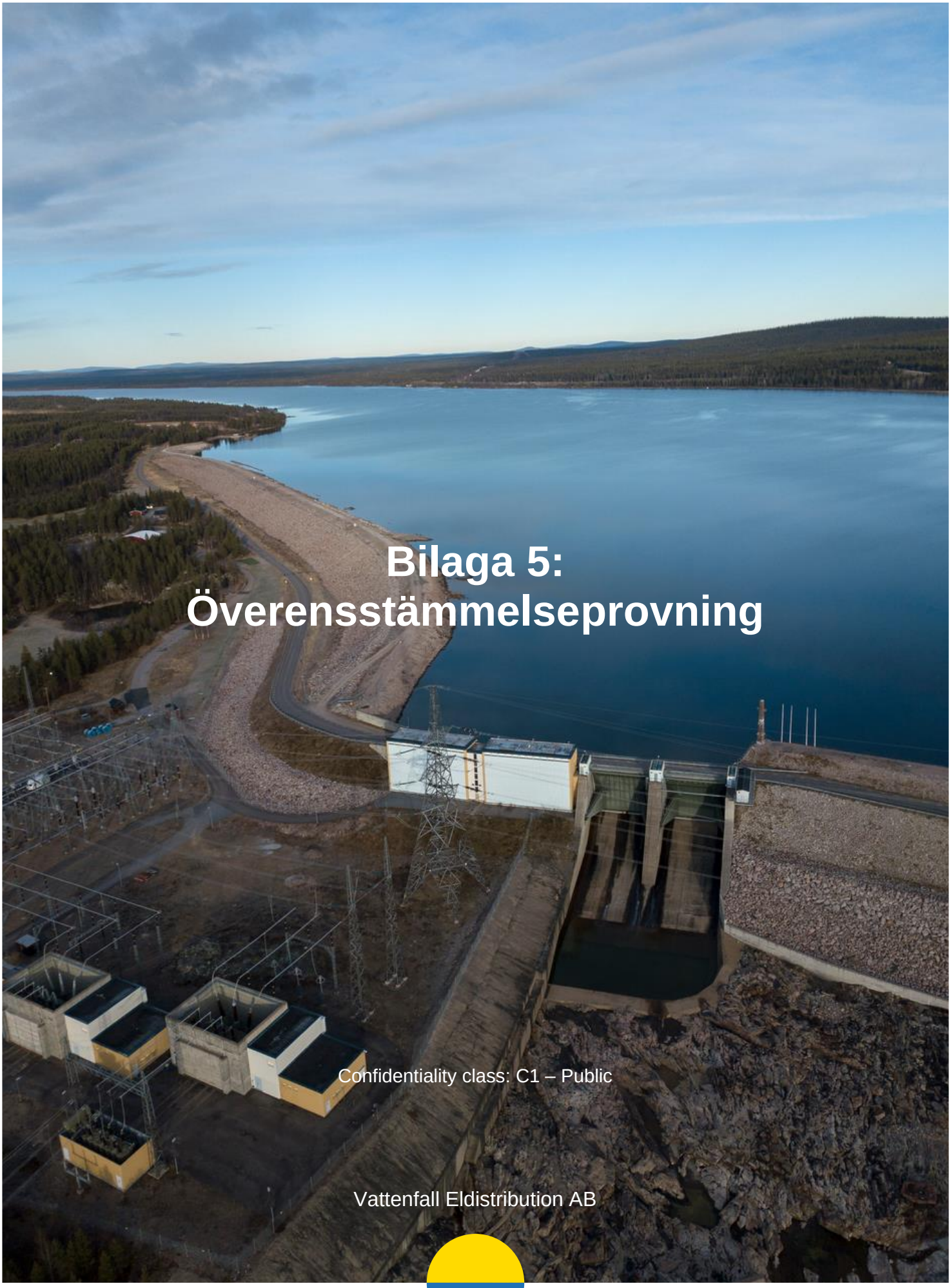


Bilaga 5: Överensstämmelseprovning

Confidentiality class: C1 – Public

Vattenfall Eldistribution AB

VATTENFALL

Definitioner

EU 2016/631 Requirements for Generators (RfG) innehåller ett stort antal definitioner. En del av dessa används i detta dokument och redovisas nedan:

Distributionssystemet:	”Det distributionsnät som Vattenfall Eldistribution AB förvaltar och driver. Vattenfalls distributionsnät består av lokalnät samt regionnät”
Kraftproduktionsmodul:	”Antingen en synkron kraftproduktionsmodul eller en kraftparksmodul.”
Synkron kraftproduktionsmodul:	”En odelbar uppsättning av apparater som kan generera elektrisk energi så att frekvensen av den genererade spänningen, generatorns varvtal och nätspänningens frekvens har ett konstant förhållande och därmed är synkroniserade.”
Kraftparksmodul:	” En eller flera elproduktionsenheter som antingen är asynkront anslutna till nätet eller anslutna via kraftelektronik, och som dessutom har en enda anslutningspunkt till ett överföringssystem, ett distributionssystem (inklusive slutet distributionssystem) eller ett system för högspänd likström.”
Kraftproduktionsanläggning:	”En anläggning som omvandlar primärenergi till elektrisk energi och som består av en eller flera kraftproduktionsmoduler som är anslutna till ett nät vid en eller flera anslutningspunkter.”
Ägare av kraftproduktionsanläggning:	”En fysisk eller juridisk person som äger en kraftproduktionsanläggning.”
Systemansvarig för överföringssystemet:	”En fysisk eller juridisk person som ansvarar för drift och underhåll och, vid behov, utbyggnad av överföringssystemet inom ett visst område och, i tillämpliga fall, dess sammanlänkningar till andra system och för att säkerställa att systemet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av el.”
Systemansvarig för distributionssystemet:	”En fysisk eller juridisk person som ansvarar för drift, säkerställande av underhåll av och, vid behov, utbyggnad av distributionssystemet inom ett visst område och, i tillämpliga fall, dess sammanlänkningar till andra system och för att säkerställa att systemet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på distribution av el.”
Berörd systemansvarig för överföringssystemet:	”Den systemansvarige för överföringssystemet i vars kontrollområde en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning, ett distributionssystem eller ett system för högspänd likström är anslutet eller kommer att anslutas till nätet, oavsett spänningsnivå. I denna guide är det Svenska kraftnät”
Berörd systemansvarig:	”Den systemansvarige för överförings- eller distributionssystem, till vars system en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning, ett distributionssystem eller ett system för högspänd likström är anslutet eller kommer att anslutas. I denna guide är det Vattenfall Eldistribution”
Försäkran om överensstämmelse:	”Ett dokument som en ägare av en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning eller ett system för högspänd likström eller en systemansvarig för distributionssystem tillhandahåller den

systemansvarige med uppgift om den aktuella överensstämmelsen med de relevanta specifikationerna och kraven.”

Driftsmeddelande om spänningssättning: ”(EON, Energisation Operational Notification):ett meddelande som utfärdas av den berörda systemansvarige till en ägare av en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning eller ett system för högspänd likström eller en systemansvarig för distributionssystem före spänningssättning av dennes interna nät.”

Tillfälligt driftsmeddelande: ”(ION, Interim Operational Notification):ett meddelande som utfärdas av den berörda systemansvarige till en ägare av en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning eller ett system för högspänd likström eller en systemansvarig för distributionssystem, och som tillåter drift av en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning, ett system för högspänd likström respektive ett distributionssystem genom användning av nätanslutningen under en begränsad tidsperiod och inledande av provning för att säkerställa överensstämmelse med de relevanta specifikationerna och kraven.”

Slutligt driftsmeddelande: ”FON, Final Operational Notification): Ett meddelande som utfärdas av den berörda systemansvarige till en ägare av en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning eller ett system för högspänd likström eller en systemansvarig för distributionssystem som uppfyller de relevanta specifikationerna och kraven, och som tillåter drift av en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning, ett system för högspänd likström respektive ett distributionssystem genom användning av nätanslutningen.”

Begränsat driftsmeddelande: ”(LON, Limited Operational Notification):ett meddelande som utfärdas av den berörda systemansvarige till en ägare av en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning eller ett system för högspänd likström eller en systemansvarig för distributionssystem som redan har status till följd av ett slutligt driftsmeddelande, men tillfälligt är föremål för antingen en betydande förändring eller en förlust av förmåga, vilket leder till bristande överensstämmelse med de relevanta specifikationerna och kraven.”

Anslutningspunkt: ”Det gränssnitt där kraftproduktionsanläggningen, förbrukningsanläggningen, distributionssystemet eller systemet för högspänd likström är anslutet till ett överföringssystem, ett havsbaserat nät, ett distributionssystem (inklusive slutet distributionssystem) eller ett system för högspänd likström, så som det fastställs i anslutningsavtalet.”

Utrustningscertifikat: ”Ett dokument som utfärdas av ett behörigt certifieringsorgan för utrustning som används i en kraftproduktionsmodul, i en förbrukningsenhet, i ett distributionssystem, i en förbrukningsanläggning eller i ett system för högspänd likström. Utrustningscertifikatet anger omfattningen av dess giltighet på nationell nivå eller annan nivå, där ett visst värde väljs inom det intervall som är tillåtet på europeisk nivå. I syfte att ersätta vissa delar av överensstämmelseförfarandet får utrustningscertifikatet omfatta modeller som har kontrollerats i jämförelse med faktiska provresultat.”

Behörigt certifieringsorgan: ”En enhet som utfärdar utrustningscertifikat och KPM-dokument och som är ackrediterad av det nationella organ som är medlem i den europeiska samarbetsorganisationen för ackreditering (EA), som inrättats i enlighet med Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 765/2008.”

Innehållsförteckning

1. INLEDNING 7

1.1. ANVÄNDNING AV DOKUMENTET 7

2. UTFÖRANDE AV ÖVERENSTÄMMELSEPROV 8

2.1. FREKVENSREGLERING 8
2.2. SPÄNNINGSREGLERING 9
2.3. MÄTSIGNALER VID PROV 9
2.4. KRAV PÅ TEST- OCH MÄTUTRUSTNING 11

3. ALLMÄNNA RÅD OCH ÖVERVÄGANDEN 13

4. AKTIV EFFEKT OCH FREKVENSREGLERING 14

4.1. TÅLIGHET MOT FREKVENS- OCH SPÄNNINGSVARIATIONER 14
4.2. FREKVENSÄNDRINGSHASTIGHET 15
4.3. MAXIMAL MINSKNING AV AKTIV UTEFFEKT VID SJUNKANDE FREKVENS 16
4.4. BEGRÄNSAT FREKVENSKÄNSLIGHETSLÄGE VID ÖVERFREKVENS: LFSM-O 17
4.5. BEGRÄNSAT FREKVENSKÄNSLIGHETSLÄGE VID UNDERFREKVENS: LFSM-U 20
4.6. FREKVENSKÄNSLIGHETSLÄGE: FSM 22
4.7. SNABB NEDREGLERING AV AKTIV EFFEKT 28
4.8. REGLERBARHET OCH REGLEROMRÅDE FÖR AKTIV EFFEKT 30
4.9. SNABBHET I REGLERING AV AKTIV EFFEKT 31
4.10. ÅTERSYNKRONISERING INOM 15 MINUTER 34
4.11. ÖVERGÅNG TILL HUSTURBINDRIFT 35

5. REAKTIV EFFEKT OCH SPÄNNINGSREGLERING 37

5.1. STEGFÖRÄNDRING AV SPÄNNINGSBÖRVÄRDET VID ANSLUTNING 37
5.2. TILLGÄNGLIG MAGNETISERINGSEFFEKT 39
5.3. STEGFÖRÄNDRING AV SPÄNNINGSBÖRVÄRDET I TOMGÅNG 39
5.4. KONTINUERLIG PRODUKTION OCH FÖRBRUKNING AV REAKTIV EFFEKT 41
5.5. PSS: MASKIN-STARKT NÄT PENDLINGAR (ENDAST TYP D) 42
5.6. PSS: PENDLINGSDÄMPNING VID OLIKA PERIODTIDER (ENDAST TYP D) 44

6. FELTÅLIGHET 47

6.1. HÄNVISNING TILL KRAV 47
6.2. SYFTE MED PROV 47
6.3. VAL AV PROV 47
6.4. FULLSKALIG PROV: FRÅNKOPPLINGSTID 200 MS 48
6.5. ALTERNATIVT PROV: FÖRKORTAD FRÅNKOPPLINGSTID 100 MS 49
6.6. ALTERNATIVT PROV: PROV PÅ HJÄLPKRAFTSUTRUSTNINGEN 49
6.7. ALTERNATIVT PROV: SNABBSTÄNGNING AV REGLERVENTIL / ”FAST VALVING” 51
6.8. ALTERNATIVT PROV: FEL PÅ GENERATOR- / HJÄLPKRAFTSKENA 52

7. BEGRÄNSARE OCH SKYDD 54

7.1. FÄLTSTRÖMBEGRÄNSARE 56
7.2. STATORSTRÖMBEGRÄNSARE 57
7.3. V/HZ BEGRÄNSARE 59
7.4. UNDERMAGNETISERINGSBEGRÄNSARE 60

8. UTFORMNING AV PROVPROGRAM 62

8.1. HÄNVISNING TILL KRAV 62

8.2. BAKGRUND 62
8.3. UTFORMNING AV PROVPROGRAM 62

1. Inledning

Den här bilagan är en del av Vattenfall Eldistributions guide som beskriver processen för anslutningsförfarandet i enlighet med (EU) 2016/631 Requirements for Generators (RfG) vid anslutning av synkrona kraftproduktionsmoduler till distributionssystemet.

I den här bilagan ges instruktioner kring den överensstämmelseprovning som ska genomföras av ägaren till kraftproduktionsmodulen för att uppvisa verklig överensstämmelse inför slutligt driftsmeddelande till den berörda systemansvarige, i denna instruktion Vattenfall Eldistribution.

Denna instruktion innehåller även kraven på utformning av provplan som ska tillhandahållas Vattenfall Eldistribution inför provdrift.

1.1. Användning av dokumentet

Instruktionen ska användas i sin helhet vid överenstämmelseprovning av synkrona kraftproduktionsmoduler av typ C & D vid nya anslutningar till distributionssystemet.

Vid modernisering av befintliga synkrona kraftproduktionsmoduler där RfG samt EIFS 2018:2 ska tillämpas, efter beslut från Energimarknadsinspektionen, ska denna instruktion användas i sin helhet eller i tillämpliga delar.

Ett antal överenstämmelseprov i denna instruktion är endast tillämpliga för typ D och utgår således för kraftproduktionsmoduler av typ C.

Vattenfall Eldistribution, som berörd systemansvarig för distributionssystemet, förbehåller sig rätten att i undantagsfall reducera kravbilden rörande överenstämmelseprovning för synkrona kraftproduktionsmoduler av typ C. En reduktion av antalet överenstämmelseprov som ska genomföras kan bli aktuellt i de fall det inte är motiverat att genomföra fullständig överenstämmelseprovning enligt denna instruktion.

2. Utförande av överenstämmelseprov

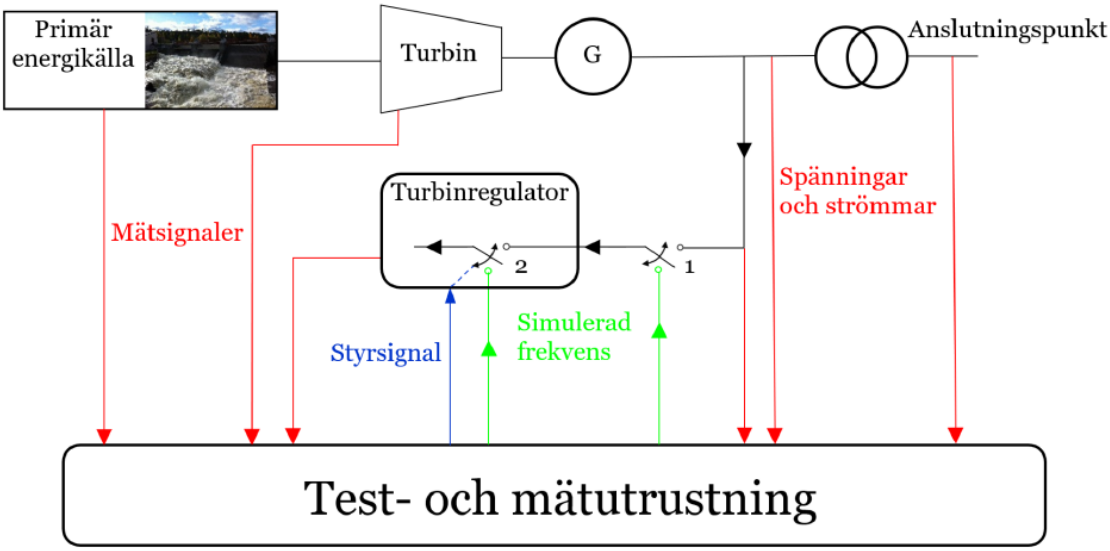
För att kunna verifiera att den synkrona kraftproduktionsmodulen uppfyller ställda krav ska olika överensstämmelseprov utföras. Prov kommer att utföras på frekvensreglering och spänningsreglering. I samband med flertalet prov av frekvensreglering används en speciell metodik som finns beskriven i avsnitt 2.1 medan motsvarande metodik för spänningsreglering finns beskriven i avsnitt 2.2.

2.1. Frekvensreglering

Provning av frekvensreglering ska i de flesta fall utföras när kraftproduktionsmodulen är fasad mot nätet. Det innebär att den verkliga frekvens som generatorn 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 spänningstransformatorn, oftast 110 eller 110/√3 V AC. Matning med en simulerad signal ska för detta fall således ske med en 110 eller 110/√3 V AC signal.

Om det finns starka skäl för att inte göra inkopplingen på ovanstående sätt kan, efter godkännande från Vattenfall Eldistribution, 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 måste den simulerade frekvenssignalen komma 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 måste switchen sitta direkt efter ingången i turbinregulatorn så att eventuella filter av signalen sker 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

Test och mätutrustning kan vara kombinerad som i figur 1 ovan, eller vara åtskilda i två separata enheter.

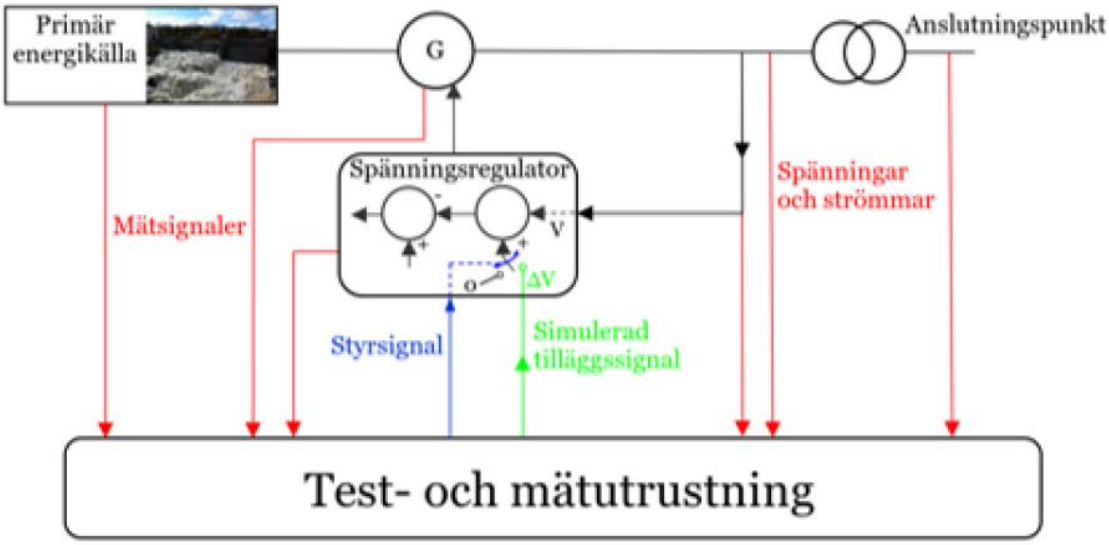
2.2. Spänningsreglering

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 samplingstid 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 Vattenfall Eldistribution, 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

Test och mätutrustning kan vara kombinerad som i figur 2 ovan, eller vara åtskilda i två separata enheter.

Notera att vissa prov av automatisk spänningsreglering ska utföras både då kraftproduktionsmodulen inte är fasad mot nätet samt då den är fasad mot nätet.

2.3. 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 generatorn.

Eftersom olika kraftproduktionsmoduler är uppbyggda på olika sätt kommer det att finnas olika mätsignaler för olika kraftproduktionsmoduler. Dessutom kommer olika mätsignaler att vara olika viktiga vid olika typer av prov. Generellt gäller att det är viktigt att mäta så många mätsignaler 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 inför provdrift bör samtliga mätsignaler som planeras mätas vid överensstämmelseprovningen specificeras i provprogrammet.

2.3.1. 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 (endast typ D)*

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

2.3.2. Typiska mätsignaler hos vattenkraftverk

- *Pådragsläge ledskenor eller utsignal på pådragsservo*
- *Löphjulsläge (gäller Kaplan)*
- *Övre vattennivå*
- *Nedre vattennivå*

2.3.3. Typiska mätsignaler hos termiska kraftverk

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

2.3.4. Typiska mätsignaler hos gasturbiner

- *Bränsleventil(er)*

- *Varvtal gasturbin*
- *Olika begränsare*
- *Lufttemperatur*

2.4. 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 spänningstransformatorer och strömtransformatorer har tillräckligt hög klass. Spänningstransformatorer och strömtransformatorer ska i anslutningspunkten ha klass 0.2 respektive 0.2S. Även sämre klass av mättransformatorer kan accepteras om ägaren av kraftproduktionsmodulen genomför kalibreringar av mätfelet i mättransformatorerna in i mätinsamlingssystemet och därmed kan visa på att den totala onoggrannheten inte blir större än vad som gäller för klass 0.2 och 0.2S. För spänningstransformator och strömtransformator som är direkt anslutna till kraftproduktionsmodulen kan, efter överenskommelse med Vattenfall Eldistribution, en sämre klass på mättransformatorerna accepteras.

Förutom själva mättransformatorerna måste även mätningen av signalerna kunna ske med tillräcklig god upplösning, noggrannhet samt sampling. I nedanstående avsnitt beskrivs kraven på respektive signal.

2.4.1. Upplösning

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

Spänning i anslutningspunkten och på generatorklämmorna: ≤ 0,015 % av märkspänningen på respektive spänningstransformator.

Genererad tilläggsignal för spänning (se figur 2) samt mätning av genererad tilläggssignal: ≤ 0,015 % av den spänning som motsvarar märkspänning på generatorn.

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

2.4.2. 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 tilläggssignal: ≤ 0,1 % av den spänning som motsvarar märkspänning på generatorn.

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 Vattenfall Eldistribution större toleranser accepteras.

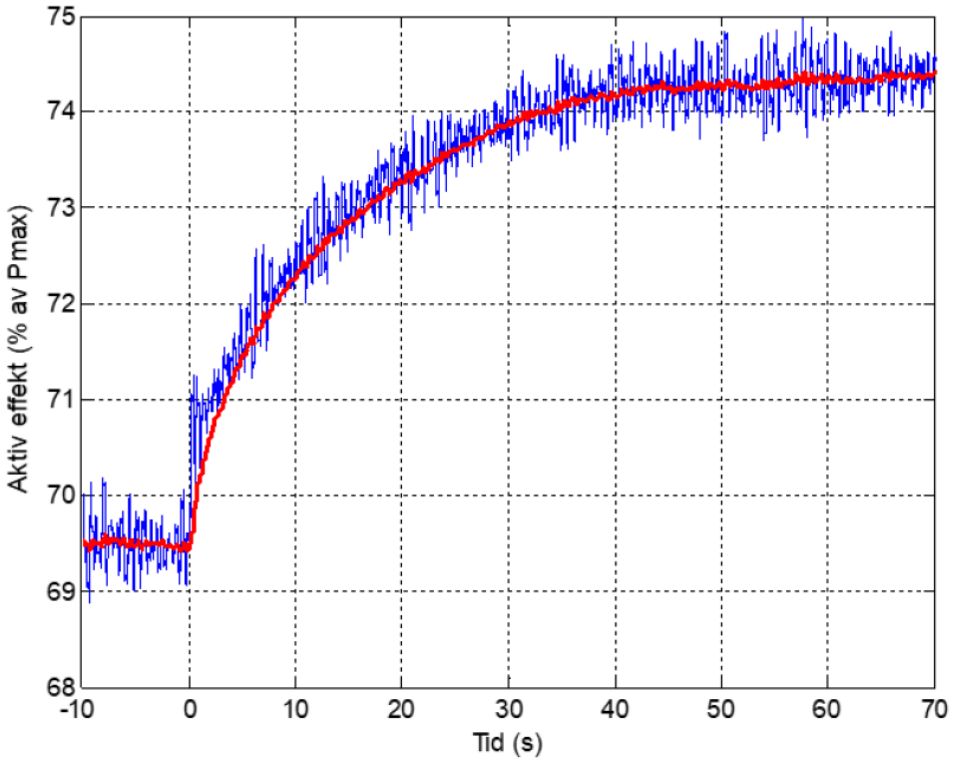
2.4.3. Sampling

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 5.5 och 5.6, får inte mätsignaler nedsamplas till lägre än 200 Hz.

2.4.4. 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. Aktiv effekt vid en stegformad förändring av frekvensen från 50,0 till 49,9 Hz vid tiden 0.

Den blåa kurvan i figur 3 visar ofiltrerat mätvärde och röd visar filtrerat mätvärde.

3. Allmänna råd och överväganden

Överensstämmelseprovningen av synkrona kraftproduktionsmoduler avser enskild kraftproduktionsmodul. I många kraftproduktionsanläggningar 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 överensstämmelseproven. Ett exempel på långa tidskonstanter fås i vattenkraftstationer med långa tillopps- och avloppstunnlar. Svängningstid (periodtid) på flera minuter för vattenvägspendlingar 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 överensstämmelseprovning 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 noga beskrivas och för vissa krav kan det finnas behov av kompletteringar med beräkningar och simuleringar för att visa på fullständig kravuppfyllnad.

4. Aktiv effekt och frekvensreglering

4.1. Tålighet mot frekvens- och spänningsvariationer

4.1.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 13.1a i (frekvens) och 16.2a i (spänning)*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 1§ (frekvens), Kapitel 3, 18§ (spänning)*

<u>För kraftproduktionsmoduler typ C gäller ett mindre spänningsintervall på 90 – 105% spänning i anslutningspunkten då RfG artikel 16.2a endast är tillämpligt på kraftproduktionsmoduler typ D.</u>

4.1.2. 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 storstörningar 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 frånkoppling av kraftproduktionsmoduler kan resultera i en kollaps av kraftsystemet.

Spänningen i kraftsystemet regleras ofta relativt väl och på 130 kV hålls spänningen typiskt inom ett reglerområde på 5-10 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.

4.1.3. Syfte med prov

Provet syftar till att säkerställa att kraftproduktionsmodulen kan fortsätta att fungera utan att kopplas bort från nätet vid frekvenser på 47,5 – 51,5 Hz och spänningar i anslutningspunkten på 90 – 105% (typ C) samt 90 – 110% (typ D) som avviker från nominella värden under specificerade tidsintervall.

4.1.4. 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 generatorn (relativtal). Den högsta, U_{Gmax}, och den lägsta spänning, U_{Gmin}, som generatorn kan utsättas för kontinuerligt eller kortvarigt har tidigare redovisats av ägaren av kraftproduktionsmodulen, se tålighet mot spänningsvariationer i bilaga 2 - anläggningsdata.

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen befinner sig i husturbindrift, d.v.s. 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.

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 timme
Frekvens 51,0 Hz och generatorspänning U_{Gmin}	Drift vid denna frekvens och spänning pågår under 1 timme
Frekvens 51,5 Hz och generatorspänning U_{Gmin}	Drift vid denna frekvens och spänning pågår under 30 minuter

Tabell 1. Frekvenser och spänningar under specificerade tider

4.1.5. 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 Vattenfall Eldistribution, kortare tidsperioder accepteras eller så ska alternativa prov utföras. Alternativa prov ska överenskommas mellan ägaren av kraftproduktionsmodulen och Vattenfall Eldistribution.

4.2. Frekvensändringshastighet

4.2.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 13.1b*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 2§*

4.2.2. 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 ±0,1-0,2 Hz/s. I situationer med låg rotationsenergi kan den i extremfall bli upp till ±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 totalkollaps.

4.2.3. Syfte med prov

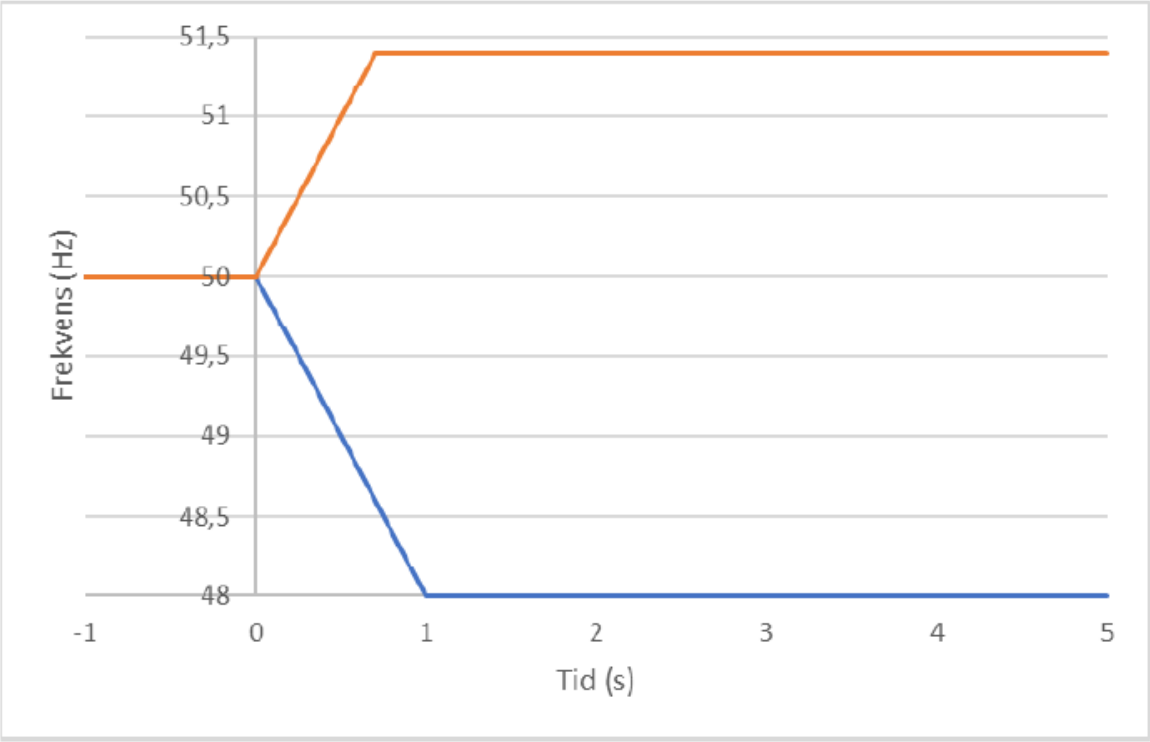
Provet syftar till att säkerställa att kraftproduktionsmodulen kan fortsätta att fungera utan att kopplas bort från nätet vid kraftiga frekvensförändringar i nätet.

4.2.4. 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 reläprovningsutrustning eller via testutrustningen beskriven i avsnitt 2.1.

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 2.1. Under provet kan valfri driftmod i turbinregulatorn användas.



Figur 4. Påförd simulerad frekvenssignal vid test av frekvensändringshastighet

4.2.5. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- *Proven på reläskydden inte resulterar i aktivering av skyddsfunktionen*
- *Proven på turbinregulatorn resulterar i att kraftproduktionsmodulen förblir ansluten till nätet*
- *Provet med positiv frekvensderivata på turbinregulatorn resulterar i att funktionen LFSM-O aktiveras i enlighet med avsnitt 4.4*
- *Provet med negativ frekvensderivata på turbinregulatorn resulterar i att funktionen LFSM-U aktiveras i enlighet med avsnitt 4.5*

4.3. Maximal minskning av aktiv uteffekt vid sjunkande frekvens

4.3.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 13.4 och 13.5*

- *EIFS 2018:2:* *Kapitel 3, 7§*

4.3.2. Bakgrund till krav

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 vid frekvenser inom 49,5-50,5 Hz kunna upprätthålla konstant effekt vid sitt målvärde för aktiv effekt. Praktiskt innebär detta att kraftproduktionsmodulen ska ha en driftmod för aktiv effektreglering som ska justera den eventuella påverkan som frekvensen kan ha på den aktiva effektproduktionen.

4.3.3. Utförande av prov

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

4.3.4. Resultat av prov

Provet ska anses godkänt om den aktiva effekten utifrån kraftproduktionsmodulen hålls stationärt konstant oavsett frekvensen i nätet (en stationär variation med ±0,1 % av den maximala aktiva effekten, P_{max}, accepteras)

4.4. Begränsat frekvenskänslighetsläge vid överfrekvens: LFSM-O

4.4.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG:* *Avdelning II, kapitel 1, artikel 13.2*
- *EIFS 2018:2:* *Kapitel 3, 3-5§*

4.4.2. Bakgrund till krav

Frekvensen i kraftsystemet hålls normalt inom 49,9-50,1 Hz men kan vid bortfall av exempelvis en HVDC länk som exporterar hög 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. Då frekvensen överstiger 50,5 Hz har således något allvarligt inträffat i kraftsystemet och det är viktigt att alla produktionskällor bidrar med minskad effektproduktion och att detta sker snabbt för att rädda kraftsystemet. Nedregleringen av aktiv effekt ska då vara minst lika snabb som föreskrivs för FSM.

Många kraftproduktionsmoduler deltar i marknaden för stödtjänster, exempelvis FCR-D. För dessa stödtjänster kan andra krav gälla som innebär att då stödtjänster säljs får inte driftmod ändras i turbinregulatorn från FCR-D till LFSM-O. Exakta krav finns beskrivet i de tekniska kraven för FCR-N och FCR-D.

4.4.3. Syfte med prov

Kraftproduktionsmodulens tekniska förmåga att kontinuerligt och snabbt reglera ned aktiv effekt för att bidra till frekvensregleringen 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.

4.4.4. Utförande av prov

Provet 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 2.1. De olika frekvenssteg som påförs turbinregulatorn visas i tabell 2 och figur 5.

Steg 1:	50,00 => 50,49 Hz
Steg 2:	50,49 => 50,60 Hz
Steg 3:	50,60 => 50,90 Hz
Steg 4:	50,90 => 51,30 Hz
Steg 5:	51,30 => 50,49 Hz
Steg 6:	50,49 => 50,00 Hz

Tabell 2. Frekvenssteg som påförs turbinregulatorn vid prov av LFSM-O

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

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

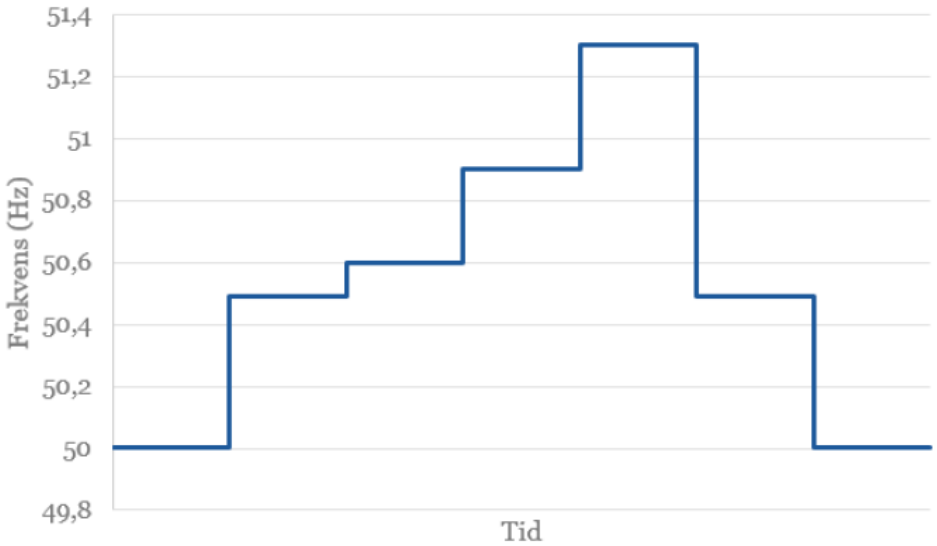
1. P_{max}
2. $P_{min} + 0{,}15*P_{max}$

Där P_{max} är den maximala kontinuerliga effekten och P_{min} är lägsta nivå med reglerförmåga.

Efter att Steg 4 applicerats på den lägsta effektnivån justeras effektbörvärdet upp enligt:

$$P_{min} + 0{,}15*P_{max} \Rightarrow P_{min} + 0{,}25*P_{max}$$

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



Figur 5. Påförd simulerad frekvens vid test av LFSM-O

4.4.5. Analys av prov

Utifrån utförda frekvensstegsprov tas stationär aktiv effektökning, ΔP, vid varje frekvenssteg, Δf, fram. Därefter beräknas statiken, s_2, fram för frekvenssteg 2-5 enligt:

$$s_2[\%] = 100 \cdot \frac{|\Delta f|}{50} \cdot \frac{P_{ref}}{|\Delta P|}$$

där P_{ref} betecknar referensvärdet för aktiv effekt vilket ofta är samma som den maximala kontinuerliga effekten, P_{max}. För exempelvis vattenkraft kan dock P_{ref} vara lägre än P_{max} på grund av att den aktiva effektproduktionen påverkas av fallhöjden som varierar en del under året.

För de steg, dvs steg 2 och steg 5, som ligger delvis innanför frekvensdödbandet 0,5 Hz korrigeras Δf så att det bara är steget utanför frekvensdödbandet som används vid beräkningen. För steg 2 blir då Δf 0,10 Hz och för steg 5 blir Δf 0,80 Hz.

För turbinregulatorer som använder exempelvis pådragsåterkoppling istället för aktiv effektåterkoppling beräknas statiken och snabbheten i regleringen utifrån pådraget istället för aktiv effekt. I utvärderingen av resultatet tas hänsyn till återkopplingen.

4.4.6. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- *Frekvenssteg 1 inte resulterar i någon förändring av den aktiva effektproduktionen*
- *Frekvenssteg 2 resulterar i en minskning av den aktiva effekten med 2,5 % av P_{max} (en tolerans på ±0,5 % av P_{max} accepteras, dvs. den aktiva effektminskningen skall vara inom intervallet 2,0–3,0 % av P_{max}). Vid pådragsåterkoppling ska motsvarande minskning i pådraget påvisas*
- *Statiken, s_2, vid utförda frekvensstegprov 2-5 motsvarar 8 % (en tolerans på ±0,5 % accepteras, dvs. statiken skall vara inom intervallet 7,5–8,5 %). Statiken beräknas på aktiv effekt vid effektåterkoppling och på pådraget vid pådragsåterkoppling*
- *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 ±0,5 % accepteras, dvs. minskningen skall vara inom intervallet 9,5–10,5 % av P_{max} efter 30 s). Vid pådragsåterkoppling ska motsvarande snabbhet i pådraget påvisas*
- *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*
- *Frekvenssteg 5 resulterar i att den aktiva effektproduktionen stationärt återgår till samma nivå som den var innan provet på LFSM-O startade, dvs. inverkan från LFSM-O ska försvinna.*
- *Påläggning av frekvenssteg inte resulterar i 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 uppfyllnad av ovanstående krav*

4.5. Begränsat frekvenskänslighetsläge vid underfrekvens: LFSM-U

4.5.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 15.2c*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 20-21§*

4.5.2. Bakgrund till krav

Frekvensen i kraftsystemet hålls normalt inom 49,9-50,1 Hz men kan, exempelvis vid bortfall av en stor produktionskälla eller HVDC länk som importerar hög 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. Då 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 av aktiv effekt bör då vara minst lika snabb som föreskrivs för FSM.

Många kraftproduktionsmoduler deltar i marknaden för stödtjänster, exempelvis FCR-D. För dessa stödtjänster kan andra krav gälla som innebär att då stödtjänster säljs får inte driftmod ändras i turbinregulatorn från FCR-D till LFSM-U. Exakta krav finns beskrivet i de tekniska kraven för FCR-N och FCR-D.

4.5.3. Syfte med prov

Kraftproduktionsmodulens tekniska förmåga att kontinuerligt och snabbt reglera aktiv effekt för att bidra till frekvensregleringen 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.

4.5.4. Utförande av prov

Provet genomförs 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 2.1. De olika frekvenssteg som påförs turbinregulatorn visas i tabell 3 och figur 6.

Steg 1:	50,00 => 49,51 Hz
Steg 2:	49,51 => 49,40 Hz
Steg 3:	49,40 => 49,10 Hz
Steg 4:	49,10 => 48,70 Hz
Steg 5:	48,70 => 49,51 Hz
Steg 6:	49,51 => 50,00 Hz

Tabell 3. Frekvenssteg som påförs turbinregulatorn vid test av LFSM-U

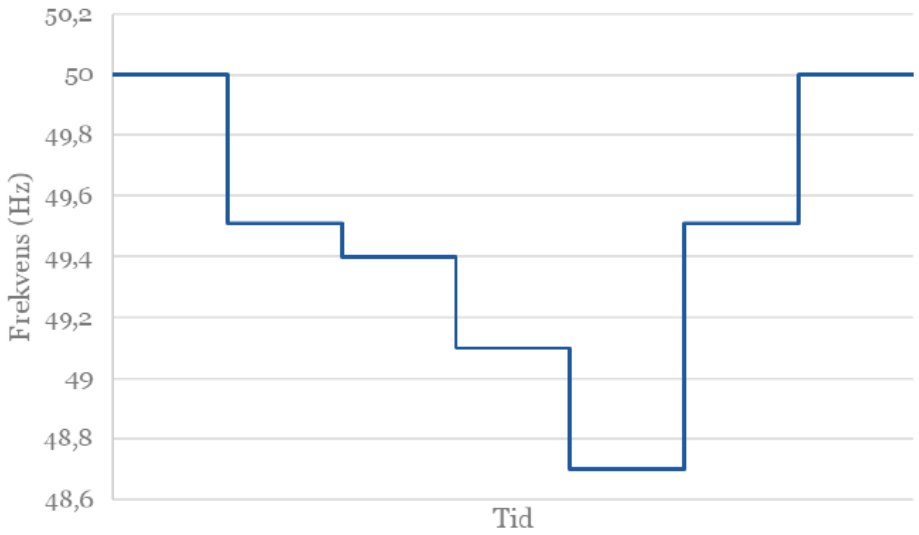
Innan varje nytt frekvenssteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts. Stationärtillstånd anses ha uppnåtts då >99,9 % av den stationära effektförändringen i varje steg uppnåtts.

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

1. *80% av P_{max}*
2. *P_{min}*

Där P_{max} är den maximala kontinuerliga effekten och P_{min} är lägsta nivå med reglerförmåga.

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



Figur 6. Påförd simulerad frekvenssignal vid test av LFSM-U

4.5.5. Analys av prov

Utifrån utförda prov av frekvenssteg tas stationär aktiv effektökning, ΔP, vid varje frekvenssteg, Δf, fram. Därefter beräknas statiken, s_2, fram för frekvenssteg 2-5 enligt:

$$s_2[\%] = 100 \cdot \frac{|\Delta f|}{50} \cdot \frac{P_{ref}}{|\Delta P|}$$

där P_{ref} betecknar referensvärdet för aktiv effekt vilket ofta är samma som den maximala kontinuerliga effekten, P_{max}. För exempelvis vattenkraft kan dock P_{ref} vara lägre än P_{max} på grund av att den aktiva effektproduktionen påverkas av fallhöjden.

För de steg, dvs steg 2 och steg 5, som ligger delvis innanför frekvensdödbandet 0,5 Hz korrigeras Δf så att det bara är steget utanför frekvensdödbandet som används vid beräkningen. För steg 2 blir då Δf 0,10 Hz och för steg 5 blir Δf 0,80 Hz.

För turbinregulatorer som använder exempelvis pådragsåterkoppling istället för aktiv effektåterkoppling beräknas statiken och snabbheten i regleringen utifrån pådraget istället för aktiv effekt. I utvärderingen av resultatet tas hänsyn till återkopplingen.

4.5.6. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- *Frekvenssteg 1 inte resulterar i någon förändring av den aktiva effektproduktionen*

- *Frekvenssteg 2 resulterar i en ökning av den aktiva effekten med 2,5 % av P_{max} (en tolerans på ±0,5 % av Pmax accepteras, dvs. den aktiva effektökningen skall vara inom intervallet 2,0–3,0 % av P_{max}). Vid pådragsåterkoppling ska motsvarande minskning i pådraget påvisas*

- *Statiken, s_2, vid utförda frekvensstegsprov 2-5 motsvarar 8 % (en tolerans på ±0,5 % accepteras, dvs. statiken skall vara inom intervallet 7,5–8,5 %). Statiken beräknas på aktiv effekt vid effektåterkoppling och på pådraget vid pådragsåterkoppling*

- *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 aktiveras, 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 ±0,5 % accepteras, dvs. ökningen skall vara inom intervallet 9,5–10,5 % av P_{max} efter 30 s)*

- *Frekvenssteg 5 resulterar i att den aktiva effektproduktionen stationärt återgår till samma nivå som den var innan provet på LFSM-O startade, dvs. inverkan från LFSM-U ska försvinna*

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

- *Prov från en annan driftmod, exempelvis mottrycksreglering, resulterar i övergång till driftmod frekvensreglering samt uppfyllande av ovanstående krav*

4.6. Frekvenskänslighetsläge: FSM

4.6.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 15.2d*

- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 23-29§*

4.6.2. 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 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.

4.6.3. 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 (pilot med de nya kraven startar 2021/2022), 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 mycket mer provning än de aktuella kraven på FCR-D som gäller 2021 samt de krav på provning som gäller för FSM i detta dokument.

4.6.4. Utförande av prov

Provet 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 2.1. Provet delas upp i olika delar för att testa av olika krav.

Många turbinregulatorer använder exempelvis pådragsåterkoppling istället för aktiv effektåterkoppling. För dessa regulatorer beräknas statiken och snabbheten i regleringen utifrån pådraget istället för aktiv effekt. I utvärderingen av resultatet tas hänsyn till återkopplingen.

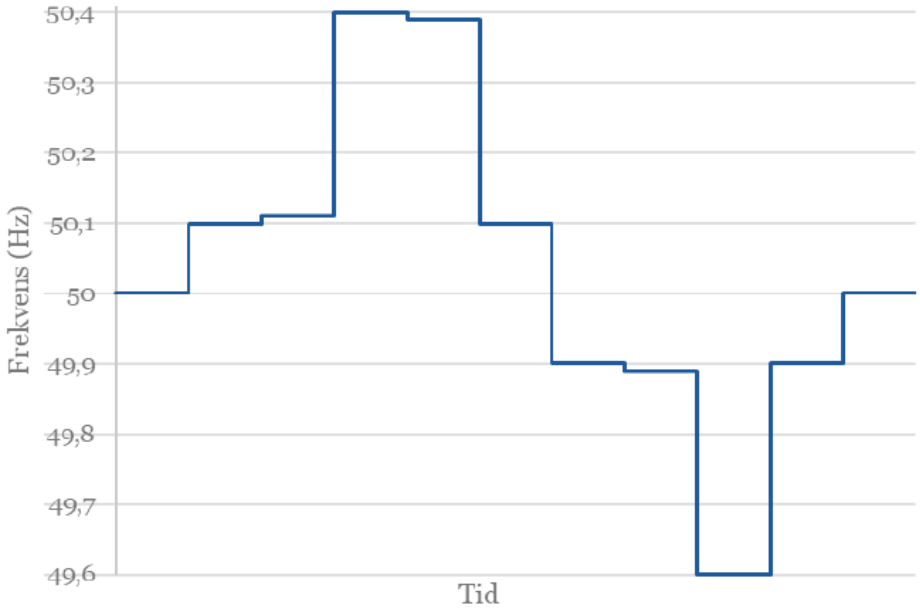
4.6.5. Dödband och okänslighet för frekvenssvar

Syftet med delprovet är att säkerställa att dödbandet kan regleras och anta värdena ± 0,1 Hz och ± 0,2 Hz 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 frekvenssteg som påförs regulatorn visas i tabell 4 och figur 7.

Steg 1:	50,00 => 50,10 Hz
Steg 2:	50,10 => 50,11 Hz
Steg 3:	50,11 => 50,40 Hz
Steg 4:	50,40 => 50,39 Hz
Steg 5:	50,39 => 50,10 Hz
Steg 6:	50,10 => 49,90 Hz
Steg 7:	49,90 => 49,89 Hz
Steg 8:	49,89 => 49,60 Hz
Steg 9:	49,60 => 49,90 Hz
Steg 10:	49,90 => 50,00 Hz

Tabell 4. Frekvenssteg som påförs regulatorn vid test av FSM och frekvensdödband 0,1 Hz



Figur 7. Påförd simulerad frekvenssignal vid test av FSM och frekvensdödband 0,1 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.

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

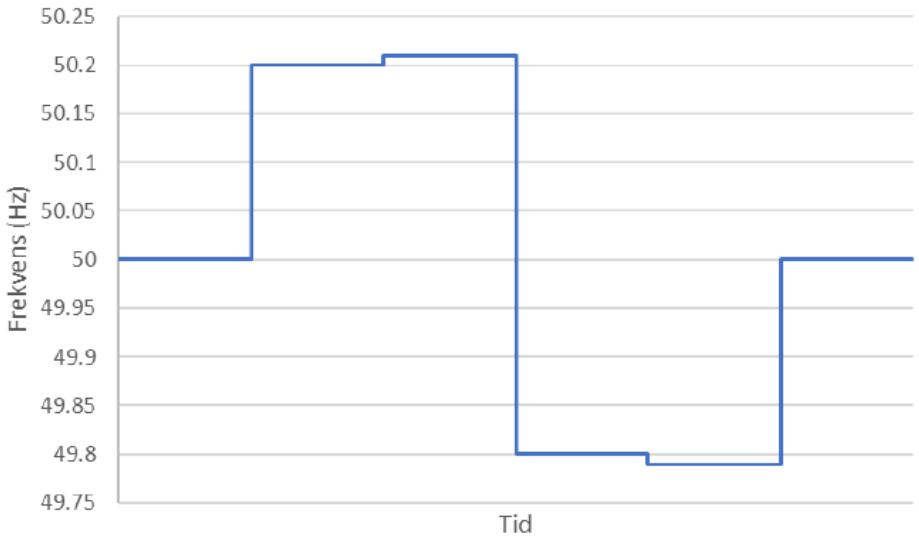
1. *95% av P_{max}*
2. *$0,5*(P_{max} + P_{min})$*

Där P_{max} är den maximala kontinuerliga effekten och P_{min} är lägsta nivå med reglerförmåga.

Frekvensdödbandet ställs in på ± 0,20 Hz och därefter påförs följande frekvenssteg på regulatorn enligt tabell 5 och figur 8 vid effektnivån 95 % av P_{max}.

Steg 11:	50,00 => 50,20 Hz
Steg12:	50,20 => 50,21 Hz
Steg 13:	50,21 => 50,00 Hz
Steg 14:	50,00 => 49,80 Hz
Steg 15:	49,80 => 49,79 Hz
Steg 16:	49,79 => 50,00 Hz

Tabell 5. Frekvenssteg som påförs regulatorn vid test av FSM och frekvensdödband 0,2 Hz



Figur 8. Påförd simulerad frekvenssignal vid test av FSM och frekvensdödband 0,2 Hz

4.6.6. Resultat av prov rörande dödband och okänslighet för frekvenssvar

Provet ska anses godkänt om:

- *Steg 1, 6, 10, 11 och 14 inte resulterar i några förändringar i aktiv effektproduktion, dvs. inom frekvensdödbandet*
- *Steg 2, 7, 12, och 15 resulterar i uppmätbara förändringar av aktiv effektproduktion, dvs. utanför frekvensdödbandet*
- *Steg 4 resulterar i uppmätbar förändring i aktiv effektproduktion, dvs. okänsligheten för frekvenssvar <10 mHz*

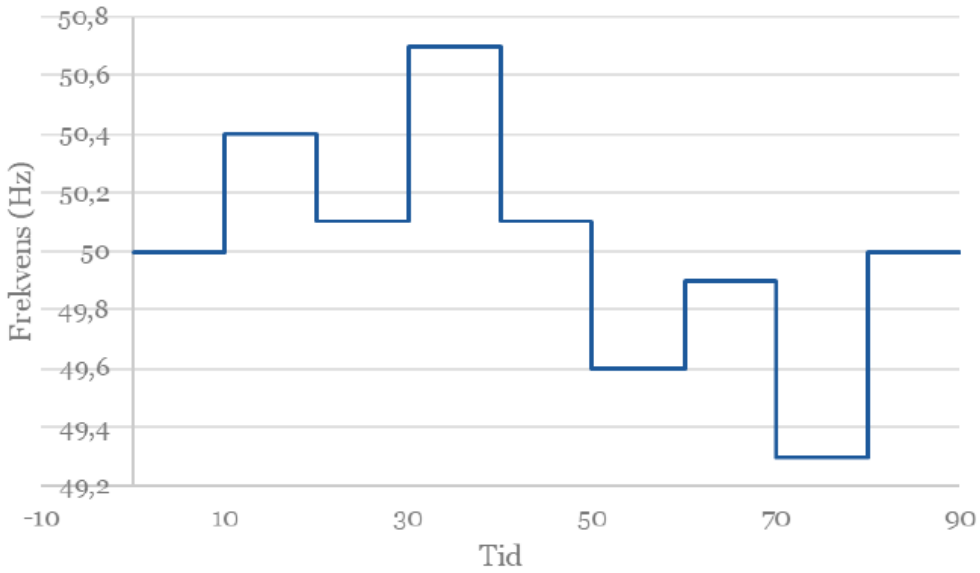
4.6.7. Snabbhet i reglering samt statik

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

Provet utförs vid en statikinställning på 12 % och ett frekvensdödband på ± 0,1 Hz. De olika frekvenssteg som påförs regulatorn visas i tabell 6 och figur 9.

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

Tabell 6. Frekvenssteg som påförs regulatorn vid test av snabbheten och statik (12%) vid FSM



Figur 9. Påförd simulerad frekvenssignal vid test av snabbheten och statik (12%) vid FSM

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:

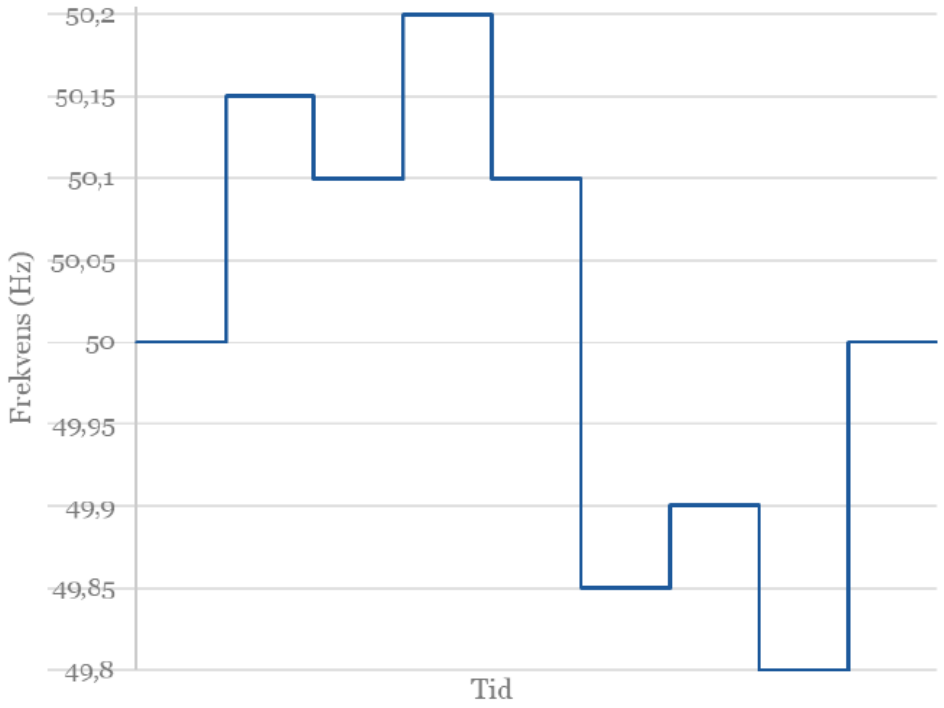
1. *90% av P_{max}*
2. *$0,5*(P_{max} + P_{min})$*

Där P_{max} är den maximala kontinuerliga effekten och P_{min} är lägsta nivå med reglerförmåga.

För högsta effektnivån, dvs. 90 % av P_{max}, utförs även prov då statiken ändras från 12 % till 2 %. För att erhålla samma storlek på de aktiva effektförändringarna utförs provet med mindre frekvenssteg enligt tabell 7 och figur 10.

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

Tabell 7. Frekvenssteg som påförs regulatorn vid test av snabbhet och statik (2%) vid FSM



Figur 10. Påförd simulerad frekvenssignal vid test av snabbheten och statik (2%) vid FSM

4.6.8. Analys av prov rörande snabbhet i reglering samt statik

Utifrån utförda frekvensstegsprov tas stationär aktiv effektförändring, ΔP, vid frekvenssteg, Δf, fram. Därefter beräknas statiken, s_2, fram för respektive frekvenssteg enligt:

$$s_2[\%] = 100 \cdot \frac{|\Delta f|}{50} \cdot \frac{P_{ref}}{|\Delta P|}$$

där P_{ref} betecknar referensvärdet för aktiv effekt vilket ofta är samma som den maximala kontinuerliga effekten, P_{max}. För exempelvis vattenkraft kan dock P_{ref} vara lägre än P_{max} på grund av att den aktiva effektproduktionen påverkas av fallhöjden.

Vid beräkning av statiken måste ibland frekvenssteg Δf justeras i formeln ovan och hänsyn tas till frekvensdödbandet, dvs för exempelvis frekvenssteg 1 som är från 50,00 till 50,40 Hz är Δf vid beräkning av statik 0,30 Hz och inte 0,40 Hz.

För turbinregulatorer som använder exempelvis pådragsåterkoppling istället för aktiv effektåterkoppling beräknas statiken och snabbheten i regleringen utifrån pådraget istället för aktiv effekt. I utvärderingen av resultatet tas hänsyn till återkopplingen.

De flesta andra resultat från provet avläses direkt ur provet.

4.6.9. Resultat av prov rörande 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 11. Motsvarande krav kan appliceras på pådraget vid pådragsåterkoppling*

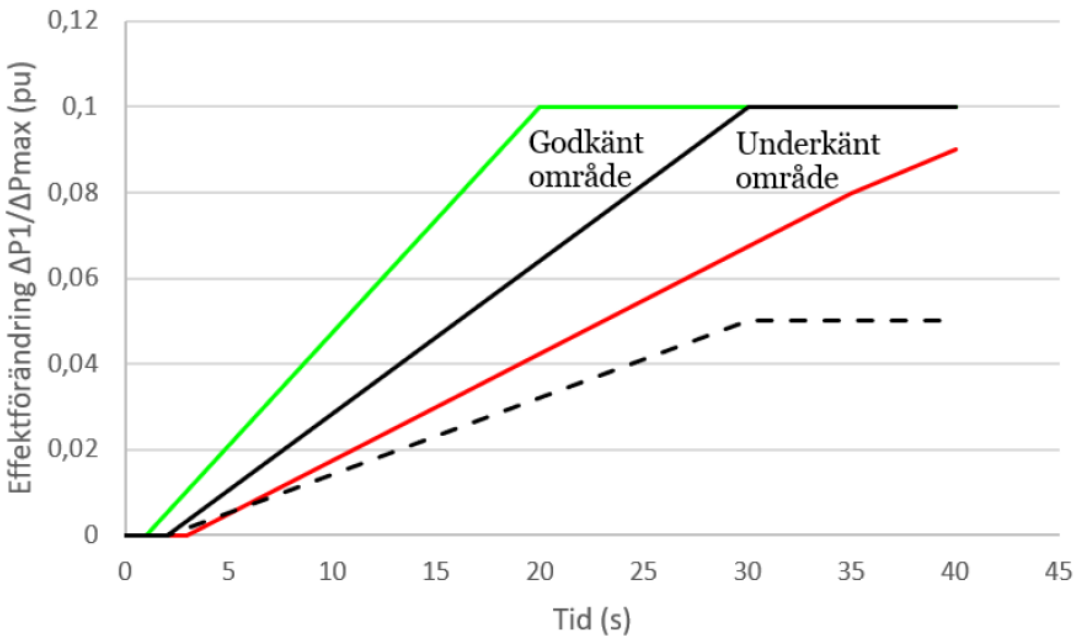
- *Påbörjad förändring i aktiv effekt erhålls inom 2 s efter att respektive frekvenssteg applicerats*

- *Snabbheten i regleringen innebär att den aktiva effekten vid frekvenssteg 3, 4, 7, 8, 11, 12, 15 och 16 (gäller ej för högsta belastningsnivån) kan förändras med 10 % av P_{max} på 30 s (en tolerans på ±0,5 % accepteras, dvs. förändringen skall vara inom intervallet 9,5–10,5 % av P_{max} efter 30 s). Motsvarande krav kan appliceras på pådraget vid pådragsåterkoppling*

- *Aktiverad aktiv effektförändring som fås vid steg 3 och 7 har en uthållighet på mer än 15 minuter*

- *Statiken, s_2, vid utförda frekvensstegsprov motsvarar 12 % respektive 2 % (en tolerans på ±0,5 % accepteras, dvs. statiken skall vara inom intervallet 11,5-12,5 % respektive 1,5–2,5 %)*

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



Figur 11. Krav på effektrespons vid en stegförändring av frekvensen

I figur 11 ovan visar heldragen svart linje gränsen för kravuppfyllnad vid en stegförändring av frekvensen med -0,6 Hz vid en statik på 12 %, som ska ge en effektrespons på +10% av P_{max}. Ett exempel på godkänt prov är gröna linjen samt ett exempel på underkänt prov är röda linjen. Den svartstreckade linjen visar motsvarande krav som ska ge en effektrespons på +5% av P_{max}.

4.7. Snabb nedreglering av aktiv effekt

4.7.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 15.2*

- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 19§*

4.7.2. Bakgrund och syfte med prov

Det bakomliggande motivet till att Vattenfall Eldistribution 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 drifttillståndet ändrats ifrån normalt drifttillstånd till skärpt drift, nöddrift 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 Vattenfall Eldistribution till kraftproduktionsmodulen ska resultera i att den aktiva effektproduktionen justeras ned inom den tid och omfattning som föreskrivs.

4.7.3. Utförande av prov

Provet utförs när kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering och vid maximal kontinuerlig aktiv effekt, P_{max}. Vattenfall Eldistribution skickar en instruktion 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 Vattenfall Eldistribution 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.

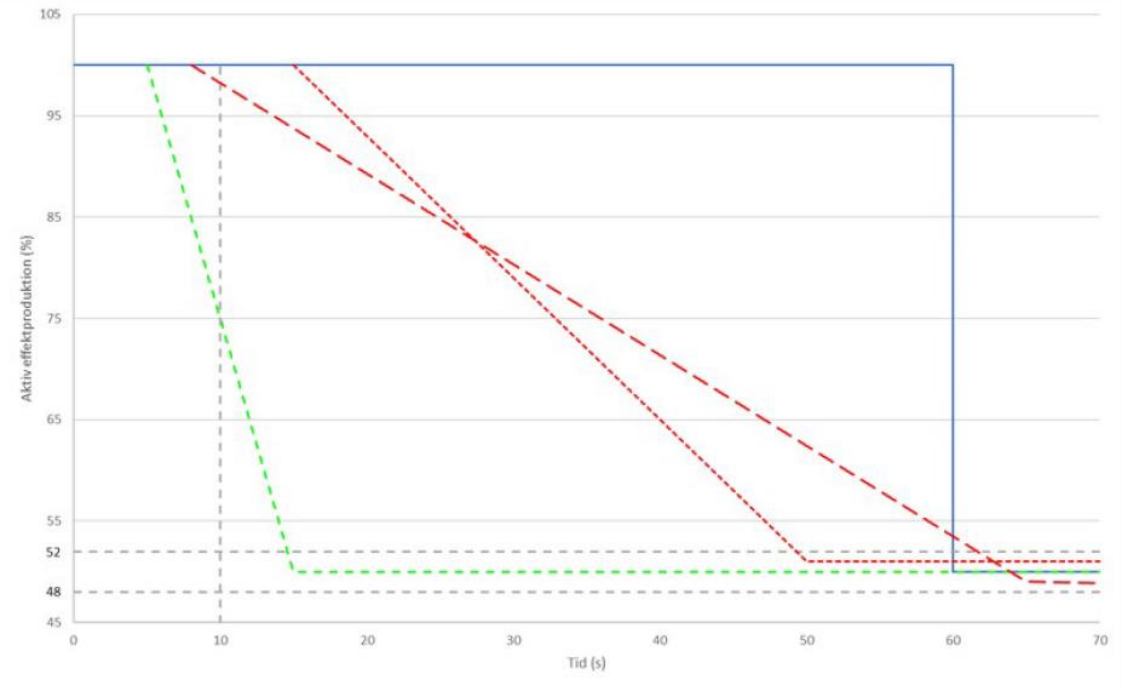
4.7.4. Resultat av prov

Provet anses godkänt om:

- *Nedregleringen av aktiv effekt påbörjas inom 10 s efter att instruktion skickats, se gråstreckad lodrät linje i figur 12. 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 aktiv effektproduktion ned till 50 % av maximal aktiv effektproduktion inom 60 s, se heldragen blå kurva i figur 12.*

- *Ny stationär aktiv effektnivå avviker <2 % av P_{max} ifrån inställd aktiv effektnivå, dvs. mellan 48-52 % av maximal aktiv effektproduktion, se gråstreckad vågräta linjer i figur 12.*



Figur 12. Krav på respons vid prov

I figur 12 visas ett exempel på godkänt resultat i form av den grönstreckade kurvan samt ett icke godkänt resultat i form av de rödstreckade kurvorna.

4.8. Reglerbarhet och reglerområde för aktiv effekt

4.8.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 15.6e*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 31§*

4.8.2. Bakgrund och syfte med prov

Det bakomliggande motivet till att Vattenfall Eldistribution 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 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 4.7 inkluderar inte detta prov test av signal från ett eventuellt överliggande system då detta redan är provat.

4.8.3. Utförande av prov

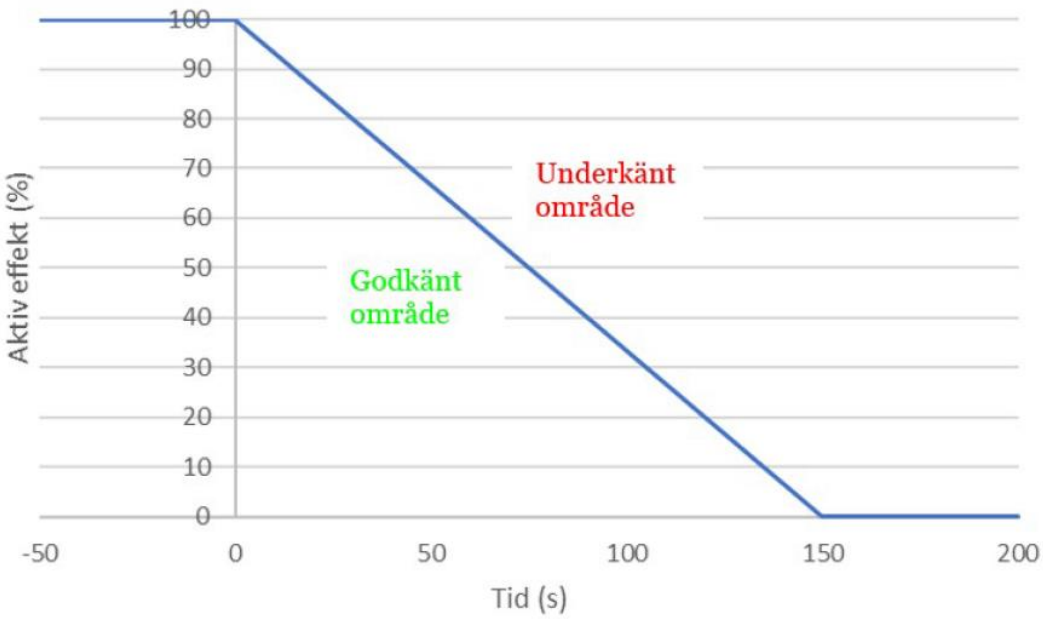
Provet utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering och vid den högsta aktiva produktionsnivån som anges i effektområdet för respektive anläggningstyp. Effektbörvärdet för den aktiva effektproduktionen justeras ned från den högsta produktionen ned till den lägsta produktionen 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 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 %.

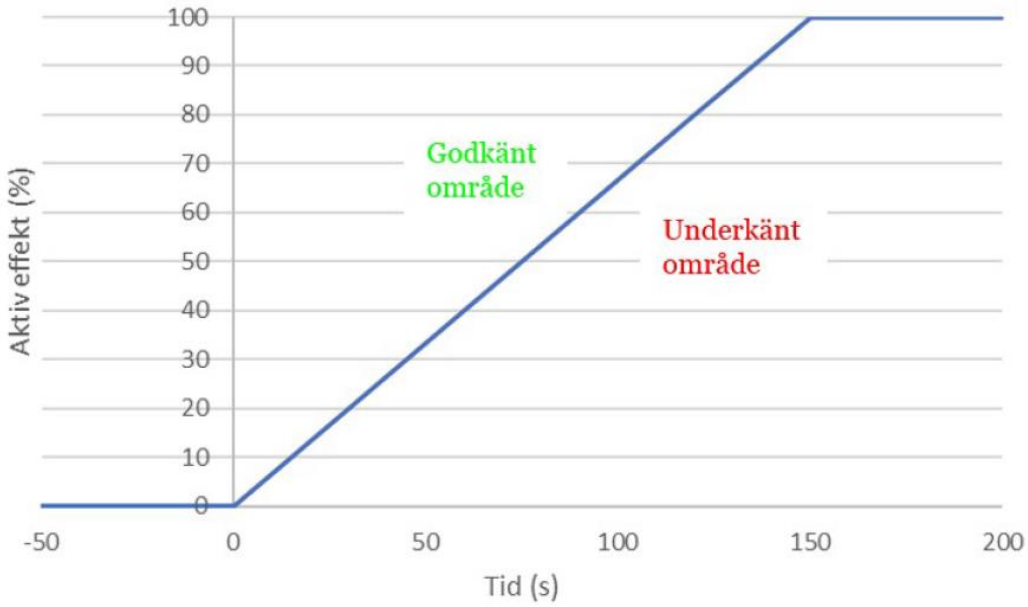
4.8.4. Resultat av prov

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 avvikelsen mellan den stationära aktiva effektnivån och effektbörvärdet hamnar inom toleransen 2 % av maximal kontinuerlig effekt*
- *Responsen i aktiv effekt vid nedregleringsprovet sker med föreskriven ändringshastighet, dvs. under föreskrivenkurva som exemplifieras för vattenkraft figur 13. En avvikelse från kurvankan accepteras under de första 2 s om det är relaterat till naturligabegränsningar i kraftproduktionsmodulen, exempelvis vattenvägar i vattenkraftstationer. Den stationära aktiva effektnivån hamnar inom toleransen 2 % av maximal kontinuerligeffekt*
- *Responsen i aktiv effekt vid uppregleringen sker med föreskriven ändringshastighet, dvs. ovanför föreskriven kurva som exemplifieras för vattenkraft i figur 14. 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. Avvikelsen mellan den stationära aktiva effektnivån och effektbörvärdet hamnar inom toleransen 2 % av maximal kontinuerlig effekt*



Figur 13. Krav på nedregleringshastighet och reglerområde exemplifierat för att vattenkraftaggregat



Figur 14. Krav på uppregleringshastighet och reglerområde exemplifierat för ett vattenkraftsaggregat

4.9. Snabbhet i reglering av aktiv effekt

4.9.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 15.6e*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 32§*

4.9.2. Bakgrund och syfte med prov

Det bakomliggande motivet till att Vattenfall Eldistribution 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 resulterar i att den aktiva effektproduktionen förändras 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 4.7 inkluderar inte detta prov test av signal från ett eventuellt överliggande system då detta redan är provat.

4.9.3. Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering. De två olika stegen, ΔP1 och ΔP2, som föreskrivs för respektive anläggningstyp appliceras som stegförändringar av effektbörvärdet enligt:

1. *Ökning av effektbörvärdet med effektsteg ΔP1*
2. *Minskning av effektbörvärdet med effektsteg ΔP1*
3. *Ökning av effektbörvärdet med effektsteg ΔP2*
4. *Minskning av effektbörvärdet med effektsteg ΔP2*

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:

1. *Lägsta nivå av föreskrivet effektområde, dock ej lägre än 5 %*
2. *Högsta nivå av föreskrivet effektområde - effektsteg ΔP1 (eller ΔP2)*
3. *0,5* (Högsta nivå av föreskrivet effektområde + Lägsta nivå av föreskrivet effektområde)*

För de kraftproduktionsmoduler där det finns rampbegränsningar på förändringen av effektbörvärdet 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 Svenska kraftnät, som berörd systemansvarig för överföringssystemet, och en variant som tillåter långsammare förändring av effektbörvärdet och som används vid normal drift.

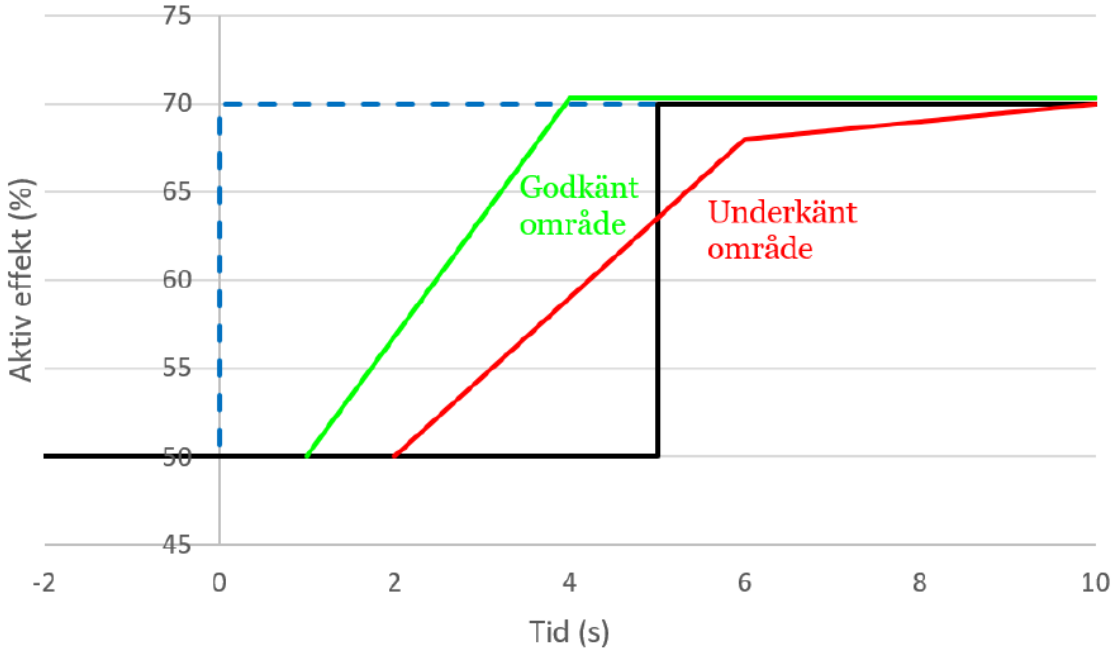
4.9.4. Resultat av prov

Provet ska anses godkänt om:

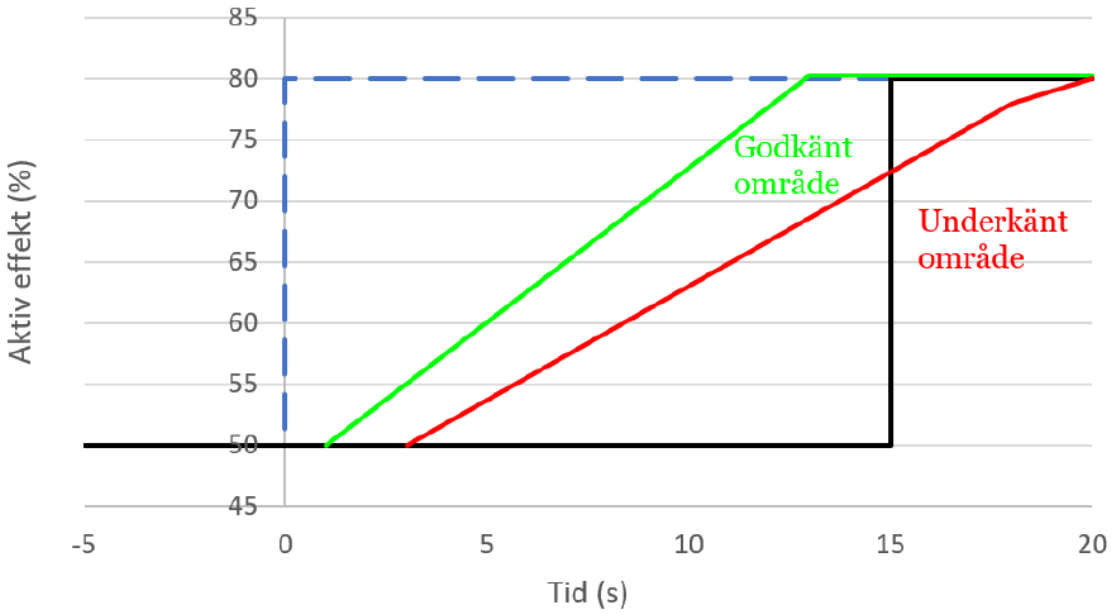
- *Förändringen av effektbörvärdet ΔP1 MW uppåt och nedåt för samtliga provade effektnivåer resulterar i en förändring av den aktiva effektproduktionen som efter 5 s överstiger ΔP1 MW (en tolerans på ±2 % av effektsteget tolereras)*
- *Förändringen av effektbörvärdet ΔP2 MW uppåt och nedåt för samtliga provade effektnivåer resulterar i en förändring av den aktiva effektproduktionen som efter 30 s (15 s för Francisturbiner) överstiger ΔP2 MW (en tolerans på ±2 % av effektsteget tolereras)*

I figur 15 visas ett exempel på provningsresultat för ett vattenkraftverk med Francisturbin. Där blåstreckad kurva visar förändringen av effektbörvärdet med ΔP1 (20 %), svart är gränsen för kravuppfyllnad samt grön respektive röd kurva visar exempel på ett godkänt och icke godkänt resultat.

I figur 16 visas samma exempel fast med effektbörvärdet ΔP2 (30 %).



Figur 15. Exempel på resultat för Francisturbin ΔP1



Figur 16. Exempel på resultat för Francisturbin vid ΔP2

4.10. Återsynkronisering inom 15 minuter

Detta krav gäller endast för de kraftproduktionsmoduler som inte behöver uppfylla kravet på övergång till husturbindrift, beskrivet i avsnitt 4.11.

4.10.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 15.5c i*

4.10.2. 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 eller att kraftproduktionsmodulerna i samband med en störning kan gå över i husturbindrift.

4.10.3. 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.

4.10.4. Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering. 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*

- *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. Återstart ska ske enligt normal procedur vilket oftast innebär start från driftcentral.*

För en del kraftparksmoduler kan det finnas driftmässiga begränsningar som gör att den reaktiva effektproduktionen i anslutningspunkten inte kan justeras till önskade $P_{max}/3$. I samråd med Vattenfall Eldistribution anpassas då provet utifrån rådande omständigheter. Det kan innebära att Vattenfall Eldistribution 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 frånkoppling 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.

4.10.5. Resultat av prov

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

4.11. Övergång till husturbindrift

Detta krav gäller för de kraftproduktionsmoduler som inte klarar av kravet på återsynkronisering inom 15 minuter. De kraftproduktionsmoduler som klarar kravet på återsynkronisering omfattas istället av provningen i avsnitt 4.10.

4.11.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 15.5.c.ii och iii*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 30§*

4.11.2. 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 både med aktiv och reaktiv effekt. Snabb återinkoppling till nätet förutsätter antingen att kraftproduktionsmodulerna är snabbstartade eller att kraftproduktionsmodulerna i samband med en störning kan gå över i husturbindrift.

4.11.3. Syfte med prov

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

4.11.4. Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering. 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 aggregatbrytaren så att kraftparksmodulen övergår i husturbindrift*
- *Slå ifrån alla övrig extern hjälpkraftsinmatning*
- *Drift i husturbindrift ska därefter pågå i mer än 12 timmar*
- *Efter 12 timmars husturbindrift fasas kraftproduktionsmodulen åter in på nätet via aggregatbrytaren*

Provet avseende 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 alla övrig extern hjälpkraftsinmatning*
- *Drift i husturbindrift ska därefter pågå i mer än 5 minuter*
- *Efter 5 minuters husturbindrift fasas kraftproduktionsmodulen åter in på nätet via aggregatbrytaren*

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 Vattenfall Eldistribution anpassas då provet utifrån rådande omständigheter. Det kan innebära att Vattenfall Eldistribution 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 Vattenfall Eldistribution förkortas till ett prov på 2 timmars husturbindrift. Denna eventuella överenskommelse ska samordnas med Svenska kraftnät som 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.

4.11.5. 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 kan fasas in på nätet igen*

5. Reaktiv effekt och spänningsreglering

5.1. Stegförändring av spänningsbörvärdet vid anslutning

5.1.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 2, artikel 17.2 (typ C) & artikel 19.2 (typ D)*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 4, 1§*

5.1.2. Syfte med prov

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

5.1.3. Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering 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 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 2.2.

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 överskrids. 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 %).

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

I tabell 8 listas de spänningssteg som ska appliceras.

Steg 1:	Spänningsbörvärdet ökas från 100 % till 101 %
Steg 2:	Spänningsbörvärdet minskas från 101 % till 100 %
Steg 3:	Spänningsbörvärdet minskas från 100 % till 99 %
Steg 4:	Spänningsbörvärdet ökas från 99 % till 100 %
Steg 5:	Spänningsbörvärdet ökas från 100 % till 103 %
Steg 6:	Spänningsbörvärdet minskas från 103 % till 100 %
Steg 7:	Spänningsbörvärdet minskas från 100 % till 97 %
Steg 8:	Spänningsbörvärdet ökas från 97 % till 100 %
Steg 9:	Spänningsbörvärdet ökas från 100 % till 105 %
Steg 10:	Spänningsbörvärdet minskas från 105 % till 100 %
Steg 11:	Spänningsbörvärdet minskas från 100 % till 95 %
Steg 12:	Spänningsbörvärdet ökas från 95 % till 100 %

Tabell 8. Applicerade förändringar av spänningsbörvärdet

Om regulatorn är utformad med reaktiv kompensering ändras först den reaktiva kompenseringen ifrån 0 % till +5 % (+ innebär att då spänningen på generatorklämmorna minskar försöker kraftproduktionsmodulen upprätthålla spänningen genom produktion av reaktiv effekt, 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 då spänningen på generatorklämmorna ökar försöker kraftproduktionsmodulen minska spänningen genom konsumtion av reaktiv effekt) och sedan utförs några valda spänningssteg enligt ovan, exempelvis steg 9-12.

I kraftproduktionsanläggningar 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.

5.1.4. Analys av prov

Då provet 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 generatorn 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 generatorns märkspänning och reaktiv effekt, Q, utifrån generatorns märkeffekt beräknas den reaktiva kompenseringen enligt:

$$X_c = \frac{(U_{bör} - U)}{Q} * U$$

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.

5.1.5. Resultat av prov

Provet ska anses godkänt om:

- *Spänningen på generatorn, vid 0 % reaktiv kompensering, hamnar stationärt på inställt spänningsbörvärde (normalt tillåts en avvikelse mellan uppmätt spänning och spänningsbörvärde på ±0,1 % av märkspänningen på generatorn 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 generatorn, vid ±5 % reaktiv kompensering, inte varierar mer än ±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 ±0,5 % accepteras, d.v.s. kompenseringen ska vara ±4,5–5,5 %)*

5.2. Tillgänglig magnetiseringseffekt

5.2.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 2, artikel 17.2 (typ C) & artikel 19.2 (typ D)*

- *EIFS 2018:2: Kapitel 4, 2§*

5.2.2. 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 generatorn 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.

5.2.3. 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 7.1 behöver inget ytterligare prov genomföras utan provet på fältströmbegränsaren kan användas som underlag Provtiden ska däremot anpassas utifrån rotorns 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.

5.2.4. Resultat av prov

Provet ska anses godkänt om:

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

5.3. Stegförändring av spänningsbörvärdet i tomgång

5.3.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 2, artikel 17.2 (typ C) & artikel 19.2 (typ D)*

- *EIFS 2018:2: Kapitel 4, 3-5§*

5.3.2. Syfte med prov

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

5.3.3. 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 2.2.

I tabell 9 listas de spänningssteg som ska appliceras.

Steg 1:	Spänningsbörvärdet ökas från 100 % till 101 %
Steg 2:	Spänningsbörvärdet minskas från 101 % till 100 %
Steg 3:	Spänningsbörvärdet minskas från 100 % till 99 %
Steg 4:	Spänningsbörvärdet ökas från 99 % till 100 %
Steg 5:	Spänningsbörvärdet minskas från 100 % till 95 %.
Steg 6:	Spänningsbörvärdet ökar från 95 % till 105 %.
Steg 7:	Spänningsbörvärdet minskar från 105 % till 95 %.
Steg 8:	Spänningsbörvärdet ökar från 95 % till 100 %.

Tabell 9. Applicerade förändringar av spänningsbörvärdet

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

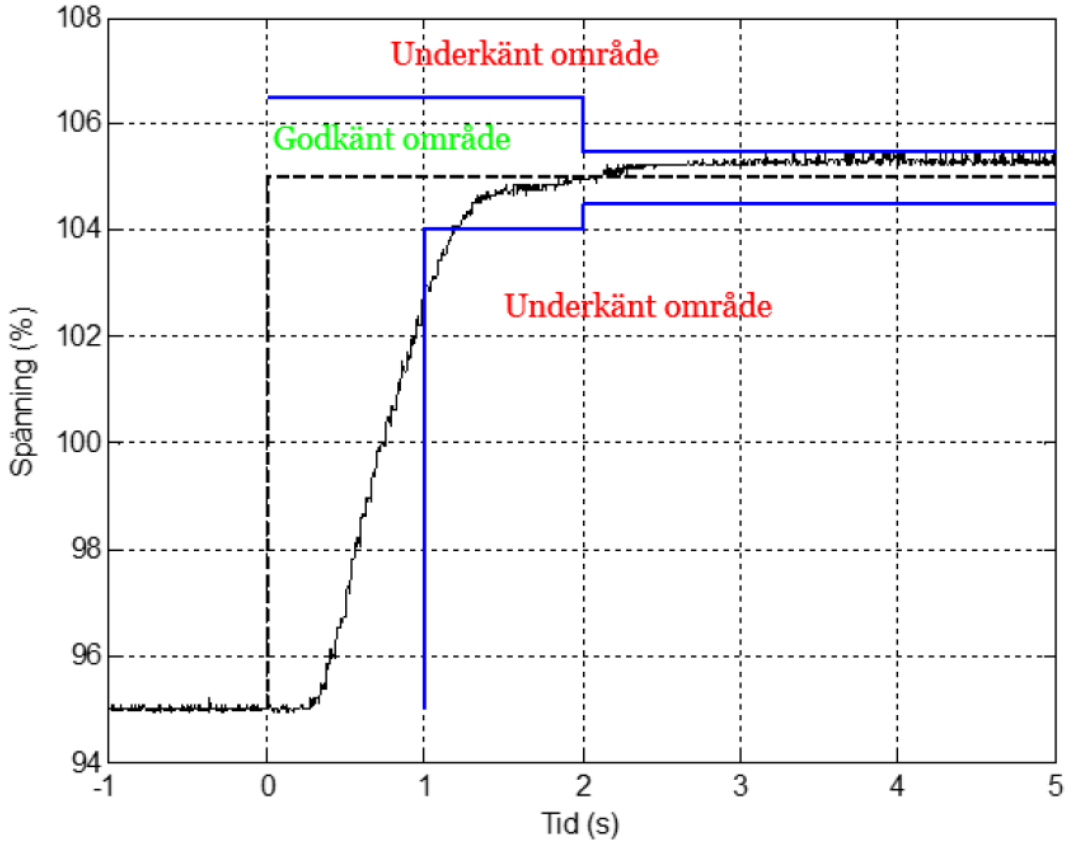
5.3.4. Resultat av prov

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 17*

- *Översvängningen vid en stegändring av spänningsbörvärdet får inte överstiga 15 % av spänningsförändringen, se exempel på spänningssteg från 95-105 % för en generator i figur 17*

- *Spänningen får inte oscillera mer än ± 5 % av spänningsförändringen 2 s efter stegändringen, se exempel på spänningssteg från 95-105 % för en generator i figur 17*



Figur 17. Exempel på respons för en ofasad generator < 50 MVA

I figur 17 ovan är den heldragna svarta linjen ett exempel på en kraftproduktionsmodul som inte klarar kravet då stigtiden är längre än 1 s.

5.4. Kontinuerlig produktion och förbrukning av reaktiv effekt

5.4.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 2, artikel 18.2b-c*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 4, 8-9§*

Vattenfall Eldistribution har rätt att meddela annan kravbild än EIFS 2018:2 rörande reaktiv effekt. Aktuell kravbild återfinns i gällande anslutningsavtal. Om aktuell kravbild skiljer sig från EIFS är det den aktuella kravbilden som ska provas.

5.4.2. 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.

5.4.3. Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen varit i drift en period så att den är varm och är i driftmod aktiv effektreglering 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 tillgänglig. 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 Vattenfall Eldistribution så att spänningen om möjligt kan regleras ned i anslutningspunkten.

Steg 1	Justera stegvis spänningsbörvärdet uppåt tills dess den reaktiva effektutmatningen i anslutningspunkten överskrider 1/3 av maximal kontinuerlig effekt. Generatorn 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 överskrider 1/6 av P_{max}. Generatorn 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}.

Tabell 10. Spänningsbörvärden

Provet utförs på följande aktiva effektnivåer:

1. P_{max}
2. P_{min}

Där P_{max} är den maximala kontinuerliga effekten och P_{min} är lägsta nivå med reglerförmåga.

Provet kan kombineras med provet på fältströmbegränsare i avsnitt 7.1 samt provet på undermagnetiseringsbegränsare i avsnitt 7.4

5.4.4. Resultat av prov

Provet ska anses som 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}*

5.5. PSS: Maskin-starkt nät pendlingar (endast typ D)

5.5.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 2, artikel 19.2b*

- *EIFS 2018:2: Kapitel 4, 10§*

5.5.2. 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.

5.5.3. 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 förändringar av spänningsbörvärdet i enlighet med den procedur som finns beskriven i avsnitt 2.2. Provet med 4 % ökning av spänningsbörvärdet kan behöva reduceras i amplitud om det resulterar i för stor spänningshöjning på anslutande nät.

Provet som ger maskin-starkt nät pendlingar kan, efter överenskommelse med Vattenfall Eldistribution och Svenska kraftnät, utgå ifall kraftproduktionsmodulen får maskin-starkt nät pendlingar där periodtiden är väsentligt lägre än en sekund.

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.

Tabell 11. Spänningssteg

Steg 1-4 återupprepas därefter med PSS funktionen aktiverad.

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

1. P_{max}
2. P_{min}

Där P_{max} är den maximala kontinuerliga effekten och P_{min} är lägsta nivå med reglerförmåga.

5.5.4. Analys av prov

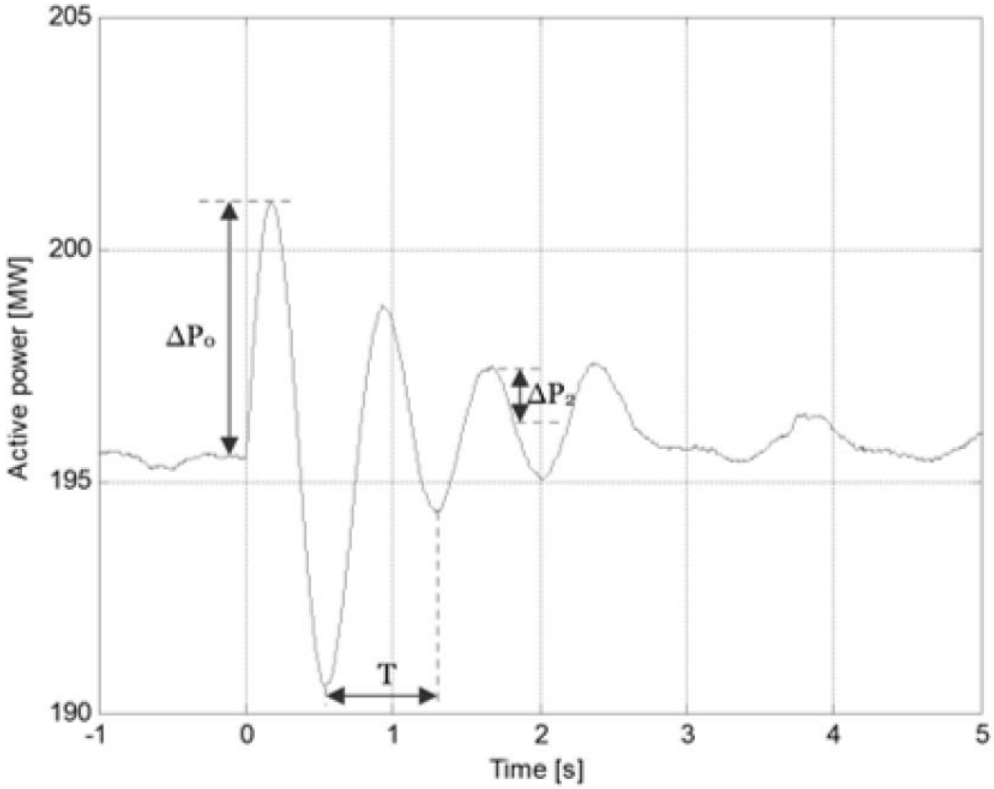
De effektpendlingar som uppkommer vid stegförändringen av spänningen kommer att vara sinusformade och ha en amplitud som minskar med tiden vilket exemplifieras från ett prov som visas i figur 18. Amplituden för effektpendlingarna kan skrivas enligt:

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

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:

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



Figur 18. 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.

5.5.5. 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. Parametrisering av PSS funktion får då inte fokusera för mycket på dämpning av maskinstarkt nät pendlingarna om det får en negativ inverkan på dämpningen av pendlingar med periodtider mellan 1-4 s.

5.6. PSS: Pendlingsdämpning vid olika periodtider (endast typ D)

5.6.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 2, artikel 19.2b*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 4, 10§*

5.6.2. 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.

5.6.3. Utförande av prov

Ur kraftsystemets synvinkel är pendlingar med längre periodtid än maskinstarkt nät pendlingar av större intresse. Därför utförs även prov där sinusformade spänningsvariationer appliceras i enlighet med beskrivningen i avsnitt 2.2.

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:

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

De sinusformade variationerna påförs i enlighet med den procedur som finns beskriven i avsnitt 2.2. 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 4 - överenstämmelsesimulering, 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 Vattenfall Eldistribution och Svenska kraftnät välja att inte utföra prov vid dessa tidsperioder.

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.

Tabell 12. Sinusformad variation

Efter att proven utförts återupprepas samtliga prov ovan fast med PSS funktionen aktiverad.

5.6.4. Analys av prov

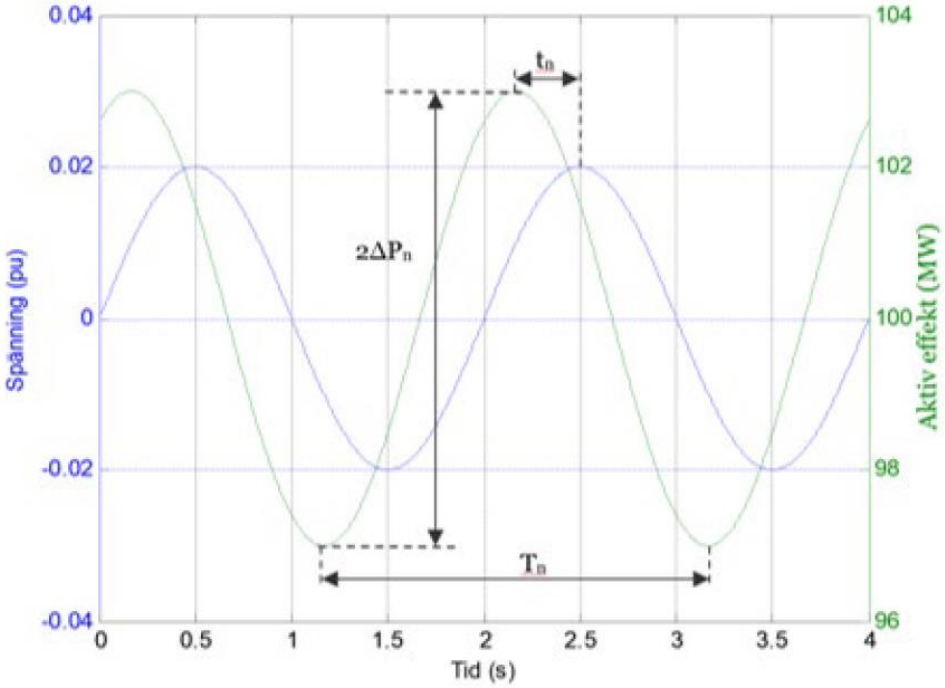
De effektpendlingar som uppkommer vid sinusformade variationer av spänningen kommer att vara sinusformade och ha samma periodtid, T_n, som periodtiden på den pålagda sinusformade spänningsvariationen enligt:

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

Amplituden, ΔP_n, samt fasförskjutningen, φ_n, på de sinusformade effektvariationerna kommer att variera med periodtiden, T_n vilket exemplifieras i figur 19. 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 19. Pålagd sinusformat spänning (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 $\varphi\varphi$n mellan aktiv effekt och spänning).

5.6.5. 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.

6. Feltålighet

I kapitel 6 beskrivs utföranden av prov för en kraftproduktionsmodul av typ D med tillhörande exempelbilder. Vid provning av typ C gäller samma förfarande men kravbilden (feltålighetskurvan) ändras till de krav som gäller för typ C.

6.1. Hänvisning till krav

Kraven på feltålighet skiljer sig mellan kraftproduktionsmoduler av typ C och typ D enligt nedan.

Krav typ C:

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 14.3 och 17.3*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 11§ och 13-16§ & Kapitel 4, 6§*

Krav typ D:

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 14.3, 16.3 och 17.3*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 35§ och 37-40§ & Kapitel 4, 6§*

6.2. Syfte med prov

För stabiliteten i kraftsystemet vid störningar är det viktigt att de anslutna kraftproduktionsmodulerna förblir anslutna till nätet med fortsatt stabil drift till följd av korrekt bortkopplade fel.

Syftet med prov är att visa att kraftproduktionsmodulen förblir ansluten till nätet vid ett fel på 200 ms i anslutningspunkten och därmed uppfyller kravet på feltålighet. Provningen syftar även till att visa att återhämtning av aktiv effekt efter fel uppfyller de krav som ställs.

6.3. Val av prov

Provning av feltålighet samt återhämtning av aktiv effekt efter fel kan genomföras på två olika sätt. Antingen genom fullskaligt prov där man provar mot en trefasig kortslutning i anslutningspunkten vid ett helt intakt och fullt drifttagen nätstruktur, eller via en uppsättning alternativa prov. 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.

Utförandet av ett fullskaligt prov med en trefasig kortslutning i anslutningspunkten, enligt avsnitt 6.4, är normalt riskfyllt och därför utförs detta prov enbart efter överenskommelse mellan Vattenfall Eldistribution, Svenska kraftnät och ägaren av kraftproduktionsmodulen.
Om detta prov genomförs med godkänt resultat behöver inga alternativa prov genomföras. Vid ej godkänd återhämtning av aktiv effekt ska det fullskalig provet kompletteras med ett alternativt prov med reducerad feltid enligt avsnitt 6.5.

I de fall fullskaligt prov inte bedöms kunna genomföras ska alternativa prov genomföras, se kapitel 6.5 – 6.8. Vilket / vilka alternativa prov som ska genomföras är en överenskommelse mellan Vattenfall Eldistribution, Svenska kraftnät och ägaren till kraftproduktionsmodulen.

6.4. Fullskalig prov: Frånkopplingstid 200 ms

6.4.1. Utförande av prov

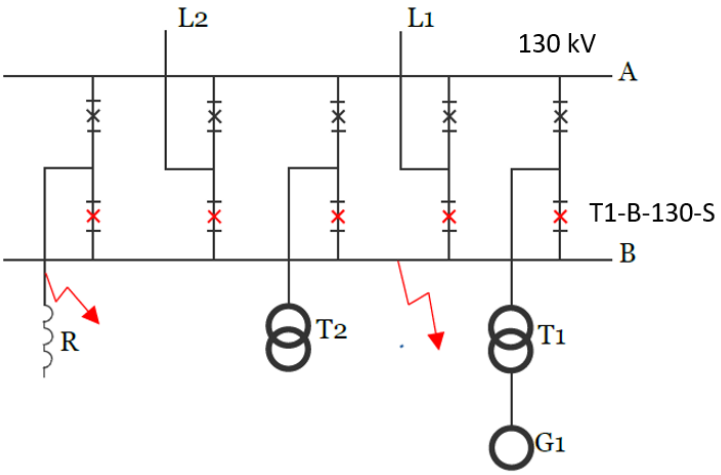
Prov utförs då den aktiva effektutmatningen i anslutningspunkten är P_{max} och kraftproduktionsmodulen är något övermagnetiserad vilket medför att den reaktiva effektutmatningen i anslutningspunkten är kring 0 MVAr. Om möjligt ska Vattenfall Eldistribution justera spänningen i anslutande nät så att 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. Vattenfall Eldistribution och Svenska kraftnät 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 ska då utföras med en förkortad feltid i enlighet med avsnitt 6.5.

Beroende på hur strukturen ser ut i anslutningspunkten/ställverket kommer prov att utföras på olika sätt. Exempelvis kan anslutningspunkten vara vid ett dubbelbrytarställverk som i figur 20 där anslutningen till kraftproduktionsmodulen G1 sker via transformator T1. Det finns även i vissa ställverk shuntreaktorer / shuntkondensatorer och en möjlighet är då att använda facket där dessa finns installerad, se figur 20. Nedanstående beskrivning av utförande av prov utgår ifrån att strukturen för ett dubbelbrytarställverk enligt figur 20 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 frånkopplas 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 T1-B-130-S så att skena A kortsluts.

Tabell 13. Sekvensbeskrivning

Efter att steg 3 utförts kommer reläskydd att detektera felet och frånkoppling sker genom att brytare T1-B-130-S frånkopplar felet. Tidsfördröjningen av reläskydd för frånkoppling av brytare T1-B-130-S behöver före provet justeras och avprovas så att önskad frånkopplingstid 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 20. Principiell utförande vid dubbelbrytarställverk

6.4.2. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- *Kraftproduktionsmodulen bibehåller nätanslutningen med fortsatt stabil funktion*

- *Den aktiva effektproduktionen (medeleffekten) från kraftproduktionsmodulen har återgått till Pmax 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 frånkopplats överskrider den nedre gräns som utgörs av spännings-tidsprofil som anges i figur 21 (blå kurva)*

- *De i hjälpkraftsystemet viktiga komponenterna förblir anslutna och driften av kraftproduktionsmodulen kan fortsätta*

6.5. Alternativt prov: Förkortad frånkopplingstid 100 ms

6.5.1. Utförande av prov

Prov utförs på samma sätt och vid samma produktion av aktiv och reaktiv effekt som beskrivits för ett fullständigt prov enligt avsnitt 6.4. Till skillnad mot ett fullständigt prov kommer frånkopplingstiden inte att vara 200 ms utan frånkopplingstiden är anpassad till en kortare tid, exempelvis 100 ms alternativt den normala frånkopplingstid som fås med normala skyddsinställningar (momentan frånkoppling/utan tidsfördröjning).

6.5.2. Analys av prov

Efter att provet genomförts simuleras i enlighet med bilaga 4 – överenstämmelsesimuleringar, i erhållen nätekvivalent från Vattenfall Eldistribution, en likadan trefasig kortslutning med en frånkopplingstid som överensstämmer med den frånkopplingstid som erhölls vid provet. Vid provet uppmätta parametrar jämförs därefter med motsvarande simulerade värden, dvs validering sker av modellen i enlighet med bilaga 6 – 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.

6.5.3. Resultat av prov

Resultatet av prov ska anses godkänt om:

- *Den aktiva effektproduktionen (medelvärdet) från kraftproduktionsmodulen har återgått till P_{max} inom 5 s efter att felet inträffade*

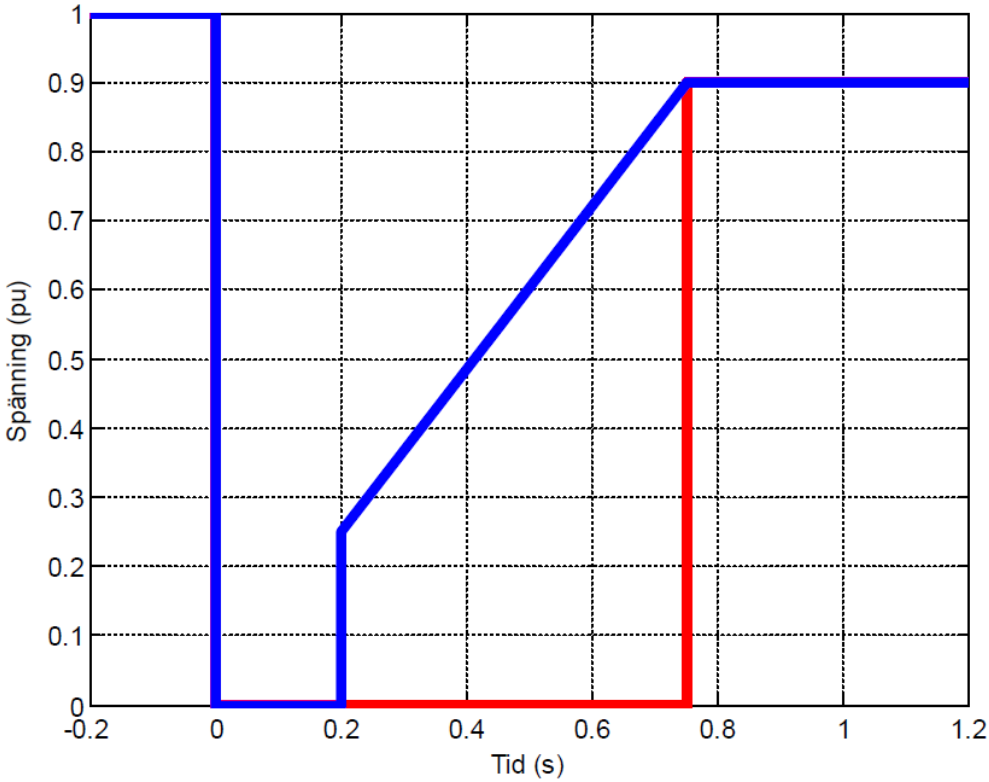
- *Uppmätta och simulerade parametrar överensstämmer med varandra i enlighet med beskrivningen i bilaga 6 - modellvalidering*

Utöver detta ska simulering utföras med en frånkopplingstid på 200 ms i enlighet med beskrivning i bilaga 4 - överensstämmelsesimuleringar. Simuleringen ska visa att anläggningen klarar kravet.

6.6. Alternativt prov: 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 21) kan en speciell testutrustning användas som kan generera denna spänning. Ett alternativt prov kan istället utföras som motsvarar att spänningen på

hjälpkraftsystemet följer röd kurva i figur 21. Detta prov är svårare att uppfylla men kan utföras på ett enklare sätt och utan en speciell provutrustning.



Figur 21. Krav på tålighet mot spänning i anslutningspunkten (blå kurva) och alternativt prov (röd kurva)

6.6.1. Utförande av prov

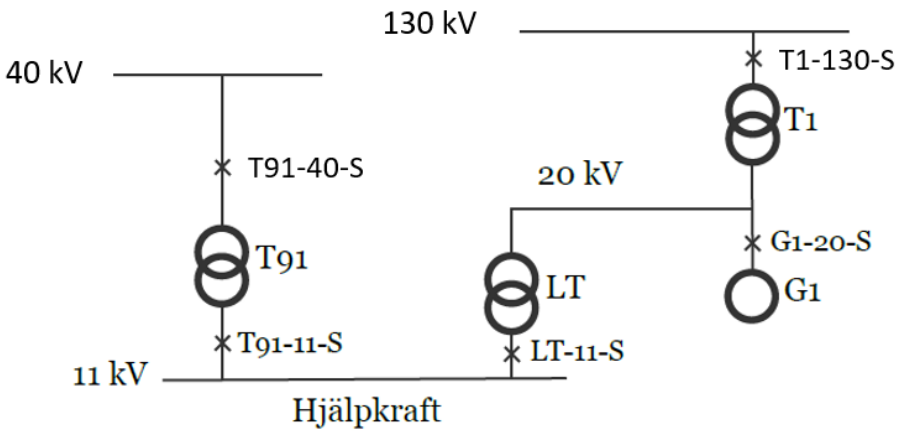
Provet baseras på att kraftproduktionsanläggningen kraftförsörjs i enlighet med figur 22, men om spänningsmatning sker på annat sätt anpassas om möjligt provet utifrån dessa förutsättningar. Dessutom förutsätts att anläggningen har en omkopplingsautomatik som kopplar in alternativ spänningsmatning om ordinarie matning försvinner. Om befintlig omkopplingsautomatik sker med ”blink” och att hjälpkraften är spänningslös under ≥ 0,75 s, se röd kurva i figur 21, kan ordinarie omkopplingsautomatik användas. Annars justeras omkopplingsautomatiken genom att lägga in en extra tidsfördröjning så att hjälpkraften blir spänningslös ≥ 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 40 kV och brytare T91-40-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 11k V blir spänningslös
Steg 2	Den interna automatiken på anläggningen slår därefter till brytare T91-11-S varvid åter hjälpkraften på 11 kV blir spänningssatt

Tabell 14. Sekvensbeskrivning



Figur 22. Principbild av en typiskt anslutning a en större kraftproduktionsmodul

6.6.2. 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 Pmax 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)*

6.7. Alternativt prov: 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.

6.7.1. Utförande av prov

Provet utförs vid samma produktion av aktiv och reaktiv effekt som beskrivits för det fullständiga provet i avsnitt 6.4 med en trefasig kortslutning på 200 ms. Provet utförs genom att antingen slå från brytaren mot yttre nät och gå in i husturbindrift/ödrift eller genom att slå från generatorbrytaren.

6.7.2. Analys av prov

Efter att provet genomförts simuleras ett frånslag av samma brytare som slogs från vid provet i enlighet med bilaga 4 - överenstämmelsesimulering. Vid provet uppmätta parametrar jämförs därefter med motsvarande simulerade värden, d.v.s. validering av modellen i enlighet med bilaga 6 – 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.

6.7.3. Resultat av prov

Resultatet av prov ska anses godkänt om:

- *Uppmätta och simulerade parametrar överensstämmer med varandra*

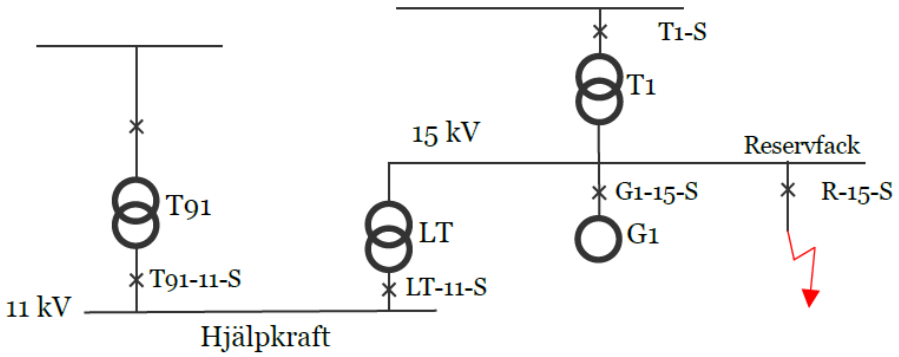
Utöver detta ska simulering baserat på uppdaterad simuleringsmodell utföras med en frånkopplingstid på 200 ms i enlighet med beskrivning i bilaga 4 – överenstämmelsesimulering. Simuleringen ska visa att anläggningen klarar uppställda krav.

6.8. Alternativt prov: Fel på generator- / hjälpkraftskena

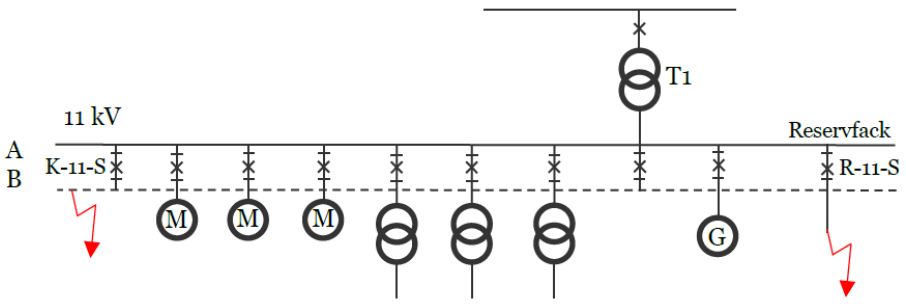
Ett antal kraftproduktionsmoduler, ex kraftvärmeverk och mottrycksturbiner i processindustrin, har sin hjälpkraft ansluten till samma spänningsnivå/skena som generatorn, se figur 24. Vissa kraftproduktionsmoduler har även delar av anläggningen med duplex ställverk (både A och B skena som indikeras med streckad linje i figur 24). På en del andra kraftproduktionsmoduler finns en generatorskena där det finns ett reservfack tillgängligt, se figur 23.

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 generatorn. 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 23. Anläggning med reservfack på generatorskenan



Figur 24. Kraftproduktionsmodul där generator är ansluten till samma skena som hjälpkraften

6.8.1. 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 Vattenfall Eldistribution 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 23 eller figur 24 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 24 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 24) eller i reservfacket vilket visas i både Figur 23 och Figur 24 (till höger)
Steg 3	Slå till brytare K-11-S eller R-11-S / R-20-S så att kortslutning fås i ställverket

Tabell 15. Sekvensbeskrivning

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 frånkopplingstid fås. Detta kommer också kräva att tidsfördröjningar på andra skydd i stationen måste justeras.

6.8.2. Resultat av prov

Prov ska anses godkända om:

- *Kraftproduktionsmodulen bibehåller nätanslutningen med fortsatt stabil funktion*
- *Den aktiva effektproduktionen (medelvärdet) från kraftproduktionsmodulen har återgått till Pmax 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 21 ovan (blå kurva).*
- *De i hjälpkraftsystemet viktiga komponenterna förblir anslutna och driften av kraftproduktionsmodulen kan fortsätta*

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.

7. 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 25 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 26 visas ett exempel på hur varierande spänning och frekvens kan påverka en generators belastningsförmåga. Påverkan mynnar ut i att generatorn 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 generatorn mot drift där generatorn kan ta skada finns det i spänningsregulatorn ett flertal olika begränsare såsom:

- *Statorströmsbegränsare*
- *Fältströmbegränsare*
- *Undermagnetiseringsbegränsare*
- *V/Hz begränsare*

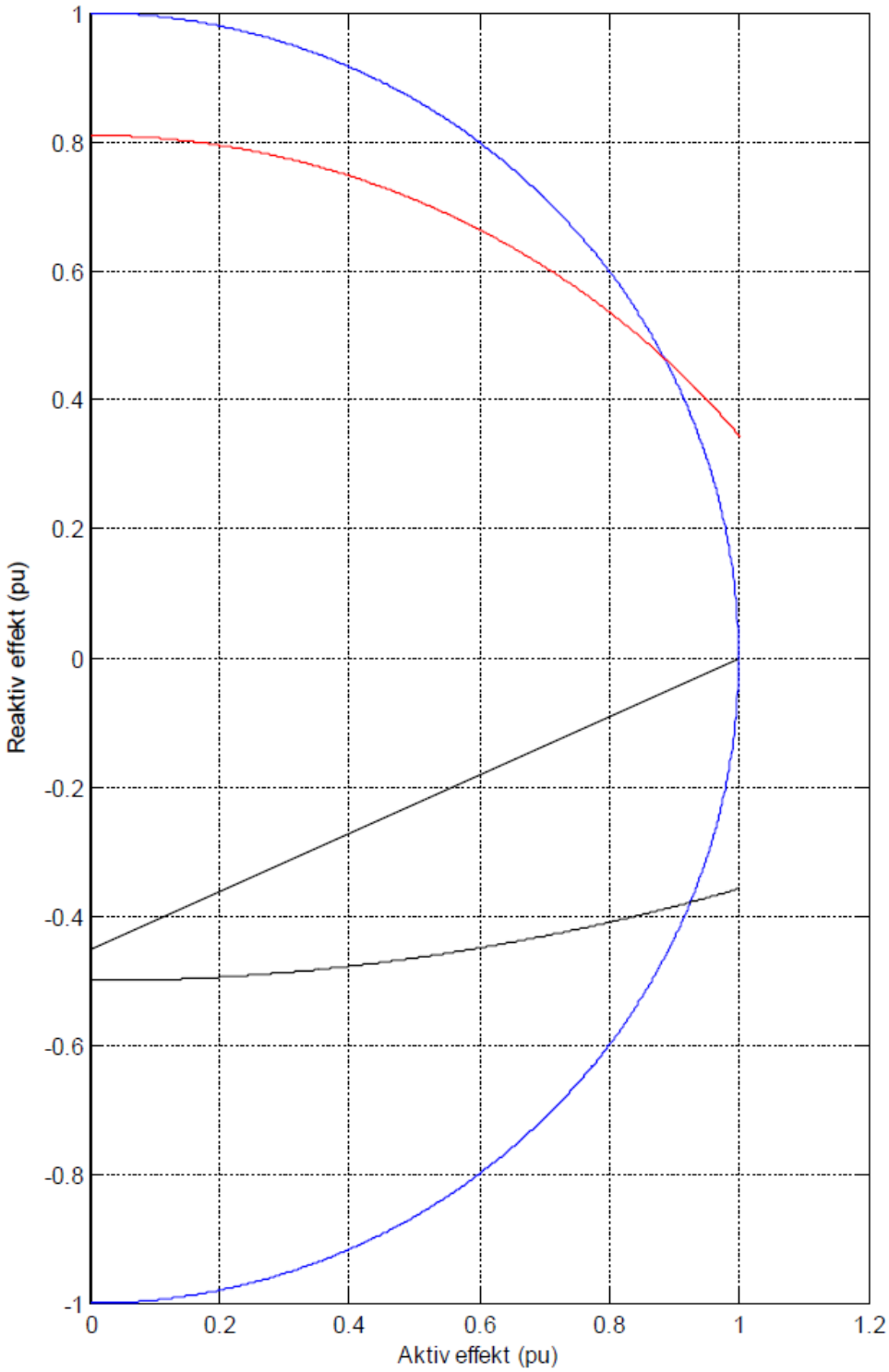
Det finns i RfG och EIFS 2018:2 inget specifikt krav på hur begränsarna ska vara parametriserade. Däremot kommer deras parametrisering att påverka möjligheterna att uppfylla olika krav på exempelvis kontinuerlig magnetiseringseffekt, reaktiv effektproduktion och reaktiv effektförbrukning. Test av begränsare 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.

Prov på begränsare kommer innebära att den reaktiva effektproduktionen från generatorn 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.

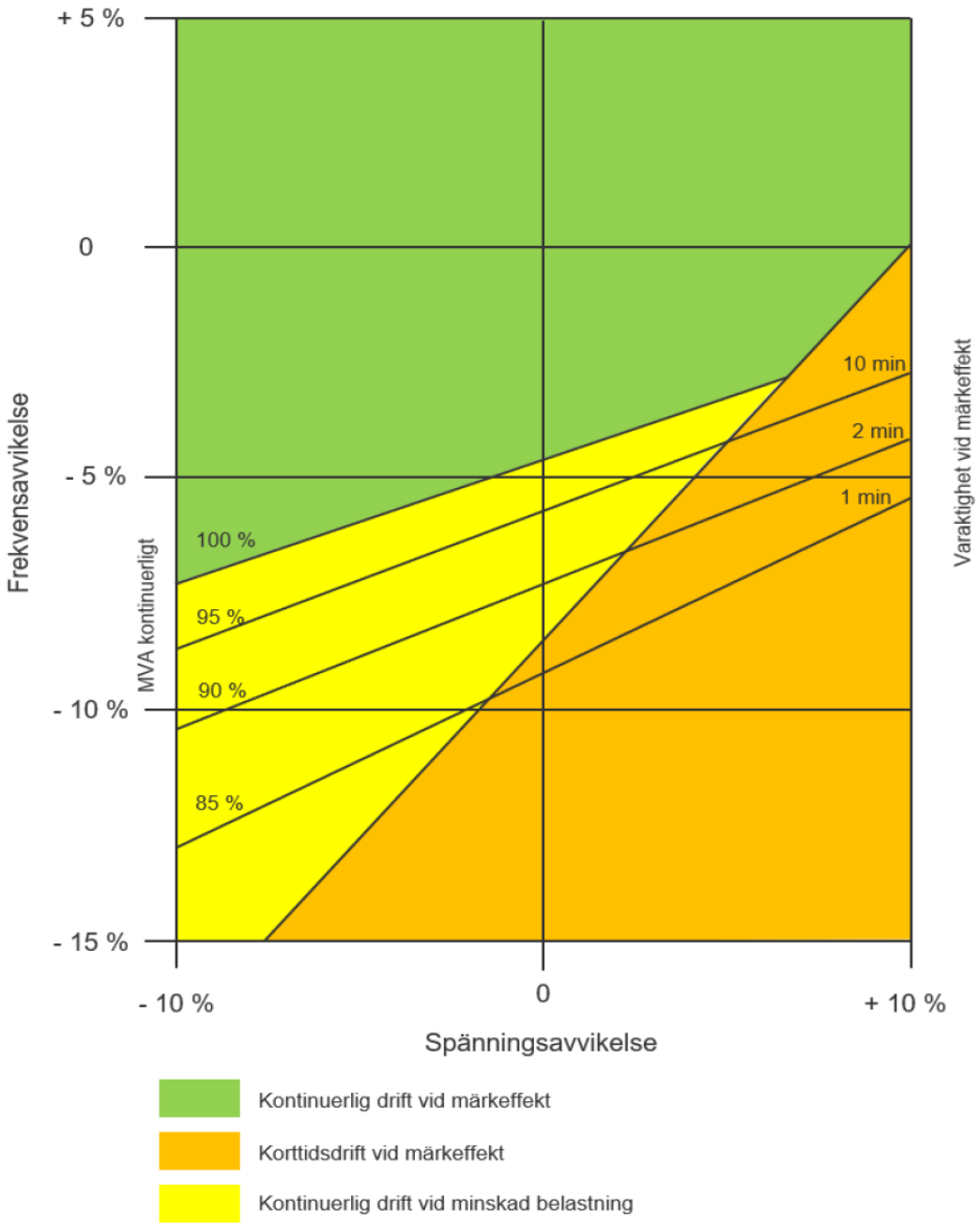
För de fall där begränsningarna i spänning medför att det inte går att uppnå gränsen för aktivering av begränsarna rekommenderas att gränserna tillfälligt justeras ned så att prov kan utföras och aktivering säkerställas. Efter att provet är utfört justeras gränserna direkt tillbaka till sina ursprungsnivåer.

Det finns en mängd olika spänningsregulatorer 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.

<u>För kraftproduktionsmoduler av typ C finns det inget krav i RfG att samtliga begränsare ska finnas i reglersystemet för magnetisering. Däremot ska de begränsare som finns provas i enlighet med kraven i detta kapitel.</u>



Figur 25. Exempel på kapabilitetsdiagram (P-Q diagram) för en turbogenerator



Figur 26. Exempel på en generators kapabilitet som funktion av varierande spänning och frekvens

7.1. Fältströmbegränsare

7.1.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 2, artikel 19.2b iii*

7.1.2. 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 generatorn kan öka sin fältström upp till inställd fältströmgräns och att aktivering därefter sker av begränsaren så att fältströmmen begränsas till fältströmgränsen.

7.1.3. 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 (tabell 16) i enlighet med den procedur som finns beskriven i avsnitt 2.2.

Steg 1:	Öka 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 konstanttidskarakteristik vilket ger en distinkt aktivering men vissa har inverttidskarakteristik 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.

Tabell 16. Utförande av prov för fältströmbegränsare

Provet på fältströmbegränsare utförs på följande aktiva effektnivåer:

1. *95% av P_{max}*
2. *P_{min}*

Där P_{max} är den maximala kontinuerliga effekten och P_{min} är lägsta nivå med reglerförmåga.

7.1.4. Analys av prov

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

7.1.5. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- *Fältströmbegränsaren aktiveras på inställd fältströmgräns och tidsfördröjning*

7.2. Statorströmbegränsare

7.2.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 2, artikel 19.2b iv*

7.2.2. Syfte med prov

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

7.2.3. Utförande av prov

Fältströmgränsen begränsar för de flesta driftsfall den reaktiva effektproduktionen före statorströmgränsen. Detta brukar gälla upp till märkdriftpunkten, dvs. då den aktiva effekten är S_{nG}*cosφ och den reaktiva effekten är S_{nG}*sinφ. S_{nG} betecknar här generatorns märkeffekt och cosφ generatorns märkeffektfaktor.

Över märkdriftpunkten kommer dock den reaktiva effektproduktionen att först begränsas av statorströmmen. Eftersom generatorn ofta dimensioneras så att effektfaktorn, cosφ, 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 25 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.

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 (tabell 17) i enlighet med den procedur som finns beskriven i avsnitt 2.2.

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.

Tabell 17. Utförande av prov för statorströmbegränsare

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

1. *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)*

2. *P_{min}*

Där P_{min} är 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.

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.

Tabell 18. Utförande av prov för statorströmbegränsare vid undermagnetisering

7.2.4. 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.

7.2.5. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- *Statorströmbegränsaren aktiveras på inställd statorströmgräns och tidsfördröjning*

7.3. 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 generatorn 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 generatorn 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.

7.3.1. Hänvisning till krav

- *Funktionen finns inte kravställd i (EU) 2016/631 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.

7.3.2. Syfte med prov

Provet syftar till att säkerställa att generatorn 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.

7.3.3. 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 antingen när generatorn är fasad mot nätet, se tabell 19, eller ofasad, se tabell 20. Provet utförs genom

att applicera stegformade förändringar av spänningsbörvärdet och frekvensbörvärdet i enlighet med den procedur som finns beskriven i avsnitt 2.2 och 2.1.

Steg 1:	Öka generatorns spänningsbörvärde tills V/Hz begränsaren aktiveras. Lämpligt spänningssteg bör vara någon procent högre än inställt begränsarvärde. För begränsare med inverttidskarakteristik 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 19. Utförande av prov för V/Hz begränsare på en fasad generator

Steg 1:	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 2:	Justera därefter ned frekvensen till 49,0 Hz. Driftpunkten bör vara aktiv i någon minut.
Steg 3:	Justera ned frekvensen till 48,0 Hz. Driftpunkten bör vara aktiv i någon minut.
Steg 4:	Minska spänningsbörvärdet till normal spänning och öka frekvensbörvärdet till 50,0 Hz.

Tabell 20. Utförande av prov för V/Hz begränsare på en ofasad generator

7.3.4. 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.

7.3.5. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- *V/Hz begränsaren aktiveras på inställd nivå och tidsfördröjning*

7.4. 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 strömkomposant och en del av admittansen.

7.4.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 2, artikel 19.2b ii*

7.4.2. Syfte med prov

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

7.4.3. 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 (tabell 21) i enlighet med den procedur som finns beskriven i avsnitt 2.2.

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.

Tabell 21. Utförande av prov för undermagnetiseringsbegränsare

Prov på undermagnetiseringsbegränsaren utförs på följande aktiva effektnivåer:

1. P_{max}
2. P_{min}

Där P_{max} är den maximala kontinuerliga effekten och P_{min} är lägsta nivå med reglerförmåga.

7.4.4. Analys av prov

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

7.4.5. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- *Undermagnetiseringsbegränsaren aktiveras på inställd undermagnetiseringsgräns och tidsfördröjning*

8. Utformning av provprogram

8.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning IV, kapitel 1, artikel 40.4*

8.2. 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 överenstämmelseprov ges i den här bilagan, men en del specifikationer behöver göras inför provningen på varje enskild kraftproduktionsmodul. Detta inbegriper:

- *Vilka krav som är tillämpliga, d.v.s. 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*

8.3. 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 provdrift och utformas i samråd med Vattenfall Eldistribution och Svenska kraftnät.

VATTENFALL