



Høringsdokument for oppdatering av NVF

Forslag sendt på høring 30. april 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.

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 høringsdokumentet. Det er kun delene av NVF som det er foreslått endringer i som er tatt med i dette dokumentet.

Innsending av høringssvar

Vi ber om at kommentarer til forslaget om nye retningslinjer for ovennevnte paragrafer sendes systemansvarlig innen 15.08.2026. Høringssvar sendes til firmapost@statnett.no eller via eFormidling, og merkes med referanse 2026/783.

Merk at høringsinnspillene vil bli offentliggjort på Statnetts hjemmesider. Vi ber om at høringsinnspillet legges ved oversendelsen som et separat dokument som kan publiseres på nettsidene, og at vedlegget ikke inneholder personopplysninger og eventuell annen sensitiv informasjon som ikke skal publiseres. Vi ber også om at innspillene er universelt utformet, se mer informasjon på nettsidene til uutilsynet.

Innhold

| | |
|---|-----------|
| Forord | 2 |
| 1 NVF generelt | 5 |
| 2 NVF kapittel 3, Generelt om nettanlegg | 5 |
| 2.1 Definisjon av jordfeilfaktor (kap.3.2) | 5 |
| 3 NVF kapittel 4, Overføring | 5 |
| 3.1 Gjennomgående jordforbindelse (kap.4.1.2) | 5 |
| 4 NVF kapittel 5, Koblingsanlegg og stasjoner – Apparatansleggsløsning | 6 |
| 4.1 Generelt | 6 |
| 4.2 Behovsprøving av funksjonskrav i eksisterende anlegg (kap.5.1.3.3) | 6 |
| 4.3 T-avgreninger (kap.5.1.9)..... | 7 |
| 4.4 Effektbryter (kap.5.2.4)/Nett med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV (kap.5.2.4.2.2) . | 7 |
| 4.5 SVS anlegg – Static Var System (kap. 5.4.4) / Krav til simuleringmodeller (kap.5.4.4.4) | 8 |
| 5 NVF kapittel 6, Kontrollanlegg | 8 |
| 5.1 Tilknytningsvern (kap.6.8) | 8 |
| 5.2 Tilknytningsvern (kap.6.8)/Praktisering av funksjonskrav (kap.6.8.2) | 9 |
| 6 NVF kapittel 7, Vern i nettanlegg | 10 |
| 6.1 Vernsystem for enhet, fig. 7-3 (kap.7.2.1) | 10 |
| 6.2 Samleskinne (kap.7.2.5.1)/Samleskinne (kap.7.2.6.1)..... | 11 |
| 7 NVF kapittel 9, Generelt om forbruk og nettanlegg | 11 |
| 7.1 Definisjoner for kortvarig overspenning, spenningsprang og kortvarig underspenning (kap.9.2) | 11 |
| 8 NVF kapittel 10, Forbruksanlegg og nettanlegg tilknyttet regional- eller transmisjonsnett | 12 |
| 8.1 Generelt | 12 |
| 8.2 Reaktiv ytelse (kap.10.4) | 12 |
| 8.3 Nye krav til forbruksanlegg (kap.10.3.2/10.5 /10.6/10.7)..... | 14 |
| 9 NVF kapittel 12, Funksjonskrav for synkrone produksjonsheter | 17 |
| 9.1 Svartstart (kap.12.6.3)/Funksjonskrav (kap.12.6.3.1)/Praktisering (kap.12.6.3.2) | 17 |
| 9.2 Automatic Generator Control (AGC) (kap.12.7.11) | 19 |
| 10 NVF kapittel 14, Funksjonskrav for kraftparker | 20 |
| 10.1 Frekvensendringshastighet (kap.14.1.4)/Funksjonskrav (kap.14.1.4.1)..... | 20 |

| | | |
|-----------|--|-----------|
| 10.2 | Tilpassete krav til BESS anlegg (kap.14.1.1/14.2.2.1/14.5.2.1/14.5.3.1)..... | 21 |
| 11 | NVF kapittel 16, Krav til verifiserende analyser og tester for kraftparker | 22 |
| 11.1 | Krav til verifiserende analyser og tester for kraftparker (kap.16)..... | 22 |
| 11.2 | Verifiserende simuleringer (kap.16.1)..... | 22 |
| 11.3 | Tilpassete testprosedyrer til BESS anlegg (kap.16/16.1.2/16.2.1/16.2.2.1/16.2.2.2 /16.2.4 /16.2.5) 23 | |
| 12 | NVF kapittel 18, HVDC-systemer | 24 |
| 12.1 | Frekvensendringshastighet (kap.18.1.4)/Funksjonskrav (kap.18.1.4.1)..... | 24 |
| 13 | NVF kapittel 19, Kravetterlevelse HVDC-systemer:..... | 25 |
| 13.1 | Kravetterlevelse HVDC-systemer (kap.19)..... | 25 |
| 13.2 | Kravetterlevelse HVDC-systemer (kap.19)/Krav til analyse av Fault Ride Through (kap.19.1.1)/Krav til tester av regulator (kap.19.2.1)..... | 25 |

Forslag til oppdateringer i NVF

Nedenfor følger en strukturert gjennomgang av bakgrunn og begrunnelse for foreslåtte endringer i NVF etterfulgt av forslaget til endring. Der det er kapittelreferanse i parentes er det en henvisning til kapittelet i NVF.

1 NVF generelt

Kapittel 1-10 er gjennomgått med hensyn på formatering, kapittelstruktur og tittelnavn, slik at disse er konsistente gjennom hele NVFen.

2 NVF kapittel 3, Generelt om nettanlegg

2.1 Definisjon av jordfeilfaktor (kap.3.2)

2.1.1 Bakgrunn og begrunnelse

Definisjon av jordfeilfaktor er oppdatert for bedre forståelse og presisering. Begrepet "faktisk" er fjernet i definisjonen og gjennom dokumentet og det er presisert at jordfeilfaktor er uten sikkerhetsfaktor. Dette medfører ingen endring i krav.

2.1.2 Forslag til endring i NVF

Jordfeilfaktor

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

$U_{1_{RMS}}$ 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

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

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. $U_{2_{RMS}}$ 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.

3 NVF kapittel 4, Overføring

3.1 Gjennomgående jordforbindelse (kap.4.1.2)

3.1.1 Bakgrunn og begrunnelse

Utførelse av gjennomgående jord er presisert med at den skal være uten brudd og skal forbinde alle mastene inklusive innstrekktativ. Ingen endring i krav.

3.1.2 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.

4 NVF kapittel 5, Koblingsanlegg og stasjoner – Apparatanleggsløsning

4.1 Generelt

Flere delkapitler er omstrukturert eller flyttet innen kapittelet, og noe tekst er forenklet og delvis slettet. Delkapittelet om T-avgreninger er oppdatert og presisert. Oppdatert / slettet tekst som ikke fører til endringer av krav vises ikke i kapitelet angående forslag om oppdaterte retningslinjer.

4.2 Behovsprøving av funksjonskrav i eksisterende anlegg (kap.5.1.3.3)

4.2.1 Bakgrunn og begrunnelse

I kap. 5.1.3.3 fjernes setningen angående behovsprøving av anlegg med vesentlig betydning.

Når et anlegg vurderes til å være av vesentlig betydning, må fleksibiliteten i koblingsanlegget være høy for å sikre tilgjengeligheten av anlegget ved feil eller revisjoner. Dette samsvarer med dagens praktisering.

Kostnadene skal baseres på kravene, ikke at behovsprøving av krav godkjennes. Ingen konsekvenser for aktørene.

4.2.2 Forslag til endring i NVF

~~5.1.3.3 Behovsprøving av funksjonskrav til anlegg i transmisjonsnett og anlegg som har vesentlig betydning for forsyningsikkerheten 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 forsyningsikkerheten, 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.

4.3 T-avgreninger (kap.5.1.9)

4.3.1 Bakgrunn og begrunnelse

I kap. 5.1.9 er det lagt til en setning om at systemansvarlig kan behovsvurdere fleksibiliteten i T-avgreningen.

Systemansvarlig kan vurdere behov for tiltak i T-avgreningen ved endringer i avgreningen eller tilknyttet anlegg for å sikre en helhetlig oppgradering av kraftsystemet. Fleksibiliteten i T-avgrening bør samsvare med fleksibiliteten av tilknyttet anlegg. F.eks. har høy fleksibilitet i en koblingsstasjon begrenset samfunnsøkonomisk nytte hvis T-avgreningen har lav eller ingen fleksibilitet. Dette samsvarer med dagens praktisering.

Kostnader for oppgradering av en T-avgrening vil være avhengig av utformingen av den eksisterende avgreningen. Det kan påløpe kostnader for installasjon av effektbryter eller effektbryter og skillebrytere. Krav om oppgradering av T-avgreningen er hovedsakelig aktuelt ved moderate / vesentlige endringer i tilknyttede anlegg og gitt at betydningen av anlegget ikke samsvarer med fleksibiliteten. Ekstrakostnaden forventes å utgjøre en relativt liten andel av et større prosjekt.

4.3.2 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 **forbindelseoverføring** 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. Krav til fleksibilitet i forhold til bruk av T-avgrening for kompenseringanlegg, kan for visse tilfeller behovsprøves. Behovsprøving vil være aktuelt når kompenseringanleggets oppgave kan defineres som beskrevet i neste delkapittel.

4.4 Effektbryter (kap.5.2.4)/Nett med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV (kap.5.2.4.2.2)

4.4.1 Bakgrunn og begrunnelse

Systemansvarlig foreslår et nytt kapittel (kap. 5.2.4.2.1) med funksjonskrav for effektbrytere for $110 \leq U_n < 220$ kV.

Det var mulig å behovsprøve krav til effektbrytere for $110 < U_n < 220$ kV uten at kravene til dette spenningsnivået var eksplisitt definert i NVF. Implisitt var det forutsatt samme kravene som for anlegg med $U_n \geq 220$ og disse er nå tatt over i et tilsvarende kapittel. Dette anses ikke som endring i krav.

4.4.2 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 enfaset gjeninnkobling.

4.5 SVS anlegg – Static Var System (kap. 5.4.4) / Krav til simuleringmodeller (kap.5.4.4.4)

4.5.1 Bakgrunn og begrunnelse

Systemansvarlig foreslår nytt kapittel (kap. 5.4.4.4) med krav til simuleringmodeller for SVS anlegg.

Vi ser behov for krav til simuleringmodeller for SVS-anlegg på lik linje med andre omformeranlegg som kraftparker og HVDC anlegg. Slike modeller er viktig for analyser av stabilitet, og får økende betydning med flere omformere i kraftsystemet.

Leverandørene har normalt simuleringmodeller av anleggene, og det er etablert praksis hos andre europeiske TSO-er å kreve leveranse av simuleringmodeller.

Vedlikeholds kravet for EMT-modeller skyldes dels risiko for manglede foroverkompatibilitet ved endringer i simuleringprogramvaren, og dels at fastvareoppdateringer eller reparametrisering av anleggene (i regi av konsesjonæren) kan endre dynamiske egenskaper. I sistnevnte tilfelle må simuleringmodellene oppdateres av leverandøren for å reflektere endringer i anleggene.

Siden leverandørene har allerede modellene, forventes merkostnaden for konsesjonærer generelt å være lav, primært noe administrativ merkostnad.

4.5.2 Forslag til endring i NVF

[5.4.4.4 Krav til simuleringmodeller](#) [Delkapittel av 5.4.4 SVS anlegg – Static Var System]

Systemansvarlig stiller krav til tilgjengeliggjøring av simuleringmodeller 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 simuleringmodeller 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.

5 NVF kapittel 6, Kontrollanlegg

5.1 Tilknytningsvern (kap.6.8)

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

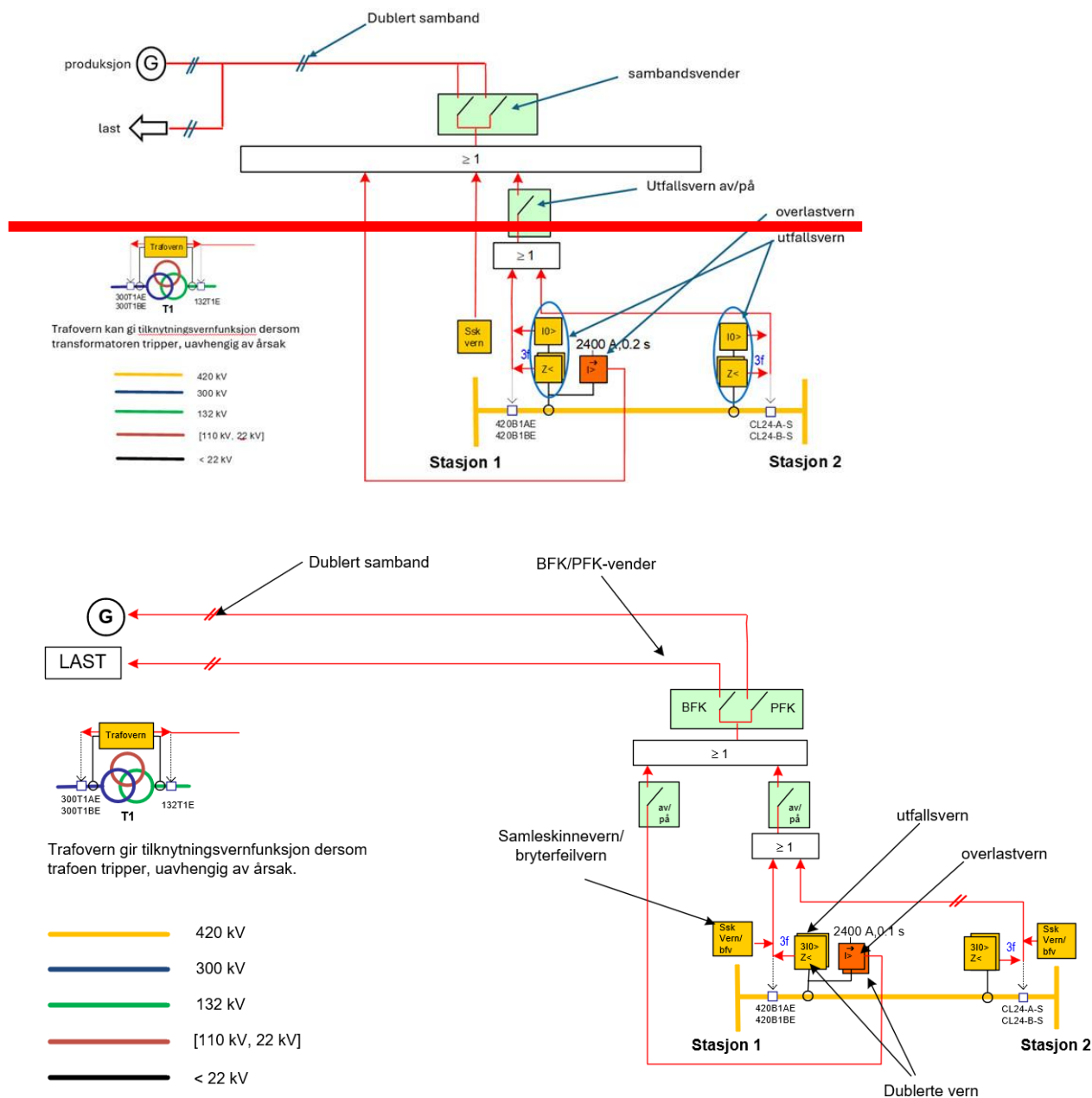
5.2 Tilknytningsvern (kap.6.8)/Praktisering av funksjonskrav (kap.6.8.2)

5.2.1 Bakgrunn og begrunnelse

Oppdatering av figur 6-2 (prinsippskisse) for å gjenspeile bedre hvordan tilknytningsvern faktisk realiseres. Dette medfører ingen endring i krav.

5.2.2 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

6 NVF kapittel 7, Vern i nettanlegg

6.1 Vernsystem for enhet, fig. 7-3 (kap.7.2.1)

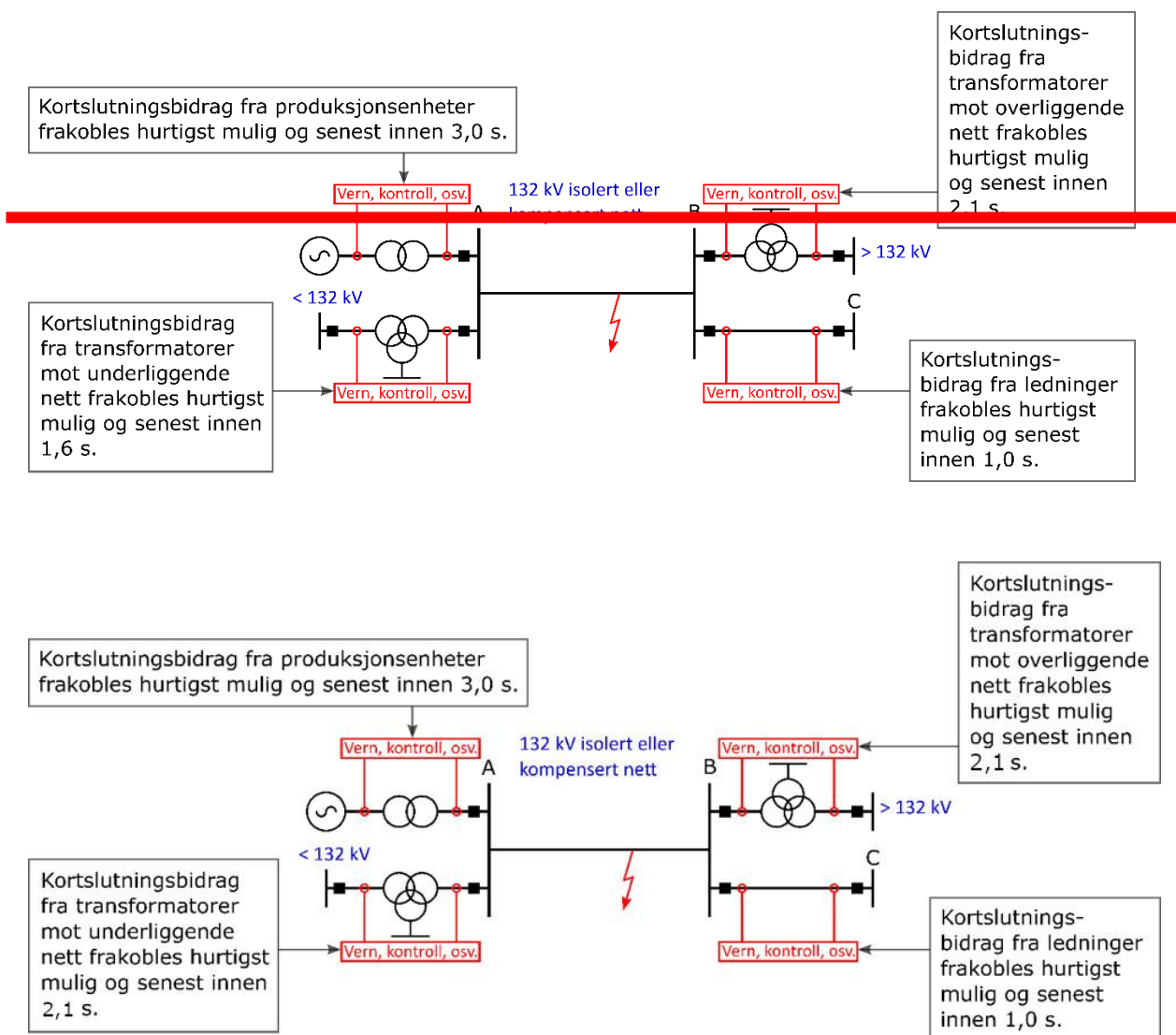
6.1.1 Bakgrunn og begrunnelse

Tiden for utkobling fra underliggende nett er endret fra 1,6 sek til 2,1 sek. Dette er en mildning av krav.

1,6 sek er feil og samsvarer ikke med delkapittel 7.2.7.2.2 punkt 3. Det forventes ingen økte kostnader.

6.1.2 Forslag til endringer i NVF

7.2.1 Vernsystem for enhet, fig. 7-3



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

6.2 Samleskinne (kap.7.2.5.1)/Samleskinne (kap.7.2.6.1)

6.2.1 Bakgrunn og begrunnelse

I kapittelet er det lagt til en setning om at samleskinner som kan spenningsettes fra en transformator med isolert nullpunkt, skal ha varsel for 1-fase jordslutning.

For å detektere en jordfeil på en slik samleskinne må den bestykkes med spenningstransformatorer i alle tre faser. Jordfeil i dette tilfelle er også noe som omfattes av FEF, og er nevnt spesifikt i innledningen til kap. 7.2.7 Isolert eller kompensert nett.

Siden kravet allerede er forankret i FEF, forventes ikke noen økonomiske konsekvenser.

6.2.2 Forslag til endringer i NVF

7.2.5.1 Samleskinne / 7.2.6.1 Samleskinne

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

7 NVF kapittel 9, Generelt om forbruk og nettanlegg

7.1 Definisjoner for kortvarig overspenning, spenningssprang og kortvarig underspenning (kap.9.2)

7.1.1 Bakgrunn og begrunnelse

Tre nye definisjoner for kortvarig overspenning, spenningssprang og kortvarig underspenning er lagt til. Disse brukes igjen i endringer for NVF kap. 10 og inkluderes dermed i kap. 2 av høringsdokumentet.

7.1.2 Forslag til endringer i NVF

9.2 Definisjoner og notasjoner

Overspenning, kortvarig

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

Spenningssprang

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

Underspenning, kortvarig

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

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

8.1 Generelt

Et tydeligere skille mellom forbruksanlegg og nettanlegg er etablert gjennom kapitlet. Delkapitler er flyttet iht. dette. Tekst ble forenklet og delvis slettet for bedre forståelse. Dette medfører ingen endring i krav og vises dermed ikke i kapitlet angående forslag om oppdaterte retningslinjer.

8.2 Reaktiv ytelse (kap.10.4)

8.2.1 Bakgrunn og begrunnelse

Kapittel 10.4 har endret navn fra "Utveksling av reaktiv effekt" til "Reaktiv ytelse". Delkapitlet har fått ny struktur for å vise tydeligere forskjeller mellom krav ovenfor forbruksanlegg og nettanlegg. Det er spesifisert i kravet ovenfor nettanlegg som står i grensesnitt mellom nettnivå eller anleggseiere at de skal tilstrebes å være i reaktiv balanse ved intakt nett.

Endringen skyldes at det er en stor mangel på reaktive komponenter distribuert i kraftsystemet, hovedsakelig induktive komponenter som reaktorer. En undersøkelse av anleggsmassen som er meldt inn til Fosweb – Kraftsystemdata viser følgende:

- Transmisjonsnettet kan i tomgang produsere 6402 MVAR:
 - Det er installert trinnbare og faste reaktorer i transmisjonsnettet med *minimum induktiv* ytelse 3911 MVAR og *maksimal induktiv* ytelse 9548 MVAR. Teoretisk sett er dette tilstrekkelig induktiv ytelse i forhold til reaktiv effektproduksjon i transmisjonsnettet. I praksis stemmer det ikke, fordi transmisjonsnettet har lang utstrekning og man ikke har redundans i komponenter. Om én enkelt reaktor blir utkoblet på grunn av feil eller revisjon, så har man sjeldent induktive reserver i det samme området og overføringskapasitet blir da brukt til å transportere MVAR fremfor MW.
 - Det er installert 2540 MVAR *dynamisk* reaktiv ytelse i transmisjonsnettet (SVC/STATCOM).
 - Det er installert 330 MVAR ytelse i *roterende* fasekompensatorer i transmisjonsnettet.
 - Det er installert kondensatorbatteri med totalt 5759 MVAR i *kapasitiv* ytelse i transmisjonsnettet.
- Regionalnettet kan i tomgang produsere 2193 MVAR:
 - Det er installert trinnbare og faste reaktorer i regionalnettet med *minimum induktiv* ytelse 270 MVAR og *maksimum induktiv* ytelse 1339 MVAR.
 - Det er installert 526 MVAR *dynamisk* reaktiv ytelse i regionalnettet (SVC/STATCOM).
 - Det er installert 0 MVAR ytelse i *roterende* fasekompensatorer i regionalnettet.
 - Det er installert 5324 MVAR *kapasitiv* ytelse i regionalnettet.

Det er altså stor mangel på induktive ressurser i regionalnettet. Hele regionalnettet kan totalt produsere 2193 MVAR og det er installert induktiv ytelse som maksimalt kan forbruke 1339 MVAR. Dermed er det ikke nok reaktorer for å absorbere den reaktive effekten som produseres i regionalnettet. Med så liten induktiv ytelse har man ikke tilstrekkelig med ressurser i systemet til å ta ned spenningen når man har behov for det.

Angående kapasitiv ytelse, så er det nesten like mye kapasitiv ytelse installert i regionalnettet som i transmisjonsnettet.

Historisk sett har det ikke vært behov for dynamiske komponenter som roterende fasekompensatorer og SVC/STATCOM i regionalnettet, noe som forklarer forskjellen i installert ytelse mellom transmisjons- og regionalnettet.

Kartlegging av reaktiv effektflyt i kraftsystemet har vist at det i stor grad transporteres reaktiv effekt fra regionalnettet til transmisjonsnettet. Mangelen på induktive komponenter i regionalnettet får dermed konsekvenser i transmisjonsnettet i form av unødvendig reaktiv effektflyt.

Konsekvenser:

- For høye spenninger i transmisjonsnett: De induktive komponentene i transmisjonsnettet har ikke kapasitet til å absorbere all reaktiv effekt, som medfører at spenningen tidvis blir for høy. Det er stor mangel på induktive komponenter i regionalnettet som er nødvendig å få dekt opp. Det er nødvendig for en stabil og sikker drift av kraftsystemet at reaktiv effektproduksjon fra overføringer i lettlast kompenseres lokalt. Anleggseiere skal kompensere for egen reaktiv effektproduksjon. Dette for å ikke å belaste andre aktører unødige eller bidra til spenningsoverskridelser.
- Redusert utnyttelse av ledningskapasitet: Reaktiv effekt flyter over lengre avstander for at en reaktor i transmisjonsnettet skal absorbere den. Reaktiv effektflyt medfører redusert kapasitet til nyttbar kraftflyt i ledninger. Kompenseres reaktiv effekt lokalt vil vi kunne utnytte kapasiteten i kraftsystemet bedre.

Kostnaden er knyttet til nye reaktorer og tilhørende koblingsanlegg samt vedlikehold av disse. Kostnad for reaktorene vil variere med merkeytelse og spenning. Siden spenningsgrensene brytes, er det ikke et alternativ å la være å investere i induktiv kapasitet. Prinsippet er at reaktiv effekt skal kompenseres der hvor den lages.

8.2.2 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.

8.3 Nye krav til forbruksanlegg (kap.10.3.2/10.5 /10.6/10.7)

Mye nytt forbruk er planlagt tilknyttet nettet, og spesielt datasentre skiller seg ut. Det var reservert om lag 3400 MW kapasitet til datasentre i starten av 2026. Totalt aktive saker var på nærmere 18000 MW. Størrelse på enkeltanlegg kan være på flere hundre MW. For å sikre sikker og stabil drift av nettet, forslås følgende endringer og tilleggskrav for forbruksanlegg.

8.3.1 Fault Ride Through (FRT) i forbruksanlegg (NYTT) (kap.10.3.2)

Bakgrunn og begrunnelse

Et nytt delkapittel er lagt til angående FRT i forbruksanlegg med nytt krav om at forbruksanlegg skal forbli tilknyttet ved feil i nettet iht. spesifisert spenningsprofil.

Feil (kortslutninger) i nettet fører til en kortvarig reduksjon i spenning (spenningsdipper). Spenningsdippene kan føre til at forbrukskunder kobles fra nettet. Spenningsdipper ved feil kan spre seg over store områder. Hvis store og/eller mange forbrukskunder kobler seg fra, vil dette medføre store ubalanser.

Tilknytningsforespørslene viser at det i deler av landet kan bli mange forbruksanlegg av forskjellig størrelse som til sammen utgjør en stor mengde nytt forbruk. For at funksjonaliteten med FRT og PFAPR (Post-Fault-Active Power-Recovery) skal ha ønsket virkning må kravene omfatte mer enn de største anleggene.

Kostnaden vil variere avhengig av type forbruksanlegg og nødvendig tiltak (fra mindre tilpasninger i kontrollanlegg til installasjon av utstyr). Kostnaden vurderes å være lav / moderat i forhold til totale prosjektkostnader.

Forslag til endringer

10.3.2 Fault Ride Through (FRT) i forbruksanlegg

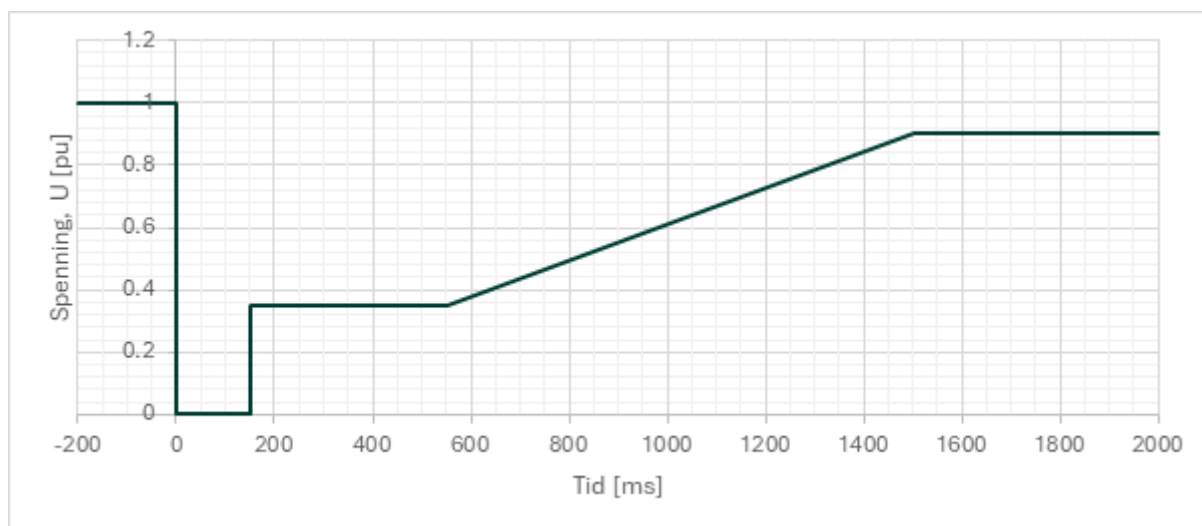
10.3.2.1 Funksjonskrav

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 % 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).

8.3.2 Stabilitet i forbruksanlegg (kap.10.5)

Bakgrunn og begrunnelse

Et nytt delkapittel er lagt til angående stabilitet i forbruksanlegg med nytt krav om at oscillasjoner i spenning og frekvens ikke skal forsterkes, men at de heller skal dempes.

Noen forbruksanlegg har et dynamisk forbruk som endrer seg i sykluser som for eksempel datasentre ved AI-trening. Slike oscillatoriske egenskaper kan trigge svingemoder i kraftsystemet. Eksempler på dette er (IA-)pendlinger mellom synkronmaskiner i forskjellige deler av Norden og kontrollsysteminteraksjoner i omformerbaserte anlegg slik som sol- og vindkraftverk og HVDC-anlegg.

Kostnaden vil variere avhengig av type forbruksanlegg og nødvendig tiltak (fra mindre tilpasninger i kontrollanlegg til installasjon av utstyr. Kostnaden vurderes å være lav / moderat i forhold til totale prosjektkostnader.

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.

8.3.3 Aktiv effektregulering og ramping i forbruksanlegg (kap.10.6)

Bakgrunn og begrunnelse

Et nytt delkapittel er lagt til angående aktiv effektregulering og ramping i forbruksanlegg med nytt krav om at anlegget skal ha funksjonalitet for å bestemme effektrampen (ramp rate) ved vesentlig endring av forbruksnivå sett fra tilknytningspunktet. Dette gjelder anlegg med $P_{maks} \geq 30$ MW eller tilknyttet nett $U_n \geq 110$ kV.

Noen forbruksanlegg har et dynamisk forbruk med store og raske endringer i effekt, for eksempel datasentre ved AI-trening. En stor del av forbruket kan forsynes fra UPS. Veksling mellom forsyning fra nettet og UPS/reservekraft kan føre til momentan ut- og innkobling av store deler av forbruket. Dette kan føre til frekvensavvik og økt bruk av FCR (Frequency Containment Reserves). Det kan også påvirke forhold i nettet lokalt/regionalt, spesielt knyttet til spenning og reaktiv kompensering. Innvirkning på frekvensen er liten for små anlegg, så disse ekskluderes.

Kostnaden vil variere avhengig av type forbruksanlegg og nødvendig tiltak (fra mindre tilpasninger i kontrollanlegg til installasjon av utstyr. Kostnaden vurderes å være lav / moderat i forhold til totale prosjektkostnader.

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 ($\Delta P = P_{\text{maks}} - P_{\text{min}}$)
- Gradient av effektendring over tid ($\Delta P/t$)
- Hyppighet av effektendringer

8.3.4 Tilleggskrav forbruksanlegg (kap.10.7)

Bakgrunn og begrunnelse

Et nytt delkapittel er lagt til med egenskaper / tema som systemansvarlig kan behovsvurdere avhengig av type forbruksanlegg: RoCoF (Rate of Change of Frequency) tålighet, LFSM (Limited Frequency Sensitive Mode), spenningsprang, utlevering av simuleringsmodeller.

Statnett og de regionale nettselskapene mottar mange forespørsler om tilknytning av nytt forbruk til strømmettet. Per mars 2026 har Statnett reservert kapasitet til omtrent 8000 MW nytt forbruk. Både størrelse i MW, tekniske egenskaper og plassering i nettet gjør at noen forbruksanlegg kan ha spesielt stor påvirkning på leveringskvalitet og stabilitet.

Kostnaden kan variere mye avhengig av type forbruksanlegg og nødvendig tiltak (fra mindre tilpasninger i kontrollanlegg til installasjon av utstyr). Kostnaden vurderes til å være lav / moderat i forhold til totale prosjektkostnader.

Forslag til endringer i NVF

10.7 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
- Spenningsprang
- Simuleringsmodell

Tilleggskrav vil være avhengig av type forbruksanlegg og dets størrelse, og bestemmes fra sak til sak i Fos 8 14 søknad. Behovsvurdering baseres på kriterier som beskrevet i kap. 2.1.

9 NVF kapittel 12, Funksjonskrav for synkroner produksjonsenheter

9.1 Svartstart (kap.12.6.3)/Funksjonskrav (kap.12.6.3.1)/Praktisering (kap.12.6.3.2)

9.1.1 Bakgrunn og begrunnelse

I kapittel 12.6.3 er det lagt til en presisering at ved svartstart må kraftverket være i stand å starte opp fra mørk stasjon og spenningssette samleskinnen.

I kap. 12.6.3.1 er det lagt til en presisering om at for klasse 2 og 3 anlegg gjelder særskilte krav til nødstrøm iht. til kraftberedskapsforskriften.

Det ble lagt til et nytt delkapittel (12.6.3.2) som omhandler praktisering av funksjonskrav. Systemansvarlig kan behovsvurdere krav om svartstart for produksjonsanlegg av type C og D selv om det ikke er krav til funksjonen iht. kraftberedskapsforskriften. Videre er det presisert at det ikke er tillatt å avvikle svartstartfunksjon i eksisterende anlegg hvis ikke systemansvarlig har besluttet noe annet.

I NVF 2025 tabell 12-18 er det angitt at systemansvarlig kan behovsvurdere evne til svartstart for type C og D-anlegg, men det mangler per i dag en redegjøring i kapittel 12.6.3 som omhandler praktisering av dette. Endringsforslaget vil tydeliggjøre systemansvarliges praksis for hvordan krav til svartstart vil kunne håndteres på anlegg som ikke er klasse 2 og 3 iht. Kraftberedskapsforskriften (KBF). Systemansvarlig skal kunne vurdere og beslutte evne til svartstart i anlegg hvor dette er viktig for lokal gjenoppbygging, når slike anlegg er uklassifisert eller i klasse 1 etter KBF. Denne muligheten er sentral for å sikre at god beredskapsevne ikke utelukkende er forbeholdt de største kraftstasjonene.

I tillegg presiseres det at eksisterende evne til svartstart ikke kan avvikles på klasse 0/1-anlegg uten egen godkjenning fra systemansvarlig. Dette for å forhindre at anlegg som av historiske årsaker har hatt denne evnen og ikke nødvendigvis omfattes av dagens klassifisering med tilhørende krav i KBF, fjerner denne funksjonen på eget initiativ og slik vanskeliggjør eller umuliggjør lokal gjenoppbygging.

Tidligere uriktig tolkning av begrepet og faktisk evne til å spenningssette samleskinne vil i de fleste tilfeller kunne rettes opp enkelt ved å endre innstillinger i produksjonsanleggenes effektbryterfunksjon for kontrollert innkobling (KONIK).

Ved tiltak med ny kraftstasjon, nye aggregat eller totalfornyelse av kraftstasjoner vil tilrettelegging for svartstart medføre en tilleggskostnad. Denne forventes å være lav sammenlignet med kostnaden for det totale prosjektet. Ved fornyelse av kontrollanlegg/hjelpeanlegg vil et krav om svartstartegenskaper fra systemansvarlig kunne ha større økonomiske konsekvenser, spesielt dersom plass ikke er avsatt til nødvendig utstyr. Kostnaden vil variere fra sak til sak og må i det enkelte tilfelle vurderes opp mot gevinsten av å ha funksjonaliteten.

Krav til svartstart på anlegg i klasse 0 og 1 vil kunne gi økt administrativ belastning gjennom forventning/krav til regelmessig testing av stasjonens svartstart-egenskaper. Det vil kunne føre til behov for oppdaterte eller nye prosesser for spesielt mindre aktører. Det anses likevel ikke som en stor ulempe sett opp mot den daglige driften. Testing og øving er dessuten helt nødvendig for å ha god beredskapsevne distribuert i kraftsystemet.

9.1.2 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 og spenningssette samleskinne på høyspentsiden av generatortransformator.

12.6.3.1 Funksjonskrav

~~Dersom NVE har bestuttet 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

9.2 Automatic Generator Control (AGC) (kap.12.7.11)

9.2.1 Bakgrunn og begrunnelse

Det er lagt til et nytt kapittel (12.7.11) angående krav til Automatic Generation Control, AGC. AGC skal ikke regulere / stoppe aggregater i øydrift, og etterregulering av settpunktet for effekten er ikke tillatt. AGC skal pause ned-/oppramping ved en frekvens på 49,8 hhv. 50,2 Hz, med varighet over 1 sekund. Frekvensmålingen skal være fra et punkt i nettet som med svært stor sannsynlighet er i synkronnettet.

Pausen i rampingen skal vare til frekvensen igjen er innenfor normalbåndet 49,9 til 50,1 Hz.

AGC-modul er et system som automatisk overvåker og distribuerer produsentens produksjonsplan for de ulike produksjonsenhetene. Systemet justerer pådraget for å maksimere virkningsgraden, enten man driver et elve- eller magasinkraftverk. AGC-funksjonalitet brukes til å styre produksjon som er klarert i energimarkedet, samt til aktivering av reguleringsressurser ved systemregulering.

I henhold til FIKS 2012 skulle "*Automatisk lastregulering (AGC, etterregulering av settpunkt for effekten, for å oppnå planverdikjøring) ikke benyttes uten etter avtale med systemansvarlig.*" Funksjonalitet for AGC har ikke vært omtalt i NVF, men i den senere tiden har AGC utløst flere hendelser som gjør at systemansvarlig ser behov for å ta kravet inn i NVF.

AGC har gjort følgende feil som har fått konsekvenser i kraftsystemet.

- Nedkjøring av kraftverk utenfor plan har medført systemvernuttønsninger og store frekvensavvik.
- Oppkjøring eller nedkjøring av kraftverk som lå i øydrift har gitt store frekvensavvik, utfall av andre produksjonsenheter og kollaps av øydrifter.

Regulering under øyedrift og etterregulering av settpunkt vil medføre en software-oppdatering og kan implementeres ved rutinemessige oppdateringer. Tilleggs kostnad forventes å være lav. Angående frekvensgrenser for opp- og nedramping, så er kostnaden avhengig av hvordan funksjonen kan implementeres i AGC, men den forventes å være lav / moderat.

Det at vi setter krav til AGC etter NVF innebærer ikke at AGC skal anses som et eget anlegg etter forskrift om systemansvaret § 14. Kravene til AGC beskriver funksjonalitet i produsentens kontrollsystem, som inngår i vurderingen av anleggets samlede funksjonsegenskaper.

9.2.2 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 separatdriftsmodus 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.

10 NVF kapittel 14, Funksjonskrav for kraftparker

10.1 Frekvensendringshastighet (kap.14.1.4)/Funksjonskrav (kap.14.1.4.1)

10.1.1 Bakgrunn og begrunnelse

Det nevnes nå eksplisitt at bruk av RoCof vern ikke er tillat. Dette tilsvarer dagens praktisering.

RoCof-vern er ikke ønskelig da disse kan begrense anleggets tekniske evne unødvendig. Dette er allerede krav i NVF. Feilmålinger kan føre til frakobling på ikke-reelle driftsforstyrrelser. Ingen økte kostnader er forventet.

10.1.2 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 aktivering godkjennes av systemansvarlig.

10.2 Tilpassete krav til BESS anlegg (kap.14.1.1/14.2.2.1/14.5.2.1/14.5.3.1)

10.2.1 Bakgrunn og begrunnelse

BESS-anlegg legges inn i samme samlebetegnelse som kraftparker, og er på overordnet nivå omfattet av de samme kravene som vind- og solparker. I NVF 2027 blir det inkludert enkelte særskilte krav til batterilagringssystemer/BESS-anlegg.

BESS-anlegg kjennetegnes av evnen til å både trekke og levere aktiv effekt. Dette skiller anleggene fra kraftparker med produksjonsanlegg, og gjør at det er nødvendig med tilpasninger på enkelte av kravene. Ingen økte kostnader er forventet.

10.2.2 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 **Feil! Fant ikke referanse-kilden..**

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 .

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

11.1 Krav til verifiserende analyser og tester for kraftparker (kap.16)

11.1.1 Bakgrunn og begrunnelse

I kap. 16 stilles det nytt krav om leveranse av dynamiske modeller for type C og D kraftparker. Det stilles også krav om harmonisk modell for type D anlegg.

Krav til leveranse av dynamisk modell i PSS/E-format har hittil bare vært omtalt i parameterlisten for innsamling av kraftsystemdata for vindkraftverk, og ikke i NVF. Krav til harmonisk modell følger som konsekvens av økende betydning av omformeranlegg i kraftsystemet og dermed behov for modeller og analyse av spenningskvalitet og stabilitet.

Leverandørene har normalt simuleringsmodeller av anleggene, og det er etablert praksis hos andre europeiske TSO-er å kreve leveranse av simuleringsmodeller.

Siden leverandørene allerede har modellene, forventes merkostnaden for konsesjonærer generelt å være lav. Primært forventes noe administrativ merkostnad.

11.1.2 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 simuleringsmodeller:

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

11.2 Verifiserende simuleringer (kap.16.1)

11.2.1 Bakgrunn og begrunnelse

I kap. 16.1, tabell 16-1 er merknaden slettet angående dokumentasjon av Fault Ride Through (FRT) egenskaper med leverandørdokumentasjon. For type B kan leverandørdokumentasjon fortsatt aksepteres, ikke for C og D. I 16.1.1 er setningen om leverandørdokumentasjonen oppdatert med at kravet gjelder for kraftparken som helhet og skal dokumenteres.

Leverandørdokumentasjon bare på enhet-/modulnivå gir ikke tilstrekkelig dokumentasjon av ytelsen til kraftparken som helhet. Simuleringene kan underbygges av leverandørdokumentasjon som viser at hver kraftparkmodul oppfyller kravene til FRT. Men kravene til FRT gjelder for kraftparker som helhet, og dokumentasjon inkludert verifiserende simuleringer skal sannsynliggjøre kravoppfyllelse for kraftparken som helhet.

Siden leverandørene allerede har modellene, forventes merkostnaden for konsesjonærer generelt å være lav. Primært forventes noe administrativ merkostnad.

11.2.2 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 Feil! Fant ikke referansekil den. | 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.

11.3 Tilpassete testprosedyrer til BESS anlegg (kap.16/16.1.2/16.2.1/16.2.2.1/16.2.2.2 /16.2.4 /16.2.5)

11.3.1 Bakgrunn og begrunnelse

Testprosedyrer i kap. 16 er tilpasset for BESS anlegg

For å verifisere funksjonaliteten til BESS-anlegget i hele driftsområdet blir det gjort tilpasninger for enkelte av testene for kraftparker. Disse tilpasningene gjelder bare BESS-anlegg, og er beskrevet for hver enkelt test.

Kravene går på hvordan testene utføres. Ingen økte kostnader er forventet.

11.3.2 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 $P_{set} = P_{maks}$ i 40 % trinn ned til P_{\min_BESS} .

16.2.2 Frekvensregulering/16.2.2.1 Regulering i normaldrift

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

16.2.2 Frekvensregulering/16.2.2.2 Stasjonær respons - FSM

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

16.2.4 Reaktiv ytelse

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

16.2.5 Oppstartstid etter nettutfall

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

12 NVF kapittel 18, HVDC-systemer

12.1 Frekvensendringshastighet (kap.18.1.4)/Funksjonskrav (kap.18.1.4.1)

12.1.1 Bakgrunn og begrunnelse

I gjeldende NVF står det eksplisitt at bruk av RoCof vern ikke er tillat. Dette tilsvarer dagens praksis.

RoCof-vern er ikke ønskelig da disse kan begrense anleggets tekniske evne unødvendig. Feilmålinger kan føre til frakobling på ikke-reelle driftsforstyrrelser. Ingen økte kostnader er forventet.

12.1.2 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 **stabil** ~~ubegrenset~~ 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.

13 NVF kapittel 19, Kravetterlevelse HVDC-systemer:

13.1 Kravetterlevelse HVDC-systemer (kap.19)

13.1.1 Bakgrunn og begrunnelse

I kap. 19 er det lagt til krav om leveranse av harmonisk modell.

Krav til harmonisk modell følger som konsekvens av økende betydning av omformeranlegg i kraftsystemet og dermed behov for modeller og analyse av spenningskvalitet og stabilitet.

Leverandørene har normalt simuleringsmodeller av anleggene, og det er etablert praksis hos andre europeiske TSO-er om å kreve leveranse av simuleringsmodeller.

Siden leverandørene allerede har modellene, forventes merkostnaden for konsesjonærer generelt å være lav. Primært forventes noe administrativ merkostnad.

13.1.2 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. ~~vit systemansvarlig kreve elektromagnetiske transientmodeller (EMT-modeller) for dokumentasjon av dynamiske fenomener og stabilitet.~~
- Format og innhold spesifiseres av systemansvarlig.
- Konsesjonær skal sørge for at EMT-modeller holdes oppdaterte og tilgjengelig ~~gjort~~ for systemansvarlig ~~under~~ gjennom hele anleggets levetid.

13.2 Kravetterlevelse HVDC-systemer (kap.19)/Krav til analyse av Fault Ride Through (kap.19.1.1)/Krav til tester av regulator (kap.19.2.1)

13.2.1 Bakgrunn og begrunnelse

Merknader om at diverse simuleringer/prøver alternativt kan dokumenteres med leverandørdokumentasjon er fjernet.

Leverandørdokumentasjon bare på enhetsnivå gir ikke tilstrekkelig dokumentasjon av egenskapene til HVDC anlegget som helhet. Kravene til FRT gjelder for HVDC anlegg som helhet, og dokumentasjon inkludert verifiserende simuleringer skal sannsynliggjøre kravoppfyllelse for HVDC anleggene som helhet.

Siden leverandørene allerede har modellene, forventes merkostnaden for konsesjonærer generelt å være lav. Primært forventes noe administrativ merkostnad.

13.2.2 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 |
| Frekvensreguleringssegenskaper | Kan alternativt dokumenteres ved leverandørdokumentasjon |
| Reaktiv regulering - spenningsprang | Kan alternativt dokumenteres ved leverandørdokumentasjon |
| Reaktiv ytelse | |
| Prøver | |
| Frekvensregulering | |
| Frekvensreguleringssegenskaper – 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.