

Statnett

.

.

Kontaktperson:

Deres referanse:

Vår referanse:

Dato:

19/01229

048.002/1839597

06.02.2020

## **RETNINGSLINJER FOR SYSTEMANSVARSFORSKRIFTEN - TILBAKEMELDING PÅ HØRING 2020**

Vi viser til «forslag til retningslinjer for utøvelse av systemansvaret» med høringsfrist 07.02.20 og har følgende kommentarer og bemerkninger.

Generelt:

Først og fremst vil vi bemerke at Glitre Energi Nett stiller seg bak høringssvar fra Energi Norge. I tillegg ønsker vi supplere med innspillene under.

Overordnet er vi overrasket over at det nå arbeides med endringer av retningslinjer med etter vår betydning enkelte store endringer for regionalnett i forhold til tidligere praktiseringsdokument. Vi ser det som viktig at de retningslinjene som nå etableres ikke er til hinder for videre utvikling av rollefordeling mellom DSO og TSO. Vi ser behov for en betydelig endring i systemansvaret. 3. energimarkedspakke, resultatene fra pågående DSO-piloter samt arbeidet ekspertgruppen som ser på driftskoordinerer i kraftsystemet må forme fremtidens systemansvar.

Etter vårt syn er praktiseringsdokumentet som legges til grunn for retningslinjene Systemansvarliges (senere betegnet som SA) egne tolkninger og bør ikke vektlegges i for stor grad. Dette begrunnes ut ifra at:

- Det er for lite kost-/nytte-betraktninger i en del av kravene.
- Flere av forslagene bærer preg av «transmisjonsnett-tenkning» og er ikke hensiktsmessig i regional- og distribusjonsnett
- Historisk har vi opplevd for tette bånd mellom Statnett som systemansvarlig og som netteier. Dette har kommet frem i flere vedtak fra Systemansvarlig, noe som er uheldig da det er viktig med nøytral og ikke diskriminerende opptreden fra Systemansvarlig. Bestemmelsen i Fos er i utgangspunktet begrenset til å gjelde innenfor regional og transmisjonsnett jf §2.5. Vi oppfatter imidlertid på flere steder i retningslinjene at retningslinjene slik de nå er utformet, strekker seg ned i distribusjonsnett noe som kan være uheldig spesielt basert på S kompetanse.

Når det gjelder de fleste paragrafene oppfatter vi at det overlates til Systemansvarlig å fastsette innhold, format og frister for rapportering. Med bakgrunn i tidligere erfaringer med SA sine krav til innrapportering i Fosweb, finner vi dette veldig uheldig da deres ønsker, som tidligere nevnt, ikke alltid baseres på kost-/nytte sett fra bransjen for øvrig. Vi mener derfor at det overlates for stor makt til SA for å finne nyttige parametere i rapporteringskrav.

Når det gjelder de enkelte paragrafene i forslaget har vi følgende kommentarer:

### **§7 Overføringsgrenser**

3.1.1.2 Her beskrives det at *nettets driftes i hovedsak etter N-1 prinsippet*. I sentralnettet er dette riktig, men ikke i regionalnettet. Her kommer det klart frem at SA ikke har forståelse for drift av regionalnett. Antall punkter som ikke driftes etter dette prinsipp blir rapportert i KSU. Det bør fremkomme av teksten at dette gjelder sentralnett.

Videre står det at *dersom konsesjonær ønsker å opprettholde koblingsbilde som kan medføre overskridelser av maksimale overføringsgrenser kan det inngås avtaler*. Da er spørsmålet hvem som kjenner regionalnettet best. Vi mener det er anleggseier som bør bestemme overføringsgrenser og ikke slik det er i dag da Statnett prøver å påvirke denne. Vi er derfor positive til endringen som er beskrevet i 3.1.1.6 da det ikke lenger er *systemansvarlig som skal fatte vedtak*. Imidlertid mener vi teksten i 3.1.2.1 strider mot dette prinsippet da det er konsesjonærene som sitter med bevisbyrden. Teksten i 3.1.2.1 bør derfor endres til at en enkel begrunnelse skal være tilstrekkelig.

### **§9 Regulerstyrke og effektreserve**

Regulerkraftmarkedet utvider sin horisont og legger til rette for at forbruksfleksibilitet skal kunne anvendes i dette markedet. DSO må sjekke ut at opp- og nedregulering av produksjon og forbruk kan gjennomføres ubegrenset i alle deler av nettet, uten at det risikerer at det medfører driftsforstyrrelser ved aktivering.

### **§11 Marked for regulerkraft**

Det er lite hensiktsmessig for nettselskapene og vi har ingen kommentarer her.

### **§12 Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser**

*Systemansvarlig skal utarbeide og til enhver tid ha tilgjengelig en oversikt over produksjonsenheter som har teknisk evne til å utøve frekvensregulering i et område som midlertidig er uten fysisk tilknytning til tilgrensende overføringsnett, og produksjonsenheters evne til oppstart uten ekstern forsyning.*

Her må det i retningslinjene fremkomme størrelsen på de produksjonsenheter som SA skal ha oversikt over.

#### **3.4.1.1**

Her bør det beskrives hvor langt ned i regionalnettet slike gjenopprettingsplaner bør gå i detalj. Det er viktig å ha med seg at regionalnettet ikke driftes så statisk som sentralnettet. Videre så blir distribusjonsnett ofte benyttet for gjenoppretting av hendelser i regionalnett. Forsyning til slutt kunder er konsesjonærs hovedfokus, og det er vakthavende LFK sin hovedoppgave å være løpende oppdatert på koblingsbilde, konsekvens og risikovurdering samt eventuelle gjenopprettingsmuligheter. Lenger ned i systemet vil slike planer bli meget dynamiske og komplekse, og det vil være en meget tidkrevende oppgave for konsesjonær å utarbeide/holde oppdatert, uten at dette vil gi noen verdi for SA. I pkt 3.4.2.1 kan det virke som det er forventet å beskrive planer kun i grensesnittet mellom sentralnett og regionalnett.

#### **3.4.1.2**

At teksten endres fra 'skal' til 'kan' her stemmer mer med dagens praksis. Det vil ikke føre til effektiv gjenoppretting hvis SA skal oppdateres på de lokale forholdene. Som hovedregel samordner berørte konsesjonærer gjenoppretting direkte seg imellom. Forskriften bør heller vinkles mot 'ved uenighet mellom berørte konsesjonærer kan systemansvarlig samordne ...'. Altså at hovedregel er direkte koordinering mellom berørte konsesjonærer, og at systemansvarlig kun kommer inn ved uenighet.

Videre benyttes uttrykket lavere spenningsnivåer. Det er et uklart begrep som bør unngås. Uavhengig av spenningsnivå vil det alltid være i konsesjonærenes egeninteresse å sikre effektiv gjenoppretting.

#### 3.4.1.9

Dette er positivt, men konsesjonærene må ha påvirkningskraft på hva som er standard format da Systemansvarlig kjenner lite til hvordan gjenopprettingsplaner i regionalnettet utarbeides.

#### 3.4.2.2

For øvrig generelt videre er det beskrevet at Systemansvarlig skal varsles ved utfall mellom regionalnett og distribusjonsnett. Vi finner dette merkelig da Systemansvarsforskriften ikke er gjeldene i distribusjonsnettet dvs <33kV. Dette tyder igjen på at Systemansvarlig ønsker kontroll utover sine fullmakter i henhold til forskriften. Hvis dette ikke er gjeldene, bør teksten modereres eller presiseres.

### **§13 Tvangsmessig utkobling av forbruk**

I forskriftsteksten beskrives alle konsesjonærer likt. Dvs denne paragrafen gjelder alle anlegg- og områdekonsesjonærer i Norge.

#### 3.5.1.1

Alle konsesjonærer skal melde inn sitt totale maksimale forbruk og angi kritikalitet ned på nettstasjonsnivå slik vi oppfatter teksten. Dette fremkommer også i avsnitt 3.5.2.1 der det beskrives stasjoner i distribusjonsnettet.

### **§14 Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet**

#### **3.6.1 Bakgrunn og begrunnelse**

##### 3.6.1.2

Her står det at områdekonsesjonær skal innrapportere for produksjonsanlegg i distribusjonsnettet. Vi regner med at dette er feil og at det er anleggskonsesjonær som skal innrapportere dette.

##### 3.6.1.4

Vi oppfatter det som svært positivt at det jobbes med å få på plass en rapporterings- og behandlingsløsning i Fosweb for en mer effektiv prosess og for å redusere dobbeltarbeid. Imidlertid er det viktig at rapportering er basert på nytteverdier og ikke kjekt å ha slik FOS Web oppleves i dag.

##### 3.6.1.5

Konsekvensvurderingene ble etterspurt av NVE (nå Reguleringsmyndigheten for energi), og systemansvarlig har innført som praksis at konsekvensvurderinger følger alle saker der systemansvarlig rapporterer brudd på fos § 14 til Reguleringsmyndigheten for energi. 🙄

I så fall bør det vel også konsekvensvurderes før SA nekter å sette i drift komponenter i en feilsituasjon. Dette kan ha betydelig konsekvenser. Retningslinjene bør i større grad beskrive nytteverdien og tolkningen av forskriftsteksten.

For å rette fokus fremover mener vi vedtaksordningen bør gjelde anlegg idriftssatt etter 2018 og ikke 2013 som beskrevet i retningslinjene. En forskrift og retningslinjer kan ikke ha tilbakevirkende kraft.

### 3.6.1.6

Systemansvarlig vil i fos § 14-prosessen inkludere noe mer krav rapportering knyttet til maksimale overføringsgrenser (fos § 7). NVE (nå Reguleringsmyndigheten for energi) har i høringsdokumentet for

Hva er årsaken til dette da Systemansvarlig ikke skal godkjenne overføringsgrenser. Dette tyder på unødvendig kontroll og dokumentasjon. Det skal jo allerede oppgis overføringskapasitet på nye komponenter.

Slik vi anser dette er det mange økte krav til 132kV anlegg som er svært kostnadskrevende og endringene er slik vi ser det ikke samfunnsøkonomisk vurdert. Mange av kravene vil føre til at anlegg ikke vil være samfunnsøkonomiske og heller ikke bedriftsøkonomisk, noe som igjen vil føre til mindre utbygging av kraftnettet. Dette vil igjen øke sårbarheten. Vi ber derfor RME vurdere tiltakene før de iverksettes.

Nærmere beskrivelse av NVF nederst i dokumentet.

### 3.6.2. Forslag til retningslinjer fos § 14

Det står at 'Systemansvarlig har etablert egne søknadsskjema...' for å sikre effektiv saksbehandling. Sammenliknes med FosWeb og AutoFos, så er jo ikke dette word-dokumentet effektivt og det er tungvint å ivareta datasikkerhet ved utveksling av dokumentasjon. Vi må sende kopi av Konesesjon og det er ikke tilstrekkelig å referere.

Jeg mener retningslinjene burde vært: Systemansvarlig skal etablere søknadsskjema som sikrer en effektiv og sikker rapportering/prosess.

#### 3.6.2.1

Spenning høyere enn 22kV menes vel 24kV? Det er merkespenning som bør refereres her og ikke driftsspenning. I utgangspunktet bør det stå 33kV som forskriftene er underlagt for å unngå misforståelser.

#### 3.6.2.3

Her står det at frist for å sende § 14-søknad med komplett dokumentasjon (hva som måtte bli etterspurt) er 8-12 uker før anlegget er ferdig detaljprosjektet og før utstyr er bestilt. Dette vil jo si at prosjekter må startes opp 4 måneder tidligere enn i dag og ved 'hastetiltak' som ved trafohavari, så vil det ikke være mulig å tilfredsstillende. Det er et mindretall av tiltakene som er basert på et nytt konsesjonsvedtak.

### 3.6.1 Søknadsmal nettanlegg, vedlegg

Det oppfattes som en vesentlig utvidelse av skjema for søknad iht. fos § 14 – Nettanlegg. Skjemaet er utvidet fra 2 til 5 sider, så det er vesentlig mer data som ønsket rapportert fra Statnett.

Tabell 8 Vern

Spørsmålene her avhenger til dels av releplaner, som normalt ikke er utarbeidet på det tidspunktet § 14-søknaden skal sendes inn.

Det er for mye krav til innsending av vedlegg, som allerede finnes i FosWeb, som bl.a. enlinjeskjema. Det stilles krav til innsending av flere vedlegg uten at det har kommet på plass en sikker overføringsmetode. Det bør legges opp til at søknadsmal og vedlegg lastes opp i Fosweb før det lages noen utvidelse.

### §15 Spenningsregulering og reaktiv effekt

Regelverket legger opp til et tydelig økonomisk ansvar for netteierne og det foreslås en modell for avregning. Det synes som om denne er vel teoretisk. Vi etterlyser mer underlag for hvilke priser en tenker at skal legges til grunn, samt hvilken dokumentasjon som skal til for at hver enkelt kraftstasjon har et legitimt krav. Vår erfaring er at de ulike kraftverkenes evne til å produsere reaktiv effekt, varierer betydelig. Det har vært gjort ulike forsøk på måling og det viser at det er stor forskjell mellom hva som blir produsert ref. generator og det som faktisk kommer ut på linja. Dette spørsmålet fortjener en mer praktisk tilnærming, fremfor kun den teoretisk tilnærmingen som ligger til grunn i høringsutkastet.

### §16 Koblingsbilde

*Systemansvarlig kan vedta de til enhver tid driftsbetingede bryterstillinger i regional- og transmisjonsnettet (koblingsbilde). Som grunnlag for slike vedtak skal systemansvarlig så langt det er hensiktsmessig benytte forhåndsdefinerte koblingsbilder.*

Vi stiller spørsmål til endringen i ordlyden fra skal til kan. Dette høres i utgangspunktet grei ut, men vi mener en tolkning av dette bør fremkomme klarere i retningslinjene.

*Konsesjonær skal melde planlagte koblinger som kan påvirke driften av regional- og transmisjonsnettet til systemansvarlig når andre konsesjonærer blir berørt av koblingen. Systemansvarlig skal vedta om kobling kan foretas. Konsesjonær kan ikke utføre slike koblinger uten etter vedtak av systemansvarlig. Ved endring av koblingsbilde etter vedtak av systemansvarlig, skal systemansvarlig informere konsesjonærer som berøres av endringen. \_\_\_\_*

Det er langt fra praksis i dag. Systemansvarlig har slik vi kjenner til ikke oversikt over de enkelte konsesjonærer tilknyttet regionalnettet. Koordinering av konsesjonærer tilknyttet regionalnettet overlates til de større enhetene noe som etter vår mening strider mot retningslinjene. Her er det store avvik mellom praksis og forskriftstekst noe RME bør vurdere nøye. I retningslinjene bør det klart fremkomme hva SA mener bør være praksis slik at konsesjonærene kan varsle RME ved brudd på disse på samme vis som SA skal varsle RME ved brudd på retningslinjene.

*Det er nettkonsesjonærenes ansvar å ivareta sikker drift av sine anlegg. Konsesjonær må informere systemansvarlig umiddelbart dersom systemansvarliges vedtak om koblingsbilde innebærer at forbruk må frakobles eller at tilstrekkelig systemjording ikke kan oppnås.*

Hvis det er konsesjonærenes ansvar hva er da bakgrunnen til at Systemansvarlig skal vedta uten kompetanse. Dette punktet vitner til unødvendig byråkrati og økte kostnader. Systemjording og spolekompensasjon er regulert i FSE og ligger under ansvaret til Driftsleder. Her er det igjen sammenblanding av ansvarsområdene.

Listen som beskriver hendelser som skal varsles bør gjennomgå med fokus på grensesnittet mellom sentral- og regionalnett. Varsling må begrenses for å ha riktig fokus på det som er viktig for å opprettholde spenningen og frekvensen i kraftsystemet. Slik listen leses skal SA varsles ved kobling av transformator for

nedtransformering til distribusjonsspenning (kulepunkt 3 side 54). Praksis er at dette avklares direkte mellom konsesjonærer, og merarbeidet og merkostnadene slik varsling, innenfor gitte frister, vil medføre kan ikke være rasjonelt.

### §17 Samordning av driftsstanser

*Den som initierer omprioriteringer skal betale for disse.* Vi forutsetter at dette gjelder alle konsesjonærer også produksjon.

#### 3.9.1.1

Her legges det opp til mer koordinering mellom berørte konsesjonærer før innmelding til systemansvarlig. Dette stemmer godt med dagens praksis. Vi mener imidlertid at koordinering utført hos konsesjonær burde hensyntas i 'Frister for rapportering' som det på side 68 legges opp til strengere praksis for overholdelse av.

Generelt legges det her opp til et meget omfattende varslingsystem i hele kraftnettet som vi mener at Systemansvarlig ikke har forutsetning eller kompetanse til å følge opp eller håndtere. Her legger vi opp til brudd på forskriftene og retningslinjene bør presisere at det også er konsesjonærenes plikt å varsle RME når Systemansvarlig ikke følger opp. Dette er et gjentakende tilfelle i dag. Så er spørsmålet om dette er hensikten med retningslinjene. Beskrivelsen av hva som ligger i nettanlegg viser dette helt klart i pkt 3.9.2.1 annet avsnitt:

Med nettanlegg i regional- og transmisjonsnett menes ledninger og transformatorer i transmisjons- og regionalnett samt **tilhørende samleskinner** og reaktive kompenseringssystemer. Med tilknyttede produksjonsenheter menes produksjonsanlegg som direkte, eller via en kundespesifikk overføring er tilknyttet transmisjons- eller regionalnettet. Med andre konsesjonærer som kan påvirkes menes både netteiere, forbrukere med anleggskonsesjon og produsenter som vil kunne bli berørt på grunn av redusert driftssikkerhet, økt KILE-risiko, redusert markedskapasitet, inntengt produksjon eller lignende.

Videre det virke som om Systemansvarlig gir Statnett enkelte fordeler og ikke opptre nøytralt. Hvorfor skal driftsstanser i regionalnett behandles etter at driftsstanser i transmisjonsnettet er fastlagt? Teksten her bør vurderes.

- Driftsstanser i regionalnett og tilhørende produksjonsanlegg som rapporteres til årsplan vil bli behandlet når årsplanen for driftsstanser i transmisjonsnettet er fastlagt, men normalt før øvrige løpende innmeldte driftsstanser.

Vår anbefaling er at §17 må skrives om basert på dagens virkelighet, konsesjonærenes mulighet og systemansvarliges kapasitet og kompetanse. Det virker som retningslinjer er utarbeidet med erfaring og fokus på transmisjonsnett, og fremstår lite praktiske for rasjonell drift av regional- og distribusjonsnett.

### §18 Målinger og meldinger

Ingen umiddelbare kommentarer.

## §20 Vern og releplanlegging

Vi oppfatter at det er en endring at SA åpner for å pålegge Konesjonærer å fremskynde reinvestere i vernløsninger. Vi mener KILE-ordning er et godt insitament for Konesjonærene til å fremskynde reinvesteringer dersom vernløsningene ikke er tilfredsstillende.

Systemansvarlig kan fatte vedtak om type, plassering og innstilling av vern og gjeninnkoblingsutstyr i regional- og transmisjonsnettet, samt tilknyttede produksjonsenheter.

Dette vil kunne inntreffe i tilfeller der det avdekkes at vernsystemene ikke gir tilfredsstillende funksjonalitet.

- Systemansvarlig kan gjennom fos § 20 fatte vedtak for eksisterende anlegg dersom konesjonæren ikke har tilfredsstillende vernløsninger. Dette kan eksempelvis oppdages i forbindelse med nye prosjekter, gjennomgang etter driftsforstyrrelser og øvrig arbeide knyttet til vernsystemer.

Det kan være tilfeller der vernsystemer ikke oppfyller kravene gitt i NVF, eller forløperen FIKS 2012. Dette vil kunne gjelde eldre anlegg som ble bygget før NVF eller FIKS trådte i kraft. Noen av disse anleggene kan være utformet på en slik måte at det ikke er mulig å oppfylle kravene uten å måtte foreta dyre investeringer for å oppfylle gjeldende krav. I slike tilfeller kan systemansvarlig komme med forslag til forbedring og fatte vedtak om dette iht. fos § 20 eller fos § 14.

Vi er bekymret for at SA kan fatte vedtak som ikke er basert på kost/nytte og samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

## §22b Rapportering av spenningskvalitet

I utgangspunktet er forskriftsendringen positiv, men dette er av stor betydning for konesjonærer som ikke i dag er tilknyttet transmisjonsnettet. Slik vi leser det skal alle konesjonærer rapportere data via Fosweb og på sikt inn i NASDAT. Det vil si at Systemansvarsforskriften og retningslinjene slik den nå er utformet strekket seg ned i distribusjonsnettet. Mange av målepunktene som i dag er aktive er på 22kV i henhold til FOL. Dette er da ikke i tråd med den innledende teksten hvor retningslinjene kun skal gjelde for nett >33kV. Vi ber derfor RME og vurdere dette da det gir Systemansvarlig etter vår mening utvidete rettigheter. Vi ser også at Systemansvarlig ber om flere målinger på sikt enn det som er i dag. Med Fosweb friskt i minne anbefaler vi derfor at teksten vurderes på nytt for å skape god forståelse i bransjen.

## NVF (nasjonal veileder for kraftsystemet)

Innledningsvis er dette en presisering av FIKS 2012 «uten økonomiske konsekvenser» som det står å lese. Imidlertid er det slik vi har beskrevet i våre bemerkninger til §14 her føringer som er av stor økonomisk betydning for den enkelte konesjonær. Tekniske krav i veilederen er basert på optimale og kostnadskrevende løsninger uten å være begrunnet i samfunnsøkonomiske prinsipper. Den tar også utgangspunkt i slik transmisjonsnettet driftes i dag, men fører krav knyttet til dette nedover i kraftnettet, da først og fremst ned i 132kV nettet siden det er lagt en tydelig grense på 110 kV. Samtidig gis det generelt mulighet for å komme med andre løsninger som er godt begrunnet og bevisbyrden overlates til konesjonær eller eier. Etter vår mening bør en nasjonal veileder være godt begrunnet og gis som en minimumsløsning. Så må Systemansvarlig eller eier begrunne samfunnsøkonomisk hvorfor en ønsker å gå for mer «ideelle

løsninger». Den som initierer dette, bør også være med å bekoste løsningene. I kjent stil er det lett å kreve løsninger som en ikke skal bekoste selv. Dette gjelder i alle samfunnslag

Vi oppfatter det slik at krav i NVF *kan* ha tilbakevirkende kraft. Det står at vi kan søke om behovsprøving ved mindre endringer i anlegget, som f.eks. utskifting av strømtrafo. Glitre Energi Nett mener som beskrevet over at det hadde vært mer hensiktsmessig at NVF anbefalte en minimumsløsning, og helt spesifikke funksjonskrav. Vi er bekymret for at mer kompliserte løsninger som kan behovsprøves, fører til en økt byråkratisering og mer saksbehandling både for konsesjonærer og systemansvarlig noe som bør unngås da vi søker å drifte anleggene rasjonelt. F.eks fikk vi et 5 siders vedtaksbrev fra SA fom ga oss tillatelse til å skifte ut en defekt strømtrafo. Virker dette rasjonelt?

Under følger noen kommentarer knyttet til NVF:

### 2.1 Behovsprøvede krav

'Behovsprøving av krav bør gjøres tidlig i vedtaksprosessen'. Etter vår oppfatning må dette skje i forbindelse med konsesjonssøknad. Dette er en del av §14-søknaden, som sendes på et stadium hvor grovprosjektering er utført og anlegg er bestilt. Konsesjonsprosessen er ofte svært lang, bl.a. fordi det er mange interessenter. Dersom behovsprøvingen skal utføres etter grovprosjektering og før Konsesjonær sender forespørsel til leverandørene, vil dette gi en vesentlig forsinkelse av prosjektgjennomføringen. SA må komme med innspill ved høring som del av konsesjonsprosessen og må begrunnes etter samfunnsøkonomiske prinsipper som andre tiltak.

### 2.2 Avvik

'NVF er veiledende og beskriver de krav som normalt legges til grunn ved behandling iht. for § 14. De krav i veilederen som ikke er beskrevet som aktuelle for behovsvurdering, anses derfor som faste krav.' Vi mener det må tydeliggjøres hva som er veiledende og hva som er krav? Vår erfaring er at SA har praktisert veilederen FIKS2012 som krav.

### 3.2

Systemjord som velges for et anlegg er svært definerende for nettes egenskaper og kostnader knyttet til videre utvikling. 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. Dette skal også omtales i KSU og GEN mener dermed at et vedtak om bytte av systemjord er underlagt driftsleders ansvar. (Kommentert i §16) Dette bør dermed utgå av NVF.

#### **5.1.3.2 Praktisering av funksjonskrav om høyeste fleksibilitet**

*..." Koblingsanlegg med nominell systemspenning  $\geq 132$  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 GEN:

Dette kravet kan bli svært kostnadsdrivende for et 132kV anlegg, tradisjonelt har ikke 132kV anlegg vært bygget på en slik måte. For GEN fremstår dette igjen som å trekke ned transmisjonsnett standarder ned i



regionalnett. GEN stiller spørsmål om dette er formålstjenlig og vurdert opp mot kostnader dette vil påføre regionalnettet.

**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**

Kravet til innføring av IPO brytere i regionale nett bør ikke være et generelt krav, regionalnett er ikke transmisjonsnett og har ikke behov for de samme egenskapene som transmisjonsnettet har. GEN kan ikke se at dette kravet er samfunnsmessig rasjonelt, i et masket må man kunne gjøre en konsekvensutredning om man kan tåle en trefase utkobling av feil, med gjeninnkobling. Konesjonær må etter vår mening vurdere denne type krav ut i fra bedriftsøkonomiske konsekvenser og insitamentet ligger i kileordningen. Dette vil også ha store økonomiske konsekvenser noe man allerede ser på enkelte installasjoner i transmisjonsnettet.

**7.2 VERN I NETT MED NOMINELL SYSTEMSPENNING  $\geq 110$  kV**

Her stiller SA krav til vern i regionalnettet på lik linje med det som stilles i transmisjonsnettet. Som tidligere nevnt er det stor forskjell på drift av disse nettene noe som ikke hensyntas i NVF. Samtidig er vi klar over at forskriftene setter et klart skille internasjonalt på spenning  $>110$ kV. Uansett er det opptil nasjonale krav å stille krav til vernløsning. Dette kan blir svært kostnadskrevende for regionalnettseiere og bør skrives helt om.

Dette er en kort beskrivelse av noen av de punktene i NVF vi oppfatter som kan gi store økonomiske konsekvenser for regionalnettet. Igjen vil vi påpeke at NVF må gi føringer for minimumskrav så får heller SA konsekvensutrede øvrige krav i eventuelle FOS vedtak slik at bevisbyrden ligger hos SA og ikke slik som i dag hos konsesjonærene som skal betale «gildet»

Vi håper våre innspill blir tatt med i det videre arbeid med retningslinjene og stiller gjerne opp med vår kompetanse i det videre arbeid om nødvendig.

Med vennlig hilsen  
Glitre Energi Nett AS

Tore Morten Wetterhus  
Adm.direktør

Trond Eriksen

*Brevet sendes ut uten signatur. Brevet er godkjent etter interne rutiner.*