

NOTAT

TIL

Statnett SF

SELSKAP

Agder Energi Nett AS

UTARBEIDET AV

Kristoffer Sletten

DATO

06.02.2020

REFERANSE

692443/v1

SIDER

1 av 14

Forslag til retningslinjer for utøvelse systemansvaret i kraftsystemet - Høringssvar fra Agder Energi Nett

Vi viser til høringsdokument 19-01229 fra Statnett, "Forslag til retningslinjer for utøvelse systemansvaret, Høringsdokument november 2019", ang. følgende bestemmelser i Systemansvarsforskriften – Fos; §§ 7, 9, 11, 12, 13,14, 15, 16, 17, 18, 20 og 28b. Agder Energi Nett (AEN) ønsker med dette å gi våre kommentarer til forslagene fra Statnett.

Generelt

Generelt vil AEN uttrykke at det er positivt at det blir utarbeidet retningslinjer for §§ i Fos, da dette gir større forutsigbarhet og økt forståelse for hvordan aktørene skal forholde seg til de enkelte §§.

Forholdet til EUs tredje energimarkedspakke og nettkodene

I kapittel 2.4 "Forholdet til EØS-regelverk" konstaterer Statnett: "Aktørene vil i fremtiden måtte forholde seg både til Fos og til forordninger. I fremtiden vil retningslinjene for systemansvaret være i samsvar med både Fos og de relevante forordningene." Parallelt med høringen omkring retningslinjer for Fos, pågår en prosess med å innlemme flere av forordningene som inngår i EUs tredje energimarkedspakke, godkjent av Stortinget 22.3.2018. Myndighetene har lagt opp til at inkorporerte nettkoder skal gjelde som forskrift side om side med de øvrige eksisterende forskrifter til Energiloven. Dette er en utfordring for aktørene og tar bort noe av den økte oversikten og forutsigbarheten retningslinjene er ment å gi. Primært hadde AEN ønsket at arbeidet med Fos og retningslinjer avventet videre behandling, til nettkodene kunne innlemmes helt og holdent. Siden dette ikke vil skje, oppfordrer AEN Statnett til å gi en beskrivelse under hver § i retningslinjene til Fos, hvor i nettkodene tilsvarende tema er regulert. Videre bør det under hvert kapittel stå en vurdering av hvordan Statnett mener forholdet mellom kodene og Fos er. F.eks. en vurdering om det er helt og holdent samsvar, kun mindre ulikheter (og hva ulikhetene består i) eller om det er direkte motstridene forhold som aktørene må hensynta i sine vurderinger.

I kapittel 2.5 Avgrensning av systemansvaret skriver Statnett blant annet følgende: "Retningslinjene er knyttet opp til *den enhver tid gjeldende ansvarsfordeling* og til de enkelte bestemmelsene i Fos, som krever utarbeidelse av retningslinjer." AEN forstår at retningslinjene må forholde seg til gjeldende ansvarsdeling, men savner en beskrivelse av at denne ansvarsfordelingen for tiden ikke er avklart. Det pågår p.t. mye arbeid i bransjen med å se på framtidig ansvar og roller. Slik vi oppfatter forslaget til retningslinjer er de fokusert på å beskrive Statnett sine oppgaver uten at pågående arbeid med avklaring av roller og ansvar mot andre relevante nettopperatører/aktører nevnes. Sett ut fra at det overordnede formål med retningslinjene er at systemansvaret

skal forvaltes åpent og samfunnsmessig rasjonelt, synes vi det vil være naturlig å inkludere en beskrivelse av pågående arbeid for de mest aktuelle paragrafene.

Begreper

For å sikre god forståelse av retningslinjene er tydelighet mhp. begrepsbruk viktig. Tradisjonelt har en i Norge forholdt oss til begrepene sentral-, regional- og distribusjonsnett. I EU-regelverket benyttes kun to nettnivå; transmisjon- og distribusjonsnett. I retningslinjene benyttes både tradisjonelle og europeiske begreper og derfor bør det innledningsvis stå en tydelig definisjon på hva som legges i begrepene. Videre er betegnelsen "Systemansvarlig" et særnorsk begrep og i europeisk sammenheng benyttes hhv. "Transmission System Operator – TSO" for selskapet som har ansvar for transmisjonsnettet.

Begrepene som benyttes i denne høringsuttalelsen fra AEN er som følger:

- Transmisjonsnett > 200 kV
- Regionalt distribusjonsnett > 30 kV, < 200 kV
- Lokalt distribusjonsnett > 1 kV, < 30 kV
- TSO - Transmission System Operator benyttes for systemansvarlig (også "Statnett" benyttes)
- DSO - Distribution System Operator benyttes for nettselskap (også "AEN"/ "konesjonær" benyttes)

Tilgang til informasjon

I følge flere av §§ skal "konesjonær utarbeide og skriftlig rapportere til systemansvarlig". Det synes som ansvaret for informasjonsutveksling kun går fra konesjonærene til Statnett. DSOene sitt informasjonsbehov og samordning når det gjelder informasjonstilgang, rapporteringsrutiner, ansvarsfordeling og rettigheter bør i større grad komme fram. I praksis vil det være den regionale DSOen som vil samordne tiltak som berører flere konesjonærer, ikke TSOen. Retningslinjene bør omtale forholdet mellom Fos og "System Operation Guideline" (SO-GL). SO-GL likestiller DSO og TSO mhp. rett på tilgang til informasjon.

Rapporteringsrutiner

AEN ønsker ikke økte administrative og/eller økonomiske konsekvenser av endringene. Samtidig står det i flere §§ at "Statnett fastsetter innhold, format og frister for rapportering". Derfor må retningslinjene beskrive hva som konkret ligger i dette, slik at det er klarere hvor omfattende rapporteringen vil bli. Det er en forutsetning at økt rapportering skal begrunnes, forsvares samfunnsøkonomisk og at alle parter skal utveksle og ha tilgang til relevant informasjon.

Markedsmessige prinsipper

AEN minner om §4 d) i Fos som sier at TSO skal i "størst mulig utstrekning gjøre bruk av virkemidler som er basert på markedsmessige prinsipper". Det er viktig at dette prinsippet følges og videreutvikles på flest mulig områder. I framtiden vil nye markedsmuligheter (som fleksibilitetsmarkeder) gi nye muligheter for å benytte markedsmessige prinsipper.

§ 7 Overføringsgrenser

1. ledd:

Den viktigste endringen i §7 er at Statnetts vedtaksmyndighet her er tatt bort og overført til §14. I andre avsnitt under pkt. 3.1.2.1. (side 13) omtales hvordan Statnett vil vurdere overføringsgrensene som er rapportert. Ved bygging av overføringsanlegg i regionalt distribusjonsnett velges som regel standardiserte tverrsnitt. Det anses som samfunnsøkonomisk optimalt å standardisere slike løsninger og ikke ha for mange tverrsnitt av hensyn til beredskapsmateriell, innkjøpsavtaler og standarder for bygging. Det er derfor ikke en individuell vurdering av behovet for overføringskapasitet for hver

linje, men et valg mellom etablerte standarder. AEN er kritisk til at kravet til dokumentasjon blir for detaljert og arbeidskrevende ved forskjell i overføringskapasitet mellom en linje og endepunktskomponent. AEN mener derfor at en enkel begrunnelse bør være tilstrekkelig i slike tilfeller.

2. ledd og 3. ledd:

I pkt. 3.1.1.2. (side 11) er vist figur 3.1. for å illustrere overføringsgrenser i snitt. Det antas at det er ment å illustrere overføringen fra venstre mot høyre dvs. til forbrukspunktet. Da må produksjonspunktet til venstre illustrere et innmatingspunkt fra et større nett. Figuren kan misforståes dithen at det også skal være N-1 for produksjon, derfor bør dette klargjøres i forklaringen til figuren.

AEN er kritisk til at Statnett legger opp til at prinsippene i transmisjonsnettet skal videreføres i distribusjonsnettet. I det regionale distribusjonsnettet er det ikke nødvendigvis samfunnsøkonomisk lønnsomt å etablere N-1 til samtlige leveringspunkter for forbruk. Ved en radiell forsyning i det regionale distribusjonsnettet kan det i noen tilfeller anses tilstrekkelig og samfunnsøkonomisk rasjonelt å ha radiell forsyning kombinert med reserve etter omkobling i underliggende nett (22 kV). Dette bør fremgå tydeligere av beskrivelsen og i den praktiske oppfølgingen av forskriftsparagrafen.

Under pkt. 3.1.1.2. nederst side 11 er også omtalt at "Systemansvarlig gjennomfører nå en oppdatert studie for kartlegging og vurdering av flaskehals i regionalnettet". Det er ikke omtalt om og hvordan eiere av regionalt distribusjonsnett er involvert i studien. Dette kan tyde på at Statnett legger opp til mer sentralisering av oppgavene istedenfor en regionalisering som bør være formålet. AEN mener at utvikling av rutiner og retningslinjer i det regionale distribusjonsnettet i større grad bør tilnærme seg det europeiske regelverket og støtte utviklingen med DSOer som ivaretar oppgaver og vurderinger som er relevant for eget nett og område. AEN mener dette vil gi en bedre samfunnsøkonomisk utnyttelse av ressursene fordi regional netteier eller koordinerende nettselskap i et regionalt område er nærmere problemstillingene og vil ivareta oppgavene bedre enn Statnett. Det er ikke rasjonelt at Statnett legger opp til å bruke mer ressurser på regionale problemstillinger og bør ha hovedfokus i transmisjonsnettet og utforme retningslinjer som i mye større grad overlater til DSOer å gjøre vurderinger og utføre konkrete driftsoppgaver.

I kap. 3.1.2.2. og 3.1.2.3. savnes en mer balansert beskrivelse og praktisering mellom Statnett og nettselskap som regional konsesjonær. Den praktiske beste løsningen vil være et samarbeid mellom regional konsesjonær og Statnett. Selv om forskriften legger opp til at Statnett har det overordnede ansvaret, så har konsesjonær for regionalt distribusjonsnett uansett ansvaret for egne anlegg. Derfor bør det i retningslinjene i mye større grad balanseres og omtales et samarbeid der den regionale nettkonsesjonæren har en mye sterkere rolle i å bestemme og utøve oppfølgingen av overføringsgrenser.

4. ledd:

Det er positivt at Statnett legger opp til effektive rutiner og systemer for rapportering av data. Videreutvikling av Fosweb og automatisk overføring (Autofos) vil føre til mer effektive rutiner for innhenting av data både hos Statnett og hos regionale konsesjonærer.

§9 Regulerstyrke og effektreserve

AEN har ingen kommentarer til dette punktet.

§11 Marked for Regulerkraft

AEN har ingen kommentarer til dette punktet.

§12 Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser

1. ledd:

Beskrivelsene i kap. 3.4.1.1. og kap. 3.4.2.1. er positivt med hensyn på at Statnett i større grad enn i andre bestemmelser legger opp til samordning mellom ulike konsesjonærer lokalt og regionalt. Dette omtales nederst side 27 ved at det først legges opp til samhandling mellom konsesjonærer lokalt før innrapportering til Statnett.

Under overskrift "Midlertidige gjenopprettingsplaner (Fos §17)" andre kulepunkt (side 28) omtales krav om innrapportering av gjenopprettingsplan for ikke planlagte driftsstanser (uforutsette hendelser). Det står at slik plan skal meldes inn "så raskt som mulig". AEN stiller seg spørrende til en slik praktisering. Underveis i en feilsituasjon må en konsesjonær med regionalt distribusjonsnett konsentrere seg om å gjenopprette forsyningen. Det vil være feil prioritering av tiden å utarbeide og melde gjenopprettingsplan. I noen tilfeller med langvarige uforutsette driftssituasjoner kan det være aktuelt. Hvis det er ment å sende slik gjenopprettingsplan etter at feilen er rettet og forsyningen gjenopprettet, så savnes en begrunnelse for dette. Da bør det være mer relevant å utarbeide feilanalyser for læring og forbedring. Dette punktet bør derfor omformuleres slik at det er tydeligere hvilke tilfeller dette er aktuelt og hvilken begrunnelse det er for at Statnett har bruk for en slik plan.

2. ledd:

Det er positivt at dette leddet endres fra "skal" til "kan". I omtalen av 3.4.1.2. skriver Statnett at "Det vil derfor ikke for alle driftsforstyrrelser være hensiktsmessig at Statnett opptre som et mellomledd mellom flere konsesjonærer på lavere spenningsnivåer. I disse tilfellene vil det være i de berørte konsesjonærers egeninteresse å sikre effektiv gjenoppretting".

Statnett synes å legge opp til at TSO kun unntaksvis ikke trenger å være involvert. Ellers skal Statnett koordinere mellom konsesjonærene. Etter AENs syn bør dette snus, slik at det legges opp til at hovedregelen er at de regionale konsesjonærene koordinerer tiltak og at TSO kun kommer inn i bildet der de regionale aktørene ikke blir enige eller finner løsninger. Dermed blir inngripen fra Statnett unntakstilfellene.

3. ledd:

I omtalen i kap. 3.4.2.3. bør det stå at regional nettkonsesjonær (i rollen som koordinerende DSO) bør foreslå hvem som skal utøve frekvensreguleringen i separatområder i det regionale distribusjonsnett. Deretter kan TSO fastsette slik det fremgår av forskriften og at det bør være en god begrunnelse for å avvike fra forslaget til den regionale nettkonsesjonæren. Begrunnelsen for dette er at det normalt er god kontakt mellom de regionale aktørene og at det bør fremmes regionalt samarbeid om hvilke kraftstasjoner som det er mest hensiktsmessig skal foreta frekvensreguleringen. På denne måten støtter Statnett opp om en bedre arbeidsdeling og utvikling mot mer regional styring i stedet for at det legges opp til sentraliserte beslutninger i de fleste forhold. Dette vil være en mer samfunnsøkonomisk rasjonell arbeidsfordeling.

4. og 5. ledd:

I kap. 3.4.2.4. og kap. 3.4.2.5. savnes en mer forpliktende utøvelse for TSO overfor regional nettkonsesjonær (DSO). Retningslinjene bør omarbeides til å forplikte Statnett til å minimum informere regional nettkonsesjonær og helst involvere denne aktøren. Det er jo ofte i denne konsesjonærens nett et problem vil oppstå.

6. ledd:

Dette er informasjon som er nødvendig både for Statnett og for regional nettkonsesjonær. Felles informasjonsplattform (Fosweb) og tilgjengelighet på data er derfor viktig for begge disse aktørene. Dette bør også omtales tydelig i kap. 3.4.2.6.

7. ledd:

Det er positivt at Statnett legger opp til effektive rutiner for innrapportering av gjenopprettingsplaner.

§13 Tvangsmessig utkobling av forbruk

1. ledd:

Generelt er det etablert regionalt samarbeid med faste samordningsarenaer for å utarbeide Kraftsystemutredninger. Det er derfor gode forutsetninger for å overlate mer av koordineringen av TUF-planer til et regionalt nivå. Dette vil gi synergier og mer samfunnsrasjonelle løsninger og legge til rette for bedre lokalt og regionalt samarbeid i stedet for at all planlegging skal foretas sentralt av Statnett. Retningslinjene bør derfor endres til å mye større grad å overlate den praktiske koordineringen av TUF-planer til et regionalt nivå.

I kap. 3.5.1.1. (side 33) står bl.a. (midt på siden): "Gjennom dette vil man også unngå problematikk knyttet tilog tilhørende spørsmål om delegering av systemansvar". AEN stiller seg undrende til hva som menes med dette og foreslår at siste del av setningen strykes.

I kap. 3.5.2.1. ca. midt på side 35 står (kulepunkt 4): "Stasjon i distribusjonsnettet. Hvilke transformatorstasjoner i distribusjonsnettet vil bli avlastet ved utkoblingen". Dette synes å være en unødvendig detaljeringsgrad og dette punktet foreslås strykes. Til informasjon har AEN ca. 8300 netstasjoner (transformatorstasjoner i det lokale distribusjonsnettet) mellom 22/11 kV og lavspent. Vi kan ikke se at TSO har behov for denne detaljeringsgraden. I kulepunktet over står "Stasjon i regionalnettet...", som vel omfatter stasjoner mellom 50-66-110-132 kV og 11-22 kV.

§14 Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet

Generelt er AEN positive til at retningslinjer for funksjonskrav i regional og transmisjonsnett har blitt oppdatert og at det har blitt forsøkt å tilpasse dagens retningslinjer for og harmonisere med Grid Codes. Strukturen på NVF er også god med klare kapittel inndelinger for nett, produksjon og forbruksanlegg. AEN opplever også at prosessen rundt utarbeidelse av ny NVF med referansegruppen har vært god, selv om ikke referansegruppen var omforent om resultatet som nå har gått til høring.

Det AEN er bekymret for utviklingen i NVF er at den fremstår som kostnadsdrivende på flere områder. NVF inneholder nå anbefalinger og informasjonsavsnitt i tillegg til krav, og selv om det er presisert i NVF at det kun er krav og praktisering av krav som er bindende, er AEN bekymret for at man ved implementering av anbefalinger og informasjonsavsnittene skaper en "beste praksis" ordning hvor konsesjonærer må begrunne hvorfor valgte løsninger ikke er valgt. Ref. ordlyden for innledningen til kapittel 2 i del 1 i NVF.

AEN registrerer også at det på mange områder er åpnet opp for en behovsprøving av løsninger og krav av de strengeste kravene. AEN mener at det hadde vært mer hensiktsmessig at heller NVF anbefalte en minimumsløsning og helt spesifikke funksjonskrav. AEN er bekymret for at mer kompliserte løsninger som kan behovsprøves, fører til en økt byråkratisering og mer saksbehandling både for konsesjonærer og Statnett.

AENs kommentarer til enkelte avsnitt i NVF (her refereres først NVF, så følger vår kommentar):

3.2 AKRONYMER, FORKORTELSER OG DEFINISJONER

Nett som kan bli lavohmig eller direktejordet: *Nett der det i framtiden kan være aktuelt (få behov for) å endre systemjording, til å bli lavohmig eller direktejordet, identifisert og beskrevet i aktuelle kraftsystemutredninger (KSU). Prosessen for å evaluere og identifisere slike nett er hjemlet i Forskrift om Energiutredning, samt enkeltvedtak om utredning av systemjording av NVE.*

Kommentar AEN:

For AEN fremstår dette som en uklar definisjon om hvilke nett som kan bli direktejordet eller lavohmig. Hvilken systemjord som velges for et anlegg er svært definerende for nettets egenskaper og kostnader knyttet til videre utvikling. Normalt sett vil man i en KSU kunne peke på flere ulike alternativer for videre utvikling av nettet, denne vil også oppdateres hvert andre år. AEN stiller dermed spørsmål om hvilken KSU som skal være gjeldende og i hvilken grad en konsesjonær er forpliktet til å følge en formulering om systemjording som er gitt i KSU. I NVF finnes det en rekke funksjonskrav som vil være svært kostnadsdrivende for et direktejordet eller lavohmige nett. En overgang til en annen systemjording bør tas på grunnlag av at man eventuelt ikke lenger overholder FEF, eller man ser at man i fremtiden ikke vil klare å overholde FEF. AEN mener dermed at en konsesjonær må ha gjort et forpliktende vedtak om bytte av systemjord før eventuelle krav til en fremtidig systemjord skal gjøre seg gjeldende.

4.1 KRAFTLEDNING

4.1.1 Funksjonskrav om revolivering

Kraftledninger skal være tilstrekkelig revolvert for å sikre best mulig symmetri. Helt eller delvis parallelførte kraftledninger skal også være revolvert med hensyn på hverandre.

4.1.1.1 Praktisering av funksjonskrav om revolivering for kompensert nett

Konsesjonær må vurdere den enkelte ledning, og denne ledningen sammen med resten av det galvaniske sammenhengende nettet, og tilstrebe at impedans, og spesielt kapasitans mot jord, blir symmetrisk.

I et spolejordet nett skal kraftledninger være revolvert slik at:

- 1. Nettet kan driftes med en kompenseringsgrad som gjør at strømmen i feilstedet ved enkel jordfeil blir så lav at feilen slukker av seg selv*
- 2. Nettet kan driftes med ønsket kompenseringsgrad uten at komponenter i normal drift risikerer å bli påkjent fase-jord spenninger over det komponentene er dimensjonert for i kontinuerlig drift*
- 3. Det unngås alarm om jordfeil når regulatoren til en P-spole søker etter nytt driftspunkt*

Kommentar fra AEN:

Det er positivt om at det gjøres konkrete krav til revolivering av et spolejordet nett. Dette er veldig viktig for å ivareta de tekniske egenskapene og funksjonene til kompenserte nett. Et usikkerhetsmoment ved denne kravstillingen er at et regionalt distribusjonsnett har utviklet seg over en lang tid, og en revolivering som har blitt gjort med de hensyn da linjen var ny er ikke sikkert gjør seg gjeldende over tid. (parallelføring osv.) AEN er usikre på hvordan dette kravet skal praktiseres. Vil dette kun omhandle bygging av nye linjer eller vil man ved dette kravet få pålegg og en evaluering av hele det galvaniske nettet? Dette bør klargjøres.

4.2.3 Funksjonskrav om spenningsstigning

Kabelanlegg i kompensert og isolert nett skal dimensjoneres for spenningsstigningen som kan oppstå som følge av jordfeil. Denne spenningen (mellom fase og jord) er gitt av nettets jordfeilfaktor multiplisert med merkespenningen (U_0) med varighet opptil 8 timer.

I kompensert nett der det benyttes én-leder kabler skal kapasitiv symmetri ivaretas med hensyn på spenningsstigning i og nær resonans.

4.2.3.1 Praktisering av funksjonskrav om spenningsstigning - bestemmelse av jordfeilfaktor

Nettets jordfeilfaktor avhenger av nettets geografiske utstrekning og andel kabel i nettet. I mindre utstrakte nett kan jordfeilfaktoren være $\sqrt{3}$ mens den i mer utstrakte nett typisk er 2,2.

Konsesjonær/netteier skal bestemme jordfeilfaktor. Målinger av den høyeste målte fasespenningen som oppstår ved jordfeil er informasjon som legges til grunn for å bestemme jordfeilfaktor. Denne

kan variere avhengig av hvor feilen er og hvor mye kabel/nett som ligger inne. Fremtidige utvidelser av nettet skal også inngå ved vurdering og bestemmelse av jordfeilfaktor.

Kommentar fra AEN:

AEN registrerer at Statnett ønsker å benytte 8 timer som dimensjonerende kriteriet for valg av spenningsklasse på kabelutstyr. Dette er langt over de 120 minuttene som FEF tillater drift med isolasjonsvikt. Med å legge til grunn en jordfeilfaktor på 2.2 vil ved merkespenning på 145 kV velge 172 kV kabler. Dette kravet fremstår som urimelig da man ikke stiller tilsvarende krav til apparatanlegg, som da vil ha merkespenning 145 kV og vil da være utsatt for de samme spenningene som kabel blir påtrykket. En dimensjonering over 8 timer, vil si at man må dimensjonere for permanent drift i en spenningsklasse over den aktuelle driftsspenningen. Dette bør være 120 minutter som i dag.

5.1.3.2 Praktisering av funksjonskrav om høyeste fleksibilitet

..." Koblingsanlegg med nominell systemspenning ≥ 132 kV som har vesentlig betydning for forsynings sikkerheten har tilsvarende krav om høyeste fleksibilitet, se kapittel 5.1.4.1, og viser derfor til dette delkapittel for praktisering og til delkapittel under for behovsprøving."

Kommentar fra AEN:

Dette kravet kan bli svært kostnadsdrivende for et 132 kV anlegg, tradisjonelt har ikke 132 kV anlegg vært bygget på en slik måte. For AEN fremstår dette som å trekke ned transmisjonsnettstandarder ned i regionalt distribusjonsnett. AEN stiller spørsmål om et anlegg som f.eks. vil være i tilknytningspunktet mellom transmisjonsnett og regionalt distribusjonsnett bør være et anlegg som vil komme inn under slike krav. Kravet bør derfor kun gjelde anlegg i transmisjonsnettet og ikke anlegg i regionalt distribusjonsnett.

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

5.1.4.1 Funksjonskrav om høyeste fleksibilitet for koblingsanlegg med nominell systemspenning ≥ 132 kV som har vesentlig betydning for forsynings sikkerheten

Koblingsanlegg med nominell systemspenning ≥ 132 kV som har vesentlig betydning for forsynings sikkerheten, skal som minimum bygges med høyeste grad av fleksibilitet, samtidig som de skal utføres med laveste grad av konsekvens ved feil. Kravet knyttes til drift ved intakt nett, revisjoner av anlegg og ved feil i anlegg, se kapittel 5.1.3.2 for praktisering av funksjonskrav om høyeste fleksibilitet. Koblingsanlegg lokalisert i transmisjonsnett har vesentlig betydning for forsynings sikkerheten. Ved endringer og utvidelser av eksisterende koblingsanlegg kan funksjonskravet om høyeste fleksibilitet behovsprøves, se kapittel 5.1.3.3.

Kommentar fra AEN:

Samme krav gjengitt en gang til i NVF, med også krav om at anlegget skal kunne driftes uten avbrudd også ved revisjoner og feil, stiller både strenge krav til anlegget og til nettstruktur rundt. AEN mener dette for vil bli svært kostnadskrevenne anlegg, med tanke på de løsninger som er pekt på som eksempler for slike anlegg i NVF. Kravet bør derfor kun gjelde anlegg i transmisjonsnettet og ikke anlegg i regionalt distribusjonsnett.

5.2.4.2 Funksjonskrav om en-fase gjeninnkobling til effektbryter i felt for luftledning i nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV som er lavohmig eller direktejordet

Effektbryter for overføringsenhet, som betraktes som luftledning i nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV, som er i lavohmig eller direktejordet nett, skal ha driftsanordning med funksjonalitet for enfaset gjeninnkobling.

5.2.4.11 Praktisering av funksjonskrav om en-fase gjeninnkopling for effektbryter til felt for luftledning i nett med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ som kan bli lavohmig eller direktejordet

Koblingsanlegg i nye stasjoner og ved endringer av stasjoner, skal bygges med brytere som har funksjonalitet for en-fase gjeninnkopling i felt for luftledning i nett med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV som kan bli lavohmig eller direktejordet. Dette gjelder når behovet for framtidig lavohmig eller direktejording allerede er identifisert ved KSU utredning, og der det ved konsesjon for aktuell stasjon/anlegg er gitt føringer for dette. Se definisjon av nett som framtidig kan bli lavohmig eller direktejordet ved kapittel 3.2. Og se kapittel 5.2.4.2 om funksjonskravet for effektbrytere i nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV som er lavohmig eller direktejordet.

Kommentar fra AEN:

Kravet til innføring av IPO brytere i regionale nett bør ikke være et generelt krav, regionalt distribusjonsnett er ikke transmisjonsnett og har ikke behov for de samme egenskapene som transmisjonsnettet har. AEN kan ikke se at dette kravet er samfunnsmessig rasjonelt. I et masket nett må man kunne gjøre en konsekvensutredning om man kan tåle en trefase utkobling av feil, med gjeninnkopling. AEN stiller også spørsmål med hensikt og sikkerhet med enfase utkoblinger på lange radialer med for eksempel produksjonsenheter tilknyttet i enden. Det må være opp til enhver konsesjonær om man ønsker å bygge inn denne funksjonalitet i sitt nett. Kravet bør derfor kun gjelde anlegg i transmisjonsnettet og ikke anlegg i regionalt distribusjonsnett.

5.3.1.3 Funksjonskrav for transformator tilknyttet kompensert nett

Transformator skal som minimum ha én Δ -vikling. Δ -viklingen kan være hovedvikling, eller være dempevikling. For alle transformatorer med viking tilknyttet ≥ 110 kV kompensert nett, skal transformator være dimensjonert for aktuell spoelstrøm, inntil 300 A tilknyttet ≥ 110 kV nøytralepunkt. Nøytralepunktet for spoletilkobling skal være dimensjonert for 8 timers drift med full jordslutning ved jordslutningsspolens merkestrøm. Nøytralepunktet for tilkobling av spoeljording skal være fullisolert (tilsvarende fasene). Aktuell spoelstrøm knyttes til den andel ladestrøm som skal kompenseres. I tilfelle transformatoren ikke har tilknyttet spole, skal den likevel være forberedt for tilknytning av spole og spoelstrøm inntil 300 A.

Kommentar fra AEN:

AEN er usikker på hva systemansvarlig ønsker og å oppnå i funksjonskravet 5.3.1.3. For kompenserte nett med ≥ 110 kV vil de aller fleste trafoer som blir tilknyttet være til for transformering mellom regionalt- og lokalt distribusjonsnett. I AEN har vi standardisert på 25 MVA transformatorer for dette formålet, på en slik transformator vil nøytralepunktstrømmen være høyere enn primærstrømmen for transformatoren. I 5.3.1.4 åpnes det for en behovsprøving for kravet i 5.3.1.3. For AEN er dette et av eksemplene på økt byråkratisering ved at det må søkes unntak for de fleste av transformatorene som skal tilknyttes det kompenserte regionale nettet. AEN har i dag tilknyttet jordspoler på sekundær siden av de aller fleste transformatorer som står mellom regionalt- og lokalt distribusjonsnett. I 5.3.17 påpeker systemansvarlig at man ikke anbefaler at det tilknyttes spole på både primær og sekundær side av en transformator. For AEN vil da være naturlig og dimensjonere nullpunktstrømmen i forhold til de jordstrømmer som kan oppstå i distribusjonsnettet. For AEN er kravet om at alle trafoer skal være forberedt for tilknytning av spole på primærsiden unødvendig kostnadskrevenende og lite hensiktsmessig. Utplassering av spoler må uansett gjøres i samarbeid mellom TSO og DSO, og i den prosessen vil det være naturlig å identifisere og gjøre tiltak for å muliggjøre en slik utplassering.

5.5.1.3 Funksjonskrav til spole(r) for jordstrømkompensering – generelle krav

1. I et kompensert nett, der normalt koblingsbilde gir ladestrøm over 100 A ($3 \cdot I_0$), skal spoleytelsen fordeles på minimum to jordslutningsspoler.
2. Ytelsen til hver enkelt spole skal dimensjoneres for inntil 300 A ($3 \cdot I_0$).
3. Effektbrytere for alle jordslutningsspoler skal kunne fjernstyres fra driftssentral.
4. Jordslutningsspoler skal plasseres distribuert i nettet.
5. Minimum én jordslutningsspole i et kompensert nett med total ladestrøm høyere enn 100 A skal være automatisk og trinnløst regulerbar.

Kommentar fra AEN:

AEN ser funksjonskravene til spole for jordstrømkompensering i sammenheng med kravene som er stilt i 5.3. Statnett gjør nå et stort prinsipielt skille i punkt 4, hvor jordslutningsspoler skal plasseres distribuert i nettet. I dagens nett er dette komponenter som tradisjonelt har stått plassert i utvekslingen mellom transmisjons og regionalt distribusjonsnett. Statnett har også tradisjonelt ønsket å ha styring og kontroll over spolene. I et regionalt distribusjonsnett slik som AEN sitt er det etablert spoler på 95% av alle transformatorer, etter NVF sin egen anbefaling kan dermed ikke det knyttes ytterligere spoler til de trafoene. Menes det da at skal etableres kunstige nullpunkts trafoer for å kunne plassere ut distribuerte spoler i nettet? Dette vil i så fall være et veldig unødvendig kostnadsdrivende krav.

6.4.2 Anbefaling om uavhengige hjelpeanlegg til kontrollanlegg for direkte eller lavohmig jordet nett

I kompenserte eller isolerte nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV, der det kreves uavhengige vernsystem med likt tidskrav til frakobling av feil, anbefales at hvert av disse vernsystem blir forsynt fra uavhengige batterisystem, se også kapittel 6.4.1.

Kommentar fra AEN:

Overskrift til anbefaling er feil, det skal omhandle kompenserte og isolerte nett. Fordelene med et kompensert/isolert nett er at det ikke oppnås høye enfaset kortslutningsstrømmer som kan påvirke nullsystemet ned i distribusjon og lavspentnett. Klareringstidene for denne type feil er derfor økt med tanke på at det kan tillates enklere og mere kostnadseffektive vernkonsepter. Redundansen ligger ofte på overrekkenende soner fra andre stasjoner. Om samme krav til redundans og uavhengige vern og batterisystemer skal gjennomføres så vil dette bli unødvendig kostnadsdrivende.

6.4.3 Praktisering av funksjonskrav om uavhengig hjelpeanlegg til kontrollanlegg i nett som kan bli lavohmig eller direktejordet

... " tilfelle det søkes Fos §14 vedtak før konsesjon er søkt, vil systemansvarlig gi føringer / bestemme om funksjonskrav i forhold til nett som kan bli lavohmig eller direktejordet skal gjelde, dvs. om det kreves to uavhengige batterisystemer. En slik vurdering gjøres på bakgrunn av KSU utredninger, høringer og tekniske evalueringer, eventuelt også i samråd med tiltakshaver og tilstøtende konsesjonærer."

Kommentar fra AEN:

AEN ser igjen at valg av systemjord kan medføre store kostnader for bygging av anlegg, og AEN stiller også spørsmålet med nødvendighet og nytteverdi ved å investere i et dublert hjelpeanlegg til kontroll anlegget for en stasjon som kanskje i fremtiden skal bli driftet med en annen systemjording. Med tanke på den utvikling som i dag pågår på vern og kontroll anlegg, vil man risikere å investere i noe som kanskje aldri vil bli benyttet. Dette er samfunnsøkonomisk urasjonelt.

7.2 VERN I NETT MED NOMINELL SYSTEMSPENNING ≥ 110 kV

De følgende funksjonskrav til vern i nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV gjelder også for produksjonsanlegg som er tilknyttet transmisjonsnettet eller tilknyttet regionalnett, med nominell systemspenning ≥ 110 kV.

Kommentar fra AEN:

AEN registrer at TSO ikke lenger skiller på funksjonsnivå (transmisjonsnett og regionalt d-nett) for funksjonskrav til vernsystem, men heller velger og så se fra og med 110 kV som det samme. Statnett velger i stedet å legge skillet ensidig på systemjording. Å sidestille krav til vernsystemer i transmisjon og regionalt d-nett blir fort veldig unødvendig kostnadsdrivende for konsesjonærer som i dag har et nett som er direkte eller lavohmig jordet. I praksis vil de krav som er gjengitt i "7.2.4. Lavohmig eller direktejordet nett ≥ 110 kV", kreve svært kostbare vern og kontroll anlegg som ligger tett opp mot det Statnett i dag bygger for sine anlegg. Dette er samfunnsøkonomisk urasjonelt.

7.2.4.6 Vernsystem i nett som kan bli lavohmig eller direktejordet med systemspenning ≥ 110 kV

7.2.4.6 Vernsystem i nett som kan bli lavohmig eller direktejordet med systemspenning ≥ 110 kV;

For nett som kan bli lavohmig eller direktejordet, identifisert ved KSU utredning og der konsesjon gir

føringer om valg i forhold til direktejording for kraftledning eller stasjon, kan det i en overgangsperiode velges særskilt vernsystem, konstruert for å beskytte anleggsdeler i et direktejordet nett uten gjennomgående jord.

Kommentar fra AEN:

AEN stiller seg ikke bak en slik anleggsløsning! Dette er etter AEN sin vurdering ikke forenlig med FEF, og AEN mener at dette ikke skal tas med i NVF. Det er meget uheldig at Statnett tar med seg en slik kontroversiell anleggsløsning inn i NVF. AEN kan heller ikke se i hvilken grad dette avsnittet er relevant da det ikke er en nettanleggsløsning som er benyttet i Norge. Med tanke på de strenge krav som man har stilt foregående i kapittel om vern, fremstår det som underlig at man i det hele tatt vurderer å åpne opp for en slik anleggsløsning uten en grundig vurdering fra DSB om løsningen vil være forenlig med de norske kravene i FEF. Dette bør strykes fra retningslinjene.

10.2.1.2 Praktisering av funksjonskrav om spenningsgrenser relatert nominell systemspenning

Tabell 10-4: Systemspenning relatert til typiske spenningsnivå for driftsspenning i Norge

Driftsspenning / Spenningsnivå (slik omtalt i dagligtale)	0,9 pu Minimum kontinuerlig systemspenning	1,00 pu Nominell systemspenning	1,05 pu Maksimal kontinuerlig systemspenning	1,1 pu Maksimal kortvarig systemspenning
"420 kV-nett"	360 kV	400 kV	420 kV	440 kV
"300 kV-nett"	256 kV	285 kV	300 kV	315 kV
"132 kV-nett"	124 kV	138 kV	145 kV	152 kV
"110 kV-nett"	103,5 kV	115 kV	121 kV	126,5 kV
"66 kV-nett"	62 kV	69 kV	72,5 kV	76 kV

Kommentar fra AEN:

Nominelle systemspenninger i tabellen er ikke i samsvar med norske og internasjonale faglige normer for nominell systemspenning. De verdiene i den venstre kolonnen som i tabellen omtales "(slik omtalt i dagligtale)" er i realiteten nominelle systemspenninger. Det er derfor ikke faglig riktig å bruke andre spenningsverdier og kalle det for nominell

systemspenning. Dette er også uheldig fordi man benytter verdier på 1,00 pu nominell spenning som avviker stort i fra normale driftsspenninger i Norge. AEN ser at Statnett har påpekt at tiltakshaver må innhente informasjon om spenningen i aktuelt tilknytningspunkt, men da NVF blir et oppslagsverk for mange aktører bør de verdier som er oppgitt harmonisere med faktiske verdier.

12.1.3 Frekvensgrenser

12.1.3.1 Funksjonskrav

Produksjonsanlegg skal minst kunne driftes normalt innenfor frekvensområdene og tidene gitt i Tabell 12-3, og skal ikke unødig begrenses innenfor dets tålegrenser. Kravene gjelder for varierende spenning i området 0,9 – 1,05 pu.

Tabell 12-3: Krav til tålegrenser og varighet for frekvensvariasjoner for synkrone produksjonsanlegg.

Frekvensområde	Varighet
47,5-49,0 Hz	30 minutter
49,0-51,0 Hz	Ubegrenset
51,0-51,5 Hz	30 minutter

12.1.3.2 Praktisering

Produksjonsanleggs driftsområde skal ikke begrenses unødig. Produksjonsanlegg har som regel bredere tålegrenser for frekvensvariasjoner enn hva som angis i Tabell 12-3, og disse skal utnyttes. TSO legger til grunn at vannkraftverk kan driftes normalt minst innen frekvensområdene 45-60 Hz, og normalt enda bredere.

Mange frekvensvern er innstilt iht. forventede frekvensvariasjoner i overganger til separatudrifter. Dette er eksemplifisert i Tabell 12-4. Frekvensområdene i Tabell 12-3 og Tabell 12-4 skal ikke benyttes for innstilling av frekvensvern. Statnett stiller ikke krav til frekvensvern, men legger til grunn at andre typer vern, som temperatur og vibrasjon, beskytter komponenter ved frekvensavvik/turtallsavvik som utfordrer de mekaniske egenskapene. Dersom frekvensvern benyttes, skal de stilles inn iht. kapittel 12.7.8.

Tabell 12-4: Frekvensvariasjoner ved overganger til separatudrift

Frekvensområde	Varighet
45,0 Hz – 47,5 Hz	60 sekunder
47,5 Hz – 49,0 Hz	30 minutter
49,0 Hz – 51,0 Hz	Ubegrenset
51,0 Hz – 53,0 Hz	30 minutter
53,0 Hz – 57,0 Hz	20 sekunder
57,0 Hz – 60,0 Hz	10 sekunder

Kommentar fra AEN:

AEN mener det er problematisk med kravene som blir fremsatt i 12.1.3, da dette også gjelder anlegg i gruppe B (1,5 MW-10MW). I AEN sitt nett er største andelen av denne type anlegg tilknyttet lokalt distribusjonsnett med 22 kV driftsspenning. Igjennom Fos §14 andre ledd, vil denne type anlegg kunne komme inn under kravene som stilles i NVF. Frekvensgrenser som foreslås her vil være problematiske i et 22 kV distribusjonsnett. Normalt sett brukes det strenge frekvensgrenser for denne type anlegg for å hindre farlige situasjoner slik som separatudrift, rusing o.l. I dag er frekvensgrenser avtalt igjennom tilknytningsavtalen mellom produsent og nettselskap. AEN mener at DSO må ha frihet til å kunne fastsette frekvensgrenser for produksjonsanlegg tilpasset kraftverkets egenskaper og til det nettet det tilknyttes, slik at også sikkerheten i det lokale nettet ivaretas.

§15 Spenningsregulering og reaktiv effekt

1. ledd:

I retningslinjene framheves det at DSO har ansvar for spenningsregulering og reaktiv balanse. Det er bra at det tydeliggjøres hvor dette ansvaret ligger.

Videre står det i retningslinjene at for å overholde fastsatte grenser for spenning "kan netteier gjøre ved enten å investere i egne reaktive ressurser eller kjøpe nødvendige reaktive reguleringsressurser". For at kraftnettet skal driftes samfunnsøkonomisk rasjonelt må DSO få benytte alle eksisterende og tilgjengelige reguleringsressurser før det må investere i nye komponenter for spenningsregulering.

Under første ledd står det videre at TSO kun skal gripe inn dersom DSO ikke klarer å holde spenningen og ved uenighet mellom netteiere. Det er mange eiere av reguleringsressurser i nettet; TSO, DSO og alle produsentene. Dersom spenningsreguleringen skal skje samfunnsøkonomisk rasjonelt og TSO kun skal gripe inn ved uenighet mellom aktører, må DSOen ha mandat til å koordinere alle eksisterende spenningsressurser.

2. ledd:

DSO må altså få tilgang til både trinnkoblere fra transmisjonsnettet og mandat til å benytte produksjonsapparatet. Det siste er hjemlet i SO-GL (nettkoden System Operation GuideLine). Denne koordineringen er viktig, ellers risikerer man at ulike aktører regulerer mot hverandre. Koordineringsansvaret mellom ulike aktørers "spenningsreguleringskilder" bør beskrives i retningslinjene.

3. ledd:

Under tredje ledd står det retningslinjene ang. modus for spenningsregulering at "det er systemansvarlig som vedtar løsningene". Men tredje ledd er en "kan" §. Hvorfor kan da ikke relevant DSO bestemme dette i eget nett? Erfaring i AENs regionale distribusjonsnett er at TSO i varierende grad følger opp dette. DSO vil ha et større fokus på eget nett og problemstillingen bør omtales i retningslinjene.

§16 Koblingsbildet

1. ledd:

Kap. 3.8.1.1. tredje siste avsnitt side 53 starter med "Under feilsøking vil endringer i koblingsbilde kunne skje raskt for å detekttere og isolere feilstedet". 2.setning "Konsesjonærer gjennomfører feilsøking i eget nett i samarbeid med systemansvarlig ved driftsforstyrrelser som berører flere konsesjonærer". Praxis i mange tilfeller er at konsesjonærer gjennomfører feilsøking i eget nett og informerer TSO så raskt som praktisk mulig. I nest siste avsnitt i kap. 3.8.2.1. side 56 står at det "I slike tilfeller vil det være begrenset med tid til dialog med berørte konsesjonærer". Dette bør tydeliggjøres slik at en regional nettkonsesjonær kan gjennomføre nødvendige koblinger og informere TSO så raskt som mulig i ettertid eller underveis hvis det tar tid med feilrettingen.

I siste avsnitt side 53 står "Systemansvarlig gjennomfører nå en oppdatert studie for kartlegging og vurdering av flaskehals i regionalnettet". Det er ikke omtalt hvordan samarbeidet med regionale DSO'er gjennomføres. TSO bør i større grad samarbeide med regionale DSO'er og omtale dette.

2. ledd:

I kap. 3.8.1.2. på side 54 står det "Systemansvarlig skal vedta om..... Dette vil normalt skje muntlig". Dersom dette innebærer koblinger med en 3. part og som kan gi økonomiske konsekvenser, må det dokumenteres hvem som initierer koblingen.

Videre er det 5 kulepunkter for hvilke koblinger som skal varsles. Kulepunkt 3 omhandler koblinger av transformatorer i regional- og transmisjonsnett. AEN stiller spørsmålsteget ved behovet for å varsle om alle koblinger av transformatorer i regionalt distribusjonsnett når dette innebærer flytting av last mellom nabostasjoner ved omkoblinger i 11/22 kV nett.

§17 Samordning av driftsstanser

1. ledd:

I kap. 3.9.1.1. legges det opp til lokal koordinering mellom konsesjonærer før melding til TSO. Det er positivt.

I kap. 3.9.2.1. midt på side 62 henvises til europeisk regelverk. Dette er positivt.

3. ledd:

I kap. 3.9.2.3. (side 65) nest siste avsnitt står: "I praksis må denne typen driftsstanser ofte behandles umiddelbart, avhengig av type hendelse.....". Det bør tydeliggjøres slik praksis er at det er akseptabelt og vanlig praksis at regional nettkonsesjonær i slike tilfeller gjennomfører nødvendige hastetiltak og informerer TSO etterpå så snart praktisk mulig.

5. ledd:

Det er positivt at Statnett legger opp til effektive rutiner og verktøy for informasjonsutveksling og tilgjengelighet på informasjon for alle relevante aktører.

Uklart hvorfor arbeid uten innkobling skal rapporteres. Dette innebærer en innskjerping i forhold dagens praktisering.

§18 Målinger og meldinger

AEN har ingen kommentarer til dette punktet.

F§20 Vern og reléplanlegging

Retningslinjene beskriver at konsesjonær skal sende inn releplaner for alle produksjonsanlegg (aggregater) i stasjonen, og for alle nettanlegg i stasjoner tilknyttet transmisjonsnett (verninnstillinger for avganger og ev. samleskinnevern). Her må det tydeliggjøres hva som menes. Skal Statnett ha alle planer i en stasjon knyttet til transmisjonsnett også alle 132/110 kV planer som evt. er en del av stasjonen?

§22b Rapportering av spenningskvalitet

Det å overføre spenningskvalitets målinger til NASDAT og administrert av Statnett gir DSO økt nytte av dataene. Det er positivt av AEN også får tilgang til data fra Statnett og tilgrensede nettselskaps målepunkt. Hvis alle har kontinuerlig automatisk overføring til NASDAT er dataene også tilgjengelig raskt etter hendelser man vil analysere.

For AEN vil manuell rapportering på PQDIF format være aktuelt ut året 2021. En frist er satt til 1.1.2022 for at alle instrumentene skal rapportere automatisk. AEN tolker beskrivelsen dithen at man kan fortsette å bruke Encore nodene også etter 1.1.22 med automatisk dataoverføring. Hvis dette ikke stemmer, må Statnett presisere dette.

Oppsummering

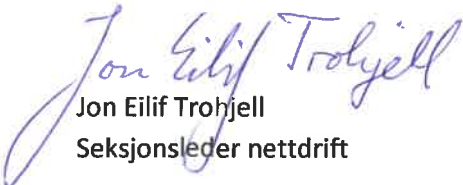
AEN er positive til at det blir utarbeidet retningslinjer for Forskrift om systemansvaret, da dette forhåpentligvis gir større forutsigbarhet og økt forståelse for praktisering av forskriften. Oppsummert er dette våre viktigste innspill til retningslinjene:

- Forholdet mellom Fos og EUs nettkoder. Det bør gis en beskrivelse av forholdet til EUs nettkoder for hver §
- Kostnadsnivået i kraftsystemet. Dette er en stor bekymring for AEN og må tas større hensyn til i retningslinjene og NVF
- Roller/ansvar mellom TSO og DSO i den framtidige systemdriften. Pågående arbeid med framtidig ansvarsfordeling bør beskrives
- Utgangspunktet bør være at netteier (normalt DSO i distribusjonsnett) tar ansvar for systemdriften i eget nett. TSO blir involvert ved uenigheter mellom DSO og tilknyttede aktører

- AEN mener at det ikke skal kreves en anleggsløsning i nett som kan bli lavohmig eller direktejordet med systemspenning ≥ 110 kV, med vernsystem konstruert for å beskytte anleggsdeler i et direktejordet nett, uten gjennomgående jord (kap. 7.2.4.6). NVF kan ikke åpne for en slik anleggsløsning uten en grundig vurdering fra DSB om løsningen vil være forenlig med de norske kravene i FEF

Vi håper at våre innspill er nyttige i det videre arbeidet med å ferdigstille retningslinjene.

Med hilsen
Agder Energi Nett AS


Jon Eilif Trohjell
Seksjonsleder nettdrift


Kristoffer Sletten