

Statnett SF
v. FOS
firmapost@statnett.no

Dato: 06.02.2020
Vår referanse: 692102/v1
Saksbehandler: Øivind Håland
/Finn Holmvik/Trygve Døble
Deres referanse: 19/01229

Høringsuttalelse til Statnett SF sitt forslag til retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret

Det vises til Statnetts høringsdokument (referanse19/01229) datert november 2019 med forslag til retningslinjer for utøvelse av systemansvaret for §§ 7, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20 og 22b. Agder Energi Vannkraft AS (AEVK) ønsker med dette å gi våre kommentarer til forslagene fra Statnett.

Innledning

I utsendelsesbrevet presiseres det at det er forslaget til nye retningslinjer for ovennevnte paragrafer som er på høring, ikke selve forskriftsteksten (FOS). Det overordnede formålet med bestemmelsen om retningslinjene er å sikre at systemansvaret forvaltes åpent og samfunnsmessig rasjonelt, samt at prinsippene for utøvelse av systemansvaret etterleves. Det er myndighetens mål at retningslinjene skal bidra til å øke forutberegneligheten for aktørene ved systemansvarliges bruk av enkeltvedtak og systemkritiske vedtak. I tillegg står det, vil retningslinjene bidra til å sikre at Reguleringsmyndigheten for energi har mulighet til å kontrollere hvordan myndigheten tildelt gjennom systemansvaret utøves. Det nevnes videre at retningslinjene skal legge til rette for fremtidig EØS-rettslige forpliktelser. I forslag til ny *Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet 2020* (NVF 2020) fremgår det videre at innenfor rammene av gjeldende lov og forskrift, er relevante krav fra tilknytningsforordningene (NC-RfG, NC-DCC og NC-HVDC) søkt inkludert i NVF, ref. NVEs forespørselsbrev datert 13.03.2018. Det fremgår videre i NVF at EU ikke har utarbeidet egne tilknytningsforordning for nettanlegg. Således må funksjonskrav og anbefaling gitt i NVF og FOS-retningslinjer som berører nettanlegg, oppfattes som krav som kun er gjeldende for Norge. For å ivareta norsk konkurranseevne er det derfor viktig at det ikke stilles for strenge og rigide krav for tilkoblingsløsninger for kraftverk, spesielt for alle produksjonsanlegg som ikke kobles direkte til transmisisjonsnettet.

Generelle kommentarer

Det er positivt at relevante krav fra tilknytningsforordningene (NC-RfG, NC-DCC og NC-HVDC), nå er søkt inkludert i NVF. Sett fra produksjons side vil tilpasning av funksjonskrav for produksjonsanlegg i NVF til krav i NC-RfG innebære økt harmonisering og mulighet for standardisering av anleggsløsninger mot et større marked. Sett fra produksjons side har Statnett i forbindelse med implementering av funksjonskrav i NVF fra NC-RfG gjort en grundig og god jobb i samarbeid med kraftbransjen. Dette innebærer at krav gitt i forslag til NVF for synkrone produksjonsenheter med bl.a. krav til U-P/Q-kapasitet, krav til FRT-egenskaper og differensierte krav til reguleringssegenskaper og stabilitet, nå er teknisk gjennomførbare og samfunnsøkonomisk mer rasjonelle krav enn krav som er gitt i FIKS 2012. At det i NVF differensieres mellom rene funksjonskrav og praktisering/anbefaling åpner dog opp for redusert forutberegnelighet av kravene. Vi ser det videre som lite samfunnsrasjonelt at alle produksjonsenheter tilknyttet nett med spenning ≥ 110 kV blir definert som type D produksjonsenheter med høyeste krav til funksjonalitet. Dette gjelder spesielt for mindre produksjonsenheter under 30 MW og helt ned i rundt 10 MW som også ønskes underlagt disse kravene. I regionalnettet på Agder har det de senere årene vært en trend der man har funnet det samfunnsøkonomisk å begrense antall spenningsnivå og legge til rette for 132 kV nettløsninger også i grisgrendte strøk med lange overføringer. Et resultat av dette er at et forholdsvis stort antall av våre aggregater i dag er tilknyttet spenning ≥ 110 kV og således omfattes av NVF type D funksjonskrav, hvilket disse kraftverkene ikke nødvendigvis er dimensjonert for. Fremtidige endringer/revisjoner i disse produksjonsenhetene vil således kunne resultere i fordyrende FOS-avvikshåndtering. I praksis er det stor sannsynlighet for at nevnte krav videre vil medføre at det kan bli teknisk/økonomisk å gjeninnføre spenningsnivå < 110 kV.

Når det gjelder krav til nettanlegg i NVF og tilhørende forslag til retningslinjer for utøvelse av systemansvaret i kraftsystemet, virker det som disse i stor grad er utformet med grunnlag i systembehov og utfordringer som Statnett som transmisjonsoperatør har i overliggende transmisjonsnett, dvs. 420 kV-nettet. At det i underliggende produksjonsnett og regionalnett (regionalt distribusjonsnett) typisk kan være helt andre systembehov og tekniske-/økonomiske rammer og utfordringer som er dimensjonerende for planlegging, konsesjonssøking og utbygging av nett- og kraftanlegg, virker som om systemansvarlig vurderer som unntak som må behovsprøves og følgelig krever økte krav til dokumentasjon. Resultat av dette er at konsesjonær i FOS §14 søknadsprosessene må bruke tid og ressurser på å argumentere hvorfor man finner det teknisk- og samfunnsøkonomisk lønnsomt å søke om tillatelse til å bruke tilsynelatende enklere systemløsninger enn det Statnett legger til grunn er hensiktsmessige anleggsløsninger i overliggende transmisjonsnett. Det antas at dette i tillegg vil kunne føre til økt ressursbruk og saksbehandlingstid hos systemansvarlig. Det kan således stilles spørsmål ved om de foreslåtte retningslinjene med betydelig økte krav til dokumentasjon og detaljering, og der det i utgangspunktet legges opp til bruk av anleggsløsninger tilpasset transmisjonsnett, vil bidra til utvikling av et mer samfunnsøkonomisk kraftsystem i Norge. Det er dog positivt at det åpnes opp for behovsprøving av alternative løsninger, selv om det er litt bakvendt at disse løsningen må behovsprøves, og ikke de betydelig mer kostbare løsningene tilsvarende løsninger som brukes i transmisjonsnettet. En langt bedre løsning ville det vært dersom minimumskravene ble senket til et reelt og kostnadseffekt nivå, og at Statnett heller la opp til å behovsprøve tilleggsfunksjonalitet i de tilfeller dette er nødvendig. Da vil bransjen også unngå kostnadskrevende arbeid med søknad og behandling av unntak fra gjeldende krav.

Kommentarer til foreslåtte retningslinjer for de enkelte paragrafene

I det følgende gir vi våre kommentarer til enkelte av paragrafene, og vil da i tillegg til konkrete forbedringer og presiseringer også inkludere et forslag til hvordan vi mener hovedinnholdet i våre innledende kommentarer kan tas inn i retningslinjene for å sikre det overordnede formålet at systemansvaret forvaltes åpent og samfunnsmessig rasjonelt.

§ 7 om overføringsgrenser

I bakgrunn og begrunnelse under pkt 3.1.1.2 annet ledd, er figur 3.1 benyttet. Figuren kan oppfattes som om N-1 prinsippet også gjelder for produksjon. En utveksling mot tilstøtende nett på venstre side i figuren ville vært mer i samsvar med innhold i teksten.

I de foreslåtte retningslinjene er det spesiell fokus på at såkalte endepunktskomponenter dimensjoneres riktig og ikke blir begrensene overføringskomponenter. I transmisjonsnettet og høyt belastet masket regionalnett tilrettelagt for N-1 drift, kan dette være relevant dersom termisk grenselast er dimensjonerende. Men for lange radielle ledninger til grisgrendt plasserte produksjonsenheter og uttak til distribusjonsnettet, viser erfaring fra teknisk/økonomisk analyser at det typisk er økonomisk ledningstverrsnitt/anleggsløsning som er dimensjonerende. Nettapene er her ofte så store at det er samfunnsrasjonelt å velge 132 kV-løsning. Dimensjonerende minimum ledningstverrsnitt på 132 kV-ledningen er typisk 95 FeAl i lavlandet for å håndtere krav til Corona. I mekanisk mer utsatte strøk og ved lange ledningsspenn kan det være hensiktsmessig å gå opp ett tverrsnitt til 120 FeAl. Dette fører ofte til at effektoverføringskapasiteten på selve 132 kV-ledningen kan være betydelig større enn effektoverføringsbehovet til produksjonsenheten eller uttaksenheten som er tilknyttet 132 kV-ledningen. Valg av strømtrafoer tilpasset krav til riktig målerklasse og målenøyaktighet for opptredende overføringseffekter kan her tilsa bruk av strømtrafoer med mindre strømføringsgrense enn strømføringsgrensen til tilknyttet kraftledning. For produksjonsenheter er det konsesjonsgitt maks vannføring med tilhørende produksjonseffekt som bestemmer maksimal effekt ut fra kraftverket og det synes samfunnsrasjonelt at denne effekten legges til grunn for dimensjonering av overføringskomponentene i kraftverket, inkludert endepunktskomponenter, ikke overføringskapasiteten til en radiell tilknyttet produksjonsledning.

Forslag til endring fra AEVK:

Det må være tilstrekkelig at konsesjonær i FOS §14 søknad oppgir begrunnelse for valg av begrensende endepunktspunkter, samt at disse verdiene innrapporteres i Fosweb rapportering. Forutsatt at systemansvarlig har godkjent systemløsning i FOS §14 søknad, og at anleggsdata i Fosweb rapportering er i samsvar med FOS §14 søkt løsning, synes det som veldig byråkratisk og lite samfunnsrasjonelt at konsesjonær på nytt må oppgi begrunnelse for alle begrensninger, inkludert må oppgi: "*.. om det eksisterer en plan for utskifting av innen to år eller om kostnadene ved utskifting er så store at det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjøre endringer*", ref. foreslått retningslinje punkt 3.1.2.1. AEVK foreslår at teksten i andre avsnitt under overskriften "Innrapportering av maksimale overføringsgrenser i Fosweb og rapportering til NVE", endres slik at det automatisk kun opprettes en fos §7-sak for begrensende endepunktskomponenter når det fremgår at innrapporterte overføringsgrenser i Fosweb er lavere enn det som FOS §14 vedtaket tilsier.

§ 9 om regulerstyrke og effektreserve

I pkt 3.2.2.2 andre avsnitt står det at Systemansvarlig benytter også systemkritiske vedtak der dette er hensiktsmessig. Vi synes ikke hensiktsmessig er en riktig og presis beskrivelse her, da det kan åpne for en skiftende og tilfeldig bruk. Vi foreslår derfor at hensiktsmessig erstattes med *..benytter også systemkritiske vedtak når det ikke er mulig å dekke behovet gjennom innkjøp i markedene.*

Videre i samme kapittel står det i fjerde avsnitt under *Manuell frekvensgjennopprettingsreserve (mFRR)* at "Reservekravet nasjonalt for mFRR i retning opp anskaffes normalt gjennom kjøp i kapasitetsmarkedet for mFRR, regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM)." Vi ser gjerne at Statnett i større grad etterlever det, men oppfatter ikke at dette beskriver dagens praksis da det kun er en mindre del av reservekravet som sikres på forhånd. I store deler av året foretar jo Statnett ingen innkjøp i RKOM-markedet, og informerer aktørene om dette.

§ 11 om marked for regulerkraft

I pkt 3.3.2.1 kreves det at negative RK bud alltid skal begrunnes skriftlig. Da spotprisen i fremtiden kan tenkes å ligge rundt eller under null i en del timer, så synes vi det bør legges inn et tilleggskriterie før det er nødvendig med skriftlig begrunnelse. Det bør være et unntak for eksempel for timer med negative spotpriser og for RK bud som kun har et lite tillegg i forhold til aktuell spotpris.

Kapittel 3.3.2.2 avsluttes med at Systemansvarlig ikke kan suspendere utenlandske bud. Vi erkjenner at det kan være nødvendig å presisere dette, men henstiller til at det bør kompletteres med at Statnett også skal arbeide for en harmonisering av regelverket som de øvrige TSO-er benytter. Og hvordan tenkes dette løst når europeiske løsninger kommer i drift?

§ 12 om anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser

AEVK har ingen kommentarer.

§ 13 om tvangsmessig utkobling av forbruk

AEVK har ingen kommentarer.

§ 14 om fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet

Forslag til nye retningslinjer for §14:

Det er positivt at retningslinjene nå er blitt mer tydelige på kriterier for hvem skal søke og når det er behov for å søke/rapportere anlegg etter §14 første ledd for nye anlegg og endringer i eksisterende anlegg. Det er videre positivt at det i retningslinjene er lagt inn en tydeliggjøring av når første og annet ledd i for §14 kommer til anvendelse, og med retningslinjer for hvordan annet ledd skal forstås håndtert.

Ny Veileder for hvilke tiltak som er søknadspliktige iht. for §14:

Generelt vurderer vi dokumentet til å være hensiktsmessig og lett å forholde seg til som konsesjonær. Vi registrerer at reinvestering av T-avgreining med spenning ≥ 110 kV nå er søknadspliktig. Det er en skjerpning av kravene. Temperaturoppgradering av eksisterende ledninger

er videre nå blitt søknadspliktige. I og med at høyspentledninger i regionalnettet tidligere typisk ble mekanisk dimensjonert for maks ledningstemperatur på 50 grader C og ikke 80 grader C som nå er standard for nye regionalnettsledninger, synes det som unødvendig at systemansvarlig må fatte FOS §14 vedtak ved temperaturoppgradering fra 50 grader C til 80 grader C.

Kommentarer til nye maler for FOS §14 søknader:

Gjeldende felles FOS-søknadsmal er foreslått erstattet av nye 3 separate nye maler, en for Nettanlegg, en for Forbruksanlegg og en for Produksjonsanlegg. Detaljeringsgraden er blitt betydelig hevet.

Kommentarer til de enkelte avsnittene i NVF:

5.1.4 Koblingsanlegg med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV20

Under 5.1.4.2 Funksjonskrav om høy fleksibilitet står det:

Koblingsanlegg med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV skal som minimum bygges med høy grad av fleksibilitet, samtidig som det skal bli lav konsekvens ved feil. Kravet knyttes til intakt nett, revisjoner av anlegg, og ved feil i anlegg, se kapittel om praktisering under Funksjonskravet gjelder hele koblingsanlegget med alle (typer) avganger. Funksjonskrav om høy fleksibilitet kan behøvsprøves som beskrevet i kapittel 5.1.4.4.

AEVK kommentar: Ca 75 % av kraftstasjonene våre tilknyttet 110kV eller 132kV er anlegg kbF klasse 1 eller 0, og typisk utført med enkel fleksibilitet. Dette er kostnadseffektive løsninger, vedlikeholdsvennlige og med god pålitelighet. Lav konsekvens er ivaretatt ved at hvert enkelt anlegg ikke er så stort i ytelse/årsproduksjon og / eller ved mulighet for rask reparasjon eller omkobling. AEVK ser positivt på funksjonkravene slår fast at de fleste av disse anleggene kvalifiserer til enkel fleksibilitet da de driftes på produksjonsradial/tamp. Omfang av behøvsprøving knyttet til enkel fleksibilitet for resterende anlegg blir dermed begrenset.

8.1.1 Plassering av feilskrivere 75

Under 8.1.1.1 Funksjonskrav står:

Det skal være funksjonalitet for feilskriveropptak i alle stasjoner med nominell systemspenning ≥ 110 kV. Feilskriverutstyret skal være i stand til å registrere data fra alle stasjonens avganger på dette spenningsnivået.

Under 8.1.1.2 Anbefaling for plassering av feilskrivere står:

For å oppnå god synkronisering av opptak fra ulike avganger i stasjonene anbefales det at det benyttes en frittstående feilskriverenhet med registrering av alle avganger, fremfor å benytte separate feilskriverenheter eksempelvis integrert i vern.

AEVK: I dag er det kun krav om installasjon i feilskrivere kun i utvalgte stasjoner. Kravet vil i praksis medføre at det må installeres feilskrivere i alle stasjoner med spenning ≥ 110 kV hvilket berører over 17 av AEVKs kraftstasjoner og vil medføre betydelig kostnader, men vil lette arbeidet med feilanalyse. I punkt 8.1.1.2 anbefales det at det benyttes frittstående feilskrivere med registrering av alle avganger, fremfor å benytte feilskriverenheter integrert i vern. Vår fagansvarlige

for relévern påpeker at anbefaling i punkt 8.1.1.2 vil være unødvendig kostnadskrevende. Ved å etablere et godt system for innhenting av feilskriverfiler fra vern kan man oppnå samme resultat som en frittstående feilskriver. Alt ligger til rette for at man kan sette opp dette i vern. Denne innhenting fra vern vil også gi en veldig god indikasjon på at berørte vern ser feilstrømmer og responderer riktig.

Anbefaling: Med grunnlag i ovenstående foreslår AEVK at punkt 8.1.1.2 i sin helhet strykes.

10.2 Spenningsgrenser 84

10.2.1 Funksjonskrav om spenningsgrenser for nettanlegg og forbruksanlegg som er tilknyttet nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV 84

Under 10.2.1 Funksjonskrav stilles det krav om tålegrenser og varighet på spenning i tilknytningspunkt. I område 1,05 pu til 1,10 pu skal det kunne driftes i hhv 20 og 60 minutter. I tabell 10-4 vises nettnivå(navn) og nominelle spenningsnivå referert $U_n=1,0$ pu.

AEVK: For anlegg på spenningsnivåene 66, 110 og 132kV bør vi holde oss til definisjonene brukt i FEF med U_n (1.0 pu) på hhv 66kV, 110kV og 132kV. Verdiene er lagt til grunn ved dimensjonering og bygging av et stort antall anlegg, og styrer bl.a valgt isolasjonnivå (U_m , merkespenning) på utstyr, krav til minimum faseavstand bygningsmessig utforming osv. Å endre på dimensjonerende forutsetninger vil utløse en lang rekke kostbare ombygginger av anlegg, da spesielt i forbindelse med reinvesteringer, uten at en vil klare å hente ut særlig nytte.

For nettnivåene 132kV, 110kV og 66kV settes U_n til hhv 132kV, 110kV og 66kV.

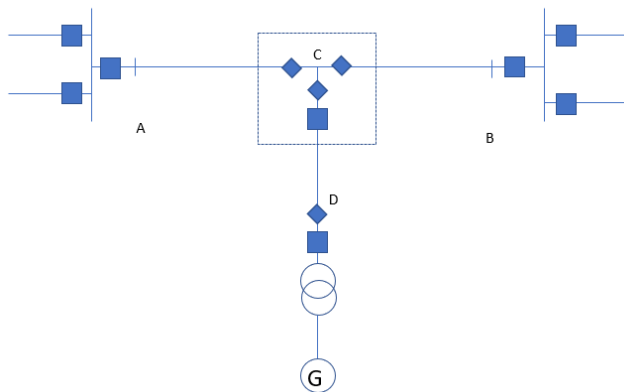
Øvrige kolonner oppdateres ihht dette.

5.1.7 T-avgreninger 26

Under 5.1.7.3 Behovsprøving av funksjonskrav om fullverdig koblingsanlegg i fordelingspunkt og fastsettelse av krav om fleksibilitet til T-avgrening for tilknytning av produksjon eller forbruk i nett med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV står:

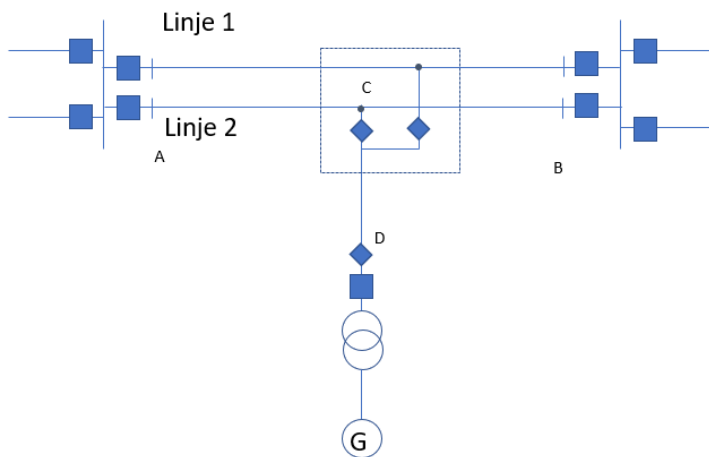
I tilfelle hvor det viser seg vanskelig å begrunne samfunnsmessig rasjonalitet for et fullverdig koblingsanlegg i avgreningspunktet, kan krav til koblingsanlegg og fleksibilitet for avgreningen behovsprøves. Krav til fleksibilitet behovsprøves i forhold til om det vil være tilstrekkelig å etablere et enkelt fullverdig koblingsanlegg, eller alternativt om det vil være tilstrekkelig å etablere et forenklet koblingsanlegg i fordelingspunktet (T-avgreningen).

AEVK: I nedstående figur 1 vises eksempel på forenklet koblingsanlegg med såkalt "minimum fleksibilitet" iht. NVF punkt 5.1.7.3. Løsningen innebærer trolig at effektbryter i både A og B må utkoples før det er forsvarlig å bryte skillebryterne i hovedlinjen i punkt C, hvilket kan innebære en ulempe for driften.



Figur 1 – Eksempel på forenklet koblingsanlegg i NVF med såkalt "minimum fleksibilitet".

I figur 2 vises en alternativ T-avgreiningsløsning som er mye brukt i regionalnettet på Agder der det er mulig for å tilknytte T-avgreiningen mot en dobbellinje, enten linje 1 eller linje 2. Denne løsningen gir tilsvarende fleksibilitet som løsning i figur 1 for produksjon. I tillegg innebærer løsningen at det vil være mulig å betjene og åpne skillebryterne mot avgreiningen uten at det er behov for å kople ut hovedlinjen forutsatt at lengden CD er så pass kort at skillebryteren klarer å bryte den kapasitive strømmen på avgreiningen. Løsningen gir videre større fleksibilitet enn løsningen i figur 1 da det kun er nødvendig å utkople effektbryter i D for å betjene skillebrytere i C. Det innebærer at det ikke er behov for utkopling av hovedlinjene.



Figur 2 - Alternativ T-avgreiningsløsning for tilknytning til en dobbel linje

AEVK: Nevnte figurer viser at det er viktig at systemansvarlig i NVF ikke legger til grunn for rigide funksjonskrav og ordlyd som kan være til hinder for å identifisere kostnadseffektive løsninger i en behovsprøvd vurdering av alternative løsninger. Ordlyd i NVF vedr. "minimum fleksibilitet" må justeres slik at løsning vist i figur 2 ikke utelukkes som en samfunnsrasjonell løsning.

11.2 Behovsvurderinger 93**Under 11.2 Behovsvurderinger**

Står det i: Tabell 11-1: Oversikt over funksjonskrav med behovsvurderinger.

Kapittel 12.2.1 Krav: Frekvensreguleringsfunksjoner (fullverdig turbinregulator) $P < 10$ MW. Standard beslutning: Nei, type C behøver ikke fullverdig turbinregulator.

AEVK: Samsvarer ikke med tabell under pkt 12.3.

Forslag til ny tekst: Standard beslutning: Nei, type B behøver ikke fullverdig turbinregulator.

12.1.2 Spenningsgrenser 99**Under 12.1.2 Spenningsgrenser. 12.1.2.1 Funksjonskrav**

stilles det krav om tålegrenser og varighet på spenning i tilknytningspunkt. I område 1,05 pu til 1,10 pu skal det kunne driftes i 60 minutter. I tabell 12-2 vises nettnivå(navn) og nominelle spenningsnivå $U_n=1,0$ pu.

AEVK: For anlegg på spenningsnivåene 66, 110 og 132kV bør vi holde oss til definisjonene brukt i FEF med U_n (1.0 pu) på hhv 66kV, 110kV og 132kV. Verdiene er lagt til grunn ved dimensjonering og bygging av et stort antall anlegg, og styrer bl.a valgt isolasjonnivå (U_m , merkespenning) på utstyr, krav til minimum faseavstand bygningsmessig utforming osv. Å endre på dimensjonerende forutsetninger vil utløse en lang rekke kostbare ombygginger av anlegg, da spesielt i forbindelse med reinvesteringer, uten at en vil klare å hente ut særlig nytte. Bruk av alternativ verdi for U_n bør derfor fjernes fra tabellen.

For nettnivåene 132kV, 110kV og 66kV settes U_n til hhv 132kV, 110kV og 66kV.

12.5.7 Resetfunksjonalitet 125**Under 12.5.7.1 Funksjonskrav**

Står: Spenningsregulator skal ha funksjonalitet for automatisk resetting av spenningssettpunkt etter innfasing. Dvs. at spenningsregulatoren gir seg selv en ny og forhåndsdefinert spenningsreferanse etter at effektbryter, som benyttes ved innfasing av aggregatet på nettet, er koblet inn.

Innregulering til nytt spenningssettpunkt skal skje uten sprang i reaktiv effekt, maksimalt ± 5 MVar eller $\pm 5\%$ av Q_{maks} .

AEVK: Størrrelse på sprang i reaktiv effekt vil være avhengig av størrelsen på avvik mellom spenning det fases inn mot, forhåndsdefinert spenningsreferanse, og stivheten i nettet på det tidspunkt spenningsreferanse resettes etter innfasing. Reset av spenningsreferanse kan gi uønskede sprang i spenning og/eller reaktiv effektflyt. Vi kjenner ikke til tilgjengelig magnetiseringsutstyr som har

beskrevet funksjonalitet inne. Forslag til retningslinjer for fos § 15 synes å ivareta problemet som søkes løst bedre. Kravet synes lite hensiktsmessig i sin nåværende form, og bør derfor tas ut.

12.6.4 Respons ved eksterne nettfeil 128

Under 12.6.4.1 Funksjonskrav

Står: Ved frakobling på grunn av eksterne feil skal produksjonsanlegg ikke gå til stopp med startblokkering. Synkrone produksjonsanlegg av type D, samt type C som vurderes å være viktig for nettoppbyggingen, skal gå til tomgang og bli klare for fjernstyrt innkobling. Generatorene skal fortrinnsvis ikke avmagnetiseres, men om dette skjer skal de raske kunne spenningssettes igjen slik at stasjonsforsyning kan gjenopprettes om annen forsyning er borte. Dersom nødvendig skal stasjonen være klar til å spenningssette og å gjenoppbygge utenforliggende nett.

Tomgangs-/husdriften skal kunne opprettholdes i minst 2 timer.

AEVK: I dag er dette krav som typisk er ivaretatt 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 representerer en vesentlig innskjerping ifht FIKS og vil være kostbart å realisere for små og mellomstore anlegg, da det vil kreve ekstra tiltak på aggregatene, reservekraft, kontrollanlegg og ifbm vannhandtering m.v. Kravet er også en streng tilnærming til RfG, og en har i liten grad har tatt hensyn til at generatorene er drevet av vannturbiner.

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, men om dette skjer skal de raskt kunne spenningssettes igjen slik at stasjonsforsyning kan gjenopprettes om annen forsyning er borte. Dersom nødvendig skal stasjonen være klar til å spenningssette og å gjenoppbygge utenforliggende nett. Tomgangs-/husdriften skal kunne opprettholdes i minst 2 timer."

12.7.3 Fjernstyring 132

Under 12.7.3.3 Informasjon

Står: Det skal benyttes kommunikasjonsprotokollen [8] dersom ikke annet er spesifisert.

AEVK: Kommunikasjonsprotokollen det henvises til er protokoll utviklet for bruk mellom driftssentraler. Går ut fra at det dette gjelder er protokollen som skal brukes for informasjon som skal utveksles med aktuell(e) system operatør(er).

Foreslår at teksten i 12.7.3.3 Informasjon, endres til:"For utveksling av informasjon med aktuell(e) systemoperatør(er) skal det benyttes kommunikasjonsprotokollen [8] dersom ikke annet er spesifisert.

13.1.3 Magnetiseringutstyr 148

Under 13.1.3 Magnetiseringutstyr

Står: Tabellen under viser krav til magnetiseringsutstyrets..

AEVK: Innhold i tabellen ser ut til å være gjentatt tre ganger.

13.2.1 Frekvensreguleringsegenskaper og -stabilitet 153**Under 13.2.1.1.2 Frekvensregulering – små lastforstyrrelser**

Alt.1: Frekvenssteg, Krav til prøve. Står:...

7. $P_{ref} = 0,75 pu$, $ep = 4\%$, Steg $\pm 0,5 Hz$

8. $P_{ref} = 0,85 pu$, $ep = 12\%$, Steg $\pm 0,5 Hz$

AEVK: Steg på $\pm 0,5 Hz$ vil representere en stor lastforstyrrelse. Foreslår å bruke steg på $\pm 0,1 Hz$.
P.ref kan være 0,85pu på begge prøvene.

Under 13.2.1.1.3 Frekvensregulering – Store lastforstyrrelser

Alt. 1: Lastavslag

...Resultater

Tidsresponsen ved lastavslag fra 100%, 60% og 20%....

AEVK: Normale avslagsprøver ved idriftsettelse går i følgende trinn: 25%, 50%, 75% og 100%.
Foreslår å endre tekst til: ... tidsresponsen ved lastavslag fra 100%, 75% 50% og 25%.
Dette vil begrense antall prøver som må gjennomføres og dokumenteres.

Under 13.2.1.1.5 Reguleringsfunksjoner - FSM og LFSM-O/-U

Står: Forutsetninger....

... 4. LFSM-O

Frekvenssteg: 50 Hz \rightarrow 50,25 Hz \rightarrow 50,50 Hz \rightarrow 50 Hz

Dødbånd: $\Delta f_2 = 0,5 Hz$

5. LFSM-U

Frekvenssteg: 50 Hz \rightarrow 49,75 Hz \rightarrow 49,50 Hz \rightarrow 50 Hz

Dødbånd: $\Delta f_1 = 0,5 Hz$

AEVK: Slik prøvene for LFSM-O og -U er beskrevet nå, aktiveres ikke frekvensresponsen. Foreslår å endre begge dødbåndene til 0,25 Hz, alternativt å legge inn ett steg til på 0,25Hz i hver av de to sekvensene for å sikre aktivering av frekvensrespons.

14.1.2 Spenningsgrenser 174**14.1.2 Spenningsgrenser. 14.1.2.1 Funksjonskrav**

AEVK: Tilsvarende kommentar som under 12.1.2 Spenningsgrenser.

15.1.2 Spenningsgrenser 195**15.1.2 Spenningsgrenser. 15.1.2.1 Funksjonskrav**

AEVK: Tilsvarende kommentar som under 12.1.2 Spenningsgrenser.

18.1.2 Spenningsgrenser 211**18.1.2 Spenningsgrenser. 18.1.2.1 Funksjonskrav**

AEVK: Tilsvarende kommentar som under 12.1.2 Spenningsgrenser.

§ 15 om spenningsregulering og reaktiv effekt

AEVK har ingen kommentarer til retningslinjene.

§ 16 om koblingsbilde

AEVK har ingen kommentarer til retningslinjene bortsett fra at det henstilles til at det for produksjonsrelatert nett legges til grunn N-0 overføringskapasitet i snittgrense og PFK anvendes ved N-1 ved fare for overlast i nettet.

§ 17 om samordning av driftsstanser

AEVK har ingen kommentarer til retningslinjene bortsett fra det er ønskelig at det utvikles løsninger der konsesjonær slipper å melde inn årsplan aggregat for aggregat.

§ 18 om målinger og meldinger

AEVK har ingen kommentarer til retningslinjene.

§ 20 om vern og reléplanlegging

Endringene i §20 innebærer i praksis at godkjenning av relévernfunksjoner vil bli håndtert av FOS §14 prosessen. Dette fremgår klart i mal for FOS §14 søknad for Nettanlegg, Forbruksanlegg og Produksjonsanlegg. Det er her betydelig større krav til dokumentasjon av vernfunksjoner. §20 sikrer dog fortsatt at systemansvarlig har mulighet til å treffe egne vernevedtak ved behov. Nevnte endring vil kunne innebære en styrking av planleggingen av vernløsningene. Men løsningen vil trolig innebære at FOS §14 prosessen blir betydelig mer krevende for konsesjonær som trolig må leie inn bistand fra en relévernkonsulent som grunnlag til FOS §14 søknaden og senere til utførelse av endelig reléplan når det senere er endelig avklart hvilken anleggsleverandør som konsesjonær går for ved utbygging av produksjonsenheter.

Henstilling fra AEVK: Det henstilles til at Systemansvarlig praktiserer FOS §14 prosessen slik at nødvendige overordnede relévernfunksjoner avklares tidlig i FOS §14 prosess og vedtak, og at det er rom for mindre vesentlige justeringer i endelig releplan som meldes inn i Fosweb.

§ 22b om rapportering av spenningskvalitet

AEVK har ingen kommentarer til retningslinjene.

Med hilsen

Agder Energi Vannkraft AS



Jan Tore Ørnesen
Konserndirektør produksjon