsdøgnet.
- Det vil bli flere typer aktiveringsprosesser, disse kompenseres i noe grad ulikt.
 - o Ordinære aktiveringsprosesser: planlagte aktiveringer, direkte aktiveringer
 - o Andre aktiveringsprosesser: raskere aktiveringer, periodeskiftaktiveringer
- En av aktiveringsprosessene (periodeskift) er en ny løsning for å håndtere strukturelle ubalanser rundt kvarterskift.
- Prinsippene for prissetting vil overordnet være de samme og baseres på marginalprising. Et unntak er at alle ordinære aktiveringsprosesser som håndteres i prisrekkefølge vil påvirke mFRR-prisen. I tillegg er definisjonen av når budområder får lik pris endret.

For mange aktører betyr dette at mer digitalisering og automatisering av egne systemer vil være nødvendig for å delta i mFRR-markedet. Så lenge de har lagt inn bud i mFRR-markedet må deres systemer kunne besvare og aktivere meldinger og bestillinger i hvert fall hvert 15. minutt. Systemansvarlig arbeider løpende med å gi bransjen informasjonen som trengs for at aktørene skal kunne implementere nye løsninger og systemer som er nødvendig for å delta i det nye automatiserte mFRR-markedet.

Selve anmeldingen av bud vil bli noe mer kompleks for aktørene, da det skal/kan legges inn mer detaljer og informasjon per bud. Den økte detaljeringsgraden er viktig for å kunne ivareta informasjon om budene i budvalsprosessen, og vil medføre redusert behov for avklaringer mellom systemansvarlig og aktører underveis i aktivering av bud.

Videre går systemansvarlig over til å gjennomgående bruke betegnelsen 'mFRR-markedet' for regulerkraftmarkedet. De felles europeiske betegnelsene er gradvis tatt inn i deler av retningslinjer allerede, og systemansvarlig mener det er hensiktsmessig å benytte disse fullt ut.

På grunn av de omfattende endringene som gjøres ved overgangen til automatiserte prosesser har systemansvarlig valgt å etablere nye vilkår. Det vil derfor ikke være en revidert utgave av tidligere markedsvilkår, og det er derfor ikke sporbare endringer i vilkårsdokumentet.

1.6.3 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 11 første ledd

Første ledd – planlagt gjeldende fra 1.1.2022 – ca. Q42022

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

Formålet er å:

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

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

Budgivning

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

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

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

Reguleringer

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

21/00574-1 Høringsdokument juni 2021

benytter systemansvarlig de bud som er aktuelle og egnet for den spesifikke situasjonen. Reguleringen registreres som systemregulering (spesialregulering).

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

Første ledd – planlagt gjeldende fra ca. Q4 2022

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

Formålet er å:

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

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

Budgivning

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

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

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

Reguleringer

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

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

aktiveringsprosesser. Bud kan også aktiveres utenfor prisrekkefølge, som for eksempel på bakgrunn av lokasjon eller andre budegenskaper.

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

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

1.7 Retningslinjer for fos § 12 femte ledd

1.7.1 Forskriftens ordlyd

§ 12. Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser

Systemansvarlig kan ved driftsforstyrrelser kreve å få benytte all tilgjengelig regulerbar effekt i produksjonsapparatet til å gjenopprette normal drift. Ikke anmeldt produksjon prissettes til budområdet regulerkraftpris, dersom ikke annet er avtalt.

1.7.2 Bakgrunn og begrunnelse for oppdatering av retningslinjer for fos § 12 femte ledd

Retningslinjene til fos § 12 femte ledd oppdateres for å hensynta overgangen fra to-pris til en-pris for avregning av produksjons-ubalanser. I tillegg blir det tydeliggjort hva konsesjonær må sende inn for å få kompensert reguleringer gjennom systemkritisk vedtak etter fos § 12 femte ledd. Det er ingen endring i systemansvarliges praksis vedrørende dette.

1.7.3 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 12 femte ledd

Femte ledd

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

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

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

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

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

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

Forhold til manøvreringsreglementet

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

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

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

1.8 Retningslinjer for fos § 14 tredje ledd

1.8.1 Forskriftens ordlyd – fos § 14 tredje ledd

§ 14. Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet

Systemansvarlig fastsetter innhold, format og frister for rapporteringen etter denne paragrafen.

1.8.2 Bakgrunn og begrunnelse for oppdatering av retningslinjer for fos § 14 tredje ledd

Systemansvarlig har etablert en løsning i Fosweb for innrapportering av informasjon iht. fos § 14 første og annet ledd. Løsningen er under utvikling, og i forbindelse med dette gjøres en endring i retningslinjer for fos § 14 tredje ledd. Tidligere har systemansvarlig basert seg på innrapportering av søknader i word-filer, og det har da vært åpning for at det kan sendes inn felles søknad for et anlegg som skal eies av ulike konsesjonærer. Når Fosweb-løsningen nå videreutvikles vil dette ikke lenger være mulig på samme måte som tidligere. Det vil fortsatt være en åpning for at en konsesjonær kan sende inn søknad på vegne av en annen konsesjonær, men det vil da måtte sendes inn to separate søknader for et felleseid anlegg. Systemansvarlig erfarer at det forholdsvis sjelden sendes inn felles søknader, og at i de tilfellene det skjer gjerne er snakk om helt nye anlegg hvor en konsesjonær har konsesjonssøkt på vegne av seg og en annen konsesjonær, og at eierskap overdras før anlegget settes i drift.

Dersom konsesjonærene mener det er stort behov for en mulighet for å sende inn felles søknader, ber systemansvarlig om tilbakemelding på dette.

1.8.3 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 14 tredje ledd

Tredje ledd

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

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

Innhold:

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

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

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

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

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

Format:

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

Frister:

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

21/00574-1 Høringsdokument juni 2021

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

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

Områdekonsesjonær:

Innhold:

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

Format:

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

Frister:

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

Tiltakshaver:

Innhold:

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

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

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

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

Format:

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

Frister:

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

I praksis betyr dette at søknad skal sendes før anlegget er ferdig detaljprosjektert og før utstyr er bestilt (eventuelt innenfor de tidsrammer der leverandør kan gjøre endringer). Tidspunkt for å sende inn

søknad skal også tilpasses en behandlingstid fra 8 til 12 uker fra fullstendig søknad og dokumentasjon er mottatt.

1.9 Retningslinjer for enf § 6-1

1.9.1 Forskriftens ordlyd

§ 6-1. Rapportering av anleggsdata før idriftsettelse

Konsesjonær for anlegg i eller tilknyttet regional- eller transmisjonsnett plikter å rapportere anleggsdata til systemansvarlig.

Eiere av produksjonsanlegg tilknyttet distribusjonsnett plikter å rapportere anleggsdata til systemansvarlig.

Rapporteringen etter første og annet ledd skal skje før nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg settes i drift. For produksjonsanlegg tilknyttet distribusjonsnett skal områdekonsesjonær kontrollere at anleggsdata er rapportert til systemansvarlig før nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg kan settes i drift.

Systemansvarlig skal fastsette en nedre ytelsesgrense for hvilke produksjonsanlegg tilknyttet distribusjonsnett som omfattes av plikten i første og andre ledd.

Systemansvarlig skal fastsette format, innhold og frist for rapportering etter denne paragrafen.

Systemansvarlig skal sende forslag til nedre ytelsesgrense, format, innhold og frist etter fjerde og femte ledd på høring til berørte aktører. Etter gjennomført høring skal forslaget sendes Norges vassdrags- og energidirektorat for godkjenning, sammen med en oppsummering av høringsuttalelsene. Godkjenning kan nektes dersom Norges vassdrags- og energidirektorat finner at forslaget ikke er hensiktsmessig utformet. Før iverksettelse skal berørte aktører varsles og gis en rimelig frist for å tilpasse seg. Tilsvarende fremgangsmåte benyttes ved endring av nedre ytelsesgrense, format, innhold og frist. Norges vassdrags- og energidirektorat kan gi pålegg om endring.

Systemansvarlig skal sørge for systemer og rutiner som sikrer en effektiv rapportering i henhold til denne paragrafen.

Systemansvarlig skal fortløpende oversende til Norges vassdrags- og energidirektorat opplysninger innrapportert etter første og andre ledd, etter de kravene Norges vassdrags- og energidirektorat setter.

1.9.2 Bakgrunn og begrunnelse for oppdatering av retningslinjer for enf § 6-1

Systemansvarlig sendte over oppdatert forslag til retningslinjer for enf § 6-1 til NVE for godkjenning 1.4.2020. NVE godkjente endringene med forbehold 21.12.2020. Parallelt med dette hadde systemansvarlig allerede gjort en ny oppdatering av retningslinjene for enf § 6-1, som ble sendt på høring til bransjen mellom 1.12.2020 og 1.3.2021. Endringsforslaget ble sendt til NVE for godkjenning 18.3.2021, og er p.t. ikke godkjent. Det er den siste versjonen systemansvarlig nå benytter for å gjøre oppdateringer iht. NVEs forbehold i godkjenningen datert 21.12.2020.

I sitt godkjenningsbrev datert 21.12.2020 kommenterte NVE at etter deres vurdering var forslag til format, innhold og frister (retningslinjer) etter enf. § 6-1 fjerde og femte ledd i tråd med formålet i energilovforskriften. Etter deres vurdering bidrar forslaget til økt transparens og forutsigbarhet for aktørene. Samtidig mente de at det bør være en tydelig frist i retningslinjene for når aktørene må rapportere inn data. NVE ba systemansvarlig om å gi en tydeligere beskrivelse av når komplette data

må være rapportert i Fosweb for at systemansvarlig får kvalitetssikret disse innen 4 uker før spenningssetting. Ved innmeldinger fra konsesjonær erfarer systemansvarlig at det ofte er feil i data eller behov for avklaringer. Denne prosessen medfører ofte økt saksbehandlingstid og utfordringer med å få modellert dataene før idriftsettelse. Systemansvarlig trenger minimum 5 virkedager til kvalitetssikring og kontroll av data i dialog med konsesjonær, før korrekte data sendes videre til modellering. Fristene i retningslinjene er derfor satt til 5 uker før spenningssetting.

Videre kommenterte NVE at det også bør komme frem av retningslinjene at aktører, som er usikre på rapporteringspliktige data og datasettet, må kontakte systemansvarlig tidligere for å få dataene godkjent innen fristen. Basert på tilbakemeldingene fra NVE foreslår systemansvarlig nå oppdateringer av retningslinjer for enf § 6-1. Endringene innebærer tydeliggjøring av frister for rapportering, det er også satt inn en figur for å illustrere prosessen med tidsfrister. For å tydeliggjøre krav til innhold, format og frister har systemansvarlig delt inn retningslinjene for femte ledd i egne underkapitler.

Videre kommenterte NVE i godkjenningensbrevet at det formelt sett bare er enf. § 6-1 fjerde og femte ledd som skal ha retningslinjer, og at retningslinjene for femte ledd inkluderer format, innhold og frister for all rapportering etter enf. § 6-1 og vil derfor i praksis inkludere alle ledd. NVE ba systemansvarlig om å oppdatere henvisningene i retningslinjene til hhv. enf. § 6-1 fjerde og femte ledd, slik at dette formelt sett blir riktig. Systemansvarlig avklarte med RME at denne endringen kunne gjennomføres uten høring. Retningslinjene er derfor allerede oppdatert slik at alt innhold ligger under retningslinjer til fjerde og femte ledd. Beklageligvis ble dette ikke ivarettatt da systemansvarlig sendte oppdaterte retningslinjer på høring i perioden 1.12.2020 – 1.3.2021. I dette forslaget til oppdaterte retningslinjer er endringen innarbeidet, og alt innhold er lagt til retningslinjenes fjerde og femte ledd.

Det er gjort endringer knyttet til rapportering av anleggsdata med Autofos-løsningen. 7 av 19 parameterlister er produksjonssatt, mens 11 av 12 resterende parameterlister er ferdig utviklet og klare for test med nettselskaper. Parameterliste på produksjonsanlegg er ikke ferdig utviklet slik at denne gjenstår og Autofos vil derfor ikke være aktuell for produsenter. Videreutvikling av Autofos er utsatt i påvente av etterspørselen fra aktørene om å ta løsningen i bruk.

I tillegg til oppdateringene basert på tilbakemeldinger fra NVEs godkjenningensbrev foreslår systemansvarlig tilpasninger i rapporteringsomfanget under enf § 6-1. Tilpasningene vil i første omgang gjelde innmelding for nye anlegg eller ved innmelding av endringer på eksisterende anlegg. Endringen vil gjelde fra når systemansvarlig har fått gjort tilpasninger i Fosweb. Endringene i eksisterende parametre gjengis og begrunnes nedenfor. Parameterlisten er ikke vedlagt, men vil oppdateres etter eventuell godkjenning fra NVE.

Transformator

1. Langvarig overlast (settes til ikke obligatorisk for transformator av type produksjonsanlegg)
2. Kortvarig overlast (settes til ikke obligatorisk for transformator av type produksjonsanlegg)

Begrunnelse:

Informasjonen er ikke lenger obligatorisk fordi generatortransformator dimensjoneres typisk for å håndtere behov for overføring av maksimal kontinuerlig aktiv effekt fra turbinen samtidig som krav til produksjon av reaktiv effekt. Vi velger derfor å fjerne krav om overlast for alle transformatorer av type generatortransformator.

Overføringsanlegg (kabel og luftline)

Luftline

1. Kortvarig overlast (settes til ikke obligatorisk for luftline av type produksjonsanlegg)
2. Kun krav om en strømgrense (for luftline av type produksjonsanlegg)

3. Faseavstand (settes til ikke obligatorisk)

Kabel:

1. Gjennomsnitt forlegningsdybde (settes til ikke obligatorisk)
2. Avstand center/center (settes til ikke obligatorisk)
3. Avstand mellom kabelsett (settes til ikke obligatorisk)

Begrunnelse:

Informasjonen er ikke lenger obligatorisk fordi luftledning av type produksjonsanlegg dimensjoneres typisk for å håndtere behov for overføring av maksimal kontinuerlig aktiv effekt fra turbinen samtidig som krav til produksjon av reaktiv effekt. Vi velger derfor å redusere kravet til at det kun er krav om en strømgrense for alle luftledninger av type produksjonsanlegg, samt at den kortvarige overlasten gjøres til ikke obligatorisk.

Behov for informasjon knyttet til luftline (faseavstand) og kabel er ikke nødvendig da impedansdata på overføringsanlegg er obligatorisk å rapportere i dag.

1.9.3 Forslag til oppdaterte retningslinjer for enf § 6-1

Fjerde ledd

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

Femte ledd

Format

Innrapportering av kraftsystemdata til systemansvarlig iht. energilovforskriften § 6-1 kan gjøres på to måter: Enten manuelt via webportal (Fosweb), eller automatisk direkte fra eget anleggsregister til systemansvarliges systemer (Autofos)¹. ~~Systemansvarlig vil i arbeidet med videreutvikling av Fosweb og Autofos inkludere bransjen.~~

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

Innhold

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

Rapporteringspliktige anleggstyper fremkommer av tabellen under.

Anleggstype	Merknad
Stasjoner: <ul style="list-style-type: none"> • Kraftstasjoner • Transformatorstasjoner • Selvstendige koblingsstasjoner • T-avgreninger 	Kraftstasjoner er kun rapporteringspliktige når samlet installert effekt hos alle produksjonsanlegg i stasjonen er større enn eller lik 1 MW. Transformatorstasjoner, selvstendige koblingsstasjoner og T-avgreninger er rapporteringspliktige når høyeste spenningsnivå i stasjonen er ≥ 30 kV.

¹~~Autofos er under utarbeidelse~~

<p>Produksjonsanlegg:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vannkraft • Varmekraft • Vindkraft • PV-anlegg (solkraft) • Annet 	<p>Produksjonsanlegg er kun rapporteringspliktige når samlet installert effekt hos alle produksjonsanlegg i en kraftstasjon er større enn eller lik 1 MW.</p>
<p>Transformatorer (inkludert reservetransformatorer²)</p>	<p>Transformatorer er rapporteringspliktige når primærviklingens driftsspenning er ≥ 30 kV. For reservetransformatorer gjelder rapporteringsplikten dersom primærviklingens merkespenning er ≥ 30 kV. Med primærvikling menes viklingen med høyest spenning.</p>
<p>Overføringer med tilhørende ledningssegmenter, dvs. kabler og luftliner (inkludert både HVDC og AC)</p>	<p>Anleggene er rapporteringspliktige når driftsspenningen er ≥ 30 kV</p>
<p>Kompenseringsanlegg:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Shuntbatterier • Shuntreaktorer • Fasekompensatorer • SVC/Statcom 	<p>Kompenseringsanlegg som er direkte tilknyttet i stasjoner med driftsspenning ≥ 30 kV er rapporteringspliktige uavhengig av hvilket spenningsnivå i stasjonen anleggene er tilknyttet, siden anleggene kompenserer både oppover og nedover i kraftsystemet.</p>
<p>Anlegg for nullpunktsjording:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Petersenspoler • Nullpunktsreaktorer 	<p>Anlegg for nullpunktsjording som har en funksjon ved jordfeil i nett med driftsspenning ≥ 30 kV er rapporteringspliktige. Merk at driftsspenningen i nullpunktet kan være noe lavere enn 30 kV.</p>
<p>Samleskinner</p>	<p>Samleskinner er rapporteringspliktige når driftsspenningen er ≥ 30 kV.</p>
<p>Felt (avganger)</p>	<p>Felt er rapporteringspliktige når driftsspenningen er ≥ 30 kV.</p>
<p>Endepunktskomponenter:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Strømtransformatorer • Brytere (effektbrytere, skillebrytere, fraskillende effektbrytere, lastbrytere og lastskillebrytere) • Seriereaktorer • HF-sperrer • Stasjonskabler • Looper • Øvrige strømbegrensende komponenter (kabelendemuffer, gjennomføringer, lasker, etc.) 	<p>Endepunktskomponenter er rapporteringspliktige når driftsspenningen er ≥ 30 kV og under forutsetning at de ikke er plassert i avganger (felt) mot transformatorer som forsyner sluttbrukere (last). Endepunktskomponenter i slike avganger er ikke rapporteringspliktige.</p> <p>Anleggsdata for stasjonskabler og looper er kun obligatorisk å rapportere dersom de er lengre enn 100 m og/eller strømbegrensende ift. tilknyttet hovedkomponent (overføring eller transformator).</p> <p>Anleggsdata for øvrige strømbegrensende komponenter som ikke er opplistet her er kun obligatorisk å rapportere dersom de er strømbegrensende ift. tilknyttet hovedkomponent (overføring eller transformator).</p>

² Rapporteringsplikten for reservetransformatorer har NVE presisert i enkeltvedtak (se NVE-referanse 200905291-126).

HVDC anlegg (transformator, kabel, luftline, omformer, filter etc.)	HVDC anlegg er rapporteringspliktige når de er direkte tilknyttet i stasjoner med driftsspennning ≥ 30 kV.
---	---

~~Endringer i anleggsdata skal være innmeldt av konsesjonær og godkjent av systemansvarlig senest fire uker før spenningssetting. Dette~~ Rapporteringen gjelder både nye anlegg og endringer i eksisterende anlegg som medfører at anleggsdata endres. Med spenningssetting menes tidspunktet anlegget for første gang blir tilkoblet spenning mot kraftsystemet.

For reserveanlegg som ikke skal spenningssettes er det kun reservetransformator som skal rapporteres. Fristen for rapportering av disse er når reservetransformatoren er på lager hos konsesjonær og tilgjengelig for omplassering i nettet. ~~Dersom reservetransformatoren tas i bruk i kraftsystemet så gjelder den samme fristen som for øvrige anleggsdeler, at anleggsdata skal være innmeldt av konsesjonær og godkjent av systemansvarlig senest fire uker før spenningssetting.~~

~~Samme frist på fire uker før spenningssetting~~ Rapporteringen gjelder også midlertidige anlegg, der varigheten for anleggsendringen forventes å være lengre enn tre måneder.

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

Anlegg som skal tas ut av drift og ikke vil bli satt på drift igjen skal rapporteres ~~frakoblet sanert innen fire uker før frakobling~~, uavhengig av om anlegget fortsatt skal være fysisk intakt.

Frister

Korrekt og fullstendig anleggsdata må meldes inn senest 5 uker før spenningssetting av konsesjonær. Anlegget betraktes ikke klart for gjennomgang og saksbehandling hos systemansvarlig før anlegget er innmeldt av konsesjonær. Saksbehandlingstiden/virkedager påløper når et anlegg er meldt inn og klar for kvalitetssikring hos systemansvarlig.

Systemansvarlig må ha tid til å sikre at innmeldte data og dokumentasjon før spenningssetting er fullstendig og korrekt innmeldt, samt tid for modellering. Konsesjonær skal ha anledning til å fremskaffe manglende data, og eventuelt korrigere data, dersom det er gitt tilbakemelding om dette fra systemansvarlig. Tvil og usikkerhet om innmelding av anleggsdata skal avklares med systemansvarlig, herunder også eventuell avklaring av eventuell ufullstendig innmelding.

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

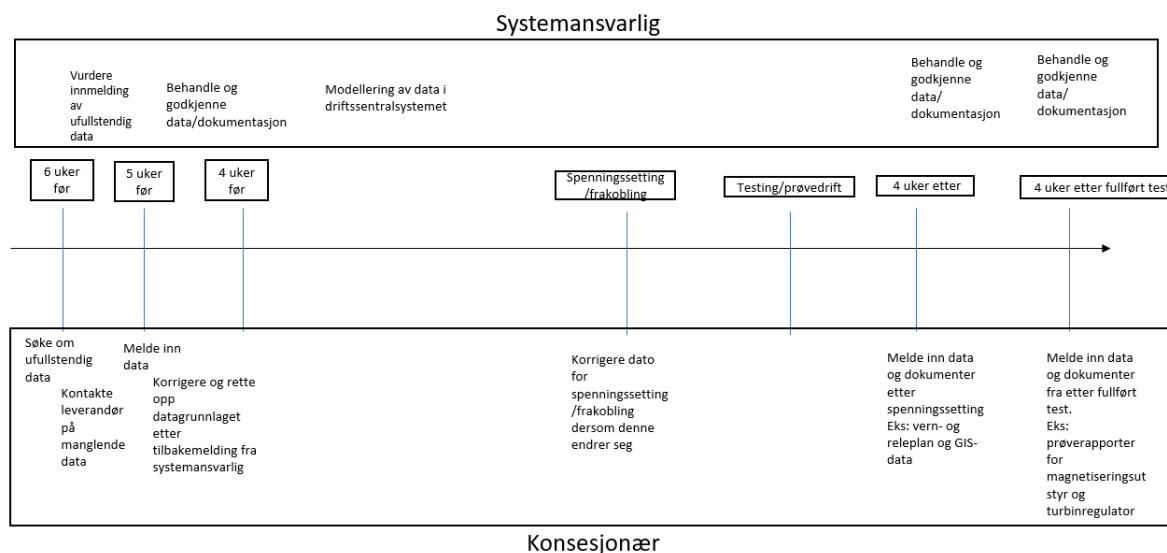
med systemansvarlig. I de tilfellene ufullstendig innmelding av data er akseptert, kan systemansvarlig kreve at de manglende dataene etterrapporteres etter spenningssettingen av anlegget.

Ved særskilte årsaker som havari eller beredskapstiltak kan rapporteringsfristen på fire uker fravikes, men systemansvarlig må informeres og rapporteringen må skje snarest mulig ved slike hendelser.

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

For de anleggstyper der det er krav om å rapportere idriftsettelsesrapporter (prøverapporter med verifiserende tester, blokkdiagram og parametrisering fra selve idriftsettelsen) for å verifisere anleggsdata og/eller funksjonalitet, skal idriftsettelsesrapportene være registrert senest fire uker etter at slike tester er utført.

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



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

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

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

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

Områdekonsesjonærs kontroll av produksjonsanlegg tilknyttet distribusjonsnettet

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

Dersom anleggsdata for et produksjonsanlegg ikke er godkjent for spenningssetting av systemansvarlig vil det ikke være mulig for områdekonsesjonær å kvittere ut anlegget i Fosweb. Det betyr at produksjonsanlegget ikke er rapportert i Fosweb-løsningen eller at anleggsdata som er innmeldt er feil, eller er mangelfull. Områdekonsesjonær kan i slike tilfeller ikke tillate spenningssetting av produksjonsanlegget. Produksjonseier må i slike situasjoner komplettere eller korrigere anleggsdata for sitt produksjonsanlegg, slik at de får godkjent anleggsdata av systemansvarlig.

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

Åttende ledd

Rapportering til NVE

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