

Statnett SF

Postboks 4904 Nydalen
0423 OSLODERES REF:
19/01229

DERES DATO:

VÅR REF:
18/00589-7DATO:
Svolvær 07.02.2020

Hørings svar angående retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret

Viser til «Forslag til retningslinjer for utøvelse av systemansvaret, Høringsdokument november 2019, For følgende bestemmelser i forskrift om systemansvar §§ 7, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20 og 22b». Lofotkraft ønsker med dette å komme med følgende innspill til høringen.

Generelle kommentarer

Lofotkraft har de senere årene samarbeidet med Statnett i prosjektet angående endring av jordingsform i Sørnettet, og i Sintefstudien i forbindelse med dette. Gjennom dette arbeidet har det vist seg at det er spesielt 2 tema som Statnett og de øvrige nettselskapene har grunnleggende ulik forståelse av, og som dermed skaper mye diskusjon. Dette er også gjennomgående i forslaget til nye retningslinjer, og da spesielt med hensyn til ny NVF. Dette er følgende tema:

- **Spolejording eller direkte- eller lavohmig jordet nett.**

Statnett er som kjent landets største anleggseier, samtidig som selskapet er systemansvarlig. Systemansvaret blir i stor grad praktisert av de samme personene som ivaretar Statnetts interesser som anleggseier. Dette fører til at Systemansvarlig blir sterkt påvirket av de erfaringer Statnett som anleggseier gjør. Dette gir seg spesielt utslag i forhold til nullpunktsbehandling og jordingsform i de ulike nettene. Sett fra en operatør på en driftssentral sitt ståsted, er det mye enklere å drifte et direktejordet nett enn et spolejordet nett ved jordfeil. Dette har etter vår mening farget Systemansvarlig, slik at Systemansvarlig ønsker å legge føringer for direktejording i hele regionalnettet.

I Sørnettet har som kjent regionalnettseierne og Statnett engasjert Sintef for å gjøre en vurdering av spolejording og direktejording i forhold til å tilfredsstille forskriftskravene. Konklusjonen til Sintef er at **både spolejording og direktejording vil tilfredsstille forskriftskravene**. Kostnadene for overgang til direktejord vil imidlertid ligge på mellom 0,5 – 1 milliard kroner for Sørnettet.

Spolejording er for tiden den vanligste driftsmåten for regionalnett i Norge. Sørnettet er et av nettene med størst ladebidrag, og når Sintef konkluderer med at forskriftskravene kan tilfredsstilles selv med en økning i nettutstrekning, medfører dette at det sannsynligvis ikke er behov for overgang til direktejord i noen spolejordete nett i det hel tatt. Videre har spolejording sine fordeler ved at man slipper utkobling ved forbigående jordfeil. En annen løsning på høy ladeytelse kan være å dele opp et stort nett i mindre nett, hvis forholdene ligger til rette for dette. Da beholder man fordelene ved spolejording, samtidig som man unngår kostnadene for overgang til direktejord.

Krav til gjennomgående jord henger også sammen med ønsket om fremtidig direktejording. Sintef har konkludert med at man fint kan tilfredsstille forskriftskravene i et spolejordet nett uten gjennomgående jord. I tillegg kan gjennomgående jord føre til flere jordfeil, da jordpotensialet blir løftet nærmere spenningsførende anleggsdeler. Montasje av gjennomgående jord er kostnadskrevenende, og gir gjerne en ekstra kostnad for et linjeprojekt på mellom 10% - 20% av anleggskostnadene. Dette vil utgjøre en betydelig kostnad, som vil gjenspeile seg i tariffene fremover.

Dublering av vern og hjelpeanlegg, samt kommunikasjon mellom vern i ulike stasjoner er også kostnadskrevende tiltak som NVF legger opp til i forhold til en fremtidig overgang til direktejord. Videre er forberedelse og anskaffelse av IPO-brytere et fordyrende tiltak som det i de fleste tilfeller ikke er behov for om man ikke skal ha et direktejordet nett.

Sitat:

«Nytt er det også at NVF inneholder praktisering og anbefalinger for nett som kan bli lavohmig eller direktejordet. Dette kan gi noen ekstra kostnader, også for vernsystem. Samtidig gir det konsesjonær et større handlingsrom slik at det kan gjøres rasjonelle valg i framtiden for nett som kan bli lavohmig eller direktejordet. Det vil kunne gi fremtidige besparelser i tilfelle det velges å gjøre om systemjording fra kompensert til lavohmig eller direktejordet.»

Systemansvarlig legger altså opp til krav og forberedende tiltak for overgang til direktejording, uten at man har noen dokumentert nytteverdi av dette i forhold til å tilfredsstille forskriftskrav. Forberedelse og tiltak for en eventuell overgang til direktejording i hele landet på alle spenningsnivå i regionalnettet vil i løpet av de neste årene medføre ekstra kostnader på mange milliarder kroner for norsk elforsyning. Det er svært usikkert om direktejording er riktig løsning på eventuelle utfordringer, og tiltakene vil sannsynligvis aldri komme til utnyttelse. Dette er ikke i tråd med intensjonen i forskriften om at kraftsystemet skal bygges ut på en samfunnsmessig rasjonell måte, og vil føre til høyere tariffer for kundene våre. Lofotkraft mener derfor at alle formuleringer rund mulig overgang til direktejord må strykes fra retningslinjene, og spesielt fra NVF.

- **Kostnadsfokus**

Statnett har en annen inntektsrammeregulering enn regionalnettselskapene. Dette gjør etter vår mening at forholdet til kost/nyttevurderinger er helt ulikt i Statnett i forhold til de andre selskapene.

Regionalnettselskapene ønsker å tilfredsstille forskriftene og tekniske krav med så lave kostnader som mulig. Dette gjør at man ofte ender opp med minimumsløsninger i anleggsutforming. Statnett har mye høyere fokus på løsninger som skal være tilnærmet 100% sikre, og dette gir etter vår mening i mange tilfeller overdimensjonerte anlegg til altfor høy kostnad. Dette mener Lofotkraft gjenspeiler seg i forslaget til ny NVF.

Et eksempel på sistnevnte er forslaget til krav i NVF angående stasjonsløsning for anlegg i 132 kV stasjoner som har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten. Her kreves det doble effektbrytere for ikke å få avbrudd ved samleskinnekortslutning. Dette kravet er til en viss grad forståelig i et luftisolert utendørsanlegg. Men for et moderne, innendørs gassisolert anlegg (GIS-anlegg) er sannsynligheten for samleskinnekortslutning tilnærmet lik null, og det er derfor etter vår mening tilstrekkelig med enkle effektbrytere med såkalt «gaffelkobling» mot samleskinnene. Det er effektbryterne som genererer de høyeste kostnadene i et slikt anlegg, og en dobling av antall brytere medfører en meget vesentlig kostnadsøkning. Når de fleste stasjonene på 132kV i regionalnettet har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten, vil dette kravet generere en totalt økning i investeringskostnader i norske nett som langt overgår nytteverdien for dette.

Et annet eksempel på dette er kravet til at nye transformatorer skal tåle 300A i nullpunktsstrøm. Da nullpunktet etter norsk praksis blir dimensjonert tilsvarende merkestrøm, vil dette føre til at man ikke kan installere trafoer fra 132 kV med lavere ytelse enn 70 MVA, uavhengig av om man skal ha spole på primærsiden eller ikke. For 66 kV primærside blir tilsvarende størrelse på transformator 35 MVA. Når man vet at behovet for transformering i mange stasjoner er langt lavere enn dette, vil kravet føre til en kostbar overinvestering i transformatorer, større bygg, større koblingsanlegg osv.

Kravene i den nye NVF er lagt på et nivå der det i stor grad er lagt vekt på tekniske 100%-løsninger, mens fokus på kost/nytte ikke har vært beskrevet. Sitat fra høringsdokumentet: *«I sum er kravene til nettanlegg ikke blitt strengere. Noen krav åpner for behovsprøving. Behovsprøvingen øker kravene til dokumentasjon, men kan avgrense omfang av funksjonskrav for noen anlegg. Totalt sett vurderes endring av administrative og økonomiske kostnader, ved overgang fra FIKS 2012 til NVF 2020, til å være små for nettanlegg.»*

Lofotkraft er helt uenig i denne påstanden, og mener de svært skjerpede kravene i ny NVF, vil påføre norsk elforsyning kostnadsøkning på mange milliarder kroner i årene som kommer, og dermed bidra til økte tariffer for kundene våre.

Andre forhold

Det legges opp til behovsprøving for å få lov til å bygge enklere løsninger enn det som beskrives i NVF. Dette betyr at en anleggseier kan gjennomføre ROS på et planlagt anlegg, komme frem til en løsning som

tilfredsstillere forskriftene, og deretter søke Systemansvarlig om å få godkjenning til å bygge dette. Hvis løsningen da ikke er i tråd med NVF, vil Systemansvarlig underkjenne denne. Dette vil da føre til at anleggseier enten må endre løsning til et mer kostnadskrevende anlegg, eller gjøre videre utredning og anke beslutningen til NVE. I alle tilfeller fører denne ordningen til økt byråkrati og/eller dyrere løsninger. Lofotkraft mener at det er minimumsløsningene som oppfyller forskriftskravene som må være beskrevet i NVF, og så må heller Systemansvarlig kreve videre vurderinger og dokumentasjon om Systemansvarlig mener det er behov for mer omfattende løsninger. Å ha veiledninger fra Systemansvarlig som legger kravene på et høyere nivå enn forskriftskravene, er svært uheldig for norsk elforsyning.

Selv om NVF er en retningslinje og ikke forskriftskrav, viser erfaringene fra FIKS at disse vil oppfattes av bransjen som et krav til minstestandard for løsninger ved bygging av nytt nett. Dette forsterkes av formuleringer som f.eks fra søknadsskjema for FOS §14: «*Innebærer tiltaket avvik fra faste krav i NVF?*». Eller «*Funksjonskrav om høyeste fleksibilitet kan ha flere grenseflater til kraftberedskapsforskriften. Det vil for alle funksjonskrav alltid være det strengeste regelverk som har forrang.*» Her benevnes NVF som et regelverk og ikke som en veileder. Andre løsninger som tilfredsstillere forskriftene, blir et avvik fra standarden. Det er derfor svært viktig at det er minimumsløsningene som er beskrevet i NVF, slik at vi ikke genererer unødvendige kostnader i kraftsystemet, og dermed høyere tariffier for kundene.

NVF-dokumentet opererer også med anbefalinger for bygging av nett. Disse anbefalingene er kostnadskrevende tiltak som man helt klart ikke har funnet hjemmel for i lovverket. Lofotkraft mener at alle slike anbefalinger må tas ut av veilederen.

Ikrafttredelse

NVE foreslår at krav om å utøve myndighet i tråd med godkjente retningslinjer for de resterende relevante bestemmelsene trer i kraft og gjelder fra 1. juli 2020.

Sitat NVF:

«Overgangsperiode mellom FIKS 2012 og NVF:

Systemansvarlig vil i utgangspunktet legge NVF til grunn for de søknader som sendes inn fra 1.7.2020. Det vil kunne gjøres unntak fra dette for anlegg hvor planlegging iht. FIKS 2012 er påbegynt. Overgangsperioden hvor det tillates saker planlagt iht. FIKS 2012 gjelder frem til 31.12.2020. Øvrige deler av retningslinjer for fos § 14 vil tre i kraft f.o.m. 1.7.2020.»

Lofotkraft foreslår at ingen søknader behandles etter NVF før denne er godkjent av NVE.

Konklusjon

Lofotkraft stiller spørsmålsteget ved prosessen som er gjennomført for å utforme ny NVF. Det virker som om det har vært et ensidig fokus på høy sikkerhet, med prinsipielt ønske om direktejording. Lofotkraft mener at NVF-dokumentet må gjennomgås på nytt, og så må minimumsløsninger i forhold til forskriftskrav beskrives som utgangspunkt. Om det skulle være områder der mer omfattende løsninger skal inn i veilederen, må dette dokumenteres med samfunnsøkonomiske kost/nyttevurderinger.

Lofotkraft mener det bør settes ned arbeidsgrupper som har et mer nyansert syn på tekniske løsninger, samt at det bør være langt høyere fokus på samfunnsøkonomiske kost/nyttevurderinger. Lofotkraft mener derfor at RME på dette grunnlag må be Statnett om å gjøre en ny revisjon av hele dokumentet.

Kommentarer til spesifikke bestemmelser.

Lofotkraft har vurdert deler av forslaget til retningslinjer for utøvelse av systemansvaret. I det etterfølgende er det listet opp detaljerte kommentarer til enkeltbestemmelser der Lofotkraft har synspunkter til disse. Sitat fra veiledningen fremheves med *kursiv skrift*.

3.4.2 Forslag til retningslinjer for § 12

Varsling av systemansvarlig ved driftsforstyrrelser som berører flere konsesjonærer: Systemansvarlig, ved regionsentralene, skal som hovedregel varsles umiddelbart ved driftsforstyrrelser.

Generelt skal systemansvarlig varsles:

- Ved utfall av transformator mellom regional- og distribusjonsnett, eller utfall av overføringer i regionalnett. Gjeninnkobling kan forsøkes umiddelbart dersom det vurderes forsvarlig og at feilen har lokal årsak. Systemansvarlig skal varsles så snart som mulig i ettertid.
- Koblinger som kan påvirke driften av regional- og transmisjonsnettet skal meldes til systemansvarlig når andre konsesjonærer blir berørt av koblingen. Systemansvarlig vedtar om kobling kan foretas (ref. fos § 16 annet ledd).
- Ved separatområde.

Lofotkrafts kommentar:

Driftsforstyrrelser som skjer i konsesjonærers egne galvanisk skilte nett, f.eks på 33 kV- eller 66 kV nett, og som ikke påvirker andre konsesjonærer har ingen hensikt å melde til Systemansvarlig. Dette skaper bare ekstra administrativt arbeid for både Systemansvarlig og konsesjonær. Lofotkraft foreslår derfor at dette blir presisert ved at 2. setning erstattes med: «Systemansvarlig, ved regionsentralene, skal som hovedregel varsles umiddelbart ved driftsforstyrrelser som har betydning for transmisjonsnettet, eller andre konsesjonærers regionalnett.»

§ 14 Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet

Konsesjonær skal rapportere til systemansvarlig om planer for nye anlegg eller endring av egne anlegg i eller tilknyttet regional- eller transmisjonsnett, når andre konsesjonærer blir berørt av dette. Systemansvarlig skal fatte vedtak om godkjenning av nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg før disse kan idriftsettes. Systemansvarlig skal sørge for systemer og rutiner som sikrer en effektiv rapportering i henhold til første og annet ledd.

Lofotkraft kommentar:

Lofotkraft har de senere årene fornyet store deler av regionalnettet, og har erfart hvilke utfordringer som dette medfører ift konsesjonsbehandling og fos §14-søknader. Netteier kan med dagens system få konsesjon til et anlegg fra NVE (etter høringsrunde der Statnett også har deltatt), få dette detaljprosjektert og bygd, før det viser seg noen måneder før driftssetting at Systemansvarlig ikke var enig i valgene som var gjort. Når nå systemet skal legges om og forbedres, bør man sikre at dette ikke lengre blir mulig.

Det er for tiden mange ulike steder man må registrerer samme data. Det er derfor nødvendig å se RKSU, konsesjonssøknadsprosessen og fos §14-søknader i sammenheng. Fosweb finnes allerede, RKSU skal digitaliseres og konsesjonssøknader burde vært digitalisert. Det bør derfor etableres en felles plattform der netteiere kan håndtere alle disse kontaktene mot myndighetene. Når først et prosjekt er registrert, arves data videre igjennom prosessen, slik at det ikke blir nødvendig å registrere samme data flere ganger, og alle som har behov for opplysninger kan sjekke disse selv uten å måtte involvere andre. En slik løsning vil også legge til rette for kvalitetssikring av prosessen, da man kan legge inn forutsetninger om utførte handlinger før man får tilgang til å gå videre til neste trinn i prosessen.

En prosess med bygging av nye regionalnettsanlegg, starter gjerne med at prosjektet blir tatt inn i RKSU (eller i Statnetts KSU) med nødvendige data og tidsrammer. Etter hvert blir overføringsbehov og kapasitet på anleggene avklart, samtidig som beredskapsklasse, behov for redundans og jordingsystem også avklares i tidlig fase. Når dette er besluttet av anleggseier, bør 1. kontakt mot Systemansvarlig etableres med fos §14-søknad. Denne bør da normalt ikke godkjennes om prosjektet ikke allerede er registrert i RKSU. Etter godkjenning fra systemansvarlig, vil anleggseier gjennomføre nødvendige utredninger iht krav fra NVE i forbindelse med konsesjonssøknad. Det vil da samtidig bli gjort en grov prosjektering av ulike løsningsalternativ, og konsesjonssøknad med valgt løsning sendt NVE. NVE bør da ikke behandle søknaden om det ikke foreligger en godkjenning fra Systemansvarlig på de grunnleggende egenskapene. Konsesjonsgodkjenning oppdateres av NVE i samme system, som da åpner for at MTA-plan kan lastes opp av anleggseier og godkjennes av NVE.

Mens konsesjonssøknaden blir behandlet i NVE, vil detaljprosjektering gjennomføres. Dette danner grunnlag for en detaljspesifikasjon, som benyttes ved anskaffelse av utstyr og montasje. Når detaljspesifikasjonen er klar, bør data fra denne oppdateres i fos-søknaden, og godkjennes av systemansvarlig. Etter at anskaffelsen er kontraktsfestet og gjennom byggetiden blir flere og flere utstyrdata tilgjengelig, og disse bør da oppdateres i fos-søknaden som blir endelig godkjent i tilstrekkelig tid før driftsettelse. Eventuelle konsesjonsbetingelser som skal være oppfylt før, under eller etter driftsettelse, bør også ligge i samme systemet med oppfølging mot anleggseier.

Det ovennevnte skisserte systemet vil digitalisere, forenkle og kvalitetssikre 3 omfattende prosesser mellom myndighetene og netteierne, og gi effektivisering for alle involverte. Det bør settes ned en arbeidsgruppe fra NVE, systemansvarlig og representative netteiere som får i oppdrag å videreutvikle dagens fos §14-søknadssystem med dette som formål.

NVF 2020 - Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet 2020

Kommentarer til enkeltbestemmelser i NVF følger til slutt i dette dokumentet

3.9.2 Forslag til retningslinjer fos § 17

Krav om rapportering til systemansvarlig gjelder driftsstanser i regional- og transmisjonsnett og tilknyttede produksjonseheter, som kan påvirke andre konsesjonærer. I utgangspunktet er det konsesjonær selv som må vurdere om en driftsstans påvirker andre konsesjonærer og om driftsstans må rapporteres til systemansvarlig. Systemansvarlig anbefaler at alle driftsstanser i regional- og transmisjonsnettet rapporteres i henhold til denne bestemmelsen, da påvirkningen vil være avhengig av den aktuelle kraftsituasjonen og av andre vedtatte driftsstanser.

Lofotkrafts kommentar:

Driftsstanser som skjer i konsesjonærers egne galvanisk skilte nett, f.eks på 33 kV- eller 66 kV nett, og som ikke påvirker andre konsesjonærer har ingen hensikt å melde til Systemansvarlig. Dette skaper bare ekstra administrativt arbeid for både Systemansvarlig og konsesjonær. Lofotkraft foreslår derfor at anbefalingen i siste setning i ovenstående sitat strykes.

3.12 § 22b Rapportering av spenningskvalitet

Fra høringsdokument nr 4/2019:

NVE legger til grunn at endringen ikke innebærer noen økt rapporteringsbyrde av betydning sammenlignet med i dag.

Lofotkrafts kommentar:

På høringsmøtet hos Statnett 6.1.2020, ble det formidlet at man tar sikte på spenningskvalitetsregistreringer i alle stasjoner i regionalnettet. Dette kan delvis også tolkes ut fra «8.3. PMU-er og spenningsmålere» i NVF. NVE legger til grunn at de nye retningslinjene ikke skal innebære noen økt rapporteringsbyrde for nettselskapene.

Pr. tiden er det enkelte utvalgte stasjoner det blir utført registreringer i, og overføring av data skjer manuelt. En overgang til automatisk, kontinuerlig registrering vil medføre tilknytning til internett, samband, samt kostnader for drift og vedlikehold av dette. Videre vil en økning av antall målepunkter føre til ekstra kostnader ved installasjon, drift og vedlikehold av disse.

For Systemansvarlig vil et økt omfang av mottatte registreringer gi kostnader i forbindelse med lagring av data og vedlikehold av disse systemene. Lofotkraft stiller spørsmålsteget ved nytteverdien av det økte omfanget av registreringer. Hvor mye av dette vil bli benyttet av Systemansvarlig, og trengs det nye ressurser for å utnytte disse dataene? Hvor mye av dette vil bli benyttet av de øvrige konsesjonærene i normal drift?

Lofotkraft mener at man ikke må utvide kravene til omfanget av registreringer i forhold til hva som registreres i dag, uten at det gjennomføres en samfunnsøkonomisk kost/nytteanalyse som vurderer kostnadene både på planlagt system og eventuelle fremtidige økte krav opp mot nytteverdien som disse registreringene gir.

NVF 2020 - Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet 2020

Forord

Nytt er det også at NVF inneholder praktisering og anbefalinger for nett som kan bli lavohmig eller direktejordet. Dette kan gi noen ekstra kostnader, også for vernsystem. Samtidig gir det konsesjonær et større handlingsrom slik at det kan gjøres rasjonelle valg i framtiden for nett som kan bli lavohmig eller direktejordet. Og det vil kunne gi fremtidige besparelser i tilfelle det velges å gjøre om systemjording fra kompensert til lavohmig eller direktejordet.

Lofotkrafts kommentar:

Viser til Generelle kommentarer i dette dokumentet, 1. strekpunkt. Det er svært store kostnader forbundet med overgang til direktejord. Disse har ingen samfunnsøkonomisk begrunnelse, og Lofotkraft mener at NVF ikke

skal legge opp til forberedelser i forhold til fremtidig overgang til lavohmig- eller direktejording. Alle formuleringer rundt dette i hele dokumentet må strykes.

2 Veilederens oppbygging

Veilederen er lagt opp slik at det skilles mellom faste krav og behovsvurderte krav.

Lofotkrafts kommentar:

I veilederen har Systemansvarlig lagt opp til en standard som ligger over minstekravet i forskriftsverket. Denne hevingen av standard er gjort uten at det er dokumentert noen kost/nytte-vurdering av standardhevingen. Videre er det meningen at den enkelte konsesjonær kan søke om å få gjennomført løsninger som ligger over forskriftens minimumskrav, men ikke er i tråd med NVF-krav. En slik praksis vil føre til at det norske strømmettet fremover vil overinvestere i forhold til hva som er samfunnsøkonomisk riktig. Lofotkraft mener at det må være minimumsløsningene i forhold til forskriftene som beskrives i NVF, og så må heller Systemansvarlig dokumentere økte krav i forhold til de spesifikke anlegg. Det er den enkelte konsesjonær som bærer risikoen for avbrudd og har ansvaret for å overholde forskriftene, og da må den enkelte konsesjonær selv få mulighet for å gjennomføre kost/nyttevurderingen i forhold til leveringssikkerhet på anleggene sine opp mot de ulike relevante regelverk.

Lofotkraft mener at hele NVF-dokumentet må gjennomgås på nytt, og så må forskriftens minstekrav legges til grunn for kravene.

Systemansvarlig kommer også med anbefalinger for ønsket funksjonalitet, eller «bør krav». Dette er kostnadskrevenne tiltak som i beste fall er «kjekt å ha», men som i mange tilfeller aldri kommer til å bli benyttet. Systemansvarlig bør ikke komme med slike anbefalinger uten at kost/nytte er vurdert. Lofotkraft mener at dette må tas ut av NVF.

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.

Lofotkrafts kommentar:

Nettselskapene i Sørnettet har som kjent fått gjennomført en studie som i korte trekk konkluderer med at man fint kan tilfredsstille forskriftene ved fortsatt spolejording, og at overgang til direktejording blir svært kostbar. Ifølge studien er det ingen absolutte fysiske begrensninger i størrelse på nett som kan være spolejordet. Dette bør medføre at ingen nett i Norge på sikt kommer til å endre jordingsform. Lofotkraft mener derfor at Systemansvarlig legger unødvendig stor vekt på dette punktet i NVF.

Videre er det slik at de regionale KSUene skal beskrive en rekke forhold som konsesjonærene må ta hensyn til. Fremtidig lastøkning, utveksling mot andre nettselskap, nye tekniske krav osv. Beskrivelser fra RKSU som omhandler nullpunktsbehandling bør behandles av konsesjonærene på samme måte som andre behov fra RKSU. Det blir da litt merkelig at forhold som går mot nullpunktsbehandling skal vies spesiell oppmerksomhet i den nye NVF.

Mange av de forberedende tiltak som anbefales i forhold til fremtidig direktejording er kostnadskrevenne tiltak. Som eksempel kan nevnes at det å dimensjonere en 132kV linje for fremtidig gjennomgående jord er en betydelig ekstrakostnad. Dette vil gi prosjektet høyere prosjekteringskostnader. Det vil kreve høyere og grovere dimensjonerte master, som igjen gjør transport og montasje mer krevende. Det må også etableres jordingsanlegg på master langs linja, noe som ofte blir svært kostbart om man har dårlige jordingsforhold. Totalt sett vil dette fordyre et linjeprojekt betydelig, vanligvis mellom 10%-20%. Når man så vet at sannsynligheten for at det skal bli nødvendig å gå over til direktejording er svært liten, vil det ikke være riktig å anbefale og øke investeringskostnadene for samtlige nye linjer. Tidsaspektet for hvor lenge en ny linje skal leve før det eventuelt strekkes gjennomgående jord er også viktig. Går det for lang tid fra bygging til dette skjer, vil det ikke være samfunnsøkonomisk riktig å øke investeringene på utbyggingstidspunktet.

IPO-brytere, dublerne vern og hjelpeanlegg, samt kommunikasjon mellom disse er andre eksempler på tiltak som gir økte kostnader. Alle slike «kjekt å ha» eller «for sikkerhetens skyld»-kostnader må den enkelte

konsesjonær gjøre en samfunnsøkonomisk kost/nytteanalyse for. Alle beskrivelser om forbehold om kommende direktejording med anbefalinger om anleggsutforming bør derfor tas ut av NVF.

4.1.2 Funksjonskrav om gjennomgående jordforbindelse

Nye ledninger skal bygges med gjennomgående metallisk jordforbindelse mellom tilstøtende stasjoner:

- 1. I eksisterende lavohmig eller direktejordet nett.*
- 2. I nett som framtidig kan bli lavohmig eller direktejordet (se også definisjoner, praktisering og anbefaling under).*

Lofotkrafts kommentar:

Pkt nr 2 må strykes, jf Lofotkrafts tidligere generelle kommentar og kommentar til pkt 3.2. Punktet vil føre til en unødvendig og stor kostnadsøkning for nye linjer.

4.1.2.1 Praktisering av funksjonskrav om gjennomgående jord for kraftledning i nett som framtidig kan bli lavohmig eller direktejordet

Lofotkrafts kommentar:

Hele punktet må strykes, jf Lofotkrafts tidligere generelle kommentar og kommentar til pkt 3.2.

4.1.2.2 Informasjon om gjennomgående jordforbindelse for kraftledning i nett som framtidig kan bli lavohmig eller direktejordet

Lofotkrafts kommentar:

Hele punktet må strykes, jf Lofotkrafts tidligere generelle kommentar og kommentar til pkt 3.2.

4.1.2.3 Anbefaling for eksisterende kraftledninger i nett som kan bli lavohmig eller direktejordet – overgangsløsning uten gjennomgående jord

Lofotkrafts kommentar:

Punktet henviser til direktejording uten gjennomgående jord. Dette er en løsning som er praktisert i Sverige av Vattenfall, kjent som «Vattenfallsøsningen». Denne løsningen er ikke utprøvd i Norge, og Sintef advarer mot å innføre denne i Sørnettet uten at man først utreder hvilke resultater denne løsningen vil ha i et slikt nett. NVF kan ikke anbefale en løsning som ikke er utprøvd i Norge og som Sintef advarer mot å bruke uten videre utredninger.

Hele punktet må strykes, også jf Lofotkrafts tidligere generelle kommentar og kommentar til pkt 3.2.

4.1.3 Informasjon og generelle anbefalinger om gjennomgående jordforbindelse

Det oppfordres til å etablere gjennomgående metallisk jordforbindelse, uavhengig av systemjording, for alle nye kraftledninger.

I lavohmig eller direktejordet nett vil gjennomgående metallisk jordforbindelse sikre hurtig frakobling av feil mellom fase og jord.

I kompensert og isolerte nett uten gjennomgående jordforbindelse er det økt sannsynlighet for at vernsystemet ikke vil gi planmessig frakobling av doble jordfeil. Med dobbel jordfeil menes to jordfeil med ulike lokasjoner. Gjennomgående metallisk jordforbindelse reduserer overansmotstand til fjern jord i stasjoner kraftledningen er tilknyttet, slik at det blir enklere å oppfylle sikkerhetskrav til berøringsspenning. Videre vil indusert spenning i nærført telenett bli redusert.

Ved å etablere gjennomgående jordforbindelse, også for kraftlinjer og stasjoner i nett som inntil videre ikke er direktejordet, vil begrense kostnader ved fremtidig endring av systemjording.

Lofotkrafts kommentar:

Sintefs utredning i forhold til Sørnettet har konkludert med at man kan oppfylle forskriftskravene i spolejordete nett uten gjennomgående jord på linjene. Det er ikke slått fast at det i alle tilfeller er bedre med gjennomgående jord enn uten. Når man har gjennomgående jord løfter man jordpotensialt nærmere spenningsførende deler i de mastene som tidligere ikke var jordet. Dette kan øke sannsynligheten for jordfeil, og også bidra til større konsekvenser når det først blir feil. NVF kan ikke inneholde anbefalinger som er bygd på synsing, de anbefalinger som ligger her må være dokumentert riktige. Av den grunn bør anbefalingen om gjennomgående jord i spolejordete nett strykes.

Som tidligere nevnt ligger det en betydelig kostnad i å etablere gjennomgående jord på en ny linje, og dette er forhold som den enkelte konsesjonær må gjøre samfunnsøkonomiske kost/nytteanalyser på. Hele punktet må strykes, også jf Lofotkrafts tidligere generelle kommentarer og kommentar til pkt 3.2.

4.2 KABELANLEGG

Spenning for kabelanlegg benevnes med U_0 , U_n og U_m , der

U_0 = rms spenning mellom hver faseleder og skjerm/jord. Nominell fase systemspenning for drift. Merkespenning mellom fase og jord som kabel og utstyr er dimensjonert for.

Lofotkrafts kommentar:

U_0 benyttes normalt i Norge som benevning av nøytralpunktspenning eller «åpen trekant» spenning. Fasespenning benevnes normalt U_f i Norge, og dette bør selvsagt benyttes som notasjon i NVF også. Dette bør for øvrig tas inn i pkt 3.2 AKRONYMER, FORKORTELSER OG DEFINISJONER

4.2.3.1 Praktisering av funksjonskrav om spenningsstigning - bestemmelse av jordfeilfaktor

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

Lofotkrafts kommentar:

Det er nødvendigvis ikke gitt at man klarer å måle høyeste spenning om kan oppstå ved jordfeil, så formuleringen bør være: «Målinger og/eller beregninger av den.....»

5.1.1 Autonome anleggsdeler

Lofotkrafts kommentar:

Definisjon av autonome anleggsdeler bør inn i pkt 3.2 AKRONYMER, FORKORTELSER OG DEFINISJONER

5.1.2.2 Praktisering av funksjonskrav om fullverdig koblingsanlegg i fordelingspunkt

«krav e Koblingsanlegget skal ha høyeste, høy eller enkel fleksibilitet i forhold til spenningsnivå og funksjon, med praktisering eller behovsprøving som beskrevet i de følgende kapitler om koblingsanlegg, eller for T-avgreninger se kapittel 5.1.7.»

Lofotkrafts kommentar:

3. ledd som er sitert over må leses korrektur på.

Inndeling i høyeste, høy eller enkel fleksibilitet er ikke korrekt språklig sett. Benevnelsene bør være høy, middels eller lav fleksibilitet. Dette bør for øvrig tas inn i pkt 3.2 AKRONYMER, FORKORTELSER OG DEFINISJONER

5.1.3.1 Funksjonskrav om høyeste fleksibilitet

Lofotkrafts kommentar:

Her benyttes uttrykket «laveste grad av konsekvens». Det antas da at det finnes flere grader av konsekvens. Disse bør spesifiseres i pkt 3.2 AKRONYMER, FORKORTELSER OG DEFINISJONER, og benyttes videre for de andre gradene av fleksibilitet også.

5.1.3.2 Praktisering av funksjonskrav om høyeste fleksibilitet

Det betyr at anlegget skal ha dublering av de viktigste komponenter for anleggets primære funksjoner, blant annet samleskinner, effekt- og skillebrytere, strømtransformatorer og annen nødvendig utrustning. De dublerede komponentene skal sammenstilles til en løsning som gir fleksibilitet både for å drifte samleskinner sammenkoblet eller som delt drift. Det skal også være mulig å drifte alle avganger på både A- eller B-samleskinne og legge den andre samleskinnen spenningsløs (en-samleskinndrift). Det skal være to-soners samleskinnevern for å ivareta funksjonen avbruddsfri kraftoverføring ved feil på en samleskinne.

Lofotkrafts kommentar:

Her kreves det doble effektbrytere for ikke å få avbrudd ved samleskinnekortslutning. Dette kravet er til en viss grad forståelig i et luftisolert utendørsanlegg. Her vil det være en viss sannsynlighet for samleskinnekortslutning forårsaket av vær, ising, flyvende gjenstander eller sabotasje.

Et moderne, innendørs gassisolert anlegg (GIS-anlegg) vil være plassert i bygg som er konstruert iht KBF, og dermed ha høy grad av sikkerhet i forhold til inntrenging og sabotasje. Videre er anleggsdelene som leverandørene benytter i forbindelse med gassrominndelinger, støtteisolatorer og gjennomføringer underlagt den strengeste kvalitetskontroll og ikke satt bort til underleverandører. Til sammen gir dette at sannsynligheten for samleskinnekortslutning er tilnærmet lik null. Dette underbygges av vår leverandør Siemens som siden 1968 har levert over 28 000 slike anlegg, uten å oppleve samleskinnekortslutning.

I stasjoner med flere linjer inn og ut vil det være mulig å opprettholde spenningen på den ene samleskinnen selv om det skulle oppstå kortslutning på den andre. Ligger stasjonen i et masket nett, vil det da kun være avganger fra den berørte samleskinna som er ensidig matet som får avbrudd. Det vil imidlertid være meget raskt gjort å koble inn spenning igjen på disse ved å legge disse over på den andre samleskinna.

Det er effektbryterne som genererer de høyeste kostnadene i et GIS-anlegg. Som tommelfingerregel kan man si at en dobling av antall effektbrytere, vil øke kostnaden på et GIS-anlegg med om lag 70 %. Når man da vet at GIS-anlegg står for en vesentlig del av kostnadene ved bygging av nye stasjoner, vil kravet om dublering av effektbrytere gi enorme samlede kostnadsøkninger for norsk elforsyning i årene fremover.

En løsning med enkle effektbrytere med såkalt «gaffelkobling» mot doble samleskinner ivaretar behovet for fleksibilitet om man ser bort fra sannsynligheten for samleskinnekortslutning. Det bør gjennomføres samfunnsøkonomisk kost/nytteanalyse for å se på om kravet i NVF skal være enkle effektbrytere og gaffelkobling eller ikke. I alle tilfeller bør det være opp til den enkelte konsesjonær å gjøre disse vurderingene.

Utgangspunktet for doble samleskinner var i sin tid vedlikeholdsbehovet ved oljefattige bryteranlegg.

I enkelte nettkonfigurasjoner kan enkle, delbare samleskinner gi tilstrekkelig fleksibilitet selv i nett med høyeste krav til redundant sikkerhet. Kravet i NVF bør derfor være en dokumentert kost/nyttevurdering av valgt anleggsutforming, og ikke et ufravikelig krav om doble samleskinne og dublerede effektbrytere. Etter vår mening vil dette kravet generere en totalt økning i investeringskostnader i norske nett som langt overgår nytteverdien for dette. Lofotkraft mener derfor hele kapittel 5 i NVF må gjennomgås og endres i forhold til dette.

5.1.3.4 Informasjon om grenseflater til andre regelverk

Funksjonskrav om høyeste fleksibilitet kan ha flere grenseflater til kraftberedskapsforskriften. Det vil for alle funksjonskrav alltid være det strengeste regelverk som har forrang.

Lofotkrafts kommentar:

Her benevnes NVF som et regelverk. Det bør ikke gjøres. Det bør derimot presiseres at NVF er en retningslinje, og at det er forskriftene som er regelverket. Dette gjelder for øvrig flere andre tilsvarende formuleringer i andre punkter i NVF.

5.1.3.5 Informasjon om høyeste fleksibilitetLofotkrafts kommentar:

Konfigurasjonen legger stor vekt på at man skal ta høyde for havari på samleskinner, strømtransformatorer med videre, slik at man skal unngå avbrudd ved feil på disse. Lofotkraft mener det blir for snevert å se kun på transformatorstasjonens koblingsanlegg ved slike vurderinger. Ut fra avgangen i koblingsanlegget går det gjerne en enkelt kabel med enkel kabelmuffe mot anlegget. Videre ender gjerne kabelen i en enkel kabelmast med enkle endeavslutninger for så å gå videre i en enkel linje. Linja kan gå i rasutsatt terreng, kan inneholde enkle kabler/sjøkabler med enkle endeavslutninger før den kommer frem til en ny stasjon med enkel avslutning mot neste koblingsanlegg. Sannsynligheten for feil er mye, mye større utenfor koblingsanlegget, enn feilsannsynligheten i GIS-anlegget. Man må derfor se hele kraftsystemet i sammenheng og bruke ressursene til å bygge inn redundans der havarisannsynligheten er høyest, og være mer opptatt av redundans i systemet i stedet for i enkeltanlegg.

Situasjonen i Sørnettet er et godt eksempel på dette, der det ikke har vært fokus på redundans i linjenettet. Dette førte til at man i høylastperioder måtte dele opp maskene, slik at stort sett hele nettet var radielt drevet. Statnett fremhold da likevel ved diskusjon om nye linjer at det ikke var noe krav til redundans i linjenettet. På samme tid ble Kvitfossen transformatorstasjon bygget ut. Her krevde Statnett doble effektbrytere mot samleskinnene, selv om stasjonen ligger i et masket nett og konsekvensene ved feil på en samleskinne med enkle effektbrytere ville vært marginale. Etter Lofotkrafts oppfatning blir det helt meningsløst å fokusere på høy sikkerhet der det er marginal sannsynlighet og marginale konsekvenser ved feil, mens man samtidig lar den tettest befolkede region i Nord-Norge ligge på radiell drift i tunglast med relativ høy sannsynlighet for feil i linjenettet. Kravet i NVF bør derfor være å dokumentere tilstrekkelig redundans totalt i kraftsystemet, fremfor absolutte krav til enkeltanlegg. Dette vil totalt sett gi den mest samfunnsøkonomiske bruk av ressurser. Se for øvrig kommentar til ovenstående pkt 5.1.3.2 Praktisering av funksjonskrav om høyeste fleksibilitet.

5.1.4 Koblingsanlegg med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kVLofotkrafts kommentar:

For koblingsanlegg med høy fleksibilitet gjelder tilsvarende kommentarer som for kapittel 5.1.3. I tillegg ønsker Lofotkraft å presisere at man må ta hensyn til kraftsystemet og eventuell redundans i systemet. Mange steder vil det være samfunnsøkonomisk riktig å benytte enkel samleskinne i 132kV nett der man har redundans i systemet. Enkel samleskinne med samleskinnebryter kan også i mange tilfeller gi tilstrekkelig sikkerhet. Kravet om doble samleskinner må derfor fjernes fra dette kapittelet, og så bør kravet være at anleggseier må dokumentere begrunnelsen for sine valg.

5.1.5 Tilknytning av transformator med enkel avgang i nett med nominell systemspenning ≥ 110 kVLofotkrafts kommentar:

Lofotkraft viser til kommentar til 5.1.4

5.2.2.2 Informasjon

Skillebrytere benyttes for å gi sikkert brudd mot spenningsførende anleggsdel. Skillebrytere bygges etter internasjonale normer og standarder [3].

Lofotkrafts kommentar:

Punktet er unødvendig og kan fjernes

5.2.2.3 Anbefaling

Påregnelige klimatiske forhold (snø, is) skal ikke forringe bryterens skillefunksjon.

Lofotkrafts kommentar:

Punktet er unødvendig og kan fjernes

5.2.4.5 Funksjonskrav til effektbryter for spenningssetting av transformator; innkoblingsstrøm og koblingsspenninger skal ikke redusere funksjonalitet og leveringskvalitet

Effektbryter skal kunne koble og spenningssette transformator slik at innkoblingsstrøm og koblingsspenninger ikke reduserer koblingsanleggets funksjonalitet eller kraftsystemets leveringskvalitet.

Lofotkrafts kommentar:

Anleggseier bør i alle tilfeller vurdere om det er nødvendig med tiltak for å begrense innkoblingsstrøm og koblingsspenninger. Dette for å sikre at problemstillingen blir ivaretatt også i nett med lav kortslutningsytelse. Dette har vært en aktuell problemstilling i Sørnettet, der vi har problemer ved innkobling av 60 MVA transformatorer.

Lofotkraft mener at oppdeling i MVA-områder videre i kapittelet har lite for seg i dette kravet, og mener at kravet må være at man kan dokumentere hvorvidt det er nødvendig med ytterligere tiltak eller ikke.

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

Lofotkrafts kommentar:

Det er kostnadskrevende å utstyre effektbrytere med funksjonalitet med fasevis innkobling. Dette gjelder både direkte kostnader for utstyret, men også ekstra kostnader for montasje, prosjektering, plassbehov osv. Det er derfor viktig at dette ikke gjøres med mindre det foreligger en vedtatt plan som tilsier at disse investeringene blir tatt i bruk innen rimelig tid. Det bør da i alle tilfeller gjennomføres samfunnsøkonomisk kost/nyttevurdering av dette i forhold til investeringstidspunkt. Hele punktet bør strykes, også jf Lofotkrafts tidligere generelle kommentarer og kommentar til pkt 3.2.

5.2.4.12 Anbefalinger om funksjonalitet for 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

Lofotkrafts kommentar:

Punktet må fjernes fra NVF. Dette er altfor kostnadskrevende tiltak til at man skal investere i dette i alle regionalnett i tilfellet det blir en overgang til direktejord. Se for øvrig Lofotkrafts tidligere generelle kommentarer og kommentar til pkt 3.2

5.3.1.3 Funksjonskrav for transformator tilknyttet kompensert nett

Aktuell spolestrøm 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 spolestrøm inntil 300 A.

Lofotkrafts kommentar:

En trafo med YNd-kobling, kan normalt i henhold til norsk praksis belastes med merkestrøm i nullpunktet. Det vil si at en 132 kV trafo må være minst 70 MVA for å tåle 300A i nullpunktet på primærsiden. Skal nullpunktet dimensjoneres for mer enn merkestrøm, vil dette medføre store ekstra kostnader. Et krav om minimumsstørrelse på 70 MVA for alle slike trafoer i regionalnettet, vil medføre en betydelig overinvestering i mange stasjoner, da det i grisgrendte strøk ikke er uvanlig med transformatorer på mindre enn 10 MVA. For transformatorer med primærside på 66 kV, vil tilsvarende minimumsstørrelse bli 35 MVA. Kravet om at nullpunktet må være dimensjonert for min 300A må derfor fjernes.

I stedet bør hver enkelt konsesjonær i spolejordete nett være ansvarlig for å kompensere sin andel av ladebidraget i nettet, inkludert en viss sikkerhetsmargin. Dette kan gjøres i eget nett, eller ved å installere spoler

i andre konsesjonærers stasjoner. En helhetlig plan for dette bør være en del av RKSU, og oppdateres sammen med denne.

5.3.1.4 Behovsprøving av krav om dempevikling til transformator med vikling tilknyttet ≥ 110 kV kompensert nett, og behovsprøving av krav om dimensjonering for spolestrøm inntil 300 A til ≥ 110 kV viklingens nøytralpunkt.

Lofotkrafts kommentar:

Jamfør kommentar til forrige punkt kan dette punktet strykes.

5.3.4 Praktisering av funksjonskrav for transformator i nett som kan bli direktejordet

Lofotkrafts kommentar:

Punktet bør strykes, jamfør Lofotkrafts tidligere generelle kommentarer og kommentar til pkt 3.2

5.3.4.1 Anbefaling om funksjonskrav for transformator i nett som kan bli direktejordet

Dimensjonering relatert kortslutningsytelser og spenningsnivå beskrevet i relevante IEC standarder [7], kan være tilstrekkelig (i forhold til å tilfredsstille krav til praktisering om at både krav til transformator i isolert eller kompensert nett og krav til transformator i lavohmig eller direktejordet nett.

Lofotkrafts kommentar:

Punktet må leses korrektur på. Ufullstendig setning.

5.5.1.1 Funksjonskrav om kompensering - generelle krav

Konsesjonær skal sikre tilstrekkelig kompensering av ladestrøm for egne anlegg, både ved normalt koblingsbilde/ intakt nett, ved revisjoner og ved feil.

Lofotkrafts kommentar:

Det er fornuftig at konsesjonær skal sikre tilstrekkelig kompensering av ladestrøm for egne anlegg ved normal drift. Dette kan gjøres gjennom spoler i eget eller andre konsesjonærers nett. Når det gjelder feil eller revisjoner er det tilstrekkelig at det finnes reserve i det galvanisk, sammenhengende nettet. Skal alle anleggseiere ta høyde for å dekke opp feil på egne spoler, vil det totalt sett bli altfor høy reservekapasitet i nettet, og dette vil ikke være samfunnsøkonomisk riktig.

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.

Lofotkrafts kommentar:

Pkt 2. bør strykes. Ytelsen til hver enkelt spole bør vurderes i hvert enkelt tilfelle for å unngå unødvendig overdimensjonering. Videre kan det i spesielle tilfeller være nødvendig med større spoler enn 300A.

Pkt 3. Ved jordfeil går det en nesten ren induktiv strøm gjennom spolen. Denne er ikke helt uproblematisk å bryte. Ved bruk av vakumbrytere vil man gjerne få problemer med gjentening, som kan ende med bryterhavari. En mulig løsning kan være å ha skillebryter mellom spole og transformator, og så kobles transformator ut før spolen kobles ut. Omkobling av spole mellom transformatorene kan dog gjøres med transformatorene inne. Det bør vurderes om det er behov for effektbryter foran spole. Krav til fjernstyring av skillebrytere er fornuftig slik at man kan operere disse fra driftssentral.

Pkt 5. Antar at det menes at det i hvert nett minst skal være en spole om kan driftest i auto for å sørge for at satt kompenseringegrad ivaretas. Dette er ikke tilstrekkelig. Det bør alltid være en spole som står i auto, og for å ta høyde for revisjon eller feil på transformator eller andre anleggsdeler, må det være flere spoler i sammenhengende galvaniske nett som kan settes i auto.

Alle nye spoler bør være trinnløs regulerbare og kunne styres fra driftssentral.

5.5.1.3.2 Praktisering av krav om styring av automatisk trinnløs regulerbar jordslutningsspole

Automatisk regulering av spole skal kunne velges og styres fra driftssentral. Nettet skal kunne opereres slik at kun en spole av gangen driftest i modus for automatisk regulering.

Lofotkrafts kommentar:

Nettet skal opereres slik at bare en spole av gangen driftest i modus for automatisk regulering. Stryk «kunne».

5.5.2.2 Funksjonskrav til spoler for jordstrømkompensering i nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV

1. Jordslutningsspoler i nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV skal dimensjoneres for 8 timers drift ved merkestrøm.

2. I nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV, med spole som har regulator, skal målinger og indikeringer overføres til driftssentral.

3. Jordslutningsspoler i nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV skal ha effektbryter som kan fjernstyres fra driftssentral.

Lofotkrafts kommentar:

Pkt 3. Ved jordfeil går det en nesten ren induktiv strøm gjennom spolen. Denne er ikke helt uproblematisk å bryte. Ved bruk av vakumbrytere vil man gjerne få problemer med gjentening, som kan ende med bryterhavari. En mulig løsning kan være å ha skillebryter mellom spole og transformator, og så kobles transformator ut før spolen kobles ut. Omkobling av spole mellom transformatorene kan dog gjøres med transformatorene inne. Det bør vurderes om det er behov for effektbryter foran spole. Krav til fjernstyring av skillebrytere er fornuftig slik at man kan operere disse fra driftssentral.

5.5.3 Anbefalinger for dimensjonering av anlegg for kompensering, og grenseflater til annet regelverk

3. Ved feil eller revisjoner på en av spolene, bør (skal) nettet driftest underkompensert, men det skal alltid være spolekapasitet som gir sikker slukking av enkel jordfeil.

Lofotkrafts kommentar:

Det bør være tilstrekkelig spolekapasitet i nettet, slik at man ved revisjon av en spole fremdeles driver nettet overkompensert. Ved underkompensert drift er det fare for at man ved utkobling på feil kan komme i resonans.

6.3.1 Funksjonskrav om fjernstyring og overvåkning

Brytere, for tilknytning av anleggsdeler til transmisjon- og regionalnettet skal kunne overvåkes og styres fra døgnbemannet driftssentral.

Lofotkrafts kommentar:

Pr tiden er det ikke krav i annet regelverk om at regionalnett skal styres fra døgnbemannet driftssentral. «døgnbemannet» må strykes fra kravet.

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.

Lofotkrafts kommentar:

Overskrift og tekst i punktet henger ikke sammen. Må leses korrektur på.

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

Lofotkrafts kommentar:

Kravet gir en unødvendig kostnad i nett som ikke blir direktejordet. Punktet bør strykes, jamfør Lofotkrafts tidligere generelle kommentarer og kommentar til pkt 3.2.

6.4.4 Anbefalinger om uavhengig hjelpeanlegg til kontrollanlegg i nett som kan bli lavohmig eller direktejordet

Lofotkrafts kommentar:

Kravet gir en unødvendig kostnad i nett som ikke blir direktejordet. Punktet bør strykes, jamfør Lofotkrafts tidligere generelle kommentarer og kommentar til pkt 3.2.

6.6.1.3 Praktisering av funksjonskrav til strømtransformatorer i nett med systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV som kan bli lavohmig eller direktejordet

Lofotkrafts kommentar:

Kravet gir en unødvendig kostnad i nett som ikke blir direktejordet. Punktet bør strykes, jamfør Lofotkrafts tidligere generelle kommentarer og kommentar til pkt 3.2.

6.6.1.4 Anbefalinger for strømtransformatorer i nett med systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV som kan bli lavohmig eller direktejordet

Lofotkrafts kommentar:

Kravet gir en unødvendig kostnad i nett som ikke blir direktejordet. Punktet bør strykes, jamfør Lofotkrafts tidligere generelle kommentarer og kommentar til pkt 3.2.

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

Lofotkrafts kommentar:

Punktet henviser til direktejording uten gjennomgående jord. Dette er en løsning som er praktisert i Sverige av Vattenfall, kjent som «Vattenfalls løsningen». Denne løsningen er ikke utprøvd i Norge, og Sintef advarer mot å innføre denne i Sørnettet uten at man først utreder hvilke resultater denne løsningen vil ha i et slikt nett. NVF kan ikke anbefale en løsning som ikke er utprøvd i Norge og som Sintef advarer mot å bruke uten videre utredninger.

Hele punkt 7.2.4.6. med underpunkter må strykes, jamfør Lofotkrafts tidligere generelle kommentarer og kommentar til pkt 3.2.

8.1.1.1 Funksjonskrav

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.

Lofotkrafts kommentar:

Dette er et skjerpet krav i forhold til tidligere, og omfatter mange stasjoner og avganger. Det etterlyses en kost/nytteanalyse som rettfærdiggjør de økte kostnadene.

8.2.1.2.1 Informasjon

Hvilke stasjoner som skal ha funksjonalitet for pendlingsregistrering bestemmes av systemansvarlig. Systemansvarlig stiller krav i hvert enkelt tilfelle, basert på blant annet stasjonens plassering i nettet, nettforhold og tilknyttet produksjon. Utvalget av stasjoner vurderes fortløpende etter behov.

Lofotkrafts kommentar:

Systemansvarlig skal her gis myndighet til å pålegge installasjon av pendlingsregistratorer i nettet etter fortløpende behov. Her må det lages objektive kriterier for når dette skal pålegges, eventuelt at Systemansvarlig dekker kostnadene for dette.

8.4.2.1 Anbefaling

Det anbefales at feilskriverutstyret utstyres med funksjonalitet for automatisk overføring av feilopptak til FTP-server hos systemansvarlig.

Lofotkrafts kommentar:

Dette medfører ekstra installasjons-, drifts- og vedlikeholdskostnader. Det bør gjennomføres en samfunnsøkonomisk kost/nyttevurdering for dette.

Med vennlig hilsen
for Lofotkraft AS

Pål Martinussen
nettsjef

Dokumentet er elektronisk godkjent, og har derfor ingen håndskreven signatur.