



Vedlegg for

19/01229-50

Oversendelse til RME - Retningslinjer til fos § 14

HØRINGSINNSPILL
og systemansvarliges merknader til **NVF**

INNHOLDSFORTEGNELSE**SIDE**

OVERSIKT over hvilke konsesjonærer som har gitt innspill sortert på NVF del, eller søknadsma	1
NETTANLEGG, NVF del II; høringsinnspill og svar	2
FORBRUKSANLEGG, NVF del III; høringsinnspill og svar	31
PRODUKSJONSANLEGG, NVF del IV; høringsinnspill og svar	33

OVERSIKT:

Navn	Generelle eller overordnede	Nettanlegg	Produksjon	Forbruk	HVDC	Søknadsmal (*)
Hymatek Controls AS			x			
Lyse Produksjon						
Nordlandsnett AS	x	x				
Statkraft SF		x	x			x
Agder Energi Nett AS		x				
SFE Nett AS		x				
Statnett SF		x				
Siemens		x				
Glitre Energi Nett	x	x				x
Elvia	x	x				
Troms Kraft AS	x					
Agder Energi vannkraft AS	x	x	x	x		
REN	x	x	x			
Lofotkraft AS	x	x				
Energi Norge	x	x	x			
Lyse Elnett AS	x					
Hålogaland Kraft Nett AS	x	x				
Tensio AS		x				
BKK Nett AS	x					
DistriktsEnergi	x	x				
Skagerak Nett AS	x	x		x		
Norsk Olje & Gass						
Hydro AS	x	x		x		

*) SØKNADSMALER og VEILEDER FOR SØKNADSPLIKT, høringsinnspill og svar er inkludert i hoveddokumnet; Oversendelse til RME

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
		<p>Lyse Elnett</p> <p>Svar:</p>	<p>Lyse Elnett mener de foreslåtte endringene vil være av stor økonomisk betydning for den enkelte konsesjonær. Etter vår vurdering er de tekniske kravene i veilederen basert på optimale og kostnadskrevende løsninger som ikke er begrunnet i samfunnsøkonomiske prinsipper. Vi kan ikke se at det er hensyntatt at det overordnede distribusjonsnettet ikke alltid driftes likt transmisijsnettet.</p> <p>Ja, i NVF forsøkes det å stille minimumskrav som faste krav til det enkelte anlegg i forhold til jordingssystem, spenningsområde og funksjon i kraftsystemet. Men i noen tilfeller mener systemansvarlig det ikke er rasjonelt å stille minimumsløsninger som faste krav, men at funksjonskrav bør kunne tilpasses, behovsprøves i hvert enkelt tilfelle.</p> <p>Et eksempel på at ønske om minimumskrav er fulgt, er funksjonskrav om fullverdig koblingsanlegg i et fordelingspunkt. Her er minimumskravet at der skal være koblingsanlegg i et fordelingspunkt. Mens det stilles høyere krav for anlegg med høyere spenninger (høy og høyeste fleksibilitet). Det vil kunne være aktuelt å lette på kravet/ behovsprøve kravet med tanke på å eventuelt kunne benytte T-avgrening. Slik gir behovsprøving mulighet for å tilpasse krav til en løsning enklere enn minimumskravet. Men det er som påpekt viktig at saksbehandlingen blir effektiv for alle parter, derfor legges det opp til ved revidering av NVF etter høringsinnspill, at krav til dokumentasjon avgrenses, samt at forventning om rapport begrenses til uttalelse. Se forøvrig justeringer for de ulike krav og behovsprøvinger under.</p> <p>Det bemerkes forøvrig at minimum funksjonskrav ikke skal forveksles, eller forventes, å sammenfalle med minimum krav til sikkerhet i forhold til andre regelverk (FEF).</p> <p>Systemansvarliges hovedmål er å sikre at anleggene har funksjonsegenskaper som sikrer en god foryningsikkerhet og tilfredsstillende leveringskvalitet for helheten, og slik at andre berørte anleggseiere og brukeres interesser ivaretas. Det er de regionale netteierene som kjenner anleggene best og hvilke lokale behov som er viktige å ivareta i utformingen av anleggene. Dagens økonomiske regulering gir selkapene incentiver til å minimere egne kostnader, men gir ikke incentiver til å ivareta helheten eller andre tilknyttede anleggseieres behov. Gjennom behovsprøvingen legges det opp til at funksjonskravene kan tilpasses der de generelle kravene ikke oppfattes å være hensiktsmessige og slik ivareta kravet om samfunnsøkonomisk rasjonell utforming av anleggene. Tilsvarende konsesjonsprosessen, hvor det er myndighetene som setter de overordnede kravene og vilkårene og hvor tiltakshaver er ansvarlig for å dokumentere kostnader og begrunne det samfunnsøkonomiske nytteverdien av anleggene som omsøkes, er det naturlig at det er tiltakshaver som dokumenterer at anlegg bør ha svakere funksjonsegenskaper enn det som er lagt til grunn i systemansvarliges veiledning.</p>
del I Generelle Føringer. Kap. 2	Veilederens oppbygging	Skagerak Energi	<p>Nye (tekniske) funksjonskrav til anlegg ved endringer burde presiseres til endringer i relevant anleggsdel. Dette vil gi en tydeligere grense for hvilke endringer som trigger de ulike funksjonskravene. Uten bedre avgrensning her er det mulig å fremsette funksjonskrav til oppgraderinger til stadig tilgrensende anleggsdeler utover der opprinnelig anleggsendring skal gjøres.</p> <p>Svar: Systemansvarlig vurdering og vedtak om funksjonsegenskapene er knyttet til de deler av anleggene som søkes installert eller endret og ikke til alle tilgrensende komponenter. Teksten suppleres for å tydeliggjøre dette.</p>
del I Generelle Føringer. Kap. 2	Veilederens oppbygging, anbefalinger	Lofotkraft BKK Nett	<p>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.</p> <p>Videre mener BKK Nett at punkter som er "anbefalinger" bør tas ut av NVF.</p> <p>Svar: Anbefalinger som vurderes å kunne bidra til en kostnadsdrivende "best praksis" tas ut av NVF, og flyttes eventuelt til bakgrunnsdokument.</p>
del I Generelle Føringer. Kap. 1	Formål og virkeområde § 14	Energi Norge	<p>Uoverensstemmelse/behov for å endre retningslinje og fos-paragraf:</p> <p>Uoverensstemmelsen består primært i at DSO-enes rolle som RSO, beskrevet i RfG, ikke er hensyntatt i høringsforslaget. Videre kan det synes som virkeområdet foreslås utvidet i forhold til hva som gjelder etter RfG. Det begrunnes i at tilknytningskodene ennå ikke er gjort gjeldende i norsk rett, men dette er ikke konsistent med at NVF i stor grad har tatt opp i seg de tekniske kravene som gjelder relevante anlegg nettopp etter tilknytningskodene RfG, DCC og HVDC.</p> <p>Svar: Systemansvarlig har forholdt seg til det oppdraget vi har fått av myndighetene gjennom forskriften for systemansvaret - å lage retningslinjer til hvordan systemansvaret utøves. I den grad det er fornuftige krav i tilgrensende regelverk, eksempelvis RfG, eller behov gitt av tidligere erfaringer eller konkrete forslag fra aktører, er dette tatt inn der vi oppfatter at dagens fos gir hjemmel for dette. Vi har mao. ikke implementert EU regelverk. Ettersom RME skal godkjenne våre anbefalte retningslinjer, har systemansvarlig heller ikke anledning til å foreslå praktisering av et regelverk som ikke er tatt inn i norsk lov og som er underlagt OED å implemetere.</p>

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
del I Generelle Føringer. Kap. 1	Formål og virkeområde § 14	Energi Norge	<p>Energi Norge er positive til at relevante krav fra tilknytningsforordningene er søkt inkludert i NVF, men vil påpeke at NVF ikke bør stille strengere krav enn tilknytningsforordningene legger opp til for å ivareta norske aktørers konkurransevne i et stadig mer integrert europeisk kraftsystem. Ei heller bør NVF ha et bredere virkeområde.</p> <p>Svar: Inntil myndighetene har fastsatt noe annet, forholder systemansvarlig seg til gjeldende norsk regelverk regulert av energiloven, energilovforskriften og forskrift om systemansvaret. De krav systemansvarlig stiller er innenfor dagens hjemmelsgrunnlag.</p> <p>Forøvrig er systemansvarlig av den oppfatning at det er avgjørende å sikre at funksjonsegenskaper i eksisterende anlegg opprettholdes og videreutvikles for å ivareta nasjonale interesser og behov for en sikker og effektiv energiforsyning også etter at europeisk regelverk er implementert i norsk lov. Etter vår vurdering er det europeiske regelverket ikke til hinder for å sikre dette også i fremtiden.</p>
del I Generelle Føringer. Kap. 1 og 2	Formål og virkeområde § 14	Energi Norge	<p>Energi Norge mener nettkodene må tas inn i norsk rett på en helhetlig og konsistent måte. At Statnett her har valgt å ta inn noen deler av regelverket gitt i EUs tilknytningskoder, men ikke gjort dette på en helhetlig måte, er problematisk. Dette er særlig problematisk fordi tilknytningskodene ikke formelt har trådt i kraft i Norge. Når Statnett likevel har gjort dette valget, har vi følgende innspill: For det første må alle bestemmelsene i tilknytningskodene tas inn når nettkodene er trådt i kraft i Norge. Videre må det gå klart frem av endelig NVF etter denne høringsrunden hvilke bestemmelser i NVF som bygger på FIKS og hvilke bestemmelser som er hentet fra tilknytningskodene og inkludert i NVF fordi de "oppfattes som nødvendige for funksjonsegenskaper i kraftsystemet".</p> <p>Svar: Systemansvarlig støtter Energi Norges synspunkt om at EUs forordninger bør inntas i norsk rett på en konsistent måte. Dette er et ansvar som tilligger OED og ikke systemansvarlig. Som allerede nevnt har ikke systemansvarlig implementert noen EU forordninger, men foreslått tatt inn relevante krav i tillegg til andre tilpasninger, der vi har hjemmel i eksisterende norsk regelverk og hvor dette etter vår oppfatning forbedrer funksjonskravene til anlegg systemansvarlig fatter vedtak om. Hvorvidt slike krav er basert på EU regelverk, internasjonale normer og standarder, erfaringer med dagens praksis og driften av kraftsystemet eller innspill fra aktører er mindre relevant, så lenge kravene oppfattes som formålstjenlige og oppfattes som nødvendige funksjonsegenskaper for kraftsystemet.</p>
del III, kap. 10 Forbruksanlegg og Nettanlegg tilknyttet regional- eller transmisjonsnett et	EU kode DCC i forhold til NVF	Energi Norge	<p>DCC gjelder for nye transmission-connected demand facilities, transmission connected distribution facilities, distribution systems og demand units used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response services. Dette i henhold til artikkel 3 i DCC. Videre gjelder DCC også for anlegg med såpass betydelige endringer at en ny tilknytningsavtale er nødvendig, i henhold til artikkel 4 i DCC. Statnetts veileder beskriver i stor grad at virkeområdet til NVF skal gjelde nye anlegg eller anlegg med reinvesteringer som gir andre eltekniske løsninger. Ny tilknytningsavtale og andre eltekniske løsninger kan ikke tolkes ordrett som det samme og kan gi NVF et større virkeområde enn DCC. Vi ber derfor Statnett redegjøre for hvordan de ser på denne forskjellen i dag og hvordan virkeområde skal håndteres når DCC er trådt i kraft også i Norge. Vi ber også Statnett redegjøre for hvorfor ikke DCC er relevant i forbindelse med å stille krav til nettanlegg, da dette ikke synes klart for oss i henhold til DCCs virkeområde som beskrevet ovenfor.</p>

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
		Svar:	<p>Det tilligger ikke systemansvarliges mandat eller rolle å redegjøre i disse retningslinjene eller i NVF for hvordan vi ser på forskjellen mellom DCC forordningen og systemansvaret eller hvordan virkeområdet skal håndteres når DCC trer i kraft i norsk rett. Det er myndighetenes ansvar å avklare hvordan EUs regelverk skal implementeres i norsk lov og hvordan disse skal avstemmes i forhold til eksisterende norsk rett.</p> <p>Tilsvarende som for RfG forordningen er ikke DCC forordningen en del av norsk rett og gir heller ikke føringer for beskrivelsen av vår utøvelse i retningslinjer for systemansvaret.</p> <p>Videre gir NVF veiledning om de tekniske funksjonskrav systemansvarlig legger til grunn når vedtak iht. fos§14 fattes. Slik sett er funksjonskravene ikke gjeldende før vedtak er fattet. Veiledningen er ment å hjelpe aktørene slik at de på et tidlig tidspunkt kan ta hensyn til det systemansvarlige legger til grunn i vår saksbehandling. Systemansvarliges vedtak kan påklages til RME dersom søker mener at våre krav er uforholdsmessig strenge. Videre er virkeområdet til NVF forankret i forskrift om systemansvaret. Strukturen i NVF er søkt sett i sammenheng med tilknytningsforordningene med relevante referanser til forordningene. Dette for å gjøre det enklere å revidere NVF igjen i framtiden, når tilknytningsforordningene tas inn i norsk lov, samt hvis fos og NVF sitt virkeområde endres.</p>
del II Nettanlegg kap 3.2	Akronymer, forkortelser og definisjoner	Agder Energi Nett Svar:	<p>Nett som kan bli direktejordet. For AEN fremstår dette som en uklar definisjon</p> <p>Formuleringen "<i>Nett som kan bli lavohmig eller direktejordet</i>" tas ut, og blir erstattet av; <i>Nett som har beslutning om å bli lavohmig eller direktejordet: Nett der konsejonær(er) har besluttet å endre systemjording til å bli lavohmig eller direktejordet.</i></p>
del II Nettanlegg kap 4.1.1 Kap 4.1.1.1 og 4.1.1.2	Kraftledning, revolvering	Sogn og Fjordane Energi Lyse Elnett Svar:	<p>"best mulig symmetri" bør endres til "tilstrekkelig symmetri"</p> <p>Det bør presiseres om revolveringskravet gjelder alle ledninger, uansett lengde. Eventuelt angi minste lengde kravet refereres til.</p> <p>Foreslått endring fra SFE tas inn i revidert NVF, formuleringen "<i>tilstrekkelig symmetri</i>" blir tatt inn i revidert utgave av NVF. Teknisk forklaring: Høringsforslagets formulering "best mulig symmetri" kan i ytterste konsekvens medføre at nett med kompensert systemjording blir så symmetrisk at regulator for Petersenspoler ikke finner nettets resonanspunkt for alle koplingsbilder. Det er ikke ønskelig og heller ikke formålet med kravet om revolvering av ledninger. Videre vil foreslått endring ikke forringe kvaliteten til revolvering av ledninger i lavohmig og direktejordet nett som beskrevet i kapittel 4.1.1.2 Praktisering ... Kravet til maksimal tillatt 310-strøm vil uansett være styrende for antall revolveringspunkter.</p> <p>Vedr. kommentar fra Lyse Elnett: Kapittel 4.1.1.1 Praktisering av funksjonskrav om revolvering for kompensert nett: For ledninger i nett med kompensert systemjording må netteier vurdere konsekvens av å ikke revolvere en ledning i forhold til oppfyllelse av krav/praktisering i kapittel 4.1.1.1. Systemansvarlig vurderer derfor at forslaget fra Lyse Elnett ikke er hensiktsmessig å inkluderes i revidert utgave av NVF.</p> <p>Kommentar i forhold til Kapittel 4.1.1.2: For ledninger i lavohmig eller direktejordet nett gjelder kravet til maksimal 310-strøm uansett ledningens lengde. Systemansvarlig vurderer derfor at forslaget fra Lyse Elnett ikke er hensiktsmessig å inkluderes i revidert utgave av NVF.</p>
del II Nettanlegg kap. 4.1.1	Kraftledning, Praktisering revolvering	Agder Energi Nett Svar:	<p>AEN er usikker på hvordan praktisering for revolvering skal praktiseres kun omhandle nye linjer, eller om det kan komme pålegg om evaluering av hele det galvaniske nettet, og ønsker klargjøring</p> <p>Netteier må selv vurdere behovet i eget nett ved bygging av nye linjer. I prinsipp kan dette utløse behov for at eksisterende kraftledninger også bør revolveres.</p>

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
del II Nettanlegg kap 4.1.2	Funksjons- krav om gjennom- gående jord- forbindelse	Distrikts- energi Svar:	<p>NVF inneholder en mengde nye krav som vil kunne påføre konsesjonærene ekstra kostnader:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Funksjonskrav om gjennomgående jordforbindelse på alle nye ledninger, også i nett som i dag er kompensert (dvs. ikke direktejordet). <p>Vedr. lavohmig eller direktejordet nett: Gjennomgående jord er også hensiktsmessig for å kunne oppfylle funksjonskrav til vernsystem. Derfor beholdes tekst som i høringsutgave mht nye ledninger i lavohmig eller direktejordet nett.</p> <p>Vedr. Nett som kan bli lavohmig eller direktejordet: I revidert utgave av NVF vil det bli implementert en formulering som i praksis gjør at det er netteier selv som vurderer om eget nettanlegg kan/vil bli lavohmig eller direktejordet i framtiden. Det er nok svært få om noen netteiere som vil pålegge seg selv en slik overgang. Av den grunn vil nok et slikt krav i liten grad påføre konsesjonærene ekstra kostnader. Om en netteier skulle pålegge seg selv en slik overgang kan Vattenfall-løsningen benyttes også om ledninger ikke har gjennomgående jordforbindelse. Netteier må selv påse at relevante paragrafer i fef knyttet til person- og utstyrssikkerhet oppfylles.</p> <p>I revidert NVF endres kapittel 4.1.2.1 til følgende tittel: Praktisering av funksjonskrav om gjennomgående jord for kraftledning i nett som har beslutning om fremtidig lavohmig eller direktejordet systemjording.</p>
del II Nettanlegg kap 4.1.2.1	Kraftledning, Praktisering av funksjonskrav om gjennomgående jord for kraftledning i nett som framtidig kan bli lavohmig eller direktejordet.	Sogn og Fjordane Energi Lofotkraft Nordlands- nett Svar:	<p>"Det bør også fundamenteres i Forskrift om energiutredninger om det skal ligge som grunnlag i retningslinjene".</p> <p>Hele punktet bør strykes</p> <p>Det er vår vurdering at det vil gi en mer samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftsystemet, om de nevnte kravene kun gjelder for regionalnett der det er besluttet å legge om til direktejordet nett, på et gitt tidspunkt i framtiden.</p> <p>Svar: Nordlandsnett sin kommentar tas til følge: Endres til: 4.1.2.1 Praktisering av funksjonskrav om gjennomgående jord for kraftledning i nett har beslutning om fremtidig lavohmig eller direktejordet systemjording</p>
del II Nettanlegg kap 4.1.2.2	Kraftledning, Informasjon	Lofotkraft Svar:	<p>Informasjon om gjennomgående jordforbindelse for kraftledning i nett som framtidig kan bli lavohmig eller direktejordet. Hele punktet bør strykes</p> <p>Svar: Kommentartas til følge. Dette er informasjon og ikke krav. Men punktet tas ut av revidert NVF, informasjonen overføres til bakgrunnsdokument</p>
del II Nettanlegg kap 4.1.2.3	Kraftledning, Anbefaling	Lofotkraft Hålogaland Kraft Nett	<p>Anbefaling for eksisterende kraftledninger i nett som kan bli lavohmig eller direktejordet –overgangsløsning uten gjennomgående jord.</p> <p>Punktet henviser til direktejording uten gjennomgående jord. Dette er en løsning som er praktisert i Sverige av Vattenfall, kjent som «Vattenfallsløsningen». 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.</p> <p>Sintef studien angående Sørnettet slår fast at man ikke trenger gjennomgående jord for å tilfredsstillende forskriftene i et spolejordet nett. Det er store kostnader forbundet med å etablere gjennomgående jordledning på eksisterende ledninger. Også ved nyanlegg er det betydelige kostnader forbundet med dette, både ved ekstra prosjektering, ekstra dimensjonering av master med hensyn til både styrke og høyde, ekstra materialkostnader, ekstra kostnader ved montasje og ekstra anleggskostnader ved å etablere mange jordingspunkter langs linja. Alle anbefalinger og oppfordringer til å etablere gjennomgående jord på nett som ikke er direkte- eller lavohmigjordet bør fjernes fra NVF. I motsatt fall må den samfunnsøkonomiske nytten av dette dokumenteres.</p>

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
		Svar:	<p>Kapittel 4.1.2.3 endres til; Praktisering for eksisterende kraftledninger i nett som har beslutning om fremtidig lavohmig eller direktejordet systemjording - overgangsløsning uten gjennomgående jord. Teknisk kommentar til høringsinnspill fra Lofotkraft og HLK: Vattenfall i Sverige er eier ca. 50 % av alle stasjon- og nettanlegg i det direktejordede 132 kV nettet. I dette nettet har Vattenfall benyttet den såkalte "Vattenfall-løsningen" dvs. et jordstrømvern for frakopling av fasebrudd og feil mot jord på ledninger i deres direktejordede 132 kV nett i 68 år. At de har benyttet denne løsningen i så mange år forstås utelukkende slik at dette er en meget god vernløsning. Nettanleggene i Vattenfalls direktejordede 132 kV nett består av ledninger med en eller to gjennomgående jordforbindelser og av ledninger uten gjennomgående jordforbindelse. Uansett type ledning benyttes jordstrømvernet for frakopling av fasebrudd og feil mot jord. Sistnevnte ledningstype er identisk med ledninger i norske spolejordede 132 kV, men med ett unntak. For enkelte 132 kV ledninger uten gjennomgående jordforbindelse er det benyttet ståltraverser som ikke har forbindelse til jord. I det norske 132 kV nettet er det i hovedsak benyttet tretraverser. Bortsett fra dette er det ingen forskjeller i det svenske og norske 132 kV ledningsnettet. I Svergie finnes en svensk "fef" som er tuftet på de samme internasjonale normer og standarder som for fef. Følgelig er majoriteten av paragrafene i svensk "fef" tilnærmet like med fef og i noen få tilfeller strengere. Basert på informasjonen ovenfor sees ingen betenkligheter med å anbefale den såkalte "Vattenfall-løsningen" i NVF. I Sintefs tekniske rapport "TR 2019_00435_Elektroteknisk vurdering av alternative systemjordinger for Sørnettet.pdf" er det ikke skrevet at de advarer mot å innføre den såkalte "Vattenfall-løsningen" i Sørnettet. På bakgrunn av argumentasjonen over blir kapittel. 4.1.2.3 omarbeidet, og ikke fjernet i revidert NVF. Dette velges for at konsesjonærer skal ha aktuelle valg og mulighetsrom tilgjengelig for å kunne gjøre rasjonelle valg i forhold til utvikling av kraftsystem mht. systemjording.</p>
del II Nettanlegg kap 4.1.3	Kraftledning, Informasjon og generelle anbefalinger om gjennom- gående jord- forbindelse	Lofotkraft	<p>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 jordpotensialet 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.</p> <p>Svar: Dette er en anbefaling (altså ikke et krav), men kommentar tas til følge ved at det legges opp til at kapittel 4.1.3 tas ut av NVF, men inkluderes i stedet i bakgrunnsdokument; Begrunnelser og anbefalinger for NVF 2020.</p> <p>Tekniske kommentarer til innspill I nett med isolert eller kompensert systemjording der ledninger ikke har gjennomgående jordforbindelse er det økt sannsynlighet for at vernsystemet ikke vil gi planmessig frakobling av doble jordfeil.</p> <p>Kommentaren fra Lofotkraft henviser til kapitlet der det omtales nye ledninger. Nye ledninger med gjennomgående jord skal være tilstrekkelig dimensjonert slik at konsekvensen av å flytte jordpotensialet opp i mast ikke øker sannsynligheten for feil. Om det skulle oppleves at en ny ledning dimensjonert for gjennomgående jord har svært høy rate av feil mot jord er sannsynligheten stor for at isolasjonsavstandene er feildimensjonert.</p>

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
del II Nettanlegg kap. 4.2	Kabelanlegg	REN	<p>Spenningsnivå: Spenningene for kabelanlegg benevnes med U0, U og Um, der U0 = merkespenning mellom fase og jord. U = merkespenning mellom to faser (linjespenning). Um = maksimal driftsspenning mellom to faser (linjespenning).</p> <p>Un er ikke definert i IEC 60840 som er kabelnormen 36-170kV</p> <p>Anbefaling: Definisjonene må være enkle og tydelige, det er aktuell linjespenning i nettet som må definere isolasjonsnivået. Gitt at en benytter 132kV, gir en jordfeilfaktor på 2,2 en maksimal spenning på 168 kV. Normen går kun opp til 170kV.</p> <p>Svar: Kommentarer om definisjoner for Uo, U og Um tas til følge og flyttes til forkortelser i kapittel 3.2.</p> <p>Un defineres som Nominell spenning - spenningen som et system er betegnet eller identifisert ved. Og tekst i kap. 4.2.3.1 justeres slik at det skal bli klart at; Konesjonær/ netteiere skal bestemme nettets fraktiske jordfeilfaktor. Og at denne ikke nødvendigvis er 2,2</p>
del II Nettanlegg kap 4.2.3.1	Kabelanlegg, Praktisering av funksjonskrav om	Lofotkraft	<p>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.....»</p> <p>Svar: Kommentar tas til følge, og tekst i NVF revideres til: <i>Konesjonær/ netteiere skal bestemme nettets faktiske jordfeilfaktor basert på målinger og/ eller beregninger</i></p>
del II Nettanlegg kap 4.2.3.1 .. Også relevant for transformatorer; kap. 5.3.1.5. .. Og for overspenningsavledere ved kap. 5.2.5.1	Kraftledning	Agder Energi Nett	<p>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 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 dag.</p> <p>Svar: <u>Begrunnelse for åttetimers kravet:</u> Paragraf 4-3 i fef stiller krav om at enkel jordfeil i nett med isolert eller kompensert systemjording skal frakoples hurtigst mulig og innen 120 minutter. Med basis i denne paragrafen kan det ansees som tilstrekkelig at enheter kun dimensjoneres for 120 minutter. Stående jordfeil kan være tidkrevende å lokalisere, blant annet fordi det normalt tilstrebes å unngå forsyningsavbrudd ved feilsøking. Uværsperioder med for eksempel storm, lyn eller tunge snøfall kan forårsake flere tett påfølgende forbigående og stående jordfeil. I praksis kan nettet dermed bli eksponert for forhøyede fasespenninger i mer enn de 120 minutter som fef omtaler. Enheter eller komponenter i nettet som kun er dimensjonert for 120 minutter må i så fall frakoples nettet. Konsekvensen kan være forringet forsyningsikkerhet, i verste fall avbrudd for sluttbrukere. P-spoler som må koples ut på grunn av grensen på 120 minutter vil i mange tilfeller medføre at nettet blir underkompensert. Avhengig av hvor mye underkompensert nettet blir driftet, kan det forventes en økning i antall stående jordfeil. Videre vil et større volum av stående jordfeil øke sannsynligheten for dobbel jordslutning, noe som forårsaker store vagabonderende strømmer i jord, med til dels vilkårlig strømbane. I sum kan en økende grad av underkompensert drift ha som konsekvens at flere paragrafer i fef ikke oppfylles. I NVF og i tidligere FIKS har systemansvarlig derfor stilt krav om at komponenter i nettet må være dimensjonert for forhøyede fasespenninger tilsvarende nettets jordfeilfaktor i inntil åtte timer. <u>Vedrørende AEN kommentar som etterspør tilsvarende krav om å hensynta jordfeilfaktor for apparatanlegg:</u> 8 timers krav i og jordfeilfaktor er relevant også for transformatorer og gjennomføring på transformator, se kap. 5.3.1.5, samt for spenningstransformatorer, se kapittel 6.6.11. 8 timers krav og jordfeilfaktor vil også være relevant for Overspenningsavledere, se nytt kapittel 5.2.5.1</p>
del II Nettanlegg kap. 4.2.3.1	Jordfeilfaktor 2,2	Elvia	For strengt krav. 2,2 er for høyt i mange nett.

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
		Svar:	I høringsutgaven av NVF står det ikke at det skal legges til grunn en jordfeilfaktor på 2.2. Derimot, det står at konsesjonær/netteier skal bestemme nettets jordfeilfaktor og følgelig legge den til grunn ved isolasjonsdimensjonering av enheter eller komponenter i aktuelt nett. Tekst i NVF tydeliggjøres; Konsesjonær/netteier skal bestemme nettets faktiske jordfeilfaktor basert på målinger og/eller beregninger
del II Nettanlegg kap. 4.2.4	Funksjonskrav om overlastbarhet. 20% for	Elvia	Man må oppgi en forutsetning om forhåndslast som er lavere en nominell belastning. Samme krav for komponenter i koblingsanlegg beskriver en f århåndslast på 70 % av termisk grenselast. Den samme forutsetning på 70 % av termisk grenselast/nominell last må komme inn for kabelanlegg.
del II Nettanlegg kap. 4.2.4	Funksjonskrav om overlastbarhet	REN	Funksjonskrav om overlast; som nevnt i møte er det bedre å benytte prosjektert overføringsevne. Nominell verdi er noe som europeiske normer har vært uenige i en lengre tid. Nå har bransjen sammen med REN utviklet et beregningsverktøy som kan benyttes for og beregne termisk grenselast i en kabel. Programmet skal videreutvikles til å kunne beregne termisk tregthet ref 15 min verdi. Dette er, som referansegruppen sier, ikke et problem. Utfordringen med nominelle verdier er at disse ikke eksisterer, alt er avhening av forlegningsmåte. Det nærmeste man kommer en nominell verdi er i forhold til en standard forlegging med gitt temperatur, forlegningsmåte, termisk ledningsevne i omfyllingsmasse/jordsmonn osv. Svar: Kommentarene tas til følge og punkt 4.2.4. oppdateres og tydeliggjøres ved at teksten kompletteres : Kabler i overføringsanlegg eller som del av linjeoverføring eller transformatoranlegg skal dimensjoneres for å tåle 20% overlast i 15 minutter referert kontinuerlig termisk grenselast, forutsatt at kabler først var belastet stasjonært på ≤70% av kontinuerlig termisk grenselast. Kontinuerlig termisk grenselast vil si prosjektert overføringsevne (tatt hensyn til aktuell forlegningsmåte, temperatur, termisk ledningsevne i omfyllingsmasse/ jordsmonn mm).
del II Nettanlegg kap. 5. Koblingsanlegg og Stasjoner	Nett som kan bli direktejordet	Skagerak Energi	Generelt burdekrav til kompensert nett som kan bli ombygget til lavohmig-/direktejordetnett formuleres som anbefalinger eller fjernes fra NVF. Dette vil gi konsesjonærene mer fleksibilitet til å gjøre investeringsbeslutningene for nødvendige oppgraderinger på et tidspunkt som er samfunnsøkonomisk gunstig. Ved en ombygning til lavohmig-/direktejordet nett vil de høyere kravene for slik nett gjelde uansett, og vil være dekkende for nødvendig funksjon i kompensert nett i en overgangsfase. Avsnittene om nett som kan bli direktejordet eller lavohmig kan imidlertid stå som anbefalinger, i den grad systemansvarlig mener dette er en god praksis for en kostnadseffektiv overgang. Svar: Kommentar er tatt til følge slik at relevante delkapitler i NVF nå omhandler "Nett som har beslutning om å bli lavohmig eller direktejordet" . Dette slik at det gis praktisering og anbefalinger i forhold til den systemjording og eventuell overgang/ endring av systemjording som konsesjonær(er) velger,
del II Nettanlegg kap. 5. Koblingsanlegg og Stasjoner	Krav til fleksibilitet	Hydro Energi AS	Selv om det er ulike hjemmelsgrunnlag for de to forskriftene, vil Hydro anmode om at man sikrer at det ikke stilles høyere krav til anleggsutforming enn hva som følger av kraftberedskapsforskriften, og at man har en god begrunnelse basert på en kostnadseffektiv utforming av anlegget. Vi tenker da spesielt på bryterløsninger for avganger til produksjons- og industrianlegg. Svar: Systemansvarlig er av den oppfatning at det kan stilles strengere krav til funksjonalitet enn det KbF legger opp til dersom dette oppfattes som samfunnsmessig rasjonelt sett ut i fra den operative driften av kraftsystemet. Det må imidlertid foreligge gode grunner for dette og det bør legges til grunn at kravene kan behovsvurderes.
del II Nettanlegg kap. 5.1.1	Krav om autonome anleggsdeler som også inkluderere objektmaskin og vern	Elvia	Svar: Åpne for at med prosessbus kan kontrollanlegg inkl. vern ha en sentral plassering. Tekst i NVF kap 5.1.1.2 oppdateres (fjerner teksten 'objektmaskin og vern'). Kommentar: Der en vernfunksjon er reserve for annen vernfunksjon, skal disse være innbyrdes uavhengige, ref. kapittel 7. NVF stiller ikke krav som er til hinder for at f.eks. "vernsystem 1" for flere avganger kan samles i felles enhet, så lenge de er funksjonsmessig uavhengige i forhold til "vernsystem 2" for de samme avganger.

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
del II Nettanlegg kap 5.1	Flexibilitet v seksjonert samleskinne	Sogn og Fjordane Energi Svar:	Kravet om autonome anleggsdelar (5.1.1.2) kan tolkast som om ringsamleskinne ikkje kan brukast. Flexibilitet gjennom seksjonert samleskinne bør være akseptert og eksempel på dette bør inkluderes i retningslinjene Vi ser ikke at løsning med seksjonert samleskinne eller ringsamleskinner kommer i konflikt med funksjonskrav for autonome anleggsdeler. Alle muligheter for å oppnå høy fleksibilitet er ikke beskrevet under informasjon i NVF. Behovsprøving av funksjonskrav om høy fleksibilitet kan oppnås i tilfelle redundans er ivarettatt i kraftsystem. For å oppnå avbruddsfri forsyning kan ringdrift av kraftsystem, samt hensiktsmessig seksjonering av samleskinne i stasjoner være aktuelle løsninger. Se også 5.1.4.4 punkt 1.
del II Nettanlegg kap. 5.1.4	Koblingsanlegg med nominell system spenning. 110≤ Un<220 kV Høy fleksibilitet	Agder Energi Vannkraft AS Svar:	Ca 75 % av kraftstasjonene våre tilknyttet 110kV eller 132kV er anlegg kbF klasse 1 eller 0, og typisk utført med enkel fleksibilitet. Dette er kostnadseffektive løsninger, vedlikeholdsvennlige og med god pålitelighet. Lav konsekvens er ivarettatt ved at hvert enkelt anlegg ikke er så stort i ytelse/årsproduksjon og / eller ved mulighet for rask reparasjon eller omkobling. AEVK ser positivt på funksjonskravene slår fast at de fleste av disse anleggene kvalifiserer til enkel fleksibilitet da de driftes på produksjonsradial/tamp. Omfang av behovsprøving knyttet til enkel fleksibilitet for resterende anlegg blir dermed begrenset. Ja, vi tolker dette dithen at funksjonskravene er hensiktsmessig ved at det åpnes for behovsprøving i forhold til å benytte enkel fleksibilitet for produksjonsanlegg som driftes på en produksjonsradial (tamp) som beskrevet i 5.1.4.2 og 5.1.4.4, samt 5.1.6.1.
del II Nettanlegg kap 5.1.2.2	Praktisering av funksjonskrav om fullverdig koblingsanlegg	Lofotkraft Svar:	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 Takk, korrektur utført. Ja forslaget om høy, middels og lav fleksibilitet er interessant, men vi velger å ikke endre betegnelser nå, så sent i prosessen.
del II Nettanlegg kap. 5.1.2.2	"funksjonalitet med synlig brudd (skillebryter)" - FEF åpner for at kravet om synlig brudd kan renoseres på f.eks.i	Elvia Svar:	Kravet her om synlig brudd må tas bort. Skrivefeil i første del av siste avsnitt i dette kapitlet. Endre "synlig brudd" til "-inkludere brytere som i åpen posisjon har en isolasjons distanse i henhold til spesifikke spenningskrav (skillebryter) Fjern tekst "krav e" i siste avsnitt Kommentar tas til følge, ved at vi sletter setningen: Koblingsanlegget vil vanligvis inkludere brytere med funksjonalitet for synlig brudd (skillebryter) , samt brytere for sikker jording (jordbryter) i forhold til relevante regelverk.(FEF). Skrivefeil i siste avsnitt blir også rettet.
del II Nettanlegg kap. 5.1.3	Koblingsanlegg med nominell systemspenning ≥220 kV	Distrikts-Energi Svar:	NVF inneholder en mengde nye krav som vil kunne påføre konsesjonærene ekstra kostnader: Funksjonskrav om høyeste fleksibilitet til stasjoner med koblingsanlegg med systemspenning ≥ 220 kV, og anlegg med systemspenning ≥ 132 kV som har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten. Kravet innebærer blant annet at alle koblingsanlegg på nevnte spenningsnivåer skal ha dublerede samleskinner, dublerede effekt- og skillebrytere, dublerede strømtransformatorer og annen nødvendig utrustning på alle avganger. Kravet gjelder tilsynelatende også for gassisolerte anlegg (GIS-anlegg). JA, det er riktig fortolket for spenningsområde ≥132 kV med vesentlig betydning for forsyningssikkerheten , normalt transmisjonsnett. Det er i hovedsak riktig fortolket Generelt gjelder at viktigheten av et anlegg er retningsgivende for funksjonalitetskravene. I revidert NVF gis det for spenningnivået 110≤Un<U også mulighet for å behovsprøve i forhold til bruk av enkle effektbrytere for de avganger som vurderes ikke vesentlige for forsyningssikkerheten.

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
del II Nettanlegg kap 5.1.3.2 kap. 5.1.4.1	Funksjonskrav om høyeste fleksibilitet/ Funksjonskrav om høyeste fleksibilitet for koblingsanlegg med nominell systemspennning ≥ 132 kV som har vesentlig betydning for forsyningssikkerhet Praktisering av funksjonskrav om høyeste fleksibilitet	Lofotkraft Hålogaland Kraft	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.
5.1.3.2 del II Nettanlegg kap 5.1.3.2	Praktisering av funksjonskrav om høyeste	Agder Energi Nett Svar:	"koblingsanlegg med nominell systemspenning ≥ 132 kV som har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten bygges med krav om høyeste fleksibilitet". Høyeste fleksibilitet er kostandskrevende, og bør kun gjelde transmisjonsnett Krav til høyeste fleksibilitet for spenningsnivå $110 \leq U_n < 220 \leq 132$ kV som har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten kan behøvsprøves. Dette i forhold til bruk av enkle strømtransformatorer, samleskinnevern og i forhold til bruk av enkle effektbrytere for avganger som ikke er vesentlig for forsyningssikkerheten. Revidert NVF oppdateres for å reflektere dette.
Kap. 5, 6, 7		BKK Nett Svar:	For anlegg i lavohmig jordet 132kV nett med vesentlig betydning for forsyningssikkerheten stilles det videre krav om at anlegget skal bygges med høyeste grad av fleksibilitet. Dette innebærer bl.a. krav om doble effektbrytersystemer, doble strømtransformatorer, to-fase samleskinnevern og en-fase gjeninnkobling). I tillegg til konsekvenser for selve kontrollanlegget vil dette også få betydning for hvilke bryteranlegg vi kan benytte og gi økt plassbehov både til utendørs areal, ekstra batterirom m.m. Det stilles også krav om dublerede batterisystemer, samt krav om to uavhengige vernsystem av ulikt fabrikat, modell eller måleprinsipp. Krav til frakoblingstid for linje og samleskinne er endret fra 400 til 100 ms, noe som kan gi økt behov for kommunikasjonsløsninger mellom stasjoner. BKK Nett kan ikke se at nytten av så strenge krav står i forhold til kostnadene dette vil medføre i alle tilfeller. Det bør derfor i større grad legges opp til at det kan vurderes fra sak til sak hvilke krav som skal stilles basert på en kost-nytte vurdering. NVF revideres slik at krav til dublerede batterisystem tas bort. for spenningsområde $110 \leq U_n < 220$, se også tekst i kap 2.8 i Oversendelse til RME
del II Nettanlegg, kap. 5.1.3 og 5.1.3.3	Koblingsanlegg med nominell systemspennning ≥ 220 kV Høyeste fleksibilitet	Statkraft	Vedrørende behovsprøving av funksjonskrav om høyeste fleksibilitet ved endring og/ eller utvidelse av koblingsanlegg i eksisterende stasjon. Alle eksisterende anlegg bør ha mulighet for behovsprøving uavhengig av hvor stor ombygging blir. For eksempel ved total ombygging av stasjon grunnet endring av spenningsnivå så bør det være mulighet for behovsprøving. Dette begrunnis i at når anlegget i utgangspunktet ikke har høyeste fleksibilitet så er det heller ikke gitt at det er behov for høyeste fleksibilitet etter ombygging.

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
			<p>Svar: Ved mindre endringer kan krav om høyeste fleksibilitet behøvsprøves, men ved vesentlige endringer og utvidelser inviteres det ikke til behøvsprøving. Om man ikke vil følge krav til høyeste fleksibilitet, må det i slike tilfeller søkes avvik fra NVF for spenningsnivå ≥ 220 kV. For spenningsnivået $110 \leq U_n < 220$ kV åpnes det også for behøvsprøving i forhold til bruk av enkle effektbrytere for de avganger som vurderes ikke vesentlige for forsyningsikkerheten.</p>
del II Nettanlegg kap 5.1.3.4	Informasjon om grenseflater til	Lofotkraft	<p>Her benevnes NVF som et regelverk. Det bør ikke gjøres. Det bør derimot presiseres at NVF er en retningslinje, og at det er forskriftenesom er regelverket.Dette gjelder for øvrig flere andre tilsvarende formuleringer i andre punkter i NVF.</p> <p>Svar: Ja, det som kommuniseres er at det finnes andre regelverk som også stiller krav til dette temaet. De omtalte objektene "regelverk" er i denne sammenheng de relevante regelverkene (ikke NVF). Dette tas bort som egen overskrift i revidert NVF, da tilsvarende informasjon finnes i innledningen.</p>
del II Nettanlegg kap 5.1.4 og 5.1.4.2 Funksjonskrav om høy	Koblingsanlegg med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV og Funksjonskrav om høy	Lofotkraft Nordlandsnett	<p>Lofotkrafts 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.</p> <p>I sitt forslag til NVF 2020 foreslår systemansvarlig at alle koblingsanlegg i 132 kV nettet minimum skal bygges med høy fleksibilitet. Dette innebærer krav til dobbel samleskinne og doble skillebryter. Dette er vesentlig strengere enn kravene i Kraftberedskapsforskriften, og setter i praksis klasse 2 krav til alle trafostasjoner i 132 kV nettet. Vi har i vårt nett flere trafostasjoner som er klasse 1. Dette er stasjoner som har reserve gjennom det underliggende distribusjonsnettet, i tillegg til få kunder og lav KILE ved utfall. Et annet poeng er at nye 132 kV stasjoner bygges som GIS-anlegg. Dette er anlegg som har ekstrem lav feilsannsynlighet. I praksis innebærer dette at sjansen for at man får bruk for en dobbel samleskinne vil være svært liten. Et krav om dobbel samleskinne på disse stasjonene vil gi liten eller ingen samfunnsøkonomisk nytteverdi. Med bakgrunn i dette, er vår vurdering at de foreslåtte kravene må senkes til minimumskravene som er øitt i Kraftberedskapsforskriften.</p> <p>Svar: NVF kapittel 5.1.4.4 Behøvsprøving av funksjonskrav om høy fleksibilitet gir mulighet for disse vurderingene og tilpassede funksjonskrav som Lofotkraft og Nordlandsnetts etterspør.</p>
del II Nettanlegg kap 5.1.4.1	Praktisering av funksjonskrav om høyeste fleksibilitet..	Glitre Energi Nett AS	<p>..." Koblingsanlegg med nominell systemspenning 132 kV som har vesentlig betydning for forsyningsikkerheten 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 behøvsprøving."</p> <p>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.</p> <p>Svar: Koblingsanlegg som har vesentlig betydning for forsyningsikkerheten vil typisk kunne gjelde nett som er definert som transmisjonsnett.</p>
del II Nettanlegg kap 5.2.4.11	Praktisering av funksjonskrav om en-fase gjeninnkobling for	Agder Energi Nett	<p>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 gjeninnkobling.</p> <p>Svar Kommentar/ forslag om behøvsprøving av krav til funksjonalitet for en-fase gjeninnkobling (IPO) funksjonalitet blir tatt til følge både i nett som er direktejordet, og for nett som har beslutning om i fremtiden å bli lavohmig eller direktejordet, Kapitteloverskrifter endres som vist under:</p> <p>5.2.4.3 Behøvsprøving av funksjonskrav om en-fase gjeninnkobling til effektbryter i felt for luftledning i nett med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV kan behøvsprøves.</p> <p>5.2.4.11 Behøvsprøving av funksjonskrav om en-fase gjeninnkobling for effektbryter til felt for luftledning i nett med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ som konsesjonær har bestemt skal/kan bli lavohmig eller direktejordet</p>

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
del II Nettanlegg kap 5.1.5	Tilknytning av transformator med enkel avgang i nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV	Lofotkraft	Lofotkrafts kommentar: Lofotkraft viser til kommentar til 5.1.4 Svar: Og vi viser til svar til 5.1.4
del II Nettanlegg kap 5.1.6	Koblingsanlegg med enkel fleksibilitet	Hålogaland Kraft Nett	Det er mange stasjoner i regionalnettet som i henhold til beredskapsforskriften er klasse 1. Disse stasjonene har gjerne redundans gjennom forsyning fra andre stasjoner. I slike stasjoner vil det være tilstrekkelig med enkel samleskinne med enkle effektbrytere, mens NVF stiller krav til doble samleskinner og skillebrytere. Nettselskapene mener at de økte kostnadene for dette ikke står i forhold til samfunnsøkonomisk nytteverdi. Svar: Koblingsanlegg med nominell systemspenning $110 < U_n \leq 220$ kV kan i noen tilfeller ved behovsprøving få fastsatt funksjonskrav tilsvarende enkel fleksibilitet, se kapittel 5.1.4.4. Vi tenker muligheten for behovsprøving vi kunne gi rom for samfunnsøkonomiske løsninger.
del II Nettanlegg kap. 5.1.7	T-avgreninger. 5.1.7.3 Behovsprøving av funksjonskrav om fullverdig	Agder Energi Vannkraft AS Skagerak Energi	AEVK: I nedstående figur 1 vises eksempel på forenklet koblingsanlegg med såkalt "minimum fleksibilitet" iht. NVF punkt 5.1.7.3. Løsningen innebærer trolig at effektbryter i både A og B må utkoples før det er forsvarlig å bryte skillebryterne i hovedlinjen i punkt C, hvilket kan innebære en ulempe for driften. I figur 2 vises en alternativ T-avgreining som er mye brukt i regionalnettet på Agder der det er mulig for å tilknytte T-avgreiningen mot en dobbellinje, enten linje 1 eller linje 2. Denne løsningen gir tilsvarende fleksibilitet som løsning i figur 1 for produksjon. I tillegg innebærer løsningen at det vil være mulig å betjene og åpne skillebryterne mot avgreiningen uten at det er behov for å kople ut hovedlinjen forutsatt at lengden CD er så pass kort at skillebryteren klarer å bryte den kapasitive strømmen på avgreiningen. Løsningen gir videre større fleksibilitet enn løsningen i figur 1 da det kun er nødvendig å utkoble effektbryter i D for å betjene skillebrytere i C. Det innebærer at det ikke er behov for utkopling av hovedlinjene. 3.2.3 Kap.5.1 Fleksibilitet og systemutforming Koblingsanlegg/T-avgreninger burde ikke trenge behovsprøving av (høy) fleksibilitet når det er (nye) anlegg/avgreninger som ikke reduserer/berører nettets fleksibilitet for andre konsesjonærersammenlignet med eksisterendenett. I de fleste tilfeller vil KBF allerede stille krav til nødvendig redundans i koblingsanlegget. Svar: Enkelte T-avgreninger er viktig for systemet, derfor behovsprøves løsningen, NVF justeres for å imøtekomme flere løsninger, følgende tekst legges inn i NVF kap. 5.1.7; <i>Andre løsninger enn hva som er beskrevet her, kan også være aktuelle, f.eks. ved tilknytning av flere parallelle linjer. De enkelte løsninger vil måtte vurderes i hvert enkelt tilfelle.</i>
del II Nettanlegg kap. 5.2.1	Endepunktskomponenter	Elvia	Endre tekst til: "Endepunktskomponentens ytelse skal dimensjoneres for tillatt kontinuerlig overføringsgrense, og for kortvarig termisk grenselast i 15 minutter for kraftledning, kabel og transformator" Svar: 5.2.1.3 <i>Praktisering av funksjonskravet om overføringskapasitet</i> justeres og suppleres iht. høringsinnspill og i forhold til retningslinjene. <i>For øvrig suppleres kap. 5.3.1 Transformator Generell Funksjonskrav, slik at kortvarig overlastkrav til transformator inkluderes her som punkt 4 (med tilsvarende varighet som endepunktskomponenter og kabler v 4.2.4).</i>
del II Nettanlegg kap 5.2.2.2	Informasjon Skillebrytere	Lofotkraft	Lofotkrafts kommentar: Punktet er unødvendig og kan fjernes Svar: Ja, forslaget tas til følge og punktet fjernes revidert NVF.
del II Nettanlegg kap 5.2.2.3	Anbefaling Skillebrytere	Lofotkraft	Lofotkrafts kommentar: Punktet er unødvendig og kan fjernes Svar: Ja, forslaget tas til følge og fjernes fra revidert NVF

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
del II Nettanlegg kap 5.2.4.2	Funksjonskrav om en-fase gjeninnkobling til effektbryter i felt for luftledning... IPO	Skagereak Energi Distriktsenergi Nordlandsnett Siemens Svar:	<p>Generelt virker kravene til direktejordet regionalnett som en videreføring av kravene i transmisjonsnettet, uten tilpasninger til faktiske behov ved lavere spenninger og mindre systemkritiske anlegg. En ombygging fra spolejordet til direktejordet vil ha en stor kostnad i seg selv og det er viktig at det ikke innføres krav som øker disse kostnadene ytterligere uten at det gir nevneverdig gevinst i forsyningssikkerheten. For eksempel mener SN det er unødvendig å stille krav om en-fase utkobling/gjeninnkobling i direkte-/lavohmig-jordet nett < 220 kV nettet. En-fase utkobling vil være svært fordyrende i denne sammenheng, uten å være nødvendig for koblinger i regionalnettet. Kravet bør av den grunn fjernes.</p> <p>NVF inneholder en mengde nye krav som vil kunne påføre konsesjonærene ekstra kostnader: 5.2.4: Forberedelse for direktejording eller lavohmig jording av nett med systemspenning ≥ 110 kV, med IPO-brytere og doble vern med kommunikasjon.</p> <p>Det er vår vurdering at det vil gi en mer samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftsystemet, om de nevnte kravene kun gjelder for regionalnett der det er besluttet å legge om til direktejordet nett, på et gitt tidspunkt i fremtiden.</p> <p>145 blue Gis har ikke denne funksjonaliteten, kommer i 2022</p> <p>Svar: Kommentarer tas til følge, krav om funksjonalitet for en-fase gjeninnkobling (IPO brytere) for luftledninger heves til nominell systemspenning ≥ 220 kV, slik at NVF kap. 5.2.4.2 revideres tilsvarende.</p> <p>For spenningsnivået under ($110 \leq U_n < 220$) blir kravet behovsprøvd ved NVF kapittel; 5.2.4.3 Behovsprøving av funksjonskrav om en-fase gjeninnkobling til effektbryter i felt for luftledning i nett med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV som er lavohmig eller direktejordet</p>
del II Nettanlegg kap 5.2.4.4	Funksjonskrav til effektbryter i felt for spenningssetting av kabel	Skagereak Energi Nett Svar:	<p>SN har heller ikke erfart at innkoblingsstrøm og koblingsspenninger for kabler har vært en utfordring i 132 kV nett. Utredning og evt. behovsprøving av anordning for å begrense slike effekter virker derfor unødvendig.</p> <p>Svar: Kommentar tas et stykke på vei til følge ved at tekst i revidert NVF justeres, og at krav til dokumentasjon mildnes</p> <p><i>For å tilfredsstillere funksjonskrav i kapittel 5.2.4.4 over, skal det behovsprøves om effektbryter i felt for spenningssetting av kabel med nominell systemspenning ≥ 110 kV behøver anordning for å begrense innkoblingsstrøm og koblingsoverspenninger. Alternativt om valg av isolasjonsnivå og bruk av avledere vil være tilstrekkelig for kabelanlegget og de øvrige apparater i de stasjoner som kabelanlegget er terminert i.</i></p> <p>Behovsprøvingen begrunnes ved at vilkårlig spenningssetting av en ren kabelforbindelse eller spenningssetting av ledning med innskutt kabel kan bidra til spenningspåkjenninger som omkringliggende apparater og nettanlegg (ofte med forskjellige eiere/ konsesjonærer), må være dimensjonert for å tåle. Videre kan vilkårlig spenningssetting bidra til forringet forsyningssikkerhet og/eller leveringskvalitet.</p>
del II Nettanlegg kap 5.2.4.11	Funksjonskrav om en-fase gjeninnkobling for effektbryter i felt for luftledning i nett med nominell systemspennin	Glitre Energi Nett AS Hålogaland Kraft Nett	<p>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. Konsesjonær 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.</p> <p>Det stilles i NVF krav til IPO i nye stasjoner som kan bli direktejordet, og det anbefales også ved ombygging av stasjoner som kan bli direktejordet. Det er svært store kostnader forbundet med IPO, og det bør ikke investeres i dette med mindre det er et direkte- eller lavohmigjordet nett, eller at det foreligger beslutning om at en overgang.</p>

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
		<p>Tensio</p> <p>BKK Nett AS</p> <p>Nordlandsnett</p> <p>Agder Energi Nett</p>	<p>I NVF kapittel 5.2.4.11 er det satt krav om at koblingsanlegg som er identifisert som en del av et fremtidig direkte- eller lavohmigjordet nett skal ha en-fase gjeninnkobling. Tensio mener at dette ikke bør være et krav til anlegget, og at dette må vurderes ut ifra anleggets kritikalitet. Tensio mener at kravet bør fjernes fra endelig versjon av NVFen. KONSEJONÆR BØR VELGE LØSNING BASERT PÅ EN SAMFUNNSØKONOMISK KOST-NYTTVEURDERING I HVERT ENKELT TILFELLE. Et generelt krav til en-fase gjeninnkobling i lavohmig / direktejordet nettkan medføre at det anskaffes anlegg dyrere enn hva som er samfunnsøkonomisk rasjonelt.</p> <p>Det legges videre opp til anbefalinger i NVF som bygger på et ønske om overgang for alt regionalnett til direkte/lavohmig jordet, uten at ekstrakostnadene ved dette belyses. Kravene i NVF er på enkelte områder for omfattende og virker å være tilpasset behovene på transmisjonsnettet.</p> <p>Systemansvarlig sitt forslag om å stille særskilte krav til nettanlegg i regionalnett som kan bli direktejord favner for vidt. Forslaget åpner for at nettanlegg må forberedes for direktejording, selv om sannsynligheten for en omlegging er veldig liten og at den eventuelt ligger 50 år eller mer fram i tid. Dette vil potensielt påføre de aktuelle regionalnettene betydelig økte kostnader ved bygging av nettanlegg, uten at man får noen samfunnsøkonomisk nytte av det.</p> <p>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 gjeninnkobling.</p> <p>SVAR: Praktisering blir endret til Behovsprøving i revidert NVF. 5.2.4.11 Behovsprøving av funksjonskrav om en-fase gjeninnkopling for effektbryter til felt for luftledning i nett med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ der det er besluttet å endre systemjording til å bli lavohmig eller direktejordet.</p>
del II Nettanlegg kap. 5.3.	Transf. Kap 5.3 versus Kap. 12.7.9	Statkraft Svar:	I begynnelsen av dette kapittelet må det presiseres at kapittelet ikke gjelder generatortransformatorer. Generatortransformatorer er behandlet i eget kapittel 12.7.9 Vi vurderer det slik at eksisterende tekst i NVF 12.7.9 er tilstrekkelig: <i>Generatortransformator skal følge jordingsprinsippet til tilknyttet nett (og denne del er beskrevet i 5.3)</i> . For eksempel er krav om deltavikling ivare tatt der transformator har delta som hovedvikling.
del II Nettanlegg kap. 5.3. Trafo	Kap. 5.3.1 p.4 vs 5.2.1.1 også relatert kap. 4.2.4	Elvia Svar:	Endre tekst til: "Endepunktskomponentens ytelse skal dimensjoneres for tillatt kontinuerlig overføringsgrense, og for kortvarig termisk grenselast i 15 minutter for kraftledning, kabel og transformator" Svar: Kommentar tas til følge ved at Elvias formulering tas inn i NVF revidert for RME. Kapittel 5.2.1.3 <i>Praktisering av funksjonskravet om overføringskapasitet</i> justeres og suppleres iht. høringsinnspill og i forhold til retningslinjene. Og i tillegg suppleres kap. 5.3.1 Transformator Generell Funksjonskrav, slik at kortvarig overlastkrav til transformator inkluderes her som punkt 4. og avstemmes med endepunktskomponenter (5.2.1.1) og kabelanlegg (5.2.4) mht varighet (15 minutter).
del II Nettanlegg kap. 5.3.1.3 Funksjonskrav for	krav om deltavikling og nøytralpunkt for aktuell spolestrøm inntil 300A	Elvia Hålogaland Kraft Nett Distrikts- energi	Det bør innføres en kommentar om at spolestørrelse tilpasses nettet og transf. størrelse. Et akseptabelt/normalt dimensjoneringskrav for nullpunktet vil være en spolestrøm ≥ 110 kV viklingens nøytralpunkt tilsvarende merkestrøm for transformatoren, begrenset oppad til 300 A. Man bør forstette kravet fra FIKS'en NVF foreslår krav til at alle transformatorer skal være dimensjonert for 300A i nullpunktet. Norske transformatorer med Dy-kobling, eller Yy-kobling med dempevikling er normalt dimensjonert for linjemerkestrøm i nullpunktet. Det betyr at man ikke kan installere 132 kV transformatorer på mindre enn 70 MVA om det skal være aktuelt med spole på primærsiden. Det er en mengde transformatorer i norske regionalnett som har langt lavere ytelse enn 70 MVA, der det i overskuelig fremtid ikke kommer til å bli aktuelt med mer ytelse enn mellom 10%–20% av dette. Kostnadene for transformatorer er forholdsvis lineær med ytelsen, og da er dette et nytt eksempel på kostnadsøkning som ikke gir samfunnsøkonomisk nytteverdi. NVF inneholder en mengde nye krav som vil kunne påføre konsesjonærene ekstra kostnader: 5.3.1: Krav til at alle transformatorer med vikling tilknyttet ≥ 110 kV i kompensert nett, skal være dimensjonert for 300A spolestrøm i ≥ 110 kV viklingens nøytralpunkt.

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
	Skagereak Energi	Energi	<p>SN ser ikke behovet for at det skal settes krav til dimensjonering av spolestrøm inntil 300 A i kompensert nett 110 k V. Dette dimensjoner es etter behovet i aktuell nett og plassering. Per dagsdato er nesten samtlige av SNs spoler tilknyttet transformator i (Statnett)transmissionsnettstasjoner, og vil i de fleste tilfeller bli dimensjonert til 300 A. Men dersom distribuerte spoler tas i bruk kan 300 A være unødvendig høyt. Krav til 300 A spolestrøm og tilhørende behovsprøving av kravet bør derfor droppes eller nedgraderes til anbefaling, både under avsnitt 5.3.1 og 5.5.1.3.</p> <p>Transformator skal som minimum ha en delta-vikling. For ≤ 110 kV kompensert nett skal skal trafo og nøytralpunkt dimensjonert for aktuell spolestrøm, inntil 300A.</p> <p>Agder Energi Nett AEN har typisk 25 MVA trafoer der et slikt krav betyr at denne dimensjoneres for større nøytralpunktstrøm enn primærstrømmene i trafoen. Et slikt generelt krav virker uhensiktsmessig</p> <p>Kommentarer tas til følge, krav og tekst justeres i revidert NVF med bl.a. følgende:</p> <p>1) For transformator som skal ha tilknyttet jordslutningsspole kreves dimensjonering for aktuell spolestrøm, maksimalt 300 A.</p> <p>Svar: 2) For transformator som skal forberedes for fremtidig tilknytning av jordslutningsspole for å kunne kompensere planlagte utvidelser av nett, skal nøytralpunkt dimensjoneres for spolestrøm tilsvarende minimum nominell fasestrøm til transformator, og maksimalt 300 A.</p> <p>3) Behovsprøving av funksjonalitet for fremtidig tilknytning av jordslutningsspole til transformator med vikling tilknyttet ≥ 110 kV kompensert nett</p>
del II Nettanlegg kap. 5.3.1.4	Behovsprøving av delta og 300A nøytralpunkt	Elvia	<p>Endre kravet om behovsprøving kun til å omfatte transformatorer som ikke tilpasses spole (uten henvisning til spolestrøm) eller dempevikling. Dvs. ta bort helt formuleringen om "Eventuelt kan behovsprøvingen akseptere transformator med et nøytralpunkt som har lavere kapasitet enn spolestrøm 300 A til ≥ 110 kV viklingens nøytralpunkt."</p> <p>Svar: Kommentarer tas til følge, se også svar til punkt over (5.3.1.3). Kapittel 5.3.1.4 i revidert NVF endres til å omhandle; <i>behovsprøving av funksjonalitet for fremtidig tilknytning av jordslutningsspole til transformator med vikling tilknyttet ≥ 110 kV kompensert nett</i>.</p>
del II Nettanlegg kap 5.3.1.7	Anbefaling om tilknytning av jordslutningsspole	Lyse Elnett	<p>Anbefaling om tilkobling av jordslutningsspole på kun en side av transformator bør begrunnes</p> <p>Svar: Begrunnelse: Det finnes flere rapporter/utredninger som kun anbefaler P-spole tilknyttet ett av transformators nøytralpunkt. Tilknyttes P-spole både i nøytralpunkt mot HS-side og i nøytralpunkt mot MS- eller LS-side kan en enkel jordfeil i nett tilknyttet HS-side forårsake forhøyet U0-spenning i friskt nett tilknyttet MS- eller LS-siden. Forhøyet U0-spenning i friskt nett kan forårsake uønsket alarm om jordfeil, men også forårsake jordfeil i funksjonsfriskt nett.</p> <p>Dersom transformator med tilkoplede P-spole i nøytralpunkt på HS- og MS- eller LS-side også har deltavikling vil deltaviklingen bidra til en viss demping av overført U0-spenning fra nett med jordfeil til nett uten jordfeil.</p>
del II Nettanlegg kap 5.3.4	Praktisering av funksjonskrav for transformator i nett som kan bli direktejordet	Lofotkraft	<p>Lofotkrafts kommentar: Punktet bør strykes, jmfør Lofotkrafts tidligere generelle kommentarer og kommentar til pkt 3.2</p>

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
		Svar:	<p>Kapittel 5.3.4 omformuleres til; praktisering av funksjonskrav for transformator i nett som har beslutning om fremtidig overgang til lavohmig eller direktejordet systemjording.</p> <p>Teknisk begrunnelse: Transformatorer har, dersom de blir godt vedlikeholdt og ikke står i et nett med til tider svært høye spenningstransienter eller i et nett med svært høye stasjonære spenningspåkjenninger, normalt en levetid på 50 - 60 år. I et slikt levetidsperspektiv bør det være av interesse for netteier å anskaffe transformatorer konstruert for tilknytning til nett med begge systemjordinger (og det vil kreves dersom konsesjonær har besluttet å endre systemjording).</p> <p>Dersom ny transformator bestilles og dimensjoneres ihht. standard kortslutningsytelser spesifisert i IEC-norm 60076-5 vil den også tåle usymmetriske kortslutningskrefter ved feil mot jord i et framtidig lavohmig eller direktejordet nett.</p> <p>Da gjenstår i grove trekk å påse at transformator og transformators gjennomføringer blir dimesjonert for å tåle forhøyede fasespenninger ved enkel jordfeil i nåværende spolejordet nett,</p> <p>Og å behovsprøve funksjonalitet for fremtidig tilknytning av jordslutningsspole til transformator med vikling ≥ 110 kV. der evt. nøytralpunktgjennomføringen mot spolejordet nett er dimensjonert for tilknytning av P-spole dimensjonert for spolestrøm tilsvarende minimum nominell fasestrøm til trasformator og oppad maksimum 300 A.</p>
del II Nettanlegg kap 5.3.4.1	Anbefaling om funksjonskrav for transformator i nett som kan bli direktejordet	Lofotkraft	<p>Lofotkrafts kommentar: Punktet må leses korrektur på.Ufullstendig setning.</p> <p>Svar: Justert kapittel no til 5.3.3, og tekst endret til; Praktisering av funksjonskrav for transformator i nett som har beslutning om fremtidig overgang til lavohmig eller direktejordet systemjording</p>
del II Nettanlegg kap 5.5.1.1	Funksjonskrav om kompensering - generelle krav	Lofotkraft	<p>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, sammenhengendenettet. 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.</p> <p>Svar: I kapittel 5.5.1.2 Praktisering av funksjonskrav om kompensering.... står nettopp det som bemerkes av Lofotkraft sitat "Kompensering kan utføres enten ved egne anlegg for jordstrømkompensering eller gjennom samarbeid med andre konsesjonærer i samme galvanisk sammenhengende nett". Det legges opp til at tekst i kapittel 5.5.1.1 videreføres. Samtidig synes det vises til etterfølgende kapittel 5.5.1.2 ang. praktisering av kravet formulert i kapittel 5.5.1.1.</p> <p>Sintefs tekniske studie av Sørnettet har avdekket at det er en klar sammenheng mellom P-spolenes plassering og der nettets større ladestrømsbidrag blir generert (større kabelanlegg) ift. overspenninger ved fasebrudd. For å begrense overspenningene ved fasebrudd anbefaler Sintef at P-spoler plasseres så nært de store ladestrømsbidragene (kablene) som mulig. Det optimale jmf. Sintef er 1:1-kompensering av større kabelanlegg uten at de har definert hva som er større kabelanlegg mtp. ladestrømsbidrag. Sintefs anbefaling for Sørnettet gjelder generelt for spolejordede nett, ikke spesielt for Sørnettet. Således er det nærliggende å innføre en skjerpelse i kapittel 5.5.1.2 Praktisering av ... slik at det klart framgår at ladestrømsbidraget fra alle større kabelanlegg skal fullt ut kompenseres med P-spole plassert så nært kabelanlegget som mulig og helst i et av kabelanleggets muffehus. Usikkerheten i et slikt krav er hva som ansees å være et større kabelanlegg. Det er som nevnt ikke definert av Sintef. Videre kan det ikke utelukkes at hva som ansees som "større kabelanlegg" vil kunne variere fra nett til nett. Jeg er derfor usikker på om et slikt krav skal tas med i revidert utgave av NVF.</p>

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
del II Nettanlegg kap 5.5.1.3 også relatert kap. 5.5.2.2.	Funksjonskrav til spole® for jordstrømsko mpensering - generelle krav	Lofotkraft	<p>Lofotkrafts kommentar:</p> <p>Pkt 2.bør strykes. Ytelsen til hver enkelt spole bør vurderes i hvert enkelt tilfelle for å unngå unødvendig overdimensjonering.Viderekan det i spesielle tilfeller være nødvendig med større spoler enn 300A.</p> <p>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 åhaskillebrytermellom spole og transformator, og så kobles transformator ut førspolenkobles ut.Omkobling av spole mellom transformatorenekan 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.</p> <p>Pkt 5. Antar at det menes at det i hvert nett minst skal være en spole om kan driftes i auto for å sørge for at satt kompenseringsgrad 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 flerespoler i sammenhengende galvaniske nett som kan settes i auto.</p> <p>Svar: Kommentar til Pkt. 2: Tekst i høringsutgaven av NVF at spolen skal diensjoneres for inntil 300 A endres til maksimalt 300 A.</p> <p>Kommentar til - Pkt. 3: Lofotkraft påpeker følgende: "Ved jordfeil går det en nesten ren induktiv strøm gjennom spolen. Denne er ikke helt uproblematisk å bryte." Hensikten med pkt. 3 er ikke at effektbryter skal bryte strømmen som en P-spole genererer ved jordfeil dvs. frakople P-spolen. Det vil være svært lite fordelaktig å frakople P-spoler ved jordfeil. Fordelen med effektbryteren er at kun P-spolen frakoples ved feil på P-spolen, ikke transformatoren den er tilknyttet. Nå skal det sies at feil på P-spoler er ikke hyppig opptredende.</p> <p>Tilbakemeldingene fra konsesjonærer indikerer at det er flere som bruker skillebryter for til- og frakopling av P-spoler, evt. DCB brytere. Derfor endres tekst i pkt. 3 til "<i>dersom det benyttes effektbryter for til- og frakobling av jordslutningsspole skal effektbrytere kunne fjernstyres fra driftssentral</i>".</p> <p>Kommentar til Pkt. 5: Tekst i kapittel 5.5.1.3 henger sammen med tekst i underkapitlene 5.5.1.3.1 og 5.5.1.3.2.</p> <p>Lofotkraft skriver; "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 flerespoler i sammenhengende galvaniske nett som kan settes i auto." Lofotkraft skriver, også "Alle nye spoler bør være trinnløs regulerbare og kunne styres fra driftssentral." Det er et interessant forslag. Vi tar dette inn ved å komplettere punkt 4 i kap. 5.5.2.2 med følgende tekst: <i>I nett med nominell systemspenning ≥110 kV, med total ladestrøm høyere enn 100 A skal det som minimum være tilgjengelig to jordslutningsspoler som er trinnløst regulerbare, bestykket med regulator funksjon for automatisk regulering. Regulator skal kunne fjernstyres fra driftssentral. Målinger og indikeringer for spole skal overføres til driftssentral.</i></p>
del II Nettanlegg kap. 5.5.1.3	Funksjonkrav til spoler jor jordstrømskom pensering- generelle krav	Elvia	5.5.1.3 pkt. 4: Det kravet må utdypes. Hva menes med distribuert plassering? Generelt er det krav til redundans og det tilsier at spoler plasseres i flere punkter. Spoler benyttes på flere nettnivåer og man har nødvendigvis ikke friheten til å plassere spoler alle steder. Det er for eksempel ikke ønskelig å ha flere spoler på ulike nettnivåer på en og samme transformator. I slike tilfeller kan også sentral plassering av spoler være nødvendig og samtidig oppfylle kravet til redundans.
del II Nettanlegg kap. 5.5.1.3	Funksjonkrav til spoler jor jordstrømskom pensering- generelle krav	Elvia	Punkt 2; 5.5.1.3 pkt. 2: Det er uklart hvordan man skal forstå dette kravet. Er 300 A den maksimale ytelsen en spole kan ha? Normalt vil nøytralt punktet til transformatorer i regionalnettet ikke være dimensjonert for spoler på 300

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
			<p>Svar: Kommentar til hva som menes med distribuert plassering: I en del kompenserte nett har det vært tradisjon å tilknytte P-spoler til transformatorer tilkople et direktejordet nett. Slike transformatorer har alltid en deltavikling, har normalt høy MVA-ytelse og er således godt egnet for tilkopling av P-spoler, også P-spoler med høyt ampere-bidrag. En stor konsentrasjon av P-spoler i en stasjon eller flere stasjoner er ikke ubetinget positivt. I slike tilfeller økes risikoen betydelig for uønsket automatisk frakopling av ledninger tilknyttet stasjoner med mange P-spoler ved enkel jordfeil i det kompenserte nettet. For å unngå dette og samtidig beholde nødvendig sensitivitet for raskt deteksjon og isolering av doble jordfeil anbefaler systemansvarlig en distribuert plassering av P-spoler. På samme måte kan stor konsentrasjon av lade strøm i et punkt også bidra til uønsket frakopling av ledninger ved enkel jordfeil i det kompenserte nettet. For å unngå nevnte problemstillinger er det i NVF krav om distribuert plassering av P-spoler og krav om at nye transformatorer skal være designet for tilkopling av P-spoler inntil/ maksimalt 300 A.</p> <p>Kommentar til Punkt 2 i kapittel 5.5.1.3: I pkt 2 står det at ytelsen til hver enkelt spole skal dimensjoneres for INNTIL 300 A. Dvs. at det er ikke noe krav som forhindrer konsesjonær i å anskaffe en P-spole med lavere ytelse. Tekst justeres til "Ytelsen til hver enkelt jordslutningsspole skal dimensjoneres for den andel lade strøm som skal kompenseres, maksimalt 300 A (3*I_o)", for å gjøre det tydelig.. I noen svært få tilfeller og som oftest ved anskaffelse av større kabelanlegg kan det være svært fordelaktig å plassere en P-spole i et av kabelanleggets muffehus for å unngå uønsket frakopling ved enkel jordfeil som beskrevet i kommentaren ovenfor. P-spolens ytelse skal da avstemmes med kabelens lade strømbidrag ved enkel jordfeil.</p>
del II Nettanlegg kap 5.5.1.3.2	Praktisering av krav om styring av automatisk trinnløs regulerbar jordslutningss pole	Lofotkraft	<p>Lofotkrafts kommentar: Nettet skal opereres slik at bare en spole av gangen driftes i modus for automatisk regulering. Stryk «kunne».</p> <p>Svar: NVF setter tekniske funksjonskrav til utstyr og anlegg, men NVF angir ikke hvordan funksjonaliteten skal utnyttes (eller hvordan nettet skal driftes). NVF angir funksjonsjonalitet som gir drift muligheter, derfor beholdes formuleringen.</p>
del II Nettanlegg kap 5.5.2.2	Funksj. Krav til spoler i nett m nominell syst. Spenning ≥110 kV p.3; Krav om	Lofotkraft	<p>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</p>
	Sogn og Fjordane Energi Elvia		<p>Krav om sjølvstendig effektbryter som kan fjernstyrast for spoler kan være unødig fordrande for små transformatorar</p> <p>Krav til effektbryter vil medføre at det må etableres ytterligere skillebrytere for å kunne vedlikeholde komponenter. Vedlikehold av effektbryteren i seg kan ikke medføre at transformator og spole(r) må kobles ut. Gjennom krav til redundans både for transformatorer og spole vil det normalt ikke være behov for effektbrytere da det er tilstrekkelig med skillebrytere. Skillebrytere er generelt enklere å revidere AUS</p> <p>Svar: Vi forstår at sekvens for fjernstyring og utstyr for dette kan realiseres på ulike måter; og ender teksten i punkt 3 til: Jordslutningsspoler i nett med nominell systemspenning ≥110 kV skal ha bryterløsning som muliggjør fjernstyrt inn- og utkobling fra driftsentral.</p>
del II Nettanlegg kap. 5.5.2.2	Kompensering - nett med nom syst. Sp. ≥ 110 kV p1. 8 timers drift	Elvia	<p>Krav om 8 timers drift vil i praksis si kontinuerlig drift. Produsenter opererer derfor ikke med 8 timers drift, kun enten 2 timers drift eller kontinuerlig drift.</p> <p>Svar: Kontinuerlig drift vil tilfredstille 8 timers kravet.</p>

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
del II Nettanlegg og kap 5.5.3	Anbefalinger for dim av anlegg for kompensering og grenseflater til	Lofotkraft	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.
del II Nettanlegg kap. 5.5.3	Anbefalinger for dim. Av anl. For komp. p.3. ..v. feil spole bør driftes underkompens	Sogn og Fjordane Energi Lyse Elnett Elvia Svar:	Vi støtter at de skal kunne driftast underkompensert, men ikkje at de må driftast underkompensert slik det no står. Det stilles spørsmål til formuleringen om at nettet bør (skal) driftes underkompensert. Det antas at intensjonen skal være at nettet kan driftes underkompensert ved feil eller revisjoner på en av spolene. Man bør etterstrebe overkompensert drift selv ved revisjoner eller feil på spole. Dette punktet må derfor endres til 'kan' istedenfor 'bør'. Underkompensert drift bør bare velges når det er det eneste alternativet ved bortfall av en spole. Dette punktet tas ut av NVF og flyttes til bakgrunnsdokumnet. Men ja, teksten rettes til: Ved feil eller revisjoner på en av jordslutningsspolene, skal nette kunne driftes over kompensert, men det skal alltid være spolekapasitet som gir sikker slukking av enkel jordfeil. For øvrig planlegges dette delkapittel med anbefalinger å bli tatt ut av revidert NVF og flyttes til bakgrunnsdokument.
del II Nettanlegg kap. 6	Kontroll-anlegg	Lyse Elnett Svar:	Det er nødvendig at systemansvarlig redegjør generelt hvorfor det er ulike krav til dublering av hjelpe-ikontrollanlegg i anlegg på samme spenningsnivå, men med forskjellige systemjordinger. Svar: Krav er endret i revidert NVF for $110 \leq U_n < 220$ kV; ingen prinsipiell forskjell mellom ulike systemjordinger slik at det her ikke kreves dublerede hjelpesystemer (batterisystem). Se også tekst ved kap. 2.2 Kommentarer til NVF i leveranse til RME dokument
del II Nettanlegg kap. 6.2.1	Informasjonsu tveksling	Lyse Elnett Svar:	Det stilles spørsmål ved om det er mulig å oppfylle et slikt nøyaktighetskrav med dagens IEDer. Det bør også forklares hvorfor det er nødvendig med så høy nøyaktighet. Svar: Kommetar tas til følge slik at revidert NVF justeres mht U, og I (til maksimalt avvik 0,2%) slik at krav til P og Q kan beholdes (0,5 %). Mens krav til frekvens mildnes til maksimalt avvik 0,015 Hz .
del II Nettanlegg kap. 6.7.1.2	Funksjonskrav til bestykning for to-bryteranlegg 110 og 132kV	Lyse Elnett Svar:	Det er uklart hvilken betydning som tillegges de ulike begrepene og hvilke funksjoner de tenkes å oppfylle(objektmaskin/vernssystem/enhet). Kravet medfører høyere kost enn dagens praksis/løsning. Det er nødvendig med begrunnelse for hvorfor dette kravet innføres. Svar: Gjelder 2-bryterfelt og kravet om uavhengig IKA-enhet per bryter. Bakgrunn for kravet er fleksibilitet til å kunne drifte avgangen selv om det oppstår feil i en av IKA-enhetene. Det er åpnet for unntak der det benyttes enkelt vernsystem, ettersom avgangen da uansett er avhengig av en enkel enhet. Videre, for numeriske kontrollanlegg, åpnes det for å legge IKA-funksjonaliteten for begge brytere i objektmaskinen, ut fra forutsetning om at avgangen uansett ikke vil være tilgjengelig dersom objektmaskinen går ned. Separat IKA-funksjonalitet per bryter gjør det dessuten mulig å benytte ulike brytere (ulik inn-tid) i hver gren i et felt. Tekst i NVF beholdes uendret.
del II Nettanlegg kap. 6.3.1.1	Funksjonsskrav om fjernstyring og	Lofotkraft Svar:	Lofotkrafts kommentar: Pr tiden er det ikke krav i annet regelverk om at regionalnett skal styres fra døgnbemannet driftssentral. «døgnbemannet» må strykes fra kravet. Svar: Dette er et teknisk funksjonskrav til utstyr (ikke driftskrav, dvs ikke et krav til at denne tekniske funksjonaliteten skal bli tatt i bruk). Ordet døgnbemannet strykes i revidert NVF. .
del II Nettanlegg kap 6.4.2	om uavhengitge hjelpeanlegg til kontrollanlegg for direkte eller lavohmig jordet nett	Agder Energi Nett Lofotkraft	.. Overskrift til anbefaling er feil .. Lofotkrafts kommentar: Overskrift og tekst i punktet henger ikke sammen. Må leses korrektur på.

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
Svar: Anbefaling tas ut av revidert NVF. Omarbeidet tekst vurderes tatt inn i bakgrunnsdokument.			
del II Nettanlegg kap 6.4.3	Praktisering av funksjonskrav om uavhengig hjelpeanlegg til kontrollanlegg i nett som kan bli lavohmig eller direktejordet	Lofotkraft Hålogaland Kraft Nett Skagerak Nett AS Nordlandsnett	<p>Lofotkrafts kommentar: Kravet gir en unødvendig kostnad i nett som ikke blir direktejordet. Punktet bør strykes, jmf Lofotkrafts tidligere generelle kommentarer og kommentar til pkt 3.2.</p> <p>Det stilles i NVF krav til dublering av vern og uavhengige kontrollanlegg i netts om kan bli direktejordet, og det anbefales også ved utskiftinger i stasjoner som kan bli direktejordet. Det er svært store kostnader forbundet med dette, og det bør ikke investeres i dette med mindre det er direkte-</p> <p>SNs mener det er unødvendig å knytte krav til to uavhengige batterisystemer for nett med fremtidig direktejording (se kommentar for NVF Kap 5). KBFs krav og evt. funksjonskravet til nett som er direkte eller lavohmig jordet er tilstrekkelig. Kap 6.4.3 og 6.4.4 anbefales fjernet.</p> <p>Med bakgrunn i dette er vår vurdering at det foreslåtte kravet ikke gir en samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftsystemet. Dersom det skal være et krav, så bør ikke dette omfatte mer enn at det må være mulig å utvide stasjonen med dublerede vern og batterisystemer, dersom man har besluttet at nettet i fremtiden skal bli direktejordet.</p> <p>Svar: Kapitte 6.4.3 Slettes og tas ut av revidert NVF, da krav/ praktisering bortfaller.</p>
del II Nettanlegg kap.	Målinger i Nettanlegg	Skagerak Nett AS	<p>SN forutsetter at kravene til strøm- og spenningstrafoer gjelder for spenning 33 kV om ikke annet er spesifisert. NVF kan med fordel presisere dette.</p> <p>Svar: Det stemmer, Overskrift i revidert NVF inkluderer ≥ 33 kV</p>
del II Nettanlegg kap. 6.6.1.1.	Funksjonskrav til spenningstransformatorer	Elvia	<p>Det må skilles mellom avregningsmåling og andre målinger.</p> <p>Det er kun for avregningsmåling det er nødvendig med klasse 0,2s</p> <p>Svar: For en stasjon bør det være samme nøyaktighetsklasse, men dette er nå skrevet som en anbefaling (bør).</p>
del II Nettanlegg kap. 6.6.1.1. p.7	Funksjonskrav til spenningstransformatorer Prøveprotokoll	Skagerak Nett AS	<p>Det burde være unødvendig for systemansvarlig å stille krav til leveranse av prøveprotokolloer (punkt 7 i avsnitt 6.6.1.1 og 6.6.1.2) for spenning- og strømtransformatorer, når tilsvarende ikke er stilt for øvrige anleggsdeler. Konesjonærene kan selv stå ansvarlig for å sjekke at transformatorene er testet, dokumentert og levert korrekt fra leverandør.</p> <p>Svar: Ja, konsesjonær er selv ansvarlig. Tekst endret til; <i>skal være tilgjengelig</i></p>
del II Nettanlegg kap. 6.6.1.2. p.4	Funksjonskrav til strømtransformatorer	Statkraft	<p>Kommentar til punktliste punkt 4. Erfaring med nye strømtransformatorer er at de ofte har høy remanens (>80%). Flere vernleverandører spesifiserer at klasse 5P kun tilates hvis remanensen er lavere enn 80%. I praksis må de derfor benyttes strømtransformatorer av lavremans type, for eksempel PR, PXR, TPY eller TPX. Teksten foreslås derfor endret til: Vernkjerner skal fortrinnsvis være av type 5P eller 5PR og dimensjoneres slik at de oppfyller kravene som tilknyttede vern stiller.</p> <p>Svar: Forslag tas til følge og tekst i revidert NVF.</p>
del II Nettanlegg kap. 6.6.1.3	Praktisering av funksjonskrav til strømtransformatorer i nett med systemspenning 110 Un<220 kV som kan bli	Lofotkraft	<p>Lofotkrafts kommentar: Kravet gir en unødvendig kostnad i nett som ikke blir direktejordet. Punktet bør strykes, jmf Lofotkrafts tidligere generelle kommentarer og kommentar til pkt 3.2.</p>

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
	lavohm ig eller direkte-jordet	Svar:	Kommentart tas til følge. Krav gjøres om til anbefaling som tas ut av NVF og gjengis i bakgrunnsdokument. Kapittel slettet i NVF. Se evt. begrunnelse i kap. 2.2 Kommentarer til NVF i leveranse til RME dokument
del II Nettanlegg kap. 6.6.1.4	Anbefalinger for strømtransformatorene i nett med systemspennin g 110 Un<220 kV som kan lavohmig eller	Lofotkraft	Lofotkrafts kommentar: Kravet gir en unødvendig kostnad i nett som ikke blir direktejordet. Punktet bør strykes, jmfør Lofotkrafts tidligere generelle kommentarer og kommentar til pkt 3.2.
		Svar:	Anbefalinger slettes i revidert NVF, vurderes å tas inn i bakgrunnsdokument.
del II Nettanlegg kap 7.2 del II Nettanlegg kap 7.2	Vern i nett med nominell systemspennin g ≥110 kV Vern i nett med nominell systemspennin g ≥110 kV	Agder Energi Nett Glitre Energi Nett AS	.. Da systemjording legges til grunn for krav, blir dette kostnadsdrivende for nett ≥110 kV, og vil være samfunnsøkonomisk urasjonelt. 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 >110kV. Uansett er det opptil nasjonale krav å stille krav til vernløsning. Dette kan bli svært kostnadskreven for regionalnettseiere og bør skrives helt om.
del II Nettanlegg kap. 7.2.2	Vern. Generelle funksjonskrav.	Lyse Elnett	Svar: Se kap. 2.2 i dokumentet oversendelse til RME som gir begrunnelse og redegjøring for endringer i revidert NVF vedrørende nett med systemspenning 110≤Un<220 kV
del II Nettanlegg kap. 7.2.2	Vern. Generelle funksjonskrav.	Lyse Elnett	Krav til jordstrømsvern er presist i nett med spenning 220/300/420kV. Det bør lages tilsvarende beskrivelse for 132kV lavohmig nett slik at gjensidig selektivitet oppnås (som også er et krav i pkt. 10) Svar: Høringsversjonen kap. 7.2.2 pkt 9 og 10: Kriterier for innstilling av jordstrømsvern (strøm/tid) i lavohmig/direktejordet nett 110≤Un<220 kV kan variere fra nett til nett. Innstilt 310-nivå må ligge med sikker margin over maks usymmetristrøm på ledninger ved maks last. Størrelse på usymmetristrøm vil avhenge av hvor godt ledninger i aktuelt nett er revolvert. Om nettet er direktejordet eller grad av lavohmig jordet, kan være faktorer som må tas hensyn til. I NVF er det derfor valgt å ikke låse kravet til strømnivå, grunnforsinkelse og strøm/tid-karakteristikk, men i stedet sette krav til gjensidig selektivitet mhp jordstrømsvern på andre spenningsnivåer. Tekst i NVF beholdes uendret.
del II Nettanlegg kap. 7.2.4.1	Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på samleskinne, p.2	Lyse Elnett	Det må forklares/utdypes hvorfor det er ulike krav til utkoblingstid for to-bryter/to-strømtransformatorsystem og for to-bryter/en-strømtransformatorsystem (0,3s/0, 1 s) Svar: Høringsversjonen kap. 7.2.4.1.1 pkt. 2, forklaring: I tostrømtransformator-felt må nevnte kortslutning klareres v.h.j.a bryterfeilvern for å opprettholde fordelingen med tostrømtransformator-felt ved samleskinnekortslutning. I enstrømtransformator-felt klareres nevnte kortslutning uforsinket av samleskinnevernet.
del II Nettanlegg kap. 7.2.4.1.2	Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på samleskinne ved vernsystemsvikt, p.1 og 2	Lyse Elnett	Disse kravene kan være vanskelig å oppnå ved lang og påfølgende kort ledning, eller ved korte kabler i bynett. Det bør være mulighet for å øke utkoblingstid til f.eks. 0,7s for å ta høyde for 2.sonetid/3.sone bakover på 0,6s (tilsvarende som for «lempet» krav over for 2 brytersystem på 0,3s)

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
		Svar:	Høringsversjonen kap. 7.2.4.1.2 pkt 1 og 2: Kravene baseres på bruk av bakoverrettet sone (forsinket 0,3 s) for å gi reservedekning av tilknyttet samleskinne. I de aller fleste tilfeller er dette uproblematisk å realisere og samtidig ivareta selektivitet. Med forutsetning om uforsinket feilklarering av øvrige ledninger/kabler ut fra tilknyttet samleskinne samt av samleskinne i bakenforliggende nabostasjoner og ledninger/kabler videre fra disse stasjoner, vil eventuell uselektivitet være knyttet til vernsvikt på disse komponenter. Dersom tilfredsstillende selektivitet anses å bli utfordrende, må det forutsettes at alternativ løsning blir vurdert for hvert enkelt tilfelle. Teksten i NVF beholdes uendret.
del II Nettanlegg kap. 7.2.4.1	Vern ≥ 110 kV Samleskinn	Elvia Svar:	Med samleskinnekonfigurasjon menes da kun inndelinger av samleskinne ved hjelp av effektbrytere? Det bør ikke være krav om at samleskinneseksjoner avdelt av skillebrytere skal være egne soner i samleskinnevernet Svar: Intensjonen er at kun nødvendig del av en samleskinne blir koplet ut ved kortslutning. For koplingsarrangement med mulighet for oppdeling av samleskinne i to halvdel, vil preferert løsning være at hver halvdel av seksjonert samleskinne tilordnes egen sone i samleskinnevernet. Dersom konsesjonær mener tilfredsstillende forsyningsikkerhet ivaretas uten separat sone per samleskinne-seksjon, må det forutsettes at slike vurderinger blir synliggjort i FoS-søknad. Se også siste ledd i innledning kap. 7 (foran kap. 7.1). Teksten i NVF beholdes uendret.
del II Nettanlegg kap. 7.2.5 Vern	Isolert eller kompensert systemjording	Skagerak Nett AS Svar:	Funksjonskravet til utkoblingstider for vern av transformatorer ved vernsystemsvikt er utformet slik at selektivitet blir vanskelig, og medfører i praksis til at kravet om to uavhengige vernsystem blir krav om dubberte vern på transformatoravgangen. Dette kravet i kombinasjon med kravet til uavhengigesystemer fra utspole til hjelpekraftsystem (se kommentar for Kap 6.4) vil i praksis medføre at alle KBF klasse 1 anlegg må utvides med ett ekstra hjelpekraftsystem. Dette er et forhøyet krav i forhold til KBF og FIKS 2012, og SN stiller seg tvilene til nødvendigheten av dette for å sikre tilfredsstillende systemdrift. Også her burde gjeldende krav i KBF være tilstrekkelig. Svar: Se svar til Elvia vedr. kapittel 7.2.4.5.2 i høringsversjonen
del II Nettanlegg kap. 7.2.4.5.2	Funksjonskrav til utkoblingstide r for feil på transformator v	Elvia Svar:	Hvordan skal dette realiseres? Det er vanlig å ha et overstrømsvern i tillegg til differensialvernet på transformatoren. Overstrømsvernet må imidlertid være tidsselektivt over avgangsvernene på spenningsnivået på transformatorens sekundærside og dette innebærer at man normalt sett ikke kan stille dette nivået raskere enn 0,7 s uten diverse blokkeringslogikker eller lignende. Tidligere krav på 2,1 s videreføres Svar: Kravet om feilklarering innen 0,4 s ved kortslutning på transformatorens sekundærside samtidig med vernsvikt, er basert på bruk av distansevern på sekundærsiden, samt at distansevernet kopler ut brytere på begge/alle sider av transformatoren. Dette kravet forutsetter at det er kortslutningsytelse fra nett tilknyttet sekundærsiden eller at andre transformatorer ligger inne i parallell. For å dekke situasjon der det ikke er kortslutningsytelse mot feilbefengt transformator er tekst justert: - Transformator med prim.side tilkoplett nett ≥ 220 kV: Tillegg for Sk = 0 med tidskrav 2,1 s - Transformator med prim.side tilkoplett nett 110 ≤ Un < 220 kV: Generelt tidskrav endret til 2,1 s
		Lyse Elnett Svar:	Kravene kan være vanskelig å oppnå, avhengig av spenningsnivå på sekundærside og innmatingsforhold. På 22 kV spenningsnivå benyttes normalt ikke distansevern på sekundærsida Svar: Se svar til Elvia vedr. kapittel 7.2.4.5.2 i høringsversjonen. Se også svar til Lyse Elnett vedr. kapittel 7.2.4.5.4 og 7.2.5.3.5 i høringsversjonen.
del II Nettanlegg kap. 7.2.5.3.4 kap. 7.3.3.3.4	Funksjonskrav om krav til frakobling ved svikt på vernssystem eller effektbryter som gir lite spenningsfall	Statkraft	Hvorfor gis det mulighet for dette avviket? En feil på transformatorens sekundær- eller tertiærside som ikke kobles ut er alvorlig. NVF bør ikke gi denne muligheten, men heller legge opp til at en slik feil frakobles på en sikker måte

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
		Svar:	Nevnte punkter er videreføring fra FIKS 2012. Generelt er kravene i NVF i første rekke for å ivareta nettets funksjonalitet. NVF har ikke som primær oppgave å påse at konsesjonærer oppfyller andre forskriftskrav som for eksempel FEF. Kap. 7.2.5.3.4 og 7.3.3.3.4 i høringsversjonen beskriver situasjon der konsesjonær gjør et bevisst valg med mhp. manglende reservedekning ved vern- eller brytersvikt, samtidig som dette ikke har konsekvenser av betydning for øvrig nett. Tekst i NVF beholdes uendret.
del II Nettanlegg kap. 7.2.4.5.4	Funksjonskrav til utkobling ved doble	Lyse Elnett Svar:	På 22kV spenningsnivå benyttes normalt ikke distansevern på sekundærsida av transformator. Kravet bør begrunnes. NVF dekker nett ≥ 33 kV. Håndtering av doble jordfeil på 22 kV faller dermed utenfor virkeområdet til NVF. Forskriftskrav om frakopling av enkle jordfeil i 22 kV-nett gjør at situasjon med doble jordfeil normalt ikke vil være relevant. Se forøvrig svar til Lyse Elnett vedr. kapittel 7.2.5.3.5 i høringsversjonen.
del II Nettanlegg kap 7.2.4.6	Vern i nett m nom sp. ≥ 110 kV som kan bli dir. jordet; Særskilt vernløsning	Agder Energi Nett Lofotkrav Svar: Svar med begrunne lse:	AEN ønsker dette tatt ut da de etterspør vurdering fra DSB om særskilt vernløsning vil være forenlig med de norske kravene i FEF. 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, jmf Lofotkrafts tidligere generelle Revidert NVF justert, nytt kapittelnummer 7.2.5.4 Vernsystem i nett som har beslutning om å bli lavohmig eller direktejordet med nominell systemspenning ≥ 110 kV; Den såkalte "Vattenfall-løsningen" er utelukkende en vernløsning dvs. et jordstrømvern. "Vattenfall-løsningen" er IKKE en felles betegnelse for kombinasjon av nevnte vernløsning kun benyttet for frakopling av feil på ledninger i et direktejordet nett uten gjennomgående jord. Vattenfall benytter dette jordstrømvernet for frakopling av feil mot jord på ledninger uten gjennomgående jord, på ledninger med enkel topplene og for frakopling av feil mot jord på ledninger med to stk. toppliner. Det er korrekt at dette jordstrømvernet ikke er prøvd ut i stor skala i Norge, men med et unntak. Statnett har tatt i bruk dette jordstrømvernet på vår 220 kV ledningsforbindelse fra Nedre Røssåa til Svenska Kraftnåts stasjon i Ajaure. Dette er en ledning som på svensk side ikke har gjennomgående jordforbindelse. Majoriteten av ledningslengden er på svensk side. Også Svenska Kraftnät benytter dette jordstrømvernet for frakopling av feil mot jord på alle deres ledninger i 220 og 420 kV nettet, uavhengig av om ledningene har gjennomgående jord eller ikke. Dette vernet har de benyttet siden direktejordingen ble innført på 1950-tallet og de benytter det også i dag uten unntak. Vattenfall har benyttet dette vernet i godt over 60 år og fortsetter å benytte det. Verken Vattenfall eller Svenska Kraftnät hadde valgt å benytte dette jordstrømvernet i så mange tiår dersom det var uegnet til formålet, nettopp å frakople feil mot jord. Videre er svensk "fef" er tuftet på de samme internasjonale normer, standarder og anbefalinger som norsk fef og i noen tilfeller stilles det strengere krav i svensk "fef" enn i norsk fef. De strengere kravene er knyttet opp mot maskimal tillatt feilfrakoplingstid. Det er selvsagt et overordnet krav at anvendelse av dette jordstrømvernet i Sørnettet og evt. i andre 132 kV direktejordede nett bidrar til å oppfylle krav i fef. Statnett har skrevet to utfyllende notat som omhandler dette jordstrømvernet og dens bidrag til å oppfylle fef i et direktejordet Sørnett. Av disse to notatene framgår det at dette jordstrømvernet utelukkende vil bidra positivt til å oppfylle fef. Basert på det faktum at både Vattenfall og Svenska Kraftnät har benyttet dette jordstrømvernet i så mange tiår og at svensk "fef" og norsk fef er tuftet på de samme normer, standarder og anbefalinger taler for at dette er et vern som også vil fungere godt i Sørnettet og evt. andre direktejordede 132 kV nett i Norge for frakopling av feil mot jord på alle typer ledninger.
del II Nettanlegg kap. 7.2.5.1.6	Funksjon- skrav til differensial- målede samleskinneve	Elvia	Med samleskinnekonfigurasjon menes da kun inndelinger av samleskinne ved hjelp av effektbrytere? Det bør ikke være krav om at samleskinneseksjoner avdelt av skillebrytere skal være egne soner i samleskinnevernet

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
			<p>Intensjonen er at kun nødvendig del av en samleskinne blir koplet ut ved kortslutning. For koplingsarrangement med mulighet for oppdeling av samleskinne i to halvdel, vil preferert løsning være at hver halvdel av seksjonert samleskinne tilordnes egen sone i samleskinnevernet. Dersom konsesjonær mener tilfredsstillende forsyningsikkerhet ivaretas uten separat sone per samleskinne-seksjon, må det forutsettes at slike vurderinger blir synliggjort i FoS-søknad. Se også siste ledd i innledning kap. 7 (foran kap. 7.1).</p> <p>Svar: Teksten i NVF beholdes uendret.</p>
del II Nettanlegg kap. 7.2.5.2.1	Funksjonskrav til utkoblingstid for feil på kraftledning.	Lyse Elnett	<p>Det virker som om kravene i dette punkt gjelder transformator? I så fall bør dette flyttes til punkt 7.2.5.3</p> <p>Svar: Tekst korrigeres i revidert NVF</p>
del II Nettanlegg kap. 7.2.5.3.2 p.2	krav til utkoblingstider for feil på transformator ved vernsystemsvikt	Elvia	<p>Hvordan skal dette realiseres? Det er vanlig å ha et overstrømsvern i tillegg til differensialvernet på transformatoren. Overstrømsvernet må imidlertid være tidsselektivt over avgangsvernene på spenningsnivået på transformatorens sekundærside og dette innebærer at man normalt sett ikke kan stille dette nivået raskere enn 0,7 s uten diverse blokkeringslogikker eller lignende.</p> <p>Tidligere krav på 2,1 s videreføres</p> <p>Svar: Se svar til Elvia vedr. kapittel 7.2.4.5.2 i høringsversjonen.</p>
del II Nettanlegg kap. 7.2.5.3.4	Funksjonskrav om krav til frakobling v svikt på vernsystem eller effektbryter som gir lite spenningsfall	Elvia	<p>Denne muligheten til manglende utkobling ved vern/effektbrytersvikt beholdes altså samtidig som tidskravet skjerpes såpass i punkt 7.2.5.3.2 punkt 2?</p> <p>Svar: Se svar til Statkraft vedr. kapittel 7.2.5.3.4 / 7.3.3.3.4 i høringsversjonen. Se også svar til Elvia vedr. kapittel 7.2.4.5.2 i høringsversjonen.</p>
		Lyse Elnett	<p>Dette er uklart. « ... kan kravet om frakobling av kortslutningsinnmating fra tilstøtende nett fravikes ... » Det er sikkert ikke kravet til frakobling som kan fravikes, men kravet til frakoblingstid?</p> <p>Svar: Se svar til Statkraft vedr. kapittel 7.2.5.3.4 / 7.3.3.3.4 i høringsversjonen.</p>
del II Nettanlegg kap. 7.2.5.3.5	Funksjonskrav som gjelder i tillegg når sekundærside er tilknyttet nett med isolert eller kompensert systemjording	Lyse Elnett	<p>Det er ikke alle nett som er tilknyttet sekundærside på transformator som har distansevern.</p> <p>Svar: Gjelder høringsversjonen kap. 7.2.5.3.5 (og kap 7.2.4.5.4), som omhandler distansevern på sek.side transformator (isol./spolejordet nett) og hvordan distansevernet skal håndtere doble jordfeil. For transformatorer med primærside tilkople 110≤Un<220 kV blir tekst endret slik at andre typer vern ikke ekskluderes for bruk på sekundærsiden.</p>

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
del II Nettanlegg kap. 8.1 og 8.1.1.1	Feilskrivere	Skagerak Nett AS	<p>Funksjonskravet til feilskrivere i alle stasjoner med nominell systemsystemspenning 110 kV er hjemlet i FOS § 18 og 22, og SN tolker derfor at dette kan stilles for eksisterende anlegg i tillegg til nye og endret anlegg. Med de tekniske funksjonskravene til feilskrivere vil det også kreve feilskrivere av nyere dato, da mange av dagens feilskrivere ikke vil klare kravet til samplingsfrekvens ≥ 2 kHz. Det er også uklart om alle feilskrivere i samme spenningsnivå skal starte på start-og ut-kommando fra et vern, eller om alle vern skal kunne sende start-og ut-kommando for start av en feilskriver.</p> <p>Det er ikke åpnet for behovsprøving av kravene for feilskrivere. Vedtak etter kravene vil kunne medføre store investeringskostnader hos alle aktuelle konsesjonærer. SN kan ikke se at dette er samfunnsøkonomisk gunstig når gevinstmålet kun er feilskriverdata. SN mener derfor at vedtak etter funksjonskravet til feilskrivere burde kun stilles ved nye anlegg eller ved endring av vern-/kontrollanlegg i eksisterende anlegg, der andre gevinstmål også ligger til grunn for tiltaket. Det burde også åpnes for behovsprøving for dette i eksisterende anlegg, der implementering kan medføre andre større oppgraderinger. Dersom dette presiseres i NVFen vil det også være i tråd med de øvrige funksjonskrav som er hjemlet i FOS §14. Dersom SN ikke får medhold i dette innspillet, trenger systemansvarlig å skissere en realistisk tidsplan for når vedtak om ettermontering av feilskrivere i alle eksisterende stasjoner forventes og når dette skal være implementert.</p>
	Plassering av feilskrivere	Agder Energi Vannkraft AS Lofotkraft	<p>AEVK: I dag er det kun krav om installasjon i feilskrivere kun i utvalgte stasjoner. Kravet vil i praksis medføre at det må installeres feilskrivere i alle stasjoner med spenning ≥ 110 kV hvilket berører over 17 av AEVKs kraftstasjoner og vil medføre betydelig kostnader, men vil lette arbeidet med feilanalyse. I punkt 8.1.1.2 anbefales det at det benyttes frittstående feilskrivere med registrering av alle avganger, fremfor å benytte feilskriverenheter integrert i vern. Vår fagansvarlige for relévern påpeker at anbefaling i punkt 8.1.1.2 vil være unødvendig kostnadskrevende. Ved å etablere et godt system for innhenting av feilskriverfiler fra vern kan man oppnå samme resultat som en frittstående feilskriver. Alt ligger til rette for at man kan sette opp dette i vern. Denne innhenting fra vern vil også gi en veldig god indikasjon på at berørte vern ser feilstrømmer og responderer riktig.</p> <p>Anbefaling: Med grunnlag i ovenstående foreslår AEVK at punkt 8.1.1.2 i sin helhet strykes.</p> <p>Dette er et skjerpet krav i forhold til tidligere, og omfatter mange stasjoner og avganger. Det etterlyses en kost/nytteanalyse som rettferdiggjør de økte kostnadene.</p>
del II Nettanlegg kap. 8.1 - 8.4	Feilskrivere	Distriks- Energi	<p>NVF inneholder en mengde nye krav som vil kunne påføre konsesjonærene ekstra kostnader:</p> <p>8.1-8.4: Krav om funksjonalitet for feilskriveroptak i alle stasjoner med nominell systemspenning ≥ 110 kV, samt spenningsregistreringsutstyr som skal være online mot systemansvarlig</p> <p>Hålogaland Systemansvarlig ønsker å kreve feilskrivere på i samtlige stasjoner med spenning over 110 kV.</p> <p>Kraft Videre skal Systemansvarlig kunne pålegge montasje av pendlingsregistratorer. Det vil også stilles Nett krav til kontinuerlig automatisk overføring av spenningskvalitetsmålinger fra ovennevnte stasjoner inn til systemansvarlig innen 1.2.2022. Dette kravet mener nettselskapene bærer preg av «kjekt å ha»-mentalitet. Kravet innebærer store kostnader ved utstyr i trafostasjonene, og også ekstra kostnader for drift og vedlikehold. Det vil genereres store datamengder som må lagres og ivaretas. Skal disse dataene komme til nytte, må det settes av ressurser for å håndtere disse. Med erfaringer fra bruken av det som er samlet inn av data fra bransjen til nå, stilles det spørsmål ved nytteverdien av dette. Nettselskapene mener at kostnadene ved disse forslagene må kartlegges, og at det må gjennomføres en samfunnsøkonomisk kost/nyttevurdering av dette før de besluttes gjennomført.</p> <p>Svar: Dette er ikke et tilbakevirkende krav. Men når kontrollanlegg revideres eller utvides, skal disse ha feilskriverfunksjon, samt for nye stasjoner.</p> <p>Begrunnelsen for krav om feilskriver knyttes til mulighet for å kunne se en driftsforstyrrelse nøyaktig, og gjøre en feilanalyse. Det er et krav om å kunne gjøre feilanalyse iht fos § 22. Feilanalyse er vesentlig for å kunne fordele KILE kostnader riktig.</p> <p>Kravet om å ha feilskrivere for alle stasjoner ≥ 110 kV begrunnes også i at det er ikke mulig på forhånd å si hvilke feiloptak som er kritiske å ha ved en eventuell etteranalyse. At ikke alle feiloptak studeres i etterkant er derfor etter vårt syn ikke et godt nok argument for at det ikke skal stilles krav om feilskriverfunksjonalitet.</p>
del II Nettanlegg kap. 8.1.1.2	Anbefaling for plassering av feilskrivere	Lyse Elnett	<p>Normalt benyttes ikke frittstående feilskriver i regionalnett, men integrert i vern da dette er mest kostnadseffektivt. Anbefalingen her vil være fordyrende.</p>

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
		Statkraft	<p>Frittsående feilskriverenheter har sin tekniske ulempe i at den ikke måler det samme som vernet. I en typisk stasjon med spenning over 110 kV vil det være tre vern (vern 1, vern 2 og ssk-vern) som måler på tre forskjellige vernkjerne. Metning av en vernkjerne tilkoblet et av vernene vil bare avdekkes av feilskriver integrert i vernet. En separat feilskriver vil kreve eget strømtransformator-kjerne som da i tillegg fordyrer anlegget. Teksten foreslås endret til: For å oppnå god synkronisering av opptak fra ulike avganger i stasjonene anbefales det at det benyttes feilskriver integrert i vern og at alle vern er tidssynkronisert fra samme kilde. Det anbefales også å start på en feilskriver automatisk starter feilskriver i alle andre vern på samme spenningsnivå i stasjonen.</p> <p>Svar: Hensikten med anbefalingen var å legge til rette for synkronisering. Det påpekes at dette kan være fordyrende, samt at god synkronisering er mulig å oppnå med andre løsninger. Revidert tekst i NVF fjerner anbefalingen om frittstående feilskrivere, og det vil være opp til konsejonær selv å velge en løsning som ivaretar tilstrekkelig synkronisering.</p>
del II Nettanlegg kap. 8.1.2.1	Registreringsh astighet Funksjonskrav	Statkraft	<p>Forslag til ny tekst: Feilskriverutstyret skal kunne lagre og registrere forløp med samplingsfrekvens ≥ 1 kHz</p> <p>Statnett</p> <p>Uttrykket "skal kunne" blir litt utydelig her. Menes det at feilskriver skal stilles inn for en samplingsfrekvens på ≥ 2kHz eller at den skal kunne stilles til en slik frekvens ved behov? Kravet om samplingsfrekvens på ≥ 2kHz er en skjerpelse i forhold til kravet i FIKS 2012 der kravet var ≥ 999Hz. Dette betyr at feilskriverfunksjonen i en del numeriske vern ikke lenger vil oppfylle systemansvarliges funksjonskrav. Er det virkelig systemansvarliges forankrede vurdering at en samplingsfrekvens på f.eks. 1kHz ikke lenger er brukbart til feilanalyse? For anleggseiere vil dette skjerpede kravet bety at man i en del tilfeller må velge unødvendig kostbare verntyper (type transmisjonsvern istedenfor distribusjonsvern). Det bør altså være tungtveiende argumenter som ligger til grunn for en slik innskjerping. Egen erfaring er at en samplingsfrekvens på 1kHz er tilstrekkelig for analyse av driftsforstyrrelser og det er da også den samplingsfrekvensen selve vernfunksjonen i mange tilfeller benytter for vernalgoritmene.</p> <p>Svar: Kravene i NVF viser til funksjonskrav som utstyret skal kunne oppfylle, ikke hvordan utstyret skal stilles inn i drift. Innspill vedrørende samplingfrekvens er tatt til etterretning, og kravet endres til ≥ 1 kHz. Dette gjøres for ikke å ekskludere relevante leverandører, og dermed også unngå unødig økte kostnader for anleggseier. For å ta hensyn til behov for høyere samplingfrekvens for feilanalyse av enkelte anlegg er det i praktisering av funksjonskravet tatt inn en presisering om at høyere samplingfrekvens i så fall må bestemmes i vedtak.</p>
del II Nettanlegg kap. 8.1.3.1	Funksjonskrav (kalibrering)	Statnett	<p>Menes det at feilskriver skal kalibreres i henhold til strømtransformatorenes overstrømssiffer? Bør det presiseres at kravene kun gjelder feilskrivere som har behov for kalibrering?</p> <p>Svar: Teksten endres til "Feilskriverutstyr som har behov for kalibrering, skal kalibreres etter maksimal kortslutningsstrøm".</p>
del II Nettanlegg kap. 8.1.4.1	Feilskrivere Startkriterier	Elvia	<p>Menes det at alle feilskrivere på samme spenningsnivå i en stasjon skal starte for alle feil? Vi pleier ikke å legge opp noe feilskriver start signal distribuert til alle vern på samme spenningsnivå i våre stasjoner per i dag. Ved bruk av feilskrivere integrert i vern skal feilskriver starte ved start på hvilken som helst av vernets aktiverte funksjoner.</p> <p>Statkraft</p> <p>Dette kapittelet er et kravkapittel, men det er skrevet som en anbefaling. NVF må være konsekvent, slik at det går tydelig frem hva som er krav og hva som er anbefaling. Forslag til ny tekst: Feilskriverutstyret skal registrere kortslutninger, jordslutninger og gjeninnkoblingsforløp. Feilskriverne skal kunne starte på digitale og analoge inngangssignaler.</p> <p>Svar: Det er behov for gruppe start funksjonen på grunn av risiko for å miste opptak av feilforløpet. Dette for å unngå å miste opptak hvis vernet i aktuell avgang der feilen skjer ikke registrerer feilen, og/eller måletransformatoren er skadet. Gruppe start gjør det mulig å regne seg frem til riktig feilstrøm ved å bruke Kirchhofs lov ut fra samleskinnen på gitt spenningsnivå.</p> <p>Forslag til ny tekst fra Statkraft tas inn i revidert NVF. Endret må til skal.</p>
del II Nettanlegg kap. 8.1.4	Forslag til nytt kapittel (gjøre krav om til anbefaling)	Statkraft	<p>Anbefaling til startkriterier i lav-ohmig og direktejordet nett: Feilskrivere skal starte ved utkommando fra alle ledningsvern, jorstrømvern, transformatorvern og samleskinnevern på samme spenningsnivå i stasjonene. Som reservestarter av feilskriveren benyttes analoge startere. Bruk av analoge startere er å anse som et minstekrav for å oppnå reservestart av feilskriveren.</p> <p>Svar: Kravet opprettholdes slik det står i NVF (gjøres ikke om til anbefaling) da dette er ment</p>

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
del II Nettanlegg kap. 8.1.4	Forslag til nytt kapittel	Statkraft	<p>8.1.4.3 Anbefaling til startkriterier i isolert og kompensert nett: Feilskrivere skal starte ved start og utkommando fra alle ledningsvern, transformatorvern og eventuelle samleskinnevern på samme spenningsnivå i stasjonene.</p> <p>Svar: Kravet opprettholdes slik det står i NVF. (Gjøres ikke om til anbefaling), da vi mener dette er et nødvendig krav.</p>
del II Nettanlegg kap. 8.1.5.1	Registrerings- tid Funksjons- krav	Statkraft	<p>NVF må være konsekvent, slik at det går tydelig frem hva som er krav, hva som er anbefaling og hva som er informasjon. Forslag til ny tekst: Starttid/ pretid skal være innstilt slik at starten på feilforløpet blir registrert også ved 2. sone klarering. Dette oppnås med en pretid på ca. 100 ms, referert start på vern. Se figur 8-2. Feilskriverutstyret skal registrere driftsforstyrrelser med varighet opp til 2,5 s.</p> <p>Svar: Ordet "kunne" strykes fra teksten for å tydeliggjøre kravet.</p>
del II Nettanlegg kap. 8.1.5	Forslag til nytt kapittel (gjøre krav om til informasjon)	Statkraft	<p>8.1.5.2 Informasjon om registreringstid. For feilforløp med varighet kortere enn 2,5 s kan registreringen avsluttes etter at betingelsene for optak opphører (noen perioder etter stabilisert tilstand skal inkluderes). Instilling av registreringstid vil være avhengig av lokale forhold og må til en viss grad vurderes i hvert enkelt tilfelle.</p> <p>Svar: Kravet inneholder detaljer om hvordan man kan registrere relevante data som går utover 2,5 s, f.eks. ved gjeninnkobling. Dette er krav, eller praktisering av kravet, og vi beholder derfor dette under "funksjonskrav".</p>
del II Nettanlegg kap. 8.1. 8.1.5.1	Feilskrivere	Statnett	<p>Det står at varigheten på registreringen skal være slik: "... at hele feilforløpet, inkludert en eventuell gjeninnkoblingssekvens, registreres". Pausetid i forbindelse med gjeninnkoblingssekvens kan bli på opptil 2 minutter dersom det benyttes kontrollert gjeninnkobling og det tar tid før elektriske betingelser er oppfylt. Betyr dette at feilskriver må stilles for opptakslengder > 2min? Her er det behov for tydeliggjøring. Formuleringene her i kap. 8.1 bør også ses i sammenheng med krav i kap. 8.1.5.1 der det kreves at feilskriver minimum skal kunne registrere driftsforstyrrelser med varighet opp til 2,5s.</p> <p>Svar: Nytt avsnitt under 8.1.5.1 er inkludert for å presisere hvordan lengre feilforløp kan håndteres, slik at formuleringene i NVF ikke står i konflikt med hverandre. NVF blir oppdatert med følgende setning: For feilforløp med varighet lengre enn 2,5 s kan opptak avsluttes etter 2,5 sek selv om ikke dette inkluderer gjeninnkoblingsforløpet. Gjeninnkoblingsforløpet skal da lagres i et eget</p>
del II Nettanlegg kap. 8.1.6.1	Tidssynkronis- ering - funksjonskrav	Lyse Elnett Statnett	<p>Kravet er gitt til «... bedre enn 1ms...». Dvs. at 1ms er ikke godt nok. Vi er tvilende til at det er mulig å oppnå slik nøyaktighet der feilskriver er integrert i vern, og kan heller ikke se nødvendigheten av dette i distribusjonsnett</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dette kravet kunne vel vært litt tydeligere formulert. Det er vel maks avvik det er snakk om? Det burde også vært presisert hvilken felles tid som skal benyttes som basis f.eks. UTC. Det diskuteres jo i noen sammenhenger å benytte internasjonal atomtid TAI for slike tekniske systemer og da skader det ikke å være presis på hva som skal benyttes. • NVFs krav til nøyaktighet/avvik < 1 ms innebærer en betydelig skjerpelse i forhold til FIKS 2012 der tilsvarende krav var < 5 ms. Det skjerpede kravet kan være vanskelig å oppnå i en del anlegg der tidsynkronisering er basert på bruk av NTP protokoll distribuert via lokalt datanettverk. Resultatet kan således bli mer kostbar infrastruktur for tidsynkronisering. Selv et avvik i størrelsesorden 1 ms er uansett ganske betydelig (18° elektrisk). Foreslår derfor at < 5 ms kravet fra FIKS 2012 videreføres dersom det ikke er andre vektige argumenter for å kreve < 1 ms. <p>Svar: Krav for tidsynkronisering settes tilbake til 5 ms. 5 ms utgjør en halv periode, som ansees tilstrekkelig for strømmen, men det er ønskelig med bedre for spenning. Krav 5 ms ansees som samfunsmessig rasjonelt da man kan benytte strøm for å synkronisere målingene for de ulike stasjonene. Har tatt med at utstyrets interne klokke skal være synkronisert mot UTC og korrigeres for sommertid.</p>
del II Nettanlegg kap. 8.1.6.1	Tids-synkroni- sering - funksjonskrav	Statnett	<p>Kravet om et logisk signal er vel først og fremst relevant for konvensjonelle anlegg med sentral feilskriver der det er en sentral RTU som tidssetter meldinger? I databaserte kontrollanlegg der feilskriver er integrert i vern blir meldingene (start, frakopling etc.) tidsatt i selve vernet. Det er altså samme enheten som tidssetter både meldinger og registrerer feilkurven. Da faller i praksis behovet for en slik melding bort. Ved driftsforstyrrelser vil det i slike anlegg dessuten kunne bli start av feilskriver i et tosfiret antall vern og det vil således føre til et unødvendig meldingsras dersom hvert vern melder om start på sin interne feilskriver. Teoretisk kunne man laget et samlesignal pr. stasjon, men dette fører til ekstra engineering/utprøving og dermed kostnader for en funksjon som er overflødig.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kravet i NVF er kun at logisk signal skal kunne lagres på lokale tidsfølgemeldere. Altså ikke noe krav om overføring fjernt, men det er vel ikke intensjonen at man må ut i stasjonen for å hente inn lokal registreringer? <p>Foreslår at teksten i NVF vedr. logisk signal endres. Forslag til ny tekst: "I konvensjonelle kontrollanlegg der meldinger tidsettes i sentral RTU skal frittstående feilskriver overføre et logisk signal for feilskriverstart til driftsentral"</p>

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
Svar:			Kravet til nøyaktighet justeres til 5 ms. Og forslaget til ny tekst tas inn i revidert NVF.
del II Nettanlegg kap. 8.1.7	Funksjonskrav (Analog registrering og presentasjon)	Statnett	Tredje avsnitt: " For transformatorer mellom 132/300 kV, 132/420 kV og 300/420 kV skal alle fasestrømmer og nullsystemstrøm registreres og presenteres analogt på minst en side av transformatoren". Dette kan tolkes som at man kan utelate registrering på en av sidene av transformatorene. Dette samsvarer dårlig med kravene i kap. 8.1.1.1 der det står at feilskriver skal være i stand til å registrere data fra alle avganger ≥ 110 kV. Hvilket av disse kravene gjelder? Svar: Kravene til registrering skal gjelde begge sider av transformator på disse spenningsnivåene. Revidert NVF justeres.
del II Nettanlegg kap. 8.2	Pendlingsregis- tratorer	Skagerak Nett AS	Avsnittene og avsnittstitlene er sannsynligvis feilplassert og skaper noen uklarheter. Blant annet står systemansvarlig sitt krav til plassering av registratorer under tittel: Informasjon. SN mener også her at systemansvarligs krav om bruk av pendlingsregistratorer bør i hovedsak være i vedtak rundt nye anlegg eller relevant endring av anlegg. Svar: Kravene til pendlingsregistratorer gjelder nye anlegg og kun ved relevante endringer i eksisterende anlegg definert i 8.2.2.1: Hvilke stasjoner som skal ha funksjonalitet for pendlingsregistrering bestemmes av systemansvarlig gjennom vedtak. 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, men vil ikke ha tilbakevirkende kraft. Det er i hovedsak stasjoner i områder med høy produksjon og/eller transit, og stasjoner i områder med pendlinger som vil kunne ha behov for pendlingsregistrator.
del II Nettanlegg kap. 8.2.1.1	Pendlingsregis- tratorer Funksjonskrav	Statnett	Det står i andre avsnitt at : "... Pendlingsregistrator skal også være i stand til å skille mellom pendlinger i aktiv og reaktiv effekt." Forutsatt at dette er funksjonalitet som faktisk finnes i kommersielt tilgjengelig utstyr: Hvordan skal eventuelt et slikt skille formidles? Som meldinger til driftssentral? Som markører i pendlingsopptaket? Svar: Slik funksjonalitet er tilgjengelig i kommersielt tilgjengelig utstyr, fra flere produsenter. Det er i hovedsak pendlinger i aktiv effekt som skal varsles til driftssentral, men pendlingsregistratoren kan i enkelte tilfeller tenkes å brukes til å monitorere pendlinger i reaktiv effekt. På samme måte som en feilskriver kan detektere og registrere ulike størrelser (strømmer, spenninger, etc), skal pendlingsregistratorer kunne registrere og lagre blant annet P og Q. Hvilke størrelser som er mest relevante for driftssentral å overvåke vil kunne variere, og NVF stiller ikke krav til hvordan dette skal stilles inn.
del II Nettanlegg kap. 8.2.1.2.1 (kap.8.2.2.1 i revidert NVF)	Pendlingsregis- trator Informasjon	Lofotkraft Statkraft	Systemansvarlig skal her gis myndighet til å pålegge installasjon av pendlingsregistratorer i nettet etter fortløpende behov. Her må det lages objektive kriterier for når tid dette skal pålegges, eventuelt at Systemansvarlig dekker kostnadene for dette. Forslag til ny tekst: Hvilke stasjoner som skal ha funksjonalitet for pendlingsregistrering bestemmes av systemansvarlig gjennom vedtak . Systemansvarlig stiller krav i hvert enkelt tilfelle, basert på blant annet stasjonens plassering i nettet, nettforhold og tilknyttet produksjon. Utvalget av stasjoner vurderer fortløpende Svar: Foreslått tekst inkluderes. I tillegg vises det til spesifikke forhold som vil kunne utløse behov for pendlingsregistratorfunksjonalitet, herunder områder med høy produksjon og transit, samt kjente områder med pendlinger.
del II Nettanlegg kap. 8.2.1	Pendlingsregis- tratorer Funksjonskrav	Statnett	Det er andre kap. under 8.2.1 som heter Funksjonskrav. Overskriften kan med fordel fjernes Svar: Tas til følge. Den første overskriften knyttes til funksjonskrav om detektering av pendlinger, og den neste overskriften slettes, slik at påfølgende overskrift i revidert NVF blir; 8.2.2 Plassering av pendlingsregistrator, som får tilhørende funksjonskrav i underkapittel 8.2.2.1
del II Nettanlegg kap. 8.2.1.1	Pendlingsregis- tratorer Informasjon	Statnett	Feil tekst på kap.? Skulle det vært "Plassering av pendlingsregistratorer"? Svar: Skrivefeil, rettet opp. Nå heter kapitlet 8.2.2 Plassering av pendlingsregistratorer
del II Nettanlegg kap. 8.3.1	PMUer Anbefalinger	Statnett	Omtalen av PMU i dette kapitlet virker veldig diffus. Hva ønsker egentlig systemansvarlig å formidle av krav her? • Det savnes en forklaring på hva som skjuler seg bak forkortelsen PMU • Burde ikke krav til tidsynkronisering av PMU tas med her? Forutsetning for at PMU skal ha tilfredsstillende nøyaktighet er jo en svært presis tidsynkronisering (typisk kreves avvik ≤ 1 μ s). • Det burde kanskje vært stilt krav til PMU-klasse? Skal PMU oppfylle kravene til M-klasse eller P-klasse (som definert i IEEE Standard C37.118.1-2011). M-klasse er vel anbefalt dersom deteksjon av pendlinger er viktig? Svar: Kap 8.3 er tatt ut av revidert NVF, og i stedet inkludert i eget bakgrunnsdokument. Kapitlet inneholder anbefalinger og informasjon om PMU-er, men ingen krav.

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
del II Nettanlegg kap. 8.1.1/ 8.4.1	Feilskrivere og pendlingsregis- tratorer	Lyse Elnett	Det må presiseres/beskrives om det er krav til automatisk overføring av feilskriverfiler, og hvilke opptak som defineres som relevante. Det er uansett anleggseier/konsesjonær som er ansvarlig for feilanalyse i eget nett.
del II Nettanlegg kap. 8.4.1	Lagring Funksjons- krav	Statnett	Andre avsnitt: "Konsesjonær skal overføre alle relevante opptak fra feilskrivere og pendlingsregistratorer til systemansvarlig." Her kan det med fordel tydeliggjøres hva som menes. Hvilke feilskriveropptak fra konsesjonærs anlegg er så relevante at de skal overføres til systemansvarlig? Eller menes det at konsesjonær skal overføre bestemte opptak på forespørsel fra systemansvarlig? Svar: Tekst i revidert NVF tydeliggjør at det er overføring av opptak på forespørsel som er akseptabel minimumsløsning. Automatisk overføring av opptak er en anbefaling (ikke et krav) som tas ut av revidert NVF og overføres til bakgrunnsdokument.. Selv om anleggseier/konsesjonær er ansvarlig for feilanalyse i eget nett skal systemansvarlig iht. fos § 22 kontrollere innholdet i feilanalysen, og koordinere analyse der flere konsesjonærer er involvert. I alle disse tilfellene vil overføring av feilskriveropptak kunne være relevant.
del II Nettanlegg kap. 8.4.2	Lagring praktisering av funksjonskrav	Statkraft:	De tre siste avsnitt vedrørende signal fra dempetilsats og krav til analogt signal fra dempetilsats bør flyttes fra kapittel 8.4.2 til kapittel 8.2.1.1 Funksjonskrav til pendlingsregistratorer. Tredje siste setning: "For reaktive komponenter med dempetilsats skal signal fra denne registreres i sentral pendlingsregistrator." Antar at det her er snakk om et analogt signal? Dersom dette er korrekt bør det vel også spesifiseres hvilken format (f.eks. 4-20mA) dette signalet skal ha? To siste setninger: "Ytterligere krav dersom stasjonen har generator ≥ 50 MW: Analogt signal fra dempetilsats skal registreres i sentral pendlingsregistrator". • Generatorytelse ≥ 50 MW er uklart. Menes det generator med ytelse ≥ 50 MVA eller generator tilknyttet turbin med ytelse ≥ 50 MW? • Kravet om analogt signal fra generator dempetilsats er det samme som i FIKS 2012, men dette kravet har erfaringsmessig skapt mye frustrasjon og hodebry i de senere år fordi det er uklart hvem som er ansvarlig for hva. Det er derfor sterkt ønskelig at NVF tydeliggjør dette. Statnett o Hva menes egentlig med sentral pendlingsregistrator og hvem har ansvaret for denne? Lokal netteier eller kraftprodusenten? o Dersom det er forventet at lokal netteier holder sentral pendlingsregistrator plassert i stasjonens koblingsanlegg kan det bli behov for å føre det analoge signalet over store avstander fra f.eks. fjellanlegg og ut i daganlegg. Hvem har ansvaret for å etablere en slik forbindelse som kan bli over 1 km lang? o Er etablering av en eventuell slik lang signalvei en fornuftig ressursbruk når det eneste man oppnår er at lokal netteier blir et mellomledd mellom produsenten med sin dempetilsats og systemansvarlig? Vil det ikke være mer rasjonelt at produsent selv besørge pendlingsregistrator i sitt lokalkontrollanlegg med overføring av opptak via FTP protokoll til systemansvarlig? o Bør ikke format på analogt signal fra dempetilsats spesifiseres/standardiseres? Svar: Formulering om "sentral pendlingsregistrator" fjernes. Kravet i revidert NVF blir forsøkt rendyrket slik at det blir stilt rene funksjonskrav til selve pendlingsregistratoren, ikke til hvordan denne implementeres og driftes i praksis. Tekst som omhandler signaler fra dempetilsats blir fjernet, og erstattes med ny tekst i kap. 8.2.1.1. Formulering om analogt signal fra dempetilsats skrives om, da det kunne fremstå uklart om kravet gjelder pendlingsregistratoren eller dempetilsatsene. Ny formulering er ment å presisere at pendlingsregistratorene skal kunne registrere et kontinuerlig signal (tidsserie) som sendes fra en dempetilsats, og at det ikke er behov for at signalet er analogt. Ordet "analogt" ble i FIKS 2012 ofte benyttet for å indikere en tidsserie som viser kurveformer, i motsetning til digitale, binære signaler. Dette er nå endret i NVF. Formuleringen knyttet til generatorens størrelse er også tatt ut.
del II Nettanlegg kap. 8.4.2	Lagring praktisering av funksjonskrav	Statnett	Andre avsnitt: "Feilskriverutstyr skal ha kapasitet til å lagre minst 10 feilforløp à 2,5 s." Hører ikke dette kravet hjemme i kap. 8.1.5.1 der det stilles krav til feilskrivers opptakslengde? For pendlingsregistrator er det ikke stilt krav til lagringskapasitet i dette kap. Er det en forglemmelse? Forslag: Fjern "lagringsdelen" fra kap. 8.4. Opptakslengde og lagringskapasitet for feilskriver og pendlingsregistrator kan med fordel flyttes inn under henholdsvis kap. 8.1.5.1 og 8.2.4.1

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
		Svar:	Kap 8.4 er tiltenkt å samle kravene til lagring og overføring av alle typer opptak, både feilskrivere og pendlingsregistratorer. Kravene til lagring kunne ha vært fordelt på de forskjellige komponentene i de tidligere delkapitlene i kapittel 8 og presentert der. Hensikten med kravene til lagring og overføring av opptak er nettopp at opptakene blir lagret, og kapittel 8.4 fokuserer først og fremst på denne funksjonaliteten. Om lagringen gjøres på et internt minne i en feilskriver, på en sentralisert server eller gjennom en annen teknisk løsning er ikke vesentlig, og ved å plassere kravene til lagring i et eget delkapittel er hensikten å kunne omtale lagringsfunksjonaliteten på denne måten, uten å legge føringer på hvilken teknisk løsning som benyttes. Revidert NVF tar inn funksjonskrav for lagring av registreringer for pendlingsregistratorer. Det er riktig at dette manglet
del II Nettanlegg kap. 8.4.2	Lagring praktisering av funksjonskrav	Lyse Elnett	Dette punktet må ses i sammenheng med krav i 8.4.2 (Krav om 10 opptak a' 2,5s). I kombinasjon med KONGIK etter 10-20s vildette medføre oket aktivitet/arbeidsmengde for å kontrollere/frigi minnekapasitet
		Svar:	Kravet skrives om i revidert NVF med supplert tekst: "Dersom feilforløpet varer lengre enn 10 forløp a 2,5 s skal startforløp og gjeninnkobling lagres som et minimum"
del II Nettanlegg kap. 8.4.2.2	Feilskrivere Anbefaling	Lofotkraft	"Det anbefales at feilskriverutstyret utstyret med mulighet for automatisk overføring av feilopptak til FTP-server hos systemansvarlig." Dette medfører ekstra installasjons-, drifts-, og vedlikeholdskostnader. Det bør gjennomføres en samfunnsøkonomisk kost/nyttevurdering for dette. Svar: Dette avsnittet blir tatt ut av revidert NVF, og i stedet inkludert som en anbefaling i bakgrunnsdokumentet. Dette for å unngå forvirring om hva som er krav i NVF i forhold til fos, og hva som er krav knyttet til andre forskrifter. Bakgrunnsdokumentet vil også gi informasjon om
del II Nettanlegg kap. 8.4.1	Feilskrivere Lagring	Elvia	Rutiner eller systemer for innhenting av relevante opptak skal være implementert slik at ingen relevante opptak mistes Svar: Tatt inn under 8.4.2 Praktisering av funksjonskrav. Da som et tillegg til eksisterende tekst. Elvias tekst oppsummerer fint hva hensikten med praktiseringen av funksjonskravet skal være.
del III Forbruksanlegg kap. 10.1.2	Informasjon om EU- forordning og	Lyse Elnett	Det henvises til første og siste kolonne i Tabell 10-1i ft. transiente situasjoner. Vi antar at det menes første og siste rad. Svar: Ja, vi retter det
del III Forbruk kap. 10.2.1	Funksjonskrav om spenningsgren- ser	Agder Energi Vannkraft AS	AAEVK: For anlegg på spenningsnivåene 66, 110 og 132kV bør vi holde oss til definisjonene brukt i FEF med Un (1.0 pu) på hhv 66kV, 110kV og 132kV. Verdiene er lagt til grunn ved dimensjonering og bygging av et stort antall anlegg, og styrer bl.a valgt isolasjonnivå (Um, merkespenning) på utstyr, krav til minimum faseavstand bygningsmessig utforming osv. Å endre på dimensjonerende forutsetninger vil utløse en lang rekke kostbare ombygginger av anlegg, da spesielt i forbindelse med reinvesteringer, uten at en vil klare å hente ut særlig nytte. For nettnivåene 132kV, 110kV og 66kV settes Un til hhv 132kV, 110kV og 66kV. Øvrige kolonner oppdateres ihht dette.
del III Forbruksanlegg kap 10.2.1.2	Praktisering av funksjonskrav om spennings- grenser relatert nominell system- spenning Tabell 10-4	Agder Energi Nett	Nominell 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 nominell systemspenning. Uheldig da 1 pu nominell spenning...
		Skagerak Nett AS	De nominelle systemspenningene i regionalnettet i Norge er i dag basert på den første serien i IEC 60038 avsnitt 4.4 tabell4, og er også de nominelle spenningene som relevante norske forskrifter (f.eks. FEF) referer til.Historisk har det vært normalt å benytte n x 11 kV på de ulike nivåene.Normale driftsspenninger i 132 kV nettet er typisk mellom127-138 kV. Tabell 10-4 i NVF er derimot basert på den andre serien for nominelle spenninger i IEC 60038 avsnitt 4.4, og medfører at verdiene for maksimal kortvarig systemspenning (1.1 pu) blir for høye i forhold til hva de fleste anleggi Norge er dimensjonert for i dag. Dette vil også utfordre utstyrsanskaffelser og prosjekteringsrutiner og være kostnadsdrivende. De nominelle spenningene i NVF tabell 10-4, er heller ikke harmonisert med nominelle spenninger satt for produksjonsanlegg i Del IV av NVF. SN mener de nominelle systemspenningene i NVF tabell 10-4 burde endres til 400 kV, 285 kV, 132 kV, 110 kV og 66 kV etter IEC 60038 4.4 avsnitt 4.4 tabell 4 første serie, og at de tilhørende

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
		Hydro Energi AS	<p>Det henvises i tabelltekst for tabell 10-2 til anlegg med nominell systemspenning fra og med 300 kV til og med 420 kV. Dette er ikke riktig benevnelse ettersom den nominelle spenningen i et <300 kV-anlegg> er lavere enn 300 kV. 300 kV og 420 kV er i utgangspunktet de maksimale spenningsverdiene anleggene skal utsettes for, jf. blant annet NEK IEC 60038. Krav til maksimale driftsspenninger for ulike typer materiell reguleres for øvrig av DSB fisolasjonsholdfasthet). Foreslir derfor justering av tabelltekst for tabellene 10-2 og 10-3, for i unngi uklarheter knyttet til hvilke spenningsverdier som er utgangspunktet for de angitte per unit verdier.</p> <p>Svar: Kommentarer tas til følge. NVF tekst er justert slik at referansespenning identifiserer. NVF krav for 1,05 pu / maksimal kontinuerlig systemspenning tilsvarer høyeste systemspenning for utstyr i forhold veiledning til FEF fra dsb. Revidert NVF justeres slik at EU kode krav om 1,1 pu for maksimal kortvarig systemspenning (20/ 60 minutter) ikke tas med, da dette kan være urasjonelt (kotnadsdrivende ved valg av utstyr)..</p>
del III Forbruksanlegg kap. 10	Referanser til Nettanlegg (Vern kontroll og informasjonsut eksling)	Hydro Energi AS	<p>Hydro anser krav til forbruksanlegg å vere begrenset til del III, med mindre det er gitt spesifikke henvisninger til at krav i del II om nettanlegg også gjelder. Vi anser at (nettkomponenten) som kun benyttes til i forsyne nevnte forbruksanlegg, i denne sammenheng anses inkludert i termen forbruksanlegg. Hvis systemansvarlig mener annet, ber vi om at dette spesifiseres (tydeligere) i retningslinjene. Hydro anser flere av kravene i del II om nettanlegg, da spesielt i kapittel fem, i vare lite hensiktsmessig for anlegg som kun forsyner industri. Forbrukerkunder bør ha mulighet til i velge andre løsninger når dette ikke har negative konsekvenser for øvrige konsesjoner tilknyttet det eksterne nettet. Dersom systemansvarlig skulle ønske å implementere ytterligere henvisninger til del II fra del III, enn hva som nå er sendt på høring, ber vi om at dette konsulteres behørig med relevante bransjeaktører i god tid for implementering.</p> <p>Del II - Nettanlegg vil kunne være relevant i tilknytningspunktet. Ønske om dialog og</p> <p>Svar: konsultering med bransjen noteres.</p>
del III Forbruksanlegg kap. 10	Spenningsgren ser	Hydro Energi AS	<p>Verdier angitt i tabell 10-6, herunder med hensyn til bide absoluttverdier og per unitverdier, ser ikke ut til i vare konsistent med verdiene angitt i tabellene LO-2 og 10-4. Systemansvarlig bør gå igjennom disse og sørge for at disse stemmer overens.</p> <p>Svar: Takk, tabellene blir koordinert, se også svar over.</p>
del III Forbruksanlegg kap. 10.4	Utveksling av reaktiv effekt	Hydro Energi AS	<p>Hydro tolker de angitte kravene dithen at en industrikunde tilknyttet regional- eller transmisjonsnettet, fritt kan operere innenfor effektfaktor mellom minus 0,9 og pluss 0,9. Dette innebærer at man ikke risikerer krav til i yte eksempelvis minus 0,9, dersom man klarer i operere eksempelvis med effektfaktor lik 1. Vi anser det essensielt at industrikundene tilknyttet nevnte nettnivåer, selv kan styre og koble egne ressurser for reaktiv effekt ut fra hva som optimaliserer egne prosesser, gitt at man ikke overstiger de angitte grenser for reaktiv effekt. Dersom systemansvarlig skulle mene annet, ber vi om at dette spesifiseres i oppsummeringen i høringsdokumentet. Ressurser for reaktiv ytelse, herunder kondensatorbatterier, benyttes i en del tilfeller kombinert som filter for overharmoniske. Dette understreker også viktigheten av at industrikundene selv bør ha kontroll på bruk av egne ressurser. Ved havari av komponenter som bidrar med reaktiv ytelse vil det i en midlertidig periode være behov for gkt uttak av reaktiv effekt fra overliggende nett. Vi finner det ikke sarskilt spesifisert i retningslinjene hvordan slike situasjoner skal håndteres. Det er viktig kraftsystemet da bidrar innenfor den evne som eksisterer.</p>

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad (svar)
		Svar:	<p>Vedr. fos § 14 og NVF: NVF gir funksjonskrav iht fos § 14. Funksjonskrav i NVF kap. 10.4.1 angir en konvolutt for reaktiv effektutveksling tilsvarende $\cos\phi=0,9$ (tanphi fra -0,48 til +0,48) til industrianlegg tilknyttet regional- og transmisjonsnett. Konvolutten omfatter fra +48% (forbruk) til -48% (leveranse) av reaktiv effekt i forhold til aktiv effekt, og konvolutten sammenfaller med EU nettkode DCC artikkel 15, som foreløpig ikke er norsk lov. Merk at systemansvarlig kan fatte fos § 14 vedtak om reaktiv effektutveksling både innenfor og utenfor konvolutten.</p> <p>Systemansvarlig vurderer det som samfunnmessig urasjonelt at krav til reaktiv effektutveksling alltid skal fastsettes som hele konvolutten, dvs som et fast krav til alle forbruksanlegg (av alle størrelser og tilknyttet alle spenningsnivåer). Derfor legges det i NVF opp til at kravet kan tilpasses ved behovsprøving innenfor konvolutten, dvs at kravet kan tilpasses ved at konvolutten kan endres til å bli smalere eller videre. Det gjøres justeringer i revidert NVF for å tydeliggjøre dette.</p> <p>Det skal bemerkes understrekes at systemansvarlig ved NVF stiller tekniske funksjonskrav til anlegg/ utstyr ved fos § 14, og ikke angir hvordan funksjonaliteten skal benyttes i driften (ei heller hvordan eventuell godtgjøring/ betaling arrangeres). Dette er forhold som avtales mellom netteier og forbrukseier innenfor de føringer som er gitt i forarbeidene til fos. I den anledning er ordet "kunne" føyd til under kapittel 10.4.2: "Reaktive komponenter skal kunne være tilgjengelig for kraftsystemet". Dette for å tydeliggjøre at systemansvarlig setter funksjonskrav til anleggene. Mens det for hvert enkelt anlegg blir opptil eier av industrianlegg/forbruksanlegg og nettanlegg å avtale bruk av reaktive komponenter og styring av disse, herunder prioritet til kontroll av disse, dersom det ikke er gjort et fos § 15 vedtak om dette. NVF inkluderer funksjonskrav bare i forhold til fos § 14, NVF inkluderer ikke informasjon om praktisering i forhold til fos § 15.</p> <p>Vedr. fos § 15: Det bemerkes at konvolutt for reaktiv effektutveksling ikke betyr at forbruksanlegget skal kunne operere fritt innenfor dette effektområdet. Systemansvarlig kan gjennom fos § 15 sette krav til reaktiv effektutveksling for å ivareta spenning i systemet. Utgangspunktet for utveksling av reaktiv effekt er at den enkelte konsesjonær skal være selvforsynte med reaktiv effekt. Dette innebærer ~ 0 reaktiv effektflyt i utvekslingspunktet om ikke annet er avtalt mellom kunde og netteier, eller om systemansvarlig har fattet et Fos § 15 vedtak om en gitt grense.</p> <p>Tiltak relatert til funksjonalitet i forhold til mulighet for drift av anlegg med feil på reaktive komponenter kan også bli relevant for et fos § 15 vedtak, der det tilstrebes n-1 redundans.</p>
del III Forbruksanlegg kap. 10.5	Vern (systemvern)	Hydro Energi AS	<p>Installering av systemvern følger av systemansvarsforskriften § 21, og kan ikke installeres uten etter vedtak av systemansvarlig. Systemansvarlig skriver imidlertid i NVF 2020 kap 10.5.1.2.1 at dersom konsesjonar vil benytte et vernsystem i tilknytningspunktet og/ eller tilkoblingspunktet som inkluderer frekvensvern eller under-/overspenningsvern for beskyttelse av eget anlegg, da skal funksjonaliteten for vernsystem behovsprøves. Gitt gjeldende bestemmelse, legger vi til grunn at de vern man her snakker om ikke skal ha betydning for, eller innvirkning, på systemdriften. Systemansvarlig har i tabell 10-1 foreslått krav til hvilke frekvensavvik forbrukskunder skal kunne hindre. Systemansvarlig har i tabellene 10-2 til og med 10-6 foreslått krav til hvilke spenningsavvik forbrukskunder skal kunne hindre. Vi ber systemansvarlig spesifisere hvorfor det evt. er krav til behovsprøving for anlegg som kobler ut ved opplevde frekvens- og spenningsavvik utover de foreslåtte grenseverdier angitt i nevnte tabeller. Dersom behovsprøving kun gjelder i de tilfeller konsesjonarer har behov for å koble ut innenfor de foreslåtte frekvens- og spenningsavvik, ber vi om at dette presiseres, da det ikke kommer tydelig frem av retningslinjene.</p> <p>Svar: Behovsprøving er nødvendig dersom frekvens og spenningsvern gir frakobling fra nettet. Dette for at systemansvarlig skal ha kontroll over bruk av slike vern som kan komme i konflikt med systemdriften ved normale variasjoner og ved driftsforstyrrelser.</p> <p>Bruk av spenningsvern utenfor grensene angitt i NVF skal begrunnes og vurdering gjøres for å oppnå selektivitet. Det er spesielt bruk av momentanverdier som kan forårsake uønsket frakobling pga uselektivitet mot andre anleggsdeler.</p> <p>Vern på andre anleggsdeler skal få virke og koble ut feilbefengt anleggsdel vd f.eks. kortslutning på nettet, slik at mulig normaltilstand oppnås før spenningsvernet løser ut.</p>
del III Forbruksanlegg kap. 10.5	Vern kontroll og informasjons- utveksling	Skagerak Nett AS	<p>Krav til behovsprøving for å la konsesjonærene ta i bruk andre vernfunksjoner(frekvensvern og spenningsvern) for anlegg tilknyttet transmisjonsnett virker å være i strid med DCC artikkel 16 ledd 2. Avsnitt 10.5.1.2 med underavsnitt burde derfor fjernes.</p> <p>Svar: Per dags dato er ikke DCC gjeldende regelverk i Norge.</p>
del IV Produksjons- anlegg kap 12.1.2	Spennings- grenser Tabell 12-2 og	Norsk Olje og Gass Svar:	<p>Et punkt vi likevel ønsker å påpeke er at NVF innfører nye «Nominelle spenningsnivåer», jf. for eksempel tabell 12-2 på side 100.</p> <p>Vi ber derfor Statnett om å redegjøre for konsekvensene av en generelt lavere spenning i transmisjonsnett. Tema kan være (ikke utfyllende) økte elektriske tap, innstilling av vern, transformatorers spenningsreguleringsevne og konsekvenser for anlegg med setpunktregulering (HVDC anlegg, SVC osv.).</p> <p>Tabell 12-2 (12-3 i revidert NVF) er justert og lister maksimal kontinuerlig spenning, koordinert i forhold til veileder til FEF.</p>

NVF_2020 Høringsutkast kap.Referanse	Tema	Hørings- instans	Høringsinstansens innspill / Systemansvarliges merknad
	Produksjonsanlegg	Alle	Diverse innspill vedrørende - skrivefeil - feilaktige referanser og hyperlinker - feilaktige eller manglende forklaringer på figurer og tabeller - Forslag til språklige endringer, herunder begrepsbruk - Forslag til mindre strukturelle endringer - Feil i matematiske formler
		Svar:	Dette har blitt rettet. I Del IV er begrepet "åpen krets" erstattet med "åpen effektbryter" etter innspill fra flere høringsinstanser. Dette gjøres for å unngå forveksling med "åpen sløyfe/krets" som et reguleringsteknisk begrep.
		Hymatek Svar:	Ekstremt mange gjentakelser fra kapittel 12 til kapittel 13, både når det gjelder tabeller, figurer og forklaringer. Oppsettet er ekstremt rotete. Funksjonalitet bør defineres i kapittel 12, men både testmetoder og krav til respons / resultat på testene bør stå i kapittel 13. Kapittel 13 lider generelt av mangel på definisjon av kriterier for at testene som defineres der er akseptert. Kapittel 12 og 13 omstruktureres.
del IV	Produksjonsanlegg	Hymatek Svar:	Ønsker generelt samlet oversikt over forkortelser med forklaring. Det inkluderes en oversikt over forkortelser og forklaringer.
	Produksjonsanlegg	Hymatek Svar:	Ønsker en tydelig klargjøring av type A, B, C og D Type A, B, C og D er hentet fra tilknytningsforordningene og vurderes tydelig nok definert.
	Produksjonsanlegg	Hymatek Svar:	Ønsker en tydelig klargjøring av Kat. 1, 2 og 3 Basert på tilbakemeldinger er det vurdert som hensiktsmessig å fjerne denne inndelingen.
	Produksjonsanlegg	Hymatek Svar:	Det mangler flere tabell-referanser i dokumentet Inkludert i overordnet punkt.
	Produksjonsanlegg	Hymatek Svar:	Figur 12-4 er feil; Dødbånd må stå i ER-verdigrensen, ikke REF -verdigrensen Inkludert i overordnet punkt.
	Produksjonsanlegg	Hymatek Svar:	Figur 12-5, regulatorens respons, ikke systemet Inkludert i overordnet punkt.
	Produksjonsanlegg	Hymatek Svar:	Tabell 13-1 som skal oppsummere siuleringene er ikke tydelig definert, se kommentarer i vedlagt dokument. - Det er heller ikke definert hva (X) betyr Kapittel 12 og 13 omstruktureres og tabellene tydeliggjøres i NVF revidert for RME. Definisjonen av (X) har blitt inkludert i alle tabeller.
	Produksjonsanlegg	Hymatek Svar:	Tabell på side 144 har flere ting rundt lastav- og påslag som ikke er konsistent/ entydig definert. Kommentar tatt til etterretning.
	Produksjonsanlegg	Hymatek	Det refereres ofte til simulerte tester, men ikke hvilke modeller som skal ligge til grunn for simuleringene.

		Svar:	ser ikke systemansvarlig det som hensiktsmessig, eller mulig, å stille detaljerte krav til simuleringmodeller. Simuleringmodeller varierer med utførende selskap, programvare m.m. Systemansvarlig legger til grunn at det er tester (og kraftsystemdata) som er den endelige verifikasjonen av funksjonaliteten, og presiserer at det er tiltakshavers ansvar å tilse at planlegging av produksjonsenheten er iht. funksjonskravene. Følgelig vil tiltakshaver ha incentiver for at simuleringene er korrekte. Systemansvarlig vurderer at krav til verifiserende simuleringer er et middel for at funksjonskrav er ivaretatt gjennom prosjekteringen av produksjonsanleggene, og at gevinsten av utførte simuleringer må sees i et langt løp, fremfor sak til sak. Systemansvarlig anerkjenner dermed også at simuleringer er en forenkling av virkeligheten, og uforutsette responser/dynamikker/annet kan opptre. Simuleringene skal være slik sett også være et utgangspunkt for vurdering av tiltakshavers eventuelle manglende overholdelse av plikter dersom tester viser at funksjonskravene ikke er oppfylte. Dvs. viser simuleringer at tiltakshaver på forsvarlig vis har ivaretatt sine plikter for å planlegge produksjonsanlegget på en slik måte at det oppfyller
Produksjonsanlegg	Hymatek	Svar:	Hvor er krav til tidskonstant for servostyring Systemansvarlig forstår innspillet som en referanse til kravet i FIKS 2012 om at servotidskonstanten. Systemansvarlig har i NVF gått vekk fra krav som omhandler "veien til målet", men heller kravstilt "målet". I denne sammenhengen vil tidskonstantene til servo(e) være en del av det totale reguleringssystemet, feks turbinregulator, vannveiseegenskaper, generatortyngde osv. På samme måte som systemansvarlig ikke stiller krav til dynamikk i vannvei, stiller heller ikke systemansvarlig krav til tidskonstantene til ledeapparatene, så lenge kravene til resulterende respons er
Produksjonsanlegg	Hymatek	Svar:	Ofte står det åpen sløyfetesting, men det lar seg ikke utføre i praksis. Kan dette utdypes/ presiseres/ rettes opp i Innspillet ivaretas. Endringen er medfører ikke en endring i krav til test, men er en forbedring/retting i ordlyd.
Produksjonsanlegg	Hymatek	Svar:	Figur 13-23 og 13-24: Feil i figur i forhold til definisjon for statikkbidrag og dødbånd. Inkludert i overordnet punkt.
Produksjonsanlegg	Hymatek	Svar:	Kriterier for stopp-respons mangler i tabell i kapittel 13.2.2.1 - bør være inkludert. Tatt bort referert fra FIKS til NVF fordi det ikke er en funksjon som systemet har behov for, men som produksjonseier har egeninteresse av å ivareta.
Produksjonsanlegg	Hymatek	Svar:	Alle referansene er referert til tilknytningspunktet. Hva hvis man oppgraderer kun ett av flereaggregater på samme kraftverk. Hva blir Alle funksjonskrav og krav til testing gjelder for de anleggsdelene som berøres av det aktuelle tiltaket. I forlengelsen av dette vil tiltak som påvirker resulterende egenskaper (for eksempel frekvensreguleringsevner) utløse krav til tester. Hvilke tester som skal gjennomføres vil besluttes av systemansvarlig iht prosessen beskrevet i retningslinjene for fos § 14.
Produksjonsanlegg	Hymatek	Svar:	Testkrav for de ulike kategoriene? Mange steder er det ikke definert hvilken kategori/ type testene gjelder for Det er gitt en oversikt over prøver som skal gjennomføres for de ulike anleggene og hvilke klasser de gjelder for. Kategoriene er fjernet.
Produksjonsanlegg	Hymatek	Svar:	Vil det komme en egen veileder til krav i NVF 2020 for prøver og dokumentasjon av prøver, slik som for FIKS 2012 ? Nei, kapittel 12 og 13 er revidert og skal være tilstrekkelig.

<p>Produksjonsanlegg EnergiNorge</p>	<p>Produksjonsanlegg/RfG: Vi kan ikke se at det skilles i NVF mellom tekniske krav til nye anlegg og til endringer i eksisterende anlegg. I veileder for søknadsppliktige anlegg står det listet en rekke typer reinvesteringer, f.eks ved effektøkninger for anlegg > 10 MW (og unntaksvis anlegg under 10 MW), utskifting av hovedkomponenter som turbinregulator og magnetiseringssystem, generatortransformator eller hjelpekraftanlegg som er søknadsppliktige. I denne sammenheng vil vi peke på at ihht. RfG artikkel 4 gjelder RfG bare i svært begrenset grad ved endringer i eksisterende anlegg. For det første gjelder dette bare ved oppgraderinger av klasse C og D-anlegg, "som er så vesentlige at det må gjøres substansielle endringer i tilknytningskontrakten". Videre er nedre effektstørrelse for klasse C-anlegg 10 MW.</p> <p>Det kan synes som om Statnett i forslaget har utvidet adgangen gitt i RfG til å stille krav ved endringer i eksisterende anlegg ved</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) å stille krav også til anlegg som ikke er klasse C eller D-anlegg 2) å stille krav til flere typer oppgraderinger enn det som etter Energi Norges oppfatning kan tolkes inn i Artikkel 4s krav når det gjelder endringer. Disse skal være "så vesentlige at det må gjøres substansielle endringer i tilknytningskontrakten". <p>Spørsmålet om virkeområde for RfG var sentralt i arbeidet med fortolkning av RfG i 2017, og vi viser til våre synspunkter i den forbindelse og legger ved Energi Norges posisjon når det gjelder vesentlighetskravet i RfG Artikkel 4 som ble spilt inn til Statnett og NVE (vedlegg). Det må gjøres endringer i endelig utgave av NVF og veileder til søknadsppliktige anlegg slik at det ikke gis strengere tekniske krav ved oppgradering av eksisterende anlegg enn det RfG gir adgang til.</p> <p>Svar: Kjernen i innspillet er at RfG ikke kan gjøres gjeldende for anlegg utenfor dens virkeområde "... slik at det ikke stilles strengere krav ved oppgradering av eksterende anlegg, enn det RfG gir adgang til."</p> <p>Som angitt i del I Generelle Føringer er ikke tilknytningsforordningene gjort til norsk lov, og ikke gjeldende. Ikke desto mindre er systemansvarlig gitt i oppdrag fra RME om å koordinere funksjonskravene mot kommende europeiske forordningerm slik at veilederen kan tjene som veileder også etter at tilknytningsforordningene (eventuelt) er blitt gjeldende. I denne sammenheng henviser systemansvarlig til konklusjonen fra "Statnetts forslag til praktisk gjennomføring av EUs forordning for tilknytning av produksjon (RfG)". Konklusjonen var at forordningen ikke påførte krav som systemansvarlig ellers ikke ville stilt gjennom annen nasjonal regulering. Dvs at individuelle sett funksjonskrav til eksisterende anlegg utenfor virkeområdet til RfG og innenfor virkeområdet av RfG, herunder definisjonene i Article 4, ikke ville gitt noen praktiske implikasjoner. I tillegg ble det presisert at systemansvarlig burde beholde muligheten for å stille krav til eksisterende anlegg gjennom nasjonal regulering. Følgelig utformes et samlet sett med funksjonskrav hvor definisjonene for type A, B, C og D brukes innenfor hjemmelen av systemansvaret, uten at systemansvarlig vurderer at dette medfører kostnader for aktører grunnet innhold fra RfG. Se også svar vedrørende generelle føringer til Energi Norge.</p>
<p>Frekvensvern småkraft</p> <p>REN</p> <p>Svar:</p>	<p>REN sine tilkoblingsavtaler bygger på erfaringer fra flere års drift. Våre krav er i dag strengere en det NVF foreslår når det gjelder frekvens. Vi har ikke vurdert hvilke frekvens grenser som er kritiske og ser at vi må finne nye nivåer i samråd med bransjen og systemansvarlig. Vi tror at svaret ikke er helt sort/hvitt. I diskusjonen må vernkonfigurasjon på anlegg vurderes. Vi foreslår at innspill på høringen tas videre inn en slik diskusjon.</p> <p>Innspill noteres og problemstillingen belyses videre med bransjen i dialog.</p>
<p><i>Spesifikke innspill til konkrete krav eller delkapitler samles her.</i></p>	

11.2	Produksjonsanlegg	Statkraft	<p>Tabell 11.2: Det er en uklarhet i tabell 11.2 under rad for 12.6.5 Stoppetid. Det står i denne raden: Alle generatorer med $S_n > 100$ MA skal forbli magnetisert/spenningssatt og klare for gjenoppbygging av nett utenfor PCC. Dette kravet kan ikke finnes igjen i kapittel 12.6.5. Det virker også merkelig å blande sammen stopptid og «forbli magnetisert». Hva menes her? Er det slik at teksten hører innunder 12.6.4?</p> <p>Under 11.2 Behovsvurderinger Står det i: Tabell 11-1: Oversikt over funksjonskrav med behovsvurderinger. Kapittel 12.2.1 Krav: Frekvensreguleringsfunksjoner (fullverdig turbinregulator) $P < 10$ MW. Standard beslutning: Nei, type C behøver ikke fullverdig turbinregulator. AEVK: Samsvarer ikke med tabell under pkt 12.3. Forslag til ny tekst: Standard beslutning: Nei, type B behøver ikke fullverdig turbinregulator.</p>
		AEVK	
		Svar:	Inspillene er tatt til etterretning og er tatt inn i NVF.
12.1.1.1	Produksjonsanlegg	Hymatek	<p>Hvordan defineres P_{max} i forhold til 4% regulering v P_{max}</p> <p>Svar: Systemansvarlig forstår innspillet som en henvisning til krav i FIKS2012 om at slagbegrener skal innstilles slik at det tillattes 104% åpning. Dette kravet utgår, det er ikke er ikke lenger krav til 4% margin mot P_{maks} og eventuelle behov for effektreserver skal sikres gjennom andre mekanismer (marked eller< andre fos-paragrafer).</p>
12.1.2	Produksjonsanlegg	AEVK	<p>Under 12.1.2 Spenningsgrenser. 12.1.2.1 Funksjonskrav stilles det krav om tålegrenser og varighet på spenning i tilknytningspunkt. I område 1,05 pu til 1,10 pu skal det kunne driftes i 60 minutter. I tabell 12-2 vises nettnivå(navn) og nominelle spenningsnivå $U_n = 1,0$ pu. AEVK: For anlegg på spenningsnivåene 66, 110 og 132kV bør vi holde oss til definisjonene brukt i FEF med U_n (1.0 pu) på hhv 66kV, 110kV og 132kV. Verdiene er lagt til grunn ved dimensjonering og bygging av et stort antall anlegg, og styrer bl.a valgt isolasjonnivå (U_m, merkespenning) på utstyr, krav til minimum faseavstand bygningsmessig utforming osv. Å endre på dimensjonerende forutsetninger vil utløse en lang rekke kostbare ombygginger av anlegg, da spesielt i forbindelse med reinvesteringer, uten at en vil klare å hente ut særlig nytte. Bruk av alternativ verdi for U_n bør derfor fjernes fra tabellen. For nettnivåene 132kV, 110kV og 66kV settes U_n til hhv 132kV, 110kV og 66kV.</p> <p>Svar: nominell spenning. Som utgangspunkt har systemansvarlig brukt definisjonene i FEF om maksimal kontinuerlig spenning. Der angis som 72,5 kV, 123 kV, 145 kV, 300 kV og 420 kV. For å koordinere mot per unit-kravene for spenningsvariasjonene, må U_n-verdiene som er angitt i kravene bli slik. Det er et viktig poeng at kravene til spenningsvariasjoner er til produksjonsanleggets dimensjonering (isolasjon og termiske marginer) og ikke til spenning i nettet. For å hensynta innspillet, og for å unngå forvirringer knyttet nettspenning og dimensjonerende spenningsnivåer, fjernes definisjoner av nominell spenning, og kun maksimal kontinuerlig spenning angis i kV. per unit-kravene vil dermed gjelde med utgangspunkt i pu-verdien for maksimal kontinuerlig spenning.</p>
12.1.2.1	Produksjonsanlegg	Statkraft	<p>Synkrone produksjonsanlegg skal kunne drifte innenfor spenningsområdene og tidene gitt av tabell 12-1. Spenningene er referert nominell spenning i tilknytningspunktet for systemet i henhold til tabell 12-2.</p> <p>Svar: Systemansvarlig tar innspillet til etterretning.</p>
del IV Produksjons- anlegg kap 12.1.3	Frekvens-grenser	Agder Energi Nett	<p>AEN mener 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.</p> <p>Svar: DSO må forholde seg til frekvensgrenser i NVF. Bruk av frekvensvern innenfor grensene må godkjennes av systemansvarlig.</p>
12.1.4	Produksjonsanlegg	Hymatek	<p>Hvorfor innføres betegnelse Δ_f/Δ_t? Størrelsen df/dt er allerede etablert, og det virker hensiktsmessig å holde seg til denne.</p> <p>Svar: Inkludert i overordnet punkt.</p>
Fig. 12-4	Produksjonsanlegg	Hymatek	<p>Dødbåndet er plassert i feil gren i figuren.</p> <p>Svar: Inkludert i overordnet punkt.</p>

12.2.1.1	Produksjonsanlegg	Hymatek	<p>Skal positivt og negativt dødbånd, samt statikk for over- og underfrekvens være forskjellige?</p> <p>Slik FSM er definert i NVF står den i konflikt med definisjonene på nordisk FCR. Det vil dermed være mere naturlig at aggregat kvalifisert for nordisk FCR får egne moduser.</p> <p>med RfG Artikkel 15.2.d i. Tabell 4 i RfG gir Systemansvarlige kun mulighet for å definere 1 statikkverdi og ett dødbånd, noe som gir symmetrisk FSM. Det er viktig at TSOene i norden har lik tolking av regelverket. Når det blir innført felles marked for FCR i Norden er det viktig at vi kan bruke samme programvare i turbinregulatorene. Fingrid VJV2018 og EIFS2018:2 i Sverige har svmetrisk FSM.</p> <p>Svar: Generelt forenkles kapitlene for frekvensregulering slik at deifnisjoneen fra RfG utgår, og implisitt er inkludert gjennom innstillingsmulighetene i turbinregulator. I tillegg har systemansvarlig gjennom høringsinnspillene og prosess for utvikling av frekvensreserver (FCP - Frequency Containment Process) sett at grenseflatene mellom funksjonskravne og markedsvilkårene er utfordrende, og for utydelig i høringsutkastet til NVF.</p> <p>Innstillingsmuligheter for dødbånd og statikk vil gi systemansvarlig og aktørene de nødvendige innstillingsmulighetene for å realisere dagens strategi for sikring av frekvensreguleringsressurser (FCR- Frequency Containment Reserves). Det presiseres imidlertid at utvikling av vil medføre behov for flere funksjoner i turbinregulator. Da disse ikke er endelig besluttet, vil ikke systemansvarlig ved publisering av NVF inkludere informasjon om kommende markedsvilkår.</p>
12.2.1.1	Produksjonsanlegg	Hymatek	<p>Bør ha inn standardverdier for statikk i LFSM-U og LFSM-O. Disse bør ikke fjernstyres, ikke endre under transiente forløp</p> <p>Svar: Systemansvarlig har utviklet NVF med krav til innstillingsmuligheter, og ikke faktiske innstillinger, for funksjonskrav som er relatert systemtjenester. Dette inkluderer frekvensregulering, spenningsregulering og svartstart. Faktisk bruk av funksjonalitet vil bestemmes av øvrige fos paragrafer, markedsløsninger eller avtaler. For øvrig er begrepene LFSM-O og -U utelatt fra NVF på bakgrunn av andre høringsinnspill.</p>
fig. 12-5	Produksjonsanlegg	Hymatek	<p>Er meningen med denne grafen å illustrere at reguleringsmekanismen ikke skal være operativ i dette området?</p> <p>En turbin vil, avhengig av type, endre effekt når turtall endres, selv om ledeskovlene/nålene er i ro. Francis har negativ tilbakekobling (stabil, følger statikklinjen), mens lavtrykk og spesielt Kaplan har positiv tilbakekobling (ustabil).</p> <p>Den resulterende effekten i dødbåndet vil derfor variere avhengig av turbin.</p> <p>Når den går fra dødbånd og ut over grensen, vil reguleringen plutselig aktiveres, og den vil da regulere et stort sprang, avhengig av turbintype, og i positiv eller negativ retning. Dette skal ikke kompenseres for på noe vis?</p>
		Svar:	Systemansvarlig tar innspillet til etterretning. Figurteksten er oppdatert, slik at den referer til turbinregulatorens respons, og ikke effekten. De ulike teknologienes iboende frekvens-effekt-avhengighet er dermed underordnet.
12.2.1.1	Produksjonsanlegg	Hymatek	<p>Hva menes med nøyaktighet? Under hvilke forhold? Kan ikke kreve at regulatoren skal holde frekvensen innenfor 10mHz avvik under alle forhold. Sett krav til følsomhet, minste frekvensendring regulatoren skal reagere på! IEC61362 halve dødbåndet i målesystemet.</p> <p>Svar: Det refereres til målenøyaktighet som skal være bedre enn eller lik 0,01 Hz. Det er referert RfG.</p>
12.2.1.1	Produksjonsanlegg	Hymatek	<p>I NVF står det: For LFSM-U skal produksjonsenheten kunne regulere opp til Pmaks , og opprettholde produksjonen ved Pmaks dersom frekvensen synker ytterligere.</p> <p>Hymatek: Dette betyr at Pmaks må inneholde noe rom for regulering, ref. kommentar opp om hva Pmaks innebærer (12.1.1.1).</p>

			Svar: Systemansvarlig tar innspillet til etterretning og inkluderer tekst for å synliggjøre at oppregulering fordrer margin mot Pmaks, og nedregulering fordrer margin mot Pmin.
12.2.3	Produksjonsanlegg	Hymatek	Hvordan skal df/dt måles? Er det måling av frekvensen på nettet, eller kan frekvensen avledet av turtallsmåling for aggregat benyttes? Slike målinger kan allerede være filtrert på en eller annen måte. Svar: Er det krav til målingen? Systemansvarlig tar innspillet til etterretning. Det inkluderes tekst om at målingen kan avledes fra både elektrisk frekvens og turtallsmåling.
12.2.3	Produksjonsanlegg	Hymatek	NVF sier: Spenningsregulatorens dempetilsats slås av dersom "slå av funksjonen" ikke er blokkert i spenningsregulatoren. Hymatek: Hvis samme funksjonalitet for å detektere frekvensvariasjoner også ligger i spenningsregulator må vel den selv kunne slå seg av/på? NVF sier: Alle eksterne automatiske lastendringssignaler (aFRR, AGC etc.) skal automatisk blokkeres/deaktiveres. Hymatek: Skal dette gjøres av regulator? Hva menes med deaktiveres? skal det settes til 0? eller skal siste verdi stå? (og benyttes) Svar: Innspillene er tatt til etterretning. Spenningsregulator kan tillates å deaktivere separatdriftsmodus selv, men må da også ha funksjonalitet for å motta manuelle aktiveringssignal for dempetilsatsen.
12.2.3		Hymatek	Statikkinnstillinger i tabell 12-6: Er dette å betrakte som et minimumsområde for hvor mye man kan justere? Man kan godt kjøre med høyere statikk for eksempel. Svar: Systemansvarlig tar innspillet til etterretning og inkluderer tekst som angir at innstillingsmulighetene er å anse som et minium av innstillingsmuligheter.
12.2.3.1	Produksjonsanlegg	Statkraft	3. For deaktivering av FSM gjelder følgende. Overskrift sier FSM, innhold gjelder FCR-I. Svar: Systemansvarlig tar innspillet til etterretning. Alle referanser til FSM (og LFSM-O og -U) er fjernet fra NVF, da det ble vurdert å gi for liten nytteverdi, sammenlignet med forvirringen det tilførte. Slik kapittel 12.2 er utformet i endelig versjon, vil kravene til FSM og LFSM fra RfG implisitt være oppfylt gjennom innstillingsmulighetene til turbinregulator.
12.2.4	Produksjonsanlegg	Hymatek	Kommentar til tabellen: Denne tabellen er for dårlig. For det første betegnes mange signaler ut som "måling" som ikke er det. Formuleringer som måling av *settpunkt* for frekvens, slagbegrens, dødbånd og turtall burde formuleres helt annerledes. Svar: Tabellen vil bli bearbeidet. Tabellen er også en anbefaling (ikke krav) og vil bli overført til bakgrunnsdokumentet "Begrunnelse, informasjon og
12.2.4	Produksjonsanlegg	Hymatek	NVF sier: Differansen mellom settpunkt-kommandoen og avgitt generatoreffekt skal være i henhold til turbinregulatorens til enhver tid innstilte statikk i det modus regulatoren er i. Hymatek: Betyr dette at Statnett ønsker at effektregulering skal være obligatorisk for alle produksjonsenheter? Hvis ikke vil jo avvik fra antatt P/Y-kurve føre til at dette kravet ikke tilfredsstilles. Merk at noen anlegg er svært sårbare for ustabiliteter og at effektregulering i slike tilfeller kan innføre svingninger og ustabiliteter. Hvis Statnett ønsker å innføre generelt krav om effektregulering, bør man også ha noen krav til effektilbakeføringen. Hvis Statnett mener at statikken skal være i form av effektstatikk (og ikke åpningsstatikk), bør dette formuleres på en annen måte. Svar: Nei, det er ikke tenkt å ha krav til effektilbakeføring. Tabellen overføres til et bakgrunnsdokument og vil bli bearbeidet.
12.2.4	Produksjonsanlegg	Hymatek	Hvorfor krav om at signalet (Kommando fra turbinregulator til spenningsregulator om at dempetilsats skal slås av) skal hardwires? Hvis man frykter at dempetilsatsen skal øke spenningen ved overturtall, så er det rikelig tid til å sende signal via lokalkontroll før maks turtall nås.

		Svar:	Forslaget om Hardwiring var motivert for å sikre hurtigst mulig utkobling av dempetilsats. Anbefalingen vil bearbeides videre.
12.2.4	Produksjonsanlegg	Hymatek	Spørsmål til tabell m Anbefalinger for Operatørgrensesnitt og betjening/kommandogivning. Sp. Vedr. måling og setpunkt, effektregulering, HW av kommando for turbinregulator Svar: Se svar over.
12.2.4.1		Statkraft	Det er nyttig med en slik tabell. Men det bør lages en tabell som inneholder anbefaling til både NVF-krav og FCR-krav. I dag er det uklart hvordan FCR-kravene skal fungere opp mot NVF. Siden dette uansett er en anbefaling er det bedre om tabellen tas ut av NVF og det lages et vedlegg som omhandler både NVF og FCR. Konkret i tabellen: modus normaldrift er ikke definert i NVF. Normaldrift vil bli FCR-moduser. FSM er ikke kompatibel med de nordiske FCR-kravene hvor det skiller på FCR-N og FCR-D. Svar: FSM tillater kun et statikksetpunkt. FSM tillater kun ett dødbånd. Markedsbaserte løsninger og tilhørende krav er under utvikling. Anbefalinger i tabell vil bli utviklet videre etter hvert som disse markedsløsninger blir ferdig og beskrevet.
12.3	Produksjonsanlegg	Hymatek	Spørsmål om hvorfor kapittel 12 og 13 gjentar ting Svar: Systemansvarlig tar innspillet til etterretning of omstrukturer kapittel 12 og 13.
12.3.3.1	Produksjonsanlegg	Hymatek	Frekvensregulering- store lastsprang; bekymring om eksisterende kraftverk vil tilfredstille krav Svar: Systemansvarlig legger til grunn at funksjonskrav stilles iht. det tiltaket omfatter. Dvs. at utskiftning av enkeltkomponenter ikke vil utløse krav til all funksjonalitet, men at tiltaket skal gjennomføres slik at det ikke er begrensende for å oppnå funksjonskravene. Det inkluderes en oversikt over vanlige tiltak i "Veileder til når det skal søkes om fos § 14".
12.3.4	Produksjonsanlegg	Hymatek	25 grader fasemargin virker aggressivt, mer normalt med 35-45 grader for å sikre stabil drift. Svar: Systemansvarlig viderefører krav fra FIKS 2012. Systemansvarlig opplever at kravet ikke har vist seg som en utfordring tidligere.
12.4	Produksjonsanlegg	Hymatek	Uklar bruk av begrepet maksimal rotorstrøm. Vil det være mer presist å benytte nominell rotorstrøm? Svar: Systemansvarlig tar innspillet til etterretning og endrer teksten.
12.4.1.2		Statkraft	Praktisering: Tekst fra NVF Krav til reaktiv ytelse er referert PCC. Den reaktive ytelsen referert generator må hensynta generatortransformatorens reaktive forbruk Dersom systemansvarlig skal behovsprøve kravet til reaktiv ytelse etter andre verdier enn de generelle gitt av Tabell 12-11, skal det foreligge tilstrekkelig informasjon som viser at dette er samfunnsmessig rasjonelt. Saker som omfatter endringer i eksisterende anlegg, f.eks. effektoppgradering av turbin (mulighet for økt aktiv effekt uten økt generatorytelse, med resulterende redusert reaktiv ytelse) vil kunne medføre at systemansvarlig beslutter en annen kravstilling enn den generelle, dersom det kan vises til samfunnsøkonomisk nytte. Kommentar: I FIKS var reaktiv effekt referert til generatorklemmene. I noen tilfeller kan den nye praktiseringen med at generatortransformatoren skal hensyntas medføre at kravene blir strengere enn den gamle praktiseringen i FIKS. For utskifting av komponenter i eksisterende anlegg bør det derfor tillates at generatorene legges ut med $\cos \phi = 0,86$ på generatorklemmene selv om transformatorimpedansen er høyere enn 12 % og kraftverket ligger på tamp. Dette uten at det utføres samfunnsøkonomiske beregninger. Dette for å unngå at generatorytelsen i enkelte tilfeller må reduseres ved 1:1 utbytting av anleggsdeler og for å unngå at det må gjøres tidkrevende analyser for å dokumentere samfunnsnyten når det ikke gjøres større endringer i anlegget. Tekst fra NVF: Dersom man legger til grunn et reaktivt forbruk på ca. 12 % av generatorens ytelse far man Tabell 12-127. Men i tabell teksten står det: Tabell 12-12: <i>Generelt krav til reaktiv effekt referert generatorklemmer med antatt transformatorreaktans på ca. 11%.</i>

			<p>Svar: ikke faktisk bruk av funksjonalitet. Bruk av funksjonaliteten bestemmes av andre prosesser - andre fos-paragrafer, avtaler eller markeder. For dette kravet spesifikt henvises det til retningslinjene for fos § 15.</p> <p>2. Systemansvarlig tar innspillet til etterretning og inkluderer en presiserende tekst om at det gjelder Qind/kap,maks. Merk at dette kun gjelder for innstilling av settpunkt, og at hele driftsområdet likefult skal være tilgjengelig i modus for spenningskontroll.</p> <p>3. Systemansvarlig tar innspillet til etterretning og presiserer kravteksten. Endringen gjelder for $\cos(\phi)$, og ikke ϕ. det inkluderes en tekst som påpeker at endring i settpunkt ikke må medføre for store sprang i rektiv effekt, og at det fortrinnsvis skal endres ved en rampe.</p>
12.5.2	Produksjonsanlegg	Hymatek	Spørsmål om definisjon av reguleringsnøyaktighet
			Svar: Uklart spørsmål. Kapittelet er justert.
12.5.2.1		Statkraft	Cos Phi-kontroll: Uklare/mangelfulle formuleringer. Bør gjennomgås
			Svar: Systemansvarlig tar innspillet til etterretning og forbedrer teksten. Endringene endrer ikke funksjonskravet.
12.5.3.1		Hymatek	NVF: Spenningsregulator skal ha funksjonalitet for lastkompensering/statikk for aktiv- og reaktiv strøm. Dette for å kunne kompensere for reaktivt forbruk i generatortransformator og/eller tilknyttet nett, slik at spenningen effektivt reguleres på at annet punkt enn generatorklemmene.
			Svar: Hymatek: Har Statnett en ønsket metode for å bestemme disse bidragene? Systemansvarlig setter i NVF tekniske funksjonskrav, men ikke bruken av dem. Spenningsregulering er regulert i fos § 15.
12.5.4	Produksjonsanlegg	Hymatek	Uheldig å forby frekvensstatikk da den er et meget effektivt middel til å forbedre stabilitetsmarginer i isolert nett. Foreslår at dette endres til at frekvensstatikk skal være utkoblet i normalt nett og transient under overgang til isolert nett, til frekvensen nærmer seg normal.
			Svar: Tatt til etterretning. Avsnittet har blitt skrevet om og funksjonene er blitt
12.5.5	Produksjonsanlegg	Hymatek	Figurtekst fig 12-17: Illustrasjon av prinsipper for hvordan magnetiseringsutstyrets begrensere skal innstilles
			Hymatek: skal innstilles? Betyr det at det skal være aktivert både ensegment og flersegment UEL? Er det ikke åpning for å ha begrensere av en annen form så lenge de ikke begrenser evne til å forbruke reaktiv effekt?
			Svar: Det skal være enten ensegment eller flersegment. Jo, det er åpning for å ha begrensere av en annen form og forklares i driftsdiagrammet.
12.5.6	Produksjonsanlegg	Hymatek	Krav kommunikasjon fra turbinreg. Som slår dempetilsats av, spørsmål om signal skal være HW.
			Hymatek: I en unummerert tabell i 12.2.4.1 er det bekrevet som hard wire signal:
			"Kommandoen skal "hard wires" fra turbinregulator til spenningsregulator."
			Svar: Ivaretatt. Ny tekst: 12.2.3: <i>Deaktivering av spenningsregulatorens dempetilsats skal være mulig, enten på signal fra turbinregulator, eller ved egen funksjonalitet for deteksjon. For å begrense spenningsstigning i nettet ved frekvenser over 50 Hz, skal dempetilsatsen være utkoblet senest 100 ms etter at separatudrift er detektert. Dempetilsats skal være blokkert gjennom det transiente forløpet, inntil frekvensen har nådd 50,0 Hz eller lavere .</i> Ny tekst 12.5.6: <i>Dempetilsats skal kunne motta kommando fra turbinregulator (evt. egen deteksjon) som slår dempetilsatsen av når turbinregulator går over til driftsmodus FCR-I. Denne funksjonen skal også kunne deaktiveres/blokkeres.</i>

12.5.7.1	Produksjonsanlegg	AEVK	<p>Spenningsregulator skal ha funksjonalitet for automatisk resetting av spenningssettpunkt etter innfasing. Dvs. at spenningsregulatoren gir seg selv en ny og forhåndsdefinert spenningsreferanse etter at effektbryter, som benyttes ved innfasing av aggregatet på nettet, er koblet inn. Innregulering til nytt spenningssettpunkt skal skje uten sprang i reaktiv effekt, maksimalt ± 5 MVar eller $\pm 5\%$ av Qmaks .</p> <p>AEVK: Størrelse på sprang i reaktiv effekt vil være avhengig av størrelsen på avvik mellom spenning det fases inn mot, forhåndsdefinert spenningsreferanse, og stivheten i nettet på det tidspunkt spenningsreferanse resettes etter innfasing. Reset av spenningsreferanse kan gi uønskede sprang i spenning og/eller reaktiv effektflyt. Vi kjenner ikke til tilgjengelig magnetiseringsutstyr som har beskrevet funksjonalitet inne. Forslag til retningslinjer for fos § 15 synes å ivareta problemet som søkes løst bedre. Kravet synes lite hensiktsmessig i sin funksjonen) og settpunktet må koordineres mellom produsent, netteier og Statnett regionsentral.</p> <p>Svar:</p>
12.5.7.1	Produksjoansanlegg, spenningsregulator	Statkraft	<p>Ang Reset-funksjon og foreslåtte MVar grenser. Uklart slik det står, hva som egentlig menes. Bør etter vår mening formuleres tydeligere. Det står: «Innregulering til nytt spenningssettpunkt skal skje uten sprang i reaktiv effekt (ok), maksimalt ± 5 M/Ar eller $\pm 5\%$ av Qmaks». Man trenger her ikke angis noen MVar størrelse etter vår mening. Ønsket spenningssettpunkt er det sentrale her. Og kan heller stå «... uten sprang etter en settpunktsrampe». Litt usikker på tolkning her slik det nå står. Mener man at dette er maks MVar endring pr trinn under selve opplastingen til forhåndsinnstilt settpunkt? (Leverandørene benytter mest trolig rampe her, som sakte tar settpunktet opp uten sprang) eller er dette ment å være maks MVar bidrag totalt, etter at den har kommet frem til sitt resett settpunkt? Om det er sistnevnte, trenger det kanskje ikke å stå en begrensning her?</p> <p>Viktigste er vel at man finner det optimale/ønskelige forhåndsinnstilte spenningssettpunktet for det aktuelle innmatings-stedet? Selv om dette gir en høyere MVar enn det foreslåtte. (Ved stivt overliggende nett vil disse MVar grensene nåes fort når man justerer til ønsket reset punkt).</p> <p>Svar: Teksten er modifisert og MVar-sprangsavvik opprettholdes.</p>
12.6.3 Svartstart	Produksjonsanlegg	Hymatek	<p>NVF: Dersom ikke annet er besluttet av systemansvarlig, skal produksjonsanlegg med funksjonalitet for svartstart kunne "svartstartes" fra driftssentral i løpet av 3 minutter. Dvs. aggregatet skal være klart til å starte gjenoppbygging/spenningssetting av utenforliggende nett 15 minutter etter at startkommando er gitt.</p> <p>Hymatek: Betyr dette at at generator og trafo er spenningsatt i løpet av 3 minutter, eller er det 15 minutter som gjelder?I tabellen 11.1 står det at det ikke er krav til svartstart for synkrone produksjonsanlegg. Systemansvarlig presiserer at det er 15 minutter som gjelder. Teksten i tabell 11-1 (nå 11-2) er endret fra "Nei, ikke krav til svartstart for synkrone produksjonsanlegg" til "Systemansvarlig kan beslutte at synkrone produksjonsenheter skal ha funksjonalitet for svartstart".</p> <p>Svar:</p>
12.6.4.1	Produksjonsanlegg	Statkraft	<p>I teksten står det: <i>Generatorene skal fortrinnsvis ikke avmagnetiseres, men om dette skjer skal de raske kunne spenningssettes igjen slik at stasjonsforsyning kan gjenopprettes om annen forsyning er borte . Om generatoren avmagnetiseres eller ikke må være opp til konsesjonær, det viktige er at generator er klar til innfasing raskt, og det vil den være i alle tilfeller også ved avmagnetisering da oppmagnetisering av en generator kun tar et par sekunder. Følgene endring foreslås: Om generatorene er avmagnetisert skal de raskt kunne spenningssettes igjen slik at stasjonsforsyning kan gjenopprettes om annen forsyning er borte.</i></p>

			<p>Under 12.6.4.1 Funksjonskrav Står: Ved frakobling på grunn av eksterne feil skal produksjonsanlegg ikke gå til stopp med startblokkering. Synkrone produksjonsanlegg av type D, samt type C som vurderes å være viktig for nettoppbyggingen, skal gå til tomgang og bli klare for fjernstyrt innkobling. Generatorene skal fortrinnsvis ikke avmagnetiseres, men om dette skjer skal de raske kunne spenningssettes igjen slik at stasjonsforsyning kan gjenopprettes om annen forsyning er borte. Dersom nødvendig skal stasjonen være klar til å spenningssette og å gjenoppbygge utenforliggende nett. Tomgangs-/husdriften skal kunne opprettholdes i minst 2 timer.</p> <p>AEVK: I dag er dette krav som typisk er ivaretatt i anlegg med kbf klasse 2 og 3, anlegg med ytelse fra 100MVA og oppover. Slik kravet er formulert nå vil det treffe de fleste vannkraftaggregatene større enn 10MW i det norske kraftsystemet. Kravet representerer en vesentlig innskjerping ifht FIKS og vil være kostbart å realisere for små og mellomstore anlegg, da det vil kreve ekstra tiltak på aggregatene, reservekraft, kontrollanlegg og ifbm vannhandtering m.v. Kravet er også en streng tilnærming til RfG, og en har i liten grad har tatt hensyn til at generatorene er drevet av vannturbiner.</p> <p>Forslag til ny tekst: "Ved frakobling på grunn av eksterne feil skal produksjonsanlegg ikke gå til stopp med startblokkering. Synkrone produksjonsanlegg med stasjonsytelse >100MVA, samt anlegg av type D og C som vurderes å være viktig for nettoppbyggingen, skal gå til tomgang og bli klare for fjernstyrt innkobling. Generatorene skal fortrinnsvis ikke avmagnetiseres, men om dette skjer skal de raskt kunne spenningssettes igjen slik at stasjonsforsyning kan gjenopprettes om annen forsyning er borte.</p> <p>Svar: lokalforsyning/stasjonsforsyningener er intakt. Frekvensvern er et eksempel hvor frakobling skal brukes og hvor da aggregatet går over i tomgang og er klart for innkobling. "Frakobling" er definert i kap 3 "Forkortelser og definisjoner".</p> <p>Derimot er funksjonen "oppstart fra mørk stasjon" (svartstart) dekket av beredskapsforskriften (hvor lokalforsyning/stasjonsforsyning er spenningsløs).</p>
12.6.5.1	Produksjonsanlegg	Statkraft	<p>Gjelder stopptid. 15min er et strengt krav, og det er mange anlegg som vil slite med dette kravet. Her må vi ta hensyn til de fysiske krefter som er tilstede. Forslag til ny tekst: Produksjonsanlegg > 100 MVA er spesielt viktig for forsyningen, og de skal ha funksjonalitet som sørger for at stoppforløp tar kortere tid enn 15 20 minutter.</p> <p>Kravet bør ikke gjelde ved ombygginger der anlegget originalt ikke tilfredsstilte stopptiden. Dette fordi det kan være vanskelig å gjennomføre i praksis når anlegget ikke er bygget med slike muligheter.</p> <p>Svar: Statnetts driftspolicy, 20 minutter vil komme i konflikt med Statnetts driftspolicy om 15 minutters grensen for overlast ved feil. Kravet blir stående.</p>
12.6.5.2	Produksjonsanlegg	Statkraft	<p>Forslag til ny tekst: Kravet om stoppforløp kortere enn 20 minutter kan løses vha. elektrisk brems. Alternative løsninger kan også vurderes.</p> <p>Å «hente inn aggregatet» er kontroversielt, og bør ikke stå i NVF. Om enkelte konsesjonærer ønsker det, så er det ok, men det må da være opp til dem.</p> <p>Svar: Innspill ivaretatt. Ny ordlyd: Kravet om stoppforløp kortere enn 15 minutter kan løses vha. elektrisk brems. Alternative løsninger kan også vurderes.</p>
12.7.3.1	Produksjonsanlegg	Statkraft	<p>6. Fjernstyring av verdier i separatdriftdeteksjon.</p> <p>Disse grensene er alt for viktig til at det skal kunne endres fjernt. Hvis de kan endres fjernt er det stor sannsynlighet for at de kan bli endret utilsiktet. Slike endringer bør være gjennomtenkt og utført av kvalifisert personell, lokalt.</p> <p>Svar: Innspillet er ivaretatt. Ordlyden er endret til: Dersom aktuelt – aktivering/deaktivering av FCR-I funksjoner</p>

12.7.3.3	Produksjonsanlegg	AEVK	<p>Under 12.7.3.3 Informasjon Står: Det skal benyttes kommunikasjonsprotokollen [8] dersom ikke annet er spesifisert. AEVK: Kommunikasjonsprotokollen det henvises til er protokoll utviklet for bruk mellom driftssentraler. Går ut fra at det dette gjelder er protokollen som skal brukes for informasjon som skal utveksles med aktuell(e) system operatør(er). Foreslår at teksten i 12.7.3.3 Informasjon, endres til: "For utveksling av informasjon med aktuell(e) systemoperatør(er) skal det benyttes kommunikasjonsprotokollen [8] dersom ikke annet er</p> <p>Svar: Ivaretatt. Se avsnitt 12.7.2 i NVF.</p>
12.7.8.1	Produksjonsanlegg	Statkraft	<p>Angående frekvensvern. Grensene for type D er ok. For type C virker de strenge når det gjelder overfrekvens. Dette kan i praksis føre til at ved overgang til øydrift så kan vi miste alle generatorer under 30MW tilknyttet spenning 66kV og lavere. Det vil igjen øke sannsynligheten for nettsammenbrudd. Nå er det ikke krav i NVF om å benytte frekvensvern, men med erfaring fra FIKS så vil i praksis mange følge tabellene og benytte dette. På grunn av dette foreslår vi at grensene for type D også blir gjeldende for type C.</p> <p>Svar: Tatt til etterretning. Grensene blir gjeldende for både type C og D.</p>
12.7.8.1	Produksjonsanlegg	Statkraft	<p><i>Siste kulepunkt som gjelder svikt på vernsystem eller effektbryter som gir lite spenningsfall. Her henviser vi til kommentarene på pkt 7.2.5.3.4:</i> Hvorfor gis det mulighet for dette avviket? En feil på transformatorens sekundær- eller tertiærside som ikke kobles ut er alvorlig. NVF bør ikke gi denne muligheten, men heller legge opp til at en slik feil frakobles på en sikker måte.</p> <p>Svar: Nevnte punkter er videreføring fra FIKS 2012. Generelt er kravene i NVF i første rekke for å ivareta nettets funksjonalitet. NVF har ikke som primær oppgave å påse at konsesjonærer oppfyller andre forskriftskrav som for eksempel FEF. Kap. 7.2.5.3.4 og 7.3.3.3.4 i høringsversjonen beskriver situasjon der konsesjonær gjør et bevisst valg med mhp. manglende reservedekning ved vern- eller brytersvikt, samtidig som dette ikke har konsekvenser av betydning for øvrig nett.</p>
kap. 13, Tabell 13-1 og tabell 13-2	Produksjonsanlegg	Statkraft	<p>Statkraft har også kommentert skrivefeil og mindre rettelser her, gjengir bare pkt 4 og 5: 4. I både Tabell 13-1 og 13-2 bør man erstatte «åpen krets» med «åpen effektbryter», de to stedene dette står nevnt under spenningsregulering. Referer til lignende kommentar til kap 12. (Dette for å unngå misforståelser/sammenblanding med begrepene «åpen» og «lukket» reguleringssløyfe), og for konsekvent språkbruk. 5. I både Tabell 13-1 og 13-2 bør man i merknadsfeltet der dette står, skrive « ... og takspenningsfaktor større eller lik 2, og krav om dempetilsats ... » Dette iht det som står flere steder i kap 13.1.3. Tabell 13-2: Er det ikke lengre noen krav til dødtid?</p> <p>Svar: Systemansvarlig stiller ikke krav til dødtid, det inngår i stedet i resulterende responstid.</p>
13.1.1.2	Produksjonsanlegg	Statkraft	<p>I teksten i første avsnitt er det henvist til figur 13-2 (Dersom det viser seg at kortslutningsytelsen i POC er så lav at spenningsforløpet etter feil er under krav-spenningsprofilen og produksjonsenheten mister synkronisme, som vist i Figur 13-2, skal kortslutningsytelsen økes inntil spenningsprofilen ligger på eller over krav-spenningsprofilen.) Vi lurer på om dette er feil henvisning, og at det skal henvises til Figur 13-3. Videre så har vi gjort simuleringer for å se på akkurat dette punktet. Med våre simuleringer så klarer vi ikke å få et spenningsforløp som vises i Figur 13-3, selv med meget lav kortslutningsytelse i POC. Er dette punktet sjekket godt nok ut ved hjelp av teori og simuleringer?</p> <p>Svar: Figurhenvisning er rettet opp, figurforklaringer er forbedret og avsnittet er skrevet om og er mer detaljert.</p>

13.1.2.1	frek-reg-store lastforstyrrelser	Produksjonsanlegg	Hymatek	Ved $P=85\%$ og lastsprang på 25%, 50%, 75% og 100% lastavslag (i forhold til akutel $P=85\%$ eller nominell eller P_{maks} . Spørsmål om flere tabeller fra kap13 (som er krav) bør være i 12. I tabell Generelt - Dokumentasjon av parametere.
			Statkraft	Regulatorparametere Forsterkning, integraltid, derivattid. Det er ikke krav om at regulator skal være av PID-type. Legg til eventuelt andre regulatorparametere.
			Svar:	Kapittel 12 og 13 er omstrukturert. Det åpnes for eventuelle andre regulatorparametere.
13.1.2.1		Produksjonsanlegg	Hymatek	Tabell "generelt-dokumentasjon av parametere" i 13.1.2.1. NVF: Beskrivelse av de dynamiske egenskapene til primærkilde. For vannkraft, oppgis vannveiens refleksjonstid, T_w , og beskrivelse av eventuelle andre dynamiske forhold med betydning for stabiliteten.
			Svar:	Hymatek: Gjelder dette også for nye utrustninger til eksisterende maskiner? Det er ikke alltid disse er tilgjengelige for eldre kraftverk. Blir det da obligatorisk med dynamisk analyse av vannvei for å få klarhet i det? Nei, det stilles ikke krav til dynamisk analyse, men det kan indirekte være nødvendig for å finne parameterene som trengs. Kravene som systemansvarlig stiller er til responsen.
13.1.3.1			Hymatek	NVF: For statisk magnetisering er systemansvarlig kjent med at frekvensplanresponsen har båndbredde (> -3 dB forsterkning) for alle vinkelfrekvenser opp til 25 rad/s. Det skal vises at andre typer magnetiseringsutstyr har tilsvarende egenskaper
			Svar:	Hymatek: Men vi trenger fremdeles å dokumentere dette for statisk magnetisering. Nei, det trengs ikke å dokumenteres for statisk magnetisering med takspenningsfaktor større eller lik 2, ref. tabell 13-1.
13.1.3.1		Produksjonsanlegg	Statkraft	<i>begrepsbruk som rettes. Spesielt ang tabellen kalt "frekvensplananalyse":</i> Resultat: Ligningen (som angir $R(s)$) bør fjernes helt. Denne ligningen er det ikke nødvendig å angi etter vår mening. Denne virker heller misvisende. Under «Krav» i samme tabell står det at modellen som blir benyttet skal dokumenteres. Dette vil være dekkende. Dessuten er K parameteren i ligningen misvisende da K normalt angir en konstant. I praksis benyttes en PI(D) regulator i slike systemer. Dette gjelder da også figur 13-11, som bør utgå i sin helhet. Denne figuren er dessuten feilaktig tegnet med åpen sløyfe. Det står i 13.1.3.2 at «.. en modell av et spenningsregulert system er vist ved transferfunksjoner i fig 13-11»... som må tolkes slik at det da også kan benyttes andre lignende varianter/fremstillinger av transferfunksjon/ligning og blokkskjema i simuleringen. Det kan slik det nå står skape misforståelser om at modellen skal brukes nøyaktig slik den her står, noe som ikke er hensiktsmessig etter vår mening. Selvsagt vil jo de modellene som brukes være svært like det som står fremstilt her, men det bør være utførende part sitt ansvar å bruke og dokumentere en variant som er hensiktsmessig og som fremstiller frekvensplan analysen som etterlyses.
			Svar:	Ivaretatt. Tabellen er fjernet.
13.2.1.1.1		Produksjonsanlegg	Hymatek	Ønske om presisering av hvordan tidskonstant til servo måles.
			Svar:	Ivaretatt i tabell 13-9. Dokumentasjon av servoenes tidskonstant (åpning og lukking) og dødtid. Tidskonstant måles fra tidspunktet bevegelsen starter.
13.2.1.1.5		Produksjonsanlegg	Hymatek	Diskutere frekvensavvik og formel
			Svar:	Punktet er rendyrket og formelen er blitt tatt ut av NVF. Frekvensstegene er endret til 0,1 og 0,4.
13.1.3.2		Produksjonsanlegg	Statkraft	dessuten feil tegnet (åpen sløyfe). Dette gjelder da også Fig 13-27 (samme figur med samme feil) i kap 13.2.2.2.
			Svar:	Tatt til etterretning. Figuren er fjernet.

13.1.4.1	Produksjonsanlegg	Statkraft	<p>Tekst fra NVF: Som alternativ til analysene beskrevet i dette kapittelet, kan tiltakshaver bekrefte ved leverandørdokumentasjon at produksjonsenhetens generator ved maksimal aktiv effekt har Effektfaktor $P_{naks}/S_{on} < 0,86$ og at ekvivalent transformatorimpedans (kortslutningsimpedans) er lavere enn 0,12 pu (i midtstilling).</p> <p>Kommentar: Kravet om transformatorimpedans lavere enn 0,12 pu bør utgå dersom generatorens $\cos \phi = 0,86$ for ikke å skjerpe kravet til reaktiv effekt for enkelte anlegg i forhold til dagens praksis i FIKS</p> <p>Svar: Kravet til reaktiver reserver står ved lag. PCC er definert å være utvekslingspunkt. Transformatorens impedans har betydning for tilgjengelige reaktive reserver i PCC og kravet får betydning ved skifte av transformator.</p>
13.1.4.1		Hymatek	<p>Hele driftsdiagram skal dokumenteres. Hvem har ansvar for denne jobben?</p> <p>Svar: Konsesjonær/produsent har ansvar for driftsdiagram.</p>
13.2		Hymatek	<p>Hymatek etterspør oversikt over kriterier for testene i 13.2 godkjennes.</p> <p>Svar: Systemansvarlig mener dette går tydelig nok frem ved beskrivelsen av hver enkelt test. Kapittel 13 er omstrukturert for å gjøre kravene tydeligere.</p>
13.2.1.1	Produksjonsanlegg	Statkraft	<p>I tabell Generelt - Dokumentasjon av parametere. Regulatorparametere Forsterkning, integraltid, derivattid. Det er ikke krav om at regulator skal være av PID-type. Legg til eventuelt andre regulatorparametere.</p> <p>Svar: Systemansvarlig tar innspillet til etterretning og endrer teksten.</p>
13.2.1.1.2	Produksjonsanlegg	AEVK	<p>Steg på $\pm 0,5$ Hz vil representere en stor lastforstyrrelse. Foreslår å bruke steg på $\pm 0,1$ Hz. P.ref kan være 0,85pu på begge prøvene.</p> <p>Svar: Tatt til etterretning. Inngår nå i kapittel 13.2.2.5 i nye NVF.</p>
13.2.1.1.3	Produksjonsanlegg	AEVK	<p>Normale avslagsprøver ved idriftsettelse går i følgende trinn: 25%, 50%, 75% og 100%. Foreslår å endre tekst til: ... tidsresponsen ved lastavslag fra 100%, 75% 50% og 25%. Dette vil begrense antall prøver som må gjennomføres og dokumenteres.</p> <p>Svar: Tatt til etterretning. Trinnene for lastavslag er endret.</p>
13.2.1.1.5	Produksjonsanlegg	Statkraft AEVK	<p>4. LFSM -O og 5. LFSM-U Frekvensstegene på opptil 0,5 Hz vil gi null utslag på effekten når dødbånd også er 0,5 Hz. Det er ikke samsvar mellom testprosedyren, Formlene 13-7, 13-8 og Figurene 13-23, 13-24. Det må gjøres større frekvenssteg for å få utslag.</p> <p>6. FSM I stedet for stegene til 50,25 Hz og 49,75 Hz bør det gjøres steg til 50,1 Hz og 49,9 Hz. Det vil si noe om hvordan reguleringen er innenfor det normale frekvensbåndet. Figur 13-22 må da endres tilsvarende.</p> <p>Slik prøvene for LFSM-O og -U er beskrevet nå, aktiveres ikke frekvensresponsen. Foreslår å endre begge dødbåndene til 0,25 Hz, alternativt å legge inn ett steg til på 0,25Hz i hver av de to sekvensene for å sikre aktivisering av frekvensrespons.</p> <p>Svar: Tatt til etterretning. Kravet til 0,25 Hz med endring av frekvenssteg både i figur og tabell.</p>
14.1.2.1	Produksjonsanlegg	Statkraft AEVK Svar:	<p>Tabell 14-3: Nominell spenning på 138kV bør utgå for 132kV nett. Dette for å ikke få langvarige overspenninger over transformatorer i tilknyttet nett med lavere spenningsnivå</p> <p>Samme kommentar som til 12.1.2 vedrørende spenningsgrenser Se svar for 12.1.2. Tabellen er endret. Un er endret til Um, se tabell 14-4. Gjelder også tabell 15-3.</p>
14.2.2	Produksjonsanlegg	Statkraft	<p>Tabell 14-3: Figurforklaring viser til synkrone produksjonsanlegg. Dette går igjen flere steder i kapittel 14</p> <p>Se også kommentar på 12.2.1.: En todeling av statikken og dødbånd står i konflikt med RfG Artikkel 15.2.d i. Tabell 4 i RfG gir Systemansvarlige kun mulighet for å definere 1 statikkverdi og ett dødbånd.</p> <p>Svar: Figurforklaring har blitt rettet. Se svar på 12.2.1.1.</p>

14.5.2.1	Produksjonsanlegg	Statkraft	Det kunne gjerne vært lagt inn en passus om at kravet til reaktiv ytelse reduseres ora rata med antall turbiner som er ute av drift Tatt til etterretning. Ny ordlyd er som følger: Den reaktive ytelsen mellom minimal og maksimal aktiv effektproduksjon, $P_{\min} < P < P_{\max}$, skal være minst den samme som ved $P = P_{\max}$. ref. alle turbiner i drift. Dette er illustrert i Figur 14 8.
14.6.1	Produksjonsanlegg	Statkraft	Tabell 14-10: Punkt 5 skulle vært punkt 4, jfr. figur 14-10 Tabell 14-11: Punkt 5 skulle vært punkt 4, jfr. figur 14-11 Svar: Punktene er rettet opp.
15.1.2.1		AEVK:	Samme kommentar som til 12.1.2 vedrørende spenningsgrenser Svar: Se svar for 12.1.2.
16.1.2	Produksjonsanlegg	Statkraft	Krav: Det vises til kravene i 0. Henvisningen synes ikke å gi mening. Svar: Referansen er rettet opp.
16.2.1.1	Produksjonsanlegg	Statkraft	Samme kommentar som på 13.2.1.1.5. Frekvensstegtestene som er beskrevet på LFSM-U/O her gir ingen utslag på aktiv effekt. For FSM erstatte frekvensstegene til 50.25 Hz med 50,1 Hz og 49,75 Hz erstattes med 49,1 Hz Svar: Frekvensstegene er rettet opp og illustrert i tabell.
16.2.1.2	Produksjonsanlegg	Statkraft	Figurtekst viser til blå kurve. Kurven er rød. Svar: Figurtekst har blitt rettet.
18.1.2.1	Produksjonsanlegg	AEVK	Samme kommentar som til 12.1.2 vedrørende spenningsgrenser Svar: Se svar for 12.1.2.