

Ärende nr: Svk 2021/5426

Datum: 2023-05-23

Synkron kraftproduktionsmodul: Bilaga 6

Provning

Svenska Kraftnät

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges transmissionsnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar transmissionsnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken.

Version 1.3

Org. Nr 202 100-4284

Svenska kraftnät
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00
Fax: 010-475 89 50
www.svk.se

Innehåll

1	Provmetodik	5
1.1	Frekvensreglering.....	5
1.2	Spänningsreglering	6
1.3	Mätsignaler vid prov	7
1.4	Krav på test- och mätutrustning.....	9
2	Överensstämmelseprov för synkrona kraftproduktionsmoduler	11
2.1	Allmänna råd och överväganden	11
2.2	Tålighet mot frekvensvariationer och spänningsvariationer	13
2.3	Frekvensändringshastighet.....	15
2.4	Maximal minskning av aktiv uteffekt till följd av sjunkande frekvens	17
2.5	Snabb nedreglering av aktiv effekt	18
2.6	Reglerbarhet och reglerområde för aktiv effekt	19
2.7	Snabbhet i reglering av aktiv effekt	22
2.8	Begränsat frekvenskänslighetsläge vid överfrekvens – LFSM-O.....	25
2.9	Begränsat frekvenskänslighetsläge vid underfrekvens - LFSM-U	30
2.10	Frekvenskänslighetsläge - FSM	35
2.11	Återsynkronisering inom 15 minuter	46
2.12	Övergång till och upprätthållande av husturbindrift.....	48
2.13	Reglerbarhet av spänning- Stegförändring av spänningsbörvärdet vid anslutning till överföringssystemet	51
2.14	Tillgänglig magnetiseringseffekt	54
2.15	Stegförändring av spänningsbörvärdet i tomgång.....	55
2.16	Kontinuerlig produktion och konsumtion av reaktiv effekt	57
2.17	Test av begränsare och skydd	58
2.18	Fältströmbegränsare	62
2.19	Statorströmbegränsare	63
2.20	V/Hz begränsare	66
2.21	Undermagnetiseringsbegränsare	68
2.22	PSS	69
2.23	Övriga site-specifika krav.....	74
2.24	Feltålighet	74

3	Utformning av provprogram.....	84
3.1	Hänvisning till krav.....	84
3.2	Bakgrund	84
3.3	Utformning av provprogram.....	84

1 Provmetodik

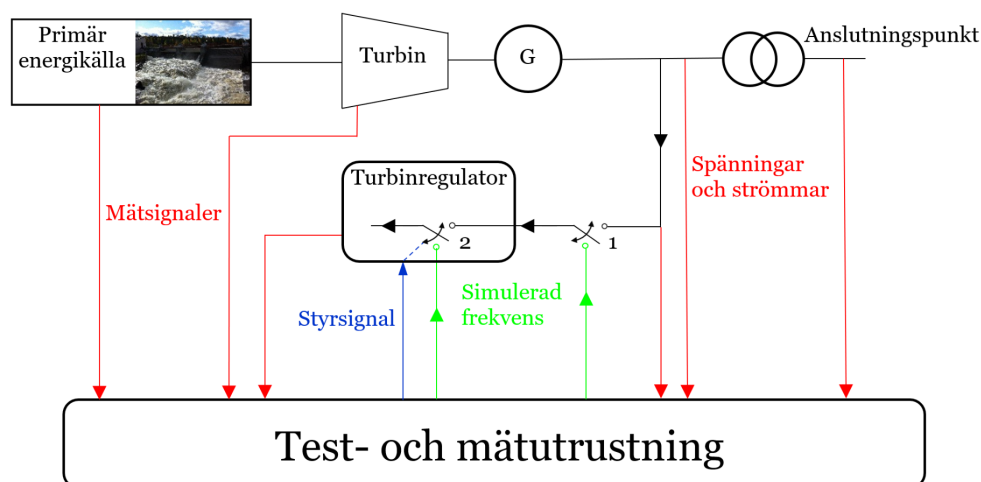
För att kunna verifiera att kraftparksmoduler uppfyller ställda krav ska olika överensstämmelseprov utföras. Provet kommer att utföras på frekvensreglering och spänningsreglering. I samband med flertalet prov av frekvensreglering används en speciell metodik som finns beskriven i avsnitt 1.1 medan motsvarande metodik för spänningsreglering finns beskriven i avsnitt 1.2.

1.1 Frekvensreglering

Provning av frekvensreglering ska i de flesta fall utföras när kraftproduktionsmodulen är fasad mot nätet. Det innebär att den verkliga frekvens som generatoren har är lika med kraftsystemets frekvens. Provningen av frekvensregleringsförmågan ska utföras genom att den normala matningen av turbinregulatorn med nätets frekvens/turbinens varvtal ersätts med en simulerad frekvens-/varvtalssignal. Uppbrytningen av den normala reglerkedjan ska ske hårdvarumässigt genom omkoppling av matningen till turbinregulatorn, se switch 1 i Figur 1, där normal frekvens/varvtal ersätts med simulerad frekvens/varvtal. Inom exempelvis vattenkraften är det vanligt att frekvensmätningen sker baserat på den spänning som fås ifrån spänningstransformatoren, oftast 110 eller $110/\sqrt{3}$ V AC. Matning med en simulerad signal ska för detta fall således ske med en 110 eller $110/\sqrt{3}$ V AC signal.

Om det finns starka skäl för att inte göra inkopplingen på ovanstående sätt kan, efter godkännande från berörd systemansvarig, ett annat alternativ användas. Detta alternativ innebär exempelvis att en mjukvarumässig switch inne i turbinregulatorn används, se switch 2 i Figur 1. Switchen skiftar mellan normal frekvens/varvtal och simulerad frekvens/varvtal exempelvis genom att använda en digital styrsignal. Om detta alternativ används ska den simulerade frekvenssignalen kopplas in i turbinregulatorn via en analog ingång som har samma prestanda, exempelvis samplingshastighet, onoggrannhet/upplösning, som den ingång som används för den normala frekvenssignalen. Dessutom ska switchen sitta direkt efter ingången i turbinregulatorn så att eventuella filter av signalen kommer efter switchen.

Fördelen med att använda switch 1 är att helheten i mätningen av frekvenssignal till reglering av turbinen testas från inmatad frekvenssignal vilket innebär att eventuella tidsfördröjningar, filtreringar, onoggrannhet etc. inkluderas.



Figur 1 Principiell beskrivning av inkoppling till turbinregulatorn vid provning av frekvensreglering med en kombinerad test- och mätutrustning. Test- och mätutrustning kan även vara åtskilda i två separata enheter.

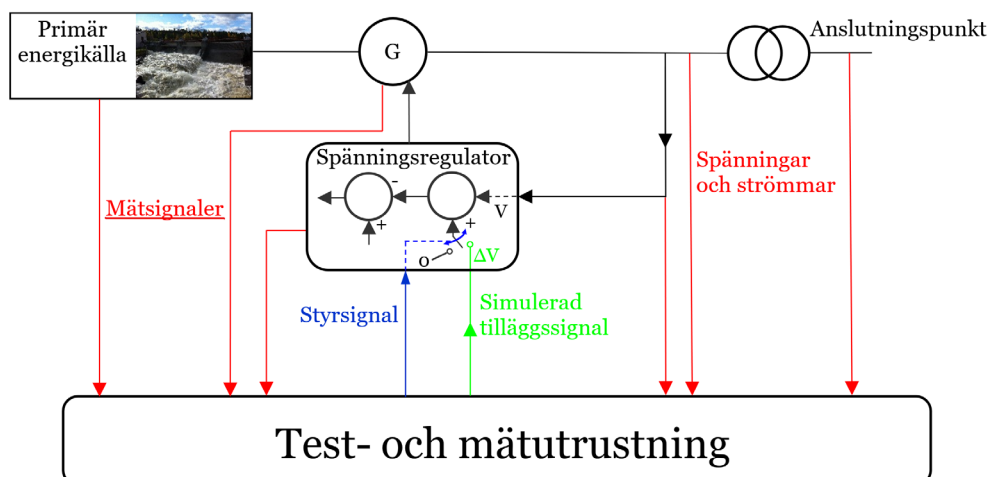
1.2 Spänningsreglering

Provning av spänningsregleringsförmågan ska utföras genom att en tilläggssignal på spänningen adderas till den uppmätta spänningssignalen. Detta innebär exempelvis att en mjukvarumässig switch inne i spänningsregulatorn används, se Figur 2. Switchen skiftar mellan att addera en tilläggssignal utifrån eller att inte addera (0).

Det är mycket viktigt att summation av inmätt spänning, V , och simulerad tilläggssignal, ΔV , utförs direkt efter inmätt spänning så att de båda signalerna inte blir tidsfördröjda mot varandra på grund av exempelvis olika samplingsstid eller filtrering. Samplingen av V och ΔV ska ske med samma samplingshastighet och upplösning/onoggrannhet.

Om det finns starka skäl för att inte göra inkopplingen på ovanstående sätt kan, efter godkännande från berörd systemansvarig, ett annat alternativ användas.

Ett flertal prov på spänningsreglering/reaktiv effektförmåga kommer att utföras då utrustningen i Figur 2 endast används som mätutrustning.



Figur 2 Principiell beskrivning av inkoppling till spänningsregulatorn vid provning av automatisk spänningsreglering med en kombinerad test- och mätutrustning. Test- och mätutrustning kan även vara åtskilda i två separata enheter.

1.3 Mätsignaler vid prov

De prov som utförs på kraftproduktionsmodulen syftar dels till att användas för att validera att de tekniska kraven i RfG och EIFS 2018:2 uppfylls, dels för att användas som valideringsunderlag för de dynamiska simuleringsmodeller som ska levereras. Kraven på kraftproduktionsmodulen gäller i anslutningspunkten medan turbinens och generatorns beteende bäst analyseras genom mätning lokalt på generatoren.

Eftersom kraftproduktionsmoduler är uppbyggda på olika sätt kommer det att finnas varierande mätsignaler för olika kraftproduktionsmoduler. Dessutom kommer mätsignaler att vara olika viktiga vid olika typer av prov. Generellt gäller att det är viktigt att mäta så många signaler som möjligt för att därigenom få en så bra kontroll som möjligt av kraftproduktionsmodulen samt även få så bra underlag som möjligt för att validera simuleringsmodellerna.

I samband med att ägaren av kraftproduktionsmodulen tar fram ett provprogram för att erhålla ”tillfälligt driftsmeddelande” bör samtliga mätsignaler som planeras mätas vid överensstämmelseprovet specificeras i provprogrammet.

1.3.1 Generella mätsignaler för alla kraftproduktionsmoduler

- > Nätfrekvens och simulerad frekvens
- > Aktiv och reaktiv elektrisk effekt, både i anslutningspunkten och på generatorklämmorna

- > Spänning i anslutningspunkten och på generatorklämmorna
- > Fältström och fältspänning (vid borstlöst system mäts matarfältspänningen och matarfältströmmen samt om möjligt även huvudfältspänning och huvudfältström)
- > Simulerad spänningsförändring
- > Utsignal turbinregulator
- > Utsignal spänningsregulator
- > Aktivering (digital signal) av olika begränsare för statorström, fältström, undermagnetisering och V/Hz
- > Utsignaler från olika begränsare för statorström, fältström, undermagnetisering och V/Hz
- > Utsignal Mvar/cos ϕ regulator
- > Utsignal PSS

Utöver ovan angivna signaler kan det, beroende på leverantör eller typ av magnetisering, finnas andra signaler som också är viktiga att mäta.

1.3.2 Typiska mätsignaler hos vattenkraftverk

- > Pådragsläge ledskenor eller utsignal pådragservo
- > Löphjulsläge (gäller Kaplan)
- > Övre vattennivå
- > Nedre vattennivå.

1.3.3 Typiska mätsignaler hos termiska kraftverk

- > Läge reglerventil(er)
- > Aktivering av ”fast valving”
- > Olika begränsare
- > Kondensortryck.

1.3.4 Typiska mätsignaler hos gasturbiner

- > Bränsleventil(er)

- > Varvtal gasturbin
- > Olika begränsare
- > Lufttemperatur.

1.4 Krav på test- och mätutrustning

De krav som ställs i RfG och EIFS 2018:2 kräver att kraftproduktionsmodulen ska kunna respondera på relativt små störsignaler. För frekvensreglering gäller att kraftproduktionsmoduler ska arbeta med en okänslighet för frekvenssvar om maximalt 10 mHz. Detta innebär således krav på att kunna generera och mäta upp responsen med tillräckligt god upplösning och noggrannhet. Upplösningen styrs bland annat av antalet bitar i mätsystemet. För ett mätsystem med 16 bitar fås $2^{16}=65536$ olika nivåer och om mätområdet motsvarar 100 % så fås således en upplösning på $100/65536=0,0015$ %.

En viktig del för att med tillräckligt hög noggrannhet kunna mäta spänning och ström samt kunna beräkna frekvens, aktiv och reaktiv effekt är att spänningstransformatörer och strömtransformatörer har tillräckligt hög klass. Spänningstransformatörer och strömtransformatörer ska i anslutningspunkten ha klass 0.2 respektive 0.2S. Även annan klass av mättransformatorer kan accepteras om ägaren av kraftproduktionsmodulen genomför kalibreringar av mätfelet i mättransformatorerna in i mätinsamlingsystemet och därmed kan visa på att den totala onoggrannheten inte blir större än vad som gäller för klass 0.2 och 0.2S. För spänningstransformatör och strömtransformatör som är direkt anslutna till kraftproduktionsmodulen kan, efter överenskommelse med berörd systemansvarig, en sämre klass på mättransformatorerna accepteras.

Förutom själva mättransformatorerna måste även mätningen av signalerna kunna ske med tillräcklig god upplösning, noggrannhet samt sampling. Mätning genom strömtänger ger ofta ett för stort amplitudfel och vinkelfel vilket gör att kravet på noggrannhet inte klaras.

I nedanstående avsnitt beskrivs kraven på respektive signal.

1.4.1 Upplösning

Frekvensgenerering av simulerad frekvens och mätning av verklig frekvens: ≤ 1 mHz.

Spänning i anslutningspunkten och på generatorklämmorna: $\leq 0,015$ % av märkspänningen på respektive spänningstransformatör.

Genererad tilläggsignal för spänning (se Figur 2) samt mätning av genererad tilläggsignal: $\leq 0,015$ % av den spänning som motsvarar märkspänning på generatoren.

Aktiv effekt, reaktiv effekt och övriga mätsignaler $\leq 0,015$ % av fullt utslag (vid maximal produktion).

1.4.2 Onoggrannhet

Frekvensgenerering av simulerad frekvens och mätning av verklig frekvens ≤ 10 mHz.

Spänning i anslutningspunkten och på generatorklämmorna: motsvarande klass 0.2 för en mätvärdesomvandlare.

Genererad tilläggsignal för spänning samt mätning av genererad tilläggsignal: $\leq 0,1$ % av den spänning som motsvarar märkspänning på generatoren.

Aktiv och reaktiv uteffekt (baseras på spänning och ström från mättransformatorer) från kraftproduktionsmodulen i anslutningspunkten respektive från generatorklämmorna: motsvarande klass 0.2 för en mätvärdesomvandlare.

Övriga mätsignaler: $<0,5$ % av fullt utslag (vid maximal produktion).

Om det finns starka skäl för att dessa onoggrannheter inte kan uppnås kan efter godkännande av berörd systemansvarig större toleranser accepteras

1.4.3 Sampling

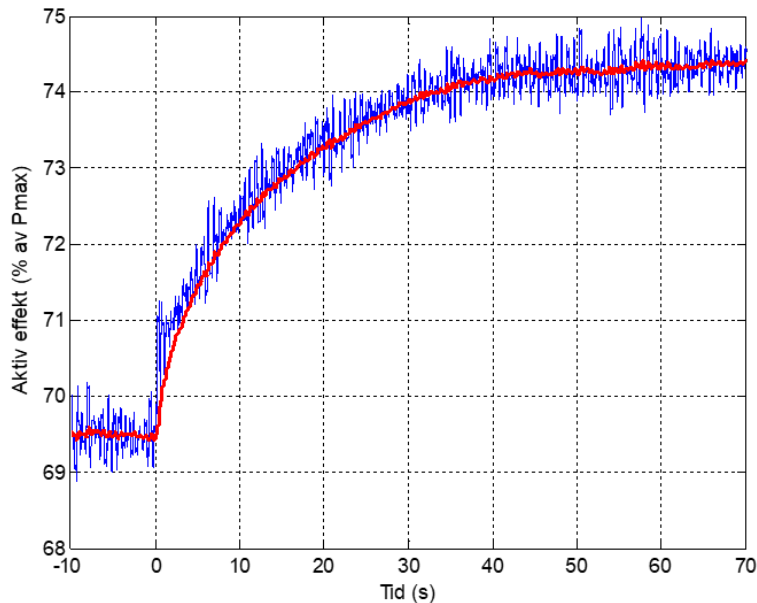
Mätsignaler från spänning- och strömtransformator som används för beräkning av effektivvärden samplas med mer än 1 kHz.

Samtliga mätsignaler som sparas till mätfil får nedsamplas till lägst 50 Hz för att spara diskutrymme. Vid vissa sinusformade prov av PSS funktionen, se avsnitt 2.22, får inte mätsignaler nedsamplas till lägre än 200 Hz.

1.4.4 Filtrering av mätsignaler

Registrerade mätsignaler bör inte vara filtrerade med en filtertidskonstant större än 20 ms. På detta sätt undviks tidsfördröjningar av mätsignaler då snabb respons på kraftproduktionsmodulerna provas. För att studera den stationära responsen krävs oftast att en filtrering görs i efterhand av uppmätta data. Detta eftersom signalerna ofta är "brusiga" och att det då är omöjligt att uppnå ett stationärt slutvärde utan filtrering. Ett typiskt exempel på "brus"

visas i Figur 3 av den aktiva effekten vid en provning med ett frekvenssteg. Då mätdata filtreras ska filtreringen beskrivas och redovisning av respons ska ske både med ofiltrerad signal samt filtrerad signal enligt exemplet i Figur 3.



Figur 3 Aktiva effekt vid en stegformad förändring av frekvens från 50,00 till 49,90 vid tiden 0. Blå kurva visar ofiltrerat mätvärde och röd filtrerat mätvärde.

2 Överensstämmelseprov för synkrona kraftproduktionsmoduler

I detta dokument behandlas enbart den överensstämmelseprovning som ska ske på synkrona kraftproduktionsmoduler.

2.1 Allmänna råd och överväganden

Överensstämmelseprovningen av synkrona kraftproduktionsmoduler avser enskild kraftproduktionsmodul. I många kraftstationer är det vanligt att flera kraftproduktionsmoduler ingår. Själva överensstämmelseprovningen är dock utformad så att den avser provning av en kraftproduktionsmodul i taget. Emellertid kan det finnas beroenden mellan kraftproduktionsmoduler i samma station. Detta kan exempelvis vara elektriskt via koppling till nätet och eventuellt delad hjälpkraftsmatning men även via den primära drivkällan (t.ex. via vattenvägarna i en vattenkraftstation). När sådana kopplingar kan ha en väsentlig påverkan för enskilda prover är det viktigt att dels provet utförs på

dimensionerande situation (svårast att uppfylla), dels att statusen hos kraftproduktionsmodulen som inte provas dokumenteras (driftstatus, samt arbetspunkt för andra aggregatet som är i drift). Dessutom är det viktigt att responsen från en kraftproduktionsmodul som inte provas dynamiskt har så liten påverkan som möjligt på provresultaten för den kraftproduktionsmodul som provas. För exempelvis en vattenkraftsstation där kraftproduktionsmoduler har gemensamma vattenvägar gäller att den kraftproduktionsmodul som inte provas ska om möjligt köras vid maximal kontinuerlig effekt, P_{max} , eftersom detta blir dimensionerande för kravuppfyllnaden. Dessutom ska den kraftproduktionsmodul som inte provas inte delta i frekvensregleringen utan ligga med konstant aktiv effektproduktion.

Stora lastvariationer från en kraftproduktionsmodul som inte provas kan ge påverkan på den provade kraftproduktionsmodulen på den elektriska sidan och den drivande sidan (ex. vattenkraft). Detta kan innebära att prover antingen inte kan anses som tillförlitliga eller i värsta fall att resultaten blir underkända.

Det bör beaktas att det kan förekomma långa tidskonstanter när det gäller uppnående av fortvarighet vid många av de stegförändringar som utförs i överensstämelseproven. Ett exempel på långa tidskonstanter fås i vattenkraftstationer med långa tillopps- och avloppstunnlar. Svängningstid (periodtid) på flera minuter för vattenvägs pendlingar är då inte ovanligt. Ett allmänt råd är att om påverkan av sådana pendlingar är signifikant bör pendlingarna klinga av innan fortvarighet ska anses ha uppnåtts.

Den maximala effekt som kan produceras i en kraftproduktionsmodul kan variera beroende yttre omständigheter. Typiskt gäller detta för vattenkraften där fallhöjden kan variera beroende på vattennivån i vattenmagasinet. Andra exempel som kan påverka aktiv effektproduktion är utomhustemperatur, vattennivåreglering etc. Detta innebär att för vissa kraftproduktionsmoduler kan inte den maximala aktiva effekten, P_{max} , som finns angiven i anslutningsavtalet uppnås vid alla tidpunkter under året. För att inte behöva begränsa överensstämelseprovning till en för kort tidsperiod under året kan vid behov överenskommelse ske mellan ägaren av kraftproduktionsmodulen och berörd systemansvarig om att utföra provet vid en effektnivå som är något lägre än P_{max} . Dessa yttre omständigheter måste noggrant beskrivas och för vissa krav kan det finnas behov av kompletteringar med beräkningar och simuleringar för att visa på fullständig kravuppfyllnad.

2.2 Tålighet mot frekvensvariationer och spänningsvariationer

2.2.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 13.1.a.i (frekvens) och artikel 16.2.a.i (spänning)
- > EIFS 2018:2: 3 kap, 1 §(frekvens), 18 § (spänning) och 33 § (spänning över 300 kV).

2.2.2 Bakgrund till krav

Frekvensen i det nordiska kraftsystemet hålls normalt inom 49,9-50,1 Hz men kan vid bortfall av exempelvis en stor produktionskälla eller HVDC-länk i dimensionerande fall kortvarigt avvika upp till 1 Hz. Att frekvensen överskrider 51,0 Hz eller underskrider 49,0 Hz händer dock extremt sällan och har endast skett i samband med de störningar som inträffat för flera decennier sedan. Vid frekvensnivåer utanför 49,0-51,0 Hz har således något mycket allvarligt inträffat i kraftsystemet och det är viktigt att alla kraftproduktionsmoduler kan fortsätta att vara anslutna till kraftsystemet eftersom en fränkoppling av kraftproduktionsmoduler kan resultera i en kollaps av kraftsystemet.

Spänningen i kraftsystemet regleras ofta relativt väl och på 400 kV hålls spänningen typiskt inom ett reglerområde på 10-15 kV. I händelse av störningar kan dock spänningen avvika avsevärt från normaldriftområdet. På samma sätt som vid störningar i frekvensen är det viktigt att kraftproduktionsmoduler kan fortsätta att vara anslutna även vid störningar i spänningen.

Eftersom en störning i frekvens kan ske även när det är en störning i spänning blir en kombination av störning i frekvens och spänning ofta dimensionerande för kraftproduktionsmodulen.

2.2.3 Syfte med prov

Provet syftar till att säkerställa att kraftproduktionsmodulen kan fortsätta att fungera utan att kopplas bort från nätet vid frekvenser (47,5-51,5 Hz) och spänningar (90-110 % spänning i anslutningspunkten) som avviker från nominella värden under specificerade tidsintervall.

2.2.4 Utförande av prov

Det finns inga realistiska lösningar för att få frekvensen i hela kraftsystemet att anta de värden som skulle behövas för att testa av kravet på tålighet mot frekvensvariationer. Däremot kan det finnas vissa andra sätt att utföra provet på som gör att tåligheten mot frekvens- och spänningsvariationer ändå till stor del kan testas av utan att detta involverar hela kraftsystemet. Exempel på detta är etablering av en ödrift kring den aktuella kraftproduktionsmodulen eller ännu enklare en husturbindrift av kraftproduktionsmodulen. Nackdelen med en husturbindrift är att den aktiva effektproduktionen oftast är relativt låg. Fördelen är att det är relativt enkelt att utföra ett prov i husturbindrift och att det inte har någon påverkan annat än på den provade kraftproduktionsmodulen.

De krav som finns på kraftproduktionsmodulen att klara av låga och höga spänningsvariationer är angivna i anslutningspunkten. Eftersom det finns en aggregattransformator emellan generator och anslutningspunkt och det reaktiva effektflödet genom transformatorn kan variera kommer inte den angivna spänningen i anslutningspunkten (relativtal) att exakt motsvara spänningen på generatoren (relativtal). Den högsta, U_{Gmax} , och den lägsta spänning, U_{Gmin} , som generatoren kan utsättas för kontinuerligt eller kortvarigt har tidigare beräknats av ägaren av kraftproduktionsmodulen, se bilaga 3 avsnitt 3.9 och 3.11.

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen befinner sig i husturbindrift, dvs. inte är fasad mot nätet. Aggregattransformatorn ska kopplas ifrån anslutande nät på högspänningssidan av transformatorn och den ska tillsammans med all hjälpkraft ingå i husturbindriften. Frekvensbörvärdet i turbinregulatorn och spänningsbörvärdet i spänningsregulatorn ändras så att frekvenser och spänningar under specificerade tider erhålls enligt Tabell 1:

Tabell 1 Frekvenser och spänningar under specificerade tider

Frekvens & spänning	Specificerad tid
Frekvens 47,5 Hz och generatorspänning U_{Gmax}	Drift vid denna frekvens och spänning pågår under 30 minuter
Frekvens 49,0 Hz och generatorspänning U_{Gmax}	Drift vid denna frekvens och spänning pågår under 1 timma
Frekvens 51,0 Hz och generatorspänning U_{Gmin}	Drift vid denna frekvens och spänning pågår under 1 timma
Frekvens 51,5 Hz och generatorspänning U_{Gmax}	Drift vid denna frekvens och spänning pågår under 30 minuter

2.2.5 Resultat av prov

Provet ska anses godkänt om kraftproduktionsmodulen, inklusive aggregattransformator och all hjälpkraft, kan bibehålla driften vid specificerade frekvens- och spänningsnivåer under angivna tider.

För de kraftproduktionsmoduler där det inte finns möjlighet till husturbindrift under de ovan specificerade tidsperioderna kan, efter överenskommelse med berörd systemansvarig, kortare tidsperioder accepteras eller så ska alternativa prov utföras. Alternativa prov ska överenskommas mellan ägaren av kraftproduktionsmodulen och berörd systemansvarig.

2.3 Frekvensändringshastighet

2.3.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 13.1.b
- > EIFS 2018:2: 3 kap, 2 §.

2.3.2 Bakgrund till krav

Frekvensändringshastigheten/frekvensderivatan, df/dt , i det nordiska kraftsystemet är normalt väldigt låg. Vid bortfall av exempelvis en stor produktionskälla eller HVDC-länk kan dock frekvensderivatan bli $\pm 0,1-0,2$ Hz/s. I situationer med låg rotationsenergi kan den i extremfall bli upp till $\pm 0,3$ Hz/s. Höga frekvensderivator innebär att något mycket allvarligt inträffat i kraftsystemet och det är då viktigt att kraftproduktionsmoduler inte kopplas bort eftersom detta kommer innebära en ytterligare försvagning av kraftsystemet med risk för en total kollaps.

2.3.3 Syfte med prov

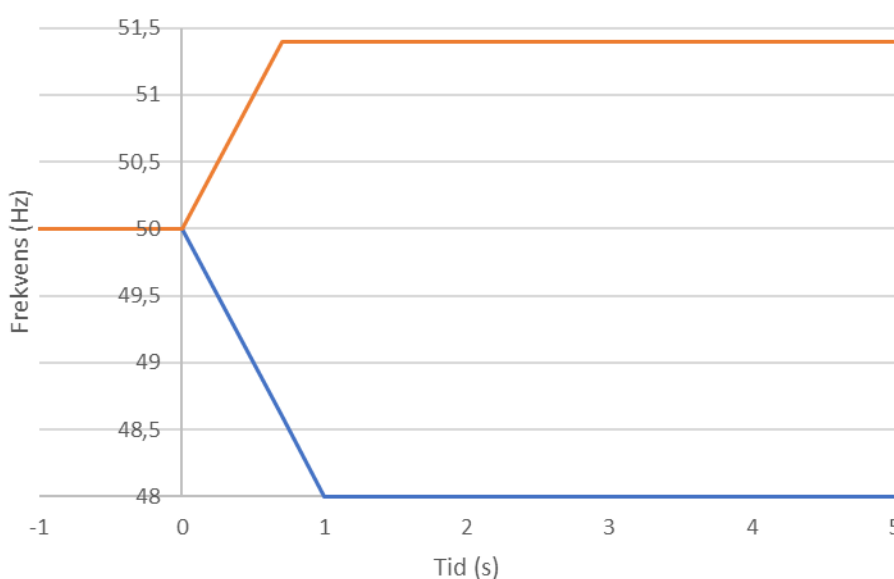
Provet syftar till att säkerställa att kraftproduktionsmodulen kan fortsätta att fungera utan att kopplas bort från nätet vid kraftiga frekvensförändringar i nätet.

2.3.4 Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen är fasad mot nätet och i driftmod aktiv effektreglering. Den aktiva effektproduktionen ska vara 80 % av maximal kontinuerlig effekt, P_{max} . Provet är uppdelat på två delar där del 1 testar av generatorns reläskydd och del 2 turbinregulatorn. Samma test utförs på reläskydden och turbinregulatorn, se Figur 4.

Del 1 reläskydd: Generatorns reläskydd provas genom att applicera en frekvenssignal som har frekvensderivatan $+2,0$ Hz/s under $0,7$ s samt -2 Hz/s under 1 s. Signalen påförs reläskydden exempelvis från en speciell reläprovningstrustning eller via testutrustningen beskriven i avsnitt 1.1.

Del 2 turbinregulator: Turbinregulatorn testas genom att applicera en testsignal med en frekvensderivata på $+2,0$ Hz/s under $0,7$ s samt -2 Hz/s under 1 s genom att applicera frekvens in på turbinregulatorn i enlighet med den procedur för provning som finns beskriven i avsnitt 1.1. Under provet kan valfri driftmod i turbinregulatorn användas.



Figur 4 Påförd simulerad frekvenssignal vid test av frekvensändringshastighet, blå kurva $-2,0$ Hz/s under 1 s och orange kurva $2,0$ Hz/s under $0,7$ s.

2.3.5 Resultat av prov

- > Proven på reläskydden ska anses godkända om de inte resulterar i aktivering av skyddsfunktionen
- > Proven på turbinregulatorn ska anses godkända om kraftproduktionsmodulen förblir ansluten till nätet
- > Provet med positiv frekvensderivata på turbinregulatorn ska anses godkänt om LFSM-O funktionen aktiveras i enlighet med avsnitt 2.8
- > Provet med negativ frekvensderivata på turbinregulatorn ska anses godkänt om LFSM-U funktionen aktiveras i enlighet med avsnitt 2.9.

2.4 Maximal minskning av aktiv uteffekt till följd av sjunkande frekvens

2.4.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 13.3, 13.4, 13.5
- > EIFS 2018:2: 3 kap, 7 §.

2.4.2 Bakgrund till prov

Det finns kraftproduktionsmoduler vars aktiva effekt varierar med varvtalet/frekvensen. Ett exempel på detta är Kaplanturbiner där vattenflödet och därmed turbineffekten, vid konstant pådrag, minskar med minskande varvtal/frekvens. Som ett resultat av detta kommer den från kraftproduktionsmodulen avgivna maximala aktiva effekten, P_{\max} , att variera.

Kraftproduktionsmoduler ska kunna upprätthålla konstant effekt vid sitt målvärde för aktiv effekt. Praktiskt innebär detta att kraftproduktionsmodulen ska ha en driftmod för aktiv effekterreglering som ska justera den eventuella påverkan som frekvensen kan ha på den aktiva effektproduktionen. Vid frekvenser under 49,0 Hz tillåts dock en minskning av aktiv effekt så länge som den är mindre än 3 % för varje 1 Hz.

Kravet som behandlas i detta avsnitt kan således delas upp i ett krav som gäller över 49,0 Hz och ett krav som gäller under 49,0 Hz.

2.4.3 Utförande av prov

Kravet på att inte den maximala aktiva effektproduktionen minskar med mer än 3 %/Hz vid frekvenser under 49,0 Hz kan inte provas under rimliga provförutsättningar. Istället ska kravuppfyllnaden visas på annat sätt, exempelvis via beräkningar och/eller simuleringar.

Kravet på aktiv effekterreglering provas när kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effekterreglering. Börvärdet för den aktiva effekten ska under provet vara $0,5 \cdot (P_{\max} + \text{Lägsta nivå med reglerförmåga})$. Provet utförs genom att låta den naturliga variationen av frekvensen i nätet påverka kraftproduktionsmodulen. Provet utförs under en timme.

2.4.4 Resultat av prov

Provet ska anses godkänt om den aktiva effekten utifrån kraftproduktionsmodulen hålls stationärt konstant oavsett frekvensen i nätet

(en stationär variation med $\pm 0,1$ % av den maximala aktiva effekten, P_{\max} , accepteras)

2.5 Snabb nedreglering av aktiv effekt

2.5.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 15.2
- > EIFS 2018:2: 3 kap, 19 §.

2.5.2 Bakgrund och syfte med prov

Det bakomliggande motivet till att den berörda systemansvarige för överföringssystemet önskar en snabb nedreglering av den aktiva effekten kan bero på flera olika anledningar men det troliga är att något inträffat i kraftsystemet som gjort att systemdrifttillståndet ändrats ifrån normaldrifttillstånd till skärpt drifttillstånd, nöddrifttillstånd eller nätsammanbrott. Detta kräver en snabb åtgärd för att återställa kraftsystemet till normalt driftläge, exempelvis genom nätvärn, och kravet på nedreglering kan komma att skickas till ett flertal kraftproduktionsmoduler samtidigt.

Provet syftar till att visa att en börvärdesförändring av aktiv effekt skickad från den berörda systemansvarige eller den berörda systemansvarige för överföringssystemet till kraftproduktionsmodulen ska resultera i att den aktiva effektproduktionen justeras ned inom den tid och omfattning som föreskrivs.

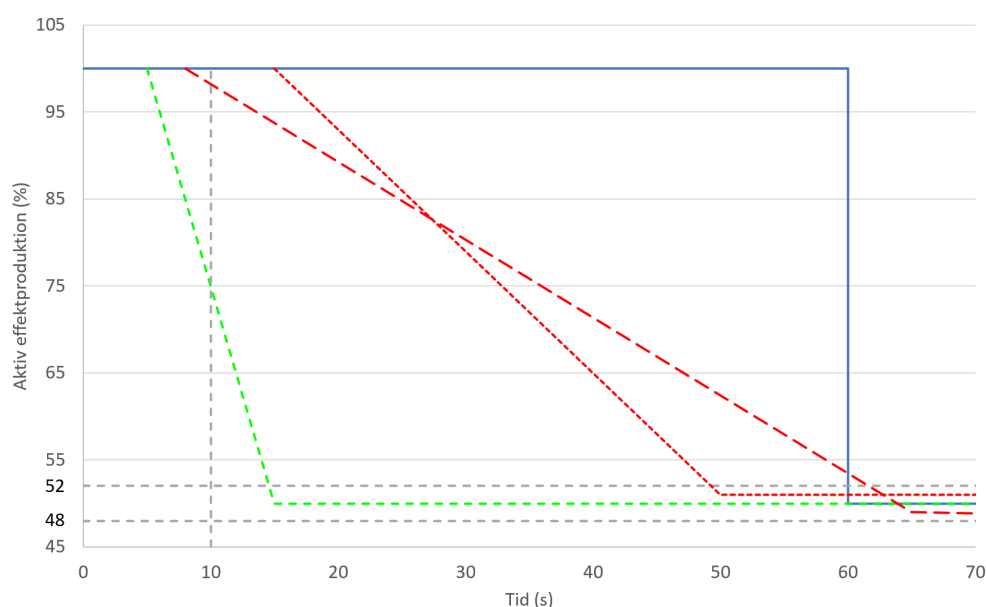
2.5.3 Utförande av prov

Provet utförs när kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effekterreglering och vid maximal kontinuerlig aktiv effekt, P_{\max} . Den berörda systemansvarige eller berörd systemansvarige för överföringssystemet (Svenska kraftnät) skickar en instruktion (lämpligtvis en signal) till kraftproduktionsmodulen om att minska den aktiva effektproduktionen från maximal kontinuerlig effekt ned till en aktiv effektproduktion motsvarande 50 % av maximal kontinuerlig effekt. Om det vid tiden för prov inte finns någon tillgänglig signal från överliggande system ska istället en lokal signal emuleras. Denna signal ska gå in på samma ställe i turbinregulatorn där en eventuellt framtida överliggande signal kan kopplas in.

2.5.4 Resultat av prov

Provet anses godkänt om:

- > Nedregleringen av aktiv effekt påbörjas inom 10 s efter att instruktion skickats, se gråstreckad lodrät linje i Figur 5. En viss kortvarig ökning kan accepteras under de första sekunderna om det är relaterat till naturliga begränsningar i kraftproduktionsmodulen, exempelvis vattenvägar i vattenkraftstationer.
- > Reduktion av aktiv effekt skett från maximal kontinuerlig aktiv effektproduktion ned till 50 % av maximal kontinuerlig aktiv effektproduktion inom 60 s, se heldragen blå kurva i Figur 5.
- > Ny stationär aktiv effektnivå avviker <2 % ifrån det nya börvärdet för aktiv effektnivå, dvs. mellan 48-52 % av maximal kontinuerlig effekt, se gråstreckade vågräta linjer i Figur 5.



Figur 5 Krav på respons vid prov, provet anses godkänt om responsen påbörjas inom 10 s (lodrät gråstreckat område), går snabbare än heldragen blå linje samt om stationär nivå hamnar inom gråstreckat område. Grönstreckad kurva visar godkänt resultat medan röstreckade kurvor visar underkänt resultat

2.6 Reglerbarhet och reglerområde för aktiv effekt

2.6.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 15.2.a-b, 15.6.e
- > EIFS 2018:2: 3 kap, 31 §.

2.6.2 Bakgrund och syfte med prov

Det bakomliggande motivet till att den berörda systemansvarige för överföringssystemet önskar en snabb reglering av den aktiva effekten kan bero på flera olika anledningar men det troliga är att något inträffat i kraftsystemet som gjort att systemdrifttillståndet ändrats ifrån normaldrifttillstånd till skärpt drifttillstånd, nöddrifttillstånd eller nätsammanbrott. Detta kräver en snabb åtgärd för att återställa kraftsystemet till normalt driftläge, exempelvis genom nätvärn, och kravet på reglering kan komma att skickas till ett flertal kraftproduktionsmoduler samtidigt.

Provet syftar till att visa att en börvärdesförändring av aktiv effekt ska resultera i att den aktiva effektproduktionen förändras inom den tid och omfattning som föreskrivs för respektive anläggningstyps regler- och effektområde. Till skillnad från provet på snabb nedreglering av aktiv effekt i avsnitt 2.5 inkluderar inte provet test av signal från ett eventuellt överliggande system.

2.6.3 Utförande av prov

Provet utförs när kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering och vid den högsta aktiva produktionsnivån som anges i effektområdet för respektive anläggningstyp. Effektbörvärdet för den aktiva effektproduktionen justeras ned från den högsta produktionen ned till den lägsta produktionen som anges i effektområdet för respektive anläggningstyp. Efter att driften och den aktiva effektproduktionen i kraftproduktionsmodulen stabiliserats vid den lägsta produktionen som anges i effektområdet för respektive anläggningstyp justeras effektbörvärdet från den lägsta produktionen upp till den högsta produktionen som anges i effektområdet för respektive anläggningstyp. För de kraftproduktionsmoduler som har krav på att kunna reglera från 0 % men har problem att ligga på 0 % i aktiv effektproduktion kan istället lägsta värdet i aktiv effekt ersättas med valfri nivå inom det aktiva effektområdet 0-10 %.

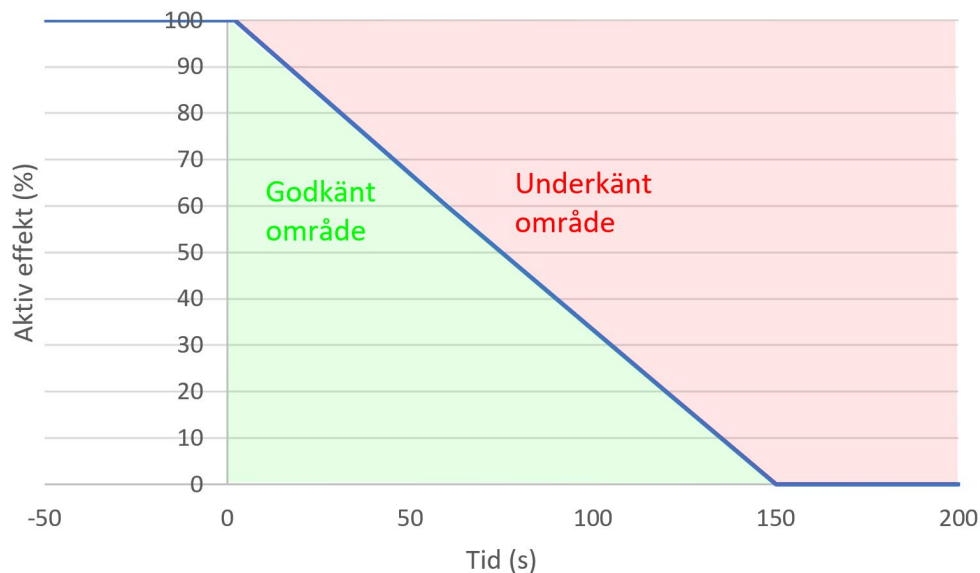
2.6.4 Resultat av prov

Provet anses godkänt om:

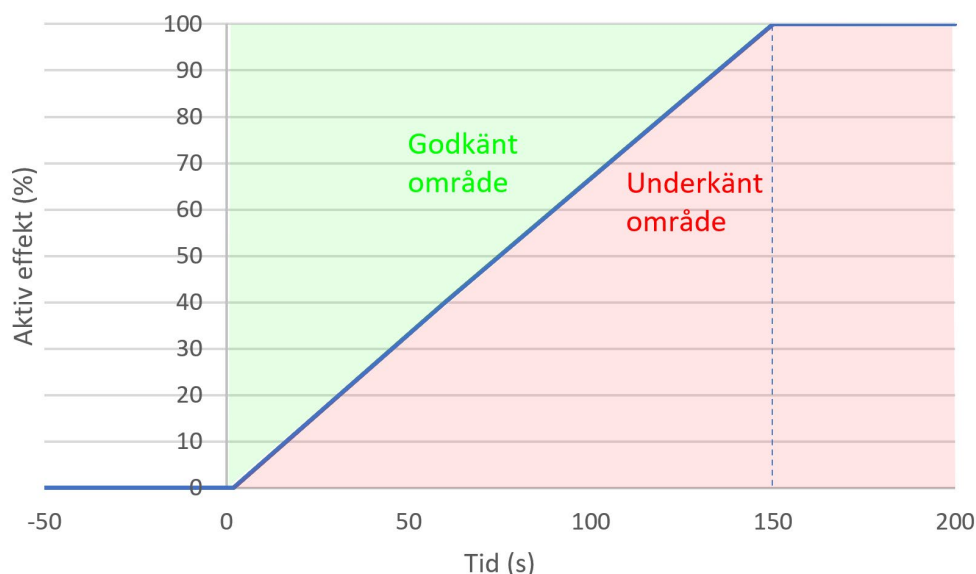
- > Kraftproduktionsmodulen bibehåller stabil drift och anslutning till nätet vid den lägsta produktionen som anges i effektområdet för respektive anläggningstyp. Med stabil drift menas att den stationära aktiva effektnivån hamnar inom toleransen 2 % av maximal kontinuerlig effekt.
- > Responsen i aktiv effekt vid nedregleringsprovet sker med föreskriven ändringshastighet, dvs. under föreskriven kurva som exemplifieras för vattenkraft i Figur 6. En avvikelse från kurvan kan accepteras under de första 2 s om det är relaterat till naturliga begränsningar i

kraftproduktionsmodulen, exempelvis vattenvägar i vattenkraftstationer. Den stationära aktiva effektnivån hamnar inom toleransen 2 % av maximal kontinuerlig effekt.

- > Responsten i aktiv effekt vid uppregleringsprovet sker med föreskriven ändringshastighet, dvs. ovanför föreskriven kurva som exemplifieras för vattenkraft i Figur 7. En viss avvikelse från kurvan kan accepteras under de första 2 sekunderna om det är relaterat till naturliga begränsningar i kraftproduktionsmodulen, exempelvis vattenvägar i vattenkraftstationer. Den stationära aktiva effektnivån hamnar inom toleransen 2 % av maximal kontinuerlig effekt.



Figur 6 Krav (nedanför blå kurva) på nedregleringshastighet och reglerområde exemplifierat för ett vattenkraftaggregat i driftmod aktiv effekterreglering.



Figur 7 Krav (ovanför blå kurva) på uppregringshastighet och reglerområde exemplifierat för ett vattenkraftaggregat i driftmod aktiv effektereglering.

2.7 Snabbhet i reglering av aktiv effekt

2.7.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 15.6.e
- > EIFS 2018:2: 3 kap, 32 §.

2.7.2 Bakgrund och syfte med prov

Det bakomliggande motivet till att den berörda systemansvarige för överföringssystemet önskar en snabb reglering av den aktiva effekten kan bero på flera olika anledningar men det troliga är att något inträffat i kraftsystemet som gjort att systemdrifttillståndet ändrats ifrån normaldrifttillstånd till skärpt drifttillstånd, nöddrifttillstånd eller nätsammanbrott. Frekvensavvikelsena kan då vara så stora att mycket av den frekvensregleringskapacitet som finns tillgänglig i FSM och LFSM har aktiverats. Detta kräver en snabb åtgärd för att återställa kraftsystemet till normalt driftläge, exempelvis genom nätvärn, och kravet på nedreglering kan komma att skickas till ett flertal kraftproduktionsmoduler samtidigt.

Provet syftar till att visa att reglering av aktiv effekt kan ske med den snabbhet och omfattning som föreskrivs för respektive anläggningstyps regler- och effektområde. Till skillnad från provet på snabb nedreglering av aktiv effekt i avsnitt 2.5 inkluderar inte provet test av signal från ett eventuellt överliggande system då detta redan är provat.

2.7.3 Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effekttreglering. De två olika steg, ΔP_1 och ΔP_2 , som föreskrivs för respektive anläggningstyp, se exempel i Figur 8 och Figur 9, appliceras som stegförändringar av effektbörvärdet enligt Tabell 2:

Tabell 2 Steg i börvärdet för aktiv effekt vid prov av kraftproduktionsmodulens reglerförmåga av aktiv effekt.

Steg	Steg i börvärdet
Steg 1	Ökning av effektbörvärdet med ΔP_1
Steg 2	Minskning av effektbörvärdet med ΔP_1 , dvs. effektbörvärdet återgår till sitt ursprungliga värde.
Steg 3	Ökning av effektbörvärdet med ΔP_2
Steg 4	Minskning av effektbörvärdet med ΔP_2 , dvs. effektbörvärdet återgår till sitt ursprungliga värde.

Innan varje nytt effektsteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts. Stationärtillstånd anses uppnått då effektförändringen är inom 98-102 % av den stationära effektförändringen, dvs. för ett steg på 10 % ska effektförändringen vara inom intervallet 9,8–10,2 %.

Samtliga provmoment enligt ovan utförs med följande initiala aktiva effektnivåer:

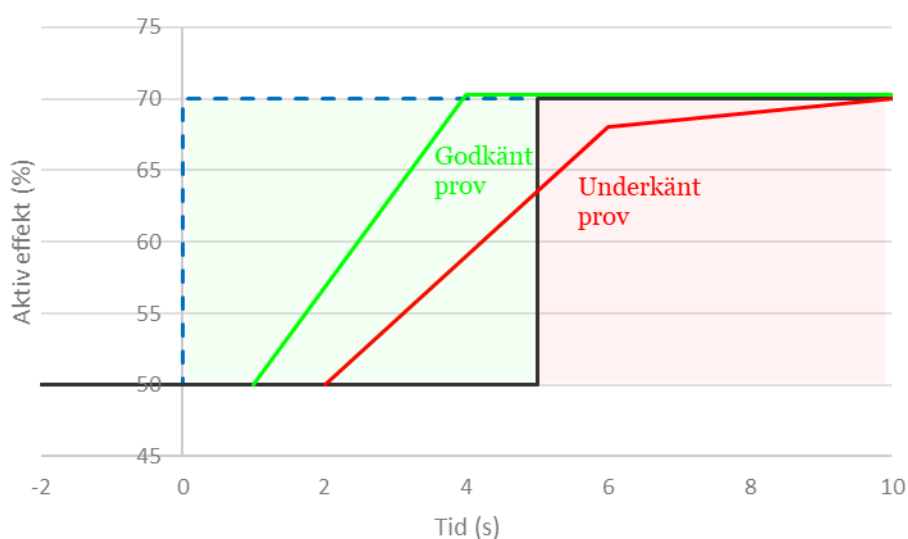
- > Lägsta nivå av föreskrivet effektområde, dock ej lägre än 5 %
- > Högsta nivå av föreskrivet effektområde-effektsteg ΔP_1 (eller ΔP_2)
- > (Högsta nivå av föreskrivet effektområde+ Lägsta nivå av föreskrivet effektområde)/2.

För de kraftproduktionsmoduler där det finns rampbegränsare på effektbörvärdesförändringen som går i ingrepp implementeras lämpligen två varianter för ändring av effektbörvärdet; en variant som tillåter snabbare förändring av effektbörvärdet och används vid order från berörd systemansvarig för överföringssystem och en variant som tillåter långsammare förändring av effektbörvärdet och som används vid normal drift.

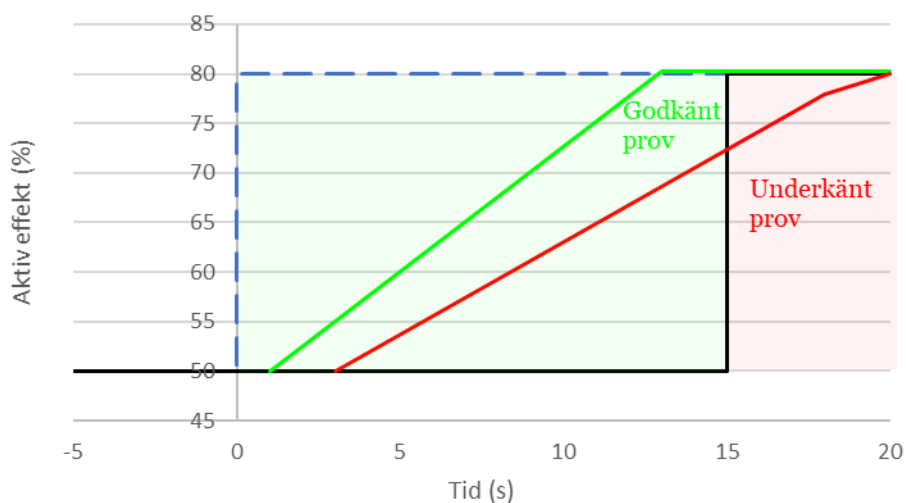
2.7.4 Resultat av prov

Provet ska anses godkänt om:

- > Förändringen av effektbörvärdet ΔP_1 MW uppåt och nedåt för samtliga provade effektnivåer resulterar i en förändring av den aktiva effektproduktionen som efter 5 s överstiger ΔP_1 MW.
- > Förändringen av effektbörvärdet ΔP_2 MW uppåt och nedåt för samtliga provade effektnivåer resulterar i en förändring av den aktiva effektproduktionen som efter 30 s (15 s för Francisturbiner) överstiger ΔP_2 MW (en tolerans på ± 2 % av effektsteget tolereras).



Figur 8 Exempel på prov på Francisturbin, blåstreckad kurva visar förändring av effektbörvärdet med ΔP_1 (20 %) från en initial aktiv effektproduktion motsvarande 50 % av P_{max} . Svart är gränsen för kravuppfyllnad, grön ett prov som visar godkänt och röd ett prov som visar underkänt resultat.



Figur 9 Exempel på prov på Francisturbin, blåstreckad kurva visar förändring av effektbörvärdet med ΔP_2 (30 %). Svart är gränsen för kravuppfyllnad, grön ett prov som visar godkänt och röd ett prov som visar underkänt resultat.

2.8 Begränsat frekvenskänslighetsläge vid överfrekvens – LFSM-O

2.8.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 13.2
- > EIFS 2018:2: 3 kap, 3-6 §.

2.8.2 Bakgrund till krav

Frekvensen i kraftsystemet hålls normalt inom 49,9-50,1 Hz men kan vid bortfall, av exempelvis en stor HVDC-länk som exporterar effekt, kortvarigt hamna uppåt 50,5 Hz. Att frekvensen överskrider 50,5 Hz händer dock mycket sällan och normalt är det flera år mellan sådana händelser. När frekvensen överstiger 50,5 Hz har således något allvarligt inträffat i kraftsystemet och det är viktigt att alla produktionskällor bidrar med minskad aktiv effektproduktion och att detta sker snabbt för att rädda kraftsystemet. Regleringen bör då vara minst lika snabb som föreskrivs för FSM.

Många kraftproduktionsmoduler deltar i marknaden för stödtjänster, exempelvis FCR-D. Kraven för dessa stödtjänster kan innebära krav för hur övergång mellan FCR-D och LFSM-O ska göras för att övergången till LFSM-O inte ska störa FCR-D-leveransen.. Exakta krav finns beskrivet i de tekniska kraven för FCR-N och FCR-D.

2.8.3 Syfte med prov

Kraftproduktionsmodulens tekniska förmåga att kontinuerligt och snabbt reglera aktiv effekt för att bidra till frekvensreglering vid en stor ökning av frekvensen ska visas vid olika produktionsnivåer. Övergång från normal driftmod till frekvensreglering och vice versa ska visas och parametrar för fortvarighet som statik 8 % och dödband 0,5 Hz samt dynamisk prestanda ska verifieras.

2.8.4 Utförande av prov

Prov utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering genom att applicera frekvens in på turbinregulatorn i enlighet med den procedur för provning som finns beskriven i avsnitt 1.1. Prov utförs dels med frekvensramper för att verifiera frekvensdöbandet, dels frekvenssteg för att verifiera statik och snabbhet i regleringen.

Frekvensramp

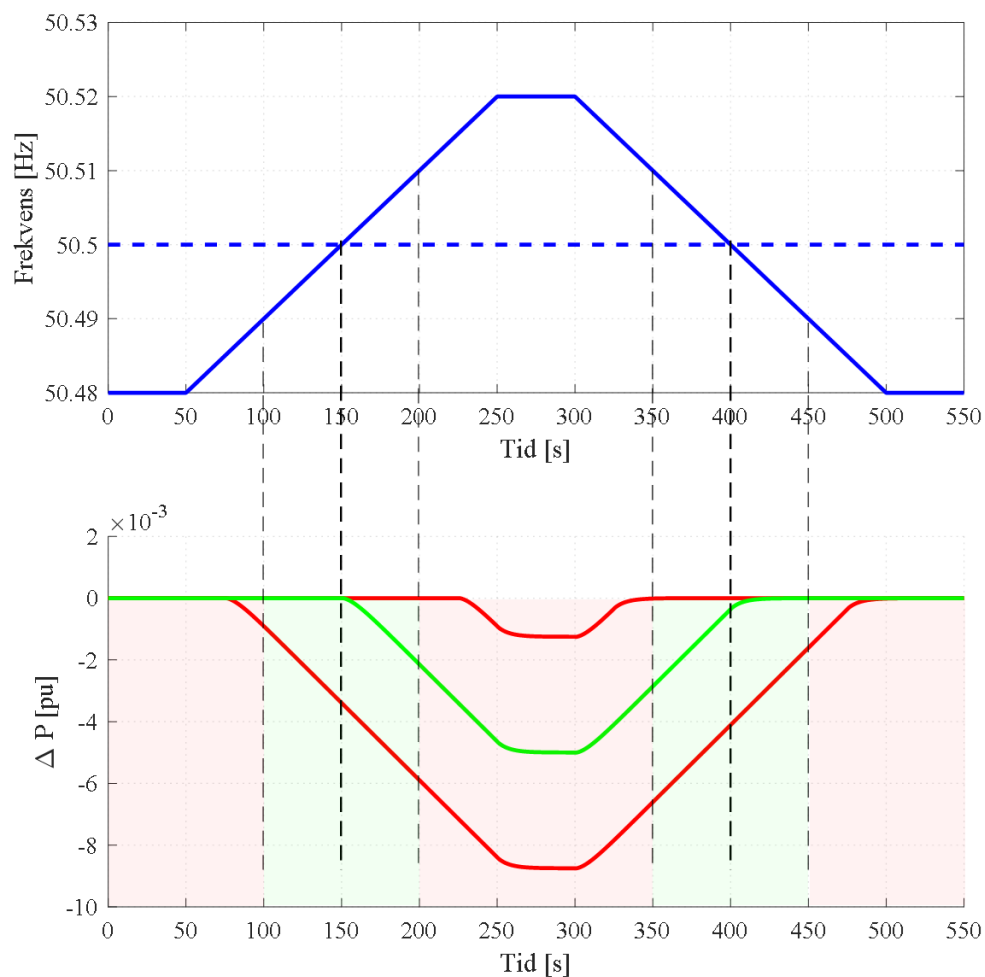
Tabell 3 Frekvensförändringar som påförs regulatorn vid LFSM-O prov.

Ändring	Frekvensändring
1	Steg: 50,00 => 50,48 Hz
2	Ramp: 0,2 mHz/s under 200 s (50,48 => 50,52 Hz)
3	Ramp: -0,2 mHz/s under 200 s (50,52 => 50,48 Hz)
4	Steg: 50,48 => 50,00 Hz

Innan varje ny frekvensförändring påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts. Stationärtillstånd anses ha uppnåtts när >99,9 % av den stationära effektförändringen i varje steg uppnåtts.

Prov med frekvensramp utförs enbart på en (valfri) effektnivå enligt nedan.

- > P_{\max}
- > Lägsta nivå med reglerförmåga $+0,15 \cdot P_{\max}$



Figur 10 Prov med frekvensramper för att verifiera frekvensdödband, grön kurva och grönt område visar när kravet uppfylls och röda kurvor och rött område visar när kravet inte uppfylls.

Frekvenssteg

De olika frekvenssteg som påförs turbinregulatorn visas i Tabell 4.

Tabell 4 Frekvenssteg som påförs turbinregulatorn vid test av LFSM-O

Steg	Frekvenssteg
Steg 1	50,00 => 50,50 Hz
Steg 2	50,50 => 50,60 Hz
Steg 3	50,60 => 50,90 Hz
Steg 4	50,90 => 51,30 Hz
Steg 4b	För den lägsta effektnivån justeras effektbörvärdet upp från lägsta nivå med reglerförmåga+0,15*P _{max} till lägsta nivå med reglerförmåga+0,25*P _{max}
Steg 5	51,30 => 50,50 Hz

Steg 6	50,50 => 50,00 Hz
--------	-------------------

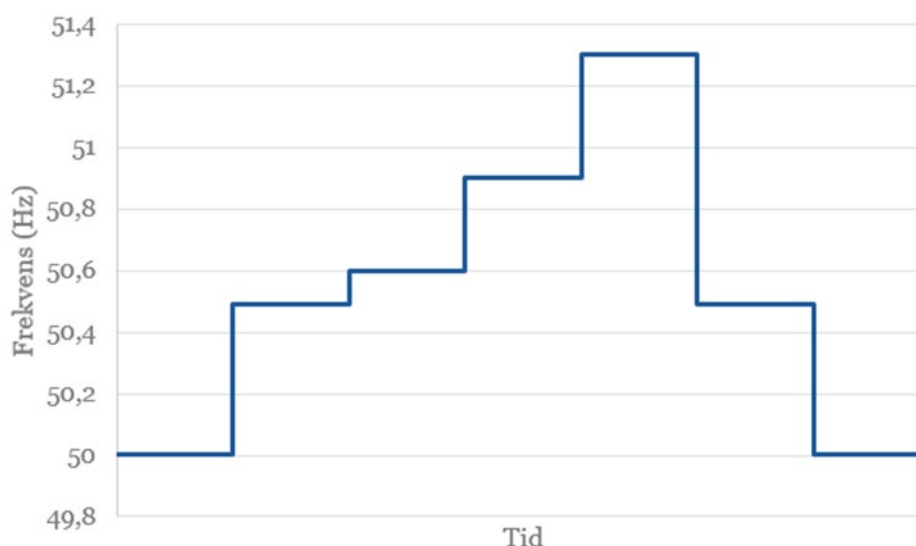
Innan varje nytt frekvenssteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts. Stationärtillstånd anses ha uppnåtts när >99,9 % av den stationära effektförändringen i varje steg uppnåtts.

Turbinregulatorer är ofta uppbyggda som PID regulatorer. Den integrerande delen i regulatorn ger efter en stegförändring i frekvensen en exponentiell förändring av utsignalen. Om tidskonstanten, dvs. när 63% av den stationära förändringen uppnåtts, för denna förändring är T krävs det tiden $7 \cdot T$ innan den exponentiella delen uppnått >99,9 %. Om tidskonstanten T är 0,5 minut tar det således minst 3,5 minuter innan stationärtillstånd uppnåtts och nästa steg kan appliceras.

Samtliga provmoment enligt Tabell 4 utförs med en initial belastningsnivå (vid 50,00 Hz) på följande effektnivåer:

- > P_{\max}
- > Lägsta nivå med reglerförmåga $+0,15 \cdot P_{\max}$

Prov enligt ovan, steg 1 – steg 6, utförs även när driftmoden på regulatorn är annan än aktiv effektregering, exempelvis mottrycksreglering för värmekraft. Provet utförs på valfri aktiv effektnivå. För kraftproduktionsmoduler som saknar andra driftmoder än aktiv effektregering behöver inte steg 1-6 återupprepas.



Figur 11 Påförd simulerad frekvenssignal vid test av LFSM-O

2.8.5 Analys av prov

Frekvensrampsproven plottas i analogi med Figur 10, dvs. det ska tydligt ses i figuren när frekvensen går utanför frekvensdödbandet så att det lätt går att avläsa när den aktiva effekten börjar och slutar att förändras. Som visas i figuren ska förändringen påbörjas/avslutas inom det gröna området.

Utformningen av regleringen innebär emellertid att en viss tidsfördröjning fås ifrån att frekvensen ändras tills att responsen ses i aktiv effekt. Om detta innebär att kravet är på gränsen till att klaras finns möjlighet att återupprepa provet fast med ännu lägre frekvensramp än 0,2 mHz/s.

Utifrån utförda frekvensstegsprov tas stationär aktiv effektförändring, ΔP , vid varje frekvenssteg, Δf , fram.

Många turbinregulatorer använder exempelvis pådragsåterkoppling istället för aktiv effekttåterkoppling. För dessa regulatorer tas även pådragsförändringen, ΔY , fram och snabbheten i regleringen studeras även utifrån pådraget.

Pådraget ska vid redovisningen vara skalat så att 100 % pådrag motsvarar P_{\max} .

2.8.6 Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- > Frekvensrampsproven visar att den aktiva effekten börjar förändras då frekvensen är utanför frekvensdödbandet (grönt område i Figur 10) och slutar att förändras då frekvensen är innanför frekvensdödbandet (grönt område i Figur 10). En acceptans på 10 mHz avvikelse accepteras, dvs. frekvensdödbandet accepteras vara mellan 0,49-0,51 Hz.
- > Frekvenssteg 1-6 resulterar i förändring av den aktiva effektproduktionen i enlighet med Tabell 5. För varje enskilt frekvenssteg accepteras en tolerans på $\pm 0,5$ % av P_{\max} (exempelvis för steg 4 accepteras en effektminskning på 9,5-10,5 % av P_{\max}). Ackumulerat, dvs. för ΔP_{tot} , accepteras en tolerans på $\pm 1,0$ % av P_{\max} .

Tabell 5 Krav på effektförändring vid prov av olika frekvenssteg vid LFSM-O.

Steg	Frekvenssteg	ΔP (% av P_{\max})	ΔP_{tot} (% av P_{\max})
Steg 1	50,00 => 50,50 Hz	0	0
Steg 2	50,50 => 50,60 Hz	-2,5	-2,5
Steg 3	50,60 => 50,90 Hz	-7,5	-10
Steg 4	50,90 => 51,30 Hz	-10*	-20**
Steg 5	51,30 => 50,50 Hz	+20**	0

Steg 6	50,50 => 50,00 Hz	0	0
--------	-------------------	---	---

*-5 %vid lägsta effektnivån pga. begränsning vid lägsta nivå med reglerförmåga och förändring av effektbörvärdet.

** ± 15 %vid lägsta effektnivån pga. begränsning vid lägsta nivå med reglerförmåga och förändring av effektbörvärdet.

- > Snabbheten i regleringen innebär att den aktiva effekten vid frekvenssteg 4 (gäller ej för lägsta belastningsnivån) kan minska med 10 % av P_{\max} på 30 s (en tolerans på $\pm 0,5$ % accepteras, dvs. minskningen ska vara inom intervallet 9,5–10,5 % av P_{\max} efter 30 s)
- > Påbörjad minskning i aktiv effekt erhålls inom 2 s efter att respektive frekvenssteg applicerats, detta gäller för de frekvenssteg som resulterar i aktivering av LFSM-O, dvs. där $f > 50,5$ Hz.
- > Frekvenssteg 4, vid prov på lägsta effektnivån, medför att aktiv effektproduktion stabiliseras på lägsta nivå med reglerförmåga
- > Påläggning av frekvenssteg inte resulterar i stationära aktiva effektpendlingar med en amplitud större än 0,1 % av P_{\max}
- > Ändring av effektbörvärdet vid den lägsta effektnivån och frekvensen 51,3 Hz (efter steg 4) resulterar inte i någon förändring av den aktiva effektproduktionen
- > Prov från annan driftmod, exempelvis mottrycksreglering för värmekraft, resulterar i övergång till driftmod frekvensreglering samt uppfyllande av ovanstående krav.

2.9 Begränsat frekvenskänslighetsläge vid underfrekvens - LFSM-U

2.9.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 15.2.c
- > EIFS 2018:2: 3 kap, 20-22 §.

2.9.2 Bakgrund till krav

Frekvensen i kraftsystemet hålls normalt inom 49,9-50,1 Hz men kan vid bortfall av exempelvis en stor produktionskälla eller HVDC-länk som importerar effekt kortvarigt hamna nedåt 49,5 Hz. Att frekvensen underskrider 49,5 Hz händer dock mycket sällan och normalt är det flera år mellan sådana

händelser. När frekvensen understiger 49,5 Hz har således något allvarligt inträffat i kraftsystemet och det är viktigt att alla produktionskällor bidrar med ökad aktiv effektproduktion och att detta sker snabbt för att rädda kraftsystemet. Regleringen bör då vara minst lika snabb som föreskrivs för FSM.

Många kraftproduktionsmoduler deltar i marknaden för stödtjänster, exempelvis FCR-D. Kraven för dessa stödtjänster kan innebära krav för hur övergång mellan FCR-D och LFSM-U ska göras för att övergången till LFSM-U inte ska störa FCR-D-leveransen. Exakta krav finns beskrivet i de tekniska kraven för FCR-N och FCR-D.

2.9.3 Syfte med prov

Kraftproduktionsmodulens tekniska förmåga att kontinuerligt och snabbt reglera aktiv effekt för att bidra till frekvensreglering vid en kraftig minskning av frekvensen ska visas vid olika produktionsnivåer. Övergång från normal driftmod till frekvensreglering och vice versa ska visas och parametrar som statik 8 % och dödband 0,5 Hz samt dynamisk prestanda ska verifieras.

2.9.4 Utförande av prov

Provet utförs när kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering genom att applicera frekvens in på turbinregulatorn i enlighet med den procedur för provning som finns beskriven i avsnitt 1.1. Prov utförs dels med frekvensramper för att verifiera frekvensdödbandet, dels frekvenssteg för att verifiera statik och snabbhet i regleringen.

Frekvensramp

De olika frekvenssteg som påförs turbinregulatorn visas i Tabell 6.

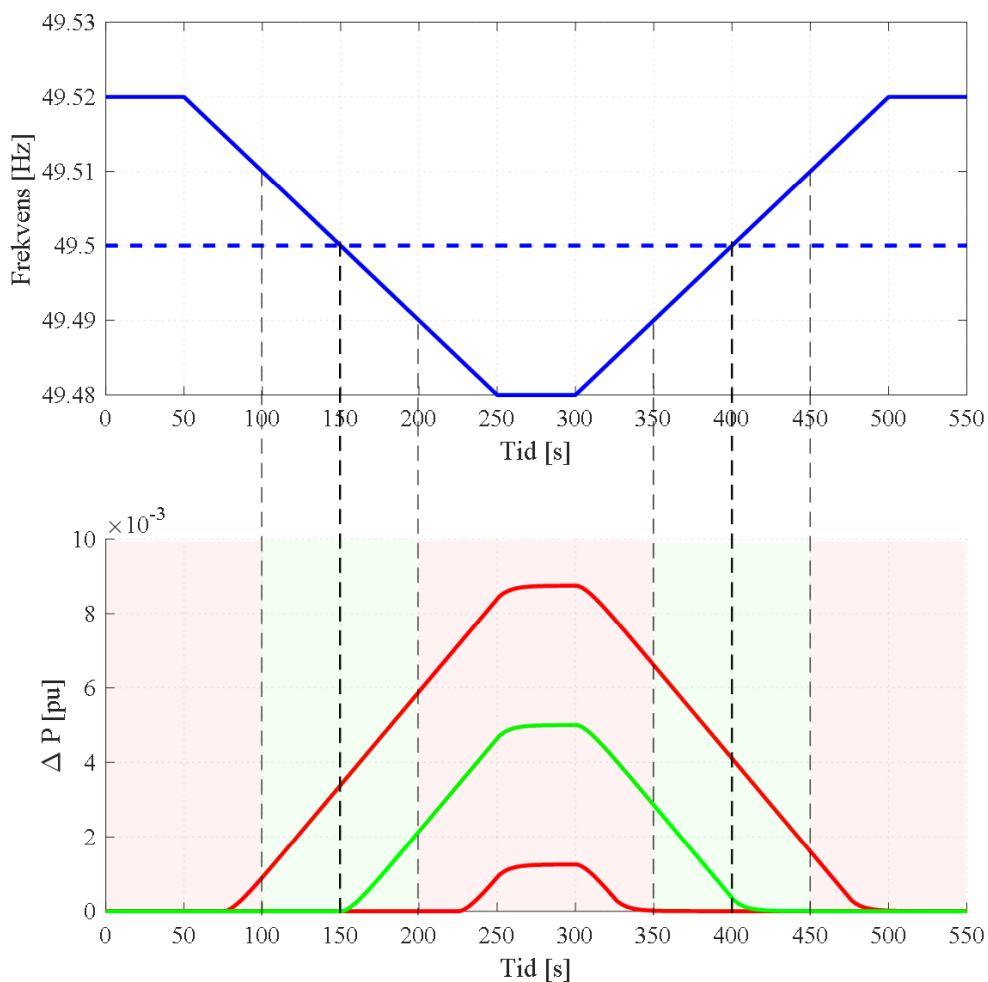
Tabell 6 Frekvensförändringar som påförs regulatorn vid LFSM-U prov.

Ändring	Frekvensändring
1	Steg: 50,00 => 49,52 Hz
2	Ramp: -0,2 mHz/s under 200 s (49,52 => 49,48 Hz)
3	Ramp: +0,2 mHz/s under 200 s (49,48 => 49,52 Hz)
4	Steg: 49,52 => 50,00 Hz

Innan varje ny frekvensförändring påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts. Stationärtillstånd anses ha uppnåtts när >99,9 % av den stationära

effektförändringen i varje steg uppnåts. Prov med frekvensramp utförs enbart på en (valfri) effektnivå enligt nedan.

- > 80 % av P_{\max}
- > Lägsta nivå med reglerförmåga



Figur 12 Prov med frekvensramp för att verifiera frekvensdödband, grön kurva och grönt område visar när kravet uppfylls och röda kurvor och rött område visar när kravet inte uppfylls.

Frekvenssteg

De olika frekvenssteg som påförs turbinregulatorn visas i Tabell 7.

Tabell 7 Frekvenssteg som påförs turbinregulatorn vid test av LFSM-U

Steg	Frekvenssteg
Steg 1	50,00 => 49,50 Hz

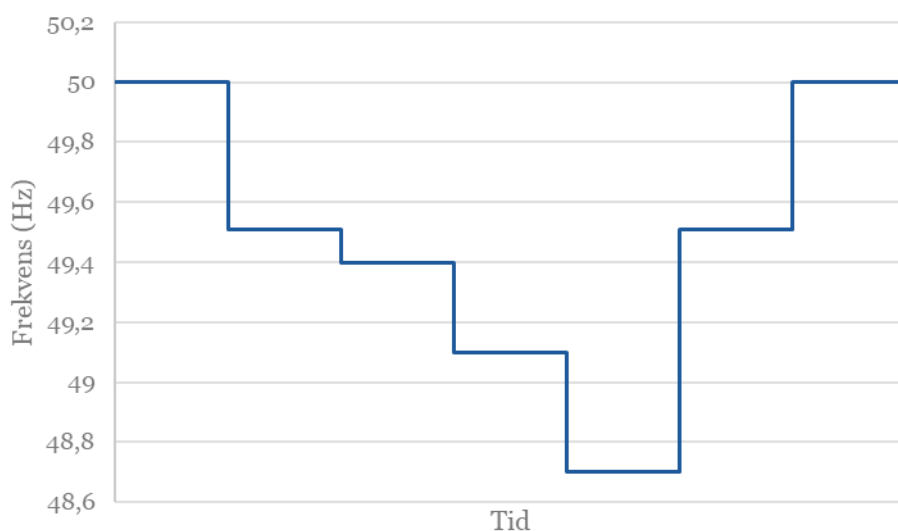
Steg 2	49,50 => 49,40 Hz
Steg 3	49,40 => 49,10 Hz
Steg 4	49,10 => 48,70 Hz
Steg 5	48,70 => 49,50 Hz
Steg 6	49,50 => 50,00 Hz

Innan varje nytt frekvenssteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts. Stationärtillstånd anses ha uppnåtts då >99,9 % av den stationära effektförändringen i varje steg uppnåtts.

Samtliga provmoment enligt Tabell 7 utförs med en initial belastningsnivå (vid 50,00 Hz) på följande effektnivåer:

- > 80 % av P_{\max}
- > Lägsta nivå med reglerförmåga

Prov enligt ovan, steg 1-6, utförs även när driftmoden på regulatorn är annan än aktiv effekterreglering, exempelvis mottrycksreglering för värmekraft. Provet utförs på valfri aktiv effektnivå. För kraftproduktionsmoduler som saknar andra driftmoder än aktiv effekterreglering behöver inte steg 1-6 återupprepas.



Figur 13 Påförd simulerad frekvenssignal vid test av LFSM-U

2.9.5 Analys av prov

Frekvensrampsproven plottas i analogi med Figur 12 dvs. det ska tydligt ses i figuren när frekvensen går utanför frekvensdödbandet så att det lätt går att avläsa när den aktiva effekten börjar och slutar att förändras. Som visas i figuren ska förändringen påbörjas/avslutas inom det gröna området.

Utformningen av regleringen innebär emellertid att en viss tidsfördröjning fås ifrån att frekvensen ändras tills att responsen ses i aktiv effekt. Om detta innebär att kravet är på gränsen till att klaras finns möjlighet att återupprepa provet fast med ännu lägre frekvensramp än 0,2 mHz/s.

Utifrån utförda frekvensstegsprov tas stationär aktiv effektökning, ΔP , vid varje frekvenssteg, Δf , fram.

Många turbinregulatorer använder exempelvis pådragsåterkoppling istället för aktiv effektåterkoppling. För dessa regulatorer tas även pådragsförändringen, ΔY , fram och snabbheten i regleringen studeras även utifrån pådraget. Pådraget ska vid redovisningen vara skalat så att 100 % pådrag motsvarar P_{\max} .

2.9.6 Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- > Frekvensrampsproven visar att den aktiva effekten börjar förändras då frekvensen är utanför frekvensdödbandet (grönt område i Figur 12) och slutar att förändras då frekvensen är innanför frekvensdödbandet (grönt område i Figur 12). En acceptans på 10 mHz avvikelse accepteras, dvs. frekvensdödbandet accepteras vara mellan 0,49-0,51 Hz.
- > Frekvenssteg 1-6 resulterar i förändring av den aktiva effektproduktionen i enlighet med Tabell 8. För varje enskilt frekvenssteg accepteras en tolerans på $\pm 0,5$ % av P_{\max} (exempelvis för steg 4 accepteras en effektökning på 9,5-10,5 % av P_{\max}). Ackumulerat, dvs. för ΔP_{tot} , accepteras en tolerans på $\pm 1,0$ % av P_{\max} .

Tabell 8 Krav på effektförändring vid prov av olika frekvenssteg vid LFSM-U.

Steg	Frekvenssteg	ΔP (% av P_{\max})	ΔP_{tot} (% av P_{\max})
Steg 1	50,00 => 49,50 Hz	0	0
Steg 2	49,50 => 49,40 Hz	+2,5	+2,5
Steg 3	49,40 => 49,10 Hz	+7,5	+10
Steg 4	49,10 => 48,70 Hz	+10	+20
Steg 5	48,70 => 49,50 Hz	-20	0

Steg 6	49,50 => 50,00 Hz	0	0
--------	-------------------	---	---

- > Påbörjad ökning i aktiv effekt erhålls inom 2 s efter att respektive frekvenssteg applicerats, detta gäller för de frekvenssteg som resulterar i aktivering av LFSM-U, dvs. där $f < 49,5$ Hz.
- > Snabbheten i regleringen innebär att den aktiva effekten vid frekvenssteg 4 (gäller ej för högsta belastningsnivån) kan öka med 10 % av P_{\max} på 30 s (en tolerans på $\pm 0,5$ % accepteras, dvs. ökningen ska vara inom intervallet 9,5–10,5 % av P_{\max} efter 30 s)
- > Påläggning av frekvenssteg inte resulterar i stationära aktiva effektpendlingar med en amplitud större än 0,1 % av P_{\max}
- > Prov från annan driftmod, exempelvis mottrycksreglering, resulterar i övergång till driftmod frekvensreglering samt uppfyllande av ovanstående krav.

2.10 Frekvenskänslighetsläge - FSM

2.10.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 15.2.d
- > EIFS 2018:2: 3 kap, 23-28 §.

2.10.2 Bakgrund till krav

Frekvensen i kraftsystemet hålls normalt inom 49,9-50,1 Hz men bortfall av exempelvis en stor produktionskälla eller HVDC-länk kan resultera i att frekvensen sjunker/stiger väsentligt mer. För att klara av dessa driftsituationer köper de systemansvariga i Norden in stödtjänsterna FCR-D upp och FCR-D ned. I händelse av att det inte finns tillgänglig FCR-D kapacitet på marknaden eller att kraftsystemet befinner sig i ett annat drifttillstånd än normaldrift som kräver mer frekvensregleringsresurser kan Svenska kraftnät beordra kraftproduktionsmoduler att aktivera reglermod FSM.

2.10.3 Syfte med prov

Kraftproduktionsmodulens tekniska förmåga att kontinuerligt reglera aktiv effekt för att bidra till frekvensreglering vid en ökning eller minskning av frekvensen ska visas vid olika produktionsnivåer. Parametrar som statik och dödband, okänslighet för frekvenssvar samt dynamisk prestanda ska verifieras.

För de kraftproduktionsmoduler som kvalificerats utifrån de nya kraven på FCR-D (de nya kraven börjar gälla från 1 september 2023), både FCR-D upp och FCR-D ned, behöver ingen prekvalificering ske av FSM. Observera att de nya kraven på FCR-D kräver omfattande provning med frekvenssteg, frekvensramper och överlagrade sinusformade variationer av frekvensen. Det innebär mer provning för FCR-D jämfört med de krav på provning som gäller för FSM i detta dokument. Dessutom är kravet på snabbhet och stabilitet för FCR-D hårdare än för FSM.

2.10.4 Utförande av prov

Prov utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod frekvensreglering-FSM genom att applicera frekvens in på turbinregulatorn i enlighet med den procedur för provning som finns beskriven i avsnitt 1.1. Provet delas upp i olika delprov för att testa:

- > Dödband och okänslighet för frekvenssvar
- > Snabbhet i reglering samt statik

2.10.5 Utförande av delprov dödband och okänslighet för frekvenssvar

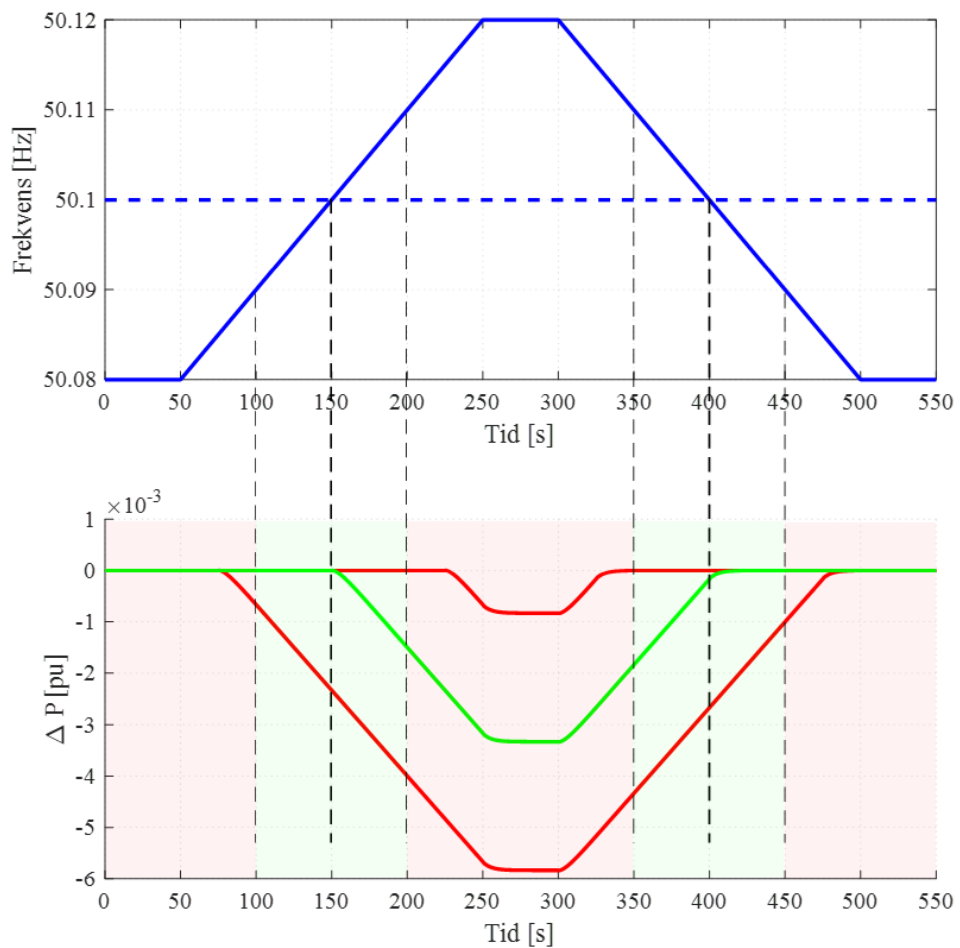
Syftet med delprovet är att säkerställa att dödbandet är $\pm 0,1$ Hz och att det är justerbart samt att okänsligheten för frekvenssvar är mindre än 10 mHz, dvs. fås en förändring i frekvens som är högre än okänsligheten så ska detta kunna mätas upp i form av en respons i aktiv effekt. Statikinställningen ska vid provet vara inställd på 12 %.

De olika frekvensändringar, både frekvenssteg och frekvensramper, som påförs regulatorn visas i Tabell 9 och frekvensramperna åskådliggörs även i Figur 14 och Figur 15.

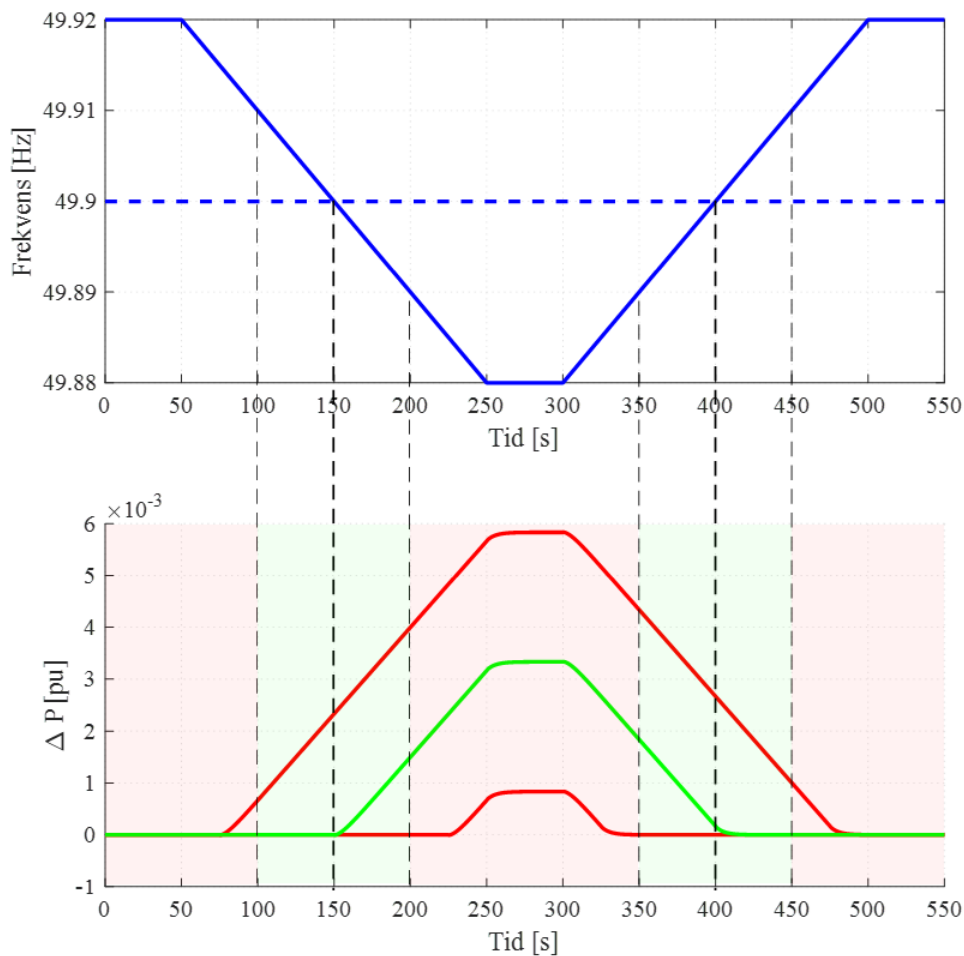
Tabell 9 Frekvensförändringar som påförs regulatorn vid FSM prov och $\pm 0,1$ Hz dödband.

Ändring	Frekvensändring
1	Steg: 50,00 => 50,08 Hz
2	Ramp: 0,2 mHz/s under 200 s (50,08 => 50,12 Hz)
3	Steg: 50,12 => 50,13 Hz
4	Steg: 50,13 => 50,12 Hz
5	Ramp: -0,2 mHz/s under 200 s (50,12 => 50,08 Hz)
6	Steg: 50,08 => 49,92 Hz
7	Ramp: -0,2 mHz/s under 200 s 49,92 => 49,88 Hz

8	Ramp: +0,2 mHz/s under 200 s (49,88 => 49,92 Hz)
9	Steg: 49,92 => 50,00 Hz



Figur 14 Prov med frekvensramper för att verifiera frekvensdödband vid FSM och $\pm 0,1$ Hz dödband, grön kurva och grönt område visar när kravet uppfylls och röda kurvor och rött område visar när kravet inte uppfylls, frekvensstegen 50,12 till 50,13 Hz och vice versa inte inkluderade i figuren.



Figur 15 Prov med frekvensramper för att verifiera frekvensdödband vid FSM och $\pm 0,1$ Hz dödband, grön kurva och grönt område visar när kravet uppfylls och röda kurvor och rött område visar när kravet inte uppfylls

Innan varje ny frekvensförändring påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts. Stationärtillstånd anses ha uppnåtts när $>99,9$ % av den stationära effektförändringen i varje steg uppnåtts.

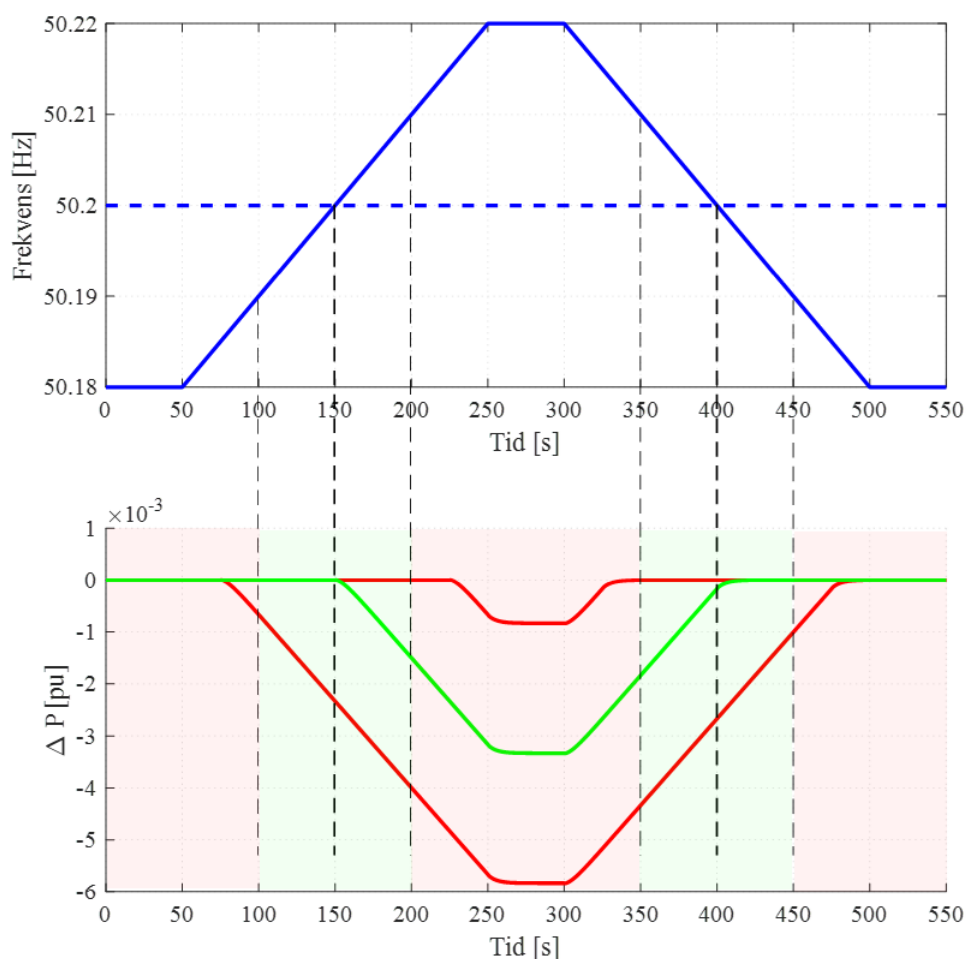
Samtliga provmoment enligt ovan utförs med en initial belastningsnivå (vid 50,00 Hz) på följande effektnivåer:

- > 95 % av P_{\max}
- > $0,5 \cdot (P_{\max} + \text{Lägsta nivå med reglerförmåga})$.

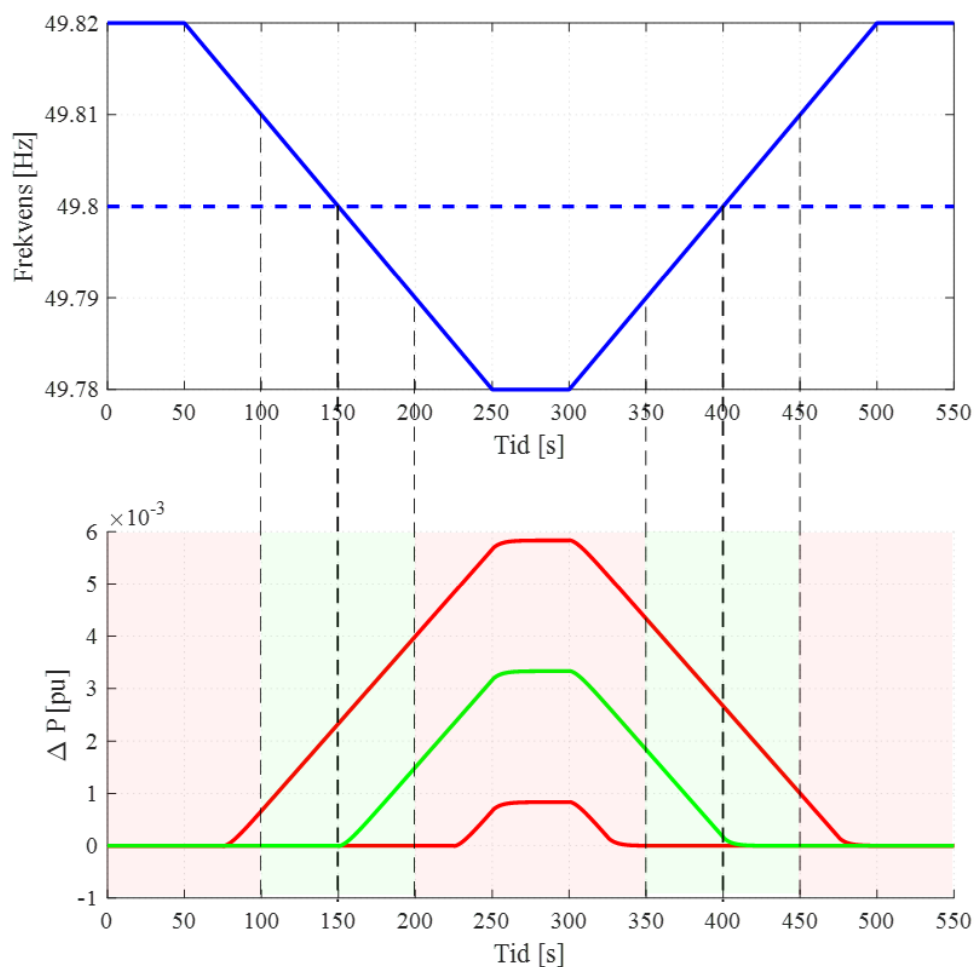
Frekvensdödbandet ställs in på $\pm 0,20$ Hz och därefter påförs följande frekvensförändringar på regulatorn enligt Tabell 10 vid effektnivån 95 % av P_{\max} . Frekvensramperna åskådliggörs även i Figur 16 och Figur 17.

Tabell 10 Frekvensförändringar som påförs regulatorn vid FSM prov och $\pm 0,2$ Hz dödband.

Ändring	Frekvensändring
10	Steg: 50,00 => 50,18 Hz
11	Ramp: 0,2 mHz/s under 200 s (50,18 => 50,22 Hz)
12	Ramp: -0,2 mHz/s under 200 s (50,22 => 50,18 Hz)
14	Steg: 50,18 => 49,82 Hz
15	Ramp: -0,2 mHz/s under 200 s (49,82 => 49,78 Hz)
16	Ramp: 0,2 mHz/s under 200 s (49,78 => 49,82 Hz)
17	Steg: 49,82 => 50,00 Hz



Figur 16 Prov med frekvensramper för att verifiera frekvensdödband vid FSM och $\pm 0,2$ Hz dödband, grön kurva och grönt område visar när kravet uppfylls och röda kurvor och rött område visar när kravet inte uppfylls.



Figur 17 Prov med frekvensramper för att verifiera frekvensdödband vid FSM och $\pm 0,2$ Hz dödband, grön kurva och grönt område visar när kravet uppfylls och röda kurvor och rött område visar när kravet inte uppfylls.

2.10.6 Analys av delprov dödband och okänslighet för frekvenssvar

Frekvensrampsproven plottas i analogi med Figur 14 och Figur 15 respektive Figur 16 och Figur 17, dvs. det ska tydligt markeras i figuren när frekvensen går utanför frekvensdödbandet så att det lätt går att avläsa när den aktiva effekten börjar förändras.

2.10.7 Resultat av delprov dödband och okänslighet för frekvenssvar

Provet ska anses godkänt om:

- > Frekvensändring 1, 6, 9, 10, 14 och 17 inte resulterar i några förändringar i aktiv effektproduktion, dvs. inom frekvensdödbandet

- > Frekvensändring 2 och 5 samt 7 och 8 visar på ett frekvensdödband som är $\pm 0,1$ Hz. En tolerans på ± 10 mHz accepteras, dvs. frekvensdödbandet ska vara inom 0,09-0,11 Hz.
- > Frekvensändring 11 och 12 samt 15 och 16 visar på ett frekvensdödband som är $\pm 0,2$ Hz. En tolerans på ± 10 mHz accepteras, dvs. frekvensdödbandet ska vara inom 0,19-0,21 Hz.
- > Frekvensändring 3 och 4 resulterar i en uppmätbar förändring i aktiv effektproduktion, dvs. okänsligheten för frekvenssvar < 10 mHz.

2.10.8 Delprov snabbhet i reglering samt statik

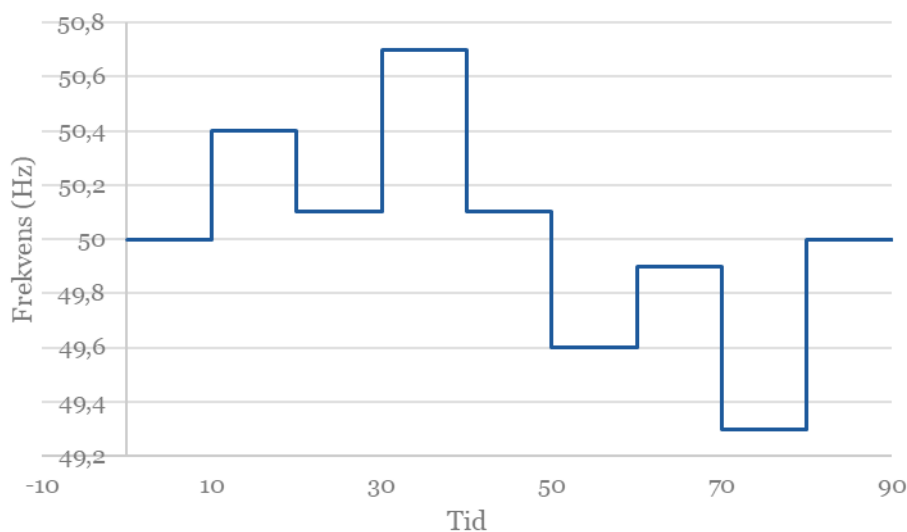
Syftet med delprovet är att säkerställa snabbheten i den respons som fås i samband med stegförändringar i frekvensen, aktiverad effekt samt statikinställning.

2.10.9 Utförande av delprov snabbhet i reglering samt statik

Provet utförs vid en statikinställning på 12 % och ett frekvensdödband på $\pm 0,1$ Hz. De olika frekvenssteg som påförs regulatorn visas i Tabell 11.

Tabell 11 Frekvenssteg som påförs regulatorn

Steg	Frekvenssteg
Steg 1	50,00 => 50,40 Hz
Steg 2	50,40 => 50,10 Hz
Steg 3	50,10 => 50,70 Hz
Steg 4	50,70 => 50,10 Hz
Steg 5	50,10 => 49,60 Hz
Steg 6	49,60 => 49,90 Hz
Steg 7	49,90 => 49,30 Hz
Steg 8	49,30 => 50,00 Hz



Figur 18 Frekvenssteg som ska påföras vid prov av snabbheten för FSM vid frekvensdödband $\pm 0,1$ Hz och statik 12 %.

Innan varje nytt frekvenssteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts. Stationärtillstånd anses ha uppnåtts när $>99,9$ % av den stationära effektförändringen i varje steg uppnåtts. Efter steg 3 och 7 gäller dessutom att nästkommande steg får påföras tidigast efter 15 minuter.

Samtliga provmoment enligt ovan utförs med en initial belastningsnivå (vid 50,00 Hz) på följande effektnivåer:

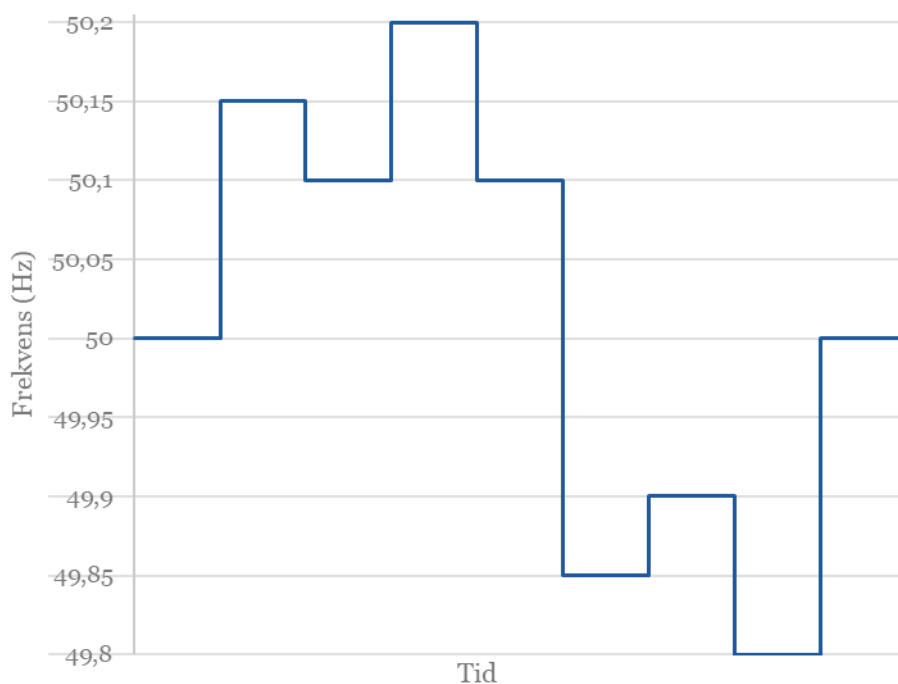
- > 90 % av P_{\max}
- > $0,5 \cdot (P_{\max} + \text{Lägsta nivå med reglerförmåga})$.

För högsta effektnivån, dvs. 90 % av P_{\max} , utförs även prov när statiken ändras från 12 % till 2 %. För att erhålla samma storlek på de aktiva effektförändringarna (bortsett från eventuell aktivering av LFSM-O/U) utförs provet med mindre frekvenssteg enligt Tabell 12.

Tabell 12 Frekvenssteg som påförs regulatorm

Steg	Frekvenssteg
Steg 9	50,00 => 50,15 Hz
Steg 10	50,15 => 50,10 Hz
Steg 11	50,10 => 50,20 Hz
Steg 12	50,20 => 50,10 Hz
Steg 13	50,10 => 49,85 Hz

Steg 14	49,85 => 49,90 Hz
Steg 15	49,90=> 49,80 Hz
Steg 16	49,80 => 50,00 Hz



Figur 19 Frekvenssteg som ska påföras vid prov av snabbheten för FSM vid frekvensdöband $\pm 0,1$ Hz och statik 2 %.

2.10.10 Analys av delprov snabbhet i reglering samt statik

Utifrån utförda frekvensstegsprov tas kurvor fram där stationär aktiv effektförändring, ΔP , vid frekvenssteg, Δf , avläses samt tiden det tar att uppnå denna förändring. Många turbinregulatorer använder exempelvis pådragsåterkoppling istället för aktiv effekterkoppling. För dessa regulatorer tas även pådragsförändringen, ΔY , fram och snabbheten i regleringen studeras även utifrån pådraget. Pådraget ska vid redovisningen vara skalat så att 100 % pådrag motsvarar P_{\max} .

2.10.11 Resultat av delprov snabbhet i reglering samt statik

Provet ska anses som godkänt om:

- > Aktivering av effektförändring vid respektive frekvenssteg sker snabbare än vad som visas i Figur 20.

- > Påbörjad förändring i aktiv effekt erhålls inom 2 s efter att respektive frekvenssteg applicerats
- > Snabbheten i regleringen innebär att den aktiva effekten vid frekvenssteg 11, 12, 15 och 16 kan förändras med 10 % av P_{\max} på 30 s (en tolerans på $\pm 0,5$ % accepteras, dvs. förändringen skall vara inom intervallet 9,5–10,5 % av P_{\max} efter 30 s)
- > Snabbheten i regleringen innebär att den aktiva effekten vid frekvenssteg 3, 4, 7, och 8 kan förändras med 11,7 % av P_{\max} på 30 s (en tolerans på $\pm 0,5$ % accepteras, dvs. förändringen skall vara inom intervallet 11,2–12,2 % av P_{\max} efter 30 s)
- > Aktiverad aktiv effektförändring som fås vid steg 3 och 7 har en uthållighet på mer än 15 minuter
- > Frekvenssteg 1-8 resulterar i förändring av den aktiva effektproduktionen i enlighet med Tabell 13 och frekvenssteg 9-16 i enlighet med Tabell 14 . För varje enskilt frekvenssteg accepteras en tolerans på $\pm 0,5$ % av P_{\max} (exempelvis för steg 11 accepteras en effektminskning på 9,5-10,5 % av P_{\max}). Ackumulerat, dvs. för ΔP_{tot} , accepteras en tolerans på $\pm 1,0$ % av P_{\max} .

Tabell 13 Krav på effektförändring vid prov av olika frekvenssteg vid FSM med 12 % statik och $\pm 0,1$ Hz frekvensdöband.

Steg	Frekvenssteg	ΔP (% av P_{\max})	ΔP_{tot} (% av P_{\max})
Steg 1	50,00 => 50,40 Hz	-5,0	-5,0
Steg 2	50,40 => 50,10 Hz	+5,0	0
Steg 3	50,10 => 50,70 Hz	-11,7*	-11,7*
Steg 4	50,70 => 50,10 Hz	+11,7*	0
Steg 5	50,10 => 49,60 Hz	+5,0	+5,0
Steg 6	49,60 => 49,90 Hz	-5,0	0
Steg 7	49,90 => 49,30 Hz	+11,7**	+11,7**
Steg 8	49,30 => 50,00 Hz	-11,7**	0

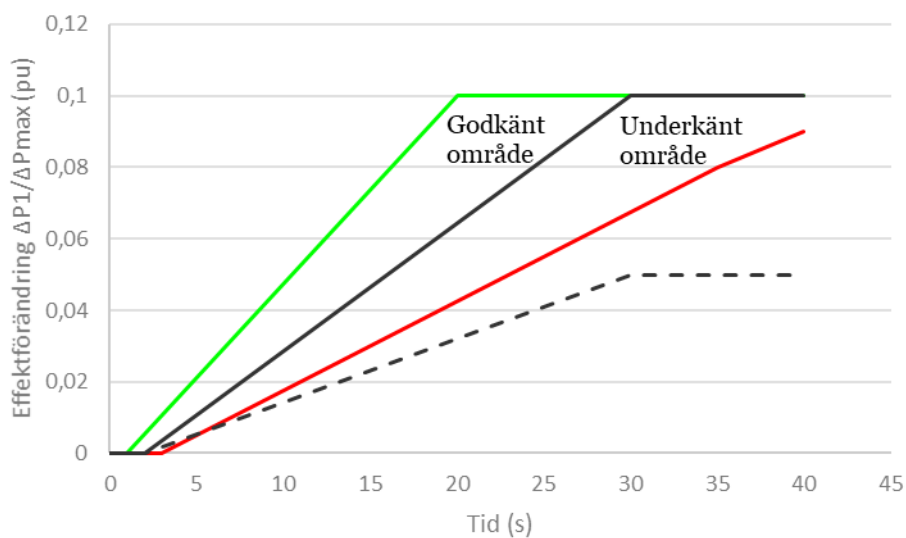
* Notera att LFSM-O med 8 % statik aktiveras vid 50,5 Hz.

** Notera att LFSM-U med 8 % statik aktiveras vid 49,5 Hz. ΔP kan begränsas av P_{\max} .

Tabell 14 Krav på effektförändring vid prov av olika frekvenssteg vid FSM med 2 % statik och $\pm 0,1$ Hz frekvensdödband.

Steg	Frekvenssteg	ΔP (% av P_{max})	ΔP_{tot} (% av P_{max})
Steg 9	50,00 => 50,15 Hz	-5,0	-5,0
Steg 10	50,15 => 50,10 Hz	+5,0	0
Steg 11	50,10 => 50,20 Hz	-10,0	-10,0
Steg 12	50,20 => 50,10 Hz	+10,0	0
Steg 13	50,10 => 49,85 Hz	+5,0	+5,0
Steg 14	49,85 => 49,90 Hz	-5,0	0
Steg 15	49,90 => 49,80 Hz	+10,0	+10,0
Steg 16	49,80 => 50,00 Hz	-10,0	0

- > Påläggning av frekvenssteg inte resulterar i stationära aktiva effektpendlingar med en amplitud större än 0,1 % av P_{max} .



Figur 20 Krav på effektrespons vid en stegförändring av frekvensen med $-0,1$ Hz vid en statik på 2 % som ska ge en effektrespons på +10 % av P_{max} , heldragen svart linje visar gränsen för kravuppfyllnad, grön ett prov som visar godkänt och röd ett prov som visar underkänt resultat. Svartstreckad linje visar motsvarande krav som ska ge en effektrespons på +5 % av P_{max} .

2.11 Återsynkronisering inom 15 minuter

Detta krav gäller för de kraftproduktionsmoduler som inte behöver uppfylla kravet på övergång till husturbindrift beskrivet i avsnitt 2.12.

2.11.1 Hänvisning till krav

> RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 15.5.c.i.

2.11.2 Bakgrund till krav

Kraftsystemet kan utsättas för allvarliga störningar vilket i värsta fall kan innebära att hela eller delar av kraftsystem blir spänningslöst. För att snabbt kunna återuppbygga kraftsystem är det viktigt att de kraftproduktionsmoduler som finns tillgängliga snabbt kan kopplas in på kraftsystemet för att därmed kunna bidra med aktiv och reaktiv effekt. Snabb återinkoppling till nätet förutsätter antingen att kraftproduktionsmodulerna är snabbstartade, kravet i detta avsnitt, eller att kraftproduktionsmodulerna i samband med en störning kan gå över i husturbindrift, se krav i avsnitt 2.12. Kravet på husturbindrift är specificerat till 12 timmar och för att sätta rimliga och jämlika krav på uthålligheten på hjälpkraftsystem och fjärrkommunikation i de kraftproduktionsmoduler som är snabbstartade tolkas att samma tidskrav på 12 timmar gäller, dvs. uppstart och återsynkronisering ska kunna ske om anslutande nät varit spänningslöst i upp till 12 timmar. För de situationer då det är spänningslöst i mer än 12 timmar accepteras att uppstarten och återsynkroniseringen av kraftproduktionsmodulen tar längre tid än 15 minuter.

Förutom de två ovannämnda situationerna med uppstart inom 15 minuter respektive husturbindrift kan det finnas kraftproduktionsmoduler i stationer där hjälpkraftbehovet, och ibland även matningen till magnetiseringssystemet, inte är direkt anslutet elektriskt via kraftproduktionsmodulens generator utan istället sker matning av hjälpkraften från en annan kraftproduktionsmodul i samma station eller vid en störning via en dieselgenerator eller motsvarande intern hjälpkraftkälla. I samband med bortfall av spänningen på anslutande nät ska kraftproduktionsmodulen klara av en övergång till tomgång, dvs. drift helt utan belastning (idle). Detta till skillnad mot husturbindrift där kraftproduktionsmodulen matar sin egen hjälpkraft.

Om kraftproduktionsmodulen kan klara av en övergång till tomgång (idle), därefter tomgångsdrift i mer än 12 timmar och sedan återsynkronisera inom 15 minuter så uppfylls kravet. Om hjälpkraften matas av en annan kraftproduktionsmodul måste i så fall denna kunna klara av att gå in i husturbindrift och kunna drivas i husturbindrift i mer än 12 timmar. Dessutom måste denna kraftproduktionsmodul **alltid** vara i drift samtidigt med den

kraftproduktionsmodul som saknar egen hjälpkraftmatning via generatoren. Om hjälpkraften i samband med störningen tas över från exempelvis en dieselgenerator måste denna kunna ha en uthållighet på mer än 12 timmar.

Det finns även kraftproduktionsmoduler där matningen av hjälpkraften tillfälligt kan tas över i samband med en störning och sedan när kraftproduktionsmodulens spänning och frekvens stabiliserats sker överkoppling tillbaka till matning via den egna kraftproduktionsmodulen.

För de kraftproduktionsmoduler som stoppar, återstartar samt återsynkroniserar inom 15 minuter följs beskrivningen i detta avsnitt 2.11. För övriga fall måste en speciell procedur för överensstämelseprovning tas fram projektspecifikt utifrån de förhållanden som gäller i det specifika fallet. Proceduren kommer dock till stora delar att bygga på provet på husturbindrift beskrivet i avsnitt 2.12.

2.11.3 Syfte med prov

Syftet med provet är att visa kraftproduktionsmodulens förmåga att starta upp och återsynkronisera inom 15 minuter efter att spänningen kommit tillbaka på kraftsystemet efter en störning. Dimensionerande felhändelse är att det anslutande nätet faller ifrån och blir spänningslöst. Detta medför att kraftproduktionsmodulen kopplas bort från överliggande nät vid dimensionerande belastning på kraftproduktionsmodulen och att detta i sin tur leder till att kraftproduktionsmodulen löser ut och stoppar. Om kraftproduktionsmodulen istället går över i husturbindrift förutsätts att kravet på 12 timmars husturbindrift inte klaras utan att kraftproduktionsmodulen kommer att stängas ned efter en viss tid som är kortare än 12 timmar.

2.11.4 Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effekterglering. Spänningsregulatorn är i normal driftmod, dvs. automatisk spänningsreglering eller Mvar reglering. Den aktiva effektproduktionen har justerats till P_{\max} och den reaktiva effektproduktionen i anslutningspunkten har justerats till $P_{\max}/3$.

- > Slå ifrån kraftproduktionsmodulens aggregatbrytare, dvs. brytaren till transformatorn som förbinder kraftproduktionsmodulen med överliggande nät
- > Slå ifrån all övrig extern hjälpkraftsmatning så att hjälpkraften blir spänningslös

- > Säkerställ att kraftproduktionsmodulen löst ut och stoppas. Om kraftproduktionsmodulen lyckats gå över i husturbindrift stoppas kraftproduktionsmodulen av operatören
- > Slå till spänningsmatningen till hjälpkraften en minut efter att hjälpkraften blev spänningslös, detta motsvarar att spänningen återkommer på anslutande nät
- > Återstarta kraftproduktionsmodulen och återsynkronisera så snart som möjligt, dock senast 15 minuter efter att spänningen återkommit. Återstart ska ske enligt normal procedur vilket oftast innebär start från driftcentralen.

För en del kraftproduktionsmoduler kan det finnas driftmässiga begränsningar som gör att den reaktiva effektproduktionen i anslutningspunkten inte kan justeras till önskade $P_{\max}/3$. I samråd med berörd systemansvarig anpassas då provet utifrån rådande omständigheter. Det kan innebära att berörd systemansvarig aktivt måste reglera reaktiv effektproduktion i området eller att provet utförs vid en lägre reaktiv effektproduktion än $P_{\max}/3$. Generellt eftersträvas att provet inte ska ge spänningsförändringar större än 3 % på anslutande nät.

Anledningen till att provet utförs med en initial hög aktiv och reaktiv belastningsnivå är att detta med stor sannolikhet kommer att resultera i att olika skydd kan komma att lösa ut kraftproduktionsmodulen i samband med att fränkoppling sker av kraftproduktionsmodulen från nätet. Tiden det tar för att återställa dessa skydd (vilket ibland måste ske via att personal åker ut fysiskt till anläggningen om den är obemannad) ska inkluderas i den tid på 15 minuter som ingår i kravet på att kunna återsynkronisera.

2.11.5 Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om kraftproduktionsmodulen startat upp och har återsynkroniserat inom 15 minuter efter det att spänningsmatningen till hjälpkraften återkommit.

2.12 Övergång till och upprätthållande av husturbindrift

Detta krav gäller för de kraftproduktionsmoduler som inte klarar av kravet på återsynkronisering inom 15 minuter. De kraftproduktionsmoduler som klarar återsynkronisering inom 15 minuter omfattas istället av provningen i avsnitt

2.11.

2.12.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 15.5.c.ii, iii
- > EIFS 2018:2: 3 kap 30 §.

2.12.2 Bakgrund till krav

Kraftsystemet kan utsättas för allvarliga störningar vilket i värsta fall kan innebära att hela eller delar av kraftsystem blir spänningslöst. För att snabbt kunna återuppbygga kraftsystem är det viktigt att de kraftproduktionsmoduler som finns tillgängliga snabbt kan kopplas in på kraftsystemet för att därmed kunna bidra med aktiv och reaktiv effekt. Snabb återsynkronisering till nätet förutsätter antingen att kraftproduktionsmodulerna är snabbstartade, se avsnitt 2.11, eller att kraftproduktionsmodulerna i samband med en störning kan gå över i husturbindrift.

2.12.3 Syfte med prov

Provet syftar till att visa kraftproduktionsmodulens förmåga att övergå till husturbindrift, drivas i husturbindrift under specificerat tidsintervall samt därefter fasa in kraftproduktionsmodulen mot anslutande nät inom 15 minuter efter det att spänningen återkommit.

2.12.4 Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering. Spänningsregulatorn är i normal driftmod, dvs. automatisk spänningsreglering eller M_{var} reglering. Den aktiva effektproduktionen har justerats till P_{max} och den reaktiva effektproduktionen i anslutningspunkten har justerats till $P_{max}/3$.

- > Slå ifrån aggregatbrytaren så att kraftproduktionsmodulen övergår i husturbindrift via ett stort lastfrånslag
- > Slå ifrån all övrig extern hjälpkraftsmatning
- > Drift i husturbindrift ska därefter pågå i mer än 12 timmar
- > Efter 12 timmars husturbindrift fasas kraftproduktionsmodulen åter in på nätet via aggregatbrytaren.

Provet på husturbindriftövergång utförs även vid en annan produktionsnivå. Den aktiva effektproduktion ska då vara lägsta nivå med reglerförmåga och den reaktiva effektförbrukningen i anslutningspunkten ska vara lika med $P_{max}/6$.

- > Slå ifrån aggregatbrytaren så att kraftproduktionsmodulen övergår i husturbindrift
- > Slå ifrån all övrig extern hjälpkraftsmatning
- > Drift i husturbindrift ska därefter pågå i mer än 5 minuter
- > Efter 5 minuters husturbindrift fasas kraftproduktionsmodulen åter in på nätet.

För en del kraftproduktionsmoduler kan det finnas driftmässiga begränsningar som gör att den reaktiva effektproduktionen eller förbrukningen i anslutningspunkten inte kan justeras till önskade $P_{\max}/3$ eller $P_{\max}/6$. I samråd med berörd systemansvarig anpassas då provet utifrån rådande omständigheter. Det kan innebära att berörd systemansvarig aktivt måste reglera reaktiv effektproduktion i området eller att provet utförs vid en lägre reaktiv effektproduktion än $P_{\max}/3$ eller lägre reaktiv effektförbrukning än $P_{\max}/6$. Generellt eftersträvas att provet inte ska ge spänningsförändringar större än 3 % på anslutande nät.

12 timmars prov med husturbindrift kan efter överenskommelse med berörd systemansvarig förkortas till ett prov på 2 timmars husturbindrift. Denna eventuella överenskommelse ska samordnas med berörd systemansvarig för överföringssystemet. Förutsättningen för att få förkorta provet till 2 timmar är att ägaren av kraftproduktionsmodulen kan visa att inga ytterligare påfrestningar på kraftproduktionsmodulen uppkommer efter 2-12 timmars husturbindrift jämfört med de påfrestningar som uppkommer under de två första timmarna av husturbindrift.

2.12.5 Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- > Kraftproduktionsmodulen klarar av den transienta överspänning/underspänning som fås vid de båda husturbindriftövergångarna utan att kraftproduktionsmodulens skydd löser ut
- > Kraftproduktionsmodulen klarar av den kraftiga frekvensökning/frekvenssänkning som fås efter husturbindriftövergångarna utan att kraftproduktionsmodulens skydd löser ut
- > Kraftproduktionsmodulen klarar av husturbindrift under mer än 12 (2) timmar respektive 5 minuter i de två delproven och därefter klarar av att

fasa in på nätet igen inom 15 minuter. Kraftproduktionsmodulen ska efter den fasat in mot nätet klara av att vara i drift i minst 5 minuter.

2.13 Reglerbarhet av spänning- Stegförändring av spänningsbörvärdet vid anslutning till överföringssystemet

2.13.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 2, artikel 19.2, (17.2)
- > EIFS 2018:2: 4 kap, 1 §

2.13.2 Syfte med prov

Kraftproduktionsmodulens förmåga att vid anslutning till överföringssystemet kunna reglera generatorspänningen (kraftproduktionsmodulens interna spänning) inom området 95-105 % av generatorns märkspänning ska visas. För de spänningsregulatorer som är utrustade med reaktiv kompensering ska funktionen för reaktiv kompensering visas.

2.13.3 Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektregering eller motsvarande driftmod som gör att den aktiva effektproduktionen kan hållas konstant under provet. Det aktiva effektbörvärdet bör vara inställt på lägsta nivå med reglerförmåga då detta förväntas ge störst möjlighet till produktion/förbrukning av reaktiv effekt. Spänningsregulatorn ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering med ett inställt spänningsbörvärde på 100 % av generatorns märkspänning. Om regulatorn är utrustad med aktiv och reaktiv kompensering (Q-U-lutning) ska dessa vara inställda på 0 %. Provet utförs genom att applicera förändringar av spänningsbörvärdet i enlighet med den procedur som finns beskriven i avsnitt 1.2.

Beroende på spänning på anslutande nät samt spänningsfall över transformatorn mellan generator och anslutande nät (aggregattransformatorn) kan i vissa fall inte spänningen regleras inom önskat intervall på grund av att kraftproduktionsmodulens förmåga att producera eller konsumera reaktiv effekt begränsar magnetiseringen. En annan begränsning kan vara att spänningen på anslutande nät inte bör ändras mer än 3 % i samband med proven samt att en spänning över 102 % i anslutningspunkten gör att kravet på att tillhandahålla reaktiv effekt motsvarande 1/3 av maximal kontinuerlig effekt inte gäller.

Baserat på de överensstämmelsesimuleringar som utförts erhålls maximalt positivt och negativt spänningssteg som kan påföras utan att begränsningar överskrider. Om överensstämmelsesimuleringarna visar att maximalt spänningssteg överskrider nedan angivna nivåer justeras spänningssteget till maximalt spänningssteg (har exempelvis överensstämmelsesimuleringarna visat att maximalt positivt spänningssteg är +4 % ersätts spänningssteget +5 % med +4 %).

Tabell 15 Spänningssteg.

Steg	Spänningssteg
Steg 1	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +1 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 100 % till 101 %
Steg 2	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -1 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 101 % till 100 %
Steg 3	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -1 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 100 % till 99 %
Steg 4	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +1 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 99 % till 100 %
Steg 5	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +3 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 100 % till 103 %
Steg 6	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -3 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 103 % till 100 %
Steg 7	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -3 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 100 % till 97 %
Steg 8	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +3 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 97 % till 100 %
Steg 9	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +5 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 100 % till 105 %
Steg 10	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -5 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 105 % till 100 %
Steg 11	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -5 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 100 % till 95 %
Steg 12	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +5 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 95 % till 100 %

Innan varje nytt spänningssteg påförs ska stationärtillstånd uppnått. Stationärtillstånd anses uppnått då spänningen hamnat inom ett intervall som inte avviker mer än $\pm 0,1$ % från spänningsbörvärdet. I vissa situationer då nätets spänning varierar mycket kan större variationer accepteras.

Om regulatoren är utformad med reaktiv kompensering ändras först den reaktiva kompenseringen ifrån 0 % till +5 % (+ innebär att spänningen på

generatorklämmorna ska minska med ökande reaktiv effektproduktion från generatorm, ibland kan dock vissa spänningsregulatorer ha omvänt tecken) och sedan utförs några valda spänningssteg enligt ovan, exempelvis steg 9-12. Därefter ändras den reaktiva kompenseringen från +5 % till -5 % (- innebär att spänningen på generatorklämmorna ska öka med ökande reaktiv effektproduktion från generatorm) och sedan utförs några valda spänningssteg enligt ovan, exempelvis steg 9-12.

I stationer där det finns flera kraftproduktionsmoduler som är direktanslutna till samma skena (ingen transformator emellan) kan det finnas behov av att stänga av övriga kraftproduktionsmoduler under provet. Detta gäller speciellt om kraftproduktionsmodulerna har 0 % i reaktiv kompensering eller då provet med negativ reaktiv kompensering utförs.

2.13.4 Analys av prov

Då prov utförs med reaktiv kompensering, X_c , ska kompenseringen beräknas efter att stationärt tillstånd uppnåtts efter varje förändring av spänningsbörvärdet, $U_{bör}$. Olika spänningsregulatorer använder olika sätt att implementera reaktiv kompensering. Ett vanligt sätt att använda den reaktiva kompenseringen är att utgå ifrån att strömmen från generatorm delas upp i en reaktiv ström (Q/U) och en resistiv ström (P/U) och att sedan produkten av den reaktiva strömmen och den reaktiva kompenseringen används för att justera spänningen. Utgås ifrån att spänningar, U , normeras utifrån generatorms märkspänning och reaktiv effekt, Q , utifrån generatorms märkeffekt beräknas den reaktiva kompenseringen enligt:

$$X_c = \frac{(U_{bör} - U)}{Q} \times U$$

För spänningsregulatorer som använder reaktiv kompensering på annat sätt än ovan modifieras beräkningarna så att de överensstämmer med det som finns implementerat i respektive spänningsregulator.

2.13.5 Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- > Spänningen på generatorm, vid 0 % reaktiv kompensering, hamnar stationärt på inställt spänningsbörvärde (normalt tillåts en avvikelse mellan uppmätt spänning och spänningsbörvärde på $\pm 0,1$ % av märkspänningen på generatorm men vid stora variationer av spänningen i anslutningspunkten kan större toleranser accepteras). Kravet gäller inte om exempelvis någon begränsare i spänningsregulatorn går i ingrepp.

- > Den stationära spänningen på generatoren, vid ± 5 % reaktiv kompensering, inte varierar mer än $\pm 0,1$ % (vid stora variationer av spänningen i anslutningspunkten kan större spänningsvariationer accepteras).
- > Den beräknade reaktiva kompenseringen överensstämmer med den inställda reaktiva kompenseringen (en tolerans på $\pm 0,5$ % accepteras, dvs. kompenseringen ska vara $\pm 4,5$ – $5,5$ %)

2.14 Tillgänglig magnetiseringseffekt

2.14.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 2, artikel 19.2, (17.2)
- > EIFS 2018:2: 4 kap, 2 §

2.14.2 Syfte med prov

Visa kraftproduktionsmodulens förmåga att kontinuerligt generera en magnetiseringseffekt som motsvarar 105 % av magnetiseringseffekten vid märklast. Med märklast menas den magnetiseringsström/fältström som fås då generatoren belastas till 100 %, effektfaktorn är lika med generatorns märkeffektfaktor och spänningen är lika med generatorns märkspänning. Magnetiseringseffekt ska dessutom tolkas som magnetiseringsström. Att kraftproduktionsmodulen kontinuerligt ska klara av 105 % av magnetiseringsströmmen vid märklast innebär att eventuella termiska skydd som finns för magnetiseringssystemet eller generatorns fältlindning inte får aktiveras.

2.14.3 Utförande av prov

För att uppnå 105 % magnetiseringsström bör fältströmbegränsaren vara inställd på mer än 105 % av magnetiseringsströmmen vid märklast. Eftersom prov av fältströmbegränsaren genomförs i avsnitt 2.18 behöver inget ytterligare prov genomföras utan provet på fältströmbegränsaren kan användas som underlag. Provtiden ska däremot anpassas utifrån roterns termiska tidskonstant och ett riktvärde ska vara att provtiden är 3-4 gånger den termiska tidskonstanten för rotorn.

Som tidigare beskrivits måste ibland proven anpassas till begränsningar som finns i anslutande nät.

2.14.4 Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- > Generatoren kontinuerligt förses med en fältström som är högre än 105 % av fältströmmen vid märklast.

2.15 Stegförändring av spänningsbörvärdet i tomgång

2.15.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 2, artikel 19.2, (17.2)
- > EIFS 2018:2: 4 kap, 3-5 §

2.15.2 Syfte med prov

Visa kraftproduktionsmodulens förmåga att vid tomgång och ej fasad mot överföringssystemet på ett snabbt och stabilt sätt reglera spänningen vid stegformade förändringar av spänningsbörvärdet.

2.15.3 Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen inte är fasad mot anslutande nät och då den är obelastad. Turbinregulatorn är i driftmod frekvens-/varvtalsreglering och spänningsregulatorn är i driftmod automatisk spänningsreglering med ett spänningsbörvärde på 100 % av generatorns märkspänning. Provet utförs genom att applicera förändringar av spänningsbörvärdet i enlighet med den procedur som finns beskriven i avsnitt 1.2.

Tabell 16 Steg för börvärdet i aktiv effekt vid prov av effektfaktorreglering.

Steg	Spänningssteg
Steg 1	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +1 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 100 % till 101 %
Steg 2	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -1 %, dvs. spänningsbörvärdet minskar från 101 % till 100 %
Steg 3	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -1 %, dvs. spänningsbörvärdet minskar från 100 % till 99 %
Steg 4	Lägg till ett spänningssteg motsvarande + 1 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 99 % till 100 %
Steg 5	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -5 %, dvs. spänningsbörvärdet minskar från 100 % till 95 %.
Steg 6	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +10 %, dvs. spänningsbörvärdet ökar från 95 % till 105 %.
Steg 7	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -10 %, dvs. spänningsbörvärdet minskar från 105 % till 95 %.

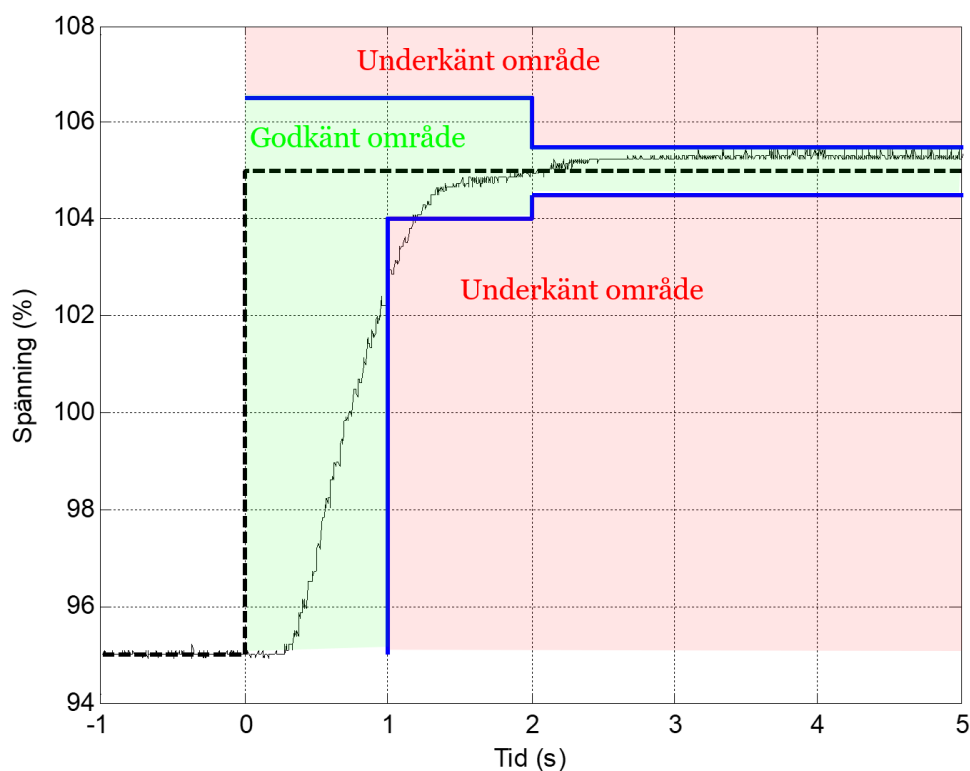
Steg 8	Lägg till ett spänningssteg motsvarande + 5 %, dvs. spänningsbörvärdet ökar från 95 % till 100 %.
--------	---

Innan varje nytt spänningssteg påförs ska stationärtillstånd uppnåts. Stationärtillstånd anses uppnått då spänningen hamnat inom ett intervall som inte avviker mer än 0,1 % från spänningsbörvärdet.

2.15.4 Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- > Stigtiden, dvs. tiden från att den stegformade förändringen av spänningsbörvärdet läggs på tills dess att spänningen ändrats 90 % av spänningsförändringen, ska vara kortare än den tid som specificeras för generatorer med olika märkeffekt, se exempel på spänningssteg från 95-105 % för en generator med märkeffekt < 50 MVA i Figur 21.
- > Översvängen vid en stegändring av spänningsbörvärdet på 10 %, dvs. från 95-105 % samt 105-95 %, får inte överstiga 15 % av spänningsförändringen, se exempel på spänningssteg från 95-105 % för en generator i Figur 21.
- > Spänningen får inte oscillera mer än ± 5 % av spänningsförändringen 2 s efter stegändringen på 10 %, dvs. från 95-105 % samt 105-95, se exempel på spänningssteg från 95-105 % för en generator i Figur 21.



Figur 21 Krav på respons för en ofasad generator <50 MVA (inom heldragna blå linjer) vid en stegformad förändring av spänningsbörvärdet från 95-105 % (svartstreckad linje). Heldragen svart linje visar responsen för ett aggregat som inte klarar kravet då stigtiden är längre än 1 s.

2.16 Kontinuerlig produktion och konsumtion av reaktiv effekt

2.16.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 2, artikel 18.2.b-c
- > EIFS 2018:2: 4 kap, 8-9 §

2.16.2 Syfte med prov

Provet syftar till att visa kraftproduktionsmodulens förmåga att i anslutningspunkten kunna producera reaktiv effekt motsvarande 1/3 av maximal kontinuerlig effekt, P_{\max} , samt förbruka reaktiv effekt motsvarande 1/6 av P_{\max} .

Kravet på reaktiv effektproduktion gäller inom spänningsintervallet 90-102 % av spänningen i anslutningspunkten och kravet på reaktiv effektförbrukning gäller inom spänningsintervallet 95-105 % av spänningen i anslutningspunkten.

2.16.3 Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen varit i drift ett tag så att den är varm och är i driftmod aktiv effektereglering eller motsvarande driftmod som gör att den aktiva effektproduktionen kan hållas konstant under provet. Det aktiva effektbörvärdet ska vara inställt på maximal kontinuerlig effekt, P_{\max} eller den maximala aktiva effekt som vid tillfället för provet är möjlig.

Spänningsregulatorn ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering med ett inställt spänningsbörvärde på 100 % av generatorns märkspänning. Provet utförs genom att applicera förändringar av spänningsbörvärdet tills önskad reaktiv effektproduktion uppnås.

Om vid provet, spänningen i anslutningspunkten överskrider 102 % och detta innebär begränsningar av den reaktiva effektproduktionen för kraftproduktionsmodulen tas kontakt med berörd systemansvarig så att spänningen om möjligt kan regleras ned i anslutningspunkten. Risken för att problem uppstår vid 102 % spänning är dock begränsad eftersom normal driftspänning ofta är kring denna nivå (på 400 kV motsvarar 102 % 408 kV).

Tabell 17 Justering av spänningsbörvärde.

Steg	Justering av spänningsbörvärde
Steg 1	Justera stegvis spänningsbörvärdet uppåt tills dess den reaktiva effektutmatningen i anslutningspunkten överskrider 1/3 av maximal kontinuerlig effekt. Generatoren ska ligga i denna driftpunkt under 30 minuter. Om spänningen i anslutningspunkten ökar så att den reaktiva effektproduktionen minskar under 1/3 av P_{max} justeras spänningsbörvärdet uppåt så att den reaktiva effektproduktionen åter överskrider 1/3 av P_{max} .
Steg 2	Justera stegvis spänningsbörvärdet nedåt tills dess den reaktiva effektförbrukningen i anslutningspunkten underskrider 1/6 av P_{max} . Generatoren ska ligga i denna driftpunkt under 30 minuter. Om spänningen i anslutningspunkten minskar så att den reaktiva förbrukningen underskrider 1/6 av P_{max} justeras spänningsbörvärdet nedåt så att den reaktiva effektförbrukningen överskrider 1/6 av P_{max} .

Provet utförs på följande aktiva effektnivåer:

- > P_{max}
- > Lägsta nivå med reglerförmåga

Provet kan kombineras med provet på fältströmbegränsare i avsnitt 2.18 samt provet på undermagnetiseringsbegränsare i avsnitt 2.21.

2.16.4 Resultat av prov

Provet ska anses vara godkänt om:

- > Den reaktiva effektutmatningen i anslutningspunkten under provtiden överskrider 1/3 av P_{max}
- > Den reaktiva effektförbrukningen i anslutningspunkten under provtiden överskrider 1/6 av P_{max} .

2.17 Test av begränsare och skydd

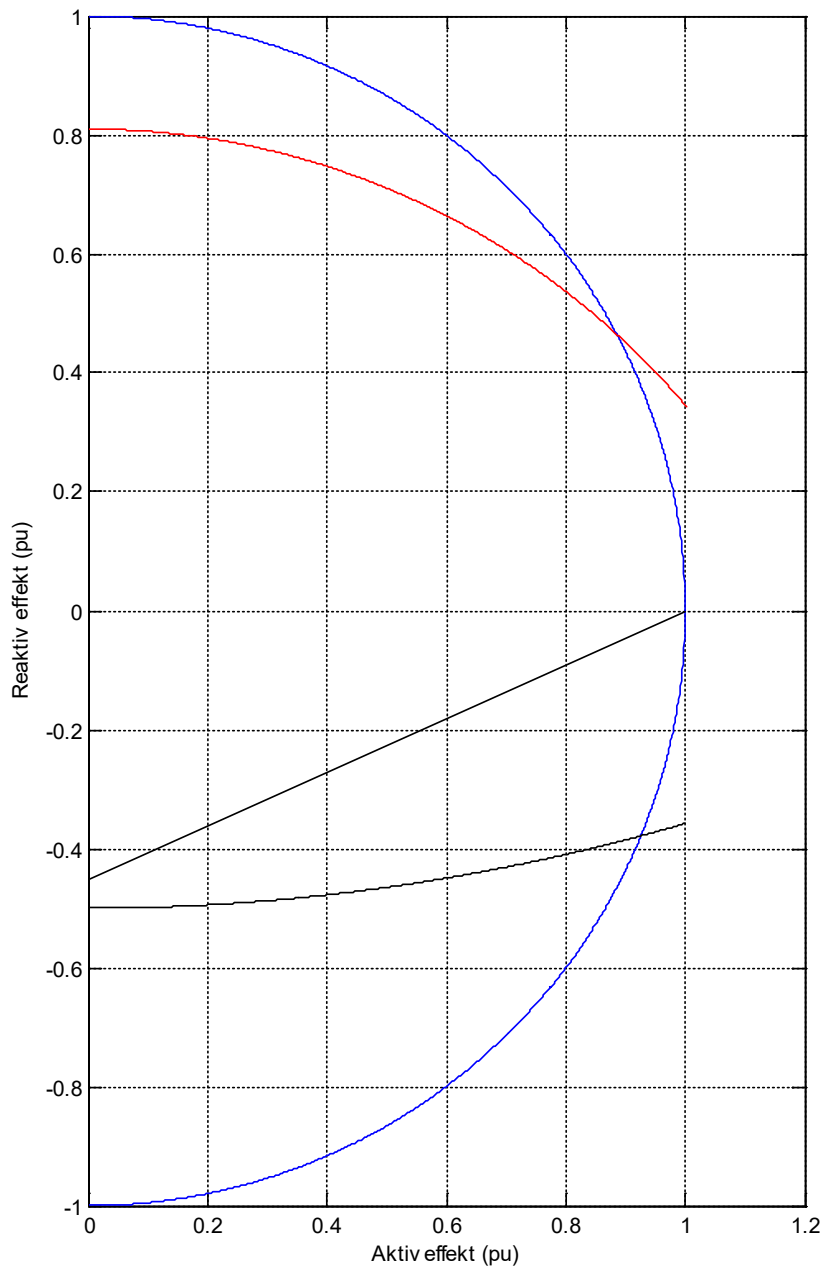
En generator innehåller normalt en mängd olika former av begränsningar på hur den kan belastas med reaktiv effekt vid olika, spänningar, frekvenser och aktiv effektproduktion. Begränsningarna brukar ofta inkluderas i ett kapabilitetsdiagram (P-Q diagram). I Figur 22 visas ett exempel på ett kapabilitetsdiagram för en turbogenerator då spänningen är 1,0 pu. Som kan ses i figuren finns begränsning på grund av statorströmmen, se 1, fältströmmen, se 2, samt flera olika begränsningar som eventuellt kan påverka undermagnetiseringen, se 3, 4 och 5. För vattenkraftgeneratorer brukar begränsningarna för undermagnetisering vara mycket mindre och kan i många fall ligga utanför statorströmgränsen.

I Figur 23 visas ett exempel på hur varierande spänning och frekvens kan påverka en generators belastningsförmåga. Påverkan mynnar ut i att generatören framförallt inte klarar för hög spänning kombinerat med låg frekvens, så kallat V/Hz förhållande.

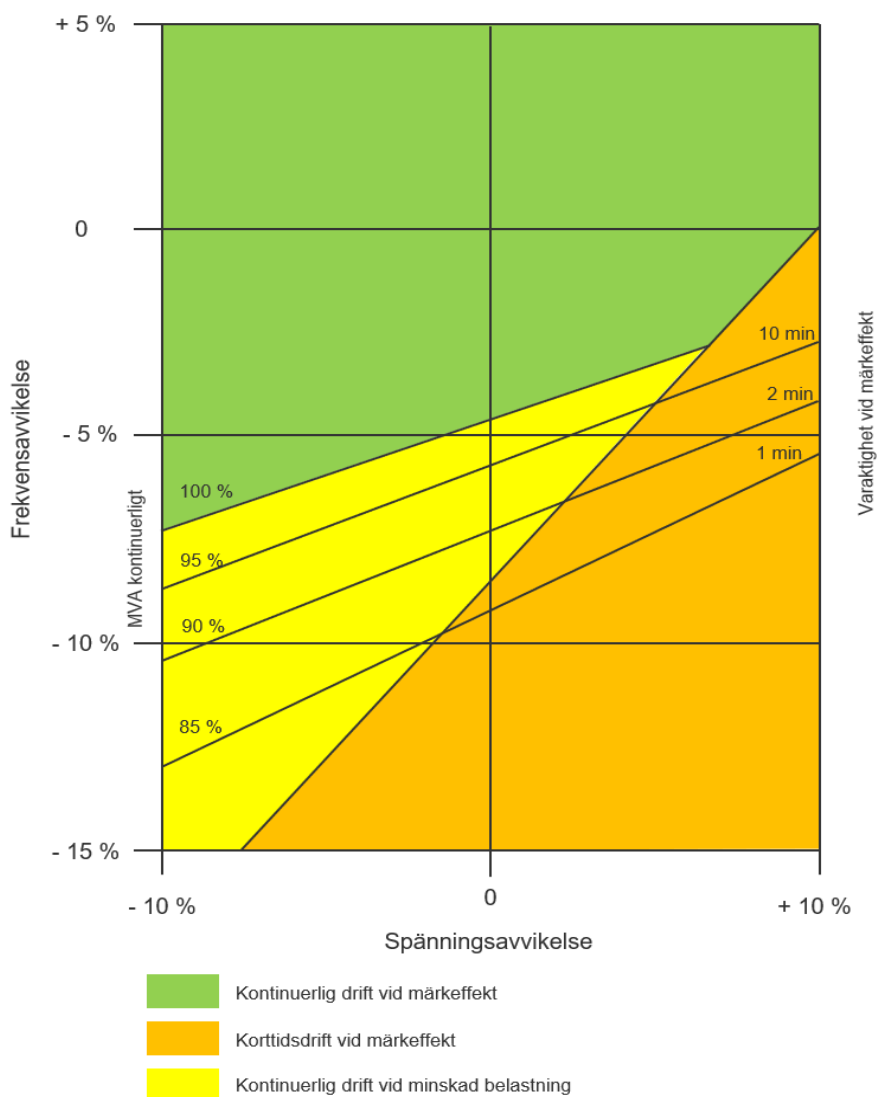
Ur kraftsystemets synvinkel önskas generatorer som har så stor förmåga som möjligt till att producera och förbruka reaktiv effekt men för att skydda generatören mot drift där generatören kan ta skada finns det i spänningsregulatorn ett flertal olika begränsare såsom:

- > Statorströmsbegränsare
- > Fältströmbegränsare
- > Undermagnetiseringsbegränsare
- > V/Hz begränsare.

Det finns i RfG och EIFS 2018:2 inget specifikt krav på hur begränsarna ska vara parametrerade. Däremot kommer deras parametrering att påverka möjligheterna att uppfylla olika krav på exempelvis kontinuerlig magnetiseringseffekt, reaktiv effektproduktion och reaktiv effektförbrukning. Test av begränsare kommer därför att vara ett indirekt sätt att testa av olika krav som kan vara svåra att prova under de dimensionerande förutsättningar som beskrivs i RfG och EIFS 2018:2.



Figur 22 Exempel på kapabilitetsdiagram (P-Q diagram) för en turbogenerator inkluderande olika begränsningar, observera att exempelvis vattenkraftgeneratorer inte har samma begränsning i under magnetisering.



Figur 23 Exempel på en generators kapabilitet som funktion av varierande spänning och frekvens

Prov på begränsare kommer innebära att den reaktiva effektproduktionen från generatormen kommer att variera en hel del. Det innebär vidare att spänningen på generatorklämmorna och i anslutande nät också kommer att variera. Hur mycket variation som fås beror på flera olika faktorer som exempelvis om det finns annan reaktiv effektkompensering i närheten som kan reglera samt hur starkt nätet (kortslutningseffekt) är i anslutningspunkten. Som riktvärde gäller att spänningsförändringen i det anslutande nätet inte bör överstiga 3 % på grund av förändringar i den reaktiva effektproduktionen.

För de fall där begränsningarna i spänning medför att det inte går att uppnå gränsen för aktivering av begränsarna rekommenderas att gränserna tillfälligt

justeras ned så att prov kan utföras och aktivering säkerställas. Efter att provet är utfört justeras gränserna direkt tillbaka till sina ursprungsnivåer.

Det finns en mängd olika spänningsregulator av olika fabrikat och ålder och den exakta funktionen på hur begränsare aktiveras kan variera. De provmoment som anges nedan ska därför ses som förslag som kan behöva justeras utifrån de faktiska förhållanden som gäller för den specifika kraftproduktionsmodulen.

2.18 Fältströmbegränsare

2.18.1 Hänvisning till krav

> RfG: Avdelning 2, kapitel 2, artikel 19.2.b.iii

2.18.2 Syfte med prov

En spänningsregulator kan innehålla flera fältströmbegränsare som aktiveras vid olika fältströmnivåer samt tidsfördröjningar. Detta prov syftar till att testa av den fördröjda fältströmbegränsaren som är inställd på lägst fältström (justerad fältströmgräns om inte det är möjligt att utföra provet vid inställd fältströmgräns). Provet syftar till att säkerställa att generatoren kan öka sin fältström upp till inställd fältströmgräns och att aktivering därefter sker av begränsaren så att fältströmmen begränsas till fältströmgränsen.

2.18.3 Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen varit i drift ett tag så att den är varm och är i driftmod aktiv effektreglering eller motsvarande som håller den aktiva effektproduktionen konstant under provet. Spänningsregulatorn ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering. Provet utförs genom att applicera stegformade förändringar av spänningsbörvärdet i enlighet med den procedur som finns beskriven i avsnitt 1.2.

Tabell 18 Spänningsbörvärde.

Steg	Justering av spänningsbörvärde
Steg 1	Öka stegvis generatorns spänningsbörvärde tills fältströmbegränsaren aktiveras. Lämpligt spänningssteg bör vara beräknat innan prov. Begränsaren bör vara aktiv i en minut efter att begränsningsströmmen uppnåtts. (de flesta begränsare har konstantidskaraktistik vilket ger en distinkt aktivering men vissa har invertidskaraktistik vilket gör att begränsningen kommer gradvis)
Steg 2	Minska spänningsbörvärdet så att fältströmbegränsaren släpper. Lämpligt spänningssteg bör vara beräknat innan prov. Begränsaren bör vara inaktiverad två minuter.

Steg 3	Öka återigen spänningsbörvärdet tills fältströmbegränsaren ånyo aktiveras. Begränsaren bör vara aktiv i en minut efter att begränsningsströmmen uppnåtts.
Steg 4	Minska spänningsbörvärdet till normal spänning.

Provet på fältströmbegränsare utförs på följande aktiva effektnivåer:

- > $0,95 \cdot P_{\max}$
- > Lägsta nivå med reglerförmåga

2.18.4 Analys av prov

Utifrån uppmätt fältström avläses vid vilken nivå som fältströmbegränsaren aktiveras och deaktiveras. Från fältströmmen avläses även hur lång tidsfördröjning som begränsaren har innan den börjar agera.

2.18.5 Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- > fältströmbegränsaren aktiveras på inställd fältströmgräns och tidsfördröjning.
- > Fältströmbegränsaren aktiveras innan eventuella skydd aktiveras.
- > Fältströmbegränsaren deaktiveras när fältströmmen sjunker under inställd nivå.

2.19 Statorströmbegränsare

Som kan ses i kapabilitetsdiagrammet i Figur 23 begränsar för de flesta driftsfall fältströmgränsen den reaktiva effektproduktionen före statorströmgränsen. Detta brukar gälla upp till märkdriftpunkten, dvs. då den aktiva effekten är $S_{nG} \cdot \cos\varphi$ och den reaktiva effekten är $S_{nG} \cdot \sin\varphi$. S_{nG} betecknar här generatorns märkeffekt och $\cos\varphi$ generatorns märkeffektfaktor.

Över märkdriftpunkten kommer dock den reaktiva effektproduktionen att först begränsas av statorströmmen. Eftersom generatören ofta dimensioneras så att effektfaktorn, $\cos\varphi$, anpassas efter tillgänglig aktiv effekt från turbinen går det ofta inte att öka den aktiva effektproduktionen så att den överskrider den aktiva effekten i generatorns märkdriftpunkt. Enda sättet att med ordinarie inställningar på fält- och statorströmbegränsaren få aktivering av statorströmbegränsaren är således genom att minska generatorns klämspänning. Eftersom provet på statorströmbegränsaren innebär att den

reaktiva effektutmatningen till nätet i anslutningspunkten kommer att vara hög är det troliga att också spänningen kommer att vara hög vilket i sin tur gör att generatorns klämspänning kommer att vara högre än generatorns märkspänning. Detta innebär att det skulle behövas än mer aktiv effekt för att få statorströmbegränsaren att aktiveras.

Eftersom det kan bli svårt att få statorströmbegränsaren att aktiveras med normala inställningsvärden genomförs provet lämpligtvis genom att tillfälligt ändra inställningen på statorströmgränsen. Lämplig nivå på justerad statorströmgräns kan variera för olika kraftproduktionsmoduler men utifrån exempelvis Figur 22 kan ses att en statorströmgräns på 0,7 pu gör att statorströmbegränsningen hamnar under gränsen för aktivering på grund av begränsningar i fältströmmen.

Efter att provet är genomfört ändras statorströmgränsen tillbaka till ursprungsinställningen.

2.19.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 2, artikel 19.2.b.iv

2.19.2 Syfte med prov

Provet syftar till att säkerställa att generatorm kan öka sin statorström upp till inställd statorströmgräns och att aktivering därefter sker av begränsaren så att statorströmmen begränsas till statorströmgränsen.

2.19.3 Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effekterglering eller motsvarande som håller den aktiva effektproduktionen konstant under provet. Spänningsregulatorn ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering. Provet utförs genom att applicera stegformade förändringar av spänningsbörvärdet i enlighet med den procedur som finns beskriven i avsnitt 1.2.

Tabell 19 Spänningsbörvärde.

Steg	Justering av spänningsbörvärde
Steg 1	Öka generatorns spänningsbörvärde tills statorströmbegränsaren aktiveras. Lämpligt spänningssteg bör vara beräknat innan prov. Begränsaren bör vara aktiv i en minut efter att begränsningsströmmen uppnåtts.
Steg 2	Minska spänningsbörvärdet så att statorströmbegränsaren släpper. Lämpligt spänningssteg bör vara beräknat innan prov. Begränsaren bör vara inaktiverad någon minut.

Steg 3	Öka återigen spänningsbörvärdet så att statorströmbegränsaren ånyo aktiveras. Begränsaren bör vara aktiv i en minut efter att begränsningsströmmen uppnåtts.
Steg 4	Minska spänningsbörvärdet till normal spänning.

Provet på statorströmströmbegränsaren utförs på ett par olika aktiva effektnivåer vilket exempelvis kan vara:

- > 80 % av maximal skenbar effekt som fås efter den justerade statorströmgränsen (justeras statorströmgränsen till 0,7 pu fås $0,7 * 0,8 = 0,56$ pu)
- > Lägsta nivå med reglerförmåga

För en del generatorer som har undermagnetiseringsbegränsaren utanför statorströmbegränsaren finns det även behov av att testa statorströmbegränsaren vid undermagnetisering. För dessa kraftproduktionsmoduler utförs nedanstående prov.

Tabell 20 Justering av spänningsbörvärde.

Steg	Justering av spänningsbörvärde
Steg 5	Minska generatorns spänningsbörvärde tills statorströmbegränsaren aktiveras. Lämpligt spänningssteg bör vara beräknat innan prov. Begränsaren bör vara aktiv i en minut efter att begränsningsströmmen uppnåtts minut.
Steg 6	Öka spänningsbörvärdet så att statorströmbegränsaren släpper. Lämpligt spänningssteg bör vara beräknat innan prov. Begränsaren bör vara inaktiverad någon minut.
Steg 7	Minska återigen spänningsbörvärdet så att statorströmbegränsaren ånyo aktiveras. Begränsaren bör vara aktiv i en minut efter att begränsningsströmmen uppnåtts.
Steg 8	Öka spänningsbörvärdet till normal spänning.

2.19.4 Analys av prov

Utifrån uppmätt statorström avläses vid vilken nivå som statorströmbegränsaren aktiveras. Från statorströmmen avläses även hur lång tidsfördröjning som begränsaren har innan den börjar agera.

2.19.5 Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- > Statorströmbegränsaren aktiveras på inställd statorströmgräns och tidsfördröjning.

- > Statorströmbegränsaren aktiveras innan eventuella skydd aktiveras.
- > Statorströmbegränsaren deaktiveras när fältströmmen sjunker under inställd nivå.

2.20 V/Hz begränsare

En V/Hz begränsare är beroende av förhållandet mellan spänning och frekvens. Om prov utförs på kraftproduktionsmodulen då den är fasad mot nätet kommer frekvensen i princip att vara konstant 50,0 Hz. Det innebär att om V/Hz begränsaren ska kunna aktiveras vid ett prov måste spänningen ensam öka så pass mycket så att V/Hz gränsen överskrids. Detta kan resultera dels i problem för generatoren eller anslutande transformatorer, dels i att det blir för hög reaktiv effektproduktion så att spänningen i anslutningspunkten blir för hög. Ett sätt att komma till rätta med detta kan vara att utföra provet vid husturbindrift eller i tomgång (ej fasad), förutsatt att kraftproduktionsmodulen klarar att ligga i husturbindrift eller tomgång under den tid som krävs för att utföra provet. Vid husturbindrift kan frekvensen på generatoren justeras så att den blir lägre än 50 Hz och därmed behöver inte spänningen ta hela den ökning som behövs för att överskrida V/Hz nivån. Ett annat alternativ kan vara att tillfälligt under provet justera ned aktiveringsnivån för V/Hz gränsen

2.20.1 Hänvisning till krav

- > Funktionen finns inte kravställd i RfG eller EIFS 2018:2

Eftersom V/Hz begränsaren kommer att ha stor påverkan på möjligheterna att uppfylla kravet på att klara en hög spänning i anslutande nät kombinerat med låg frekvens är det viktigt att prov genomförs även fast detta inte kravställs i RfG.

2.20.2 Syfte med prov

Provet syftar till att säkerställa att generatoren kan klara en ökning av V/Hz nivån upp till inställd begränsarnivå och att V/Hz begränsaren därefter aktiveras och begränsar V/Hz nivån till inställt begränsarvärde.

2.20.3 Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektregering eller motsvarande som håller den aktiva effektproduktionen konstant under provet. Spänningsregulatorn ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering. Provet utförs antingen när generatoren är fasad mot nätet,

se Tabell 21, eller ofasad, se Tabell 22. Provet utförs genom att applicera stegformade förändringar av spänningsbörvärdet och frekvensbörvärdet i enlighet med den procedur som finns beskriven i avsnitt 1.2 och 1.1.

Tabell 21 Prov av V/Hz begränsaren på en generator fasad mot nätet.

Steg	Justering av spänningsbörvärde
Steg 1	Öka generatorns spänningsbörvärde tills V/Hz begränsaren aktiveras. Lämpligt spänningssteg bör vara någon procent högre än inställt begränsarvärde. För begränsare med inverterkaraktäristik bör spänningssteget vara än högre för att begränsa tidsåtgången för prov. Begränsaren bör vara aktiv i någon minut.
Steg 2	Minska spänningsbörvärdet så att V/Hz begränsaren släpper. Begränsaren bör vara inaktiverad någon minut.
Steg 3	Öka återigen spänningsbörvärdet med så att V/Hz begränsaren ånyo aktiveras. Begränsaren bör vara aktiv i någon minut.
Steg 4	Minska spänningsbörvärdet till normal spänning.

Tabell 22 Prov av V/Hz begränsare för en ofasad generator.

Steg	Justering av spänningsbörvärde
Steg 5	Öka generatorns spänningsbörvärde till 110 % eller maximalt inställbar spänning. Minska därefter frekvensen så att V/Hz begränsaren aktiveras. Driftpunkten bör vara aktiv i någon minut.
Steg 6	Justera därefter ned frekvensen till 49,0 Hz. Driftpunkten bör vara aktiv i någon minut.
Steg 7	Justera ned frekvensen till 48,0 Hz. Driftpunkten bör vara aktiv i någon minut.
Steg 8	Minska spänningsbörvärdet till normal spänning och öka frekvensbörvärdet till 50,0 Hz.

2.20.4 Analys av prov

Utifrån uppmätt frekvens och generatorspänning beräknas V/Hz förhållandet. Utifrån V/Hz kurvan avläses vid vilken V/Hz nivå som aktivering sker samt tidsfördröjningen för aktivering.

2.20.5 Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- > V/Hz begränsaren aktiveras på inställd nivå och tidsfördröjning.
- > V/Hz begränsaren aktiveras innan eventuella skydd aktiveras.

- > V/Hz begränsaren deaktiveras när V/Hz sjunker under inställd nivå.

2.21 Undermagnetiseringsbegränsare

En undermagnetiseringsbegränsare kan använda sig av olika storheter för inställning av undermagnetiseringsgränsen. En del använder sig av aktiv och reaktiv effekt, en del av aktiv och reaktiv strömkomponent och en del av admittansen.

2.21.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 2, artikel 19.2.b.ii

2.21.2 Syfte med prov

Provet syftar till att säkerställa att generatoren kan minska sin magnetisering ned till gränsen för när undermagnetiseringsbegränsaren aktiveras. När gränsen nås ska aktivering av undermagnetiseringsbegränsaren ske.

2.21.3 Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering eller motsvarande som håller den aktiva effektproduktionen konstant under provet. Spänningsregulatorn ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering. Provet utförs genom att applicera stegformade förändringar av spänningsbörvärdet i enlighet med den procedur som finns beskriven i avsnitt 1.2.

Tabell 23 Justering av spänningsbörvärde.

Steg	Justering av spänningsbörvärde
Steg 1	Minska generatorns spänningsbörvärde tills undermagnetiseringsbegränsaren aktiveras. Lämpligt spänningssteg bör vara beräknat innan prov. Begränsaren bör vara aktiv i någon minut.
Steg 2	Öka spänningsbörvärdet så att undermagnetiseringsbegränsaren släpper. Lämpligt spänningssteg bör vara beräknat innan prov. Begränsaren bör vara inaktiverad någon minut.
Steg 3	Minska återigen spänningsbörvärdet tills undermagnetiseringsbegränsaren ånyo aktiveras. Begränsaren bör vara aktiv i någon minut.
Steg 4	Öka spänningsbörvärdet till normal spänning.

Provet på undermagnetiseringsbegränsaren utförs på följande aktiva effektnivåer:

- > P_{\max}

- > Lägsta nivå med reglerförmåga

2.21.4 Analys av prov

Utifrån uppmätta värden av spänning, aktiv och reaktiv effekt beräknas, beroende på vald storhet, aktiv och reaktiv strömkomposant eller admittansen.

2.21.5 Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- > Undermagnetiseringsbegränsaren aktiveras på inställd undermagnetiseringsgräns och inställd tidsfördröjning.
- > Undermagnetiseringsbegränsaren aktiveras innan eventuella skydd aktiveras.
- > Undermagnetiseringsbegränsaren deaktiveras när driftpunkten åter är över undermagnetiseringsgränsen.

2.22 PSS

2.22.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 2, artikel 19.2.b.v
- > EIFS 2018:2: 4 kap, 10 §

2.22.2 Syfte med prov

Provet syftar till att säkerställa att PSS funktionen i spänningsregulatorn bidrar till att dämpa effektpendlingar med en periodtid på 1-4 s.

Prov av maskin-starkt nät pendlingar

2.22.3 Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektregering, pådragsreglering eller annan driftmod som inte påverkas av frekvensändringar. Spänningsregulatorn ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering och PSS funktionen ska vid de inledande proven vara deaktiverad. Provet utförs genom att applicera förändringar av spänningsbörvärdet. Detta sker genom att addera en tilläggssignal, ΔV , till spänningsregulatorn i enlighet med den procedur som finns beskriven i avsnitt 1.2. Provet med 4 % ökning av spänningsbörvärdet kan behöva reduceras i amplitud om det resulterar i för stor spänningshöjning på anslutande nät.

Tabell 24 Spänningssteg.

Steg	Spänningssteg
Steg 1	Lägg till ett spänningssteg på 2 %, dvs. spänningsbörvärdet ökar från 100 % till 102 %. Steget kan antingen ligga kvar eller så tas spänningssteget bort efter kort tid för att efterlikna en impuls. Därefter får magnetiseringen stabiliseras under någon minut.
Steg 2	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -2 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 102 % till 100 % eller från 100 % till 98 %. Steget kan antingen ligga kvar eller så tas spänningssteget bort efter en kort tid för att efterlikna en impuls. Därefter får magnetiseringen stabiliseras under någon minut.
Steg 3	Lägg till ett spänningssteg på 4 %, dvs. spänningsbörvärdet ökar från 100 % till 104 %. Steget kan antingen ligga kvar eller så tas spänningssteget bort efter en kort tid för att efterlikna en impuls. Därefter får magnetiseringen stabiliseras under någon minut.
Steg 4	Lägg till ett spänningssteg på -4 %, dvs. spänningsbörvärdet minskar från 104 % till 100 % eller från 100 % till 96 %. Därefter får magnetiseringen stabiliseras under någon minut.

Steg 1-4 återupprepas därefter fast med PSS funktionen aktiverad.

Proven på PSS (med och utan aktivering) utförs på följande aktiva effektnivåer:

- > P_{\max}
- > Lägsta nivå med reglerförmåga

2.22.4 Analys av prov

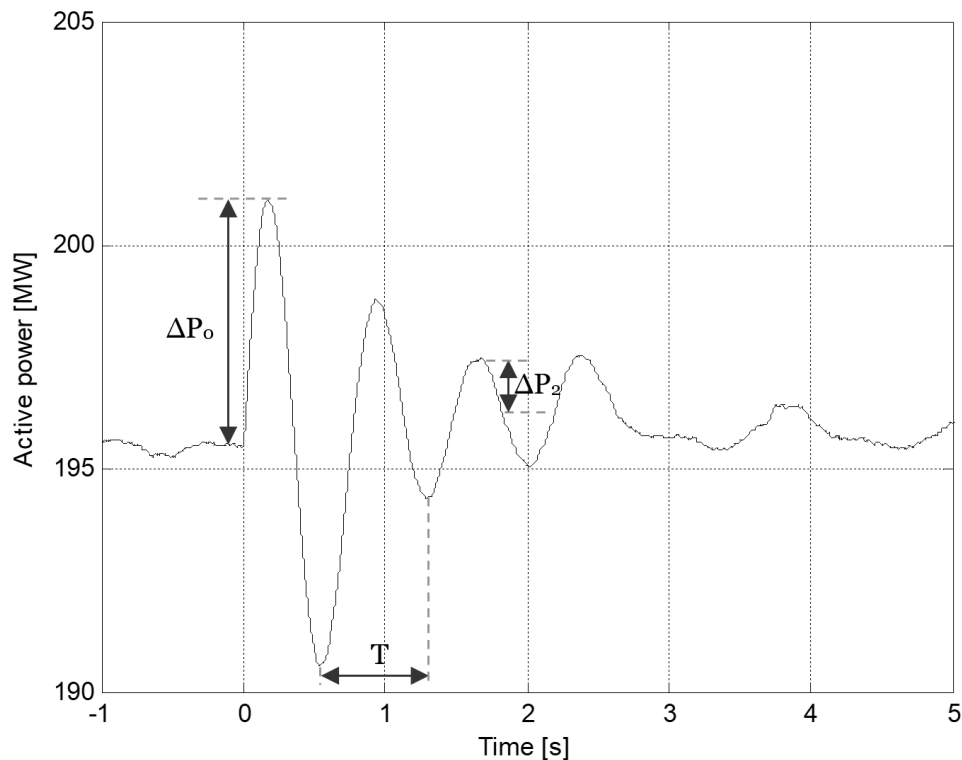
De effektpendlingar som uppkommer vid stegförändringen av spänningen kommer att vara sinusformade och ha en amplitud som minskar med tiden vilket exemplifieras från ett prov som visas i Figur 24. Amplituden för effektpendlingarna kan skrivas enligt:

$$\Delta P = \Delta P_0 \times e^{-k \times t} \sin\left(\frac{2\pi}{T} \times t\right)$$

Utifrån provet avläses dels periodtiden på effektpendlingarna, T , dels amplituden på effektpendlingarna, ΔP , vid olika tidpunkter. För att få en bättre uppskattning av amplituden på effektpendlingarna är det även rekommenderbart att genomföra en FFT analys.

Utifrån framtagna värden på effektpendlingarna beräknas dämpkonstanten k enligt:

$$k = \frac{\ln\left(\frac{\Delta P_0}{\Delta P_n}\right)}{n \times T - 0}$$



Figur 24 Exempel på prov av dämpning av effektpendlingar efter en stegformad ändring av spänningsbörvärdet.

Uträkningarna görs både för fallen med och utan PSS aktiverad samt för bägge produktionsnivåerna.

2.22.5 Resultat av prov

Provet ska anses vara godkänt om dämpningen av effektpendlingarna blir bättre med PSS funktionen aktiverad. Det innebär att framräknad dämpningskonstant k ska vara större med PSS funktionen aktiverad. För många kraftproduktionsmoduler kommer periodtiden på pendlingarna att underskrida 1 s. Parametrering av PSS funktion får då inte fokusera för mycket på dämpning av maskin-starkt nät pendlingarna om det får en negativ inverkan på dämpningen av pendlingar med periodtider mellan 1-4 s.

Prov av pendlingsdämpning vid olika periodtider/frekvenser

Ur kraftsystemets synvinkel är pendlingar med längre periodtid än maskin-starkt nät pendlingar av större intresse. Därför utförs även prov där sinusformade spänningsvariationer appliceras i enlighet med beskrivningen i avsnitt 1.2.

2.22.6 Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering, pådragsreglering eller annan driftmod som inte påverkas av frekvensändringar. Spänningsregulatorn ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering och PSS funktionen ska vid de inledande proven vara deaktiverad. Provet utförs genom att applicera sinusformade förändringar av spänningsbörvärdet enligt:

$$\Delta U = 0,02 \times \sin\left(\frac{2\pi}{T} \times t\right)$$

De sinusformade variationerna påförs genom att addera en tilläggssignal, ΔU , i spänningsregulatorn i enlighet med den procedur som finns beskriven i avsnitt 1.2. De sinusformade variationerna ska ha en amplitud på 0,02 pu (1,0 pu motsvarar märkspänning) och ha en periodtid som varierar mellan 0,1 och 10 s. Om det under tidigare utförda simuleringar, se avsnitt 4.3 i bilaga 5, eller under provet visar sig att effektpendlingarna blir för stora reduceras amplituden på den sinusformade spänningsvariationen. För vissa kraftproduktionsmoduler kan en del föreslagna periodtider innebära risker. Ägaren av kraftproduktionsmodulen kan då efter överenskommelse med berörd systemansvarig för överföringsnätet välja att inte utföra prov vid dessa tidsperioder.

Tabell 25 Sinusformad variation

Steg	Sinusformad variation av spänningen
Steg 1	Påför en sinusformad variation av spänningen med amplituden 0,02 pu och periodtiden 10 s. De sinusformade variationerna bör ligga på tills stationärtillstånd uppnås i pendlingarna av aktiv effekt, dvs. den aktiva effekten ska pendla sinusformigt med konstant amplitud.
Steg 2	Ändra periodtiden på den sinusformade variationen från 10 s till 8 s. De sinusformade variationerna bör ligga på tills stationärtillstånd uppnås i pendlingarna av aktiv effekt.
Steg 3	Ändra periodtiden för de sinusformade variationerna på samma sätt som i steg 2 för periodtiderna 7 s, 6 s, 5 s, 4 s, 3,5 s, 3 s, 2,5 s, 2 s, 1,5 s, 1,0 s, 0,9 s, 0,8 s, 0,6 s, 0,4 s, 0,2 s och 0,1 s. Innan periodtiden ändras ska stationärtillstånd ha uppnåtts.

Efter att proven utförs återupprepas samtliga prov ovan fast med PSS funktionen aktiverad. Proven på PSS (med och utan aktivering) utförs på följande aktiva effektnivåer:

- > P_{\max}
- > Lägsta nivå med reglerförmåga

2.22.7 Analys av prov

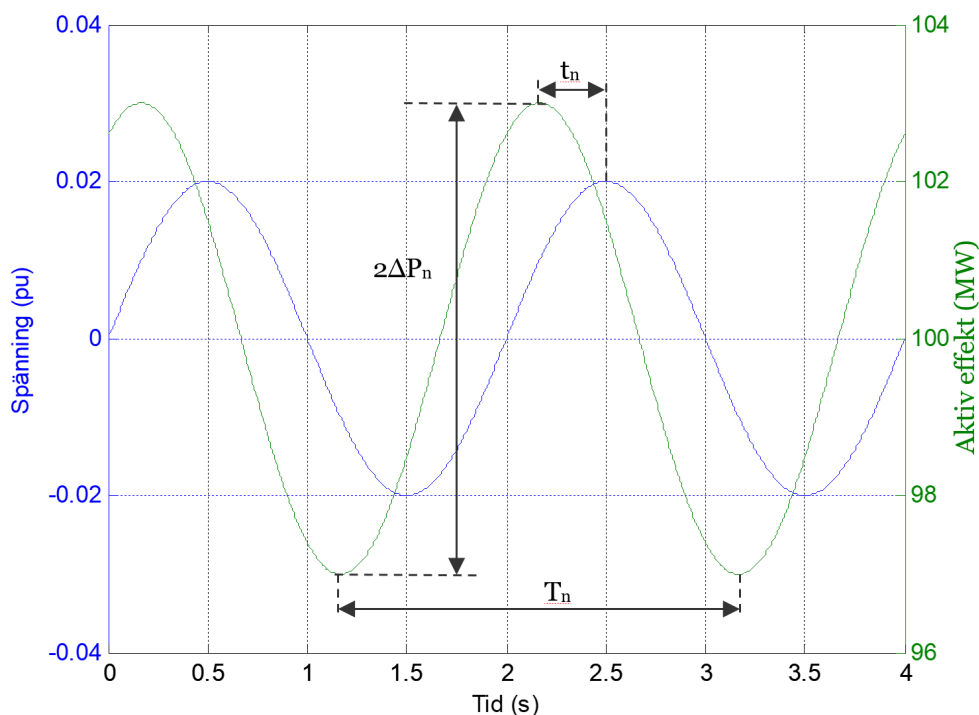
De aktiva effektpendlingar som uppkommer vid sinusformade variationer av spänningen kommer att vara sinusformade och ha samma periodtid, T_n , som periodtiden på den pålagda sinusformade spänningsvariationen enligt:

$$\Delta P_n \times \sin\left(\frac{2\pi}{T_n} \times t + \varphi_n\right)$$

Amplituden, ΔP_n , samt fasförskjutningen, φ_n , på de sinusformade effektvariationerna kommer att variera med periodtiden, T_n vilket exemplifieras i Figur 25. I figuren visas rena sinusformade variationer av den aktiva effekten men provresultatet kan ofta avvika en del från rena sinusformade variationer. För dessa fall tas fundamentalkomponenten av effektpendlingen fram genom FFT analys.

Utifrån provet fås amplituden på effektpendlingarna, ΔP_n samt tidsfördröjningen, t_n , mellan de sinusformade spännings- och effektvariationerna. Eftersom en period motsvarar 360° beräknas fasförskjutningen mellan spänning och aktiv effekt enligt:

$$\varphi_n = \frac{360}{T_n} \times t_n$$



Figur 25 Pålagd sinusformad spänningsvariation (blå) och sinusformad aktiv effektvariation (grön).

Utifrån framtagna värden på amplituder och fasförskjutningar ritas Bodeliknande diagram upp över förstärkning (amplitud på aktiva effekten) samt fasvridning (vinkel φ_n mellan aktiv effekt och spänning).

2.22.8 Resultat av prov

Provet ska anses vara godkänt om dämpningen av effektpendlingarna med periodtider på 1-4 s (frekvensintervall 0,25-1 Hz) blir bättre, dvs. lägre amplitud på effektpendlingarna, med PSS funktionen aktiverad.

2.23 Övriga site-specifika krav

Enligt RfG har berörd systemansvarig och berörd systemansvarig för överförings-systemet rätt att inkludera ytterligare krav som är generella eller specifika för varje enskild kraftproduktionsmodul.

Överensstämmelseprovningsen ska i förekommande fall även inkludera dessa krav.

2.24 Feltålighet

Kraftproduktionsmodulers feltålighet är fundamental för kraftsystemets stabilitet och därför är det viktigt att feltåligheten verifieras. Att utföra ett prov med en trefasig kortslutning i anslutningspunkten vid ett helt intakt och fullt drifttagen nätstruktur kan dock vara riskfyllt och därför utförs detta prov enbart efter överenskommelse mellan berörd systemansvarig, berörd systemansvarig för överföringssystemet och ägaren av kraftproduktionsmodulen. För de fall där ovanstående prov inte bedöms kunna utföras (flertalet fall) finns alternativa prov föreslagna. Även för alternativa prov gäller att överenskommelse ska ske mellan berörd systemansvarig, berörd systemansvarig för överföringssystemet och ägaren av kraftproduktionsmodulen om vilket/vilka prov som ska utföras.

2.24.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 14.3, 16.3, 17.3
- > EIFS 2018:2: 3 kap, 34-35, 37-40 §, 4 kap, 6 §

2.24.2 Syfte med prov

- > Visa kraftproduktionsmodulens förmåga att förbli ansluten till nätet med stabil funktion vid en stum trefasig kortslutning i anslutningspunkten med en frånkopplingsstid på 200 ms.

- > Visa att en trefasig kortslutning i anslutningspunkten med en frånbortkopplingstid på 200 ms resulterar i att spänningsprofilen i anslutningspunkten ej underskrider den spänningsprofil som visas med blå kurva i Figur 27 nedan.
- > Visa att de för kraftproduktionsmodulen nödvändiga hjälpkraftsystemen klarar av den spänning-tidprofil som fås i samband med en trefasig kortslutning i anslutningspunkten.
- > Visa att den aktiva effektproduktionen (medeleffekten) har återhämtat sig 5 s efter att felet inträffade. (kravet gäller egentligen vid 100 ms felbortkopplingstid men uppfylls effektkravet även vid 200 ms behöver inte provet återupprepas vid 100 ms felbortkopplingstid).

Beroende på vilken prestanda som ska verifieras utförs olika prov på feltålighet. Verifiering av viss prestanda genom prov kan även innebära stora risker för kraftsystemet och den provade kraftproduktionsmodulen och berörd systemansvarig och/eller berörd systemansvarig för överföringssystemet kan då göra bedömningen att dessa prov ska utföras på alternativa sätt eller utgå. När ett prov utförs på ett alternativt sätt så syftar det i många fall till att validera att den simuleringsmodell som används på ett korrekt sätt representerar kraftproduktionsmodulens verkliga beteende och provet ska då kompletteras med olika typer av simuleringar.

2.24.3 Trefasig kortslutning i anslutningspunkten med en feltid på 200 ms

Utförande av prov

Prov utförs då den aktiva effektutmatningen i anslutningspunkten är P_{\max} och kraftproduktionsmodulen är något övermagnetiserad vilket medför att den reaktiva effektutmatningen i anslutningspunkten är kring 0 Mvar. Om möjligt ska berörd systemansvarig justera spänningen i anslutande nät så att den hamnar på relativtalet 1. I samband med prov ska om möjligt helt intakt och fullt drifttagen nätstruktur råda både före och efter fel i anslutningspunkten. Berörd systemansvarig och/eller berörd systemansvarig för överföringssystemet kan göra bedömningen att påverkan vid ett helt intakt och fullt drifttagen nätstruktur blir för stor och därför kan en reducerad nätstruktur komma att användas vid provet. Detta kan dock få en negativ påverkan på feltåligheten varför en reducering av feltiden kan komma att ske. Provet kan då utföras med en förkortad feltid i enlighet med avsnitt 2.24.5.

Beroende på hur strukturen ser ut i anslutningspunkten/ställverket kommer prov att utföras på olika sätt. Exempelvis kan anslutningspunkten vara vid ett

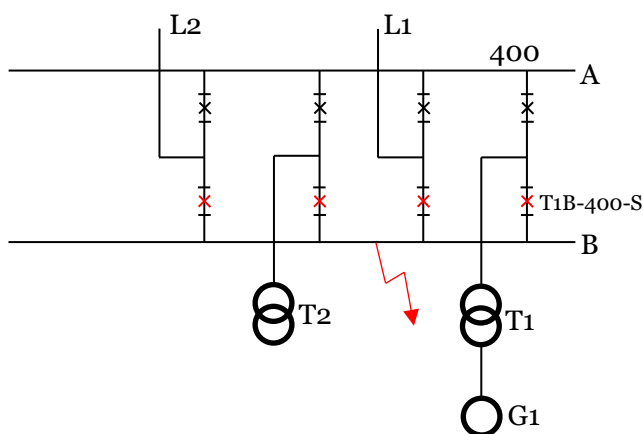
2-brytarställverk som i Figur 26 där anslutningen till kraftproduktionsmodulen G1 sker via transformator T1. Det finns även i många ställverk shuntreaktorer och en möjlighet är då att använda facket där shuntreaktorn finns installerad, se Figur 26. Nedanstående beskrivning av utförande av prov utgår ifrån att strukturen för ett 2-brytarställverk enligt Figur 26 råder men i det specifika fallet måste naturligtvis en anpassning ske till rådande förhållanden i stationen.

Steg 1: Utför en driftomläggning i ställverket som gör att skena B fränkopplas och blir spänningslös, se rödmarkerade brytare i figuren som betecknar att brytarna är frånslagna.

Steg 2: Applicera en trefasig kortslutning på skena B vilket visas till vänster i figuren.

Steg 3: Slå till brytare T1B-400-S så att skena A kortsluts.

Efter att steg 3 utförts kommer reläskydd att detektera felet och fränkoppling sker genom att brytare T1B-400-S fränkopplar felet. Tidsfördröjningen av reläskydd för fränkoppling av brytare T1B-400-S behöver före provet justeras och avprovas så att önskad fränkopplingstid fås. Detta kan medföra att även tidsfördröjningar på andra skydd i stationen måste anpassas och provas. För vissa skydd kan det vara svårt att ställa in önskad tidsfördröjning och då får alternativa sätt användas för att åstadkomma önskad feltid.



Figur 26 Principiell beskrivning av ett tvåbrytarställverk där en kraftproduktionsmodul ansluts via en transformator T1 och där kortslutning appliceras på skena B eller genom att använda shuntreaktors fack.

Resultat av prov

Prov ska anses godkända om:

- > Kraftproduktionsmodulen bibehåller nätanslutningen med fortsatt stabil funktion.
- > Den aktiva effektproduktionen (medeleffekten) från kraftproduktionsmodulen har återgått till P_{\max} inom 5 s efter att felet inträffade (kravet gäller egentligen vid 100 ms felbortkopplingstid men uppfylls effektkravet även vid 200 ms behöver inte provet återupprepas vid 100 ms felbortkopplingstid).
- > Spänningen i anslutningspunkten efter att felet fränkopplats överskrider den nedre gräns som utgörs av spännings-tidsprofil som anges i Figur 27 nedan (blå kurva).
- > De i hjälpkraftsystemet viktiga komponenterna förblir anslutna och driften av kraftproduktionsmodulen kan fortsätta.

2.24.4 Alternativa prov på feltålighet

Om ett fullskaligt/verkligt prov med en fränkopplingstid om 200 ms inte kan utföras kan alternativa prov med kompletterande simuleringar användas för att verifiera kravuppfyllnaden. Vilka prov som ska/kan utföras överenskommes mellan ägaren av kraftproduktionsmodulen och berörd systemansvarig och berörd systemansvarig för överföringssystemet. Det innebär att denna provning kommer att vara anläggningsspecifik. Kraftproduktionsmoduler som utfört ett fullskaligt prov med en felbortkopplingstid om 200 ms och vid detta prov även påvisat att den aktiva effektproduktionen 5 s efter felet återgått till P_{\max} behöver inte utföra några alternativa prov.

2.24.5 Förkortad fränkopplingstid

Utförande av prov

Prov utförs på samma sätt och vid samma produktion av aktiv och reaktiv effekt som beskrivits för ett fullständigt prov enligt ovan. Till skillnad mot ett fullständigt prov kommer fränkopplingstiden inte att vara 200 ms utan fränkopplingstiden är anpassad till en kortare tid, exempelvis 100 ms alternativt den normala fränkopplingstid som fås med normala skyddsinställningar (momentan fränkoppling/utan tidsfördröjning). Om prov tidigare utförts med en felbortkopplingstid om 200 ms, som beskrivs i avsnitt 2.24.3, och inte kravet att den aktiva effektproduktionen återgått till P_{\max} inom 5 s uppfyllts ska provet utföras med en felbortkopplingstid som är 100 ms.

Analys av prov

Efter att provet genomförts simuleras i enlighet med bilaga 5 Överensstämmelsesimuleringar, i erhållen nätekivalent från berörd systemansvarig, en likadan trefasig kortslutning med en frånkopplingstid som överensstämmer med den frånkopplingstid som erhöles vid provet. Vid provet uppmätta parametrar jämförs därefter med motsvarande simulerade värden, dvs. validering sker av modellen i enlighet med bilaga 7 Modellvalidering. Exempel på parametrar som är viktiga att inkludera i mätning och simulering är spänning i anslutningspunkten och på generatorklämmorna, fältström, fältspänning (alternativt matarfältspänning/matarfältström), frekvens/varvtal på generator, fasläge på generatorspänning, aktiv effekt från generator och utmatning på anslutande nät samt strömmar på anslutande ledningar. Om möjligt bör också utrustning för att mäta rotorvinkeln installeras vid provet. Om jämförelsen visar att simuleringen ger ett bättre beteende än provet ska modellen/parametrisering justeras så att modellen ger lika eller något sämre beteende än provet.

Resultat av prov

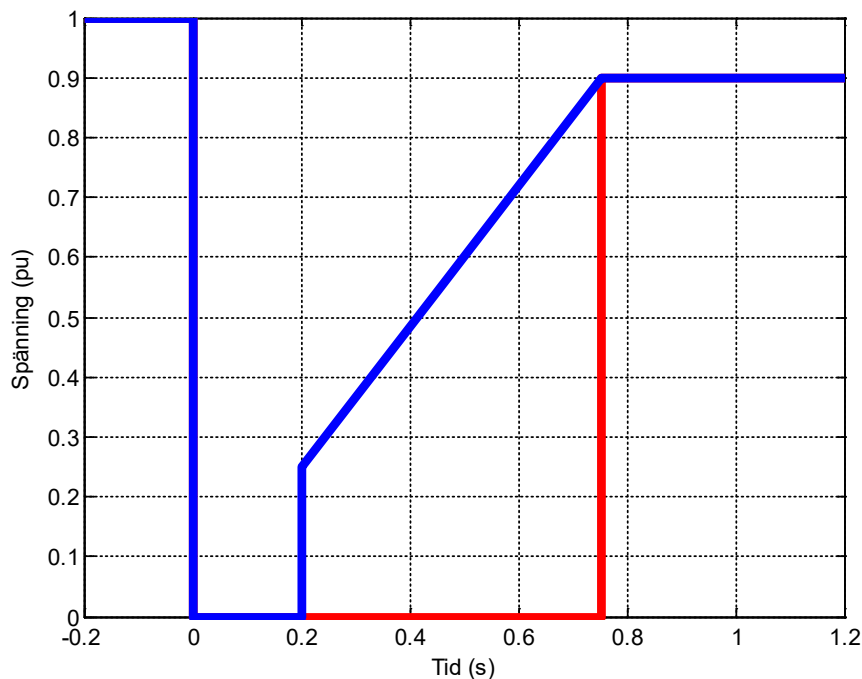
Resultatet av prov ska anses godkänt om:

- > Den aktiva effektproduktionen (medelvärde) från kraftproduktionsmodulen har återgått till P_{\max} inom 5 s efter att felet inträffade
- > Uppmätta och simulerade parametrar överensstämmer med varandra i enlighet med beskrivningen i bilaga 7 Modellvalidering.

Utöver detta ska simulering utföras med en frånkopplingstid på 200 ms i enlighet med beskrivning i bilaga 5 Överensstämmelsesimuleringar. Simuleringen ska visa att anläggningen klarar kravet.

2.24.6 Prov på hjälpkraftsutrustningen

Hjälpkraftutrustningen till en kraftproduktionsmodul varierar beroende på typ av anläggning. För en del kraftproduktionsmoduler kan hjälpkraften bestå av många delar som är kritiska för att anläggningen ska bibehålla sin produktion efter exempelvis en kortslutning i yttre nät. För att säkerställa att kraftproduktionsmodulen klarar av det dimensionerande kravet som ställs i anslutningspunkten (blå kurva i Figur 27) kan en speciell testutrustning användas som kan generera denna spänning. Ett alternativt prov kan istället utföras som motsvarar att spänningen på hjälpkraftssystemet följer röd kurva i Figur 27. Detta prov är svårare att uppfylla men kan utföras på ett enklare sätt och utan en speciell provutrustning.



Figur 27 Blå kurva visar krav på tålighet mot spänning i anslutningspunkten medan röd kurva visar spänning för alternativt prov.

Utförande av prov

Provet baseras på att kraftproduktionsanläggningen kraftförsörjs i enlighet med Figur 28, men om spänningsmatning sker på annat sätt anpassas om möjligt provet utifrån dessa förutsättningar. Dessutom förutsätts att anläggningen har en omkopplingsautomatik som kopplar in alternativ spänningsmatning om ordinarie matning försvinner. Om befintlig omkopplingsautomatik sker med "blink" och att hjälpkraften är spänningslös under $\geq 0,75$ s, se röd kurva i Figur 27, kan ordinarie omkopplingsautomatik användas. Annars justeras omkopplingsautomatiken genom att lägga in en extra tidsfördröjning så att hjälpkraften blir spänningslös $\geq 0,75$ s.

Under normal drift matas hjälpkraften via transformator LT, dvs. brytare LT-11-S är tillslagen och brytare T91-11-S till transformator T91 är frånslagen. Transformator T91 är dock spänningssatt via 130 kV och brytare T91-130-S.

Provet utförs enligt stegen nedan när den aktiva effektproduktionen är P_{\max} och den reaktiva effektproduktionen från kraftproduktionsmodulen är något övermagnetiserad vilket medför att den reaktiva effektutmatningen i anslutningspunkten är kring 0 Mvar.

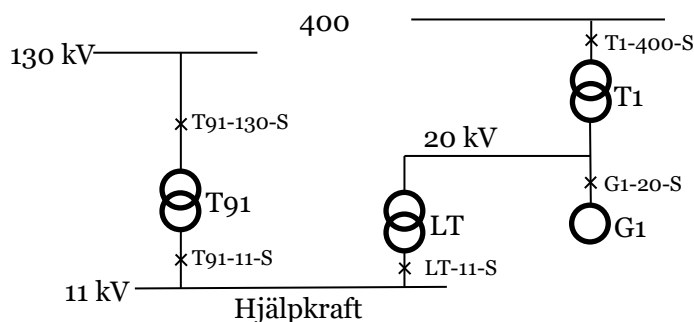
Steg 1: Slå från brytare LT-11-S varvid hjälpkraften på 11 kV blir spänningslös

Steg 2: Den interna automatiken på anläggningen slår därefter till brytare T91-11-S varvid åter hjälpkraften på 11 kV blir spänningssatt.

Resultat av prov

Provet ska anses godkänt om:

- > Den för kraftproduktionsmodulen viktiga hjälpkraften klarar av omkopplingen
- > Kraftproduktionsmodulen bibehåller nätanslutningen med fortsatt stabil funktion
- > Om den aktiva effektproduktionen (medeleffekten) från kraftproduktionsmodulen minskas på grund av provet ska den ha återgått till P_{\max} inom 5 s efter att brytare LT-11-S slogs från (kravet gäller egentligen vid ett fel med 100 ms felbortkopplingstid men om inte ett sådant prov utförts flyttar kravet över till detta alternativa prov)



Figur 28 Principbild av en typisk anslutning av en större kraftproduktionsmodul.

2.24.7 Kraftproduktionsmoduler som använder snabbstängning av reglerventil/"fast valving"

Det finns ett flertal kraftproduktionsmoduler som använder aktivering av "fast valving" som ett sätt att snabbt minska den mekaniska effekt som påförs turbinen under och efter att en kortslutning inträffat i nätet. Aktivering av "fast valving" baseras ofta på frekvensderivata/varvtalsderivata och frekvens/varvtal. För att funktionen med "fast valving" ska göra nytta krävs att detektering och aktivering av funktionen sker snabbt.

"Fast valving" aktiveras också ofta baserat på brytarläge. Typiskt används generatorbrytare och brytare till aggregattransformator (anslutning mot anslutande nät) för att detektera att kraftproduktionsmodulen gått in i

husturbindrift eller kopplats bort. Under prov av ”fast valving” måste eventuellt tidsfördröjningen för aktivering av ”fast valving” baserat på brytarläge förlängas så att den inte aktiveras före ”fast valving” baserat på frekvensderivata och frekvens.

Utförande av prov

Provet utförs vid samma produktion av aktiv och reaktiv effekt som beskrivits för det fullständiga provet med en trefasig kortslutning på 200 ms enligt ovan. Provet utförs genom att antingen slå från brytaren mot yttre nät och gå in i husturbindrift/ödrift eller genom att slå från generatorbrytaren.

Analys av prov

Efter att provet genomförts simuleras ett frånslag av samma brytare som slogs från vid provet i enlighet med bilaga 5 Överensstämmelsesimulering. Vid provet uppmätta parametrar jämförs därefter med motsvarande simulerade värden, dvs. validering av modellen i enlighet med bilaga 7 Modellvalidering. Exempel på parametrar som är viktiga att inkludera i mätning och simulering är spänning i anslutningspunkten och på generatorklämmorna, frekvens/varvtal på generator, fasläge på generatorspänning, aktiv effekt från generator och utmatning på anslutande nät, reglerventilläge, och utsignal från turbinregulator. Om jämförelsen visar att simuleringen ger ett bättre beteende än provet ska modellen/parametrisering justeras så att modellen ger lika eller något sämre beteende än provet.

Resultat av prov

Resultatet av prov ska anses godkänt om:

- > Uppmätta och simulerade parametrar överensstämmer med varandra.

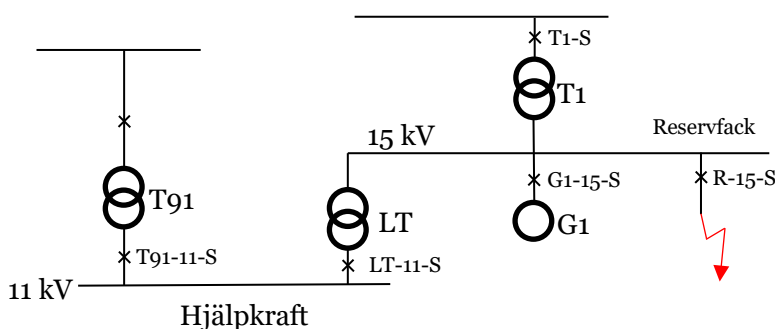
Utöver detta ska simulering baserat på uppdaterad simuleringsmodell utföras med en frånkopplingstid på 200 ms i enlighet med beskrivning i bilaga 5. Simuleringen ska visa att anläggningen klarar uppställda krav.

2.24.8 Applicering av fel på generator/hjälpkraftskena

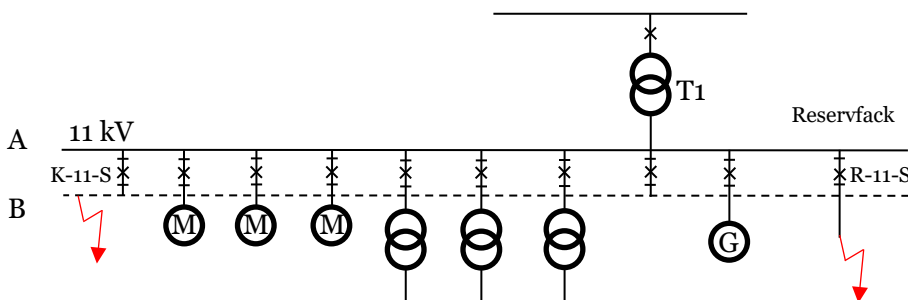
Ett antal kraftproduktionsmoduler, ex kraftvärmeverk och mottrycksturbiner i processindustrin, har sin hjälpkraft ansluten till samma spänningsnivå/skena som generatoren, se Figur 30. Vissa kraftproduktionsmoduler har även delar av anläggningen med duplex ställverk (både A och B skena som indikeras med streckad linje i Figur 30). På en del andra kraftproduktionsmoduler finns en generatorskena där det finns ett reservfack tillgängligt, se Figur 29.

För ovanstående exempel på kraftproduktionsmoduler kan det vara enklare att applicera ett fel på generatorskenan istället för i anslutningspunkten. På så sätt kommer påfrestningen på anslutande kraftnät att bli väsentligt mindre och förutsättningarna för att kunna utföra provet blir bättre. Provet kräver dock att brytaren till aktuellt reservfack har förmågan att bryta den felström som uppkommer.

Att applicera en stum trefasig kortslutning på generatorskenan kommer innebära att spänningen sjunker ned till 0 på generatorm. Dessutom kommer spänningen på hjälpkraftskenan också att bli 0. Sammantaget kan detta ge ett tuffare krav än om kortslutningen appliceras i anslutningspunkten. Det innebär i sin tur att utvärderingskriterierna kan behöva justeras något.



Figur 29 Exempel på anläggning med reservfack på generatorskenan där den trefasiga kortslutningen appliceras i reservfacket.



Figur 30 Exempel på kraftproduktionsmodul där generator är ansluten till samma skena som hjälpkraften och det ibland även kan finnas en extra skena (streckad).

Utförande av prov

Prov utförs då den aktiva effektutmatningen i anslutningspunkten är P_{\max} och kraftproduktionsmodulen är något övermagnetiserad vilket medför att den reaktiva effektutmatningen i anslutningspunkten är kring 0 Mvar. Om möjligt ska berörd systemansvarig justera spänningen i anslutande nät så att den hamnar på relativtalet 1. I samband med prov ska om möjligt helt intakt och fullt drifttagen nätstruktur råda både innan och efter fel i anslutningspunkten.

Prov utgår också ifrån att den struktur på uppbyggnad/anslutning av kraftproduktionsmodulen som finns beskriven i Figur 29 eller Figur 30 gäller. Om strukturen skiljer sig från den beskrivna kan olika anpassningar behöva göras.

Steg 1: Utför en omkoppling i ställverket som gör att skena B i Figur 30 kopplas bort och blir spänningslös, dvs. slå från kopplingsbrytare K-11-S.

Steg 2: Applicera en trefasig kortslutning på skena B (till vänster i Figur 30) eller i reservfacket vilket visas i både Figur 29 och Figur 30 (till höger).

Steg 3: Slå till brytare K-11-S eller R-11-S/R-20-S så att kortslutning fås i ställverket.

Efter att steg 3 utförts kommer reläskydden att detektera felet och brytare K-11-S eller R-11-S/R-20-S kommer att kopplas bort varvid felet bortkopplas. Tidsfördröjningen för reläskyddet för bortkoppling av brytare behöver justeras och avprovas så att önskad fränkopplingstid fås. Detta kommer också kräva att tidsfördröjningar på andra skydd i stationen måste justeras.

Resultat av prov

Prov ska anses godkända om:

- > Kraftproduktionsmodulen bibehåller nätanslutningen med fortsatt stabil funktion
- > Den aktiva effektproduktionen (medelvärde) från kraftproduktionsmodulen har återgått till P_{\max} inom 5 s efter att felet inträffade (egentligen gäller detta krav vid en felbortkopplingstid på 100 ms men om kravet klaras vid 200 ms behöver provet inte återupprepas med 100 ms felbortkopplingstid)
- > Spänningen i anslutningspunkten efter att felet bortkopplats överskrider den spännings-tidsprofil som anges i Figur 27 ovan (blå kurva).
- > De i hjälpkraftsystemet viktiga komponenterna förblir anslutna och driften av kraftproduktionsmodulen kan fortsätta
- > Uppmätta och simulerade parametrar överensstämmer med varandra.

Eftersom prov med kortslutning på generatorskenan är mer utmanande än prov då en kortslutning fås i anslutningspunkten kan ovanstående utvärderingskriterier behöva anpassas något efter de faktiska förhållanden som gäller vid provet.

3 Utformning av provprogram

3.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 4, kapitel 1, artikel 40.4

3.2 Bakgrund

Inför utförandet av överensstämmelseprovning behöver testproceduren specificeras och de parter som har rätt att närvara vid provningen ska informeras om tidpunkt och bjudas in att delta.

Instruktioner för utförande av överensstämmelseprov ges i den här bilagan, men en del specifikationer behöver göras inför provningen på varje enskild kraftproduktionsmodul. Detta inbegriper:

- > Vilka krav som är tillämpliga, dvs. vilka prov behöver utföras för att påvisa kravuppfyllnad för dessa krav.
- > Tidpunkt och program för provning.
- > Arbetspunkter vid vilka proven ska utföras.
- > Driftlägen vid prov.

3.3 Utformning av provprogram

Provprogrammet ska innehålla, men inte begränsas till följande uppgifter:

- > Datum och tidsschema för planerad provning.
- > Utförande av prov, förslagsvis enligt instruktioner givna i detta dokument.
- > Driftlägen vid provning.
- > Arbetspunkter vid vilka prov ska utföras.

Provprogrammet ska tillhandahållas inför tillfälligt driftsmeddelande och utformas i samråd med behörig systemansvarig och behörig systemansvarig för överföringssystemet.

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges transmissionsnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar transmissionsnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken

SVENSKA KRAFTNÄT
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00
Fax: 010-475 89 50
www.svk.se

