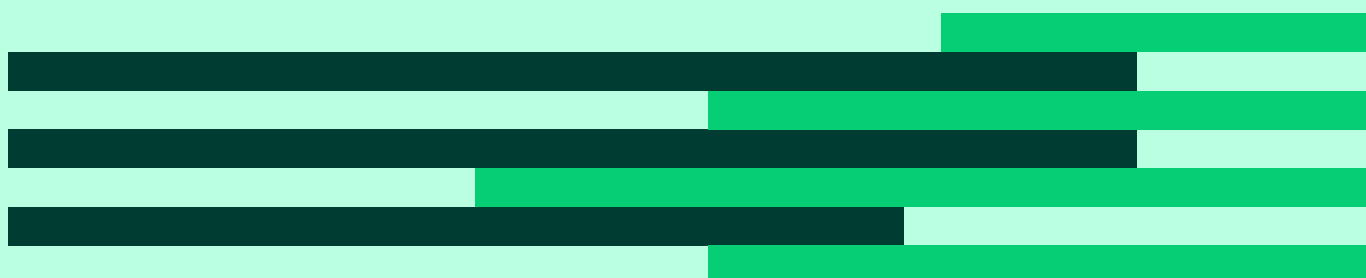




Oppsummering av høring om oppdatert NVF

Oversendelse til RME for godkjenning 1. oktober 2026



Forord

Dette dokumentet inneholder forslag til oppdateringer av nasjonal veileder for funksjonskrav (NVF) – vedlegg til retningslinjer for forskrift om systemansvaret (fos) § 14.

Endringene er markert med farger for sporbarhet. Grønn tekst er ny, rød gjennomstrøket tekst foreslås fjernet. Blå tekst er endringer som er gjort som følge av høringsinnspillene.

De enkelte delkapitlene med bakgrunn og begrunnelse vil ikke inngå som en direkte del av de endelige retningslinjene, men vil være tilgjengelig for senere oppslag fra **dette** oppsummeringsdokumentet. Det er kun delene av NVF som det er foreslått endringer i som er tatt med i dette dokumentet.

Innhold

Forord	2
1 NVF kapittel 3, Generelt om nettanlegg.....	5
1.1 Kap. 3.2 Definisjon av jordfeilfaktor	5
2 NVF kapittel 4, Overføring	5
2.1 Kap. 4.1.2 Gjennomgående jordforbindelse	5
3 NVF kapittel 5, Koblingsanlegg og stasjoner – Apparatanelggsløsning	6
3.1 Generelle innspill til kapittel 5	6
3.2 Kap. 5.1.3.3 Behovsprøving av funksjonskrav i eksisterende anlegg	6
3.3 Kap. 5.1.9 T-avgreninger	7
3.4 Kap. 5.2.4 Effektbryter / Kap. 5.2.4.2.2 Nett med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV ..	8
3.5 Kap. 5.4.4 SVS anlegg – Static Var System / Kap. 5.4.4.4 Krav til simuleringsmodeller	8
4 NVF kapittel 6, Kontrollanlegg	9
4.1 Kap. 6.8 Tilknytningsvern	9
4.2 Kap. 6.8 Tilknytningsvern / Kap. 6.8.2 Praktisering av funksjonskrav	9
5 NVF kapittel 7, Vern i nettanlegg	10
5.1 Kap. 7.2.1 Vernsystem for enhet, fig. 7-3	10
5.2 Kap. 7.2.5.1 Samleskinne / Kap.7.2.6.1 Samleskinne (kap.7.2.6.1)	11
6 NVF kapittel 9, Generelt om forbruk og nettanlegg	11
6.1 Kap. 9.2 Definisjoner for kortvarig overspenning, spenningssprang og kortvarig underspenning 11	
7 NVF kapittel 10, Forbruksanlegg og nettanlegg tilknyttet regional- eller transmisjonsnettet	12
7.1 Generelle innspill til kap. 10	12
7.2 Kap. 10. 3. 2 Fault Ride Through (FRT) i forbruksanlegg (NYTT)	13
7.3 Kap.10.4 Reaktiv ytelse	16
7.4 Kap.10.5 Stabilitet i forbruksanlegg	17
7.5 Kap.10.6 Aktiv effektregulering og ramping i forbruksanlegg	18
7.6 Kap.10.7 Tilleggskrav forbruksanlegg	19
8 NVF kapittel 12, Funksjonskrav for synkrone produksjonsenheter	21
8.1 Kap.12.6.3 Svartstart / Kap.12.6.3.1Funksjonskrav / Kap.12.6.3.2 Praktisering	21
8.2 Kap.12.7.11 Automatic Generator Control (AGC)	22

9	NVF kapittel 14, Funksjonskrav for kraftparker	24
9.1	Kap.14.1.4 Frekvensendringshastighet / Kap.14.1.4.1 Funksjonskrav	24
9.2	Kap.14.1.1/14.2.2.1/14.5.2.1/14.5.3.1 Tilpassete krav til BESS anlegg	24
10	NVF kapittel 16, Krav til verifiserende analyser og tester for kraftparker	26
10.1	Generelle innspill til kapittel 16	26
10.2	Kap.16 Krav til verifiserende analyser og tester for kraftparker	26
10.3	Kap.16.1 Verifiserende simuleringer	27
10.4	Kap.16/16.1.2/16.2.1/16.2.2.1/16.2.2.2 /16.2.4 /16.2.5 Tilpassete testprosedyrer til BESS anlegg 27	
11	NVF kapittel 18, HVDC-systemer	28
11.1	Kap.18.1.4 Frekvensendringshastighet / Kap.18.1.4.1 Funksjonskrav	28
12	NVF kapittel 19, Kravetterlevelse HVDC-systemer	29
12.1	Kap.19 Kravetterlevelse HVDC-systemer	29
12.2	Kap.19 Kravetterlevelse HVDC-systemer / Kap.19.1.1 Krav til analyse av Fault Ride Through / Kap.19.2.1 Krav til tester av regulator	29

Forslag til oppdateringer i NVF

Nedenfor følger en strukturert gjennomgang av høringsinnspill med systemansvarliges kommentarer, samt foreslåtte endringer i NVF. Der det er kapittelreferanse i parentes er det en henvisning til kapittelet i NVF.

1 NVF kapittel 3, Generelt om nettanlegg

1.1 Kap. 3.2 Definisjon av jordfeilfaktor

1.1.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Det har ikke kommet noen høringsinnspill på foreslått endring av definisjonen til jordfeilfaktor. Systemansvarlig sender forslaget uendret til RME.

1.1.2 Forslag til endring i NVF

Jordfeilfaktor

Forholdet mellom $U_{1\text{RMS}}$ / $U_{2\text{RMS}}$, der

$U_{1\text{RMS}}$ høyeste grunnharmonisk fasespenning i en frisk fase på et gitt sted A ved en enkel jordfeil på et ~~gitt~~ vilkårlig sted B og for et gitt nettbilde

$U_{2\text{RMS}}$ grunnharmonisk fasespenning i samme fase uten jordfeil på ~~samme sted~~ gitt sted A og for samme nettbilde som for $U_{1\text{RMS}}$

Jordfeilfaktoren for det gitte stedet A bestemmes ved å betrakte spenningsstigningen ved jordfeil på mange alternative feilsteder B. Generelt har ulike steder A ulike jordfeilfaktorer. $U_{2\text{RMS}}$ kan variere betydelig i utstrakte nett og det skal vurderes hvilke nettbilder og feilsteder som er relevante for fastsetting av jordfeilfaktoren.

Jordfeilfaktoren skal forstås som uten sikkerhetsfaktor.

2 NVF kapittel 4, Overføring

2.1 Kap. 4.1.2 Gjennomgående jordforbindelse

2.1.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Det har ikke kommet noen høringsinnspill på foreslått endring om gjennomgående jord. Systemansvarlig sender forslaget uendret til RME.

2.1.2 Forslag til endring i NVF

4.1.2 Gjennomgående jordforbindelse

4.1.2.1 Funksjonskrav

Nye ledninger skal bygges med gjennomgående metallisk jordforbindelse mellom tilstøtende stasjoner i lavohmig eller direktejordet nett.

~~Det skal ikke være brudd i denne metalliske jordforbindelsen.~~ Forbindelsen skal være gjennomgående uten brudd og forbinde alle mastene med hverandre, inklusive innstrekkestativ i hver ende.

3 NVF kapittel 5, Koblingsanlegg og stasjoner – Apparatanleggsløsning

3.1 Generelle innspill til kapittel 5

3.1.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Høringsinstansenes innspill

Statkraft

Statkraft henviser til innspill til NVF gitt i fjor som systemansvarlig svarte på at den evt. tas med i år men ikke ble inkludert:

"Statkraft foreslår at følgende setning legges til i kapittel 5.1.3.1, 5.1.4.1 og 5.1.5.1: Funksjonskrav om fleksibilitet i dette kapittel gjelder ikke for koblingsanlegg som ligger etter en produksjonsradial ("på tamp"), se definisjon kapittel 3.2. Koblingsanlegg i slike stasjoner skal i stedet som minimum følge funksjonskrav tilsvarende kapittel 5.1.8 Koblingsanlegg i regionalnett Un"

Systemansvarliges merknad

Innholdet i kapittel 5 ble ikke prioritert i år og dermed ble innspillet ikke videre vurdert av systemansvarlig. I fos 14 søknadsprosessen kan dette avklares med systemansvarlig.

3.2 Kap. 5.1.3.3 Behovsprøving av funksjonskrav i eksisterende anlegg

3.2.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Det har ikke kommet noen høringsinnspill på foreslått endring om behovsprøving av funksjonskrav i eksisterende anlegg. Systemansvarlig sender forslaget uendret til RME.

3.2.2 Forslag til endring i NVF

~~5.1.3.3 Behovsprøving av funksjonskrav til anlegg i transmisjonsnett og anlegg som har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten i eksisterende anlegg~~ [delkapittel av 5.1.3 Koblingsanlegg i transmisjonsnett, $U_n \geq 132$ kV]

Funksjonskrav om fleksibilitet til stasjoner med koblingsanlegg i transmisjonsnett kan behovsprøves ved endringer og utvidelser av en eksisterende stasjon. ~~Anlegg med systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV som har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten, kan behovsprøves i forhold til å benytte enkle strømtransformatorer, også for nye stasjoner.~~ Det kan være rasjonelt å stille forskjellig krav til eksisterende del av stasjon/koblingsanlegg og til nye avganger/ utvidelser. Ved behovsprøving og fastsettelse av krav til fleksibilitet, vil systemansvarlig legge til grunn forhold som beskrevet i kap. ~~ittel~~ 2.1, og dokumentasjon kan bli etterspurt.

3.3 Kap. 5.1.9 T-avgreninger

3.3.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Høringsinstansenes innspill

Elvia

Elvia er enig i at det må tas en helhetsvurdering av ønsket fleksibilitet ved ombygging av eksisterende tilknyttede stasjoner. Uansett mener Elvia at foreslått endring åpner for at systemansvarlig kan pålegge konsesjonærer investeringstiltak i deler av nettet der det ikke foreligger noen planer eller tiltak. Elvia foreslår at det gjelder kun nye T-avgreninger.

Systemansvarliges merknad

Hensikten med kravet er at systemansvarlig kan pålegge konsesjonær oppgradering av en eksisterende T-avgrening hvis det utføres vesentlige endringer i tilknyttet stasjon / koblingsanlegg. Systemansvarlig vil i et sånt tilfelle ta en vurdering om T-avgreningen begrenser nytten av fleksibiliteten i den oppgraderte tilknyttede stasjonen.

Systemansvarlig krever ikke oppgradering av T-avgrening uten endringer i selve T-avgreningen eller tilknyttede anlegg.

Nye T-avgreninger vil alltid kreve en behovsprøving av konsesjonær og må følge minstekravene i NVF.

Teksten i NVF oppdateres for å tydeliggjøre kravet.

3.3.2 Forslag til endring i NVF

5.1.9 T-avgreninger

Dette delkapittel gjør rede for praktisering og behovsprøving i forhold til funksjonskrav om fullverdig koblingsanlegg (se kapittel 5.1.2.1) i fordelingspunkt ved fordeling av kraft i kun tre retninger, T-avgreninger.

T-avgrening er her definert som tilknytning til en **forbindelse** overføring der koblingspunktet ikke har fullverdig bryterfelt for alle avganger, og anses som et avvik fra funksjonskrav om fullverdig koblingsanlegg med systemspenning ≥ 33 kV som beskrevet i kap. 5.1.2. I praksis fordeler T-avgreninger kraft i tre retninger.

Praktisering av funksjonskrav om fullverdig koblingsanlegg i fordelingspunkt og krav til fleksibilitet for avgrening i nett med nominell systemspenning ≥ 220 kV

T-avgreninger skal **for nye anlegg** ikke benyttes i fordelingspunkt for avgrening til kraftledning, produksjon eller forbruk i nett med nominell systemspenning ≥ 220 kV. **For nye anlegg krever T-avgrening alltid en behovsprøving, se følgende underkapitler.**

For eksisterende T-avgreningspunkter kan systemansvarlig behovsvurdere tiltak for å øke fleksibiliteten hvis tilknyttede anlegg undergår en vesentlig endring. **Fleksibiliteten i T-avgrening skal samsvare med fleksibiliteten i tilstøtende anlegg. Krav til fleksibilitet i forhold til bruk av T-avgrening for kompensering anlegg, kan for visse tilfeller behovsprøves. Behovsprøving vil være aktuelt når kompensering anleggets oppgave kan defineres som beskrevet i neste delkapittel.**

3.4 Kap. 5.2.4 Effektbryter / Kap. 5.2.4.2.2 Nett med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV

3.4.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Høringsinstansenes innspill

Elvia

Kravet var ikke eksplisitt beskrevet i tidligere NVF versjon og Elvia forsto det slik at det kun var krav om enfaset gjeninnkobling for systemspenning > 220 kV og behovsprøving i $110 \leq U_n \leq 220$ kV for nett som er lavohmig eller direktejordet. Elvia ser det som lite hensiktsmessig å bytte til enfaset gjeninnkobling ved moderate endringer i anlegget i spolejordet nett og forslår et det gjelder kun i lavohmig / direktejordete nett.

Systemansvarliges merknad

Formålet med kravet er forberedelse for en eventuell overgang til lavohmig- / direktejordet nett, da en effektbryter kan ha relativt lang levetid. Kravtekst endres til at effektbryteren skal kunne fasevis styres sånn at ved overgang det ikke er nødvendig å bytte alle effektbrytere. Selve funksjonaliteten trengs ikke å implementeres før overgangen.

3.4.2 Forslag til endring i NVF

5.2.4.2.2 Nett med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV [delkapittel av 5.2.4.2 En-fase gjeninnkobling]

5.2.4.2.2.1 Funksjonskrav

Effektbryter for overføringsenhet, som betraktes som luftledning i nett med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV, skal ha driftsanordning med funksjonalitet for fasevis styring ~~enfaset gjeninnkobling~~.

3.5 Kap. 5.4.4 SVS anlegg – Static Var System / Kap. 5.4.4.4 Krav til simuleringsmodeller

3.5.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Det har ikke kommet noen høringsinnspill på foreslått endring om krav til simuleringsmodeller for SVS anlegg. Systemansvarlig sender forslaget uendret til RME.

3.5.2 Forslag til endring i NVF

5.4.4.4 Krav til simuleringsmodeller [Delkapittel av 5.4.4 SVS anlegg – Static Var System]

Systemansvarlig stiller krav til tilgjengeliggjøring av simuleringsmodeller for SVS-anlegg.

- For SVS-anlegg med reaktiv ytelse ≥ 30 MVar eller tilknyttet nett med nominell spenning $U_n \geq 110$ kV stiller systemansvarlig krav til leveranse av dynamisk modell (PDT/RMS-modell), elektromagnetisk transientmodell (EMT-modell) og harmonisk modell. For øvrige SVS-anlegg kan systemansvarlig fastsette krav til leveranse av simuleringsmodeller etter behovsvurdering.
- Format og innhold spesifiseres av systemansvarlig.

- Konsesjonær skal sørge for at EMT-modeller holdes oppdaterte og tilgjengelige for systemansvarlig gjennom hele anleggets levetid.

4 NVF kapittel 6, Kontrollanlegg

4.1 Kap. 6.8 Tilknytningsvern

Kontrollanleggstekst for tilknytningsvern er byttet fra "Sysv" til "TMV" gjennom kapittelet. Ingen endring i krav.

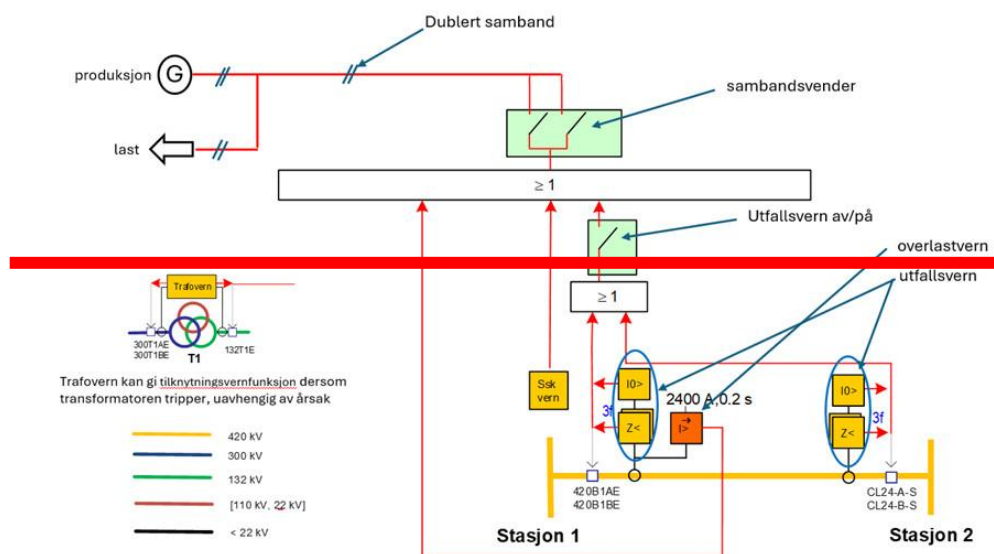
4.2 Kap. 6.8 Tilknytningsvern / Kap. 6.8.2 Praktisering av funksjonskrav

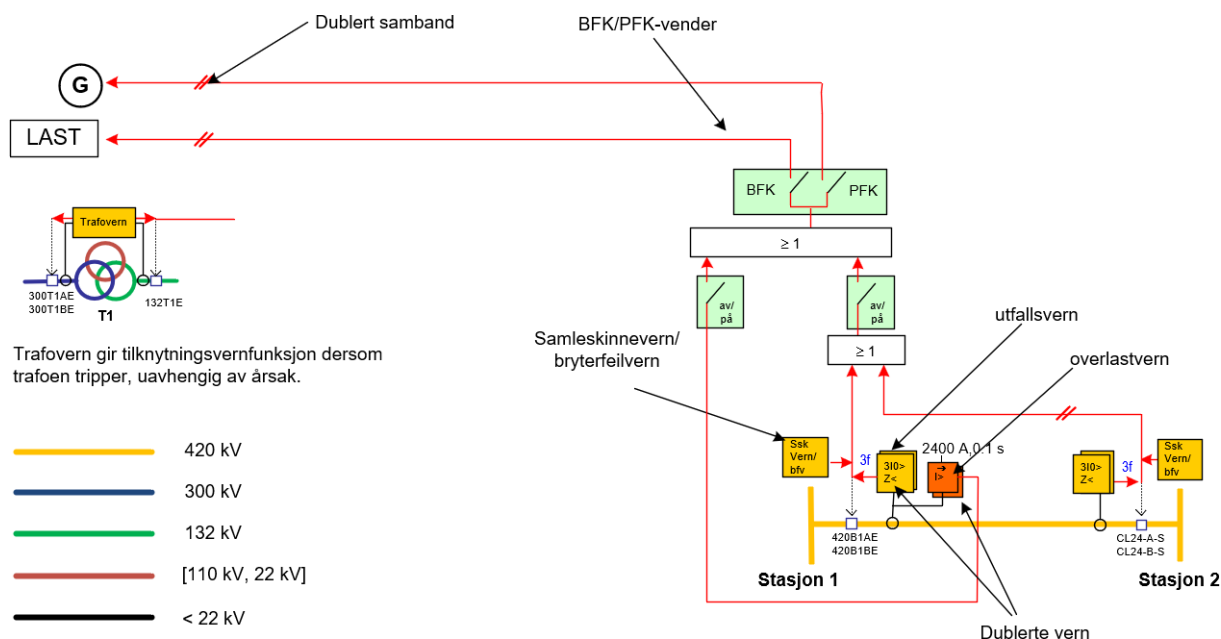
4.2.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Det har ikke kommet noen høringsinnspill på foreslått endring av prinsippskissen. Systemansvarlig sender forslaget uendret til RME.

4.2.2 Forslag til endringer i NVF

6.8 Tilknytningsvern / 6.8.2 Praktisering av funksjonskrav





Figur 6 2: Prinsippskisse for tilknytningsvern vist med dublert samband for transmisjonsnett

5 NVF kapittel 7, Vern i nettanlegg

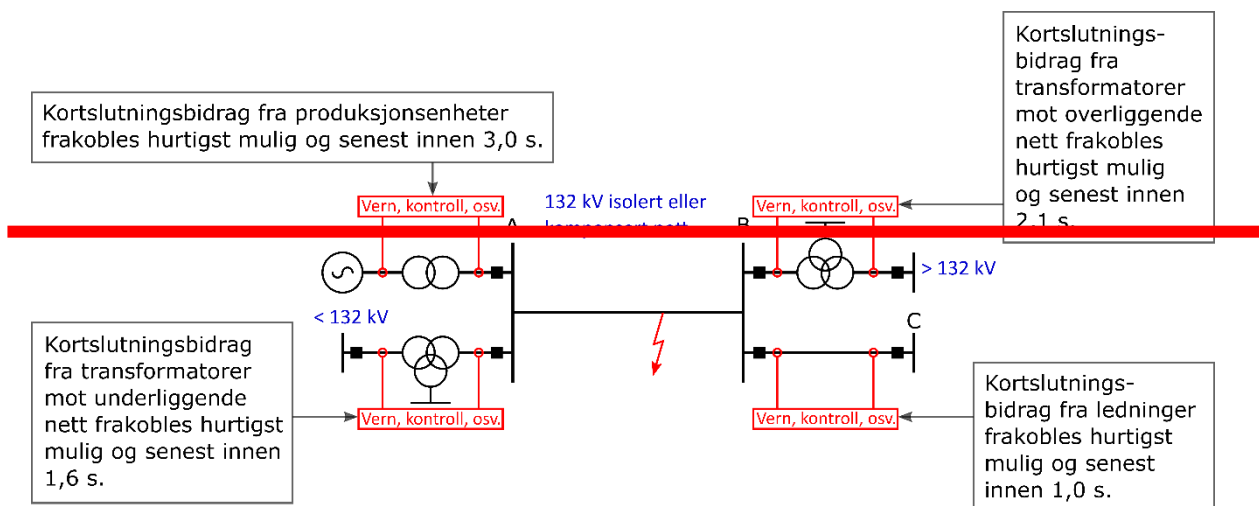
5.1 Kap. 7.2.1 Vernsystem for enhet, fig. 7-3

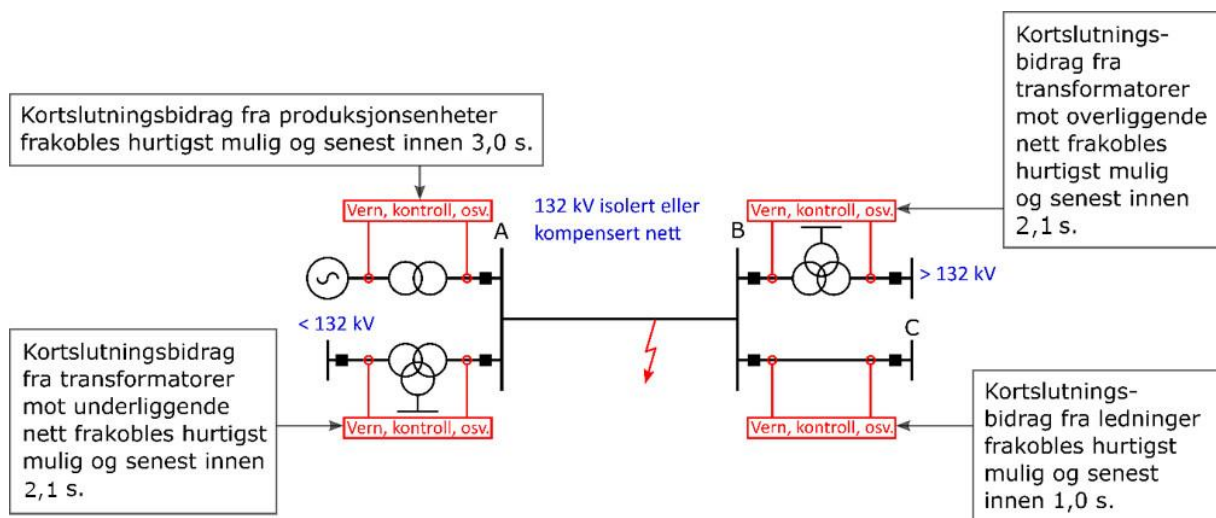
5.1.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Det har ikke kommet noen høringsinnspill på foreslått endring av frakoblingstider. Systemansvarlig sender forslaget uendret til RME.

5.1.2 Forslag til endringer i NVF

7.2.1 Vernsystem for enhet, fig. 7-3





Figur 7-3: Frakobling av feil ved vernsystem- eller effektbrytersvikt

5.2 Kap. 7.2.5.1 Samleskinne / Kap.7.2.6.1 Samleskinne (kap.7.2.6.1)

5.2.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Det har ikke kommet noen høringsinnspill på foreslått endring om varsling ved 1-fase jordslutning. Systemansvarlig sender forslaget uendret til RME.

5.2.2 Forslag til endringer i NVF

7.2.5.1 Samleskinne / 7.2.6.1 Samleskinne

Samleskinne som kan bli spenningssatt fra transformatorer med isolert nøytralepunkt skal ha utrustning for å detektere og varsle 1-fase jordslutning.

6 NVF kapittel 9, Generelt om forbruk og nettanlegg

6.1 Kap. 9.2 Definisjoner for kortvarig overspenning, spenningsprang og kortvarig underspenning

6.1.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Høringsinstansenes innspill

Elvia / Statkraft

Det er samme definisjon for overspenning og underspenning og «lavere enn 90 %» må slettes for overspenning og «høyere enn 110 %» for underspenning.

Elvia / Å Energi

De nye definisjonene kan slettes siden de er en kopi av teksten i forskrift om leveringskvalitet og kan erstattes med en henvisning.

Systemansvarliges merknad

Definisjon av spenningsprang og kortvarig over-/underspenning erstattes med lenker til forskriften om leveringskvalitet.

6.1.2 Forslag til endringer i NVF

9.3 Definisjoner og notasjoner (tidligere 9.2)

Overspenning, kortvarig

En hurtig endring i spennings effektivverdi til høyere enn 110% eller lavere enn 90% av avtalt spenningsnivå, med varighet fra 10 ms til 60 sekunder. Referer til forskrift om leveringskvalitet; <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>

Spenningsprang

Spenningsprang vil si endring av spennings effektivverdi innenfor +/-10 % av avtalt spenningsnivå, som skjer hurtigere enn 0,5 % av avtalt spenningsnivå pr. sekund. ΔU_{maks} er den maksimale endringen i spennings effektivverdi i løpet av over-/underspenningen eller spenningspranget. $\Delta U_{stasjonær}$ er den stasjonære endringen i spenningen når spenningen har stabilisert seg på et lavere eller høyere nivå enn før hendelsen oppsto.

Referer til forskrift om leveringskvalitet; <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>

Underspenning, kortvarig

En hurtig endring i spennings effektivverdi til under 90%, men større enn 5%, høyere enn 110% eller lavere enn 90% av avtalt spenningsnivå, med varighet fra 10 ms til 60 sekunder.

Referer til forskrift om leveringskvalitet; <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>

7 NVF kapittel 10, Forbruksanlegg og nettanlegg tilknyttet regional- eller transmisjonsnettet

7.1 Generelle innspill til kap. 10

7.1.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Høringsinstansenes innspill

Google

Google anbefaler at de NVF harmoniseres med DCC 2.0. Videre ber Google om unntak fra de nye kravene for prosjekter som allerede har bestilt utstyr.

Nscale

Nscale mener at ved innføring av de nye kravene kan det være en utfordring å få tak i utstyr som er modent nok for å oppfylle kravene. Videre mener Nscale at tidslinjen beskrevet i NVF for innsending av søknad

passer i liten grad til tempoet som datasentre utvikles på. Nscale ønsker også tettere dialog med systemansvarlig.

Hydro / Norsk industri

Hydro/Norsk industri mener at de nye kravene er i liten grad tilpasset eksisterende industri og det bør skilles tydeligere mellom eksisterende og nytt forbruk. Dvs. kravene bør gjelde nytt forbruk eller vesentlige nye kapasitetsutvidelser, men ikke for eksisterende anlegg og etablerte nettkunder. NVF bør i større grad skille mellom forbrukere med konstant effektuttak og dynamisk effektuttak. Dersom systemansvarlig behovsvurderer tiltak for eksisterende anlegg så bør dette gjøres basert på risikobaserte vurderinger, istedenfor å bruke generelle krav med tilbakevirkende effekt.

Hydro/Norsk industri adresserer også utfordringer knyttet til redusert kortslutningsytelse og spenningsdipper.

Elias Kunnas

Elias Kunnas spør om dokumentasjon for behovet for noen av de nye kravene.

Systemansvarliges merknad

Selv om NC DCC ikke er underlagt norsk lovverk, følger systemansvarlig utviklingen av denne. På grunn av den store utbyggingstakten hos spesielt datasentre anser systemansvarlig det som nødvendig å utvikle krav i NVF før DCC 2.0 trer i kraft. ENTSO-E anbefaler implementering av nasjonale krav grunnet manglende krav i DCC (og DCC 2.0). Systemansvarlig etterstreber harmonisering med europeisk regelverk, men forbeholder seg retten til nasjonale tilpasninger. Systemansvarlig påpeker at de foreslåtte NVF-kravene til FRT og PFAPR i stor grad harmoniserer med tilsvarende krav hos andre europeiske TSOer og især med andre TSOer i det nordiske synkronområdet.

Det er tiltakshaverens ansvar å sende søknad tidnok for å unngå kostbart redesign av anlegget sent i prosjektet grunnet krav stilt av systemansvarlig. Det er til enhver tid mulig å opprette en søknad og be om tidlig avklaring i søknadsportalen, uavhengig av prosjektfase. Særlig ved store prosjekter, men også ved uklarheter rundt krav anbefales det å ta tidlig kontakt med systemansvarlig og be om avklaring. Det vises ellers til gjeldende retningslinjer for fos § 14.

Systemansvarlig forventer at nye anlegg og anlegg som gjennomgår vesentlige endringer eller kapasitetsutvidelser prosjekteres og utvikles i tråd med gjeldende krav i NVF. Tidlig dialog med systemansvarlig vil bidra til forutsigbarhet i prosjektgjennomføringen og redusere risikoen for kostbare tilpasninger på et senere tidspunkt. Ved behandling av søknader vil systemansvarlig foreta en helhetlig vurdering av anlegget, herunder anleggets utforming, funksjon og eventuelle erfaringer fra tidligere driftsforhold, for å fastsette hvilke krav som er nødvendige og forholdsmessige i det konkrete tilfellet. Krav vil bli håndtert gjennom ordinære søknadsprosesser og tilpasset det aktuelle anlegget.

Angående redusert kortslutningsytelse og kraftigere spenningsdipper, så er de i stor grad avhengig av produksjonssammensetning og nettutbygging og disse områdene dekkes ikke av NVF. Systemansvarlig er oppmerksom på problemstillingen.

7.2 Kap. 10. 3. 2 Fault Ride Through (FRT) i forbruksanlegg (NYTT)

7.2.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Høringsinstansenes innspill

Equinor

Equinor mener at kravene ikke i tilstrekkelig grad tar høyde for de tekniske og operasjonelle forskjellene mellom ulike typer forbruksanlegg. Equinor designer sine anlegg med høyest mulig grad av robusthet og prosessopprettholdelse, men vil likevel ikke klare å oppfylle kravene grunnet prosessens beskaffenhet.

Equinor mener at FRT kravet skal kun stilles når det er teknisk gjennomførbart, ellers bør det etterstrebes høy robusthet. Alternativt kan det differensieres mellom forskjellige typer prosessanlegg. Equinor mener også at tiltak som kunstig lastopprettholdelse eller installasjon av dedikert utstyr kun for å oppfylle gjenopprettingskravet, ikke fremstår som hensiktsmessige siden de medfører høye kostnader. Videre bør utvikling av krav følge internasjonalt regelverk.

Hydro / Norsk industri

Hydro / Norsk industri mener at det er usikkert om smelteverk og elektrolyseanlegg tåler spenningsdipp som foreslått i NVF 2027. Ombygging av eksisterende anlegg vil kreve omfattende endringer i mange systemer. Det samme gjelder for krav om PFAPR. Kravene bør stilles og differensieres etter anleggsspesifikke vurderinger. Systemansvarlig bør akseptere alternative FRT-profiler og gjenopprettingssekvenser tilpasset anleggets beskaffenhet.

Google

Google mener at deres IT anlegge oppfyller FRT kravene, men ikke kjøleanleggene. Siden behov for kjøling ikke kan styres, bes det om tilpasning av kravene til enten kun IT kapasiteten eller økte grenseverdier for PFAPR (+5% -20% for å ta høyde for temperaturvariasjoner utover året).

Systemansvarliges merknad

På generell basis skilles det ikke mellom type industri, men det vurderes egenskapene til anlegget i hver enkel sak. Systemansvarlig har kjennskap til at det kan være en utfordring for forskjellige typer forbruksanlegg å oppfylle kravene. Uansett anser systemansvarlig det som lite hensiktsmessig å differensiere i NVF på type forbruksanlegg, men at dette gjøres i søknadsprosessen. Også "tradisjonell" industri kan ha helt forskjellige egenskaper og noen av dem muligens liknende "ny" forbruk. Det anses som lite hensiktsmessig å differensiere for enhver egenskap og i tillegg ta høyde for fremtidig industri. NVF bør holdes generelt nok for å fange opp alt av forbruksanlegg.

Det gjøres imidlertid oppmerksom på at systemansvarlig fatter enkeltvedtak tilpasset anleggene ved behov. Dette innebærer at systemansvarlig vurderer hvert anlegg for seg og kan tilpasse kravene eller gi helt unntak fra dem. Dette vil skje i tett dialog med konsesjonær / tiltakshaver. Systemansvarlig krever som regel dokumentasjon og analyser ved avvik fra kravene.

Systemansvarlig kan også behovsvurdere tilleggskrav der det viser seg at et anlegg fører til ustabilitet eller ulemper for andre forbrukere. Nettet er i kontinuerlig endring og forbrukere må tilpasse seg dagens behov og lokale forhold. Derfor er det essensielt med tidlig avklaring i store prosjekter og/eller uklarheter rundt kravene for nye og oppgraderte anlegg.

For å tydeliggjøre prosessen med enkeltvedtak, foreslås et nytt avsnitt i kapittel 9, se nede (legges inn under kap. 9 i NVF etter høringen). Det foreslås også supplerende tekst under 10.3.2.2 rundt praktisering av krav til FRT/PFAPR.

Det oppdateres også krav til PFAPR fra +/- 5% til +5/-10% last etter feil.

Angående endringer i eksisterende anlegg og internasjonalt regelverk, se svar fra systemansvarlig i 7.1.

7.2.2 Forslag til endringer i NVF

9.2 Kravstilling av forbruksanlegg (NYTT) (Tilhører kapittel 9 etter høring)

Som utgangspunkt skal forbruksanlegg oppfylle kravene som beskrevet i kapittel 10, imidlertid vil systemansvarlig i søknadsprosessen ta hensyn til at forbruksanlegg kan være av forskjellig beskaftenhet. Dersom det søkes om avvik, kan systemansvarlig vurdere avbøtende tiltak.

Det er konsesjonærs / tiltakshavers ansvar å i god tid få avklart hvilke funksjonskrav som vil kunne være relevante for anlegget basert på tiltakets omfang. Tvil og usikkerhet om funksjonskrav skal avklares med systemansvarlig gjennom søknadsprosessen. I praksis betyr dette at søknad må sendes før anlegget er ferdig detaljprosjektert og før utstyr er bestilt (eventuelt innenfor de tidsrammer der leverandør kan gjøre endringer). Det vises til de enhver tid gjeldende retningslinjer for fos § 14 for mer informasjon.

10.3.2 Fault Ride Through (FRT) i forbruksanlegg

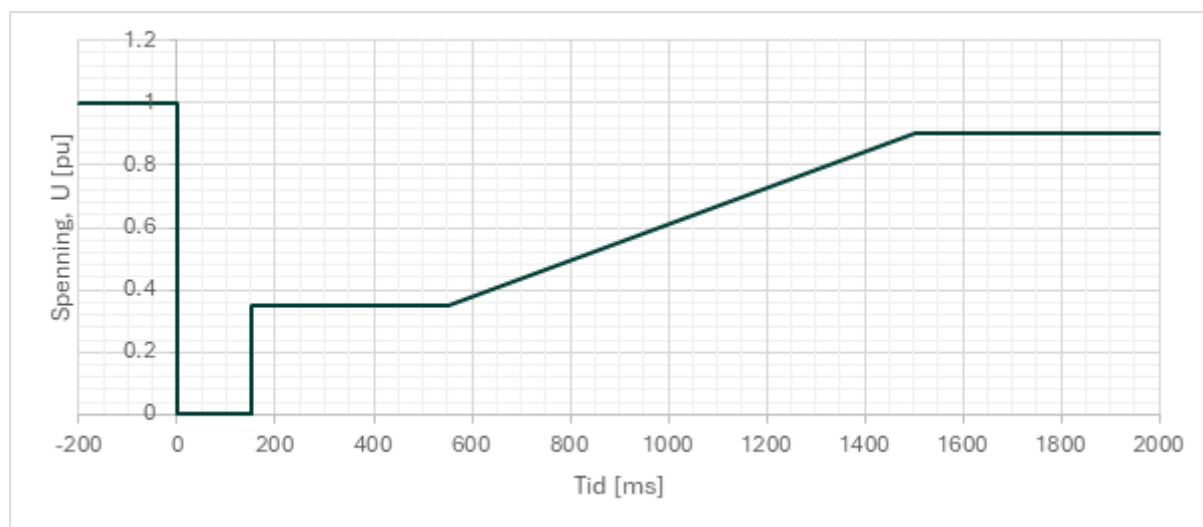
10.3.2.1 Funksjonskrav

Forbruksanlegg av ytelse $P_{maks} \geq 30$ MW eller tilknyttet nett $U_n \geq 110$ kV skal kunne tåle spenningsdipp eller kortvarig avbrudd uten frakobling som vist Tabell 10-7 og Figur 10-2.

Med mindre det ikke er besluttet noe annet av systemansvarlig, skal forbruket være tilbake (innenfor $+5/-10$ % av forbruk før feil) senest 1 sekund etter at spenningen er tilbake over 90% av spenning før feil.

Tabell 10-7: Krav til Fault Ride Through for forbruksanlegg

Tid [ms]		Spenning, U_{poc} [pu]	
	< 0		1
	0		0
	150		0,35
	550		0,35
	1500		0,9



Figur 10-2: Krav til Fault Ride Through for forbruksanlegg. Ved spenninger i POC over kurven skal forbruksanlegg forbli tilknyttet.

10.3.2.2 Praktisering av funksjonskrav

Forbruksanlegget skal være transient stabilt og forbli tilknyttet for alle feilforløp som gir en spenning i tilknytningspunktet over kurven, vist i Figur 10-2. Forbruksanlegget kan strømbegrenses under FRT forløpet.

Etter hendelse med nettfeil og påfølgende spenningsdipp eller kortvarig avbrudd som vist i tabell og figur, skal forbruksanlegget automatisk gjenoppta drift når det igjen er normale driftsbetingelser i tilknytningspunktet, Post-Fault-Active Power-Recovery (PFAPR).

For eksisterende anlegg gjelder kravene kun ved vesentlige endringer og utvidelser.

Systemansvarlig kan i enkelte tilfeller vurdere unntak fra kravene til FRT og PFAPR (f.eks. prosesssteknisk ikke gjennomførbart, personsikkerhetsrelaterte prosessfunksjoner). Tiltakshaver skal dokumentere hvorfor anlegget ikke kan overholde kravene og hvilke konsekvenser dette innebærer for nettet ved tilknytningspunktet. Systemansvarlig kan sette krav om avbøtende tiltak. Unntak kan ikke påregnes for nye anlegg der valget av teknisk løsning er utslagsgivende for at kravet ikke overholdes.

Kontroll- og hjelpeanlegg er ikke unntatt krav til FRT og PFAPR.

7.3 Kap.10.4 Reaktiv ytelse

7.3.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Høringsinstansenes innspill

Elvia

Elvia støtter forslåtte endringer og fremhever viktigheten av koordinasjon mellom nettselskap.

Google

Google støtter forslåtte endringer.

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig har fått positive tilbakemeldinger på foreslått endring og sender den uendret over til RME.

7.3.2 Forslag til endringer i NVF

10.4 Reaktiv ytelse

Dette kapittel omhandler dimensjonering av reaktiv ytelse hos forbruksanlegg og nettanlegg hvor man har grensesnitt mot andre nettnivåer, noen eksempler:

- Anlegg med grensesnitt mellom forbruksanlegg og nettselskap
- Anlegg med grensesnitt mellom transmisjon og regionalnett
- Anlegg med grensesnitt mellom to eller flere regionalnett
- Anlegg med grensesnitt mellom regionalnett og distribusjonsnett

10.4.1.3 Nettanlegg med eller uten dynamisk spenningsregulering (Delkapittel av 10.4 Reaktiv ytelse => 10.4.1 Funksjonskrav)

Dersom ikke annet er besluttet av systemansvarlig, skal utvekslingen av reaktiv effekt på tvers av nettnivå eller eiergrensesnitt kunne holdes i balanse ved intakt nett. Det betyr at anleggseiere skal sørge for tilstrekkelig kompenseringsutstyr for å kompensere for eventuell reaktiv effektproduksjon og forbruk. Angående utforming av koblingsanlegget for reaktive komponenter, se kap. 5.2 og 5.4.

10.4.3.2 Nettanlegg (Delkapittel av 10.4 Reaktiv ytelse => 10.4.3 Behovsprøving og behovsvurdering)

Aktuelt krav til nettanlegg i regional- eller transmisjonsnettet om å være i reaktiv balanse kan behovsprøves og behandles av systemansvarlig som beskrevet under.

Systemansvarlig vil legge til grunn følgende forhold ved fastsettelse av krav til å være i reaktiv balanse, og underlag kan bli etterspurt:

- Nettanleggets **Forbruksanleggets** ytelse, konfigurasjon og funksjonalitet
- Nettanleggets **Forbruksanleggets** lokasjon og funksjon i nettstruktur
- Analyser (stasjonært og dynamisk) for spenningsforhold og lastflyt
- Dokumentasjon av reaktiv utveksling mellom nettnivå eller på tvers av eiergrensesnitt

Systemansvarlig kan også behovsvurdere **og kreve reaktiv** effektutveksling dersom tekniske eller økonomiske fordeler for kraftsystemet begrunnes.

7.4 Kap.10.5 Stabilitet i forbruksanlegg

7.4.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Høringsinstansenes innspill

Hydro

Hydro mener at kravet fremstår som uklart og krevende å tolke for smelteanlegg. Å oppfylle kravene kan gå utover robustheten av regulatorfunksjoner. Samtidig mener Hydro forslåtte tiltak muligens ikke er tilstrekkelige for nye kunder. De skal ikke forårsake skade hos andre kunder eller reduserer leveringskvaliteten/forsyningssikkerheten.

Google

Google mener at de forslåtte endringer angående oscillasjoner er veldig restriktive og kan begrense utvikling av datasenter kapasitet. Google mener at kravene bør baseres på systemanalyser som gir frekvensområder og amplitude begrensinger. Det henvises til Fingrid KJV2026 som eksempel.

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig vurderer det som lite hensiktsmessig å spesifisere frekvensområder eller amplitudebegrensninger i forskriftsteksten, da relevante grenseverdier vil kunne avhenge av systemforhold, lokasjon og den aktuelle driftssituasjonen. Det kan være aktuelt å fastsette mer konkrete krav eller grenseverdier i enkeltvedtak der dette er nødvendig. Slike krav vil også kunne videreutvikles og

konkretiseres etter hvert som det gjennomføres flere analyser og opparbeides erfaring med stabilitetsforhold knyttet til ulike typer forbruksanlegg. Kravet om at oscillasjoner skal dempes og ikke forsterkes opprettholdes derfor.

Systemansvarlig skal sørge for stabil drift av nettet og innenfor FOL, men det er konsesjonær / tiltakshaver sitt ansvar å designe/oppgradere sine anlegg på en robust måte for å minske sannsynligheten for utfall ved hendelser.

7.4.2 Forslag til endringer i NVF

10.5 Stabilitet i forbruksanlegg

10.5.1 Funksjonskrav

Forbruksanlegget skal fungere stabilt sammen med resten av kraftsystemet. Oscillasjoner i spenning og frekvens skal ikke forsterkes, men heller dempes. Eksempler på oscillasjoner er pendlinger mellom synkrongeneratorer eller grupper av synkrongeneratorer og kontrollsysteminteraksjoner i omformerbaserte anlegg.

7.5 Kap.10.6 Aktiv effektregulering og ramping i forbruksanlegg

7.5.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Høringsinstansenes innspill

Hydro / Norsk industri

Hydro / Norsk industri mener at det ikke bør være generelle krav men anvendes kun på typer forbruk med dynamisk last. Hydro / Norsk industri støtter ikke funksjonskrav for bruk på eksisterende industri / prosessindustri og er bekymret at etterlevelse av kravene kan gå utover robustheten av regulatorfunksjoner. Samtidig mener Hydro / Norsk industri at dypere spenningsdipper som følge av redusert kortslutningsytelse i nettet er et alvorlig problem.

Google

Google mener at datasentre kan etterleve kravene men må avklares tidlig i prosjektet. Ramping rate bør helst defineres $X\% P_{max}/min$ eller $X \text{ MW}/Min$. Videre bes det om at spesifisering av hvordan ramping rate måles, over hvilken tidsperiode det gjennomsnittet beregnes og hva er maksimum antall trinn som tillates.

Systemansvarliges merknad

På generell basis skilles det ikke mellom eksisterende industri og ny industri, men egenskapene til anlegget vurderes i hver enkel sak. Hvis eksisterende type industri viser egenskaper som kan gi ustabilitet i nettet eller andre ulemper, blir de nye kravene relevante. Se 7.1 for utdypende svar.

Kravet om ramping rate gjelder i tilknytningspunktet. Målesystemet skal ha tilstrekkelig oppløsning for å kunne avlese effektendring per tidsenhet, dvs. ved raske endringer er det nødvendig med høyoppløsende målesystemer. Systemansvarlig kan også kreve måling av harmoniske ved behov. Det gjøres oppmerksom på at forskriften om leveringskvalitet (FOL) gjelder uavhengig av krav som stilles i NVF. Dvs. systemansvarlig kan til enhver tid stille hensiktsmessige krav for at FOL skal bli ivarettatt.

I det nye kapittelet 10.6.2 nevnes det eksplisitt at tiltak behovsvurderes basert på type forbruksanlegg, plassering i nett, størrelse av effektendring, gradient av effektendring over tid og hyppighet av effektendringer. Systemansvarlig ser dermed innspill om å skille mellom type anlegg som ivaretatt.

Når nye anlegg etableres eller eksisterende gjennomgå en vesentlig endring, er det konsesjonærs / tiltakshaverens ansvar å ta hensyn til systemansvarligs krav i anleggsdesign sånn at det ikke går utover anleggets andre egenskaper. Ved eventuelle utfordringer henvises det til svar i 7.2 for avklaring med systemansvarlig.

Angående tidlig avklaring av krav, så kan konsesjonærer / tiltakshavere henvende seg til systemansvarlig når som helst i prosjektet uavhengig av prosjektfase, se svar i 7.1.

Systemansvarlig ser for seg at enkle parameter vil være avhengig av plassering i nettet og det bestemmes i hver enkel sak. Siden kravene er fortsatt i utvikling, utelukkes det ikke at fremtidige versjoner av NVF inneholder mer konkrete grenseverdier basert på erfaring og behov. Tilsvarende vil prosedyre for verifiserende målinger av ramping rate bli fastsettes for hver enkelt sak basert på lastprofilen. For å unngå for dype spenningsdipper grunnet egenskaper i anlegg, er det inkludert de nye kravene i NVF 2027 som konsesjonær / tiltakshaver har uttalt seg om i denne høringen. Uansett må konsesjonær / tiltakshaver designe sine anlegg på en robust måte for å minske sannsynligheten for utfall ved hendelser i nettet.

Angående kortslutningsytelse og spenningsdipp, så er de i stor grad avhengig av produksjonssammensetning og nettutbygging og disse områdene dekkes ikke av NVF.

7.5.2 Forslag til endringer i NVF

10.6 Aktiv effektregulering og ramping i forbruksanlegg

10.6.1 Funksjonskrav

Forbruksanlegg med $P_{maks} \geq 30$ MW eller tilknyttet nett $U_n \geq 110$ kV skal ha funksjonalitet for å bestemme effektrampen (ramp rate) ved vesentlig endring av forbruksnivå sett fra tilknytningspunktet.

10.6.2 Praktisering av funksjonskrav / behovsvurdering

For forbruksanlegg med $P_{maks} \geq 30$ MW kan systemansvarlig behovsvurdere krav om aktiv effektregulering / ramping.

Systemansvarlig vil legge til grunn følgende forhold ved behovsvurdering av krav, og underlag kan bli etterspurt:

- Type forbruksanlegg
- Plassering i nett
- Størrelse av effektendring ($\Delta P = P_{maks} - P_{min}$)
- Gradient av effektendring over tid ($\Delta P/t$)
- Hyppighet av effektendringer

7.6 Kap.10.7 Tilleggskrav forbruksanlegg

7.6.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Høringsinstansenes innspill

Hydro

Hydro mener at tilleggskravene må vurderes nøye for smelteverk siden konsekvensene kan variere betydelig avhengig av type anlegg.

Google

Google savner detaljer rundt tilleggskravene og kan dermed ikke støtte dem. Google er åpen for å diskutere dem med systemansvarlig.

Nscale

Nscale mener det er viktig å utveksle simuleringsmodeller med systemansvarlig tidlig i prosjektet for å avklare mulige krav fra systemansvarlig. Nscale forslår tettere samarbeid for å styrke forståelse av datasenters egenskaper.

Systemansvarliges merknad

Forslått endring sier eksplisitt at tilleggskrav vil være avhengig av type forbruksanlegg og dets størrelse og bestemmes fra sak til sak, se også svar i 7.1. Siden kravene er saksavhengig anses det som hensiktsmessig å detaljere parameterne under søknadsprosessen for å få treffsikre tiltak. Kravene er fortsatt i utvikling, det utelukkes ikke at fremtidige versjoner av NVF inneholder mer konkrete grenseverdier basert på erfaring og behov. Etterlevelse av krav og eventuelle tilpasninger tas under saksbehandlingsprosessen i hvert enkelt tilfelle.

7.6.2 Forslag til endringer i NVF10.7 Tilleggskrav forbruksanlegg

For å sikre stabil systemdrift ved tilknytning av forbruksanlegg kan systemansvarlig behovsvurdere tilleggskrav. Disse vil være knyttet til følgende tema:

- RoCoF-tålighet
- LFSM
- Spenningssprang
- Simuleringsmodell

Tilleggskrav vil være avhengig av type forbruksanlegg og dets størrelse, og bestemmes fra sak til sak i Fos § 14 søknad. Behovsvurdering baseres på kriteria som beskrevet i kap. 2.1.

8 NVF kapittel 12, Funksjonskrav for synkrone produksjonseenheter

8.1 Kap.12.6.3 Svartstart / Kap.12.6.3.1 Funksjonskrav / Kap.12.6.3.2 Praktisering

8.1.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Høringsinstansenes innspill

Fornybar Norge

Fornybar Norge mener at for å sikre god beredskapsevne og robusthet bør systemansvarlig vurdere manuelle tiltak og lokale prosedyrer for oppstart fra mørk stasjon. Videre bør svartstartfunksjonen for klasse 0 og 1 kun kreves etter en behovsvurdering basert på en gjenoppbyggingsplan.

Hafslund

Hafslund støtter kravene og fremhever viktigheten for samspill mellom nettselskap for å gjennomføre skarpe tester.

Hydro

Hydro mener at det er viktig å vite om krav for svartstart tidlig i prosjektet og at det muligens må etableres nye rutiner for tidlig fase vurderinger. Videre ber Hydro om presisering om hvilke aggregat er ment i eksisterende kraftstasjoner, f.eks. produksjonsaggregat eller dieselaggregat for nødstrøm.

Statkraft

Statkraft mener at definisjonen for svartstart bør være mer utfyllende, f.eks. hva som menes med "mørk stasjon".

Å Energi

Å Energi henviser til at svartstart stort sett reguleres i kbf. Å Energi mener at systemansvarligs tilleggskrav om automatisk og fjernstyrt svartstart er kostbart og at svartstartfunksjonalitet for klasse 0 og 1 anlegg kun bør stilles etter en konkret behovsvurdering

Systemansvarliges merknad

Angående tidlig avklaring, henvises det til svar i 7.1.1.

Kravene til automatikk funksjonen har ikke blitt endret og er dermed ikke på høring. Endringen i kapitlet er kun presisering av definisjoner og beskrivelse av praktisering.

Definisjonen av svartstart oppdateres som vist nede. Systemansvarlig vil påpeke at det er beskrevet i nytt praktiseringskapittel (12.6.3.2) en behovsvurdering for anlegg i klasse 0 og klasse 1.

Systemansvarlig anser det som lite hensiktsmessig å kun basere behovsvurdering av svartstartfunksjonalitet på eksisterende gjenopprettingsplaner, siden gjenopprettingsplaner baseres på eksisterende funksjoner og legger ikke føringer for fremtidige prosjekter. Det vil i praksis bety at anlegg aldri får funksjonen. Systemansvarlig ser et behov for å kunne behovsvurdere funksjonen for klasse 0 og klasse 1 anlegg i områder som har få større anlegg og svake nettilknytninger.

Funksjonen svartstart henviser til produksjonsaggregat, ikke dieselaggregat. Et produksjonsaggregat vil være avhengig av en energikilde for svartstart, som kan løses med et dieselaggregat.

8.1.2 Forslag til endringer i NVF

12.6.3 Svartstart

Svartstart er definert som en funksjon som gjør at minst ett aggregat i et kraftverk kan starte opp fra mørk stasjon **uten ekstern forsyning** og spenningssette samleskinne på høyspentsiden av generatortransformator.

12.6.3.1 Funksjonskrav

~~Dersom NVE har besluttet i henhold til kraftberedskapsforskriften at produksjonsanlegget skal ha egenskaper for svartstart, skal~~ Følgende krav til den tekniske løsningen skal oppfylles: ~~Funksjonaliteten skal være automatisk:~~

1. Produksjonsenheten skal være selvforsynt med nødvendig reservekraft i minimum 2 timer¹. Systemansvarlig kan beslutte å øke denne tiden.
2. Alle hjelpe-anlegg/systemer...

[...]

FOTNOTE 1: Dersom kraftstasjonen er klassifisert i klasse 2 eller klasse 3 etter kraftberedskapsforskriften, gjelder særskilte krav til nødstrøm

12.6.3.2 Praktisering

Dette avsnittet gjelder aggregat i kraftstasjoner som i henhold til sin klassifisering ikke har krav om svartstart i henhold til kraftberedskapsforskriften².

Systemansvarlig kan behovsvurdere svartstartfunksjonalitet for produksjonsanlegg av type C og D ved følgende tiltak:

- Ny kraftstasjon
- Nytt aggregat på eksisterende kraftstasjon
- Rehabilitering eller totalfornyelse av aggregat på eksisterende kraftstasjon
- Oppgradering av kontrollanlegg/hjelpeanlegg i eksisterende kraftstasjon

Eksisterende kraftstasjoner som har evne til svartstart kan ikke avvike denne funksjonen med mindre noe annet er godkjent av systemansvarlig.

FOTNOTE 2: Klasse 0 og 1

8.2 Kap.12.7.11 Automatic Generator Control (AGC)

8.2.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Høringsinstansenes innspill

Hafslund

Hafslund forstår behovet for funksjonaliteten, men slik de leser kravet må dette løses i driftssentralens kontrollsystem. Per i dag er ikke driftssentralens kontrollsystem en komponent som er inkludert i dialogen aktørene har med Statnett i FOS-portalen.

Hydro

Hydro mener at det kan være en utfordring å vite om aggregater ligger i et øydriftsområde og forutsetter at systemansvarlig bidrar med å løses dette. Videre ber Hydro om tilgang til frekvensmålinger som ligger i synkronområdet.

Statkraft

Statkraft viser til kravet om pause i ned- og oppramping ved en frekvens på henholdsvis 49,8 og 50,2 Hz med varighet over ett sekund. Statkraft vil understreke at en slik pause ikke er mulig dersom en start- eller stoppsyklus allerede er igangsatt. I slike tilfeller må start/stopp gjennomføres uavhengig av frekvensen. Det er derfor behov for å etablere et eksplisitt unntak for situasjoner hvor det fysisk ikke er mulig å avbryte eller pause en pågående endring. Videre bør det presiseres tydelig hvilke typer produksjonsendringer kravet gjelder for.

Systemansvarliges merknad

De fleste aggregatene som er aktuelle deltakere i en AGC vil være driftet fra en driftssentral som har aggregater spredt over et større område. Det kan forventes derfor også at sentralen selv har målinger både i separatområdet og det større synkronområdet.

Ved planlagte øydrifter skal sentralene ha fått produksjonstilpasning fra systemansvarlig som er begrunnet med at området skal ligge i separatudrift. Da er det produsenten som må sørge for at alle aktuelle personer internt også får den informasjonen.

Ved driftsforstyrrelser som resulterer i uplanlagte øydrifter må man både forvente alarmer som gjør operatøren oppmerksomme på øydriften, og det må etableres kontakt mellom berørte sentraler for å avklare situasjonen og planlegge gjenoppretting til enten stabil øydrift eller normaldrift.

I dagens kontrollsystemer er det ikke nødvendigvis mulig "å hente inn" igjen et aggregat som har kommet inn i stoppsekvens. Systemansvarlig forventer imidlertid at aktørene ved etablering eller oppgradering av kontrollsystemer legger til rette for løsninger som støtter de funksjonelle kravene i NVF. Dette innebærer blant annet at aggregater bør kunne bringes tilbake i drift når betingelsen som utløste stoppsekvensen ikke lenger er til stede, slik at unødvendige produksjonsbortfall kan unngås.

8.2.2 Forslag til endringer i NVF

12.7.11 Automatic Generator Control (AGC)

12.7.11.1 Funksjonskrav

- AGC skal ikke kunne regulere på eller stoppe aggregater som er i separatudriftsmodus eller ligger i øydriftsområder.
- Etterregulering av settpunkt for effekten for å oppnå planverdikjøring skal ikke benyttes.
- AGC skal ha tilgang til frekvensmålingen (snitt over 1 s) fra et punkt i nettet som med svært stor sannsynlighet er i synkronnettet.

- Ved frekvens under 49,8 Hz skal nedramping automatisk pauses frem til frekvensen er tilbake til 49,9 Hz.
- Ved frekvens over 50,2 Hz skal oppramping automatisk pauses frem til frekvensen er tilbake til 50,1 Hz.

9 NVF kapittel 14, Funksjonskrav for kraftparker

9.1 Kap.14.1.4 Frekvensendringshastighet / Kap.14.1.4.1 Funksjonskrav

9.1.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Det har ikke kommet noen høringsinnspill på foreslått endring av RoCoF vern. Systemansvarlig sender forslaget uendret til RME.

9.1.2 Forslag til endringer i NVF

14.1.4 Frekvensendringshastighet / 14.1.4.1 Funksjonskrav

Kraftparker skal minst kunne drifte uten begrensninger ved en frekvensendringshastighet (Rate of Change of Frequency - ROCOF) $\Delta f/\Delta t = \pm 1,5$ Hz/sek målt over $\Delta t = 1$ sek. Produksjonseenheter skal ikke unødig begrense evnene til å drifte ved større hurtige frekvensendringer. *RoCoF-vern som frakobler kraftparken skal dermed ikke benyttes. Ved bruk av denne typen vern skal behovet begrunnes og aktivisering godkjennes av systemansvarlig.*

9.2 Kap.14.1.1/14.2.2.1/14.5.2.1/14.5.3.1 Tilpassete krav til BESS anlegg

9.2.1 Generelle innspill til kapittel 10.5 / BESS oppdatering

Høringsinstansenes innspill

Statkraft

Statkraft ber om avklaring om det gjelder også BESS anlegg at >85% av den reaktive reserven skal være dynamisk.

Systemansvarliges merknad

Ja, kravet om 85% reaktiv reserve gjelder også BESS anlegg.

9.2.2 Kap. 14.5.2 Kraftparker / Reaktiv ytelse ved $P_{min} \leq P < P_{maks}$

Høringsinstansenes innspill

Statkraft

Statkraft ber om at Figur 14-9 i NVF 2025 oppdateres til å vise forbruk (negativ y-akse), særlig område rundt P_0 bør klargjøres. I tillegg ønsker Statkraft at det beskrives at kravet til reaktiv effekt reduseres pro rata med antall kraftmoduler i drift.

Sympower

Sympower mener at STATCOM funksjonalitet over hele området krever kostbare oppgraderinger av eksisterende anlegg og ber om unntak for eksisterende anlegg.

Systemansvarliges merknad

Eksisterende anlegg uten søknadspliktige endringer omfattes normalt ikke av de nye kravene, men systemansvarlig forventer at kravene legges til grunn ved nye investeringer, vesentlige endringer og kapasitetsutvidelser.

Se mer utfyllende svar i 7.1.

En generell oppdatering av NVF struktur og figurer er pågående, inkludert i NVF 2027 er kapittel 1 til og med 10. Resterende kapitler inkl. kap.16 er planlagt for fremtidige oppdateringer av NVF.

Kravene gjelder hele anlegget og hva det er dimensjonert for, uten hensyn til drift.

9.2.3 Forslag til endringer i NVF

14.1.1 Dimensjonerende aktiv effekt

Kraftparkens maksimale aktive effekt, P_{maks} , er den høyeste aktive effekten som kontinuerlig kan leveres til nettet, og er dimensjonerende for øvrige funksjonskrav. Kraftparkens minimumseffekt, P_{min} , er den laveste effekten som kontinuerlig kan leveres til nettet før én eller flere enheter i parken begynner å gå til stopp.

For BESS-anlegg er $P_{min,BESS}$ den høyeste effekten anlegget kan trekke fra nettet kontinuerlig. P_0 er tilstanden når anlegget er tilkoblet uten at det trekker eller leverer aktiv effekt.

14.2.2 Frekvensregulering – Funksjoner / 14.2.2.1 Funksjonskrav

[...]

For BESS-anlegg gjelder at i frekvensregulering skal anlegget kunne regulere kontinuerlig gjennom P_0 .

14.5.2 Reaktiv ytelse ved $P_{min} \leq P < P_{maks}$ / 14.4.2.1 Funksjonskrav

Den reaktive ytelsen mellom minimal og maksimal aktiv effektproduksjon, $P_{min} \leq P < P_{maks}$, skal være minst den samme som ved $P = P_{maks}$, ref. alle kraftparkmoduler i drift. Dette er illustrert i Figur.

For BESS-anlegg gjelder at reaktiv ytelse ved P_{maks} skal være tilgjengelig i hele området mellom $P_{min,BESS}$ - P_{maks} , inkludert ved P_0 .

14.5.3 STATCOM-drift ved $0 \leq P < P_{min}$ / 14.5.3.1 Funksjonskrav

[...]

For BESS-anlegg gjelder at anlegget skal kunne operere som STATCOM med samme tilgjengelig reaktiv ytelse som ved P_{maks} i hele området mellom $P_{min,BESS}$ - P_{maks} , inkludert ved P_0 .

10 NVF kapittel 16, Krav til verifiserende analyser og tester for kraftparker

10.1 Generelle innspill til kapittel 16

Høringsinstansenes innspill

Statkraft

Statkraft mener dette kapittelet bør suppleres med egne figurer som illustrerer forventet respons fra BESS-anlegg. Dagens figurer dekker ikke hvordan slike anlegg faktisk opererer. For eksempel, beskriver høringsdokumentet for aktiv effektregulering at BESS skal testes fra P_{maks} ned til $P_{\text{min,BESS}}$ i steg på 40 prosent. For et 100 MW BESS-anlegg med $P_{\text{min,BESS}}$ lik -100 MW innebærer dette test fra +100 MW til -100 MW. Figuren i dagens NVF viser derimot en test fra 1,0 p.u. til 0,2 p.u., uten å inkludere forbruk av aktiv effekt, og med trinn på 20 prosent.

Systemansvarliges merknad

En generell oppdatering av NVF struktur og figurer er pågående, inkludert i NVF 2027 er kapittel 1 til og med 10. Resterende kapitler er planlagt for fremtidige oppdateringer av NVF.

10.2 Kap.16 Krav til verifiserende analyser og tester for kraftparker

10.2.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Det har ikke kommet noen høringsinnspill på foreslått endring om levering av modeller. Systemansvarlig sender forslaget uendret til RME.

10.2.2 Forslag til endringer i NVF

16 Krav til verifiserende analyser og test for kraftparker

[...] I tillegg til simuleringene og prøvene, stiller systemansvarlig krav til tilgjengeliggjøring av simuleringmodeller:

- Simuleringsmodell skal gjenspeile anleggets egenskaper i både stasjonær og dynamisk tilstand.
- For kraftparker type C og D stiller systemansvarlig krav om leveranse av dynamisk modell (RMS/PDT-modell)
- For produksjonsanlegg **kraftparker** av type D **vil** stiller systemansvarlig **kreve** krav om leveranse av elektromagnetisk transientmodeller (EMT-modeller) **samt harmonisk modell. for dokumentasjon av dynamiske fenomener og stabilitet.**
- Format og innhold spesifiseres av systemansvarlig.
- Konesjonær skal sørge for at EMT-modeller holdes oppdaterte og tilgjengelige **gjort** for systemansvarlig under hele anleggets levetid.

10.3 Kap.16.1 Verifiserende simuleringer

10.3.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Det har ikke kommet noen høringsinnspill på foreslått endring om leverandørdokumentasjon. Systemansvarlig sender forslaget uendret til RME.

10.3.2 Forslag til endringer i NVF

16.1.1 Verifiserende simuleringer / 16.1.1 Krav til verifiserende simuleringer av Fault Ride Through

Tabell 16-1: Oversikt over analyser som skal gjennomføres i planlegging av kraftparker. Markeringen «X» angir analyser som alltid skal gjennomføres, «(X)» indikerer at analysene kan behøvsprøves.

Verifiserende analyser					
Kapittel	Funksjon	Type			Merknad
		B	C	D	
16.1.1.1	Fault Ride Through	(X)	X	X	Kan eventuelt dokumenteres ved leverandørdokumentasjon for kraftparkmodulene. For Type B kan leverandør dokumentasjon aksepteres.
16.1.2	Reaktiv ytelse	(X)	X	X	

16.1.1 Krav til verifiserende simuleringer av Fault Ride Through

Den planlagte kraftparkens kritiske feilklareringstid (CCT – Critical Clearing Time) skal dokumenteres. Denne er definert ved den lengste feilklareringstiden som ikke resulterer i frakobling fra nettet, når en feilhendelse fører til en restspenning i tilknytningspunktet U_{feil}. Den kritiske feilklareringstiden skal være lengre enn t_{feil} ref. kravene i kapittel 14.6.1.

Alternativt til prøvene i dette kapittelet kan det vises til leverandørdokumentasjon som viser at hver kraftparkmodul oppfyller kravene til FRT. Simuleringene beskrevet i dette kapittelet kan underbygges av leverandørdokumentasjon som viser at hver kraftparkmodul oppfyller kravene til FRT. Kravene til FRT gjelder for kraftparker som helhet, og dokumentasjon inkludert verifiserende simuleringer skal sannsynliggjøre kravoppfyllelse for kraftparken som helhet.

10.4 Kap.16/16.1.2/16.2.1/16.2.2.1/16.2.2.2 /16.2.4 /16.2.5 Tilpassete testprosedyrer til BESS anlegg

10.4.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Det har ikke kommet noen høringsinnspill på foreslått endring i testprosedyrene for BESS. Systemansvarlig sender forslaget uendret til RME.

10.4.2 Forslag til endringer i NVF

16 Krav til verifiserende analyser og test for kraftparker:

[...]

For hybridkraftverk skal analyser og tester gjennomføres både for hver teknologi for seg (eksempelvis vind og batteri), og hele kraftverket i kombinasjon.

For batterienergilagringsanlegg skal forutsetninger og fremgangsmåte tilpasses som beskrevet gjennom delkapitlene under.

16.1.2 Krav til analyse av reaktiv ytelse

FORUTSETNINGER: [...] For BESS-anlegg skal analysen også gjennomføres for $P = P_{\min_BESS}$

16.2.1 Aktiv effektregulering

Testprosedyre: [...] For BESS-anlegg skal stegene 1-3 utføres fra $P_{\text{set}} = P_{\text{maks}}$ i 40 % trinn ned til $P_{\min_BESS}$.

16.2.2 Frekvensregulering/16.2.2.1 Regulering i normaldrift

Startbetingelser: [...] For BESS-anlegg: $P_{\text{set}} = P_0$

16.2.2 Frekvensregulering/16.2.2.2 Stasjonær respons - FSM

Startbetingelser: [...] For BESS-anlegg: $P_{\text{set}} = 0,1 P_{\text{maks}}$

16.2.4 Reaktiv ytelse

Testprosedyre: [...] For BESS-anlegg skal stegene 1-5 utføres mellom $P_{\text{maks}} - P_{\min_BESS}$.

16.2.5 Oppstartstid etter nettutfall

Testprosedyre: [...] For BESS anlegg brukes $P = 0,1 P_{\text{maks}}$

11 NVF kapittel 18, HVDC-systemer

11.1 Kap.18.1.4 Frekvensendringshastighet / Kap.18.1.4.1 Funksjonskrav

11.1.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Det har ikke kommet noen høringsinnspill på foreslått endring av RoCof vern. Systemansvarlig sender forslaget uendret til RME.

11.1.2 Forslag til endringer i NVF

18.1.4 Frekvensendringshastighet

EU nettkode HVDC artikkel 12 regulerer tilsvarende tema i EU.

18.1.4.1 Funksjonskrav

HVDC-systemer skal minst kunne drifte ~~ubegrenset~~ stabilt ved en frekvensendringshastighet

- ± 5 Hz/s målt over 0,25 sekund
- ± 2,5 Hz/s målt over 0,5 sekund
- ± 1,25 Hz/s målt over 2 sekunder

Frekvensendringshastighet, eller Rate of Change of Frequency, er den deriverte til frekvensen, df/dt . Målt over en tid vil dette uttrykkes ved $\Delta f/\Delta t$. Kravet er illustrert i figur 18-1.

RoCoF-vern som frakobler HVDC-systemet skal ikke benyttes. Ved bruk av denne typen vern skal behovet begrunnes og aktivering godkjennes av systemansvarlig.

12 NVF kapittel 19, Kravetterlevelse HVDC-systemer

12.1 Kap.19 Kravetterlevelse HVDC-systemer

12.1.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Det har ikke kommet noen høringsinnspill på foreslått endring om levering av modeller. Systemansvarlig sender forslaget uendret til RME.

12.1.2 Forslag til endringer i NVF

19 Kravetterlevelse HVDC-systemer

[...] I tillegg til simuleringene og prøvene, stiller systemansvarlig krav til tilgjengeliggjøring av simuleringsmodeller:

- Simuleringsmodell skal gjenspeile anleggets egenskaper i både stasjonær og dynamisk tilstand.
- For HVDC-systemer stiller systemansvarlig krav om leveranse av dynamisk nettmodell (RMS/PDT-modell), elektromagnetisk transientmodell (EMT-modell) og harmonisk modell. ~~vil systemansvarlig kreve elektromagnetiske transientmodeller (EMT-modeller) for dokumentasjon av dynamiske fenomener og stabilitet.~~
- Format og innhold spesifiseres av systemansvarlig.
- Konesjonær skal sørge for at EMT-modeller holdes oppdaterte og tilgjengelig ~~gjort~~ for systemansvarlig ~~under~~gjennom hele anleggets levetid.

12.2 Kap.19 Kravetterlevelse HVDC-systemer / Kap.19.1.1 Krav til analyse av Fault Ride Through / Kap.19.2.1 Krav til tester av regulator

12.2.1 Høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer

Det har ikke kommet noen høringsinnspill på foreslått endring angående leverandørdokumentasjon. Systemansvarlig sender forslaget uendret til RME.

12.2.2 Forslag til endringer i NVF

19 Kravetterlevelse HVDC-systemer

[...]

Tabell 19-1: Prøver og simuleringer for verifisering av funksjonalitet i HVDC-systemer

Simuleringer	Merknad

Fault Ride Through	Kan alternativt dokumenteres ved leverandørdokumentasjon
Frekvensreguleringsegenskaper	Kan alternativt dokumenteres ved leverandørdokumentasjon
Reaktiv regulering - spenningsprang	Kan alternativt dokumenteres ved leverandørdokumentasjon
Reaktiv ytelse	
Prøver	
Frekvensregulering	
Frekvensreguleringsegenskaper – Frekvenssteg	
Statikkregulering	
Dødbånd	
Spenningsregulering - Sprangrespons	
Dempetilsats – Impulstest med/uten POD	
Reaktiv ytelse	

19.1.1 Krav til analyse av Fault Ride Through

Det planlagte HVDC-systemets kritiske feilklareringstid (CCT – Critical Clearing Time) skal dokumenteres. Denne er definert ved den lengste feilklareringstiden som ikke resulterer i frakobling fra nettet, når en feilhendelse fører til en restspenning i tilknytningspunktet U_{feil}. Den kritiske feilklareringstiden skal være lengre enn t_{feil} ref. kravene i kapittel 18.4.1.

~~Alternativt til prøvene i dette kapittelet kan det vises til leverandørdokumentasjon som viser at hver HVDC omformerstasjon oppfyller kravene til FRT.~~

19.2.1 Krav til tester av regulator

[...] Prøvene omfatter:

- Dokumentasjon av frekvensreguleringsrespons, og eventuell deteksjon av separatdrift. Prøvene bekreftes av stasjonære respons på påtrykkede signaler
- Dokumentasjon av spenningsreguleringsrespons
- Dokumentasjon av dempetilsats
- Dokumentasjon av reaktiv ytelse

~~Alternativt til simuleringer, kan leverandørdokumentasjon leveres.~~

Under angis detaljer for prøvene, inkludert forutsetninger og resultater.