

# **OPPDATERTE RETNINGSLINJER FOR UTØVELSE AV SYSTEMANSVARET**

**Oversendelse for godkjenning  
21. mars 2024**

-

**Fos §§ 8, 9, 12, 13, 14 og 15**

# Forord

## *Innhold i dette forslaget til oppdatering*

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

Det er Statnett som systemansvarlig som utarbeider retningslinjene. I dette dokumentet sender systemansvarlig oppdaterte retningslinjer for fos §§ 8, 9, 12, 13, 14 og 15 til Reguleringsmyndigheten for energi for godkjenning. Dette inkluderer vedlegg til retningslinjer for fos § 9 – Vilkår for FCR og Vilkår for FFR, samt vedlegg til retningslinjer for fos § 14 – Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet.

Forslag til retningslinjer er hørt med bransjen i perioden 1. desember 2023 – 29. februar 2024. Bransjens skriftlige høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer til disse fremkommer i dokumentet. I denne høringen ble både retningslinjer etter fos og retningslinjer etter energilovforskriften (enf) § 6-1 hørt i samme dokument. Retningslinjene til enf § 6-1 svares ut i eget underlag som sendes til NVE.

Forslaget til retningslinjene som vi nå sender på godkjenning står i kapittel 3 i dette dokumentet, med tilhørende vedlegg referert til i kapittel 3.6.

## Innholdsfortegnelse

1	Om høringen.....	4
2	Merknader til forslaget om oppdaterte retningslinjer. ....	4
2.1	Kommentarer til retningslinjene for fos § 8 .....	4
2.2	Kommentarer til retningslinjene for fos § 9 .....	5
2.3	Kommentarer til retningslinjene for fos § 12 femte ledd .....	6
2.4	Kommentarer til retningslinjene for fos § 13 .....	7
2.5	Kommentarer til retningslinjene for fos § 14 .....	7
2.5.1	Kommentarer til Veileder for søknadsplikt .....	7
2.5.2	Kommentarer til Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet (NVF) .....	7
2.6	Kommentarer til retningslinjene for fos § 15 .....	7
3	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos §§ 8, 9, 12, 13, 14 og 15 .....	8
3.1	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8.....	8
3.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 9 annet ledd.....	8
3.3	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 12.....	12
3.4	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 13.....	14
3.5	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 15.....	15
3.6	Vedlegg til retningslinjer for fos §§ 9 og 14.....	15
4	Vedlegg – Oppsummering av høringsinnspill til NVF 2024 .....	16
4.1	Høringsinnspill til NVF del II NETTANLEGG .....	16
4.1.1	NVF kapittel 4 - Overføring .....	18
4.1.2	NVF kapittel 5 – Koblingsanlegg og stasjoner - apparatanleggsløsning .....	18
4.1.3	NVF kapittel 7.2 – Vern i nett med nominell systemspenning $\geq$ 110 kV .....	25
4.2	Høringsinnspill til NVF del IV PRODUKSJONSANLEGG.....	29
4.2.1	NVF kapittel 11 - Generelt Produksjonsanlegg.....	30
4.2.2	NVF kapittel 12 – Funksjonskrav for synkrone produksjonsenheter.....	31
4.2.3	NVF kapittel 13 - Krav til verifiserende analyser og tester for synkrone produksjonsenheter.....	37
4.2.4	NVF kapittel 14 – Funksjonskrav for kraftparker.....	51
4.2.5	NVF kapittel 16 – Krav til verifiserende analyser og tester for kraftparker.....	52

# Forslag til oppdaterte retningslinjer

## 1 Om høringen

Høringen omhandlet både retningslinjer iht. forskrift om systemansvaret (fos) § 28 og enf § 6-1. De fleste aktørene kommenterte bare retningslinjene etter fos. Nedenfor listes alle aktørene som har besvart høringen, men det er angitt hvilke som bare har kommentert endringene i retningslinjene til enf § 6-1.

Systemansvarlig mottok høringsinnspill fra følgende 15 parter:

- REN
- Enkeltperson (Bare enf § 6-1)
- SFE Produksjon
- Aker Solutions Hydropower/Hymatek
- Andritz Hydro
- Elvia
- Å Energi
- Equinor (Bare enf § 6-1)
- Fornybar Norge
- Hydro Energi
- Lnett
- Fagne
- Statkraft
- Tensio
- Voith Hydro

Høringsinnspillene er kommentert i kapittel 2, samt i kapittel 4 (NVF). I dette dokumentet er deler av innspillene gjengitt, og de fullstendige høringsinnspillene legges ut på Statnetts hjemmesider.

Det er gjennomført noen endringer i retningslinjene som følge av innkomne innspill og mindre språklige endringer. Disse er kommentert i kapittel 2, og de er markert med blå tekst i det endelige forslaget til oppdaterte retningslinjer. Forslag til endrede retningslinjer kommer frem i kapittel 3. Endringer i retningslinjene som ble sendt på høring, er markert i grønn og rød gjennomstreking.

## 2 Merknader til forslaget om oppdaterte retningslinjer.

### 2.1 Kommentarer til retningslinjene for fos § 8

SFE Produksjon skriver at endringen innebærer at Statnett fokuserer mer på avvik mellom produksjonsplan og produksjon i stedet for samlet avvik, og de skriver at de støtter denne endringen.

Overgangen til en-prisavregning fører til at det ikke lenger beregnes en produksjonsubalanse. Statnett vil dog fremdeles overvåke avvik mellom produksjonsplan og faktisk produksjon.

Systemansvarlig mottok utover dette ingen innspill til endringer i retningslinjene eller vilkår til fos § 8. Vi foreslår likevel endringer da vi i etterkant av høringen har oppdaget at det har skjedd en feil ved utarbeidelsen av retningslinjene. Den nye teksten som har vært til høring var ment som et supplement til de gjeldende retningslinjene.

Vi mener endringene tydeliggjør praktiseringen. Det anses ikke at endringene påvirker aktørene, og vi foreslår derfor at justeringene sendes til RME uten ny høringsrunde.

Endringene er markert med blått.

## 2.2 Kommentarer til retningslinjene for fos § 9

SFE Produksjon kommenterte at de støtter foreslåtte endringer i terminologi fra primær-, sekundær- og tertiærreserver til FCR, aFRR og mFRR. De støtter også foreslåtte endringer i dimensjoneringskrav for mFRR og aFRR. SFE Produksjon kommenterer at de oppfatter at foreslåtte endringer i vilkår, kravjustering, formulering og budkvantum for FCR-markedet innebærer at Statnett i større grad vil basere seg på kjøpte leveranser. SFE Produksjon mener dette vil innebære oppgradering og forbedring av både egenskaper og fjernstyringsmuligheter til turbinregulator i mange av dagens kraftverk. SFE Produksjon kommenterer avslutningsvis at de ser nytteverdien for kraftsystemet og støtter de foreslåtte endringene.

Systemansvarlig mottok ut over dette ingen innspill til endringene i retningslinjene for fos § 9.

### Mindre justeringer i vilkår for FFR:

Vi gjør noen endringer i vilkår for FFR for å etterkomme RMEs tilbakemeldinger i godkjenningsbrev datert 7. desember 2023. Dette godkjenningsbrevet kom etter at vilkår for FFR ble sendt på høring 1. desember, og vi gjør derfor endringer nå for å etterkomme RMEs tilbakemeldinger i godkjenningsbrevet.

- I godkjenningsbrevet ble Statnett bedt om å vurdere formuleringen i kapittel 4, angående at leverandør eventuelt kan inngå skriftlig avtale med "tredjepart". På bakgrunn av denne kommunikasjonen trekker Statnett tilbake den foreslåtte formuleringen fra denne versjonen av vilkårene. Statnett vil i en senere oppdatering av vilkårene fremme et forslag som harmoniserer med reglene for aggregering og avtaler mellom sluttbruker og leverandør (FFR BSP)
- RME ba i samme brev ba RME oss om å tydeliggjøre hva som menes med sesong. Dette er hensyntatt ved å legge til en setning i kapittel 1 "Formål og virkeområde".  
<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/retningslinjer--godkjenning/godkjenning-av-retningslinjer-for--6-9-11-16-og-18-rme-7.12.2023.pdf>

I tillegg er følgende justeringer gjort:

- I kapittel 1 har vi vist til fos § 28, det er en feil. Henvisningen skal være til fos § 28a.

### Mindre justeringer i vilkår for FCR:

Vi har gjort følgende justeringer:

- I kapittel 1 har vi vist til fos § 28, det er en feil. Henvisningen skal være til fos § 28a.
- Dokumentet "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area" blir referert til som "Tekniske krav til FCR i Norden" gjennom hele vilkårsdokumentet. Flere steder i vilkårene er dette beskrevet slik at det kan være vanskelig å forstå at det faktisk er et eget dokument det refereres til. Vi har derfor satt anførselstegn rundt betegnelsen gjennom hele dokumentet.
- Vi har innledningsvis fjernet begrepet 'primærreserver' og lagt til begrepet 'frekvensbevaringsreserver'.

Forslaget til oppdaterte retningslinjer, sendes uendret over til RME for godkjenning. Det er gjort mindre justeringer i vilkår for FFR og vilkår for FCR som følge av tilbakemeldinger fra RME.

## 2.3 Kommentarer til retningslinjene for fos § 12 femte ledd

### Høringsinstansenes innspill:

Hydro Energi viser til ordlyden i fos § 12 femte ledd og skriver at bestemmelsen gjelder for regulering av effekt fra produksjonsapparatet som ikke er tilgjengelig ved ordinær aktivering av reserver i balansemarkedene. Hydro skriver videre at de mener foreslått tekst fra systemansvarlig i retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret, knyttet til dette punkt, virker noe merkelig. Systemansvarlig skriver (Hydrosunderstrekning):

*«Dersom det ved hendelser som nevnt over ikke er tilgjengelige bud i regulerkraftmarkedet fra aktuelle produksjonsenheter i berørt område, vil systemansvarlig kontakte disse for å om mulig få tilgang til å gjennomføre reguleringer. Normalt vil det i dialog med aktuelle produksjonsenheter bli enighet om gjennomføring av nødvendige reguleringer uten at systemansvarlig må fatte et eksplisitt vedtak om dette.» «Dersom det etter slik dialog viser seg vanskelig å komme til enighet om regulering, vil systemansvarlig fatte vedtak om regulering i henhold til denne bestemmelsen. Slikt vedtak er systemkritiske i henhold til fos § 28 tredje ledd og vil bli betegnet som dette.»*

Hydro Energi kommenterer at dersom man ikke har bydd inn i mFRR/RKM, er det uklart hvilket regime systemansvarlig da tenker at man skal operere under dersom man blir «enig» om å regulere sin kraftproduksjon, og evt til hvilken pris man da kan avtale. De skriver videre; Merk at bestemmelse om prising av regulering gitt i § 12 femte ledd annet punktum, i utgangspunktet forutsetter at systemkritisk vedtak er fattet, ref. § 12 femte ledd første punktum. Det er svært uklart hva som kan forstås som en slik «enighet» som systemansvarlig her legger opp til. Mange aktører vil nok oppleve en slik henvendelse fra systemansvarlig som at man ikke har annet valg enn å adlyde systemansvarlig sitt ønske. Vil det eksempelvis være å anse som «enighet» etter systemansvarligs syn dersom man ikke motsier systemansvarlig?

Hydro Energi mener det er fornuftig og viktig at systemansvarlig diskuterer konsekvenser med de ulike aktørene i forkant av beslutning om hvor regulering bør hentes, slik at den mest samfunnsmessig rasjonelle løsningen kan velges. Men selve beslutningen om å produsere eller endre produksjon må være et systemkritisk vedtak, hvis ikke er det vanskelig å se hva slik regulering skal betegnes. Hvis en produsent ikke har tilbudt reserverer i de aktuelle balansemarkedene, og det ikke er fattet et systemkritisk vedtak om regulering, stiller Hydro Energi spørsmål ved om den nevnte produsenten i det hele kan ha lov til å regulere basert på en «enighet», som ikke er hjemlet i gjeldende forskriftsverk. Som stor aktør i kraftmarkedet er det helt essensielt for Hydro at det er klare retningslinjer og ansvarsforhold mellom og for aktørene i kraftsystemet, og spesielt nær, eller i, driftstimen. Det er svært viktig at systemansvarlig er tydelig på hva som er handlingsrommet til aktørene de kontakter. Dersom aktørene i realiteten ikke kan nekte å gjennomføre en gitt regulering, må det fattes et systemkritisk vedtak. Hvilken oppfølging ser systemansvarlig evt for seg dersom aktører systemansvarlig mener man har «avtalt» regulering med, ikke gjennomfører, når den aktuelle aktøren ikke har bydd sine ressurser inn i aktuelle balansemarkeder og heller ikke er omfattet av et systemkritisk vedtak? Eller på den andre siden, at en aktør utfører regulering på grunnlag av en «enighet» denne aktøren oppfatter, men som systemansvarlig i etterkant mener ikke er inngått? En slik praksis kan gi grobunn til mistanke om forskjellsbehandling mellom aktører og uheldig ulik håndtering fra systemansvarlig sin side.

### Systemansvarliges merknad:

Systemansvarlig trekker forslaget til retningslinjer på bakgrunn av høringsinnspillet og samtaler med RME.

Systemansvarlig velger å beholde den foreslåtte kapittelinnvidlingen "Prissetting" da denne står seg uavhengig av de øvrige justeringene.

## **2.4 Kommentarer til retningslinjene for fos § 13**

Systemansvarlig mottok ingen innspill til endringene i retningslinjene for fos § 13. Forslaget til oppdaterte retningslinjer sendes derfor uendret over til RME for godkjenning.

## **2.5 Kommentarer til retningslinjene for fos § 14**

Nedenfor følger innspill fra høringsrunden og systemansvarliges merknad til innspillene. I tillegg har vi blitt oppmerksomme på noen språklige detaljer som vi har endret og markert i blått.

### **2.5.1 Kommentarer til Veileder for søknadsplikt**

#### Høringsinstansens innspill

Statkraft viser til «Produksjonsanlegg - Vannkraft» og raden «Endringer i hovedkomponenter i generator eller turbin». Statkraft mener det bør fremkomme tydeligere hva som er søknadspliktig under dette punktet. Endringen er ikke på høring, men vi ønsker likevel å gjøre systemansvarlig oppmerksom på dette. Det står blant annet «*Tiltaket har potensial til å påvirke tyngde og reaktanser i aggregatet og dermed for eksempel frekvensreguleringsevnen.*». Vi mener dette kunne blitt gjort tydeligere og vi ber systemansvarlig vurdere å reformulere det til «*Endringer som påvirker svingmasse og elektriske data er søknadspliktig.*».

#### Systemansvarliges merknad:

Systemansvarlig ser at det er hensiktsmessig med en gjennomgang av veileder for søknadsplikt for å tydeliggjøre hvilke tiltak som er søknadspliktige for spesielt produksjonsanlegg. Innspillet tas til etterretning for videre arbeid med nevnte veileder.

### **2.5.2 Kommentarer til Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet (NVF)**

De foreslåtte endringer i NVF (NVF 2024) ble sendt på høring i et dokument som omfattet hele NVFen selv om det ikke er foreslått endringer i alle kapitlene. I høringsutkastet er grønn tekst forslag til ny tekst i NVF, mens rød overstreket tekst er tekst som foreslås fjernet fra NVF.

Endelig forslag til endring av NVF 2024 er vedlagt for godkjenning. Blå tekst viser mindre endringer som er inntatt som resultat av innkomne høringsinnspill, samt enkelte administrative rettelser av systemansvarlig.

#### Oppsummering av de enkelte innspillene:

Høringsinstansenes innspill og systemansvarliges merknader til innspillene er gjennomgått i detalj og svares ut i vedlegg på slutten av dette dokumentet (se punkt 4 flg.). Innspillene og merknadene er sortert på NVF-delene om nettanlegg og produksjonsanlegg, samt aktuelt kapittel..

## **2.6 Kommentarer til retningslinjene for fos § 15**

SFE produksjon kommenterte at de støtter formuleringsendringen i fos § 15. Systemansvarlig mottok ut over dette ingen innspill til endringene i retningslinjene for fos § 15. Forslaget til oppdaterte retningslinjer sendes derfor uendret over til RME for godkjenning.

### 3 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos §§ 8, 9, 12, 13, 14 og 15

#### 3.1 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8

##### *Første ledd*

Konsesjonærforpliktelser fastsatt i forskrift. Ingen retningslinjer tilknyttet dette leddet.

##### *Annet ledd*

Det gjøres ukentlig analyser av konsesjonærenes ubalanser. Basert på konsesjonærens portefølje gjøres det en vurdering av om resulterende ubalanse er akseptabel. Ved unormale/uakseptable ubalanser kontaktes konsesjonæren som gis mulighet til å forklare samt utbedre forholdet. Dersom forholdet ikke utbedres, konsesjonæren ikke evner å gi tilfredsstillende forklaring på ubalansene eller det avdekkes systematiske overtredelser rapporteres forholdet til RME. Konsesjonærene kan selv få informasjon om sine ubalanser ved å opprette bruker på eSett Online Service.

Det gjøres i tillegg ukentlige analyser av konsesjonærenes samsvar mellom produksjonsplaner og faktisk produksjon ubalanser. Basert på konsesjonærens portefølje gjøres det en vurdering av om resulterende avvik fra produksjonsplanen ubalanse er akseptabel. Ved unormale/uakseptable avvik ubalanse kontaktes konsesjonæren som gis mulighet til å forklare samt utbedre forholdet. Dersom forholdet ikke utbedres, eller konsesjonæren ikke evner å gi tilfredsstillende forklaring på avvikene ubalansene eller det avdekkes systematiske overtredelser, rapporteres forholdet til RME. ~~Konsesjonærene kan selv få informasjon om sine ubalanser ved å opprette bruker på eSett Online Service.~~

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

##### *Annet ledd*

##### *Systemansvarliges løsninger for effektreserver*

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

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

Systemansvarlig benytter følgende reserveprodukter for å sikre effektreserver:

- Primærreserve, Frequency Containment Reserve (FCR)
- Sekundærreserve, automatic 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 systemsvaret for fos § 4 c og d) for de definerte



reserveproduktene, men benytter også systemkritiske vedtak når det ikke er mulig eller samfunnsøkonomisk rasjonelt å dekke behovet gjennom innkjøp i markedene. Systemansvarlig utvikler nye reserveprodukter fortløpende, i samråd med interessenter, ved behov iht. fos § 4, prinsipper for utøvelsen av systemansvaret.

Tilstrekkelige effektreserver inkluderer reserver for både opp- og nedregulering.

Nedenfor er krav til effektreservene prinsipielt beskrevet, samt hvordan systemansvarlig sikrer disse effektreservene gjennom markeder og systemkritiske vedtak. Markeder for reservene beskrives i vilkår. I vilkårene fastsettes kriterier for deltagelse i markedet, regler for budgivning og aksept av bud, samt prinsipper for rapportering og avregning. Vilkår for 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 ved frekvensendringer innenfor normalfrekvensbåndet (49,9-50,1 Hz). FCR-D (disturbance) eller driftsforstyrrelsesreserve skal reagere på frekvensendringer som ligger utenfor normalfrekvensbåndet.

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

#### *Dimensjonering av FCR*

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

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

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

#### *Marked for FCR*

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

Deltakelse i markedet krever at man er prekvalifisert etter gjeldende krav. Fra 1.1.2024 gjelder nye tekniske krav for FCR i henhold til "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area"<sup>1</sup>.

Unntak gjelder for reguleringsobjekter som gjennom vedtak<sup>2</sup> fra systemansvarlig er pålagt å bidra med FCR-regulering. Disse reguleringsobjektene kan fortsette sin levering etter tidligere krav frem til prekvalifisering etter nye krav er gjennomført. Prekvalifisering etter krav i "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area" skal være gjennomført senest 21.12.2027 for denne gruppen.

Systemansvarlig har mulighet til å innføre ordninger som stimulerer til at aktører velger å gjennomføre prekvalifisering tidlig i overgangsperioden.

#### *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)*

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

#### *Dimensjonering av aFRR*

aFRR dimensjoneres på nordisk nivå i tråd med variasjoner i frekvenskvaliteten. **Dette gjøres fortløpende i hvert kvartal gjeldende for kommende kvartal.** Ved oppstart av automatisert mFRR balansering vil aFRR dimensjoneres for å dekke behov for aFRR i direkteaktiveringsfasen for mFRR i normaldrift.

Ved overgang til ACE-basert balansering<sup>3</sup> vil kravene i metoden etter SOGL artikkel 157 om dimensjonering av FRR være gjeldende. Systemansvarlig vil i en overgangsperiode vurdere å kjøpe større volum enn tidligere og vektlegge hvordan volum er distribuert i budområdene. Dette skal sikre tilstrekkelig balanseringsevne i de ulike budområdene ved overgang til ny balansering. Systemansvarlig skal vurdere volum og behov i de ulike budområdene kvartalsvis og vi vil informere om endring i praksis på statnett sin nettside om aFRR<sup>4</sup>.

#### *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 og prising i kapasitetsmarkedet for aFRR (sekundærreservemarkedet)".

#### *Ved manglende reserver*

Systemansvarlig sikrer ikke aFRR gjennom systemkritiske vedtak etter fos.

---

<sup>1</sup> Dette dokumentet finnes på statnett.no på siden reservemarkeder/primærreserver. [Lenke: Primærreserver - FCR | Statnett](#) Dokumentet beskriver prekvalifiseringsprosessen i henhold til SOGL artikkel 155 og en teknisk beskrivelse av kravene til responsen til FCR som følger av metoden etter SOGL artikkel 154 nummer 2.

<sup>2</sup> Årlig vedtak om levering av systemtjenester jf. fos § 9 1. ledd som omfatter konsesjonærer med produksjonsanlegg  $\geq 10$  MVA.

<sup>3</sup> Area Control Error (ACE)- balansering innebærer balansering basert på ubalansen i de enkelte budområdene.

<sup>4</sup> Informasjonen publiseres på statnett.no på siden reservemarkeder/ sekundærreserver. [Lenke: Sekundærreserver - aFRR | Statnett](#)

### *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 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 av HVDC mellomlandsforbindelse ved høy import. For mFRR i retning ned vil dimensjonerende feil være gitt av forbruksutfall, eventuelt tap av HVDC mellomlandsforbindelse ved høy eksport.

I tillegg til dette kravet må systemansvarlig ta høyde for at det kan være ubalanser i systemet eller anstrengt nettsituasjon når feilen skjer. Systemansvarlig har derfor definert et selvpålagt mål om å ha ytterligere reserver for å kunne håndtere balanseringsbehovet og flaskehals. Disse reservene skal ikke ha noen begrensninger i varighet og hviletid. Systemansvarlig fastsetter krav til volum av reserver basert på ubalansestatistikk og dimensjonerende feilhendelse. **Systemansvarlig skal vurdere volum og behov i de ulike budområdene kvartalsvis og vi vil informere om endring i praksis på Statnett sin nettside om mFRR<sup>5</sup>.**

**Ved overgang til ACE-basert balansering<sup>6</sup> vil kravene i metoden etter SOGL artikkel 157 om dimensjonering av FRR være gjeldende. I henhold til ny metode skal volumet dekke ubalanser og største feilhendelse i alle budområder. Systemansvarlig vil i en overgangsperiode vurdere å kjøpe større volum enn tidligere og vektlegge hvordan volum er distribuert i budområdene. Dette skal sikre tilstrekkelig balanseringsevne i de ulike budområdene ved overgang til ny balansering.**

### *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. 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 for deltakelse i kapasitetsmarkedet for mFRR "Vilkår for kapasitetsmarkedet for mFRR" er å finne i vedlegg til denne retningslinjen.

### *Manglende reserver*

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

---

<sup>5</sup> Informasjonen publiseres på [statnett.no](https://statnett.no) på siden [reservemarkeder/tertiærreserver](#) Lenke: [Tertiærreserver - mFRR | Statnett](#)

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

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 kapasitetsmarkedet for mFRR) kan systemansvarlig rekvirere ytterligere mFRR gjennom systemkritiske vedtak etter § 12 fjerde ledd. I vanskelige driftssituasjoner 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.

#### *Dimensjonering av FFR*

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

#### *Marked for FFR*

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

#### *Ved manglende reserver*

Systemansvarlig sikrer ikke FFR gjennom systemkritiske vedtak etter fos. Dersom systemansvarlig ikke kan dekke sin FFR-forpliktelse gjennom anskaffelse av reserver eller tilsvarende 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.

### **3.3 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 12**

#### *Femte ledd*

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

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

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

~~Dersom det ved hendelser som nevnt over ikke er tilgjengelige bud i regulerkraftmarkedet fra aktuelle produksjonsenheter i berørt område, vil systemansvarlig kontakte disse for å om mulig få tilgang til å gjennomføre reguleringer. Normalt vil det i dialog med aktuelle produksjonsenheter bli enighet om gjennomføring av nødvendige reguleringer uten at systemansvarlig må fatte et eksplisitt vedtak om dette.~~

~~Dersom det etter slik dialog viser seg vanskelig å komme til enighet om regulering, vil systemansvarlig fatte vedtak om regulering i henhold til denne bestemmelsen. Slikt vedtak er systemkritiske i henhold til fos § 28 tredje ledd og vil bli betegnet som dette.~~

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

Dersom driftsituasjonen 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.

### *Prissetting*

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

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

### *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.

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

#### *Annet ledd*

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

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

Dersom det ikke er flaskehals mellom budområdene, skal eventuell TUF gjennomføres i det delsystem **med som har størst negativ balanse reservesituasjon**. Et delsystems **balanse reservesituasjon** gis av **differansen mellom tilgjengelige oppreguleringsreserver og forventet negativ ubalanse**. **målt fysisk overføring på grenseforbindelsene mellom delsystemene i synkronsystemet**. **Oppreguleringsreserver som ikke er aktivert og ikke ligger bak lokale flaskehals skal regnes med i balansen.**

Dersom det er flaskehals mellom budområdene, skal en eventuell TUF gjennomføres i den delen av synkronsystemet som avlaster flaskehalsen. Ved beregning av **balansen reservesituasjonen** skal man bare se på **balansen reservesituasjonen** i de budområdene i hvert delsystem som avlaster flaskehalsen, og ikke hele delsystemets **s balanse**. **I beregningen av balansen inngår også utveksling mellom andre budområder i synkronsystemet**. **Oppreguleringsreserver som ikke er aktivert og ikke ligger bak flaskehals skal regnes med i balansen.**

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

##### *TUF ved lokal effektknapphet*

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

##### *Gjennomføring av TUF*

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

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

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

### 3.5 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 15

#### Tredje ledd

Systemansvarlig kan fastsette spenningssettpunkt og hvordan spenningsregulatorer skal være innstilt slik at produksjonsenheter bidrar til å oppnå ønsket spenning i tilknytningspunkt og at generatorer responderer riktig ved spenningsendringer i generatorers tilknytningspunkt.

#### Spenningssettpunkt

Netteier og produsent skal i utgangspunktet bli enige om spenningssettpunkt. Produksjonsenheter skal virke fritt (uten manuell inngripen fra produsent) mot avtalt referansesettpunkt (spenningssettpunkt). Systemansvarlig skal informeres om avtalt referansesettpunkt (spenningssettpunkt).

Systemansvarlig vil typisk gripe inn:

- Ved uenighet mellom konsesjonærer. I slike tilfeller må konsesjonærer i hvert enkelt tilfelle kontakte systemansvarlig.
- Dersom det oppstår eller er fare for ugunstige situasjoner i regional- eller transmisjonsnettet.

Systemansvarlig vil da fatte vedtak om referansesettpunkt. Vedtaket vil angi blant annet referansesettpunkt og varighet for tiltaket, dvs. om vedtaket er permanent, et gitt antall år, sesongbasert eller situasjonsbestemt av hendelser, feil eller ombygginger i nettet. Dersom det fattes systemkritisk vedtak vil systemansvarlig ettersende skriftlig informasjon om dette.

#### Reguleringsmodus

~~Normalt skal alle spenningsregulatorer være i modus spenningsregulering.~~

Spenningsregulator skal operere i reguleringsmodus *Spenningskontroll*. Bruk av andre reguleringsmoduser, som *MVAr-kontroll*, *cos $\phi$ -kontroll* og *Manuell-kontroll*, er ikke tillatt uten etter søknad og vedtak fattet av systemansvarlig.

Systemansvarlig vurderer behov for endring av modus i de tilfeller hvor driftsstanser eller andre forhold tilsier at valg av andre modus vil bidra til bedre leveringskvalitet og forsyningsikkerhet. Dette kan eksempelvis være ved planlagte driftsstanser i henhold til fos § 17, der systemansvarlig kan fatte vedtak om at generatorer skal være tilgjengelig for leveranse av reaktiv effekt i spesifisert kvantum i perioden for aktuell driftstans.

Dersom konsesjonær har behov for endring av modus skal systemansvarlig kontaktes om dette så tidlig som mulig. Konsesjonær må melde slike behov til Regionsentral Sør eller Nord, ved bruk av epost eller andre fremtidige digitale løsninger, med beskrivelse og begrunnelse. Systemansvarlig vil kun vurdere dette i særskilte tilfeller basert på blant annet årsak, spenningsforhold i nettet og varighet.

Systemansvarlig vil fatte vedtak før endring av modus kan iverksettes. Vedtaket vil angi blant annet valgt modus og varighet for tiltaket. Dersom det fattes systemkritisk vedtak, vil systemansvarlig ettersende skriftlig informasjon om dette.

### 3.6 Vedlegg til retningslinjer for fos §§ 9 og 14

Følgende dokumenter er lagt ved:

- Vedlegg til retningslinjer for fos § 9
  - Vilkår for FCR
  - Vilkår for FFR
- Vedlegg til retningslinjer for fos § 14
  - Veileder for søknadsplikt
  - NVF – Nasjonal veileder for funksjonskrav.

## 4 Vedlegg – Oppsummering av høringsinnspill til NVF 2024

Det kom inn mange høringsinnspill både om krav som var til høring, spesielt relatert fleksibilitet og systemutforming for nettanlegg, og om krav til testing av produksjonsanlegg. I tillegg kom det også flere innspill til deler av NVF som ikke var på høring.

Alle innspill er forsøkt besvart sortert på relevant kapittel. I noen tilfeller har arbeidet med innspillene medført mindre justeringer markert med blå tekst i justert NVF2024. Det er også gjengitt i dette oppsummeringsdokumentet.

Noen aktører gir uttrykk for et ønske om mindre eller sjeldnere høringer fordi det er ressurskrevende å gå gjennom disse. Samtidig etterspør enkelte innspill og som eventuelt vil fordre at slike endringer høres med aktørene. Systemansvarlig har som inntrykk at NVF i løpet av de neste par år vil være gjennomarbeidet og godt hørt, slik at det kan bli sjeldnere høringer og revisjoner. Neste høring og revisjon forventes bl.a. å justere krav til analyser for produksjonsanlegg, samt noen justeringer av krav til test som følge av denne høringen.

### 4.1 Høringsinnspill til NVF del II NETTANLEGG

Tabell under lister de aktører som har gitt høringsinnspill til Høringsutkast NVF 2024, del II – Nettanlegg.

Aktør/konsesjonær	Videre ref.	NVF 2024 Kapittel
Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet	REN	5 (Koblingsanlegg og Stasjoner)
Elvia AS	Elvia	5 og 7 (Vern)
Hydro Energi AS	Hydro	5
Lnett (tidligere Lyse Elnett)	Lnett	5
Fagne AS	Fagne	5
Tensio AS	Tensio	5
Fornybar Norge	Fornybar Norge	Alle/ generelt

#### **GENERELLE KOMMENTARER TIL NETTANLEGG, Kapittel 5 Koblingsanlegg og stasjoner**

Under listes generell kommentarer fra noen aktører, spesifikke kommentarer fra de samme aktører m.fl. blir svart ut senere i dette oppsummeringsdokumentet.

**REN kommentar:** Ren gir uttrykk for at; *"kapittel 5 er blitt mye bedre lesbart og forståelig"*. Men de uttrykker også som generell kommentar til kapittel 5 at *"Det «henger igjen» mange «høyeste» «enkel» fleksibilitet i dokumentet, bør søkes og fjernes/omskrives"*.

**Elvia kommentar:** Elvia mener de tidligere kravene i kapittel 5 har vært vanskelige å tolke. Og de mener de foreslåtte endringene til fleksibilitet og systemutforming (redundans og dublering) av koblingsanlegg er kostnadsdrivende og arealkrevende. Elvia mener kravene ikke er rasjonelle og støtter ikke alle de foreslåtte endringene. Elvia sitt standpunkt siteres her; *"at individuelle vurderinger av hvert enkelt anlegg, sett i sammenheng med forsyningsområde, oftest gir det beste resultatet samlet sett. Det vil si at vi mener det er mer rasjonelt med redundans i sammenhengende og omkringliggende nett, fremfor i hvert nettanlegg spesifikt."*

**Fornybar Norge kommentar:** *"Enkelte av våre medlemmer mener at oppdatert tekst som er foreslått gir en presisering av dagens praksis. Disse medlemmene er positive til oppdatert tekst, ettersom de mener at dette vil gi en mer lik praksis for alle nettselskap og at dette er positivt."*



*Andre medlemmer mener at endringene som er foreslått gir strengere krav enn tidligere. Disse medlemmene mener at forslaget vil endre anleggstyper som kan bygges, føre til mer komponentbruk og gi større arealbeslag. Dette vil i sum øke totalkostnaden for nettanlegg, og kost-nyttvurderinger av det nye forslaget savnes.*

*Fornybar Norge ber om at Statnett vurderer begge disse synspunktene i sitt videre arbeid med å fastsette oppdaterte retningslinjer. Vi har ikke kommentarer til de øvrige endringene som er foreslått."*

### **Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig har redigert krav i kapittel 5 for å gjøre det mer ryddig og enklere å tolke etter anmodning fra flere aktører. Tilbakemeldinger fra REN, Fornybar Norge m.fl. tyder på at NVF2024 representerer en forbedring i så måte.

Ulike typer koblingsanlegg og stasjoner, blir i NVF2024 omtalt etter hovedkategoriene "Koblingsanlegg i transmisjonsnett", "Koblingsanlegg i regionalnett tilknyttet transmisjonsnett", "koblingsanlegg som har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten" og "koblingsanlegg i regionalnett". Vi tenker en viktig redaksjonell endringen er å introdusere begrepet "regionalnett tilknyttet transmisjonsnett". I Norge har vi i overkant av 80 slike stasjoner og flere bygges. For systemansvarlig er det viktig at forbindelsene mellom regionalnett og transmisjonsnett er robuste. Fra det perspektivet så må det også være en god koblingsanleggsløsning i grensesnittet mellom DSO og TSO. Det er for å kunne ivareta en god forsyningssikkerhet i drift, ved revisjoner og under en feil. Det er flere områder i systemet som har en svak forbindelse til transmisjonsnettet, og kravene i NVF 2024 stilles for å kunne ivareta de også. Det påpekes at kravene som har vært gjeldende i tidligere versjoner av NVF har vært strengere på denne typen stasjoner, men det har vært muligheter til å mildne kravet gjennom behovsprøving.

Det er riktig og viktig at funksjonalitet til fleksibilitet og systemutforming for disse stasjonene er og blir omdiskutert. Stasjonene danner knutepunkter mellom transmisjonsnettet og regionalnettene. Alle stasjonene representerer samarbeidsprosjekter mellom aktuell regionalnettseier og transmisjonsnetteseier Statnett, samt ofte flere aktører, f.eks. eiere av produksjon- eller forbruksanlegg som kan være direkte eller indirekte tilknyttet. Systemansvarlig legger vekt på både generelle synspunkter omtalt i dette avsnittet, og til de flere enkelte spesifikke kommentarer som drøftes i de påfølgende sider. På grunnlag av dette har vi gjort noen justeringer, bl.a. å introdusere mulighet for behovsprøving ved endringer og utvidelser av stasjoner tilknyttet transmisjonsnettet. Da det per år kun bygges et fåtall nye slike stasjoner (ca 2), forventes dette ikke i sum å utgjøre beslag på store arealer og kostnader for aktørene.

For 110/132 kV stasjoner i regionalnettet beskriver NVF2024 funksjonskrav som kan løses med avganger basert på en effektbryter og to skillebrytere, uten at det fordres redundans i system. Dette kan representere mildere funksjonskrav og en besparelse i forhold til krav i NVF2023. Det bemerkes videre at det vil være flere slike tiltak om koblingsanlegg i regionalnett (har vært mer enn 30 slike stasjoner hvert år siden 2014), enn det vil være tiltak for koblingsanlegg tilknyttet transmisjonsnettet. I sum er det ikke gitt at NVF2024 krever mer areal og høyere kostnader sammenliknet med NVF2023. Vi vurderer at denne høringen har gitt gode innspill til NVF2024, slik at den vil bli nyttig for å bidra til rasjonell funksjonalitet for et kraftsystem som skal møte samfunnets forventninger. Generelle kommentarer om rasjonalitet og arealbruk er viktig for systemansvarlig å ta hensyn til både i saksbehandling og i videre utvikling av regelverk. De følgende sider viser en gjennomgang med svar og eventuelle justeringer til alle de spesifikke kommentarer fra aktørene.

#### 4.1.1 NVF kapittel 4 - Overføring

##### **Kapittel 4.3.1; Funksjonskrav om reaktiv kompensering av overføringsanlegg (kraftledning og kabelanlegg)**

Vedr. NVF tekst: "Konsesjonær har ansvar for å kompensere for egen reaktiv utveksling. Hver enkelt netteier er ansvarlig for å kompensere reaktiv produksjon eller forbruk i sine overføringsanlegg (kraftledning og kabelanlegg)."

**ÆVK kommentar:** " Dette mener vi er en god presisering, og understreker at det er konsesjonær for overføringsanlegg som skal kompensere for eget reaktivt forbruk/produksjon. Vi går ut fra at dette også gjelder eget reaktivt forbruk i transformatorer, og vil være viktig med tanke på samfunnsmessig rasjonell utnyttelse av de tunge investeringene som er gjort i vannkraftanlegg."

**Systemansvarlig svarer:** Funksjonskravet kan komme til anvendelse ved for §14 vedtak for tiltak i kraftnettet. Reaktivt forbruk i transformatorer omfattes ikke av dette kapitlet. For øvrig vises det til kap. 12.4 og 14.5 om reaktiv utveksling for produksjonsanlegg.

#### 4.1.2 NVF kapittel 5 – Koblingsanlegg og stasjoner - apparatanleggsløsning

##### **Kapittel 5.1.2.1; Funksjonskrav om fullverdig koblingsanlegg i fordelingspunkt**

Vedr. NVF tekst: "*I nye koblingsanlegg skal alle avganger ha lik feltkonfigurasjon*"

**REN kommentar:** "Hva menes «nye koblingsanlegg skal alle avganger ha lik feltkonfigurasjon», i delte anlegg mellom transmisjon og regional? Skal alle avganger ha lik? Eller er det pr transmisjon eller regional?"

**Lnett kommentar:** "Gjelder dette også i tilfeller der det er to eiere? Tilsvarende gjelder dette også når deler av anlegget har vesentlig forskjellig funksjon?"

##### **Elvia kommentar:**

«Under dette avsnittet er det lagt til en siste setning om at «I nye koblingsanlegg skal alle avganger ha lik feltkonfigurasjon». Forslaget vil gjelde for alle fullverdige koblingsanlegg i fordelingspunkt der det fordeles kraft til flere forgreninger for nett med nominell systemspenning  $\geq 33$  kV.

Elvia er ikke enig i at et slikt krav bør innføres, fordi bestykningen i en lednings- eller kabelavgang kan være forskjellig fra bestykningen i en transformatoravgang. Eksempelvis er det ikke nødvendig med spenningstransformatorer i sistnevnte. Transformatoravgang har heller ikke behov for avgangsskillebryter, både på grunn av kort avstand til transformator og fordi vi har full kontroll på nedspenningssiden i anlegget. Elvia foreslår derfor å fjerne setningen fra høringsutkastet. Alternativt kan den endres til «I nye koblingsanlegg skal alle avganger med lik funksjon ha lik feltkonfigurasjon». Vi argumenterer videre for dette under.»

**Fagne kommentar:** " I kapittel 5.1.2.1 foreslår vi å stryke setningen med grøn skrift: «I nye koblingsanlegg skal alle avganger ha lik feltkonfigurasjon».

Vi skjønner at det er meir oversiktleg dersom alle avganger har lik feltkonfigurasjon, og at det derfor ofte er fornuftig, men ulike avganger kan ha svært ulike funksjon, slik at nokre er vesentleg viktigare enn andre. Sjølv om det er gode grunnar for fullverdige tobrytarsystem i to av brytarfelta, vil det fordyra koblingsanlegget svært mykje dersom det er krav om fullverdig tobrytarsystem også i dei andre brytarfelta som systemmessig har ein mindre viktig funksjon. Fullverdige tobrytarsystem vil også vera meir plasskrevande, og spesielt ved ombygging til 132 kV kan det bli for trangt i ein del transformatorstasjonar."

**Systemansvarlig svarer:**

Funksjonskravet innebærer bl.a. at på stasjoner som har tilknytning mellom regional- og transmisjonsnettet skal alle felt på samme spenningsnivå ha samme feltkonfigurasjon. Systemansvarlig legger til grunn at forsynings sikkerheten skal være tilfredsstillende ved normal drift, revisjoner og under en feil. For å oppnå dette så må samtlige felt ha samme muligheter for endring av koblingsbilde. Dette gjelder samtlige felt, uavhengig av antall eiere på stasjonen. Det gjøres ikke forskjell avhengig av hva som er tilknyttet feltet.

Systemansvarlig kan ikke sette en prioritet på avganger når det gjelder funksjonalitet. Samtlige felt på samme spenningsnivå som er tilknyttet samme samleskinne vil påvirkes likt av en feil på den samleskinne. Da er det beste for systemet at samtlige tilknyttede felt har samme mulighet til å kobles til frisk samleskinne. Det samme gjelder mulighet til å skifte samleskinne ved revisjoner som gjør at en samleskinne må kobles ut.

Systemansvarlig legger ikke føringer for plassering av spenningstransformator i koblingsanlegg. Plasseringen av disse omfattes ikke av NVF og er ikke en del av det som inkluderes i feltkonfigurasjon i NVF.

Funksjonskravet skal ikke fortolkes til at det blir krav om bruk av avgangsskillebrytere på transformatoravganger (hvis dette har vært brukt på avganger til kraftledningen). Hensikten med kravet er å oppnå lik hovedfunksjon med mulighet til å endre koblingsbilde uten unødvendige brudd i kraftoverføring. Bruk av avgangsskillebrytere vil ikke påvirke dette. I NVF2023 utgaven, som også er videreført i NVF2024, blir forventning om "lik feltkommunikasjon" forsøkt kommunisert med setningen "funksjonskravet gjelder alle avganger"

På bakgrunn av spørsmålene over, justeres siste setning i kapittel 5.1.2.1 i høringsutkast NVF 2024 fra begrepet "lik feltkonfigurasjon" til i stedet å referere til "lik funksjonalitet". Kravet avgrenses også til stasjoner der samleskinne er dubler, se justering vist under:

«5.1.2.1 Funksjonskrav om fullverdig koblingsanlegg i fordelingspunkt

*I nye koblingsanlegg i stasjoner med doble samleskinne, skal alle avganger på samme spenningsnivå gi lik feltkonfigurasjon funksjonalitet og mulighet til å endre koblingsbilde uten brudd i kraftoverføringen.»*

**Kapittel 5.1.2.2; Praktisering av funksjonskrav om fullverdig koblingsanlegg i fordelingspunkt**

Vedr. NVF tekst: "Det skal være fullverdig koblingsanlegg i fordelingspunkt der det fordeles kraft til flere forgreninger for nett med nominell systemspenning  $\geq 33$  kV. Det betyr at det skal være et fullverdig koblingsanlegg til fordeling av kraft til produksjon, forbruk, kompensering, og/eller transmisjon. Lik feltkonfigurasjon vil si at arrangement for brytere (skillebryter, effektbryter eller fraskillende effektbryter) og måletransformatorer, samt eventuell dublering, skal utformes/ løses på tilsvarende måte».

**Elvia kommentar:** Elvia foreslår at setningen fjernes eller erstattes tilsvarende som foreslått over. Dette begrunnes i at de anser det rasjonelt at et eventuelt krav om lik arrangement for avganger knyttes til de avganger som har lik funksjon.

De underbygger dette med eksempler: "Elvia har flere eksempler på hvorfor vi mener at ulike avganger kan bygges forskjellig. I anlegg med gaffelkobling bygger vi ikke avgangsskillebryter i transformatoravganger i dag, og det installeres ikke spenningstransformatorer på primærsiden av transformatorer (dvs. i transformatoravgangen). Sammenkoblingsfelt kan også være ulikt. Elvia foreslår derfor å ikke legge til siste setning i høringsutkastet, fordi vi anser det som en unødvendig risiko å ha spenningstransformator og avgangsskillebryter installert som det ikke er behov for. Setningen kan alternativt justeres tilsvarende forslaget vårt under 5.1.2.1.

**Lnett kommentar:** "Betyr dette at alle eller ingen effektbrytere i et anlegg skal ha IPO?"

**Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig tar innspillene delvis til følge ved også å justere teksten om praktisering i NVF slik at begrepet *feltkonfigurasjon* tas ut. Ny tekst blir som gjengitt her:

*"5.1.2.2 Praktisering av funksjonskrav om fullverdig koblingsanlegg i fordelingspunkt  
Et fullverdig koblingsanlegg skal inkludere samleskinne(r), bryter(e), vernsystem, måletransformatorer og kontrollanlegg. Komponentene skal være satt i et system for å ivareta funksjoner for kobling. Koblingsanlegget styres av et kontrollanlegg som skal kunne fjernstyres. Vernsystem inngår i kontrollanlegget for å gi beskyttelse. Et fullverdig koblingsanlegg skal inkludere effektbrytere. **Lik feltkonfigurasjon vil si at arrangement for brytere (skillebryter, effektbryter eller fraskillende effektbryter) og måletransformatorer, samt eventuell dublering, skal utformes/løses på tilsvarende måte.** **"Bestykning utover hovedarrangement (av samleskinner, effektbrytere og strømtransformatorer) kan være forskjellig på f.eks. transformator og linjeavganger m.fl."***

Som også svart ut over, kan antall skillebrytere være forskjellig på produksjon-, transformator- og linjeavganger. Dvs. at NVF setter ingen begrensning til bruk av skillebrytere på linjeavganger. Det forventes ikke at arrangement for spenningstransformatorer skal være likt for alle avganger.

IPO – Independent Pole Operation vil ikke være et krav for alle effektbrytere i et anlegg.

Systemansvarlig tar ikke til følge ønske om å avgrense kravet til avganger om lik funksjonalitet til å bare gjelde de grupper som har "*lik funksjon*" (f.eks. avganger til transformator). Dette begrunnes med at driften av kraftsystemet blir komplisert hvis det tillates mange forskjellige typer avganger når det bygges en ny stasjon. Flere ulike koblingsløsninger i samme stasjon vil i mange tilfeller begrense mulighet for redundans og fleksibilitet, og slik gi utfordringer i driften.

**Kapittel 5.1.3.3; Behovsprøving av funksjonskrav til anlegg i transmisjonsnett og anlegg som har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten.**

Vedr.NVF tekst under «*Vesentlige endringer*».. «*Ved vesentlige endringer vil det normalt være krav om høyeste fleksibilitet som vil gjelde for koblingsanlegget, spesielt i forhold til nye/utvidede deler av stasjon/ koblingsanlegg*»

**REN kommentar:**

*"Er ikke begrepet «høy fleksibilitet» fjernet?"*

*Se også 5.1.7.3 pkt 4.*

*Bør definisjonen av endringer samles på ett sted?*

**Elvia kommentar:** Elvia har tilsvarende kommentar som REN om at begrepene *høyeste fleksibilitet* og *høy fleksibilitet* bør fjernes.

**Systemansvarlig svarer:** Kommentar tas til følge; vi overstryker ordet *høyeste* og viser til funksjonskrav i kapittelet 5.1.3.3 i stedet. Slik at tekst i NVF blir: "*Ved vesentlige endringer vil det normalt være krav om **høyeste** fleksibilitet iht. funksjonskrav i kap 5.1.3.1 som vil gjelde.*"

**Kapittel 5.1.4 Koblingsanlegg som har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten  
110≤Un≤420 kV**

**Elvia Kommentar ;** "*Det er generelt vanskelig for Elvia å tolke hvilke anlegg som havner under denne kategorien. Vi ønsker derfor at kriteriene gjøres mer konkrete, eksempelvis ved å tallfeste grenseverdier for transformatorytelse, kraftoverføring eller lignende. Konsekvensene av uklare krav til behovsvurdering og hvilke anlegg som havner i denne kategorien, er at vi kan måtte gjennomføre flere planleggingsrunder av nye prosjekter enn nødvendig, og at planene må innom systemansvarlig for godkjenning i flere omganger.*"

**Lnett kommentar:** "*Strekpunktene her er lite konkrete og dermed vanskelige å vurdere konsekvensen av (f.eks. Hva er «Høy transformatorytelse»)*"

**Tensio kommentar:** "Bør det være strengere krav til koblingsanlegg i dette kapitlet sammenlignet med 5.1.5?"

**Systemansvarlig svarer:** NVF 2024 gir noe mer beskrivelse, enn tidligere versjoner, om hva som kan legges til grunn for at et koblingsanlegg skal behovsvurderes til å være *vesentlig for forsyningssikkerheten* med tilsvarende funksjonalitet om fleksibilitet og redundans som for anlegg i transmisjonsnett. Kravet er tiltenkt en eventuell særlig viktig forsyning, men har til nå ikke kommet til anvendelse. NVF justeres ved å slette ordet *høy*, som vist; "**Høy transformatorytelse**". Dette fordi ytelse på transformator kan være relativt (både høy og lav). Hensikten med kravet er å ivareta forsyningssikkerheten på anlegg som er ekstra sårbare for driftsforstyrrelser eller har et særskilt behov for robust funksjonalitet. Systemansvarlig tar til etterretning at kravet kan virke utydelig, men dette kravet vil ikke stilles med mindre det er et behov som ikke er ivaretatt i kapittel 5.1.5 eller 5.1.7.

### **Kapittel 5.1.5 Koblingsanlegg i regionalnettet 110≤ Un<220 kV tilknyttet transmisjonsnett,**

#### **Kapittel 5.1.5.1 Funksjonkrav**

**Elvia kommentarer;** Elvia foreslår å fjerne ordlyden "*gjennom koblingsanlegget*". Elvia mener at punktene i kravet må kunne behovsprøves. Dette for å muliggjøre kostnadmessig rasjonelle løsninger basert på "gaffelløsning" når det forefinnes tilstrekkelig redundans i omkringliggende nett (redundans i system).

**REN kommentar:** "*Kan ikke disse behovsprøves*"

**Fagne kommentar:** "*Kapittel 5.1.5 har vesentleg strengare og dyrare krav (dobbelte så dyre) som krava i kapittel 5.1.6. Kriteriet for om ein skal oppfylle krava i kapittel 5.1.5 eller 5.1.6 er om spenninga er høgare eller lågare enn 110 kV. Slik Fagne ser det, bør funksjonaliteten i koplingsanlegget vera den same uansett om regionalnettspenninga er høgare eller lågare enn 110 kV. Dersom det blir dobbelt så dyrt å bygga 132 kV anlegg som å bygga 66 kV anlegg, vil det føra til at mange nettselskap vil la vera å bygga om frå 66 kV til 132 kV. Derfor bør ein bruka andre kriterier enn spenninga for å avgjera kva minstekravet til funksjonalitet skal vera.*"

#### **Kapittel 5.1.5.2 Praktisering**

**Elvia kommentarer:** Elvia mener at funksjonskravene bør skrives om til i stedet å tilsvare funksjonskrav i kapittel 5.1.7 Koblingsanlegg i regionalnett 110≤ Un<220 kV. Dette begrunnet i at tilstrekkelig redundans kan baseres på omkringliggende nett.

Elvis kommenterer også det siste avsnittet i 5.1.5.2 og mener det bør fjernes. Dette gjelder avsnittet begynner "*Andre løsninger der koblingsanlegg er basert på doble strømtransformatorer, kan også benyttes*". Elvia sin begrunnelsen er at dette kan forsås som en anbefaling og er forvirrende.

**REN kommentar:** "*Setningen «Dette er typisk aktuelt for gassisolerte koblingsanlegg (GIS) pga. lang utetid ved feil på komponenter, og/ eller der det forventes avbruddsfri kraftoverføring på hele koblingsanlegget.» stemmer ikke med det som praktiseres i GIS anlegg pr idag, der gaffel-kobling ofte er benyttet.*"

**Tensio kommentar:** "*Vi foreslår å korrigere benevning på sameskinne slik at det differensieres mellom 420 kV og 132 kv (figur 5-2).*"

**Statkraft kommentar:** "*I siste avsnitt ber vi systemansvarlig vurdere følgende endring for å gjøre praktiseringen tydeligere (se endring i grønt):*

*«Andre løsninger der koblingsanlegget er basert på dublerede strømtransformatorer **på ett eller flere felt**, kan også benyttes (se også kapittel 5.1.3 om koblingsanlegg i transmisjonsnett).»*

**Systemansvarlig svarer til kommentarer om kap 5.1.5:** Ja, funksjonskravet kan behovsprøves ved endringer. Kommentarer tas derfor delvis til følge ved at NVF tekst suppleres med følgende setning: *Funksjonskrav for koblingsanlegg i regionalnett 110≤Un<220 kV tilknyttet transmisjonsnett kan behovsprøves i tilfelle mindre og moderate endringer og utvidelser av eksisterende stasjon, der det legges til grunn forhold som beskrevet i kapittel 2.1 og omfang av endringer/ utvidelser som beskrevet i kapittel 5.1.3.3 (tilsvarende for koblingsanlegg i transmisjonsnett).*

Men for nye stasjoner legger ikke NVF opp til at funksjonskravet kan behovsprøves. Det begrunnes i at økende elektrifisering og forbruk gjør det stadig viktigere at transmisjonsnett og tilknytningspunktene til dette i størst mulig grad kan fasiliterer avbruddsfri forsyning. Derfor beholdes også ordlyden "*gjennom koblingsanlegget*" da det ikke legges opp til at "*gaffelløsning*" (basert på to skillebrytere og en effektbryter) skal benyttes i nye koblingsanlegg tilknyttet transmisjonsnettet. Dette selv om forsyning i mange tilfeller kan ivaretas i system (via kraftsystem utenfor aktuelt tiltak/koblingsanlegg). Systemansvarlig forstår at funksjonskrav og praktiseringen kan oppfattes skjerpene ved at fordres løsning basert på to effektbrytere, samtidig åpnes det i NVF2024 for noen besparelse som følge av at løsning vist i praktisering baseres på en strømtransformator per avgang. Dette sammenliknet med tidligere revisjon av NVF, og til de videreførte krav til koblingsanlegg i transmisjonsnettet (kap. 5.1.3).

For øvrig nevner vi at det i prinsipp kan søkes unntak fra ethvert funksjonskrav i NVF. Ved søknad om unntak må konsesjonær argumentere for hvorfor han/hun vurderer det rasjonelt å fravike funksjonskrav, og selv finne hvilke momenter som skal inngå i søknad om unntak med vurdering av fordeler og ulemper forbundet med den funksjonalitet konsesjonær vil foreslå som alternativ løsning.

Intensjonen med det siste avsnittet i kapittel 5.1.5.2 *Praktisering* var å anerkjenne at det kan være andre løsninger enn hva som beskrives under praktiseringen, men dette kan også forvirre. Vi tar derfor kommentarer om dette avsnittet til følge, justerer og sletter siste setning, og legger i stedet til en setning om behovsvurdering. Se justering vist under:

*"Andre løsninger der koblingsanlegget er basert på dublerede strømtransformatorer, kan også benyttes, da vil krav om sammenkoblingsbryter utgå (se også kapittel 5.1.3 om koblingsanlegg i transmisjonsnett).— Dette er typisk aktuelt for gassisolerte koblingsanlegg (GIS) pga. lang utetid ved feil på komponenter, og/ eller der det forventes avbruddsfri kraftoverføring på hele koblingsanlegget."*  
*Funksjonskrav for koblingsanlegg i regionalnett tilknyttet transmisjonsnett kan behovsprøves i tilfelle mindre og moderate endringer og utvidelser av eksisterende stasjon, der det legges til grunn forhold som beskrevet i kapittel 2.1 og omfang av endringer/ utvidelser som beskrevet i kapittel 5.1.3.3 (tilsvarende for koblingsanlegg i transmisjonsnett)."*

For øvrig bemerker systemansvarlig at i tilfelle alternativ løsning basert på dublerede strømtransformatorer, da skal dette gjennomføres på alle avganger. Når det gjelder benevnningen på samleskinnene i figur 5-2 så anses de korrekt når det også er tydelig markerte spenningsnivå. Figurtekst er supplert med ordet "*minimumsløsning*" som følge av innspillene.

#### **Kapittel 5.1.7 Koblingsanlegg i regionalnett 110≤Un<220 kV**

**Tensio kommentar:** "Gitt vurdering av anlegg som «vesentlig for forsyningssikkerheten» vil anlegg som normalt ville vært omfattet av kapittel 5.1.7 måtte oppfylle krav i 5.1.4. Tensio mener det burde være tilstrekkelig å oppfylle krav iht. 5.1.5."

**Systemansvarlig svarer:** Vi noterer forslag om at koblingsanlegg i regionalnett, i tilfelle disse blir vurdert som *vesentlig for forsyningssikkerheten*. Her forslår Tensio at krav begrenses som tilsvarende for koblingsanlegg tilknyttet transmisjonsnettet. Dette kan vi ikke ta stilling til eller justeres i denne høringen. Men det kan tas inn fremtidige arbeider, dette også med kommentarer til kapittel 5.1.4 fra Elvia om å bedre beskrivelse av kriterier.

Generelt vil det være tekst under *funksjonskrav* som skal tilfredsstilles. Bedre funksjonalitet (høyere fleksibilitet og redundans) enn angitt og eksemplifisert i kapittel om *praktisering*, vil bli akseptert.

### **5.1.7 Koblingsanlegg i regionalnett 110 Un<220 kV.**

**Norsk Hydro kommentar:** Norsk hydro ønsker bedre avklaring om i hvilken grad *Veiledende funksjonskrav i regionalnett, eller i transmisjonsnett* kan komme til anvendelse, da ved tanke på kundespesifikke nett uten inntektsramme. Som eksempel viser Norsk Hydro til NVF kap. 5.1.7 om koblingsanlegg i regionalnett  $110 \leq U_n < 220$  kV, og mener disse krav ikke er gjeldende for kundespesifikke nett.

#### **Systemansvarlig svarer:**

Det er riktig at Kapittel 5.1.7 stiller funksjonskrav til koblingsanlegg i regionalnett. Et slikt koblingsanlegg kan i tillegg til å distribuere energi i regionalnett eller knytte til seg distribusjonsnett, også knytte til seg forbruksanlegg eller produksjonsanlegg (eventuelt via et kundespesifikt nett). Bryterløsning for alle avganger (også til forbruk og produksjon) skal følge kapittel 5.1.7 eller annet relevant delkapittel under kapittel 5.1).

I kapittel 5.1.7.3 *Behovsprøving av funksjonskrav om fleksibilitet for koblingsanlegg i regionalnett* angis noen muligheter for enklere løsninger i tilfelle redundans i system, begrenset ytelse eller omfang, samt ved endringer/utvidelser.

Vi bemerker også siste avsnitt i kapittel 5.1.7.1 angir at koblingsanlegg som ligger etter en produksjonsradial ("på tamp"), skal i stedet følge kapittel 5.1.8 som beskriver enklere løsninger.

For øvrig nevnes det at fos §14 vedtak stiller krav om funksjonalitet som har betydning for drift av regional og transmisjonsnettet, og herunder kan både forbruksanlegg, produksjonsanlegg og kundespesifikke nett bli omfattet. Et eksempel er krav til reaktive komponenter og brytere for disse, ref. kapittel 5.4.

**Fagne kommentar:** " *Krava i kapittel 5.1.7 er også strengere enn krava i kapittel 5.1.8, også i dette tilfellet på grunnlag av skilnaden i spenning. Vi meiner at minimumskrava i kapittel 5.1.7 i stor grad bør reduserast til krava i kapittel 5.1.8, men det bør kanskje vera rom for å vurdere alternativa ut frå kor viktige anlegga er systemmessig og behov for fleksibilitet. Ulike transformatorstasjonar i regionalnettet kan ha svært ulik funksjon, så vi innser at det bør vera dobbel samleskinne i ein del av dei, men det er kanskje ikkje det som skal vera minimumskravet.*

*Dersom det er vesentleg strengare og dyrare krav for koplingsanlegg med spenning over 110 kV enn for koplingsanlegg med spenning under 132 kV, ser vi ikkje bort frå at nokre nettselskap vil tilpassa seg ved å bygga om til 109 kV i staden for 132 kV. Ein kan då oppnå fordelar ved å heva spenninga utan ekstrakostnadene med dyrare systemløysingar. Dermed oppnår ein ikkje standardisering på 132 kV på lengre sikt, men kan koma i ein situasjon med både 132 kV, 109 kV og 66 kV i regionalnettet på lang sikt. Dette er ei utvikling vi ikkje trur Statnett ønskjer."*

**Systemansvarlig svarer:** Det er riktig at flere funksjonskrav og krav til dublering gjelder fra  $U_n \geq 110$  kV, dog med en del muligheter til å milde krav gjennom behovsprøving (kap 5.1.7.3), eller i tilfelle koblingsanlegget ligger etter en radial (se også svar til Norsk Hydro i avsnitt over). Systemansvarlig vil ikke anerkjenne tilnærming å velge aktuell driftsspenning lik 109 kV for å redusere aktuelle funksjonskrav. 109 kV vil tilsvare nominell systemspenning/ spenningsnivå/ nettnivå (navnebetegnelse) 110 kV. Men vi noterer Fagne sin bekymring over at mange krav for de høyere spenningsnivåer kan gjøre at nettselskaper finner det tilsynelatende attraktivt å bygge videre på 66 kV systemer, framfor å spenningsoppgradere til 110 eller 132 kV. Og at dette i tilfelle ikke er en ønsket og fremtidsrettet situasjon for noen parter.

Fra systemansvarlig sitt perspektiv så må kraftoverføringen være driftssikker. En metode for å kvantifisere volum på kraftoverføringen er spenningsnivå. Desto høyere spenningsnivå, desto høyere kraftoverføring og da også høyere krav til driftssikkerhet. I takt med at samfunnet står ovenfor en stor elektrifisering så blir kraftsystemet også driftet hardere, og med varierende koblingsbilder. Det er da viktig at kraftsystemet har en fleksibilitet i 132 kV regionalnett til å kunne håndtere endring i koblingsbilder uten avbrudd.

Systemansvarlig kan ikke legge føringer for hvilket spenningsnivå anleggseiere bygger sine anlegg på. Det anses som et konstruert scenario at en anleggseier velger å bygge en egen flaskehals i kraftoverføringen for å kunne bygge koblingsanlegg med andre krav. Det man da oppnår er en lavere kraftoverføring, mindre fleksibelt anlegg og lavere driftssikkerhet som kan påvirke sluttbrukere i stor grad og det virker mot sin hensikt.

Formålet med fos er å legge til rette for et effektivt kraftmarked og en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet. Vi tar Fagne sin kommentar til videre dialog og eventuelle arbeider knyttet til funksjonskrav i tilfelle spenningsoppgradering.

#### **Kapittel 5.1.7.1 Funksjonskrav**

**Elvia kommentar:** *Her har Elvia samme kommentarer som til kapittel 5.1.5.1 punkt 1. Ordene «gjennom koblingsanlegget» bør strykes.*

**Systemansvarlig svarer:** Kommentaren tas ikke til følge da det er ment å uttrykke kraftoverføring gjennom, eller vha koblingsanlegget, og ikke via omkringliggende kraftsystem. For øvrig bemerkes at det for koblingsanlegg i regionalnett angis mulighet for behovsprøving *i tilfelle redundan er ivaretatt i (kraft)system*, ref.punkt 1 i kap. 5.1.7.3

#### **Kapittel 5.1.7.2 Praktisering**

**Tensio kommentar:** *"Figur 5-2 som foreslås fjernet, gjenspeiler tidligere etablert AIS-anlegg med dublering av skille- og effektbryter, men enkel strømtransformator. Vil en slik løsning fremdeles tilfredsstillende praktisering i kapittel 5.1.7.2?"*

#### **Systemansvarlig svarer:**

Ja, en slik løsning vil tilfredsstillende 5.1.7.1 *Funksjonkrav* for koblingsanlegg i regionalnett  $110 \leq U_n < 220$  kV. Men i NVF2024 blir tekst under 5.1.7.2 *Praktisering* justert for å passe til løsningseksempelet gitt i ny figur 5-3. Gammel figur (figur 5-2 i NVF2023) gir tilfredsstillende og bedre funksjonalitet, enn påkrevet. Løsningen kan brukes, men figur tas ikke med i NVF for å unngå kompleksitet eller gi inntrykk av at systemansvarlige gir anbefalinger utover kravene. Det vil finnes flere løsninger på funksjonskravet, og NVF kunne i prinsipp ha vist flere eksempler, men vi har valgt å ta med kun ett eksempel.

#### **Kapittel 5.1.7.3; Behovsprøving av funksjonskrav om fleksibilitet for koblingsanlegg i regionalnett**

Vedr.NVF tekst under punkt 4 om «Vesentlige endringer».. «Ved vesentlige endringer vil det normalt være krav om høy fleksibilitet som vil gjelde for koblingsanlegget, spesielt i forhold til nye/utvidede deler av stasjon/ koblingsanlegg..»

**REN kommentar (også REN kommentert til kap. 5.1.3.3):**

*"Er ikke begrepet «høy fleksibilitet» fjernet?"*

*Se også 5.1.7.3 pkt 4.*

*Bør definisjonen av endringer samles på ett sted?"*

**Systemansvarlig svarer:** Systemansvarlig tar kommentar til følge og fjerner uhensiktsmessig tekst og referanser til høy fleksibilitet, slik at siste setning i NVF kap 5.1.7.3 blir:  
*Ved vesentlige endringer vil det normalt være krav om høy fleksibilitet i kap. 5.1.7.1 som vil gjelde for*



~~koblingsanlegget, spesielt i forhold til nye/utvidede deler av stasjon/koblingsanlegg. Det kan være rasjonelt å stille forskjellige krav til eksisterende del av koblingsanlegg og til nye avganger/utvidelser.~~

**AEVK Kommentar:** "Sett sammen med ny tekst i 5.1.7.2 Praktisering og 5.1.7.3 Behovsprøving av funksjonskrav om fleksibilitet for koblingsanlegg i regionalnett, oppfatter vi dette som en endring i positiv retning, og med mulighet for utvikling av mer rasjonelle nettløsninger for anlegg og spenningsnivåer der de fleste av vannkraftanleggene er tilknyttet, enn med tidligere krav om "Høy fleksibilitet".

**Systemansvarlig svarer:** Systemansvarlig deler AEVK sin oppfatning om at ny tekst i 5.1.7 vil kunne bidra til rasjonelle nettløsninger der vannkraftanlegg er tilknyttet.

#### **5.1.9 T-avgrening [et kapittel som ikke er på høring for 2024]**

**Norsk Hydro kommentar:** Hydro mener at fortolkning av begrepene "Hovedforbindelse" og hovedledning bør inkluderes for å gjøre det enklere å forstå kravene.

#### **Systemansvarlig svarer:**

Se svar gitt under produksjonsanlegg, kapittel 11.4.

#### **5.2.5.1 Funksjonskrav til overspenningsavledere i kompenserte og isolerte nett**

**Statkraft kommentar:** "Statkraft støtter systemansvarlig sin endring fra 8 til 2 timer. Vi lurer på om systemansvarlig har vurdert en tilsvarende endring i kapittel 4.2.3?"

#### **Systemansvarlig svarer:**

Kapittel 5.2.5.1 handler om overspenningsavledere som skal beskytte kabler og andre komponenter. Her er krav justert fra 8 til 2 timer på bakgrunn av tilbakemeldinger fra aktører om at overspenningsavledere dimensjonert for 8 timer jordfeil og jordfeilfaktor vil gi dårligere beskyttelse med tanke på lynoverspenninger enn avledere dimensjonert for 2 timer. Tiden endres til 2 timer for at det skal være tilgjengelig overspenningsavledere i markedet som kan tenne og avlede kortvarige overspenninger. Dette for at avlederne skal være egnet til å beskytte kabler og andre komponenter i et kompensert nett.

Kapittel 4.2.3 stiller krav til at kabelanlegg skal tåle spenningsstigning i 8 timer ved jordfeil og aktuell jordfeilfaktor i et kompensert nett. Det vurderes ikke som hensiktsmessig å senke isolasjonskravene til kabler og komponenter. Justering av krav til avledere er gjort for at disse bedre skal kunne beskytte kabler og komponenter i et kompensert nett.

### **4.1.3 NVF kapittel 7.2 – Vern i nett med nominell systemspenning $\geq 110$ kV**

#### **7.2.6 Systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV, lavohmig eller direktejordet nett**

**Elvia kommentar:** "Elvia sitt lavohmig jordede 132 kV nett er i hovedsak bygget slik at de oppfyller disse kravene i dag, med samleskinnevern og bryterfeilvern. Bakgrunnen for oppbyggingen av vernsystemet i Oslo sitt 132 kV nett er tett bebyggelse, korte avstander, gamle krav fra Televerket og bruk av gassisolerte anlegg. Elvia stiller derfor spørsmål ved om det er nødvendig med like strenge krav i alle 132 kV nett som er lavohmig eller direktejordet.

I forslaget til ny NVF mener vi det blir for stor forskjell i kravene til lavohmig eller direkte jordet, og kompensert eller isolert nett på 132 kV. Dette vil høyne terskelen for å endre systemjording i eksisterende spolejordet eller isolerte 132 kV nett".

#### **Systemansvarlig svarer:**

Kommentaren tas ikke til følge.

Det oppfattes slik at Elvia ønsker å differensiere kravet om samleskinnevern avhengig av hvor i nettet stasjonen ligger, der krav om samleskinnevern i hovedsak avgrenses til stasjoner i urbane strøk, stasjoner med GIS-anlegg, samt stasjoner med kort avstand til nabostasjoner (selektivitet).

Systemansvarlig mener det er riktig å ha et generelt krav om samleskinnevern i lavohmig/direktejordet nett, begrunnet blant annet i høye strømmer i jord som kan oppstå ved jordfeil.

Selv om vernkrav i NVF ikke har som oppgave å sørge for at konsesjonærer oppfyller relevante forskriftskrav i eksempelvis i FEF med hensyn på berøringsspenninger ved kortslutning fase-jord, mener systemansvarlig det er riktig å skjerpe inn krav til feilklareringstid for samleskinne-kortslutning slik at det i praksis kreves differensialmålede samleskinnevern. Med denne innskjerpingen i NVF vil samleskinner få samme krav til feilklarings-tid som kraftledninger, transformatorer og alle andre komponenter i lavohmig/direktejordet nett, eksempelvis 132 kV.

Det må i framtiden forventes økt tilknytning av spennings-sensitiv last. Samleskinnevern i lavohmig/direktejordet nett vil bidra til kortere spenningsdipper og dermed bedre leveringskvalitet. Flere regionalnettseiere som har konvertert eller planlegger å konvertere til slik systemjording har signalisert at de vil benytte samleskinnevern som standard. En regionalnettseier vurderer også dubleret samleskinne-vern. Etter det systemansvarlig er kjent med er samleskinnevern benyttet standardmessig i lavohmig/direktejordet nett i utlandet.

I tillegg til rask feilklarering av samleskinnefeil, vil en med integrert bryterfeilvern også sikre rask klarering i tilfelle brytersvikt. Det er en kjent sak at brytersvikt på 132 kV kan være utfordrende å dekke uten bryterfeilvern. Dette gjelder særlig transformatoravganger, men også kraftledninger kan være vanskelig å dekke med andre backup-vern.

Systemansvarlig vil derfor opprettholde generelt krav om klarering av samleskinnekortslutning innen 0,1 s i lavohmig eller direktejordet nett med systemspenning  $110 \leq U_n < 220$  kV.

Systemansvarlig mener det er riktig å stille strengere krav til feilklareringstider i lavohmig/direktejordet nett enn i spolejordet/isolert nett. De betydelig høyere strømmer i jord som kan oppstå ved jordfeil i et lavohmig eller direktejordet nett er noe av begrunnelsen for dette. Et annet forhold er leveringskvalitet, ettersom fase-jord-feil i lavohmig og direktejordet nett også vil være kortslutning.

Systemansvarlig må påpeke at høringsutkast for NVF 2024 ikke inneholder endringer av vernkrav for spolejordet/isolert nett med systemspenning  $110 \leq U_n < 220$  kV. Endring/skjerping av vernkrav for denne type nett er derfor ikke relevant for NVF 2024. Dette er likevel forhold som systemansvarlig kan vurdere nærmere i framtidige utgaver av NVF.

#### **Statkraft kommentar:**

" Statkraft mener teksten og kravene kan gjøres enklere å forstå ved å henvise til kravene i kapittel 5.1.7.1."

**Systemansvarlig svarer:** Kommentaren tas til følge. Kapittel 7.2.6 suppleres med henvisning til kapittel 5.1.7.1.

#### **7.2.6.1.3 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på samleskinne ved effektbrytersvikt**

**Lnett kommentar:** Kravet i 7.2.6.2.1 punkt 4 (selektiv utkobling av høyohmige jordfeil) innebærer at nullpunktene plasseres jevnt fordelt rundt omkring i nettet slik at jordstrømsvernet nærmest feilstedet får størst feilstrøm. For å stille inn sone 4 i bakenforliggende vern (ved brytersvikt) må man ha kontroll på sideinnmatingeffektene for fase-jord feil. Dette er komplekst og krever en god regnemodell, med scripting av resultater, for å ta ut korrekt impedans sett fra vern ved feil i motsatt ende av neste ledning.

Krav (i NVF2024 høringen) om samleskinnevern og bryterfeilvern sikrer at behovet for reservedekning (ved bryterfeil) i bakenforliggende vern frafaller.

**Systemansvarlig svarer:** Systemansvarlig er enig i Lnetts synspunkt om at sideinnmating kan være utfordrende med hensyn på å oppnå reservedekning fra bakenforliggende vern ved brytersvikt. Innføring av krav om samleskinnevern (m/bryterfeilvern) sikrer pålitelig og rask reserve ved brytersvikt.

#### **7.2.6.2.1 Funksionskrav til utkoblingstid for feil på kraftledning**

**Elvia kommentar:** "I punkt 3 står det at kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter skal frakobles nettet innen 0,1 s for en- eller to- bryter/enkel strømtransformator-system, og senest innen 0,3 s for to-bryter/ tostrømtransformatorsystem.

Dette kravet blir oppfylt i anlegg der effektbryter er plassert nærmest samleskinne og strømtransformator ut mot linje/kabel. Da blir feilen oppdaget av samleskinnevernet og koblet bort av effektbryter i avgangen. I anlegg der strømtransformatoren ligger nærmest samleskinnen, og effektbryter ut mot linje/kabel, blir ikke dette kravet oppfylt. Feilen vil være utenfor differensialsonen til samleskinnevernet. Vernet for kraftledningen vil se feilen, men effektbryter vil ikke koble feilen bort. Det blir bryterfeilvernet som kobler bort feilen, etter 250 ms (inkludert brytertid). Elvia foreslår derfor å endre krav om utkoblingstid til 0,3 s i første delsetning til punkt 3.

Dette er en betydelig innskjerping av kravet, men som er mulig å oppnå med ulike feltkonfigurasjoner."

#### **Systemansvarlig svarer:**

Kommentaren tas ikke til følge.

Med feltkonfigurasjon der strømtransformator (CT) er plassert mellom effektbryter og samleskinne, vil ikke klarering av kortslutning mellom CT og effektbryter ("gråsonen") være mulig med "ordinære" vernprinsipper innen gjeldende tidskrav på 0,1 s. Tidskravet på 0,1 s er, som Elvia påpeker, i utgangspunktet basert på feltkonfigurasjon der CT er plassert på ledningssiden av effektbryter(e). Ut fra det systemansvarlig er kjent med er det feltkonfigurasjonen med CT plassert på ledningssiden av effektbryter(e) som benyttes i de aller fleste koblingsanlegg.

Systemansvarlig mener det er riktig å beholde kravet om feilklarering i "gråsonen" innen 0,1 s. Det må påpekes at rask feilklarering kan oppnås også i de felt der CT er plassert mellom effektbryter og samleskinne, ved å aktivere uforsinket STUB-funksjon i samleskinnevernet (dvs. blokkere feltvis strøm-måling betinget av åpen effektbryter. Slik STUB-funksjon bør uansett etableres for denne type feltkonfigurasjon, for å sikre rask feilklarering i de tilfeller avgangen ligger utkoplet.

I de antatt få tilfeller med slik avvikende feltkonfigurasjon, og der det eventuelt ikke er mulig å benytte STUB-funksjon i samleskinnevernet, mener systemansvarlig avvik fra tidskravet vil kunne håndteres som beskrevet i innledende tekst av kapittel 7.

**Lnett kommentar:** "Kravet om at gråsonefeil (feilsted mellom strømtrafo og effektbryter) frakobles innen 100ms krever FUK til motsatt ende. Dette vil også medføre FUK ved alle samleskinnefeil. Lnetts kommentar til dette er at vi ser utfordringer ved å lokalisere feilstedet når alle linjer kobles ut og vi antar at faren for å spenningsette feilstedet på nytt øker.

Lnett anbefaler å tillate 0,4s som frakoblingstid av linjen ved gråsonefeil (Sone 2 i motsatt ende). Det vil da være lettere å lokalisere feilstedet ettersom det kun er aktuell linje som kobles ut."

#### **Systemansvarlig svarer:**

Kommentaren tas ikke til følge.

Det er i NVF forutsatt vanlig feltkonfigurasjon der strømtransformator (CT) ligger på ledningssiden av effektbryter(e). Kravet til feilklarering for felt med enkel CT er 0,1 s. Dette tidskravet betinger at utkommando fra samleskinnevernet sørger for at tilknyttede ledninger blir koplet ut i motstående ende. For ledninger beskyttet med distansevern realiseres dette normalt ved at trip fra samleskinnevernet initierer en HK-sendt til motstående ledningsende. For ledninger beskyttet med differensialvern sendes FUK via diff.sambandet til bryter i motstående ledningsende.

Som Lnett korrekt påpeker vil dette medføre at brytere for alle ledninger mot feilbefengt samleskinne vil falle også i motstående ledningsende, noe som kan komplisere feillokaliseringen. Forslaget fra Lnett er å øke tidskravet til 0,4 s. Samleskinnevernet trenger da ikke sørge for utkobling i motstående ledningsende. Sone 2 i motstående ledningsende av feilstedet vil klarere feilen tidsforsinket.

Systemansvarlig vil påpeke følgende:

- Kortslutning i "gråsonen" er svært sjelden. I AIS-anlegg er det snakk om noen få meter med looper.
- I mange tilfeller vil automatisk GIK i motstående ledningsende "friskmelde" feilfrie ledninger. Særlig i bynære strøk, med korte avstander mellom stasjoner, kan tidsforsinket feilklarering av slike "gråsonefeil" medføre uselektivitet.
- Det må også nevnes at Statnett i mer enn 40 år har benyttet prinsippet beskrevet over, der 300 og 420 kV samleskinnevern klarer "gråsonefeil" innen 0,1 s, uten at dette har vært betraktet som problematisk med hensyn på feillokalisering.

Systemansvarlig vil derfor opprettholde tidskravet på 0,1s for klarering av "gråsonefeil" i felt med enkel CT.

#### **7.2.6.2.3, punkt 1 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på kraftledning ved vernsvikt**

**Lnett kommentar:** "Dette kravet, frakobling av ledning ved vernsvikt, krever at bakenforliggende distansevern ser feil i sone 4 (0,9sek). Kravet i 7.2.6.2.1 punkt 4 (selektiv utkobling av høyohmige jordfeil) innebærer at nullpunktene plasseres jevnt fordelt rundt omkring i nettet slik at jordstrømsvernet nærmest feilstedet får størst feilstrøm. For å stille inn sone 4 i bakenforliggende vern må man ha kontroll på sideinnmatingseffektene ved fase-jord feil. Dette er komplekst og krever en god regnemodell, med scripting, for å ta ut korrekt impedans sett fra vern ved feil i motsatt ende av neste ledning. Ved dublerde vern så vil man ikke ha behov for sone 4 og slipper unna denne problemstillingen."

#### **Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig er enig i Lnetts synspunkt om at sideinnmating kan være utfordrende med hensyn på å oppnå reservedekning fra bakenforliggende vern ved vernsvikt på ledning. Dersom det ikke oppnås tilfredsstillende reservedekning fra bakenforliggende vern, vil dublerde og uavhengige ledningsvern være en naturlig løsning.

#### **7.2.7 Systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV, isolert eller kompensert systemjording**

**Statkraft kommentar:** "Statkraft mener teksten og kravene kan gjøres enklere å forstå ved å henvise til kravene i kapittel 5.1.7.1."

**Systemansvarlig svarer:** Kommentaren tas til følge. Kapittel 7.2.7 suppleres med henvisning til kapittel 5.1.7.1.

## 4.2 Høringsinnspill til NVF del IV PRODUKSJONSANLEGG

Følgende aktører/konsesjonærer har gitt kommentarer til kapitler knyttet til del IV om produksjonsanlegg:

Aktør/konsesjonær	Videre ref.	NVF 2024 Kapittel
Aker Solutions Hydropower AS	Aker	12, 13
Andritz Hydro AS	Andritz	11, 12
Hydro Energi AS	Hydro	11
SFE Produksjon AS	SFE	12, 13, 14, 16
Statkraft Energi AS	Statkraft	12, 13
Voith Hydro AS	Voith	11
Å Energi Vannkraft	ÅEVK	12, 13

### Generelle kommentarer

#### **Aker kommentar:**

Aker ønsker å påpeke nytt forslag til kapittel 13 i *Høringsutkast NVF2024* fremstår som langt mer oversiktlig og ryddig enn tidligere versjoner.

Videre noterer Aker at testomfanget på en rekke av testene øker. Vi mener det er viktig at systemansvarlig tar en nøye vurdering av hvilket testomfang som er nødvendig for å vise at systemkravene er tilfredsstillende. Det er viktig at testomfanget ikke gjøres større enn nødvendig da dette fører til mer nedetid på aggregatene, større kostnad ved hver endring og beslaglegger flere persontimer på anlegg, som allerede er en begrenset ressurs.

#### **Systemansvarlig svarer:**

Under utarbeiding av NVF 2024 har systemansvarlig vært bevisst på at større endringer nødvendigvis vil medføre noe lengre tid på anlegg ved idriftsettelse. Endringene har likevel vært nødvendige for at testenes formål kommer tydeligere frem, som er verifisering av funksjonskrav beskrevet i kapittel 12. En mer detaljert testprosedyre for verifisering av FCR-I-egenskaper er et eksempel på dette, hvor tidligere testprosedyre ikke har vært tilstrekkelig for å kontrollere at anlegget har de nødvendige funksjonene. Andre tester er systemansvarlig kjent med at leverandører allerede utfører for kunden ved idriftsettelse (f.eks. statikkprøve i normaldrift, reaktivt avslag, test av begrensere).

## 4.2.1 NVF kapittel 11 - Generelt Produksjonsanlegg

### 11.4 T-avgrening

#### Hydro kommentar:

Hydro etterspør bedre definisjon av begrepet Tilknytningspunkt, både relatert til produksjonsanlegg og kodekrav (POC-point of connection) og relatert til nettanlegg og relatert til kunde/industrinett. Hydro ønsker også en definisjon på begrepet hovedforbindelse og hovedledning.

#### Systemansvarlig svarer:

Vi er kjent med i at bruk av tilknytningspunkt kan tillegges forskjellig betydning avhengig av fra hvilken side av kraftsystemet man tilnærmer seg (f.eks. sett fra forbruk eller produksjonsanlegg, versus sett i fra overliggende nett). I tilfelle at et begrep defineres i en kontekst (f.eks. tilknytningspunkt for produksjonsanlegg der POC knyttes til eierskapsgrænse) og hvis begrepet også brukes i en annen sammenheng (f.eks. om nett eller forbruk), vil man måtte forholde seg til den kontekst og sammenheng begrepet brukes i. Se del II – Forbruk og tilknytning av nett, i kapittel 9.3; Definisjoner og notasjoner. I punkt 20 er tilknytningspunkt beskrevet for denne sammenheng, der punktet beskrives som høyspentside/nettside av transformator, men ikke til eierskapsgrænse.

#### Systemansvarlig påpeker at det aktuelle høringssvaret ikke berører de foreslåtte endringene i NVF 2024, og må regnes som et generelt innspill til NVF

Men systemansvarlig ser at termene hovedforbindelse og tilknytningspunkt i avsnitt som omhandler T-avgreninger kan være misvisende, og gjør en enkel justering av ordbruk ved innledningen i kapittel 5.1.9, som vist her:

*"T-avgrening er her definert som tilknytningen til en hovedforbindelse, der koblingstilknytningspunktet ikke har fullverdig bryterfelt for alle avganger."*

### Kapittel 11.4 Definisjoner

*Vedr. tekstdefinisjoner i NVF; FSM – Frekvenssensitivitetsmodus (Frequency Sensitive Mode). Frekvensregulering uten dødbånd. Begrepet brukes normalt for kraftparker.*

*LFSM – Begrenset frekvenssensitivitetsmodus (Limited Frequency Sensitive Mode). Frekvensregulering med dødbånd. Begrepet brukes normalt for kraftparker.*

#### Andritz kommentar:

*"Dette er vel ikke helt korrekt? LFSM benyttes sammen med -O og -U (ref. Frequency Sensitive Mode ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection 31 January 2018). FSM, LFSM-O og LFSM-U er implementert i vår regulator siden denne benyttes av Andritz i hele verden. FSM har dødbånd som kan stilles i området 0-0,5Hz."*

#### Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig er enig med Andritz i at definisjonene ikke har vært presise, da enkelte leverandører av turbinregulatorer for synkrongeneratorer også benytter betegnelsene FSM og LFSM i sine produkter. Systemansvarlig er også innforstått med at FSM, som ofte i praksis ikke vil ha dødbånd aktivert, likevel kan ha denne opsjonen. Definisjonene foreslås derfor tilpasset som følger:

*FSM – Frekvenssensitivitetsmodus (Frequency Sensitive Mode). Frekvensregulering uten dødbånd. Begrepet brukes normalt for kraftparker.*

*LFSM – Begrenset frekvenssensitivitetsmodus (Limited Frequency Sensitive Mode). Frekvensregulering med dødbånd. Begrepet brukes normalt for kraftparker.*

Vedr. tekstdefinisjoner i NVF;

*Magnetiseringssystem – magnetiseringsutstyret unntatt magnetiseringstransformator og spenningsregulator m.m. (exciter [11] [13]).*

*Spenningsregulator – den delen av magnetiseringsutstyret som styrer magnetiseringsstrømmen i en synkrongenerator for å oppnå ønsket statorspenning, reaktiv effektlyt, fasevinkel eller fast magnetiseringsstrøm gjennom settpunkt, innstillinger og målinger (excitation control system [11])."*

**Voith kommentar:**

*"Magnetiseringssystem er en feil oversettelse av Exciter. Magnetiseringssystem brukes normalt for magnetiseringsutstyr inkl. spenningsregulator uten magnetiseringstrafo. Litt utfordrende å finne en god oversettelse for Exciter, kan f. eks være Kraftkrets.*

*Excitation control system er her oversatt til Spenningsregulator. Dette blir feil begrep ettersom dette består av mye mere enn spenningsregulator som f.eks feltstrøms-kontroll og begrenser.*

*Magnetiserings kontroll system er mere dekkende oversettelse."*

**Systemansvarlig svarer:**

Denne definisjonen var ikke på høring. Men systemansvarlig er enig med Voith. Ordlyden i NVF endres/ avgrense som vist i bått under:

**Magnetiseringssystem** – magnetiseringsutstyr unntatt magnetiseringstransformator **og spenningsregulator m.m.** (exciter (IEEE, 2016) (Norsk Elektroteknisk Komite)).

**Magnetiseringsutstyr** – utstyr for magnetisering av synkronmaskin generatorer. Omfatter magnetiserings-transformator, likeretter, feltbryter, sleperinger, feltvikling, strøm- og spenningstransformatorer, skinnføringer og kabler samt spenningsregulator med tilhørende utstyr m.m. (excitation system (IEEE, 2016)(Norsk Elektroteknisk Komite)).

## 4.2.2 NVF kapittel 12 – Funksjonskrav for synkrone produksjonsenheter

### Kapittel 12.2.1.1 Fullverdig turbinregulator, Funksjonskrav

NVF Tekst: *Det betyr i praksis at turbinens pådrag skal kunne åpnes til fullt/maksimalt pådrag, dvs. til servomotor(ene) når endestilling ved maksimal åpning og forbli der.*

**Aker kommentar:**

*"Ønskes at denne setningen fjernes. Å kunne regulere opp til P\_maks betyr ikke nødvendigvis å åpne til endestilling. Turbinen har ofte begrenser (elektriske i regulator) som er forskjellig fra mekanisk endestilling. Dette kan være for å unngå overlast på generator, for å unngå kavitasjon (skader på turbin), eller unngå skadelig rusing ved høye fallhøyder."*

**SFE kommentar:**

*"Pmaks vil kunne vere begrenset av elektronisk begrenser i turbinregulator. Åpning til servomotorens endestilling vil da ikke være mulig og kan dessuten medføre overbelastning av systemet. Tilføyelsen synes å være mer forvirrende enn avklarende og foreslås sløyfet."*

*Ulike forhold vil begrense hva som er maks åpning/maks effekt. I endel tilfeller vil en ikke nå Pmax selv om en åpner servo til endestilling. I andre tilfeller vil en nå Pmax før servo har nådd endestilling, og i andre tilfeller igjen vil det kunne være skadelig for turbinen dersom servo åpnes helt til endestilling. Vi foreslår å endre tekst til: "Det betyr i praksis at turbinens pådrag skal kunne åpnes til fullt/maksimalt pådrag og forbli der, dersom det ikke er andre begrensende faktorer."*

**Systemansvarlig svarer:**

Kommentaren tas til følge og siste setning i kapittel 12.2.1.1 fjernes, vist som overstrøket i justert NVF; ~~Det betyr i praksis at turbinens pådrag skal kunne åpnes til fullt/maksimalt pådrag, dvs. til servomotor(ene) når endestilling ved maksimal åpning og forbli der.~~

**Kapittel 12.2.1.1 Fullverdig turbinregulator, funksjonskrav**

Vedr. NVF tekst: *"I frekvensregulering skal produksjonsenheten ved overfrekvens kunne regulere ned til 0 MW og forbli tilkoblet eksternt nett, også dersom frekvensen stiger ytterligere. Dersom produksjonsenheten er utrustet med retureffektvern, skal dette være innstilt slik at driftspersonell har god tid til å foreta manuelle lastendringer før retureffektvernet kobler produksjonsenheten fra nettet."*

**ÅEVK kommentar:**

Dersom en ved overfrekvens blir liggende i motordrift utover den tiden ledeapparatet er stengt ved 100% lastavslag, har en ingen annen mulighet for manuell lastendring enn å regulere pådraget opp. Dersom frekvensen er for høy eller stiger ytterligere vil en oppregulering bare forverre situasjonen. For øvrig er det lite sannsynlig at man i forbindelse med lastavslag hvor man havner i motordrift med ett eller flere aggregater rekker å gjøre manuelle grep som redder eller forbedrer situasjonen. Retureffektvernet skal beskytte aggregatet mot motordrift, og blir innstilt slik at vernet ikke løser ut på 100% lastavslag med overgang til tomgang, men fortsatt gir beskyttelse mot motordrift.

**Systemansvarlig svarer:**

*Systemansvarlig påpeker at det aktuelle høringssvaret ikke berører de foreslåtte endringene i NVF 2024, og må regnes som et generelt innspill til NVF*

Dersom en ved overfrekvens blir liggende i motordrift etter at ledeapparatet er stengt, er dette fordi andre aggregat enda ikke har kjørt ned pådraget tilstrekkelig. Dette kan være fordi dette/disse aggregatene har lengre lukketid og/eller har for høyt effektsettpunkt kombinert med uheldig statikk. Når alle aggregat har kjørt ned pådraget tilstrekkelig, vil i de fleste situasjoner alle aggregat ha noe last, forutsatt nok forbrukslast, fornuftige statikkinnstillinger og ikke for store ulikheter i aggregatstørrelser og lastsettpunkt.

Dersom alle aggregat har FCR-I funksjonalitet, som innstilles slik at de tilfredsstiller NVF 2023 punkt 12.2.3.1 underpunkt 2 iv, vil alle disse fordele lasten prosentvis likt mellom seg etter at stasjonær tilstand er nådd, dvs. ingen vil ha retureffekt.

Dersom ett eller flere aggregat blir gående med så høyt settpunkt at andre aggregat blir gående med retureffekt, må settpunkt på aggregat/er som "tar all lasten" reduseres tilstrekkelig slik at retureffekt/er elimineres. Retureffektvern må derfor ha lang nok utløsetid slik at aggregat ikke kobles fra nettet før operatør/er har hatt rimelig tid til å rekke å redusere settpunkt.

**Kapittel 12.2.3.1 og 13.2.1.6**

Vedr. NVF 12.2.3.1 punkt 2 v. tekst/referanse : *"Turbinregulator skal senest 50 ms etter deteksjon av separatdrift, ha sendt signal om dette til kontrollanlegg og spenningsregulator."*

Og vedrørende NVF kap13.2.1.6, Under Testprosedyre, punkt 1 og 4:

*"Turbinregulator sender senest 50 ms etter deteksjon av FCR-I signal til spenningsregulator om at dempetilsats skal slås av, hvoretter dempetilsats slås av innen 100 ms."*

13.2.1.6, Under dokumentasjon:

*"- Tidsserie som viser når dempetilsats (PSS) er aktivert/deaktivert."*

**Aker kommentar:**

*Kommunikasjon mellom turbinregulator og spenningsregulator går via kontrollanlegg med buss. For at dempetilsats skal kunne deaktivere innen 100 ms burde spenningsregulator ha egen deteksjon. Etter dette kan signal fra turbinregulator hindre at den ikke aktiveres igjen før turbinregulator gir signal om det.*

**Systemansvarlig svarer:**

Teksten i 12.2.3.1 underpunkt 2v endres til:

*"Dersom spenningsregulator ikke har egen deteksjon av separatdrift, skal turbinregulator senest 50 ms etter deteksjon av separatdrift ha sendt signal om dette til kontrollanlegg og spenningsregulator. Signal fra turbinregulator skal hindre at spenningsregulatorens dempetilsats aktiveres så lenge turbinregulator ligger i modus FCR-I"*



**Kapittel 12.2.3.1**

Vedr. NVF tekst; "iv. Automatisk endring av last settpunkt ved automatisk overgang til separatudrift skal være mulig. Dersom ikke annet avtales med systemansvarlig, skal turbinregulatoren ved automatisk aktivering av FCR-I gi seg selv last settpunkt  $P_{maks}/2$  og statikk 4%, og statikkurven skal da legges slik at turbinen yter  $P_{maks}/2$  når fG er 50,0 Hz. Automatisk endring av last settpunkt skal ikke skje ved manuell aktivering av FCR-I."

**ÅEVK kommentar:**

"Et uforholdsmessig høyt antall av automatisk aktivering av FCR-I skjer i samkjørt drift. Automatisk endring av lastsettpunkt ved aktivering av FCR-I som standardinnstilling er ingen god løsning, og kan utløse mange og store endringer i last og produksjonsvannføring samtidig. Problematikken vil forsterkes etter hvert som antall digitale turbinregulatorer med separatudriftsdeteksjon øker og ytterligere når ny FCR funksjonalitet innføres.

Standardinnstilling bør heller være at last settpunkt beholdes, men at det behovsvurderes og avtales særskilt i hvert enkelt tilfelle der automatisk endring av lastsettpunkt ved deteksjon av FCR-I skal være aktivert, og hva lastsettpunkt i så fall skal være. "

Vedr. NVF TABELL 12-8: INNSTILLINGSMULIGHETER OG STANDARDINNSTILLINGER FOR FCR-I, Rad 4 i NVF tabell 12-8: "Tidsforsinkelse for aktivering, standardinnstilling: 0s"

**AAVK kommentar:** "Bør endres fra 0 s til 0,3 s. Vil redusere antall uønskede overganger til FCR-I modus."

**Systemansvarlig svarer:**

*Systemansvarlig påpeker at disse aktuelle høringssvarene ikke berører de foreslåtte endringene i NVF 2024, og må regnes som et generelt innspill til NVF.*

Av tabell 12-8 Innstillingsmuligheter og standardinnstillinger for FCR-I framgår at standard innstillinger er 49,0 Hz (Aktiveringsterskel - lav frekvens) og 51,0 Hz (Aktiveringsterskel - høy frekvens). Systemansvarlig kan ikke se at frekvensen i det nordiske synkronområdet i løpet av de siste årene har vært nede i 49,0 Hz eller oppe i 51,0 Hz. Turbinregulatorer som har automatisk overgang til FCR-I og som benytter standard innstillinger, skal derfor i løpet av de siste årene ikke ha skiftet over til FCR-I på grunn av frekvensavvik i det nordiske synkronsystemet. ÅEVK bør derfor finne ut hvorfor "et uforholdsmessig høyt antall av automatisk aktivering av FCR-I skjer i samkjørt drift", når ingen slike aktiveringer skulle ha skjedd.

**Kapittel 12.3.3 Frekvensregulering – Stabilitet 12.3.3.1 Funksjonskrav**

Vedr. NVF tekst: Produksjonsenheter skal kunne driftes stabilt på eget ohmsk nett (resistiv last) innenfor hele pådragsområdet  $Plast\ settpunkt = (0-100)\% \cdot P_{maks}$ ."

**ÅEVK kommentar:**

Pådragsområdet som et aggregat kan driftes i er fra  $P_{min}$  til  $P_{max}$ . Typisk 40 -100% for Francisturbiner. Greit nok at det skal være stabilt fra 0 - 100% pådrag, men dette betyr ikke at et aggregat kan driftes over hele området. RfG definerer f.eks i artikkel 15.2.d reguleringsområde til å skulle være +/- 1,5 - 10% av  $P_{max}$ . Så kommer LFSM-O og LFSM-U områdene i tillegg. J.fr også  $P_{min}$  slik det er beskrevet i RfG 15.5.b.ii( $\leq 55\%$  av  $P_{maks}$ ). for anlegg som skal kunne delta i separatudrift. Vårt forslag er at tekst endres til: "Produksjonsenheter skal være stabile på eget ohmsk nett (resistiv last) fra 0% til 100% pådrag, og kunne driftes stabilt innenfor hele pådragsområdet fra  $P_{min}$  til  $P_{maks}$ ."

**Systemansvarlig svarer:**

*Systemansvarlig påpeker at det aktuelle høringssvaret ikke berører de foreslåtte endringene i NVF 2024, og må regnes som et generelt innspill til NVF.*

Produksjonsenheter skal være stabile på eget ohmsk nett fra 0% til 100% pådrag, og kunne driftes stabilt innenfor hele pådragsområdet, dvs. fra 0 til  $P_{maks}$ ." Det vises forøvrig til systemansvarlig sitt svar i 2023.

**Kapittel 12.5.1 Reguleringsmoduser.****12.5.1.1 Funksjonskrav til reguleringmoduser i spenningsregulator****Statkraft kommentar:**

I dette kapittelet er funksjonaliteten «*manuell kontroll*» nevnt to plasser. Statkraft mener denne begrepsbruken kan bidra til forvirring, og vi mener begrepet bør endres til «*FCR (Field Current Regulator)*». Endringen er ikke på høring, men vi ønsker likevel å gjøre systemansvarlig oppmerksom på dette.

**Voith kommentar:**

Manuell-kontroll er ikke et normalt begrep i bransjen. Hvis man sammenligner med de 3 andre «kontroll» vil det være bedre å benytte Feltstrøms-kontroll.

**Systemansvarlig svarer:**

*Systemansvarlig påpeker at det aktuelle høringssvaret ikke berører de foreslåtte endringene i NVF 2024, og må regnes som et generelt innspill til NVF*

Men systemansvarlig er enig i at FCR (*Field Current Regulator*) eller Feltstrøms-kontroll er bedre benevnelser. Systemansvarlig endrer benevnelsen i punkt 4 fra "*Manuell-kontroll*" til "*Feltstrøm-kontroll*".

**Kapittel Dempetilsats (Power System Stabilizer). 12.5.6.1 Funksjonskrav**

Vedr. NVF tekst: "*Dempetilsats skal kunne motta kommando fra turbinregulator (evt. egen deteksjon) som slår dempetilsats av og på. Denne funksjonen skal kunne deaktiveres/ blokkeres.*"

*i. Deaktivering av spenningsregulatorens dempetilsats skal være mulig, enten på signal fra turbinregulator, eller ved at spenningsregulator har egen funksjonalitet for deteksjon av FCR-I.*"

**Statkraft kommentar:**

"Statkraft støtter det som er nevnt i kapittel 12.5.6.1, og vi vurderer det som mest hensiktsmessig og raskere at spenningsregulatoren har egen deteksjon heller enn at signalet kommer fra turbinregulatoren. Statkraft mener kravene gitt i 12.5.6.1 ikke står beskrevet like eksplisitt i 12.2.3.1 og 13.2.1.6 og ber systemansvarlig vurdere å skrive om disse delene for å få en tydeligere og helhetlig praktisering."

**Systemansvarlig svarer:**

*Systemansvarlig påpeker at det aktuelle høringssvaret ikke berører de foreslåtte endringene i NVF 2024, og må regnes som et generelt innspill til NVF*

Systemansvarlig vil i fremtidige arbeider vurdere om punkt 12.2.3.1 og 13.2.1.6 bør skrives om for å få en tydeligere og mer helhetlig praktisering.

**Kapittel Resetfunksjonalitet. 12.5.7.1 Funksjonskrav****Statkraft kommentar:**

"*En generator som har vært lenge i drift kan ha blitt justert manuelt. Hvis da en ny generator starter i samme stasjon vil de to generatorene ha forskjellige settpunkt. Statkraft mener systemansvarlig i dette dokumentet, eller i annet egnet dokument, bør gi en veiledning på hvordan dette skal håndteres.*"

**Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig ønsker i størst mulig grad å automatisere spenningsreguleringen i hele kraftsystemet. Hva gjelder kraftverkene er det viktig å finne riktige resetverdier og at spenningsregulatorene har riktige/fornuftige statikkinnstillinger. Innstillingene av spenningsregulatorene i kraftverkene, herunder vindparker, må ses i sammenheng med styringen av reaktive komponenter (reaktorer, kondensatorbatterier, SVC/SVS/TCR-anlegg), trinning av transformatorer og spenningsregulering av HVDC-convertere. Det er en relativt omfattende optimaliseringsjobb som må gjøres. Målsettingen bør være at det normalt ikke skal være nødvendig manuelt å endre spenningsreferanser.

Dersom spenningsreferansen blir endret manuelt etter at "resetverdien er mottatt", vil en tilsvarende generator i samme kraftverk som fases inn på nettet og som får samme resettverdi i spenningsreferansen, alle andre forhold forutsatt like, få en annen MVAR-flyt. Det som da bør gjøres er manuelt å endre spenningsreferansen til den første generatoren inntil begge generatorene får samme MVAR-flyt. Da vil spenningsreferansen på den første generatoren være tilnærmet identisk med resettverdien. Dersom MVAR-flyten eller spenningene er utfordrende, bør netteier kontaktes for om mulig å bidra til riktig driftsspenning/MVAR-flyt, før spenningsreferanser endres.

Kraftprodusenter og netteiere med flere må samarbeide for å få realisert optimal spenningsregulering. Denne prosessen går i mange tilfeller utover veiledning for funksjonskrav i NVF.

### **Kapittel 12.6.3 Svartstart**

#### **SFE kommentar:**

*"Punkt 1: Ordlyd er endret fra «batterianlegg eller reservestrømsanlegg» til «reservekraft»». Vi forutsetter at «reservekraft» fortsatt kan hentes fra batterianlegget, og at det ikke er ment at alle anlegg med svartstart heretter må ha nødstrømsaggregat. Begrepet «reservekraft» bør defineres, evt. beholde opprinnelig ordlyd.*

*Punkt 4: Kravet om maksimalt 15 minutters oppstartstid gjelder «fra startkommando gis». Innebærer dette at svartstartforløpet må være automatisk og må kunne aktiveres fra driftssentral, eller aksepteres utrykningstid til stasjon i tillegg til disse 15 minuttene?"*

#### **Systemansvarlig svarer:**

Punkt 1: Reservekraft kan fortsatt hentes fra batterianlegget. Systemansvarlig vil vurdere i framtidige arbeider om ordlyden bør endres.

Punkt 4: Ja, dette fordrer automatisk funksjon og styring fra driftssentral. Systemansvarlig tar spørsmål i kommentar til følge og supplerer NVF med nytt punkt 5 for å tydeliggjøre funksjonskravet: *"5. Svartstartforløpet skal være automatisk. Startkommando må kunne gis lokalt i kraftverket og fra driftssentral".*

#### **ÅEVK kommentar:**

*"Når en ser dette i sammenheng med pkt 13.2.3 Svartstart, verifiserende prøver legger Statnett her opp til en praktisering som går langt utover det som skal til for å møte kravene som stilles i kraftberedskapsforskriften. Se for øvrig våre kommentarer til pkt 13.2.3. "*

#### **Systemansvarlig svarer:**

I utgangspunktet kan ikke systemansvarlig veilede Kraftberedskapsforskriften (kbf). Kravene for funksjonalitet iht fos §14 vedtak blir hjemlet i fos. Tekst under er kun ment som informasjon, refleksjon i forhold til ÅEVK sitt innspill, det vises til NVE vedrørende spørsmål om kbf:

*Kraftberedskapsforskriftens § 1-1 Formål slår fast at Innenfor formålene i energiloven § 1-2, skal forskriften sikre at kraftforsyningen opprettholdes og at normal forsyning gjenoprettes på en effektiv og sikker måte i og etter ekstraordinære situasjoner for å redusere de samfunnsmessige konsekvensene.*

*Kraftberedskapsforskriftens § 5-6 Sikringstiltak for klasse 3 slår fast at Vitale funksjoner skal opprettholdes i ekstraordinære situasjoner og anleggets funksjonalitet skal gjenoprettes uten ugrunnet opphold.*

*Kraftberedskapsforskriften, Vedlegg 3 til § 5-6: Særlige krav til sikring for anlegg klassifisert i klasse 3, punkt 3.1.1 bokstav c: slås det fast at Gjenoppretting av eventuelle funksjonstap skal skje så raskt som fysisk mulig.*

*I ovennevnte Vedlegg 3 punkt 3.3.6 slås det fast at nødstrømssystem skal være dubleret med uavhengige batteribanker og avbruddsfri strømforsyning, og minimum ha en samlet driftstid på minst seks timer.*

*I ovennevnte Vedlegg 3 punkt 3.3.9 slås det fast at Minst ett aggregat skal normalt kunne starte på spenningsløst nett (svart nett) og kunne drives separat (øydriфт).*

Systemansvarlig vurderer at for å tilfredsstille kravene i Kraftberedskapsforskriften, må svartstartforløp være automatisk, og startkommando må kunne gis lokalt i kraftverket og fra driftssentral. Men det henvises til NVE vedrørende spørsmål om kbf.

#### **Kapittel 12.6.4 Respons ved eksterne feil – nettfeil. 12.6.4.1 Funksjonskrav om tomgang/** **husdrift**

##### **ÅEVK kommentar:**

*"I dag er dette krav som typisk er ivarettatt i anlegg med kbf klasse 2 og 3, anlegg med ytelse fra 100MVA og oppover. Slik kravet er formulert nå vil det treffe de fleste vannkraftaggregatene større enn 10MW i det norske kraftsystemet. Kravet er være kostbart å realisere for små og mellomstore anlegg, da det vil kreve ekstra tiltak på aggregatene, reservekraft, kontrollanlegg og ifbm vannhandtering m.v. sett ifht tidligere krav. Kravet er også en streng tilnærming til RfG, og en har i liten grad har tatt hensyn til at generatorene er drevet av vannturbiner. "*

ÅEVK forslag til ny tekst:

*"Ved frakobling på grunn av eksterne feil skal produksjonsanlegg ikke gå til stopp med startblokkering. Synkrone produksjonsanlegg med stasjonsytelse >100MVA, samt anlegg av type D og C som vurderes å være viktig for nettoppbyggingen, skal gå til tomgang og bli klare for fjernstyrt innkobling. Generatorene skal fortrinnsvis ikke avmagnetiseres. Aggregatet er da klart for innkobling. Tomgangs-/husdriften skal kunne opprettholdes i minst 2 timer."*

##### **Systemansvarlig svarer:**

*Systemansvarlig påpeker at det aktuelle høringssvaret ikke berører de foreslåtte endringene i NVF 2024, og må regnes som et generelt innspill til NVF*

Forutsatt at aggregat har fullverdig turbin- og spennings- regulatorer, kan systemansvarlig ikke se at oppfyllelse av kravet krever tilleggsinvesteringer. Systemansvarlig ser at ordlyden i punktet kan forbedres. Systemansvarlig vil i kommende revisjon av NVF, slik at det kan høres, forbedre ordlyden og innta at generatorer skal ikke avmagnetiseres når aggregater frakobles nettet når feil ligger utenfor aggregatets effektbryter som benyttes ved innfasing av generator.

#### **Kapittel 12.7.5.1 Rampehastighet, Funksjonskrav**

*Vedr- NVF tekst: "12.7.5.1 Funksjonskrav*

*Synkrone produksjonseenheter skal ha funksjonalitet for å begrense rampehastigheten på endring av aktiv effekt (ramp rate) ved endring av settpunkt. "*

##### **Andritz kommentar:**

*"Ved automatisk detektering av FCR-I / Separatdrift, så er Andritz HIPASE-T turbinregulator programmert til å endre lastsettpunkt til ønsket settpunkt (standard er 50% lastsettpunkt). Denne settpunktsendringen skjer med en rampe. Det er beskrevet i NVF at lastsettpunktsendring skal ha funksjonalitet for å begrense rampe, og dette er derfor programmert inn i vår regulator:*

*Andritz kommenterer: "I Figur 13-27 og 13-28 vises lastsettpunkts endring uten rampe, og dette er ikke i hht. punkt 12.7.5.1."*

##### **Systemansvarlig svarer:**

Kravet slik det er formulert i punkt 12.7.5.1 er tilpasset situasjoner hvor aggregatet driftes mot det nordiske synkronsystemet eller er i etablert separatdrift. Ved automatisk overgang til FCR-I forårsaket av store sprang i frekvensen, kan langsom ramping av settpunktet være ufordelaktig. Systemansvarlig vil derfor i fremtidige arbeider vurdere å endre teksten i punkt 12.7.5.1, slik at settpunktet endres uten rampe ved automatisk overgang til FCR-I, dvs. at settpunkt endres slik det nå er fremstilt i figurene 13-27 og 13-28.

*Systemansvarlig påpeker at det aktuelle høringssvaret ikke berører de foreslåtte endringene i NVF 2024, og må regnes som et generelt innspill til NVF*

## 4.2.3 NVF kapittel 13 - Krav til verifiserende analyser og tester for synkrone produksjonsenheter

### Kapittel 13.1.3 Krav til analyse av magnetiseringsutstyr

#### **SFE kommentar:**

"Siste setning i dette avsnittet synes å kanskje vere feilplassert. I dette del-kapittelet som omhandler analyse av magnetiseringsutstyr står i denne siste setninga at frekvensplanresponsen skal dokumenterast. Frekvensrespons er gitt av turbinregulator og ikkje av spenningsregulator/magnetiseringsutrustning. Denne setninga synes difor å ha havnet på feil plass. I tillegg synes det som om figurhenvising i dei to siste setningane ikkje stemmer i dette avsnittet."

#### **Systemansvarlig svarer:**

*Systemansvarlig påpeker at det aktuelle høringssvaret ikke berører de foreslåtte endringene i NVF 2024, og må regnes som et generelt innspill til NVF*

Men systemansvarlig tar likevel innspillet til følge, og fjerner siste setningen i kapittel 13.1.3 fordi frekvensplananalyse ikke er relevant, dvs i justert NVF tas følgende setning ut: "~~Analysør skal også dokumentere frekvensplanresponsen til produksjonsenhetens i lukket sløyfe~~ (Norsk Elektroteknisk Komite) ~~med åpen effektbryter. Dette er vist i Error! Not a valid bookmark self-reference..~~"

Systemansvarlig vil gå gjennom figurhenvisingene ved fremtidige arbeider med krav til analyser i NVF.

### Kapittel 13.2 Verifiserende tester

#### **ÅEVK kommentar:**

"Her er hele kapitlet om verifiserende tester markert som endret. Det har vært krevende å gjennomgå innholdet for å avklare hva som er faktiske endringer, og å vurdere konsekvenser av de foreslåtte endringene, slik at vi kunne gi svar på høringen. Vi ber Statnett om neste gang å begrense endringene til det som vurderes som nødvendig og reelt. "

#### **Systemansvarlig svarer:**

Vi forstår at det var krevende. Men det var nødvendig å gjøre store endringer i kapittel 13.2, og mest hensiktsmessig å presentere kapittelet helhetlig med enhetlig struktur.

### Kapittel 13.2.1 Turbinregulator

Vedr NVF tekst: "*Riktig reguleringsevne forutsetter riktig innstilling av parametere i turbinregulator. Det skal benyttes parametere som er optimale for separatudrift.*"

#### **Aker kommentar (id3):**

"Flyttes til kapittel 12.2.1 siden dette er et funksjonskrav? Kan gjerne spesifisere at dette betyr at under normal drift skal parametere være de samme som for FCR-I (forskjellige statikk). "

#### **Systemansvarlig svarer:**

Dette er en betimelig kommentar. Systemansvarlig vil i videre arbeider med NVF kapittel 12 vurdere om teksten bør flyttes til kapittel 12.2.1, samt om det bør spesifiseres at dette betyr at under normal drift skal parametere være de samme som for FCR-I (forskjellige statikk).

#### **SFE kommentar:**

"Omfang og krav til verifiserende tester synes å vere skjerpet. Dette kan forventes å øke sannsynligheten for at et anlegg ikke «består» prøvene med påfølgende behov for saksbehandling og evt. gjennomføring av nye prøver. Generelt vil vi oppfordre til ikke å stille strengere krav enn det som er nødvendig med hensyn til systemdriften. I og med at selve funksjonskravene (kap 12) i liten grad er endret, kan det kanskje stilles spørsmål ved behovet for å gjøre omfattende endringer i et etablert testregime."

**Systemansvarlig svarer:**

Det var behov for å klargjøre testkapittelet. Dette medførte relativt store endringer i kapittel 13.2.

**Kapittel 13.2.1.1 Tidskonstant servosløyfe**

Vedr. NVF tekst: *"Startbetingelser, - Den synkrone produksjonsenheden er i stillstand (tørstest) og ikke synkronisert mot nettet."*

**Aker kommentar:**

*"Denne testen gjør vi alltid som tørstest for å kalibrere sløyfens  $K_p$ , men da vil gjerne mye av reguleringsmekanismen også frakobles servomotorene (ledeapparat kan bli ødelagt). Hvorfor ikke heller kreve at testen også gjøres når produksjonsenheden er synkronisert mot nettet? Slik blir alle krefter med, og målt tidskonstanten blir "reell"."*

**Andritz kommentar:**

*"Dette er lite heldig, da mange ledeapparat vil havare ved tørrkjøring. For å hindre dette må ledeapparatsservo fysisk frakobles ledeapparat. Dette er helt unødvendig. Det beste er å kjøre disse prøvene med aggregat på nett. Da har en også med vannkreftene som reguleringen må håndtere på en god måte. Det står også under testprosedyre at sprangene skal være så små at ventilstyringen ikke går i metning, mener dere proposjonalventil med 100% utslag, eller hydraulikk i metning (blender, etc.)?"*

**ÆVK kommentar:**

*"Startbetingelsene (stillstand/tørstest) og akseptkriterium "operasjonskrefter i ugunstigste retning inkluderes" er ikke nødvendigvis gjennomførbart, da operasjonskrefter i ugunstigste retning normalt krever drift på aggregatet. Det er også mange aggregater der en ikke kan kjøre ledeapparatet tørt. Måling tidskonstant servosløyfe er en normert test i IEC 60308. Ligner mest på "Servomotor dead time". Målingen bør kunne gjennomføres under drift, eventuelt under stillstand på de aggregatene hvor en kan tillate å gjøre dette tørt, eller som en del av FAT. Tekst bør justeres og det bør henvises til normert test."*

**Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig er enig i at testen må gjøres når produksjonsenheden er synkronisert mot nettet.

Teksten i NVF 13.2.1.1 Tidskonstant, servosløyfe justeres slik

~~*"Den synkrone produksjonsenheden er i stillstand (tørstest) og ikke synkronisert mot nettet"*~~ endres til *"Den synkrone produksjonsenheden er synkronisert mot nettet"*.

Systemansvarlig vil vurdere om det bør henvises til normert test i IEC 60308 i framtidige arbeider.

**Kapittel 13.2.1.1 Tidskonstant servosløyfe, Akseptkriterium**

Vedr. NVF Tekst: " *Ingen definerte krav, men følgende kan benyttes som veiledende:*

*Tidskonstant i servosystemet for ledeskovler på francis og pelton nåleservomotorer bør være 400 ms eller mindre. For løpeskovlene på kaplanturbiner er 800 ms normalt tilfredsstillende. Tidskonstanten baseres på 100 % ventilutslag og nødvendige operasjonskrefter i ugunstigste retning inkluderes. Metning på grunn av restriksjoner i blender osv. regnes ikke med."*

**Aker kommentar:**

"Forstår ikke dette. Har det noen hensikt?"

**Andritz kommentar:**

"Her er jo kriterie "nødvendige operasjonskrefter i ugunstig retning". Dette får en bare med å ta prøven når aggregat er på nett og vannkraftene påvirker servo."

**Systemansvarlig svarer:**

Kommentar tas til følge og følgende tekst fjernes:

~~"Tidskonstanten baseres på 100 % ventilutslag og nødvendige operasjonskrefter i ugunstigste retning inkluderes. Metning på grunn av restriksjoner i blender osv. regnes ikke med."~~

**Kapittel 13.2.1.1 Tidskonstand servosløyfe, Dokumentasjon**

NVF tekst: "- Servoens tidskonstanter (åpning og lukking) skal oppgis.

- Tidsserie av servoens settpunkt  $Y_{set}$  og posisjon  $Y$ ."

**Andritz kommentar:**

"Tidsserien bør også inneholde styresignal til proposjonalventil, så en ser bevegelsen i forhold til pådrag."

**Systemansvarlig svarer:**

Kommentaren tas til følge og teksten suppleres som vist i blått:

- Tidsserie av styresignal til proporsjonalventil, servoens settpunkt  $Y_{set}$  og posisjon  $Y$ .

**Kapittel 13.2.1 Turbinregulator****ÆEVK kommentar:**

"Følgende forutsetninger for prøve mangler: FSM aktivert og dødbånd=0%

Prøven kan med fordel gjennomføres under eller som 1/4 eller 1/2 lastavslag.

Fullastavslag gir uønskede/unødvendige påkjenninger på anlegget som skal testes, og er unødvendig for å få dokumentert dødtid for servosystemet."

**Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig vil i videre arbeider vurdere om det for fullverdige turbinregulatorer med deteksjon av separatudrift og parameterskift – FCR-I bør gjennomføres to tester, en hvor turbinregulator ligger i driftsmodus FCR-I med standard innstillinger, og en hvor turbinregulator ligger i driftsmodus "stivt nett" med dødbånd aktivert.

**Kapittel 13.2.1.2 Dødtid for reguleringsystem**

NVF tekst: *"Dødtiden for servosystemet måles ved fullastavslag (åpning av effektbryter)."*

**Andritz kommentar:**

*"I overskrift står det "reguleringsystem", mens i første linje er det skrevet "servosystem". Hvis det er servosystem dere ønsker dødtiden til, kan den finnes i prøve for tidskonstant i servosløyfe. Er det for reguleringsystemet, er det enten i fra avslagsprøve (eller i fra statikkprøve). Det bør også opplyses om det gjelder alle servoer eller en enkel. (Francis, Kaplan og Pelton)."*

**Systemansvarlig svarer:**

Overskriften beholdes. Første setning i NVF kap.13.2.1.2 endres til;  
*"Dødtiden for regulerings-servosystemet måles ved fullastavslag (åpning av effektbryter). Dersom reguleringsystemet har flere servoer, måles dødtiden for hver servo."*

**Kapittel 13.2.1.5 Statikkregulering – frekvenssprang med dødbånd****Andritz kommentar:**

*"Det er kun FSM som blir benyttet og dødbånd er justerbart fra 0-0,5Hz. LFSM-O og LFSM-U er beskrevet i Enstoe dokumenter, mens LFSM uten -O/-U finner jeg ikke. Derimot så finnes FSM hvor dødbånd også er beskrevet i tilhørende tabell."*

**Systemansvarlig svarer:**

Det er ok å benytte FSM med justerbart dødbånd 0-0,5 Hz.

Vedr.NVF tekst, siste punkt under dokumentasjon: *"Dersom testen viser særlige avvik fra forventet respons, skal avvik og eventuelle tiltak vurderes og tidsplan for tiltak beskrives i prøverapport."*

**ÅEVK kommentar:**

*"Dette er en av mange prøver som vi utfra endringer i mengde tiltak som er søknadspliktig i fos §14, og hvor det er tilhørende krav til dokumentasjon, må regne med å måtte utføre hvert 10-15 år pr aggregat. f.eks. ifbm regulatorbytter. Mye av respons som dokumenteres er imidlertid et resultat av anleggsdeler som har lang levetid så som vannvei, generator turbin osv. Det kan være naturlig å kommentere avvik ifht forventninger i en prøverapport. Eventuelle tiltak og tidsplan hører derimot ikke hjemme i en prøverapport."*

**Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig er enig i at *"mye av respons som dokumenteres er imidlertid et resultat av anleggsdeler som har lang levetid så som vannvei, generator turbin osv"*. Beregnet "forventet respons" hensyntar vannveier og turbiner etc. Systemansvarlig vil ikke kreve utbedringer i vannveier etc. Dersom det oppstår avvik fra forventet respons, vil årsaken kunne være i reguleringsystemet (for eksempel feil i turbinregulator, for trange hydraulikkør og/eller for trange blender osv).



**Kapittel 13.2.1.6 Aktivering og deaktivering av FCR-I,****Overgang til FFCR-I ved lav frekvens:**

Vedr. Id 6) Aker referanse til paragraf eller original tekst i NVF: "*-0,060,7 Hz/s.*"

**Aker kommentar:**

"0,067?"

**Systemansvarlig svarer:**

I NVF rettes tallet slik at teksten blir:

*"Start frekvensrampe: 52,0 Hz → 50,0 Hz med rampehastighet -0,067 Hz/s eller saktere".*

**ÅEVK kommentar:**

*"Et uforholdsmessig høyt antall av automatisk aktivering av FCR-I skjer i samkjørt drift. Automatisk endring av lastsettpunkt ved aktivering av FCR-I som standardinnstilling er ingen god løsning, og kan utløse mange og store endringer i last og produksjonsvannføring samtidig. Problematikken vil forsterkes etter hvert som antall digitale turbinregulatorer med separatdriftsdeteksjon øker og ytterligere når ny FCR funksjonalitet innføres.*

*Last settpunkt bør heller beholdes, og isteden avtales spesielt i de tilfellene der det automatisk skal endres. Prøveinnhold tilpasses dette, altså beholde lastsettpunkt (standard), automatisk endring til nytt last settpunkt etter behovsvurdering og avtalt spesielt.*

*Vi foreslår følgende for test av overgang til FCR-I ved lav frekvens:*

*Pset=40%·Pmaks, Statikk, bp=12%, turbinregulator i FSM-modus og dødband 0,5Hz.*

*Vi foreslår følgende for test av overgang til FCR-I ved høy frekvens:*

*Pset=90%·Pmaks, Statikk, bp=12%, turbinregulator i FSM-modus og dødband 0,5Hz.*

*Testprosedyre tilpasses ihht ovennevnte. "*

**Systemansvarlig svarer:**

Av tabell 12-8 *Innstillingsmuligheter og standardinnstillinger for FCR-I* framgår at standard innstillinger er 49,0 Hz (Aktiveringsterskel - lav frekvens) og 51,0 Hz (Aktiveringsterskel - høy frekvens).

Systemansvarlig kan ikke se at frekvensen i det nordiske synkronområdet i løpet av de siste årene har vært nede i 49,0 Hz eller oppe i 51,0 Hz. Turbinregulatorer som har automatisk overgang til FCR-I og som benytter standard innstillinger, skal derfor i løpet av de siste årene ikke ha skiftet over til FCR-I på grunn av frekvensavvik i det nordiske synkronsystemet. ÅEVK bør derfor finne ut hvorfor "et uforholdsmessig høyt antall av automatisk aktivering av FCR-I skjer i samkjørt drift", når ingen slike aktiveringer skulle ha skjedd.

Av forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet § 3-2 framgår at *systemansvarlig skal i områder som midlertidig er uten fysisk tilknytning til tilgrensende overføringsnett, sørge for at spenningens frekvens normalt holdes innenfor 50 Hz ± 2%, dvs. normalt innenfor 49,0 ≤ f ≤ 51,0 Hz.*

Ved at turbinregulatorene ved deteksjon av separatdrift og parameterskift – FCR-I gir seg selv lastsettpunkt  $P_{maks}/2$ , statikk 4% og legger statikkurven slik at turbinen yter  $P_{maks}/2$  når  $f_G$  er 50,0 Hz, oppnås at stasjonær frekvens i separatdriften blir innenfor  $49,0 \leq f \leq 51,0$  Hz, forutsatt at det er nok tilgjengelig turbinytelse i separatområdet. Turbiner som har turbinregulatorer med denne funksjonaliteten og er innstilt som ovenfor angitt, vil også prosentvis fordele lasten helt likt mellom seg.

Systemansvarlig er enig i at det kan være uheldig med obligatorisk endring i lastsettpunkt til  $P_{maks}/2$  og 4% statikk for kraftverk som har begrensninger i for eksempel vannføringer og hastighet på vannføringsendringer gitt i manøvreringsreglement etc. For slike anlegg må anleggseier i samarbeid med systemansvarlig velge innstillinger som ivaretar spesielle anleggsspesifikke krav og kraftsystemets behov forøvrig.

**Kapittel 13.2.1.6 Aktivering og deaktivering av FCR-I**

**Andriz kommentar:** "Ved automatisk detektering av FCR-I / Separatdrift, så er Andritz HIPASE-T turbinregulator programmert til å endre lastsettpunkt til ønsket settpunkt (standard er 50% lastsettpunkt). Denne settpunktsendringen skjer med en rampe. Det er beskrevet i NVF at lastsettpunktsendring skal ha funksjonalitet for å begrense rampe, og dette er derfor programmert inn i vår regulator"

**Systemansvarlig svarer:** Se svar under kapittel 12.7.5.1

**Kapittel 13.2.1.7 Små lastsprang**

Aker referanse (id 7) til paragraf eller original NVF tekst under: "**Testprosedyre:**

3. Det påtrykkes et simulert lastsprang  $P_{L,sim}$  på  $+5\% P_{maks}$

4. Det påtrykkes et simulert lastsprang  $P_{L,sim}$  på  $-5\% P_{maks}$ "

**Aker kommentar:**

"Dette vil gi overgang til isolert nett, da bør vel dette dokumenteres i tidsserie, og PID-parametere (i tillegg til vanlige parametere). Er dette hensiktsmessig? Skulle heller statikken vært satt til 6/12% (normal)?"

Aker referanse (id 8) til NVF liste; "**Startbetingelser:**"

**Aker kommentar:**

"Spesifiser både statikk for normal drift og for FCR-I.

Hvorfor skal statikk være 2 %, når det ved overgang til FCR-I vil være 4 % (antar FCR-I statikk skal være default 4 %)?"

**Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig tar kommentar til følge ved å endre kapittel 13.2.1.7 som vist med blå tekst føyd til under startbetingelser. Det bemerkes også at dette kan gjøres gjennom analyser i stedet for test (simulering), dette momentet blir tatt inn i justert NVF under 13.2.1.7 ved ny setning i blått; "Alternativt aksepterer systemansvarlig verifiserende analyser iht. kap. 13.1.2 som erstatning for simuleringer."

**Startbetingelser for fullverdig turbinregulator som ikke har deteksjon av separatdrift og parameterskift – FCR-I:**

- Produksjonsenheten er tilkoblet nettet (~~samkjøringsdrift~~) det nordiske synkronsystemet.
- Spenningsregulator er i modus spenningskontroll og med dempetilsats deaktivert.
- Frekvensstatikk i spenningsregulator er deaktivert.
- Turbinregulator settpunkt,  $P_{set} = 85\% \cdot P_{maks}$
- Statikk,  $b_p = 2\% \cdot 4\%$
- Dødbånd,  $\Delta f_{db} = 0\text{ Hz}$

Systemansvarlig vil også vise skille mellom gamle og nye turbinregulatorer med mulighet for FCR-I da startbetingelsene er forskjellige. Dette gjøres ved å legge til i kapittel 13.2.1.7 følgende tekst:

**"Startbetingelser for fullverdig turbinregulator som har deteksjon av separatdrift og parameterskift – FCR-I:**

- Produksjonsenheten er tilkoblet det nordiske synkronsystemet.
- Spenningsregulator er i modus spenningskontroll og med dempetilsats deaktivert.
- Frekvensstatikk i spenningsregulator er deaktivert.
- Turbinregulator skal ligge i modus separatdrift (FCR-I) med parametere optimalisert for separatdrift og med standardinnstillinger for FCR-I i henhold til Tabell 12-8.
- Turbinregulator settpunkt,  $P_{set} = 85\% \cdot P_{maks}$
- Statikk,  $b_p = 4\%$
- Dødbånd,  $\Delta f_{db} = 0\text{ Hz}$

**Kapittel 13.2.1.8 Store lastsprang**

Vedr. NVF punkt: "*b Lastsprang i simulert separatdrift*"

**Andritz kommentar:**

Dette punktet må ut av verifiserende prøver og inn i verifiserende analyser. Egenskapene til de forskjellige turbintypene, har så store forskjeller i egenskaper når turtall endres. Derfor er dette meningsløst å gjennomføre slik det er beskrevet. Vannveismodell og turbinmodell som benyttes til transiente-, stabilitet- og FCR- analyser innehar egenskaper til å gi gode bilder av disse egenskapene.

**Systemansvarlig svarer:**

Kommentar tas delvis til følge. Det bemerkes også at dette kan gjøres gjennom analyser i stedet for ved test (simulering), dette tas inn under 13.2.1.8 b med setningen: "*Alternativt aksepterer systemansvarlig verifiserende analyser iht. kap. 13.1.2 som erstatning for simuleringer*".

Kommentaren er betimelig. Vi vil i fremtidige arbeider se om Kapittel 13.2.1.8 b) – *Lastsprang i simulert separatdrift* kan flyttes til kapittel 13.1

Vedr. NVF punkt: "*c Lastsprang i Skarp separator drift,.. Startbetingelser*"

**Andritz kommentar ved forslag om tilføyelser i blå tekst:**

- *Dersom turbinregulator har FCR-I funksjonalitet:*
  - o *Turbinregulator er i modus som tilsvarer samkjøringsdrift*
  - o  *$f_{FCR-I, lav} = 49,0 \text{ Hz}$*
  - o  *$f_{FCR-I, høy} = 51,0 \text{ Hz}$*
  - o  *$f_{FCR-I}$ , statikk,  $bp = 4 \%$*
- *FSM Statikk,  $bp = 12\%$*
- *FSM Dødbånd,  $\Delta f_{db} = 0 \text{ Hz}$*

**Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig tar kommentar til følge og vil endre og dele "Startbetingelser" i punkt 13.2.1.8 for fullverdig turbinregulator som har, og ikke har, deteksjon av separatdrift og parameterskift – FCR-I til følgende:

Startbetingelser for fullverdig turbinregulator som ikke har deteksjon av separatdrift og parameterskift – FCR-I:

- Produksjonsenheten er tilkoblet det nordiske synkronsystemet.
- Spenningsregulator er i modus spenningskontroll og med dempetilsats aktivert.
- Frekvensstatikk i spenningsregulator er deaktivert.
- Turbinregulator settpunkt,  $P_{set}$  tilpasses.
- Statikk,  $b_p = 12\%$
- Dødbånd,  $\Delta f_{db} = 0 \text{ Hz}$

Startbetingelser for fullverdig turbinregulator som har deteksjon av separatdrift og parameterskift – FCR-I til:

- *Produksjonsenheten er tilkoblet det nordiske synkronsystemet nettet (samkjøringsdrift)..*
- *Spenningsregulator er i modus spenningskontroll og med dempetilsats aktivert.*
- *Frekvensstatikk i spenningsregulator er deaktivert.*
- *Turbinregulator har FCR-I parametere optimalisert for separatdrift og med standardinnstillinger for FCR-I i henhold til Tabell 12-8.*
- *Turbinregulator er skal ligge i modus drift som tilsvarer samkjøringsdrift mot "stivt nett" (det nordiske synkronsystemet).*
- *Turbinregulator settpunkt,  $P_{set}$  tilpasses.*
- ~~*Dersom turbinregulator har FCR-I funksjonalitet:*~~

○ Turbinregulator er i modus som tilsvarer samkjøringsdrift

○  $f_{FCR-I, lav} = 49,0 \text{ Hz}$

○  $f_{FCR-I, høy} = 51,0 \text{ Hz}$

- Statikk,  $b_p = 12\%$
- Dødbånd,  $\Delta f_{db} = 0 \text{ Hz}$

For å verifisere korrekt funksjonalitet, legges det til under c) Lastsprang i skarp separatudrift, akspetkriterium, et nytt punkt med følgende ordlyd:

- "Turbinregulator med FCR-I skal detektere separatudrift, bytte modus, endre settpunkt og aktivere parametersett FCR-I, når Aktiveringsterskel – lav frekvens og Aktiveringsterskel – høy frekvens nås".

#### ÅEVK kommentar:

"Dette er ytterligere eksempler på prøver som vi utfra endringer i mengde tiltak som er søknadspiktig i fos §14, og hvor det er tilhørende krav til dokumentasjon, må regne med å måtte utføre hvert 10-15 år pr aggregat. f.eks. ifbm regulatorbytter. Mye av respons som dokumenteres er imidlertid et resultat av anleggsdeler som har lang levetid så som vannvei, generator turbin osv. Det kan være naturlig å kommentere avvik ifht forventninger i en prøverapport. Eventuelle tiltak og tidsplaner hører derimot ikke hjemme i disse prøverapportene."

#### Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig er enig i at "mye av respons som dokumenteres er imidlertid et resultat av anleggsdeler som har lang levetid så som vannvei, generator turbin osv". Systemansvarlig forventer ikke at eventuelle langsiktige tiltak som går på forbedringer i vannveier og turbiner etc. skal inntas i prøverapporter.

#### Kapittel 13.2.1.8 Store lastsprang, Testprosedyre

Vedr. NVF tekst; "b) Lastsprang i simulert separatudrift

1.  $P_{set}=0 \text{ pu}$  (tomgang)
  - a. Det påtrykkes et simulert lastsprang  $PL, sim \text{ på } + 0,10 \text{ pu}$
  - b. Det påtrykkes et simulert lastsprang  $PL, sim \text{ på } + 0,20 \text{ pu}$
  - c. Det påtrykkes et simulert lastsprang  $PL, sim \text{ på } + 0,25 \text{ pu}$
  - d. Det påtrykkes et simulert lastsprang  $PL, sim \text{ på } + 0,30 \text{ pu}$
2.  $P_{set}=1,00 \text{ pu}$  ( $P_{maks}$ )
  - a. Det påtrykkes et simulert lastsprang  $PL, sim \text{ på } - 0,20 \text{ pu}$
  - b. Det påtrykkes et simulert lastsprang  $PL, sim \text{ på } - 0,40 \text{ pu}$
  - c. Det påtrykkes et simulert lastsprang  $PL, sim \text{ på } - 0,60 \text{ pu}$
  - d. Det påtrykkes et simulert lastsprang  $PL, sim \text{ på } - 0,80 \text{ pu}$
  - e. Det påtrykkes et simulert lastsprang  $PL, sim \text{ på } - 0,95 \text{ pu}$

#### Andritz kommentar:

"Dette vil ikke fungere i praksis, og må flyttes til verifiserende analyser."

#### Systemansvarlig svarer:

Kommentar er tatt til følge, se også svar over, der vi redegjør for til kapittel 13.2.1.8 Store Lastsprang, b) Lastsprang i simulert separatudrift, å ha tatt inn formuleringen: "Alternativt aksepterer systemansvarlig verifiserende analyser iht. kap. 13.1.2 som erstatning for simuleringer".

#### ÅEVK kommentar vedr NVF tekst; "1. $P_{set}=0 \text{ pu}$ (tomgang)"

"0 pu er utenfor normalt lastområde for de fleste turbiner så en bør velge en annen verdi her. Bruke 0,5 pu som utgangspunkt ved denne prøven. "

#### ÅEVK kommentar vedr NVF tekst; "b) Lastsprang i simulert separatudrift 2. $P_{set}=1,00 \text{ pu}$ ( $P_{maks}$ )":

"1,0 - 0,4 pu. vil være et OK arbeidsområde for de fleste turbiner.  
Bruke 0,9 eller 0,95 pu som utgangspunkt og begrense lastsprang til -0,1/-0,25/-0,5 pu vil sikre at de fleste turbiner vil bli testet innenfor sitt normale arbeidsområde."

**Systemansvarlig svarer:**

I utgangspunktet skal testene utføres i hele pådragsområdet. Hvis dette vil gi utfordringer, dokumenteres dette i prøverapporten.

**Kapittel 13.2.1.8 – Dokumentasjon, b) Lastsprang i skarp separasjon**

Vedr. NVF tekst; "*Dersom simuleringen viser avvik fra forventet respons, skal avvik og eventuelle tiltak vurderes og tidsplan for tiltak beskrives i prøverapport.*"

**Andritz kommentar:**

"Dette vil ikke fungere i praksis på mange anlegg, og må flyttes til verifiserende analyser. Blir dette stående, kommer det til å kreve mange timer på noe som ikke er brukenes i ettertid. Det blir også flere runder med diskusjoner for veldig mange anlegg, avhengig av turbinetype. "

**Systemansvarlig svarer:**

Kommentar er tatt til følge, se også svar over, der vi redegjør for til kapittel 13.2.1.8 Store Lastsprang, b) Lastsprang i simulert separatdrift, å ha tatt inn formuleringen: "*Alternativt aksepterer systemansvarlig verifiserende analyser iht. kap. 13.1.2 som erstatning for simuleringer*".

**Kapittel 13.2.2 Magnetiseringssystem**

Vedr NVF tekst: "*Ved tester må for eksempel følgende signaler logges og dokumenteres som tidsserier:*

*Turbin: Pset, Settpunkt turbinregulator*

*Generator:*

- *P Målt aktiv effekt*
- *Q Målt reaktiv effekt*
- *Ug,set, Settpunkt spenningsregulator*
- *Ug Målt klemmespenning*
- *Uf Målt feltspenning*
- *If Målt feltstrøm*"

**Aker kommentar:**

For å få god kvalitet på loggedata må dette hentes direkte fra reguleringsmodulen under testen. For tester av spenningsregulatoren vil det da ikke være mulig å logge settpunkt turbinregulator i samme tidsserie. Om det er mulig å i det hele tatt logge settpunkt turbinregulator vil avhenge av leverandør og alder. Vi anser ikke dette som relevant for å vise at magnetiseringen tilfredsstiller systemkrav, og foreslår derfor at kravet om logging av settpunkt turbinregulator fjernes.

**Systemansvarlig svarer:**

NVF justere og Punktet fjernes: "*Turbin: P<sub>set</sub> Settpunkt turbinregulator*".

**Aker kommentar:**

"Bruken av «må» og «for eksempel» er litt uklar. Må dette logges eller er det et eksempel på hva som kan logges?"

Jeg ser heller ikke behov for denne oppsummeringen da det i alle testene videre kommer egne lister med hva som er ønske at en skal logge."

**Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig vil ved fremtidig arbeider gå gjennom og fjerne uklar og overflødig tekst.

**Kapittel 13.2.2.1 Reaktiv ytelse overmagnetisert (varmeprøve)****Aker kommentar:**

"Dette er en test av det sammensatte systemet, og primært en varmeprøve av generator. Det er etter vårt syn misvisende at dette er plassert under kapittelet for «Magnetiseringsssystemer». Burde flyttes ut av dette kapittelet."

**Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig vil i fremtidige arbeider vurdere en mer egnet plassering.

**SFE kommentar:**

"Erfaringsmessig vil forhold i nettet som produsenten ikke er herre over kunne begrense muligheten til å gjennomføre varmeprøve ved full effekt ( $S_g, n$ ). Det bør i slike tilfeller åpnes for å gjennomføre varmeprøve med redusert ytelse, der resultatet «interpoleres» til full effekt."

**Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig er klar over at det kan være situasjoner hvor forhold i nettet kan være begrensende. Systemansvarlig vil vurdere i fremtidige arbeider om teksten bør endres.

**Statkraft kommentar:**

"Statkraft oppfatter det som er beskrevet som en ren varmeprøve av generator. Vi ber systemansvarlig vurdere om dette kravet burde være oppført et annet sted enn under magnetiseringsdelen i kapittel 13.2.2 av NVF.

Videre ønsker vi å påpeke at denne testen (varmeprøven) kun skal utføres for nye anlegg, ved effektoppgraderinger, ved endring av  $S_g, n$ , eller effektfaktor på eksisterende anlegg. Dette er i henhold til det som allerede står nevnt i teksten i kapittel 13.2.2.1 - tabell for verifiserende tester. Statkraft mener det er viktig at dette fremkommer tydelig av NVFen.

Statkraft vil gjøre oppmerksom på at det ikke alltid vil være mulig å kjøre så mye overmagnetisert som denne testen beskriver ettersom man da kan komme i konflikt med akseptable spenningsnivåer i tilknyttet nett. Dette vil avhenge av stivheten i det tilknyttede nettet."

**Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig tar kommentar til følge ved å legge følgende tekst til kap 13.2.2.1:

*"for nye anlegg, ved effektoppgraderinger, ved endring av  $S_g, n$ , eller effektfaktor på eksisterende anlegg, samt ved skifte av hovedkomponenter (stator/rotor)"*

Systemansvarlig vil i fremtidige arbeider også vurdere om 13.2.2.1 bør flyttes og/eller tydeliggjøres. Systemansvarlig er klar over at det på grunn av spenningsforhold i nettet kan være situasjoner hvor det er utfordrende å kjøre så mye under/overmagnetisert som testene beskriver. I de tilfeller skal dette komme fram i dokumentasjon som oversendes systemansvarlig.

**ÅEVK kommentar:**

"Produksjonsenheten kan driftes med  $S_g = S_g, n$  over tid inntil stasjonære temperaturer, som er innenfor de temperaturer generatoren er dimensjonert og bygd for å tåle, nås."

Foreslår følgende forbedring av ordlyd:

"Produksjonsenheten kan driftes med  $S_g = S_g, n$  over tid inntil stasjonære temperaturer nås. Temperaturer skal være innenfor de grenser generatoren er bygd/dimensjonert for å tåle."

**Systemansvarlig svarer:**

Ordlyden i NVF justere til:

*"Produksjonsenheten kan driftes med  $S_g = S_g, n$  over tid inntil stasjonære temperaturer nås. som er Temperaturer skal være innenfor de grenser temperaturer generatoren er dimensjonert bygd for å tåle."nås*

**Kapittel 13.2.2.2 Utregulering i modus spenningskontroll – endring av referansespenningen****Aker kommentar:**

"Tabell på side 179 har ikke tabellnummer. Tabellen bruker "Aggregat med statisk magnetisering" og "Aggregat med børsteløs magnetisering". Det er vel mer ryddig å bruke de samme benevnelsene som tabell 12-16 og 12-17. Vi mener at det må være tilstrekkelig at informasjonen i tabellen presenteres i en form, eksempelvis markert i grafen eller lignende."

**Systemansvarlig svarer:**

Tabellen på side 179 m.fl. vil bli gitt et tabellnummer. Systemansvarlig vil vurdere begrepsbruken "Aggregat med statisk magnetisering" og "Aggregat med børsteløs magnetisering" i videre arbeider. Generelt gjelder at resultat og vurderinger i forhold til funksjonskrav, skal inkluderes i dokumentasjon.

**Kapittel 13.2.2.4 Begrensere****Aker kommentar:**

"Ref. steg 1-7 og figur 13-25: Hva er hensikten med å laste opp og ned flere ganger? Testen virker unødvendig komplisert sammenlignet med hva som ønskes oppnådd."

**Statkraft kommentar:**

"Statkraft ønsker å gjøre oppmerksom på at det ikke alltid vil være mulig å kjøre så mye over- og undermagnetisert som denne testen beskriver ettersom man da kan komme i konflikt med akseptable spenningsnivåer i tilknyttet nett. Dette vil avhenge av stivheten i det tilknyttede nettet.

Statkraft mener systemansvarlig må vurdere om testprosedyren kunne vært mer hensiktsmessig dersom man ikke lastet opp til  $P_{max}$  to ganger gjennom testforløpet, men kun én gang. Det kan gjøres ved å bevege seg direkte fra punkt 2 til punkt 5 på kurven i Figur 13-35, altså direkte fra undermagnetisert (punkt 2) til overmagnetisert (punkt 5) med en uforandret  $P$ ."

**Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig er klar over at det noen steder kan være utfordrende å gjennomføre testen fullt ut grunnet spenningsforhold i nettet. I slike tilfeller må testen tilpasses/begrenses noe. Systemansvarlig ser det som fordelaktig at testen gjennomføres som beskrevet, fordi en da får verifisert at spenningsreguleringen "henger på begrensene begge veier og at det ikke er forskjell ved opp og nedkjøring av aktiv last", både når generatoren driftes kapasitivt og induktivt.

**ÅEVK kommentar:**

"Gjennomføring av prøver slik som beskrevet forutsetter at nettets spenning justeres inn og tilpasses omsetningsforhold på transformator for den generator som skal prøves, og på det tidspunkt prøvene skal gjennomføres. Videre at systemansvarlig sikrer at tilstrekkelig nettstivhet og øvrige forhold er til stede i tidsperiode for prøving. Dette synes imidlertid å være lite realistisk å få til.

Tekst slik den står i NVF 2023 i krav til test av reaktiv ytelse er nok nærmere det som i praksis kan la seg gjennomføre.

Vi mener derfor at test beskrevet i 13.2.2.4 med fordel og i sin helhet bør erstattes med test slik som den er beskrevet i NVF2023 13.2.3 Krav til test av reaktiv ytelse."

**Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig er klar over at det noen steder kan være utfordrende å gjennomføre testen fullt ut grunnet spenningsforhold i nettet. I slike tilfeller må testen tilpasses/begrenses noe. Dersom påkrevd og såfremt mulig, vil systemansvarlig bistå ved å legge forholdene til rette for best mulig testforhold.

**Kapittel 13.2.2.4 Begrensere, Dokumentasjon**

Vedr. NVF tekst: "- Tidsserier for hele testforløpet som viser:

*Pset* Settpunkt turbinregulator

*P* Målt aktiv effekt

*Q* Målt reaktiv effekt

*Ug,set* Settpunkt spenningsregulator

*Uf* Feltspenning

*If* Feltstrøm

*Us* Statorspenning

*Is* Statorstrøm"

**Aker kommentar:**

"For å få god kvalitet på loggedata må dette hentes direkte fra regulatormodulen under testen. For tester av spenningsregulatoren vil det da ikke være mulig å logge settpunkt turbinregulator i samme tidsserie. Om det er mulig å i det hele tatt logge settpunkt turbinregulator vil avhenge av leverandør og alder. Vi anser ikke dette som relevant for å vise at magnetiseringen tilfredsstiller systemkrav, og foreslår derfor at kravet om logging av settpunkt turbinregulator fjernes.

Det brukes *Ug,set* for generatorsettpunkt og *Us* for generatorspenning. *Is* brukes for generatorstrøm. Foreslår mer konsekvent, eks. *Ug,set Ug* og *Ig*. For børsteløs magnetisering brukes utstyring heller enn feltspenning."

**Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig er enig i kommentaren om at det ikke er relevant å logge settpunkt for turbinregulator. Teksten om *Pset* fjernes på relevante steder i NVF: "~~*Pset* Settpunkt turbinregulator~~". Systemansvarlig vil vurdere begrepsbruken vedrørende *Ug,set* for generatorsettpunkt og *Us* for generatorspenning osv i videre arbeider.

**Aker kommentar:**

"For å få god kvalitet på loggedata må dette hentes direkte fra regulatormodulen under testen. For tester av spenningsregulatoren vil det da ikke være mulig å logge settpunkt turbinregulator i samme tidsserie. Om det er mulig å i det hele tatt logge settpunkt turbinregulator vil avhenge av leverandør og alder. Vi anser ikke dette som relevant for å vise at magnetiseringen tilfredsstiller systemkrav, og foreslår derfor at kravet om logging av settpunkt turbinregulator fjernes.

For børsteløs magnetisering brukes utstyring heller enn feltspenning."

**Systemansvarlig svarer:** Systemansvarlig vil vurdere begrepsbruken i videre arbeider.

**Kapittel 13.2.2.5 Impulstest uten dempetilsats og kapittel 3.2.2.6 Impulstest med dempetilsats**

Vedr. NVF tekst: "*Dokumentasjon... Tidsserier for hele testforløpet som viser:*

*Pset* Settpunkt turbinregulator

*P* Målt aktiv effekt

*Q* Målt reaktiv effekt

*Ug,set* Settpunkt spenningsregulator

*Ug* Målt klemmespenning

*Uf* Målt feltspenning

*If* Målt feltstrøm"

**Aker kommentar:**

"For å få god kvalitet på loggedata må dette hentes direkte fra regulatormodulen under testen. For tester av spenningsregulatoren vil det da ikke være mulig å logge settpunkt turbinregulator i samme tidsserie. Om det er mulig å i det hele tatt logge settpunkt turbinregulator vil avhenge av leverandør og



alder. Vi anser ikke dette som relevant for å vise at magnetiseringen tilfredsstillende systemkrav, og foreslår derfor at kravet om logging av settpunkt turbinregulator fjernes.

*For børsteløs magnetisering brukes utstyring heller enn feltspenning."*

**Systemansvarlig svarer:** Systemansvarlig tar innspill til følge ved å slette krav om å logge  $P_{\text{settpunkt}}$  turbinregulator, NVF justeres ved;  ~~$P_{\text{set}}$~~  [Settpunkt turbinregulator](#)

Systemansvarlig vil vurdere begrepsbruken vedrørende børsteløs magnetisering i videre arbeider

#### **Kapittel 13.2.2.7 Resetfunksjonalitet**

Vedr. NVF tekst: *"Spenningen i nettet, som det fases inn mot, har stort nok avvik i forhold til spenningsregulatorens resetverdi, slik at resettingen av spenningsregulatorens referanse vises."*

#### **Aker kommentar:**

*"Normalt brukes reset-verdien også ved oppmagnetisering da en antar at denne er nærme nettspenningen for å gi rask innfasing. Dersom spenningen er nærme nok nettspenningen til at synkroniseringen legger inn effektbryter uten videre endring av spenningsreferanse vil det ikke være noen synlig endring i spenningssettpunkt etter effektbryter lukket."*

#### **Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig er enig i at situasjonen blir som beskrevet når reset-verdien benyttes ved oppmagnetisering. Systemansvarlig vil vurdere om teksten bør endres i fremtidige arbeider.

#### **Kapittel 13.2.3 Svartstart**

##### **SFE kommentar:**

*"Vi stiller spørsmål ved hvorfor nødstrømsaggregatet skal ha vært dødt i 120 minutter før test av svartstart. Dette samsvarer ikke med kravene, som sier at anlegget skal være selvforsynt med reservekraft i 120 minutter. Kravet burde heller være at stasjonen skal være forsynt fra nødstrømsaggregatet i 120 minutter før svartstart iverksettes."*

##### **Statkraft kommentar:**

*"Statkraft mener kravet om at nødstrømsaggregatet også skal være dødt i 120 minutter før svartstart iverksettes, som beskrevet i 13.2.3, vil være lite hensiktsmessig. Et slikt krav vil blant annet medføre utstrakt bruk av DC-pumper til blant annet kjølevann. Dagens anlegg bygges med reservekraftaggregat for drift av AC-motorer og hjelpeutstyr når ekstern AC kraftforsyning og egenforsyning ikke er tilgjengelig (når produksjonsenhet ikke roterer). Dette har man slik at stasjonen kan holdes startklar.*

*Ser man kravet i kapittel 12.6.3.1 i sammenheng med kravet i kapittel 13.2.3 om at også nødstrømsaggregatet skal være "dødt" i 120 min før svartstart iverksettes, legger systemansvarlig opp til en praktisering som går langt utover det som dagens anlegg bygges etter. Et slikt krav strekker seg også lengre enn det som skal til for å møte kravene i kraftberedskapsforskriften. Vi foreslår derfor at nevnte tekst i 13.2.3 skrives om til å være i tråd med gjeldende praktisering."*

##### **ÆVK kommentar:**

*"Startbetingelser og prosedyre stiller krav til utrustning som strekker seg langt utover krav i kraftberedskapsforskriften (kbf) til stasjoner med svartstartegenskaper og til kraftstasjoner klasse 3. Dagens anlegg bygges med AC motordrifter og reservekraftaggregat for drift av hjelpeutstyr og tunglast, når ekstern AC kraftforsyning og husdrift/egenforsyning ikke er tilgjengelig, I eldre løsninger har det tidligere vært reserve DC motordrifter og DC tunglastanlegg, men det begynner å bli noen ti-år siden slike anlegg ble bygd. Prosedyre omarbeides og tilpasses gjeldende forskrift/teknisk løsning for svartstart."*

**Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig tar kommentar til følge og tar bort den andre setningen under startbetingelser:

*"Dersom kraftverket er utrustet med nødstrømsaggregat, skal dette også ha vært "dødt" i minst 120 minutter før svartstart iverksettes."*

Vi vil også vurdere om test startbetingelsene bør endres i fremtidige arbeider.

**Kapittel 14.1.1.1 Dimensjonerende aktiv effekt, Funksjonskrav****SFE kommentar:**

*"Forslag til korrigerende av siste setning: «Kraftparkens minste effekt  $P_{min}$  er den laveste effekt som kraftparken kan levere stabilt til nettet med alle produksjons einingar i drift og tilstrekkelig ressurser tilgjengelig.»"*

**Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig påpeker at en lignende definisjon slik SFE foreslår allerede er foreslått i kapittel 11.3, men vil vurdere om samme ordlyd skal tas inn i fremtidige utgaver av NVF for tydeliggjøring.

*Systemansvarlig påpeker at det aktuelle høringssvaret ikke berører de foreslåtte endringene i NVF 2024, og må regnes som et generelt innspill til NVF*

**Kapittel 14.1.1.2 Praktisering av funksjonskrav om dimensjonerende aktiv effekt****SFE kommentar:**

*"Der bør defineres ein samanheng mellom spennings grenser og krav til reaktiv effekt i POC. Dette jamfør funksjonskrav i kapittel 14.5.1 der krav til reaktiv kapabilitet er definert ved 1,0 pu spenning i PCC (og ikkje POC). Dette bør tydeleggjerast."*

**Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig vil påpeke at kravene i kapittel 14.1.2.1 utelukkende er et tålekrav for ulike spenningsintervall, som det er forventet at kraftparken skal kunne tåle i tilknytningspunktet (POC).

Kravet om evnen til reaktiv effektleveranse vil som hovedregel stilles i tilkoblingspunktet (PCC).

Systemansvarlig ser at det kan være årsak til forvirring, men presiserer at det er to ulike krav som ikke nødvendigvis må ha en harmonisering.

*Systemansvarlig påpeker at det aktuelle høringssvaret ikke berører de foreslåtte endringene i NVF 2024, og må regnes som et generelt innspill til NVF*

## 4.2.4 NVF kapittel 14 – Funksjonskrav for kraftparker

### Kapittel 14.2.4.1 Reaktiv effektregulering, Funksjonskrav

#### **SFE kommentar:**

"I dette avsnitte bør det henvises til Figur 14.7 der maksimal reaktiv effekt,  $Q_{kap,maks}$  er definert. Spenningsstatikk er typisk definert i forhold til  $Q_{kap,krav}$  og ikke  $Q_{kap,maks}$ , noe som i praksis ikke innebærer ei begrensning i anleggets reguleringsområde."

#### **Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig er informert om at referanseverdi for spenningsregulering som regel er  $Q_{kap,krav}$  og ikke  $Q_{kap,maks}$  i praksis. Systemansvarlig ser at det kan være behov for å gå i dialog med leverandører for å undersøke om det er hensiktsmessig å endre ligning 14-1 i fremtidige utgaver av NVF.

Systemansvarlig påpeker at det aktuelle høringssvaret ikke berører de foreslåtte endringene i NVF 2024, og må regnes som et generelt innspill til NVF

### Kapittel 14.4.1.1

#### **SFE kommentar:**

"I dette avsnittet bør det presiserast kva for statikk område som skal leggest til grunn for funksjonskravet og at figurane kun viser eksempel på samheng mellom Q respons og spenningsrespons. Figurane kan no oppfattast som at 2% spenningsprang skal gi ein Q respons på 20% av  $Q_{maks}$ . Statikkinnstilling og dermed Q respons skal i samråd med det lokale nettselskapet tilpassast det nettet som kraftparken er tilknytt."

#### **Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig er enig i at det i fremtidig utgave av NVF med fordel kan tydeliggjøres at figur 14-6 illustrerer eksempler på størrelsen av reaktiv effektrespons, og at spenningsstatikk vil kunne variere etter samråd med lokalt nettselskap.

Systemansvarlig påpeker at det aktuelle høringssvaret ikke berører de foreslåtte endringene i NVF 2024, og må regnes som et generelt innspill til NVF

### Kapittel 14.5.1.1

#### **SFE kommentar:**

"Kravet til reaktiv effekt er definert som eit intervall. Skal dette forståast som eit minste krav som blir nytta ved innleiande analyser og at Statnett kan sette større krav til reaktiv effekt kapabilitet?"

#### **Systemansvarlig svarer:**

Dersom systemansvarlig stiller krav til reaktiv ytelse for et produksjonsanlegg som går utover det generelle kravet beskrevet i tabell 14-13, må konsesjonær levere analyser som viser at de er i stand til å levere reaktive effektreserver i henhold til det skjerpede kravet.

Systemansvarlig påpeker at det aktuelle høringssvaret ikke berører de foreslåtte endringene i NVF 2024, og må regnes som et generelt innspill til NVF

## 4.2.5 NVF kapittel 16 – Krav til verifiserende analyser og tester for kraftparker

### **Kapittel 16.2**

#### **SFE kommentar:**

"Med svak tilknytning bør det presiserast at dette inneber vanligvis at  $SCR < 3$ . Definisjon av SCR er gyldig ved feilsituasjoner der turbinane er i FRT mode. Dersom det stasjonære kortslutningsbidraget fra vindturbinane er vesentlig forskjellig fra 1,0pu vil SCR ved normaldrift definerast som forhold mellom kortslutningsbidrag fra nettet dividert på samla installert MVA ytelse til kraftparken. Definisjonen av SCR i kapittel 11.4 bør oppdaterast i høve til dette."

#### **Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig er enig med SFE om at teksten ikke har vært helt presis, og foreslår en tilpasning av tekst og definisjoner rundt SCR. Systemansvarlig ønsker likevel ikke å definere  $SCR < 3$  som svakt nett, da dette kan variere og håndteres ulikt blant forskjellige leverandører.

Forslag til justert tekst i kap. 16.2:

*"Dersom kraftparken er tilknyttet et nett med lav kortslutningsytelse vil dette kunne resultere i en lav kortslutningsrate (SCR) i tilknytningspunktet. SCR er forholdet mellom kortslutningsytelse  $S_k$  i tilknytningspunktet og samlet nominell ytelse  $P_n$  i kortslutningsbidrag fra kraftparken."*

Tilsvarende i kapittel 11.4 for definisjoner:

*"SCR – Kortslutningsrate (Short Circuit Ratio) som gir informasjon om stivhetsgraden i tilknytningspunktet for et produksjonsanlegg ~~nettstyrken ved tilknytning av en kraftpark~~. Definert som forholdet mellom kortslutningsytelse  $S_k$  i tilknytningspunktet og samlet nominell ytelse  $P_n$  i kortslutningsbidrag fra kraftparken."*

### **Kapittel 16.2**

#### **SFE kommentar:**

"1) Forslag: «Noen tester forutsetter at det endres reguleringsmodus i parkregulator for regulering av aktiv og reaktiv effekt og/eller parameterjustering knyttet til disse.» Forslag til tillegg... «Dette gjelder også justeringer på turbinkontroller».

2) Dette avsnittet inkludert tabell 16-5 bør heller plasserast i slutten av kapittel 16."

#### **Systemansvarlig svarer:**

1) Systemansvarlig påpeker at kapittel 16.2 skal inkludere flere produksjonsanlegg enn kun vindkraft, og ønsker i utgangspunktet å bruke et generelt språk. "Turbinkontroller" blir veldig spesifikt.

*"Noen tester forutsetter til at det endres reguleringsmodus i parkregulator for regulering av aktiv og reaktiv effekt, og/eller parameterinnstillinger knyttet til disse. Dette kan også innebære endringer i kontroller på enkeltenheter."*

2) Systemansvarlig mener at tabell 16-5 hører hjemme innledningsvis i kapittel 16.2, da dette kapittelet gir generelle føringer for testforhold, målinger, samt dokumentasjon. En flytting av tabell til slutten av kapittel 16 vil etter systemansvarligs vurdering øke risiko for at nødvendige sjekkpunkt overses og ikke følges opp.

### **Kapittel 16.2**

#### **SFE kommentar:**

"Generell kommentar vedr. Aktiv effektregulering: «Primærenergi» må definerast i innleiande kapittel"

#### **Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig er enig i at det er hensiktsmessig med en presisering av begrepet primærenergi, og foreslår følgende definisjon i kapittel 11.4:

"Primærenergi - den energiressurs som produksjonsanlegget benytter for elektrisk kraftproduksjon (vann, vind, sol e.l.)"

### **Kapittel 16.2.1**

#### **SFE kommentar:**

"Under startbetingelser/testforhold, bør det tydeleggjerast om ein ønskjer å sjå den aktive responsen med eller utan rampefunksjon. F. eks dersom rampefunksjon er påkrevd av det lokal nettselskapet og test utan rampe funksjon ikkje er tillatt, kan ein oppgi rampehastighet som er nytta."

#### **Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig mener kommentaren er ivarettatt i følgende tekst: "Funksjonalitet som begrenser rampehastigheten med hensyn til aktiv effekt skal være deaktivert, dersom lokale nettforhold tillater dette. Ved eventuelle begrensinger skal benyttet rampehastighet oppgis i prøverapport."

### **Kapittel 16.2.2**

#### **SFE kommentar:**

"1) Krav til måledata oppløsning for tidsserier for stasjonær respons bør definerast. Hensiktsmessig plott krever oppløsning <1sek

2) Krav til måledata oppløsning for tidsserier for dynamisk respons bør definerast. Hensiktsmessig plott krever oppløsning  $40ms < t < 100ms$

3) Definerings av  $P_{maks}$ , momentan mangler og bør legges til f.eks i kapittel 11.4

4) Det må oppgis i dokumentasjonen, om statikk er referert til rated effekt eller til setpunkt."

#### **Systemansvarlig svarer:**

1&2) Selv om det utføres separate tester for å verifisere stasjonær og dynamisk respons, ser systemansvarlig det som uhensiktsmessig å definere ulike måleoppløsninger for de respektive testene. Dette øker risiko for å logge måledata med for lav oppløsning og som ikke alltid vil oppdages før testene er avsluttet. I verste fall må prøver gjennomføres på nytt på et senere tidspunkt.

Systemansvarlig mener at en måleoppløsning på minst 40 ms på generelt grunnlag skal benyttes for alle typer tester, som beskrevet i kap. 16.2. Dersom en lavere tidsoppløsning er ønskelig for test av stasjonære responser, skal dette godkjennes av systemansvarlig i forkant av test. Det vises for øvrig til svar til kapittel 16.2.4.

3)  $P_{maks}$ , momentan er i denne sammenheng det samme som  $P_{tilgjengelig}$ , og førstnevnte kan fint sløyfes til fordel for sistnevnte som er definert i signaloversikten for hvert relevante delkapittel. Systemansvarlig foreslår å bytte ut " $P_{maks}$ , momentan" med " $P_{tilgjengelig}$ " i alle delkapitler 16.2.2.1-16.2.2.5.

4) Det er krav om at  $P_{maks}$  (evt.  $P_n$ ) skal benyttes som referanse for frekvensreguleringen, og det er konsesjonærs plikt å sørge for at dette er korrekt innstilt ved start av test. Dette fremkommer også i akseptkriteriene, og bruk av feil referanseverdi vil avdekkes ved verifisering av testresultater. Måleverdier vil heller ikke stemme overens med standard referanseverdier i resultattabellene som skal fylles ut og vedlegges prøverapport. Systemansvarlig ser foreløpig ikke behov for å presisere dette ytterligere.

### **Kapittel 16.2.2.3**

#### **SFE kommentar:**

"1) Test prosedyre stemmer ikkje her med figur

2) Test prosedyre punkt 2 endring av setpunkt. Dette bør utdypast/forklarast. Antek at poenget her er å verifisere at frekvensregulering ikkje kan overstyrast av endring i aktiv effekt setpunkt?"

**Systemansvarlig svarer:**

1) Testprosedyre er som SFE påpeker ikke riktig beskrevet og vil korrigeres slik at de samsvarer med Figur 16-7, som viser korrekt testforløp:

"1. 50,0 Hz → 50,1-50,4 Hz

2. 50,1-50,4 Hz → 50,6 Hz

(...)

4. 50,0 Hz → 49,9-49,6 Hz

5. 49,9-49,6 Hz → 49,4 Hz"

2) SFE Produksjon AS har oppfattet hensikten med testpunktene 2 og 5 korrekt, men systemansvarlig ser at det kan presiseres tydeligere og foreslår endring til følgende tekst:

"2. Etter at stasjonær aktiv effekt er oppnådd skal det utføres en endring i settpunkt  $P_{set} > P_{set,LFSM}$ . Det skal observeres at dette ikke øker parkens effektproduksjon og dermed ikke overstyrer frekvensreguleringsmodus."

"5. Etter at stasjonær aktiv effekt er oppnådd skal det utføres en endring i settpunkt  $P_{set} < P_{set,LFSM}$ . Det skal observeres at dette ikke reduserer parkens effektproduksjon og dermed ikke overstyrer frekvensreguleringsmodus."

**Kapittel 16.2.2.5****SFE kommentar:**

*"Aksept kriterier bør presiserast i denne testen. Etter som at simulert frekvenssignal blir nytta i testen vil ein sjå at anlegget ikkje koplar ut ved overfrekvens. Men i praksis kan vern kople ut dersom frekvensen kjem over 52,5Hz. Dette jamfør funksjonskrav i kapittel 14.1.3.1."*

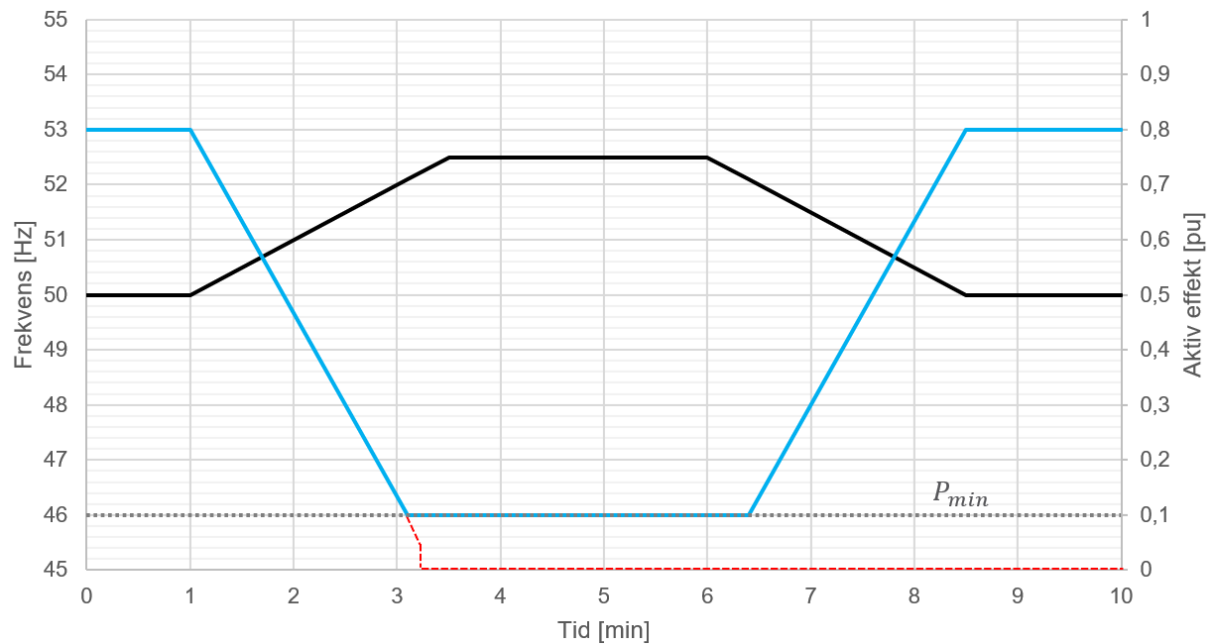
**Systemansvarlig svarer:**

Systemansvarlig påpeker at denne testen ikke er ment å verifisere at kraftparken ikke kobler ut på overfrekvens, men at enkeltenheter i kraftparken ikke går kobler ut/går til stopp ved lav effektproduksjon som resultat av høy frekvens. Prøven skal ikke teste frekvensvern, men parkregulatorens kontrollstrategi. Systemansvarlig mener at de beskrevne akseptkriterier gjenspeiler testens formål, men foreslår følgende presisering innledningsvis i kapittel 16.2.2.5:

"Testen skal demonstrere kraftparkens evne til å holde minimum stabil aktiv effektproduksjon  $P_{min}$  ved stigende frekvens. Merk: Da det benyttes simulert frekvenssignal, vil ikke denne testen kunne verifisere frekvenstålegrenser/-vern."

Systemansvarlig gjør også oppmerksom på at figur 16-9 inneholder en feil som må korrigeres. Med statikk og simulert frekvens som beskrevet i testprosedyren vil ikke kraftparken rampe opp aktiv effektproduksjon umiddelbart når frekvensen reduseres fra 52,5 Hz til 50 Hz. Figur 16.9 og tekst i akseptkriterier justeres for å korrigere feilen. Systemansvarlig anser det som hensiktsmessig å justere denne feilen nå, da det kan føre til misforståelser blant konsesjonærer/leverandører dersom det blir stående.

Ny figur 16-9 som erstatter figur 16-9 i høringsutkast:



Justert tekst under "Akseptkriterium":

- "Kraftparken skal ved  $P_{min}$  kunne øke aktiv produksjon umiddelbart når frekvensen ramper tilbake til nominelt nivå. Normalt innebærer dette at produksjonsenhetene i kraftparken ikke befinner seg i stopp-modus da dette kan påvirke oppstartstid og tilgjengelig regulerstyrke."

#### **Kapittel 16.2.4**

##### **SFE kommentar:**

"1) Det er tilstrekkelig å holde hvert målepunkt i 2 minutt. Dersom ein held målepunkt i 5 min per steg vil måledata fila bli uforholdsmessig stor og gjerne uhandterbar for analyse i excel for resultatplott. 2min er tilstrekkelig og anbefalt.

2) Krav til måledata oppløsning for P-Q/Pmaks diagram bør definerast til minimum 1sek."

##### **Systemansvarlig svarer:**

1) Systemansvarlig er ikke enig i at 2 minutter er tilstrekkelig for de ulike målepunktene som skal verifisere kraftparkens reaktive ytelse. Systemansvarlig har behov for å verifisere at produksjonsanlegg har evnen til å holde ulike driftspunkt stabilt over tid. Systemansvarlig henviser også til EU-tilknytningsforordningen RfG hvor kravet er minst 30 minutter for målepunkt >30% av Pmaks, samt 60 minutter for driftsområdet 10-20% av Pmaks. Sett i lys av dette anses 5 minutter å være et rimelig krav.

2) Under testforløpet i 16.2.4 vil man måtte gjøre stegvise endringer i settpunkt for spenning eller reaktiv effekt direkte. For å avdekke eventuell transient oppførsel eller ustabilitet i reguleringen er det nødvendig at måleoppløsningen er høy nok til å kunne avdekke dette. 1 s måleoppløsning anses ikke som tilstrekkelig. Systemansvarlig mener at 40 ms måleoppløsning på generelt grunnlag skal benyttes for alle typer tester, som beskrevet i kapittel 16.2. Dersom en lavere tidsoppløsning er ønskelig for test av stasjonære responser, skal dette godkjennes av systemansvarlig i forkant av test.

Systemansvarlig foreslår derfor følgende presisering innledningsvis i kapittel 16.2:

"Samplingfrekvens skal være 40 ms eller bedre. Lavere tidsoppløsning kan vanskeliggjøre verifisering av testresultater for dynamisk respons og kan i ytterste konsekvens utløse krav til at prøver utføres på nytt. Dersom det er ønskelig å benytte lavere tidsoppløsning ved test av stasjonære responser/driftspunkt skal dette godkjennes av systemansvarlig i forkant av test."

**Kapittel 16.2.5****SFE kommentar:**

"1) Innleiingsvis i dette avsnittet bør det leggest til at for vindkraftverk før oppstart vil vindturbinane gjennomføre «self-check» og evt oppvarming av mekaniske system etter et nettutfall. Dette avhengig av varigheit på stans/pause mode. Det bør stillast krav om at dette skal omtalast i nettpørve rapporten slik at ein betre kan forstå oppstartstida for vindkraftverket dokumentert i testen.

2) I denne testen vil ein ved reelt nettutfall venteleg måtte kople ein del brytere for spenningssetting av kraftparken. Det bør difor presiserast at kravet til oppstartstid på 15 minutt gjeld frå kraftparken er spenningsatt og klarsignal frå nettselskap om produksjonsstart er gitt."

**Systemansvarlig svarer:**

1) Systemansvarlig påpeker at kapittel 16.2 skal inkludere flere produksjonsanlegg enn kun vindkraft, og ønsker i utgangspunktet å bruke et generelt språk. Systemansvarlig foreslår likevel et tilleggspunkt under "Dokumentasjon":

"Informasjon

- Tid fra utkobling av effektbryter til start på oppramping.

- Beskrivelse av prosesser og/eller forhold internt i kraftparken som påvirker oppstartstiden."

2) Kravet er at kraftparken skal kunne være i stand til å gjeninnkoble og eventuelt rampe opp produksjon innen 15 minutter etter utkobling ved ekstern nettfeil. Hvis parken ligger ute over lengre tid vil det naturlig nok kunne ta lengre tid enn 15 minutter å starte opp produksjon, avhengig av størrelsen på parken og om det er et stort antall enkeltbrytere som manuelt må legges inn. Systemansvarlig gjør oppmerksom på at det ikke er slike tilfeller kravet er rettet mot, men etter hendelser som har gitt utfall av parkens hovedeffektbryter og hvor eksternt nett er klargjort for gjeninnkobling. Systemansvarlig ser likevel at det i fremtidige revisjoner av NVF kan være hensiktsmessig å presisere kravet beskrevet i kapittel 14.6.5 og vil vurdere dette i videre arbeider.