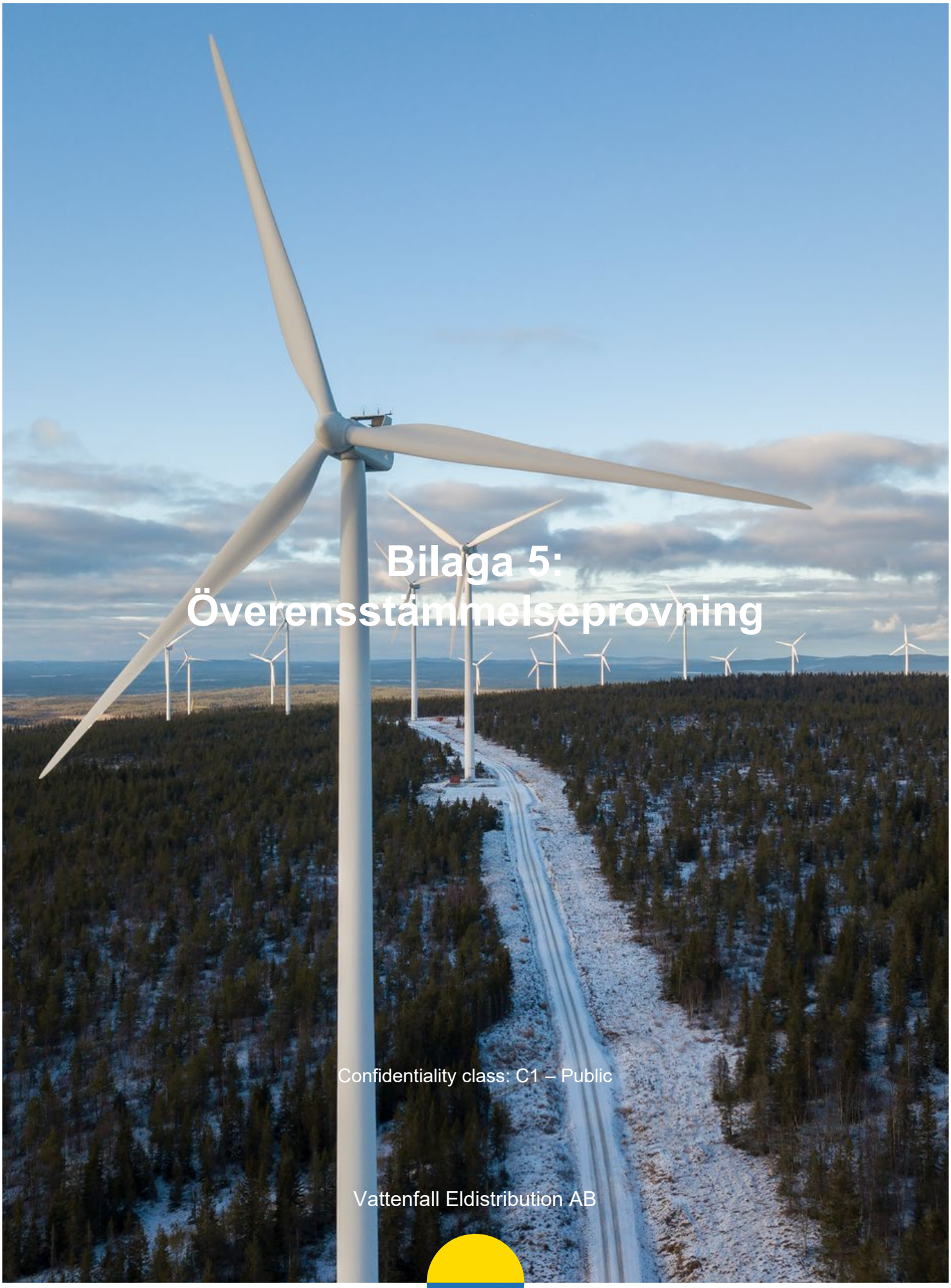


Bilaga 5: Överensstämmelseprovning

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 6

1.1. ANVÄNDNING AV DOKUMENTET 6

2. UTFÖRANDE AV ÖVERENSTÄMMELSEPROV 7

2.1. FREKVENSREGLERING 7
2.2. SPÄNNINGSREGLERING 8
2.3. MÄTSIGNALER VID PROV 8
2.4. KRAV PÅ TEST- OCH MÄTUTRUSTNING 9

3. ALLMÄNNA RÅD OCH ÖVERVÄGANDEN 12

4. AKTIV EFFEKT OCH FREKVENSREGLERING 13

4.1. TÅLIGHET MOT FREKVENS- OCH SPÄNNINGSVARIATIONER 13
4.2. FREKVENSÄNDRINGSHASTIGHET 14
4.3. MAXIMAL MINSKNING AV AKTIV UTEFFEKT VID SJUNKANDE FREKVENS 15
4.4. BEGRÄNSAT FREKVENSKÄNSLIGHETSLÄGE VID ÖVERFREKVENS: LFSM-O 16
4.5. BEGRÄNSAT FREKVENSKÄNSLIGHETSLÄGE VID UNDERFREKVENS: LFSM-U 19
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 33
4.11. ÖVERGÅNG TILL OCH UPPRÄTTANDE AV HUSTURBINDRIFT 35
4.12. TILLHANDAHÅLLANDE AV SYNTETISK TRÖGHET 36

5. REAKTIV EFFEKT OCH SPÄNNINGSREGLERING 37

5.1. REAKTIV EFFEKT REGLERING 37
5.2. REGLERBARHET AV SPÄNNING 39
5.3. REGLERBARHET AV EFFEKTFAKTOR 44
5.4. POD (PSS): VALIDERING AV SIMULERINGSMODELLEN 45
5.5. POD (PSS) 48

6. FELTÅLIGHET 49

6.1. SYMMETRISKA FEL OCH ÅTERHÄMTNING AV AKTIV EFFEKT EFTER FEL 49
6.2. OSYMMETRISKA FEL OCH ÅTERHÄMTNING AV AKTIV EFFEKT EFTER FEL 51
6.3. TILLHANDAHÅLLANDE AV SNABB FELSTRÖM 52
6.4. PRIORITERING MELLAN AKTIV OCH REAKTIV EFFEKT UNDER FELTILLSTÅND 53

7. UTFORMNING AV PROVPROGRAM 54

7.1. HÄNVISNING TILL KRAV 54
7.2. BAKGRUND 54
7.3. UTFORMNING AV PROVPROGRAM 54

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 kraftparksmoduler till distributionssystemet.

I den här bilagan ges instruktioner kring den överensstämmelseprovning som ska genomföras av ägaren till kraftparksmodulen 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 kraftparksmoduler av typ C & D vid nya anslutningar till distributionssystemet.

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

Vattenfall Eldistribution, som berörd systemansvarig för distributionssystemet, förbehåller sig rätten att i undantagsfall reducera kravbilden rörande överenstämmelseprovning för kraftparksmoduler 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

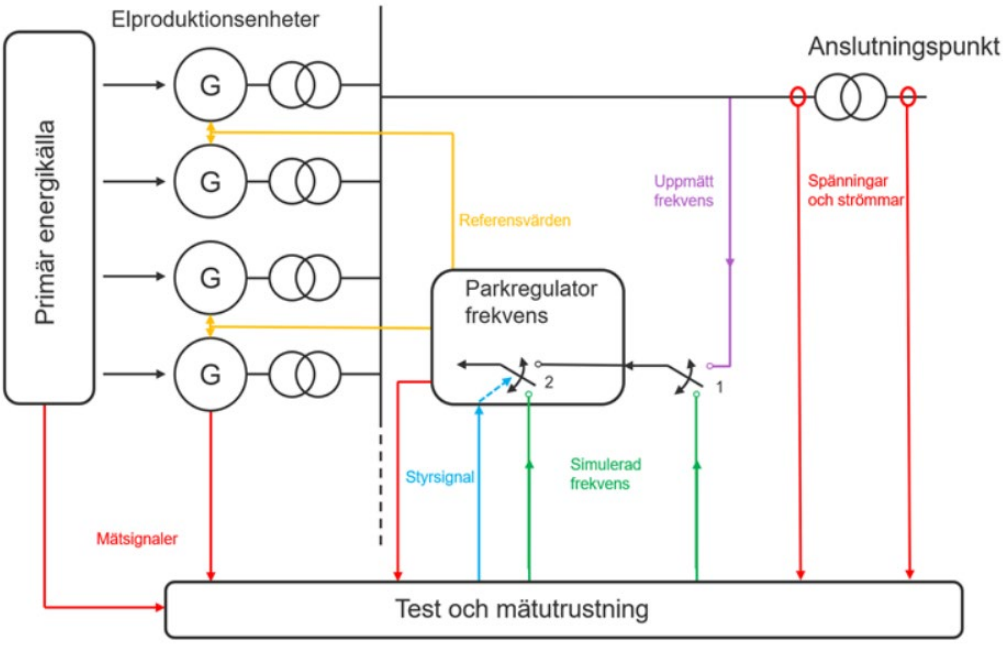
För att kunna verifiera att kraftparksmodulen uppfyller ställda krav ska olika överensstämmelseprov utföras. Prov kommer att utföras på frekvensreglering och spänningsreglering. I samband med flertalet prov av frekvensreglering används en speciell metodik som finns beskriven i avsnitt 2.1 medan motsvarande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

2.1. Frekvensreglering

Provning av frekvensreglering ska i de flesta fall utföras när kraftparksmodulen är fasad mot nätet. Det innebär att den verkliga frekvens som kraftparksmodulen är ansluten till är lika med kraftsystemets frekvens. Provningen av frekvensregleringsförmågan ska utföras genom att den normala matningen av parkregulatorn med nätets frekvens ersätts med en simulerad frekvens. Uppbrytningen av den normala reglerkedjan ska ske hårdvarumässigt genom omkoppling av matningen till parkregulatorn, se switch 1 i figur 1, där normal frekvens ersätts med simulerad frekvens. Det är vanligt att frekvensmätning sker baserat på den spänning som fås ifrån en spänningstransformator, 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 parkregulatorn används, se switch 2 i figur 1. Switchen skiftar mellan normal frekvens och simulerad frekvens exempelvis genom att använda en digital styrsignal. Om detta alternativ används måste den simulerade frekvenssignalen komma in i parkregulatorn 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 parkregulatorn 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 primär energikälla testas från inmatad frekvenssignal. Detta innebär att eventuella tidsfördröjningar, filtreringar, onoggrannhet etc. inkluderas.



Figur 1. Principiell beskrivning av inkoppling till parkregulatorn vid provning av frekvensreglering

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

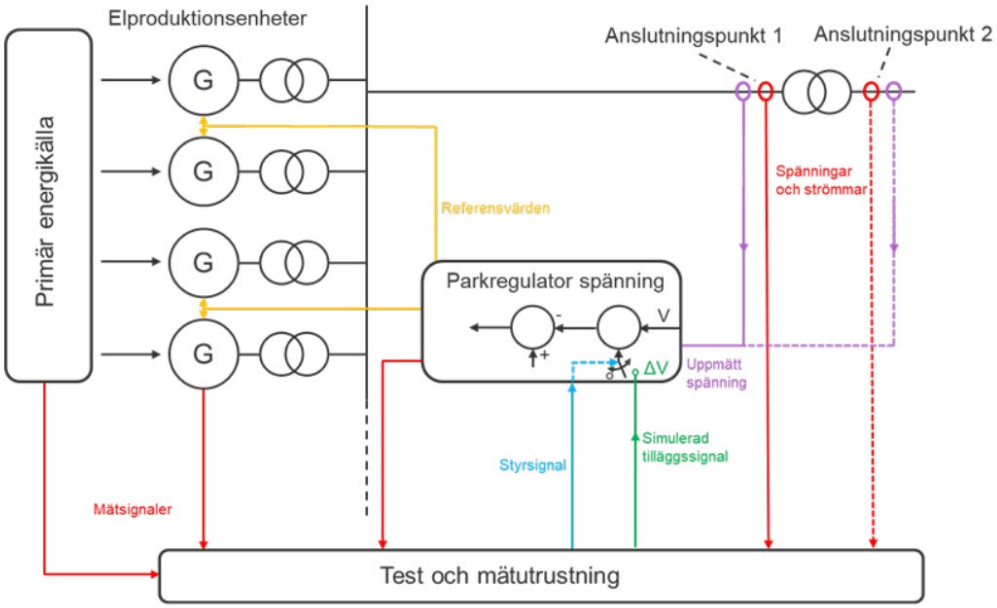
2.2. Spänningsreglering

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 parkregulatorn 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 parkregulatorn vid provning av automatisk spänningsreglering

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

2.3. Mätsignaler vid prov

De prov som utförs på kraftparksmodulen 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 kraftparksmodulen gäller i anslutningspunkten medan de olika elproduktionsenheternas beteende bäst analyseras genom mätning mer lokalt.

Eftersom olika kraftparksmoduler är uppbyggda på olika sätt kommer det att finnas olika mätsignaler för olika kraftparksmoduler. 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 kraftparksmodulen samt även få så bra underlag som möjligt för att validera simuleringsmodellerna.

I samband med att ägaren av kraftparksmodulen tar fram ett provprogram inför provdrift bör samtliga mätsignaler som planeras mätas vid överensstämmelseprovningen specificeras i provprogrammet.

2.3.1. Generella mätsignaler för alla kraftparksmoduler

- *Nätfrekvens och simulerad frekvens*
- *Aktiv och reaktiv elektrisk effekt, både i anslutningspunkten och från elproduktionsenheterna*
- *Total tillgänglig aktiv effekt från elproduktionsenheterna (före nedreglering) samt tillgänglig aktiv effekt från varje elproduktionsenhet*
- *Spänning i anslutningspunkten och på elproduktionsenheterna*
- *Simulerad spänningsförändring*
- *Utsignal parkregulator, börvärde för total aktiv effekt samt börvärdet för aktiv effekt till varje elproduktionsenhet*
- *Utsignal parkregulator, börvärde för total reaktiv effekt samt börvärdet för reaktiv effekt från varje elproduktionsenhet*
- *Aktivering (digital signal) av eventuella begränsare*
- *Aktivering (digital signal) av felströmsinjicering*
- *Aktivering (digital signal) av syntetisk tröghet*
- *Utsignaler från eventuella begränsare*
- *Utsignal PSS*
- *Driftmod aktiv effekt/frekvensreglering (digital signal)*
- *Driftmod reaktiv effekt-/spänning-/cosφ reglering (digital signal)*
- *Spänningsbörvärde, reaktivt effektbörvärde och effektfaktorbörvärde*

Utöver ovan angivna signaler kan det, beroende på elproduktionsenhet, finnas andra signaler som också är viktiga att mäta

2.4. Krav på test- och mätutrustning

De krav som ställs i RfG och EIFS 2018:2 kräver att kraftparksmodulen ska kunna respondera på relativt små störsignaler. För frekvensreglering gäller att kraftparksmoduler 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 kraftparksmodulen 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 elproduktionsenheterna accepteras en sämre klass på mättransformatorerna.

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 elproduktionsenheterna ≤ 0,015 % av märkspänningen på respektive spänningstransformator.

Genererad tilläggsignal för spänning 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 elproduktionsenheterna 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 kraftparksmodulen i anslutningspunkten respektive från elproduktionsenheterna 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.

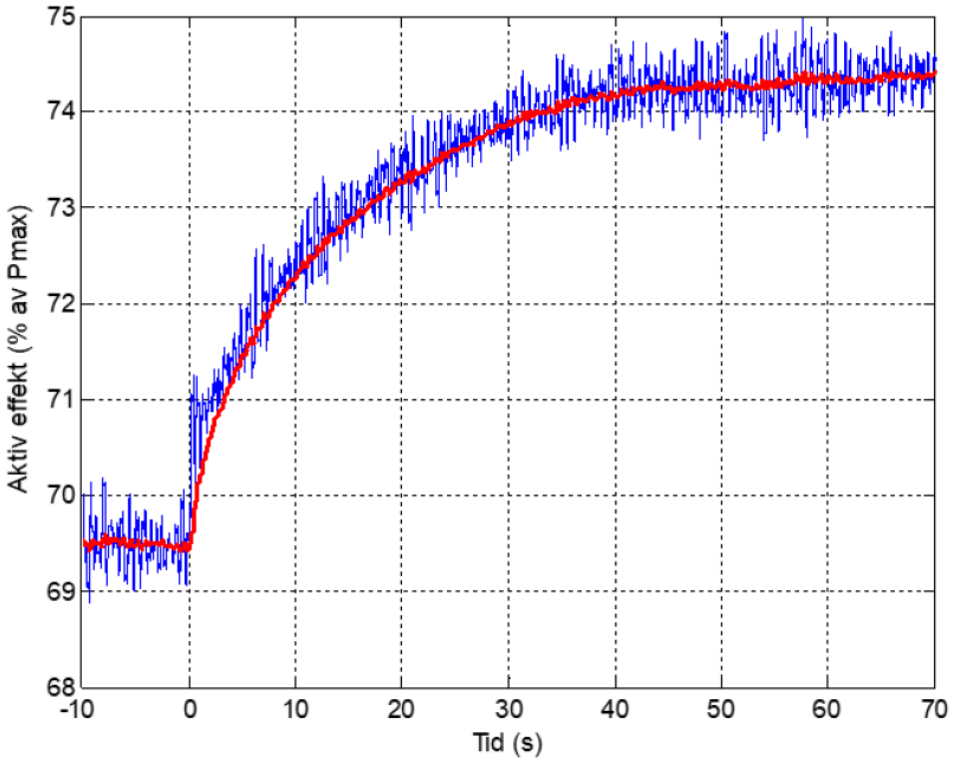
2.4.3. Sampling

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 kraftparksmodulerna 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

I detta dokument behandlas enbart den överenstämmelseprovning som ska ske på kraftparksmoduler. Det finns också enligt (EU) 2016/631 RfG en öppning för att använda utrustningscertifikat istället för överensstämmelseprovning. Utrustningscertifikaten är dock oftast tillgängliga på elproduktionsenheter medan kraven i RfG gäller för hela kraftparksmodulen. Om ägaren av kraftparksmodulen vill använda utrustningscertifikat måste ägaren samtidigt påvisa hur det aggregerade beteendet från samtliga elproduktionsenheter, inklusive uppsamlingsnät, anslutning till anslutningspunkten via en eller flera transformatorer samt parkstyrningen kan inkluderas i en verifiering. Verifieringen ska också vara minst lika tillförlitlig som en verifiering som görs genom de överensstämmelseprov som beskrivs i detta dokument.

Överensstämmelseprovningen av kraftparksmoduler avser enskild kraftparksmodul.

Den aktiva effekt som kan produceras i en kraftparksmodul varierar ofta beroende yttre omständigheter såsom vind och sol samt antalet elproduktionsenheter som är i drift. Detta innebär att för vissa kraftparksmoduler 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 ges för de flesta prov en möjlighet till att utföra proven inom ett angivet aktivt effektområde. Dessutom kan vid behov överenskommelse ske mellan ägaren av kraftparksmodulen och Vattenfall Eldistribution om att utföra prov vid en effektnivå som är något lägre än specificerad aktiv effektnivå. Generellt ska eftersträvas att samtliga elproduktionsenheter ska vara i drift vid provet. Om detta inte är möjligt kan efter överenskommelse med Vattenfall Eldistribution accepteras att prov utförs men någon eller några elproduktionsenheter ur drift. Antalet elproduktionsenheter ur drift får dock aldrig motsvara mer än 10 % av P_{max} och responsen från kraftparksmodulen får inte påverkas, dvs. angivna effektnivåer ska följas. 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. Dessutom måste validering av dynamiska modeller mot överensstämmelseprovning ske utifrån samma aktiva effektnivå.

För de kraftparksmoduler där elproduktionsenheter kan vara i drift oavsett om de producerar aktiv effekt eller ej (exempelvis vindkraftverk anslutna via fulleffektomriktare där omriktaren är i drift även fast inte vindturbinen snurrar och någon aktiv effekt produceras) bör samma situation råda under överensstämmelseprovningen som under normal drift, dvs. brukar de vara anslutna under normal drift ska de också vara anslutna vid överensstämmelseprovningen och vice versa.

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 13.1.a.i (frekvens) och 16.2.a.i (spänning)*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 1§ (frekvens), 18§ (spänning)*

<u>För kraftparksmoduler typ C gäller ett mindre spänningsintervall på 90 – 105% spänning i anslutningspunkten då RfG artikel 16.2a endast är tillämpligt på kraftparksmoduler 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 kraftparksmoduler kan fortsätta att vara anslutna till kraftsystemet eftersom en frånkoppling av kraftparksmoduler kan resultera i en kollaps av kraftsystemet.

Spänningen i kraftsystemet regleras ofta relativt väl och på 130 kV hålls spänningen typiskt inom ett regleområde 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 kraftparksmoduler 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 kraftparksmodulen.

4.1.3. Syfte med prov

Provet syftar till att säkerställa att kraftparksmodulen 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 kraftparksmodulen eller ännu enklare en husturbindrift av kraftparksmodulen (gäller självklart även kraftparksmoduler där det inte finns någon turbin, se RfG för definition). 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 kraftparksmodulen.

De krav som finns på kraftparksmodulen att klara av låga och höga spänningsvariationer är angivna i anslutningspunkten. Eftersom det ofta finns en transformator emellan elproduktionsenheterna och anslutningspunkten och det reaktiva effektflödet genom transformatorn kan variera kommer inte den angivna spänningen i anslutningspunkten (relativtal) att exakt motsvara spänningen på elproduktionsenheterna (relativtal). Den högsta, U_{max}, och den lägsta spänning, U_{min}, som elproduktionsenheterna kan utsättas för kontinuerligt eller kortvarigt har tidigare redovisats av ägaren av kraftparksmodulen, se tålighet mot spänningsvariationer i bilaga 2 - anläggningsdata.

Provet utförs då kraftparksmodulen befinner sig i husturbindrift, d.v.s. inte är fasad mot nätet. Transformatorn i anslutningspunkten ska kopplas ifrån anslutande nät på högspänningssidan av transformatorn och den ska tillsammans med all hjälpkraft ingå i husturbindriften. Frekvensbörvärdet och spänningsbörvärdet i parkregulatorn ändras så att frekvenser och spänningar under specificerade tider erhålls enligt tabell 1.

Frekvens 47,5 Hz och spänning U_{max}	Drift vid denna frekvens och spänning pågår under 30 minuter
Frekvens 49,0 Hz och spänning U_{max}	Drift vid denna frekvens och spänning pågår under 1 timma
Frekvens 51,0 Hz och spänning U_{min}	Drift vid denna frekvens och spänning pågår under 1 timma
Frekvens 51,5 Hz och spänning U_{min}	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 kraftparksmodulen, inklusive transformator och all hjälpkraft, kan bibehålla driften vid specificerade frekvens- och spänningsnivåer under angivna tider.

För de kraftparksmoduler 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 kraftparksmodulen 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 kraftparksmoduler inte kopplas bort eftersom detta kommer innebära en ytterligare försvagning av kraftsystemet med risk för en totalkollaps.

4.2.3. Syfte med prov

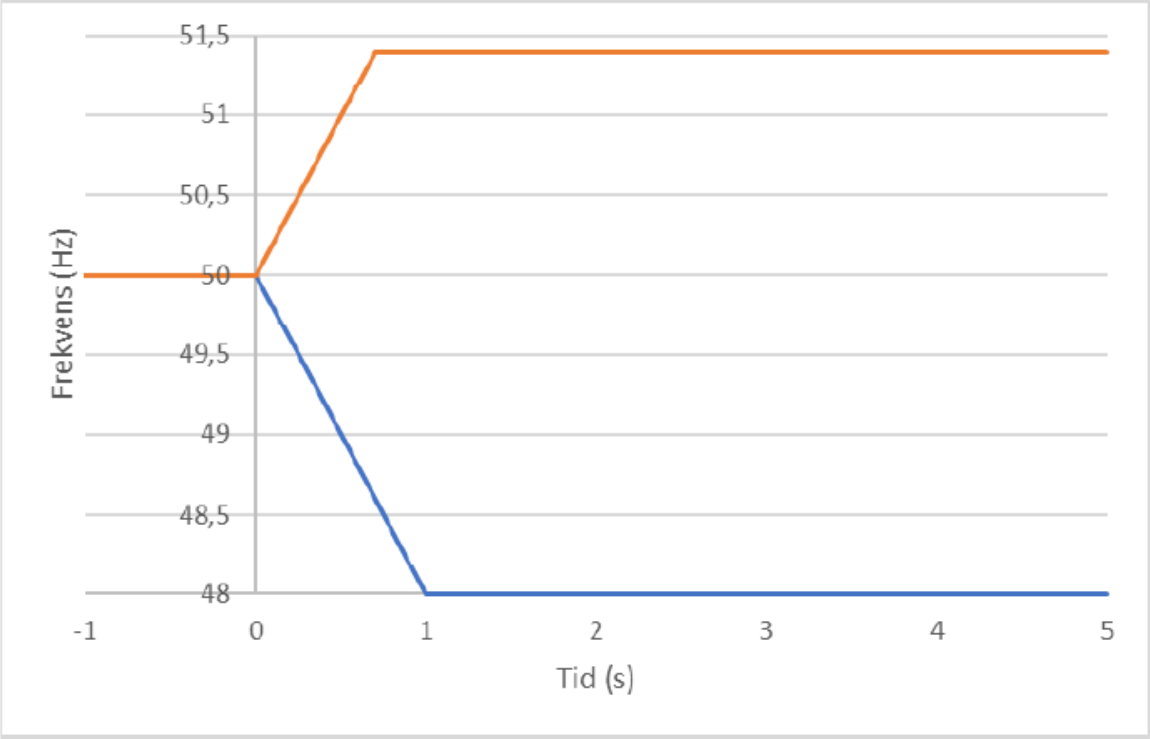
Provet syftar till att säkerställa att kraftparksmodulen kan fortsätta att fungera utan att kopplas bort från nätet vid kraftiga frekvensförändringar i nätet.

4.2.4. Utförande av prov

Provet utförs då kraftparksmodulen är fasad mot nätet och i driftmod aktiv effektreglering. Den aktiva effektproduktionen ska vara konstant inom 50-80 % av maximal kontinuerlig effekt, P_{max}. Provet är uppdelat på två delar där del 1 testar av kraftparksmodulens skydd och del 2 parkregulatorn. Samma test utförs både på skydden och parkregulatorn, se figur 4.

Del 1 skydd: Kraftparksmodulens skydd 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 skydden exempelvis från en speciell reläprovningsutrustning eller via testutrustningen beskriven i avsnitt 2.1.

Del 2 parkregulator: Parkregulatorn 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 parkregulatorn i enlighet med den procedur för provning som finns beskriven i avsnitt 2.1. Under provet kan valfri driftmod i parkregulatorn användas.



Figur 4. Påförd simulerad frekvenssignal vid test av frekvensändringshastighet

4.2.5. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- *Proven på skydden inte resulterar i aktivering av skyddsfunktionen*
- *Proven på parkregulatorn resulterar i att kraftparksmodulen förblir ansluten till nätet*
- *Provet med positiv frekvensderivata på parkregulatorn resulterar i att funktionen LFSM-O aktiveras i enlighet med avsnitt 4.4*
- *Provet med negativ frekvensderivata på parkregulatorn 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 kan finnas kraftparksmoduler vars aktiva effekt varierar med varvtalet/frekvensen.
Som ett resultat av detta kommer den från kraftparksmodulen avgivna maximala aktiva effekten, P_{max}, att variera.

Kraftparksmoduler ska vid frekvenser inom 49,5-50,5 Hz kunna upprätthålla konstant effekt vid sitt målvärde för aktiv effekt. Praktiskt innebär detta att kraftparksmodulen 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 kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering. Börvärdet för den aktiva effekten ska under provet vara 0,5*(P_{max} + Lägsta nivå med reglerförmåga). Den primära energin ska överskrida den givna aktiva effekten, dvs. den aktiva effekten ska följa det konstanta börvärdet. Provet utförs genom att låta den naturliga variationen av frekvensen i nätet påverka kraftparksmodulen. Provet utförs under en timme.

4.3.4. Resultat av prov

Provet ska anses godkänt om den aktiva effekten utifrån kraftparksmodulen 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, 3-6§*

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 parkregulatorn 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

Kraftparksmodulens 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 som statik 8 % och dödband 0,5 Hz samt dynamisk prestanda ska verifieras.

4.4.4. Utförande av prov

Provet utförs då kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering genom att applicera frekvens in på parkregulatorn i enlighet med den procedur för provning som finns beskriven i avsnitt 2.1. De olika frekvenssteg som påförs parkregulatorn 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 parkregulatorn 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.

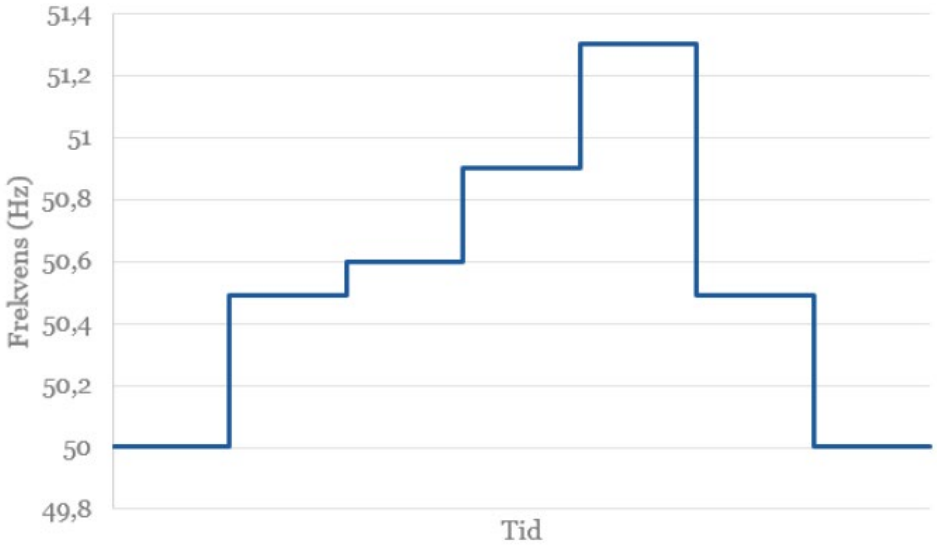
Samtliga moment enligt sekvensen ovan utförs med en initial belastningsnivå (vid 50,00 Hz) på följande effektnivåer:

1. (0,8-1,0)*P_{max} (tillgång på primär energi som överstiger vald effektnivå)
2. P_{min} +0,15*P_{max} (tillgång på primär energi som överstiger P_{min} +0,15* P_{max})
3. P_{max} (tillgången på primär energi understiger P_{max})

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

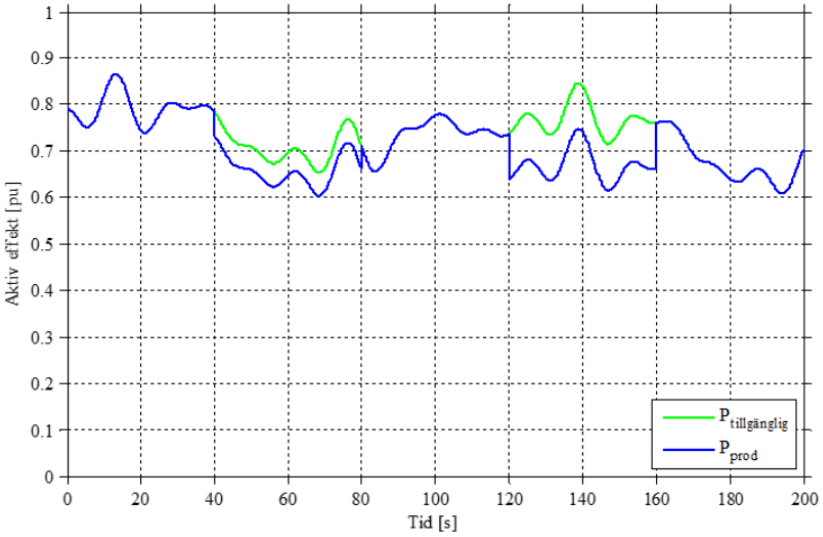
Efter att Steg 4 applicerats på den mellersta effektnivån (2) justeras effektbörvärdet upp enligt:

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



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

Effektnivå 3 motsvarar att kraftparksmodulen inte är effektbegränsad utan följer tillgänglig aktiv effekt.
Provet utförs på valfri aktiv effektnivå och förändringen i den aktiva effektproduktionen för ett steg i frekvensen relaterar till den tillgängliga aktiva effekten enligt exemplet i figur 6



Figur 6. Exempel på LFSM-O respons vid aktiv effektreglering med börvärdet 1,0 pu och lägre tillgänglig effekt

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 $P_{ref} = P_{max}$.

För de steg som delvis ligger innanför frekvensdödbandet 0,5 Hz, dvs steg 2 och 5, 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.

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}).*
- *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 %).* Detta gäller ej frekvenssteg 4 vid effektnivå 2, där förändringen i aktiv effekt begränsas av lägsta nivå med reglerförmåga
- *Snabbheten i regleringen innebär att den aktiva effekten vid frekvenssteg 4 (gäller ej för effektnivå 2) ska 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).*
- *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 effektnivå 2, 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 stationära aktiva effektpendlingar med en amplitud större än 0,1 % av P_{max}*

- *Ändring av effektbörvärdet vid effektnivå 2 och frekvensen 51,3 Hz (steg 4) resulterar inte i någon förändring av den aktiva effektproduktionen*

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, 20-22§*

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 parkregulatorn 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

Kraftparksmodulens 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 kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering genom att applicera frekvens in på parkregulatorn i enlighet med den procedur för provning som finns beskriven i avsnitt 2.1. De olika frekvenssteg som påförs parkregulatorn visas i tabell 3 och figur 7.

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

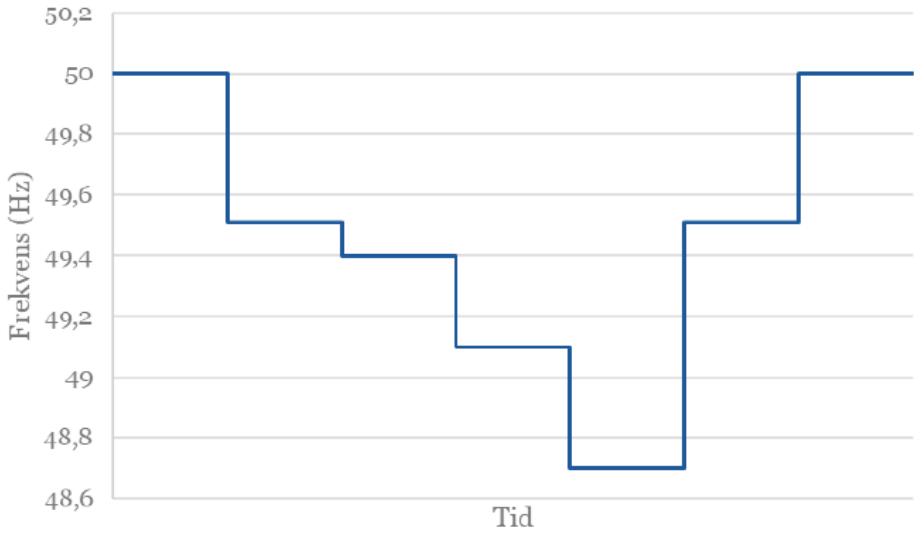
Tabell 3. Frekvenssteg som påförs parkregulatorn vid test av LFSM-U

Innan varje nytt frekvenssteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts.

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

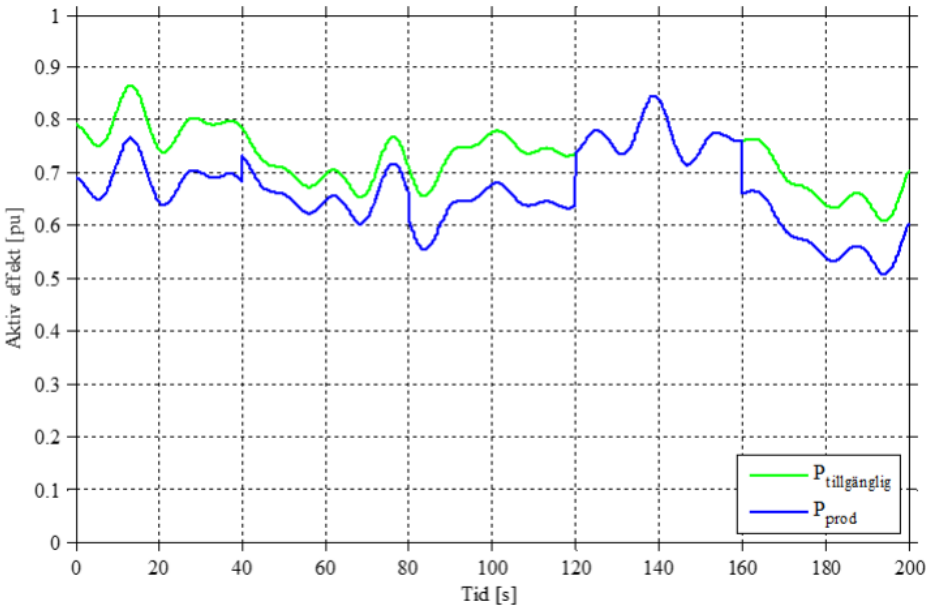
1. *(0,6-0,8)*P_{max} (tillgång på primär energi som överstiger vald effektnivå)*
2. *P_{min} (tillgång på primär energi som överstiger P_{min} +0,25*P_{max})*
3. *0,8*P_{tillg} (tillgång på primär energi understiger P_{max})*

Där P_{max} är den maximala kontinuerliga effekten, P_{min} är lägsta nivå med reglerförmåga och P_{tillg} är den för tillfället tillgängliga aktiva effekten.



Figur 7. Påförd simulerad frekvenssignal vid test av LFSM-U

Provet vid effektnivå 3 utförs på valfri aktiv effektnivå och förändringen i den aktiva effektproduktionen för ett steg i frekvensen relaterar till den tillgängliga aktiva effekten enligt exemplet i figur 8.



Figur 8. Exempel på LFSM-U respons

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 $P_{ref} = P_{max}$.

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.

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 P_{max} accepteras, dvs. den aktiva effektökningen skall vara inom intervallet 2,0–3,0 % av P_{max})*
- *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 %).*
- *Påbörjad ökning i aktiv effekt erhålls inom 2 s efter att respektive frekvenssteg applicerats, detta gäller för de frekvenssteg som resulterar i aktivering av LFSM-U, dvs. där f < 49,5 Hz*

- *Snabbheten i regleringen innebär att den aktiva effekten vid frekvenssteg 4 (gäller ej för belastningsnivå 1 och 3) 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*

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

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 kraftparksmoduler att aktivera reglermod FSM.

4.6.3. Syfte med prov

Kraftparksmodulens 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 kraftparksmoduler 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 kraftparksmodulen är i driftmod frekvensreglering (FSM) genom att applicera frekvens in på parkregulatorn 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.

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 parkregulatorn vid frekvensdödband 0,1 Hz visas i tabell 4 och figur 9.

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

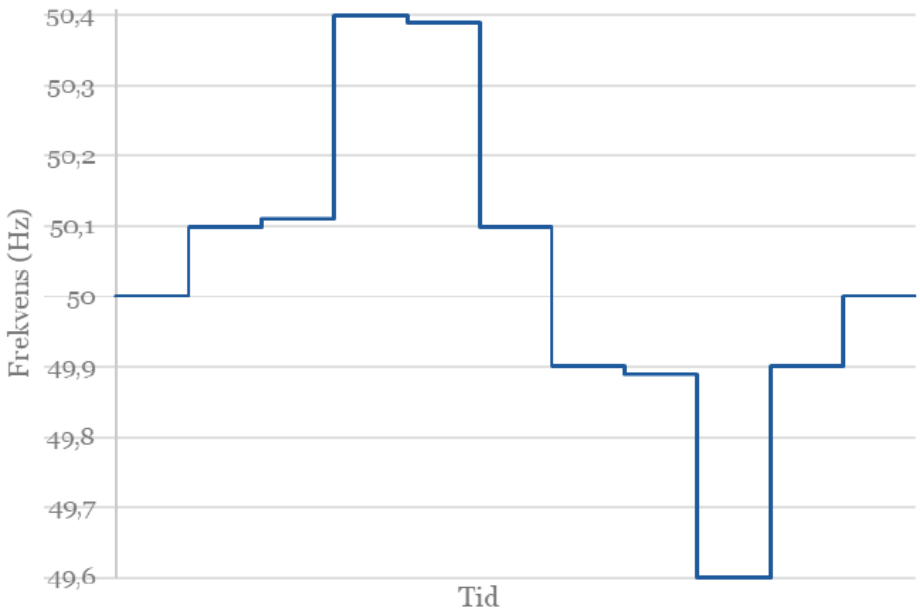
Tabell 4. Frekvenssteg som påförs parkregulatorn vid test av FSM och frekvensdödband 0,1 Hz

Innan varje nytt frekvenssteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts.

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

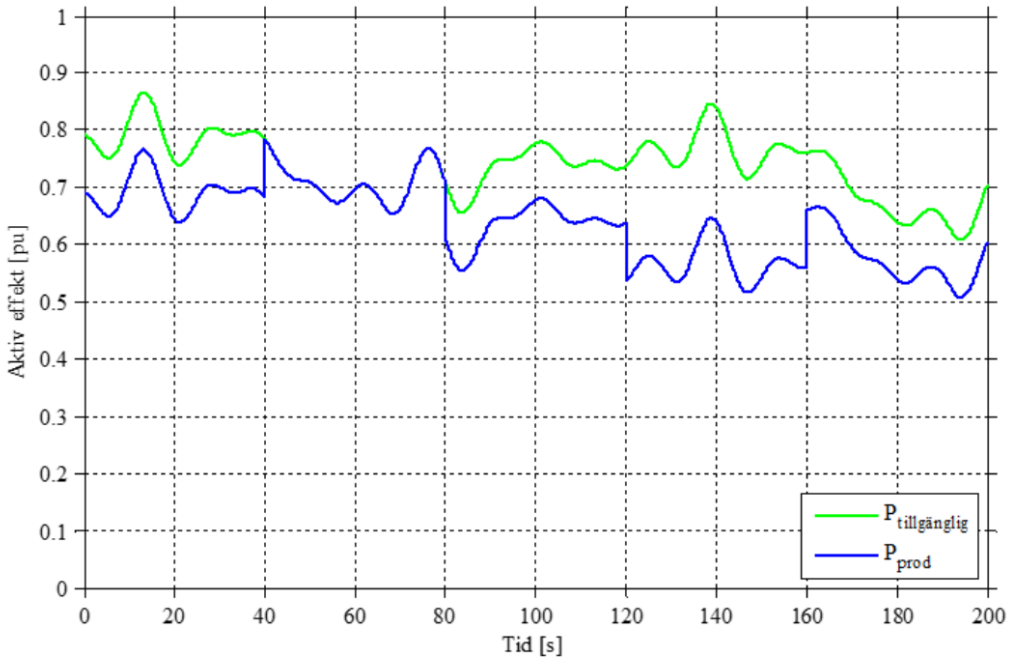
1. *(0,8-0,95)*P_{max} (tillgång på primär energi som överstiger vald effektnivå)*
2. *0,5*(P_{max} + P_{min}) (tillgång på primär energi som överstiger P_{min} + 0,6*P_{max})*
3. *0,9*P_{tillg} (tillgång på primär energi understiger P_{max})*

Där P_{max} är den maximala kontinuerliga effekten, P_{min} är lägsta nivå med reglerförmåga och P_{tillg} är den för tillfället tillgängliga aktiva effekten.



Figur 9. Påförd simulerad frekvenssignal vid test av FSM och frekvensdödband 0,1 Hz

Provet för effektnivå 3 utförs på valfri aktiv effektnivå och förändringen i den aktiva effektproduktionen för ett steg i frekvensen relaterar till den tillgängliga aktiva effekten enligt exemplet i figur 10.

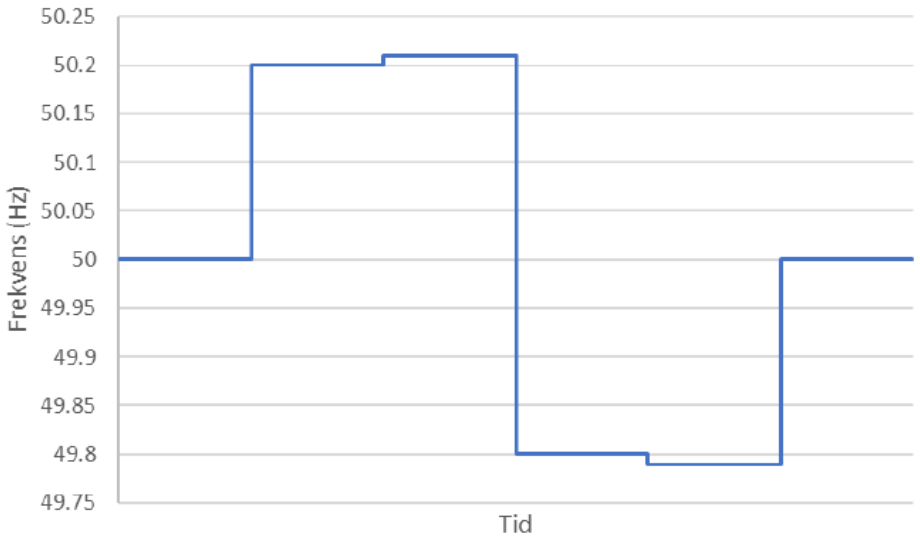


Figur 10. Exempel på FSM respons

Frekvensdödbandet ställs in på ± 0,20 Hz och därefter påförs följande frekvenssteg på parkregulatorn enligt tabell 5 och figur 11 vid effektnivå 1.

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 parkregulatorn vid test av FSM och frekvensdödband 0,2 Hz



Figur 11. 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 parkregulatorn visas i tabell 6 och figur 12.

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

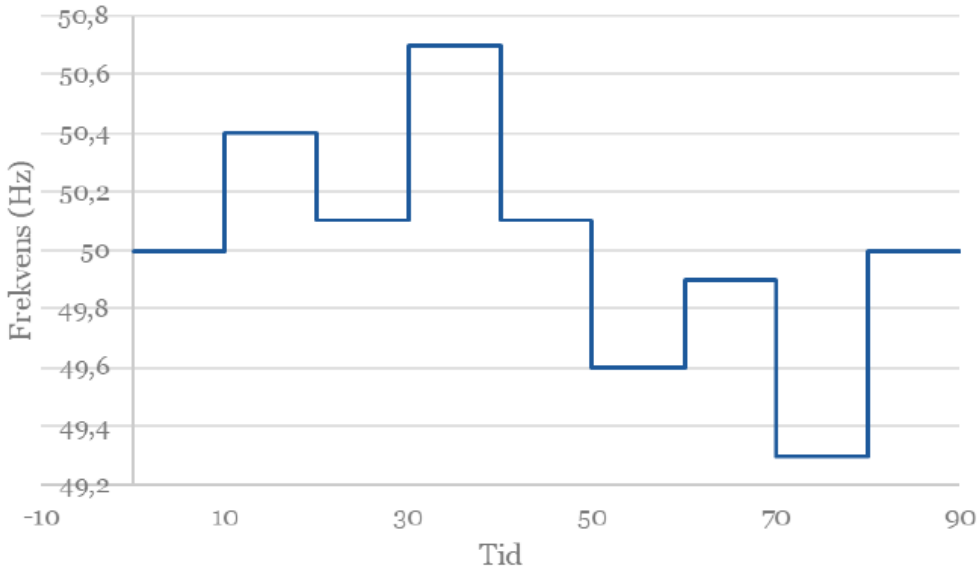
Tabell 6. Frekvenssteg som påförs parkregulatorn vid test av snabbheten och statik (12%) vid FSM

Innan varje nytt frekvenssteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts.

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

1. *(0,8-0,9)*P_{max} (tillgång på primär energi som överstiger vald effektnivå)*
2. *0,5*(P_{max} + P_{min}) (tillgång på primär energi som överstiger P_{min} + 0,6*P_{max})*

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

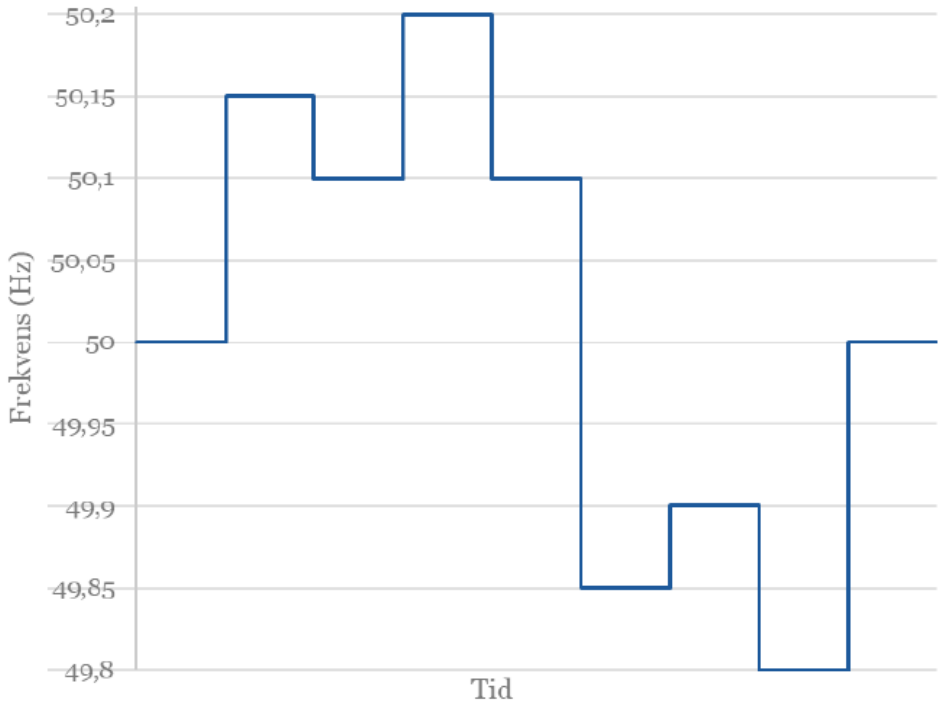


Figur 12. Påförd simulerad frekvenssignal vid test av snabbheten och statik (12%) vid FSM

För effektnivå 1 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 13.

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

Innan varje nytt frekvenssteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts.

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 $P_{ref} = P_{max}$.

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.

De flesta andra resultat från provet avläses direkt ur provet.

4.6.9. Resultat av prov rörande snabbhet i reglering samt statik

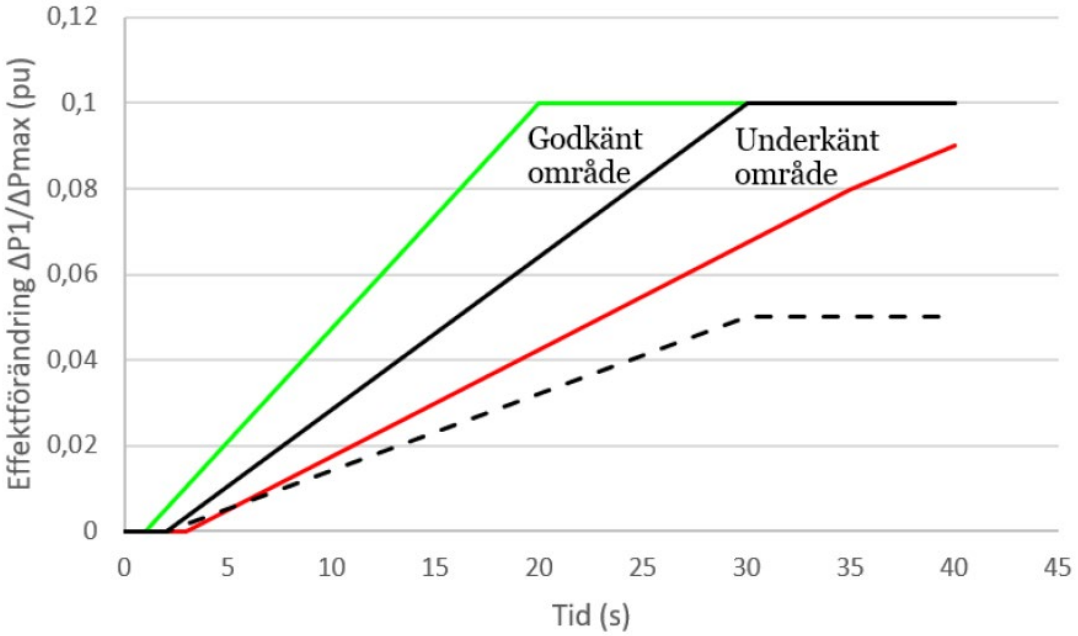
Provet ska anses som godkänt om:

- *Aktivering av effektförändring vid respektive frekvenssteg sker snabbare än vad som visas i figur 14 nedan.*
- *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 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).*

- *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 stationära aktiva effektpendlingar med en amplitud större än 0,1 % av P_{max}.*



Figur 14. Krav på effektrespons vid en stegförändring av frekvensen

I figur 14 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 kraftparksmoduler samtidigt.

Provet syftar till att visa att en börvärdesförändring av aktiv effekt skickad från Vattenfall Eldistribution till kraftparksmodulen 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 kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering och om möjligt vid maximal kontinuerlig aktiv effekt, P_{max}. Om drifttiden vid P_{max} är alltför begränsad kan provet istället utföras valfritt inom intervallet (0,8-1,0)*P_{max}. Slutnivån måste dock anpassas så att steget ändå blir 50 % av P_{max}, dvs. utförs provet vi 90% av P_{max} ska slutnivån hamna på 40% av P_{max}. Vattenfall Eldistribution skickar en instruktion till kraftparksmodulen om att minska den aktiva effektproduktionen från P_{max} (eller lägre) ned till en aktiv effektproduktion motsvarande 50 % lägre än startnivån.

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 parkregulatorn där en eventuellt framtida överliggande signal kan kopplas in.

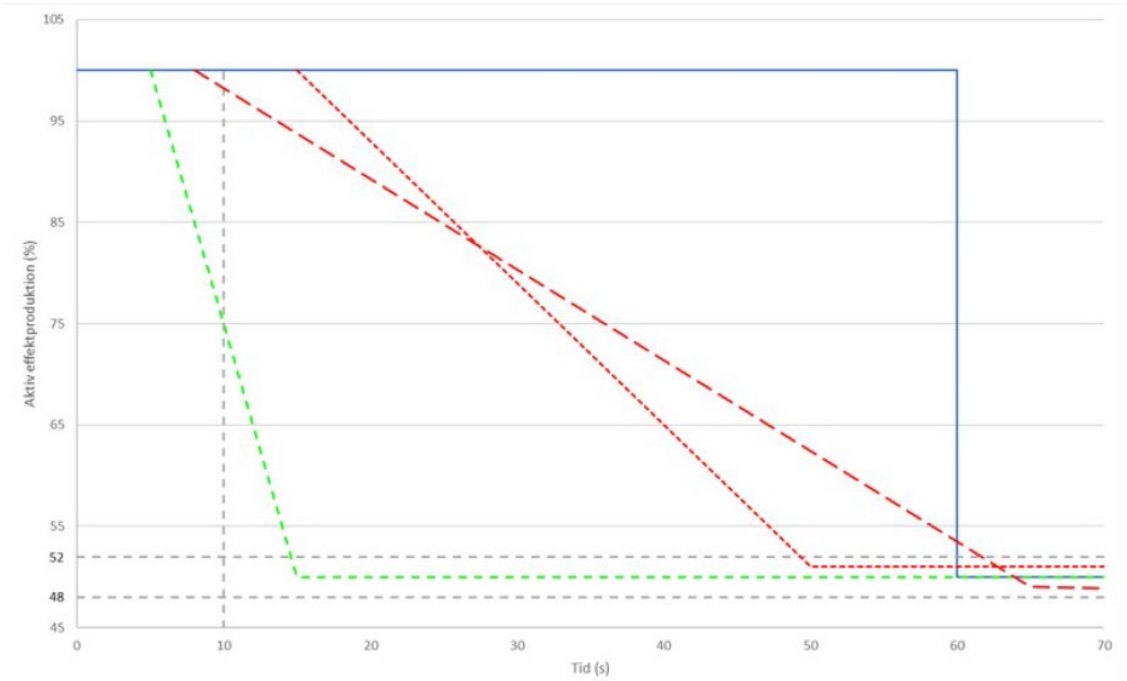
4.7.4. Resultat av prov

Provet anses godkänt om:

- *Nedregleringen av aktiv effekt påbörjas inom 10 s efter att instruktion skickats, se gråstreckad lodrät linje i figur 15. En viss kortvarig ökning kan accepteras under de första sekunderna om det är relaterat till naturliga begränsningar i kraftparksmodulen, exempelvis en vindökning.*

- *Reduktion av aktiv effekt skett från P_{max} ned till 50 % av P_{max} inom 60 s, se heldragen blå kurva i figur 15.*

- *Ny stationär aktiv effektnivå avviker <2 % av P_{max}* ifrån det nya börvärdet för aktiv effektnivå*, dvs. mellan 48-52 % av P_{max}, se gråstreckad vågräta linjer i figur 15.*



Figur 15. Krav på respons vid prov

I figur 15 visas ett exempel på godkänt resultat i form av den grönstreckade kurvan samt icke godkända resultat i form av de rödstreckade kurvorna.

4.8. Reglerbarhet och regleområde för aktiv effekt

4.8.1. Hänvisning till krav

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

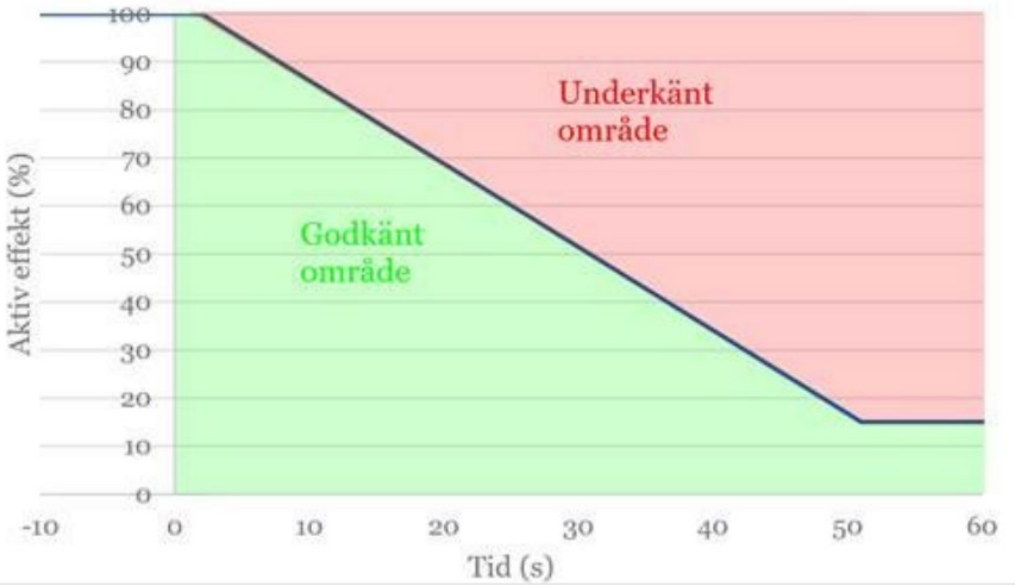
4.8.3. Utförande av prov

Provet utförs då kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering och om möjligt vid den högsta aktiva produktionsnivån, P_{max}. Om drifttiden vid P_{max} är alltför begränsad kan provet istället utföras valfritt inom intervallet (0,8-1,0)*P_{max}. Effektbörvärdet för den aktiva effektproduktionen justeras ned från P_{max} till 0,15*P_{max}. Efter att driften och den aktiva effektproduktionen i kraftparksmodulen stabiliserats vid 0,15*P_{max} justeras effektbörvärdet från 0,15*P_{max} upp till P_{max}.

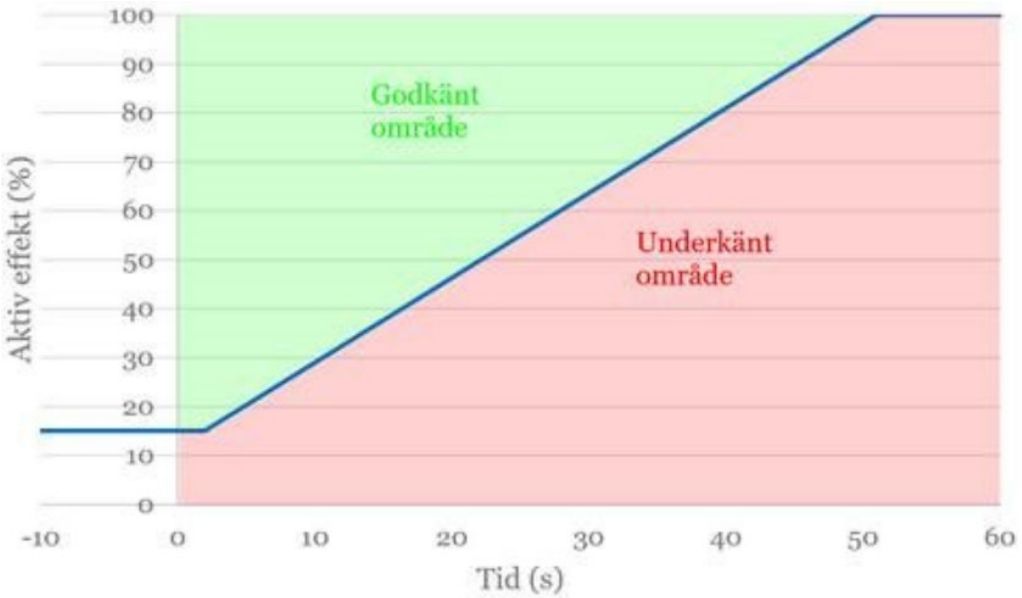
4.8.4. Resultat av prov

Provet anses godkänt om:

- *Kraftparksmodulen bibehåller stabil drift och anslutning till nätet vid* 0,15*P_{max}. *Med stabil drift menas att avvikelsen mellan den stationära aktiva effektnivån och effektbörvärdet hamnar inom toleransen 2 % av P_{max}*
- *Responsen i aktiv effekt vid nedregleringsprovet sker med föreskriven ändringshastighet, dvs. under föreskriven kurva i figur 16*
- *Responsen i aktiv effekt vid uppregleringen sker med föreskriven ändringshastighet, dvs. ovanför föreskriven kurva i figur 17. Avvikelsen mellan den stationära aktiva effektnivån och effektbörvärdet hamnar inom toleransen 2 % av* P_{max}



Figur 16. Krav (nedanför blå kurva) på nedregleringshastighet och regleområde för en kraftparksmodul i driftmod aktiv effektreglering



Figur 17. Krav (ovanför blå kurva) på uppregleringshastighet och regleområde för en kraftparksmodul i driftmod aktiv effektreglering.

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 kraftparksmoduler 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 kraftparksmoduler. 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 kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering. Två steg i börvärdet för den aktiva effekten appliceras enligt:

1. *Ökning av effektbörvärdet med 0,3** P_{max}
2. *Minskning av effektbörvärdet med 0,3** P_{max}

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 30 % ska effektförändringen vara inom intervallet 29,4–30,6 % av P_{max}.

Samtliga provmoment enligt ovan utförs med följande initiala aktiva effektnivåer:

1. *50 % av P_{max}*
2. *70 % av P_{max}*

Vid provet ska den tillgängliga aktiva effekten vara minst 80 % av P_{max}.

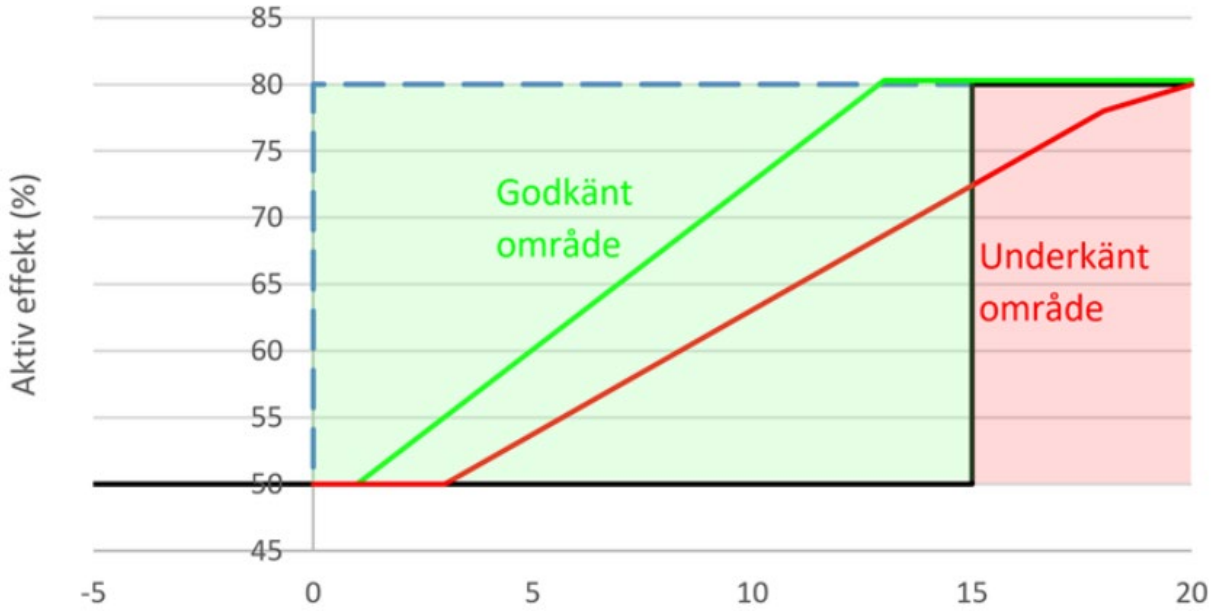
För de kraftparksmoduler där det finns rampbegränsare på effektbörvärdesförändringen som går i ingrepp, implementeras lämpligen två varianter för ändring av effektbörvärdet:

1. Snabbare förändring av effektbörvärdet tillåts och används vid order av Svenska kraftnät
2. Långsammare förändring av effektbörvärdet tillåts och används vid normal drift

4.9.4. Resultat av prov

Provet ska anses godkänt om:

- Förändringen av effektbörvärdet uppåt och nedåt för samtliga provade effektnivåer resulterar i en förändring av den aktiva effektproduktionen som efter 15 s överstiger 30 % av P_{max} (en tolerans på ±2 % av effektsteget tolereras, dvs. ±0,006*P_{max}), se figur 18



Figur 18. Exempel på resultat för en kraftparksmodul

I figur 18 visas ett exempel på provresultat för en kraftparksmodul. Blåstreckad kurva visar förändringen av effektbörvärdet med 30 %, svart är gränsen för kravuppfyllnad samt grön respektive röd kurva visar exempel på ett godkänt och icke godkänt resultat.

4.10. Återsynkronisering inom 15 minuter

Detta krav gäller endast för de kraftparksmoduler 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, kravet i detta avsnitt, eller att kraftproduktionsmodulerna i samband med en störning kan gå över i husturbindrift.

Kravet på husturbindrift är specificerat till 12 timmar och för att sätta rimliga och jämlika krav på uthålligheten på hjälpkraftsystem i de kraftproduktionsmoduler som är snabbstartade tolkas att samma tidskrav på 12 timmar gäller, dvs. uppstart och återsynkronisering ska kunna ske om anslutande nät varit spänningslöst i upp till 12 timmar. För de situationer då det är spänningslöst i mer än 12 timmar accepteras att uppstarten och återsynkronisering av kraftproduktionsmodulen tar längre tid än 15 minuter.

Förutom de två ovannämnda situationerna med uppstart inom 15 minuter respektive husturbindrift kan det finnas kraftproduktionsmoduler i stationer där hjälpkraftbehovet inte är direkt anslutet elektriskt via kraftproduktionsmodulens generator utan istället sker matning av hjälpkraften från en annan kraftproduktionsmodul i samma station eller vid en störning via en dieselgenerator eller motsvarande intern hjälpkraftkälla. I samband med bortfall av spänningen på

anslutande nät ska kraftproduktionsmodulen klara av en övergång till tomgång, dvs. drift helt utan belastning (idle). Detta till skillnad mot husturbindrift där kraftproduktionsmodulen definitionsmässigt matar sin egen hjälpkraft.

Om kraftproduktionsmodulen kan klara av en övergång till tomgång (idle), därefter tomgångsdrift i mer än 12 timmar och sedan återsynkronisera inom 15 minuter så uppfylls kravet. Om hjälpkraften matas av en annan kraftproduktionsmodul måste i så fall denna kunna klara av att gå in i husturbindrift och kunna drivas i husturbindrift i mer än 12 timmar. Dessutom måste denna kraftproduktionsmodul alltid vara i drift samtidigt med den kraftproduktionsmodul som saknar egen hjälpkraftmatning via generatorn. Om hjälpkraften i samband med störningen tas över från exempelvis en dieselgenerator måste denna kunna ha en uthållighet på mer än 12 timmar.

Det finns även kraftproduktionsmoduler där matningen av hjälpkraften tillfälligt kan tas över i samband med en störning och sedan när kraftproduktionsmodulens spänning och frekvens stabiliserats sker överkoppling tillbaka till matning via den egna kraftproduktionsmodulen. För de kraftproduktionsmoduler som stoppar, återstartar samt återsynkroniserar inom 15 minuter följs beskrivningen i detta avsnitt 4.10. För övriga fall måste en speciell procedur för överensstämmelseprovning tas fram projektspecifikt utifrån de förhållanden som gäller i det specifika fallet. Proceduren kommer dock till stora delar att bygga på provet på husturbindrift beskrivet i avsnitt 4.11.

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 och att detta i sin tur leder till att kraftproduktionsmodulen löser ut och stoppar. Om kraftproduktionsmodulen istället går över i husturbindrift förutsätts att kravet på 12 timmars husturbindrift inte klaras utan att kraftproduktionsmodulen kommer att stängas ned efter en viss tid som är kortare än 12 timmar.

4.10.4. Utförande av prov

Provet utförs då kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering. Spänningsregulatorn är i normal driftmod, dvs. automatisk spänningsreglering eller MVAr reglering. Den aktiva effektproduktionen har justerats valfritt inom effektområdet (0,8-1,0)*P_{max} och den reaktiva effektproduktionen i anslutningspunkten har justerats till $P_{max}/3$.

- *Slå ifrån kraftparksmodulens aggregatbrytare, dvs brytaren till transformatorn som förbinder kraftparksmodulen med överliggande nät*

- *Slå ifrån all övrig extern hjälpkraftsmatning så att hjälpkraften blir spänningslös*

- Säkerställ att kraftproduktionsmodulen löst ut och stoppas. Om kraftproduktionsmodulen lyckats gå över i husturbindrift stoppas kraftproduktionsmodulen av operatören

- *Slå till spänningsmatningen till hjälpkraften en minut efter att hjälpkraften blev spänningslös, detta motsvarar att spänningen återkommer på anslutande nät*

- *Återstarta kraftparksmodulen 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.

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 och upprättande av husturbindrift

Detta krav gäller för de kraftparksmoduler som inte klarar av kravet på återsynkronisering inom 15 minuter. De kraftparksmoduler 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 15.5c 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 kraftparksmoduler 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 kraftparksmodulerna är snabbstartade eller att kraftparksmodulerna i samband med en störning kan gå över i husturbindrift.

4.11.3. Syfte med prov

Provet syftar till att visa kraftparksmodulens förmåga att övergå till husturbindrift samt därefter drivas i husturbindrift under specificerat tidsintervall.

4.11.4. Utförande av prov

Provet utförs då kraftparksmodulen 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 via ett stort lastfrånslag*
- *Slå ifrån all övrig extern hjälpkraftsinmatning*
- *Drift i husturbindrift ska därefter pågå i mer än 12 timmar*
- Efter 12 timmars husturbindrift, slås extern kraftmatning till, därefter fasas kraftparksmodulen åter in på nätet via brytaren i anslutningspunkten

Provet avseende husturbindriftövergång utförs även vid en annan produktionsnivå. Den aktiva effektproduktionen ska då vara lägsta nivå med reglerförmåga och den reaktiva effektförbrukningen i anslutningspunkten ska vara lika med $P_{max}/3$.

- *Slå ifrån aggregatbrytaren så att kraftparksmodulen övergår i husturbindrift via ett litet lastfrånslag*
- *Slå ifrån all övrig extern hjälpkraftsinmatning*
- *Drift i husturbindrift ska därefter pågå i mer än 5 minuter*
- *Efter 5 minuters husturbindrift slås extern kraftmatning till, därefter fasas kraftparksmodulen åter in på nätet.*

För en del kraftparksmoduler kan det finnas driftmässiga begränsningar som gör att den reaktiva effektproduktionen eller förbrukningen 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 $P_{max}/3$ eller lägre

reaktiv effektförbrukning än $P_{max}/3$. Generellt eftersträvas att provet inte ska ge spänningsförändringar större än 3 % på anslutande nät.

12 timmars husturbindrift kan för vissa kraftparksmoduler (exempelvis solcellsanläggningar) inte uppnås på grund av att den primära energikällan inte finns tillgänglig under 12 timmar per dygn. I dessa situationer bör prov planeras så att det kan utföras under så lång tid som möjligt.

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. Förutsättningen för att få förkorta provet till 2 timmar är att ägaren av kraftparksmodulen kan visa att inga ytterligare påfrestningar på kraftparksmodulen 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:

- *Kraftparksmodulen klarar av den transienta överspänning/underspänning som fås vid de båda husturbindriftövergångarna utan att kraftparksmodulens skydd löser ut*
- *Kraftparksmodulen klarar av den kraftiga frekvensökning/frekvenssänkning som fås efter husturbindriftövergångarna utan att kraftparksmodulens skydd löser ut*
- *Kraftparksmodulen klarar av husturbindrift under mer än 12 (2) timmar respektive 5 minuter i de två delproven och därefter kan fasas in på nätet igen*

4.12. Tillhandahållande av syntetisk tröghet

4.12.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 3, artikel 21.2*

4.12.2. Bakgrund till krav

Trögheten/rotationsenergin är en viktig egenskap i elsystemet eftersom trögheten begränsar frekvensderivatan vid obalans mellan produktion och last. När synkrona kraftproduktionsmoduler ersätts med annan typ av generering förvinner en del av den naturliga trögheten i systemet. En mindre tröghet i systemet ger en risk för större frekvensvariationer vilket inte är önskvärt. Ett sätt att öka trögheten i systemet är att tillhandahålla syntetisk tröghet från kraftparksmoduler. Den syntetiska tröghet som kraftproduktionsmodulen ska ha förmåga att tillhandahålla är ett projektspecifikt krav.

4.12.3. Syfte med prov

Syftet med provet är att visa att kraftparksmodulen har förmåga att tillhandahålla den syntetiska tröghet som har specificerats i de projektspecifika kraven.

4.12.4. Utförande av prov

Detta är ett projektspecifikt krav där både specifikation av kraven och metod för verifiering bestäms av Vattenfall Eldistribution och/eller Svenska kraftnät.

4.12.5. Resultat av prov

Provet ska anses godkänt om:

- *Kraftparksmodulen kan påvisa uppfyllnad av de givna reglerprinciperna*

5. Reaktiv effekt och spänningsreglering

För att påvisa kraftparksmodulens kravuppfyllnad gällande kraven för styrning av reaktiv effekt och spänningsreglering görs ett antal simuleringar.

Eftersom spänningsregleringen är beroende av det anslutande nätet ska en modell av nätet användas vid simuleringar med en nätansluten kraftparksmodul. En nätekvivalent tillhandahålls av Vattenfall Eldistribution.

För att utföra dessa simuleringar måste både börvärdet för de olika moderna för reaktiv effektreglering kunna ändras, och även spänningen i anslutningspunkten genom att ändra spänningen för nätekvivalenten.

5.1. Reaktiv effekt reglering

5.1.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 3, artikel 21.3c iv, 21.3d i, v och vii*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 5, 5-6§*

5.1.2. Syfte med prov

Provet syftar till att visa att en kraftparksmodul i driftmod reaktiv effektreglering kan producera och förbruka reaktiv effekt motsvarande gällande kravbild enligt tekniska villkor angivna av Vattenfall Eldistribution i anslutningsavtalet. Det ska även vara möjligt att justera reaktivt effektbörvärdet i steg om 0,05 pu eller 5 MVAr (5/Q_{max} pu) om detta är mindre än 0,05 pu. Vidare syftar provet till att visa att förändringen av reaktiv effekt sker inom den tid som är angiven av Vattenfall Eldistribution. Vid driftmod reaktiv effektreglering ska även visas att övergång till reglermod spänningsreglering sker om spänningen i anslutningspunkten understiger 95 %. Driftmod spänningsreglering ska därefter vara aktiv i minst 5 minuter efter det att spänningen åter överstiger 95 %.

5.1.3. Utförande av prov

Provet utförs när kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering och om möjligt vid maximal kontinuerlig aktiv effekt, P_{max}, samt valfritt inom intervallet (0,2-0,3)* P_{max}. Om drifttiden vid P_{max} är alltför begränsad kan provet istället utföras valfritt inom intervallet (0,8-1,0)* P_{max}. Kraftparksmodulen ska vara i driftmod reaktiv effektreglering med ett inställt reaktivt effektbörvärde på 0 pu (observera att 1 pu reaktiv effekt motsvarar P_{max}/3). Spänningsbörvärdet ska vara inställt på 100 % och Q-U-lutningen i spänningsregleringen ska vara inställd på 2 % (detta innebär att då spänningen i anslutningspunkten minskar försöker kraftparksmodulen upprätthålla spänningen genom produktion av reaktiv effekt). Eventuellt dödband i regleringen ska vara inställt på 0 %. Börvärdet för reaktiv effekt ändras enligt tabell 8, där ett positivt värde på den reaktiva effekten innebär produktion av reaktiv effekt.

Steg 1	$Q_{börvärde}$ ändras från 0 pu till 0,05 pu (eller till 5/Q_{max} pu om detta blir lägre än 0,05 pu)
Steg 2	$Q_{börvärde}$ ändras från 0,05 pu till 0,5 pu
Steg 3	$Q_{börvärde}$ ändras från 0,5 pu till 1 pu
Steg 4	$Q_{börvärde}$ ändras från 1 pu till 0,5 pu
Steg 5	$Q_{börvärde}$ ändras från 0,5 pu till 0 pu
Steg 6	$Q_{börvärde}$ ändras från 0 pu till -0,5 pu
Steg 7	$Q_{börvärde}$ ändras från -0,5 pu till -0,55 pu (eller till -5/Q_{max} pu om detta blir högre än -0,55 pu)
Steg 8	$Q_{börvärde}$ ändras från -0,55 pu till -1 pu
Steg 9	$Q_{börvärde}$ ändras från -1 pu till -0,5 pu
Steg 10	$Q_{börvärde}$ ändras från -0,5 pu till 0 pu

Tabell 8 Reaktiva effektsteg vid simulering. $Q_{börvärde}$ är börvärdet för reaktiv effekt.

Beroende på anslutande nät och dess eventuella begränsningar kan stegen i tabell 8 vid behov behöva justeras. Detta ska då ske enligt överenskommelse med Vattenfall Eldistribution.

Prov ska även utföras då kraftproduktionsmodulen är i normal driftmod, dvs. producerar all tillgänglig aktiv effekt ifrån primära energikällan. Således kommer den aktiva effektproduktionen att variera, exempelvis på grund av att vinden varierar eller att solinstrålningen varierar. Den tillgängliga effekten behöver dock vid detta prov minst vara 0,3*P_{max}. Driftmoden för spänning/reaktiv effekt ska vara reaktiv effektreglering och inställt reaktivt effektbörvärde ska vara 1,0 pu. Provet ska pågå under minst 30min. Därefter ändras börvärdet till -1,0 pu varpå provet körs ytterligare minst 30min.

För att verifiera att driftmoden ändras från reaktiv effektreglering till spänningsreglering om spänningen i anslutande nät, U, understiger 95 % appliceras en tilläggssignal till parkregulatorn för spänning, ΔU, i enlighet med proceduren beskriven i avsnitt 2.2. Vid provet ska det reaktiva effektbörvärdet vara inställt på 0 pu, spänningsbörvärdet 1,00 pu och Q-U lutningen 7 %. Tabell 9 visar stegsekvensen för prov av övergång till spänningsreglering från reaktiv effektreglering.

Steg 11	Lägg till ΔU, i steg motsvarande en förändring av spänningen i yttre nät på -1%, tills U+ΔU<0,94 pu
Steg 12	Om U+ΔU ej överskrider 0,95 pu efter övergång till spänningsreglering: ΔU justeras stegvis upp tills U+ΔU>0,95 pu
Steg 13	Efter att U+ΔU>0,95 pu i mer än 7 minuter avbryts provet

Tabell 9. Prov av övergång till spänningsreglering från reaktiv effektreglering

5.1.4. Analys av prov

Snabbheten i regleringen av reaktiv effekt ska vara enligt tekniska villkor angivna av Vattenfall Eldistribution i anslutningsavtalet. Analysen av provet sker i analogi med analysen av provet på spänningsreglering (avsnitt 5.2.4)

5.1.5. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- *Reaktiv effektbörvärde enligt steg 1 och steg 7 går att ställa in och en förändring av den reaktiva effektproduktionen fås motsvarande förändring av reaktivt effektbörvärde. En viss tolerans accepteras då stationärvärdet av reaktiv effekt tillåts variera 0,05 pu eller 5MVAr (5/Q_{max} pu) om detta är lägre än 0,05 pu*

- *Steg 3 resulterar i att den reaktiva effektproduktionen i stationärtillståndet blir 1 pu. En viss tolerans accepteras då stationärvärdet av reaktiv effekt tillåts variera 0,05 pu eller 5MVAr (5/Q_{max} pu) om detta är lägre än 0,05 pu*

- *Steg 8 resulterar i att den reaktiva effektproduktionen i stationärtillståndet blir -1 pu. En viss tolerans accepteras då stationärvärdet av reaktiv effekt tillåts variera 0,05 pu eller 5MVAr (5/Q_{max} pu) om detta är lägre än 0,05 pu*

- *Vid ett steg i börvärdet för den reaktiva effekten ska den maximala ändringshastigheten vara enligt tekniska villkor angivna av Vattenfall Eldistribution i anslutningsavtalet*

- *Drift med reaktiv effektreglering med ett reaktivt effektbörvärde på 1,0 pu under normal driftmod av aktiv effekt resulterar i att den reaktiva effektproduktionen hålls på 1,0 pu under provtiden. En viss tolerans accepteras då stationärvärdet av reaktiv effekt tillåts variera 0,05 pu eller 5MVAr (5/Q_{max} pu) om detta är lägre än 0,05 pu*

- *Steg 11 resulterar i att kraftparksmodulen ändrar reglermod från reaktiv effektreglering till spänningsreglering och att spänningsregleringen justerar den reaktiva effekten utifrån inställt spänningsbörvärde och Q-U lutning.*

- *Steg 12 och 13 medför att återgång till driftmod reaktiv effektreglering inte sker eller att övergång sker tidigast 5 minuter efter att spänningen överstiger 0,95 pu*

5.2. Reglerbarhet av spänning

5.2.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 3, artikel 21.3b, c, d ii-iv*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 5, 2-4§*

5.2.2. Syfte med prov

Kraftparksmodulens förmåga att vid anslutning till distributionssystemet kunna bidra till spänningsreglering i anslutningspunkten med ett spänningsbörvärde inom området 95-105 % ska visas, liksom snabbheten i att tillhandahålla reaktiv effekt vid en förändring av spänningen. Vid spänningsreglering inom spänningsområdet 90-102 % ska visas att reaktiv effekt upp till $P_{max}/3$ kan produceras och inom spänningsområdet 95-105 % ska visas att reaktiv effekt upp till $P_{max}/3$ kan förbrukas. Även kraftparksmodulens spänningsreglering med valbar Q-U-lutning (reaktiv kompensering) inom området 2-7 % samt möjligheten till dödband ska visas. Kraven på snabbheten i att tillhandahålla reaktiv effekt är ett projektspecifikt krav som anges av Vattenfall Eldistribution.

5.2.3. Utförande av prov

Provet utförs när kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering och om möjligt vid maximal kontinuerlig aktiv effekt, P_{max}, samt valfritt inom intervallet (0,2-0,3)* P_{max}. Om drifttiden vid P_{max} är alltför begränsad kan provet istället utföras med valfritt konstant effektbörvärde inom intervallet (0,8- 1,0)* P_{max}. Kraftparksmodulen ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering med ett inställt spänningsbörvärde på 100 % av spänningen i anslutningspunkten. Provet utförs initialt genom att applicera förändringar av spänningsbörvärdet enligt tabell 10. Beroende på spänning och styrka (kortslutningseffekt) i anslutande nät kan i vissa fall inte spänningsbörvärdet regleras inom önskat intervall. En annan begränsning är att spänningen i anslutningspunkten inte bör ändras mer än 3 % i samband med proven. I det anslutande nätet finns även lindningskopplare som reglerar spänningen. Därför kan vid vissa prov, i samråd med Vattenfall Eldistribution, lindningskopplare behöva läggas i manuell mod för att inte automatiskt reglera spänningen. Slutligen är det viktigt att beakta att kravet på att tillhandahålla reaktiv effekt motsvarande $P_{max}/3$ gäller upp till en spänning i anslutningspunkten på 102 % medan motsvarande begränsning för att förbruka reaktiv effekt motsvarande $P_{max}/3$ gäller för en spänning i anslutningspunkten upp till 105 %. Om spänningen i anslutande nät avviker för mycket från 100 % då den reaktiva effektutmatningen är 0 Mvar får en justering ske av spänningsbörvärde som anges i tabell 10. Eventuell justering av spänningsbörvärde ska ske i samråd mellan ägaren av kraftparksmodulen, Vattenfall Eldistribution och Svenska kraftnät.

Steg 1	$U_{börvärde}$ ändras från 1 pu till 1,01 pu
Steg 2	$U_{börvärde}$ ändras från 1,01 pu till 1 pu
Steg 3	$U_{börvärde}$ ändras från 1 pu till 0,99 pu
Steg 4	$U_{börvärde}$ ändras från 0,99 pu till 1 pu
Steg 5	$U_{börvärde}$ ändras från 1 pu till 1,02 pu
Steg 6	$U_{börvärde}$ ändras från 1,02 pu till 1 pu
Steg 7	$U_{börvärde}$ ändras från 1 pu till 0,98 pu
Steg 8	$U_{börvärde}$ ändras från 0,98 pu till 1 pu
Steg 9	$U_{börvärde}$ ändras från 1 pu till 1,05 pu
Steg 10	$U_{börvärde}$ ändras från 1,05 pu till 1 pu
Steg 11	$U_{börvärde}$ ändras från 1 pu till 0,95 pu
Steg 12	$U_{börvärde}$ ändras från 0,95 pu till 1 pu
Steg 13-16	Om steg 9-11 inte medför begränsning av den reaktiva effekten påförs spänningssteg som medför att detta sker

Tabell 10. Spänningssteg vid provning

Innan varje nytt spänningssteg påförs ska stationärtillstånd uppnåtts. Detta har uppnåtts då den reaktiva effekten utifrån kraftparksmodulen inte varierar med mer än 1 % av Q_{max}. I vissa situationer, då nätets spänning varierar

mycket, kan större variationer accepteras efter godkännande av Vattenfall Eldistribution. Prov ovan, enligt tabell 10, utförs för följande inställningar:

- 0 % dödband och Q-U-lutning på 2 %, alla steg enligt tabell 10
- 0 % dödband och Q-U-lutning på 4,5 %, steg 5-8 enligt tabell 10
- 0 % dödband och Q-U-lutning på 7 %, steg 5-8 enligt tabell 10

För kraftparksmoduler som är utrustade med dödband i spänningsregleringen ska prov utföras där steg appliceras enligt tabell 11. Prov enligt tabell 11 utförs för följande inställningar:

- ± 1,5 % dödband och Q-U-lutning på 4,5 %

Steg 17	$U_{börvärde}$ ändras från 1 pu till 1,01 pu
Steg 18	$U_{börvärde}$ ändras från 1,01 pu till 1,02 pu
Steg 19	$U_{börvärde}$ ändras från 1.02 pu till 1,03 pu
Steg 20	$U_{börvärde}$ ändras från 1,03 pu till 1 pu
Steg 21	$U_{börvärde}$ ändras från 1 pu till 0,99 pu
Steg 22	$U_{börvärde}$ ändras från 0,99 pu till 0,98 pu
Steg 23	$U_{börvärde}$ ändras från 0,98 pu till 0,97 pu
Steg 24	$U_{börvärde}$ ändras från 0,97 pu till 1 pu

Tabell 11. Spänningssteg vid provning, inklusive dödband

Innan varje nytt spänningssteg påförs ska stationärtillstånd uppnåtts.

Förändringar av spänningsbörvärdet är normalt kombinerat med en rampfunktion som begränsar hur snabbt en förändring av spänningsbörvärdet slår igenom. För att testa av snabbheten i spänningsreglering behöver därför prov utföras i enlighet med proceduren beskriven i avsnitt 2.2 där en simulering görs av att spänningen förändras i yttre nät. Vid prov på snabbheten ska driftmoden vara spänningsreglering, Q-U lutningen ska vara 2 % och dödbandet ska vara 0 %. Vid proven appliceras stegformade förändringar av spänningen i enlighet med tabell 12.

Steg 25	Lägg till ΔU, motsvarande en förändring av spänningen i yttre nät på +1%
Steg 26	Tag bort ΔU applicerat i steg 25
Steg 27	Lägg till ΔU, motsvarande en förändring av spänningen i yttre nät på +2%
Steg 28	Tag bort ΔU applicerat i steg 27
Steg 29	Lägg till ΔU, motsvarande en förändring av spänningen i yttre nät på -2%
Steg 30	Tag bort ΔU applicerat i steg 29

Tabell 12. Spänningssteg (yttre nät) vid provning

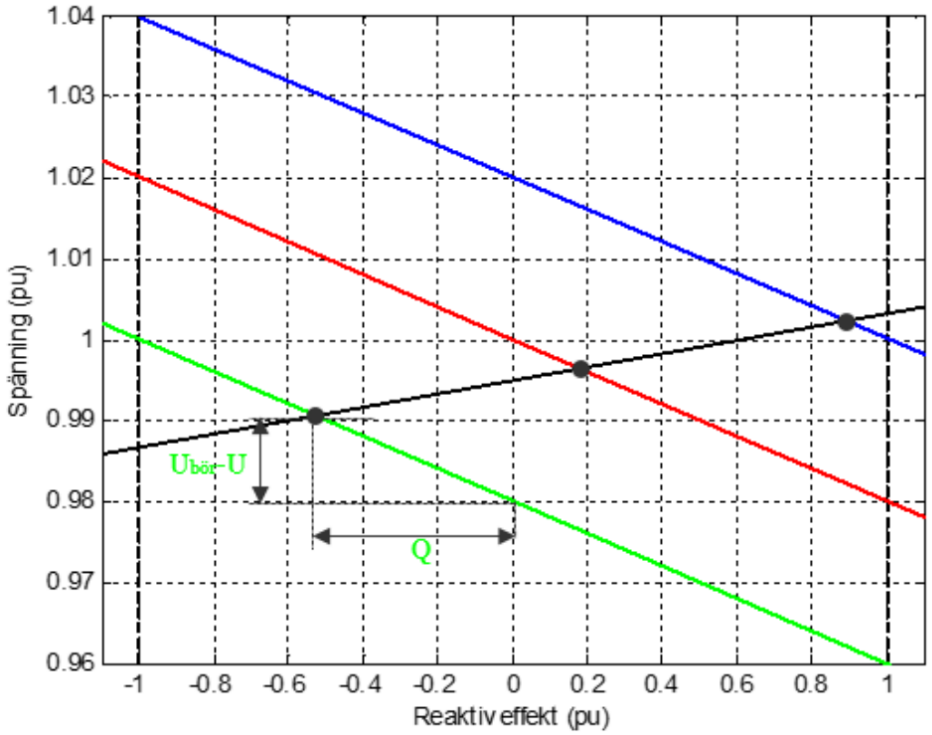
Innan varje nytt spänningssteg påförs ska stationärtillstånd uppnåtts.

5.2.4. Analys av prov

Baserat på uppnått stationärtillstånd i spänning i anslutningspunkten samt reaktiv effektproduktion/konsumtion från kraftparksmodulen beräknas Q-U-lutningen (reaktiv kompensering), X_c. Uppmätt spänning i anslutningspunkten, U, och spänningsbörvärde, $U_{bör}$, normeras utifrån nätspänningens börvärde med relativtal 1, U_{ref}. Reaktiv effekt, Q, normeras utifrån maximal reaktiv effekt, Q_{max}, där $Q_{max}=P_{max}/3$.

$$Xc = \frac{(\mathrm{Ubör} - \mathrm{U})/\mathrm{Uref}}{\mathrm{Q}/\mathrm{Qmax}} = \frac{(\mathrm{Ubör} - \mathrm{U})/\mathrm{Uref}}{3\mathrm{Q}/\mathrm{Pmax}}$$

Ett exempel på reaktiv effektproduktion/konsumtion som funktion av $U_{bör}$ vid en Q-lutning på 2 % visas i figur 19.



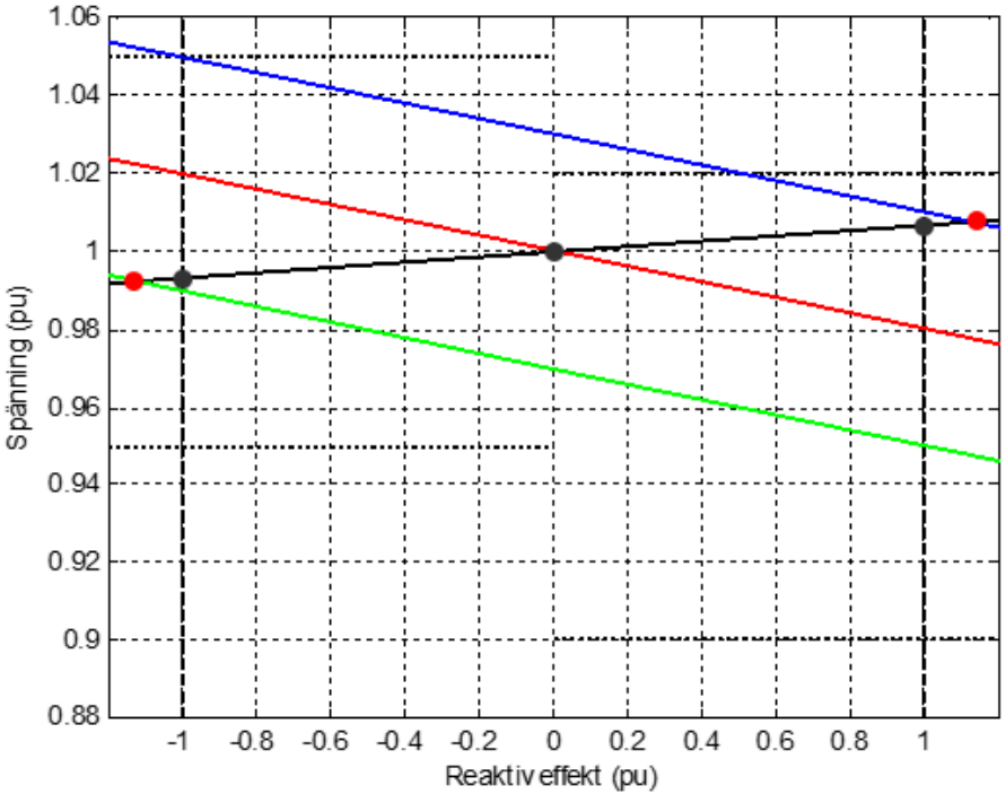
Figur 19. Reaktiv effektproduktion/konsumtion som funktion av Ubör. Q-U-lutning = 2%

Heldragen svart linje visar nätkarakteristiken i anslutningspunkten. Streckade svarta linjer visar kravet på produktion och förbrukning av reaktiv effekt. Blå, röd och grön linje visar spänningsbörvärde 1,02, 1,00 och 0,98 pu.

Vid större steg på spänningens börvärde kan en begränsning ske av den reaktiva effektproduktionen, vilket exemplifieras i figur 20. I detta fall kommer således inte de röda driftpunkterna att nås vid spänningssteg på ±3 % utan begränsning kommer att ske vid ± 1 pu reaktiv effekt. Beroende på spänningen i anslutningspunkten kan dessa begränsningar även inträffa för andra spänningssteg. I de fall då begränsning fås kan inte Q-U lutningen beräknas.

För de fall då prov utförs med ett dödband, DB, i spänningsregleringen justeras beräkningen av Q-U lutningen enligt:

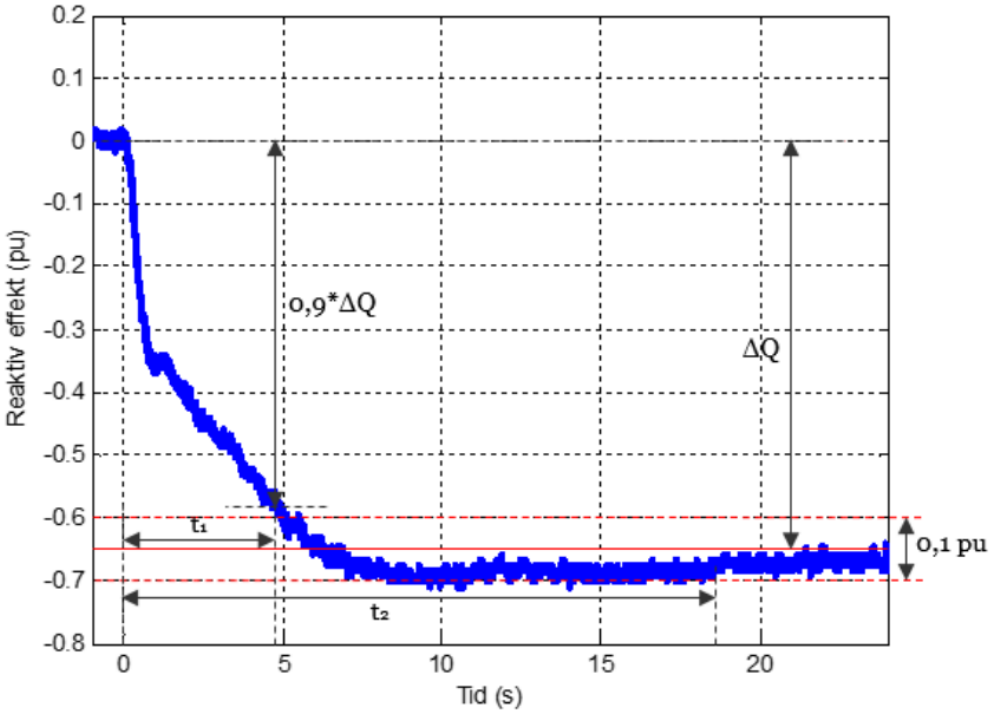
$$Xc = \frac{(\mathrm{Ubör} - \mathrm{U} \pm \mathrm{DB})/\mathrm{Uref}}{\mathrm{Q/Qmax}} = \frac{(\mathrm{Ubör} - \mathrm{U} \pm \mathrm{DB})/\mathrm{Uref}}{\mathrm{3Q/Pmax}}$$



Figur 20. Reaktiv effektproduktion/konsumtion, inkl. begränsining, som funktion av Ubör. Q-U-lutning = 2%

Heldragen svart linje visar nätkarakteristiken i anslutningspunkten. Streckade svarta linjer visar kravet på produktion och förbrukning av reaktiv effekt. Prickade svarta linjer visar begränsningar på grund av spänning.
Blå, röd och grön linje visar spänningsbörvärde 1,03, 1,00 och 0,97 pu.

Baserat på applicerade spänningssteg enligt tabell 12 beräknas snabbheten i responsen på den reaktiva effekten. I figur 21 exemplifieras hur snabbheten tas fram genom två tidskonstanter, t_1 och t_2. Tiden t_1 fås då den reaktiva effekten förändrats med 90 % av den teoretiskt förväntade reaktiva effektförändringen, ΔQ. Tiden t_2 fås då den reaktiva effektförändringen hamnat inom intervallet ±0,05 pu från den teoretisk förväntade reaktiva effektförändringen, ΔQ. Tiderna t_1 och t_2 är i RfG definierade inom ett intervall. Tiderna t_1 och t_2 anges av Vattenfall Eldistribution i tekniska villkor i anslutningsavtalet.



Figur 21. Exempel på reaktiv effektrespons

5.2.5. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- *Spänningsbörvärdet kan justeras inom området 95-105 % i steg om 1 %*
- *Vid ett steg i spänningen ska den resulterande reaktiva effekten uppnås inom tiden t_1 = 5 sekunder och ska stanna vid det värde som anges av Q-U lutningen inom tiden t_2 = 60 sekunder*
- *Stora stegformade ökningar av spänningsbörvärdet vid 2 % Q-U lutning resulterar i att den reaktiva effektproduktionen går i gräns. Gränsen ska vara högre än 1,0 pu (P_{max}/3)*
- *Stora stegformade minskningar av spänningsbörvärdet vid 2 % Q-U lutning resulterar i att den reaktiva effektkonsumtionen går i gräns. Gränsen ska vara lägre än -1,0 pu (-P_{max} /3)*
- *Uppmätt Q-U lutning överensstämmer med inställd Q-U lutning, dvs. 2 %, 4,5 % och 7 %, förutsatt att reaktiv begränsning inte uppnås. En viss tolerans accepteras då stationärvärdet av reaktiv effekt tillåts variera 0,05 pu eller 5MVAr (5/Q_{max} pu) om detta är lägre än 0,05 pu*
- *Steg 17 och steg 21, som utförs då ett dödband på ± 1,5 % är inlagt, resulterar inte i någon förändring av den reaktiva effekten*
- *Uppmätt Q-U lutning för steg 18-20 och steg 22-24 överensstämmer, efter korrigering på grund av dödbandet, med inställd Q-U lutning på 4,5 %. En viss tolerans accepteras då stationärvärdet av reaktiv effekt tillåts variera 5 % utifrån teoretiskt förväntad reaktiv effekt*

5.3. Reglerbarhet av effektfaktor

5.3.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 3, artikel 21.3d i, vi, vii*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 5, 5-6§*

5.3.2. Syfte med prov

Provet syftar till att visa att en kraftparksmodul i driftmod effektfaktor reglering kan producera och förbruka reaktiv effekt motsvarande Q_{max} ($P_{max}/3$) och att det är möjligt att justera effektfaktorbörvärde i steg som inte är större än 0,01. Vid driftmod effektfaktorreglering ska även visas att övergång till reglermod spänningsreglering sker om spänningen i anslutningspunkten understiger 95 %. Driftmod spänningsreglering ska därefter vara aktiv i minst 5 minuter efter det att spänningen åter överstiger 95 %.

5.3.3. Utförande av prov

Provet utförs när kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering (tillgänglig effekt från primära energikällan är högre än producerad effekt) och i driftmod effektfaktorreglering med en inställd effektfaktor på 1,00. Spänningsbörvärdet ska vara inställt på 100 % och Q-U-lutningen i spänningsregleringen ska vara inställd på 2 % (detta innebär att då spänningen i anslutningspunkten minskar försöker kraftparksmodulen upprätthålla spänningen genom produktion av reaktiv effekt). Eventuellt dödband i regleringen ska vara inställt på 0 %.

Provet utförs genom att applicera förändringar av börvärdet för den aktiva effekten och effektfaktorn för kraftparksmodulen enligt tabell 13.

Steg 1	$P_{bör}$ ändras från 1 pu till 0,8 pu
Steg 2	$P_{bör}$ ändras från 0,8 pu till 0,6 pu
Steg 3	$P_{bör}$ ändras från 0,6 pu till 0,4 pu
Steg 4	$P_{bör}$ ändras från 0,4 pu till 0,15 pu
Steg 5	$Cos(\varphi)_{bör}$ ändras från 1 till 0,95
Steg 6	$P_{bör}$ ändras från 0,15 pu till 0,4 pu
Steg 7	$P_{bör}$ ändras från 0,4 pu till 0,6 pu
Steg 8	$P_{bör}$ ändras från 0,6 pu till 0,8 pu
Steg 9	$P_{bör}$ ändras från 0,8 pu till 1 pu
Steg 10	$Cos(\varphi)_{bör}$ ändras från 1 till 0,95
Steg 11	$Cos(\varphi)_{bör}$ ändras från 0,95 till 0,96
Steg 12	$Cos(\varphi)_{bör}$ ändras från 0,95 till 1
Steg 13	$Cos(\varphi)_{bör}$ ändras från 1 till -0,94
Steg 14	$Cos(\varphi)_{bör}$ ändras från -0,94 till -0,95
Steg 15	$P_{bör}$ ändras från 1 pu till 0,8 pu
Steg 16	$P_{bör}$ ändras från 0,8 pu till 0,6 pu
Steg 17	$P_{bör}$ ändras från 0,6 pu till 0,4 pu
Steg 18	$P_{bör}$ ändras från 0,4 pu till 0,15 pu

Tabell 13. Effektsteg och steg i effektfaktor för prov av effektfaktorreglering

Innan varje nytt spänningssteg påförs ska stationärtillstånd uppnåtts.

Prov ska även utföras då kraftproduktionsmodulen är i normal driftmod, dvs. producerar all tillgänglig aktiv effekt ifrån primära energikällan. Således kommer den aktiva effektproduktionen att variera exempelvis på grund av att vinden varierar eller att solinstrålningen varierar. Driftmoden för spänning/reaktiv effekt ska vara effektfaktorreglering och inställd effektfaktor ska vara $\cos\varphi$=0,95. Provet ska pågå under minst en timma.

För att verifiera att driftmoden ändras från effektfaktorreglering till spänningsreglering om spänningen i anslutande nät understiger 95 % appliceras en tilläggssignal till parkregulatorn för spänning, ΔU, i enlighet med proceduren beskriven i avsnitt 2.2. Vid provet ska kraftparksmodulen initialt vara i driftmod effektfaktorreglering. Effektfaktorn vara inställd på cosφ=1,00, spänningsbörvärdet 1,00 pu och Q-U lutningen 2 %. Eventuellt dödband i regleringen ska vara inställt på 0 %. Provet utförs med en aktiv effekt på (0,8-1,0)*P_{max} genom att applicera steg enligt tabell 14.

Steg 16	Lägg till ΔU, i steg motsvarande en förändring av spänningen i yttre nät på -1%, tills U+ΔU<0,94 pu
Steg 17	Om U+ ΔU ej överskrider 0,95 pu efter övergång till spänningsreglering: ΔU justeras stegvis upp tills U+ΔU>0,95 pu
Steg 18	Om U+ΔU>0,95 pu i mer än 7 minuter avbryts provet

Tabell 14. Prov av övergång till spänningsreglering från effektfaktorreglering

5.3.4. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- *Effektfaktorbörvärdet går att ställa in på önskade nivåer 1,00, 0,95 och - 0,95 med ett minsta steg på 0,01. Vid förändring av effektfaktorbörvärdet förändras den reaktiva effektproduktionen så att det inställda effektfaktorbörvärdet uppnås i stationärtillstånd. En viss tolerans accepteras då stationärvärdet av reaktiv effekt tillåts variera 0,05 pu eller 5MVAr (5/Q_{max} pu) om detta är lägre än 0,05 pu*

- *Drift med effektfaktorreglering med cosφ=0,95 under normal driftmod av aktiv effekt (all tillgänglig aktiv effekt ifrån primära energikällan används), resulterar i att effektfaktorn hålls på 0,95 under provtiden. En viss tolerans accepteras då stationärvärdet av reaktiv effekt tillåts variera 0,05 pu eller 5MVAr (5/Q_{max} pu) om detta är lägre än 0,05 pu*

- *Steg 16 resulterar i att kraftparksmodulen ändrar reglermod från effektfaktorreglering till spänningsreglering och att spänningsregleringen justerar den reaktiva effekten utifrån inställt spänningsbörvärde och Q-U lutning*

- *Steg 17 och 18 medför att återgång till driftmod effektfaktorreglering inte sker eller att övergång sker tidigast 5 minuter efter att spänningen överstiger 0,95 pu*

5.4. POD (PSS): Validering av simuleringsmodellen

Verifieringen av POD-funktionen för en kraftparksmodul görs med en simuleringsmodell där svängningar skapas för att studera kraftparksmodulens förmåga att dämpa dessa svängningar enligt avsnitt 4.5 i bilaga 4. Dessa simuleringar kan inte återupprepas genom provning. Däremot finns det möjlighet att genomföra prov för att se att POD funktionen är aktiv och att den bidrar till regleringen med positiv dämpning. Resultatet från dessa prov kan sedan valideras mot jämförbara simuleringar som finns redovisade i avsnitt 4.7 i bilaga 4.

5.4.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 3, artikel 21.3f*

- *EIFS 2018:2: Kapitel 5, 7§*

5.4.2. Bakgrund till krav

Dämpning av aktiva effektpendlingar i kraftsystemet kring en kraftparksmodul kan på samma sätt som för synkrona kraftproduktionsmoduler ske genom att påverka spänningsregleringen i parkregulatorn via en tillsatsfunktion, POD. Det finns även en del koncept framtagna där dämpningen i POD funktionen även innefattar påverkan på den aktiva effekten ut ifrån kraftparksmodulen. En del kraftparksmoduler har även reaktiv effektkompensering i form av en SVC eller STATCOM installerad som en del av kraftparksmodulen (ägs av ägaren av kraftparksmodulen) där en separat POD funktion normalt finns tillgänglig.

Beroende på hur pendlingsdämpningen är utformad i parkregulatorn kan provet utföras på olika sätt. Nedanstående beskrivning utgår ifrån att POD funktionen finns installerad i parkregulatorns spänningsreglering. För de fall då regleringen även finns i aktiv effekt behöver nedanstående beskrivning av provet modifieras i samråd med Vattenfall Eldistribution och Svenska kraftnät. Förutom en POD funktion kan även kraftparksmodulen innehålla funktioner för tillhandahållande av syntetisk tröghet och felströmsinjicering. I samband med prov ska därför överenskommas med Vattenfall Eldistribution och Svenska kraftnät om funktionen för felströmsinjicering ska vara aktiverad och med Svenska kraftnät om funktionen för syntetisk tröghet ska vara aktiverad.

5.4.3. Syfte med prov

Syftet med provet är att visa att kraftparksmodulen är utrustad med en POD funktion som kan bidra till dämpning av effektpendlingar i kraftsystemet. Dämpningen ska ske för periodtider på 1-4 s (frekvens 0,25-1 Hz). Vid provet ska visas att responsen som fås från kraftparksmodulen med POD funktionen aktiverad överensstämmer med den respons som fås vid motsvarande simuleringar.

5.4.4. Utförande av prov

Provet utförs då kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering (tillgänglig effekt från primära energikällan är högre än producerad effekt)) eller annan driftmod som inte påverkas av frekvensändringar i kraftsystemet. Parkregulatorns spänningsreglering ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering med en reaktiv effekt kring 0 MVAr och POD funktionen ska vid de inledande proven vara deaktiverad. Provet utförs genom att applicera sinusformade förändringar av spänningsbörvärdet enligt:

$$\Delta Un(t) = 0{,}02 * \sin\left(\frac{2\pi}{\mathrm{Tn}} * t\right)$$

De sinusformade variationerna påförs genom att addera en tilläggssignal, ΔUn(t), i parkregulatorns spänningsregulator 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 spänningens börvärde med relativtal 1) och ha en periodtid, T_n, som varierar mellan 0,1 och 10 s. Om det under tidigare utförda simuleringar, se bilaga 4, eller under provet visar sig att effektpendlingarna blir för stora reduceras efter samråd med Vattenfall Eldistribution och Svenska kraftnät, amplituden på den sinusformade spänningsvariationen. Om en del av de föreslagna periodtiderna kan innebära påtagliga risker för skada på kraftparksmodulen kan ägaren av kraftparksmodulen, efter överenskommelse med Svenska kraftnät, välja att inte utföra prov vid dessa tidsperioder. Provningen utförs för följande periodtider för de adderade spänningsvariationerna $\Delta U_n(t)$ enligt ekvationen ovan (utförs i steg med början på 10s):

- *T_n = 10s, 8s, 7s, 6s, 5s, 4s, 3,5s, 3s,2,5s, 2,0s, 1,5s, 1,0s, 0,9s, 0,8s, 0,6s, 0,4s, 0,2s och 0,1s*

De sinusformade variationerna vid respektive periodtid bör ligga på tills stationärtillstånd uppnås i pendlingarna av reaktiv effekt, dvs. den reaktiva effekten ska variera sinusformigt med en konstant amplitud.

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

1. *P_{max}*
2. *P_{min} (lägsta nivån med reglerförmåga)*

Om drifttiden vid P_{max} är alltför begränsad kan provet även utföras valfritt inom intervallet (0,6-1,0)*P_{max}. Även provet vid P_{min} kan utföras vid lägre effektnivå om funktionaliteten för pendlingsdämpning finns tillgänglig på samma sätt som vid lägsta nivå med reglerförmåga.

5.4.5. Analys av prov

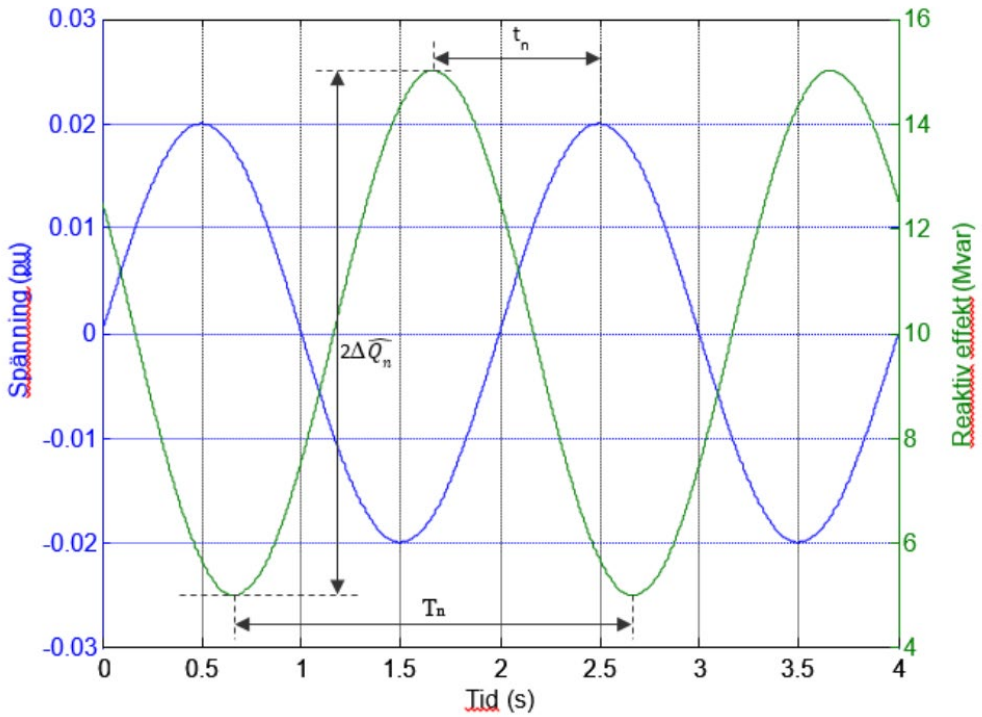
De reaktiva effektpendlingar som uppkommer vid sinusformade variationer, ΔUn(t), av spänningen kommer att vara sinusformade och ha samma periodtid, T_n, som periodtiden på den pålagda sinusformade spänningsvariationen enligt:

$$\Delta Qn(t) = \Delta\mathrm{Qntopp} * \sin\left(\frac{2\pi}{\mathrm{Tn}} * t + \varphi\mathrm{n}\right)$$

Amplituden, ΔQ_{ntopp}, samt fasförskjutningen, φ_n, på de sinusformade reaktiva effektvariationerna kommer att variera med periodtiden, T_n, vilket exemplifieras i figur 22. I figuren visas rena sinusformade variationer av den reaktiva effekten men provresultatet kan ofta avvika en del från rena sinusformade variationer. För dessa fall tas fundamentalkomponenten av den reaktiva effektpendlingen fram genom FFT analys.

Utifrån provet fås amplituden på de reaktiva effektpendlingarna, ΔQ_{ntopp} , samt tidsfördröjningen, t_n, mellan de sinusformade spännings- och reaktiva effektvariationerna. Eftersom en period motsvarar 360° beräknas fasförskjutningen mellan spänning och reaktiv effekt enligt:

$$\varphi n = \frac{360}{\text{Tn}} * tn$$



Figur 22. Pålagd sinusformad spänningsvariation (blå) och sinusformad reaktiv effektvariation (grön)

I de simuleringar som utförts i bilaga 4, avsnitt 4.6, har motsvarande simuleringar utförts som vid provet. Utifrån de förutsättningar som gäller vid de utförda proven kan dessa simuleringar behöva uppdateras så att exakt samma förutsättningar gäller vid simuleringarna som vid provet. Utifrån genomförda simuleringar tas på motsvarande sätt som vid provet amplituder och fasförskjutningar fram. Utifrån framtagna värden på amplituder och fasförskjutningar från utförda prov och simuleringar ritas Bodeliknande diagram upp över förstärkning (amplitud på reaktiva effekten) samt fasvridning (vinkel φ_n mellan reaktiv effekt och spänning).

5.4.6. Resultat av prov

Provet ska anses vara godkänt om:

- *POD funktionen har en påverkan på den reaktiva effektutmatningen från kraftparksmodulen*
- *POD funktionen har en respons vid provet som överensstämmer med POD funktionens respons vid jämförbara simuleringar*

Om det föreligger en avvikelse mellan uppmätt beteende vid provet och simulerat beteende behöver simuleringsmodellen uppdateras och simuleringarna återupprepas tills överensstämmelse fås. Efter detta återupprepas simuleringarna som visar på kraftparksmodulens förmåga att via POD funktionen dämpa effektpendlingar som kan uppstå.

5.5. POD (PSS)

Som tidigare beskrivet går det inte att återupprepa simuleringarna enligt 4.5 i bilaga 4 genom provning. Däremot kan det finnas fall där det i det anslutande nätet går och är driftsmässigt möjligt att skapa svängningar, exempelvis genom ur-inkoppling av ledning(ar), med någon/några periodtider inom kravställt intervall 1-4 s. Om förutsättningar finns kan provning utföras, enligt överenskommelse med Vattenfall Eldistribution och Svenska kraftnät, där svängningar skapas och kraftparksmodulens förmåga att dämpa pendlingarna med och utan POD funktion aktiverad visas.

5.5.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 3, artikel 21.3f*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 5, 7§*

5.5.2. Syfte med prov

Inför detta prov ska simuleringar ha utförts med en nätmodell som är tillräckligt detaljerad för att de svängningar som ska skapas ska kunna simuleras, se avsnitt 4.7 i bilaga 4. Syftet med provet är att visa:

- *Hur pendlingar med periodtider mellan 1 s och 4 s kan skapas i det anslutande nätet med hjälp av exempelvis ur- och inkopplingar av ledningar*
- *Att kraftparksmodulen med POD funktionen aktiverad bidrar till att dämpa de pendlingar som skapas*

5.5.3. Utförande av prov

Provet utformas i överenskommelse med Vattenfall Eldistribution och Svenska kraftnät och innebär typiskt att en händelse initieras, exempelvis ur- och inkoppling av ledning(ar), som resulterar i svängningar med de önskade periodtiderna som påverkar anslutningspunkten till kraftparksmodulen. Provet utförs då kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering eller annan driftmod som inte påverkas av frekvensändringar i kraftsystemet. Den aktiva effektnivå som gäller vid provet styrs utifrån tillgänglig aktiv effekt från den primära energikällan. Parkregulatorns driftmod för reglering av reaktiv effekt väljs i samråd med Svenska kraftnät.

Provet utförs för följande fall:

- *Kraftparksmodulen är ej ansluten*
- *Kraftparksmodulen är ansluten och POD-funktionen är ej aktiverad*
- *Kraftparksmodulen är ansluten och POD-funktionen är aktiverad*

Beroende på förutsättningarna i nätet samt möjligheterna till kopplingar i nätet kan en eller flera periodtider studeras vid provet. Innan provet ska simuleringar ha utförts enligt avsnitt 4.6 i bilaga 4 som visar på att pendlingar kan skapas inom kravställt område 1-4 s.

5.5.4. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- *Kraftparksmodulens POD funktion bidrar till att dämpa effektpendlingarna i systemet för aktuella frekvenser/periodtider (inom intervallet 0,25–1 Hz, periodtid 1-4 s)*
- *Dämpningen blir större med POD-funktionen aktiverad än med POD-funktionen deaktiverad*
- *Resultatet från prov och simuleringar visar god överensstämmelse*

6. Feltålighet

6.1. Symmetriska fel och återhämtning av aktiv effekt efter fel

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

6.1.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 14.3, 16.3, kapitel 3, artikel 20.3*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 12-16§ (typ C), 36-40§ (typ D), kapitel 5, 1§*

6.1.2. Syfte med prov

Prov på kraftparksmoduler syftar till att visa:

- *Kraftparksmodulens förmåga att förbli ansluten till nätet med stabil funktion vid en stum trefasig kortslutning i anslutningspunkten med en frånbortkopplingstid på 200 ms. För typ C gäller en trefasig kortslutning med en felimpedans som resulterar i en kvarvarande spänning på 15%*
- *Att en trefasig kortslutning i anslutningspunkten med en frånbortkopplingstid på 200 ms resulterar i att spänningsprofilen i anslutningspunkten ej underskrider gällande spänningsprofil för typ C respektive typ D (EIFS 2018:2 kapitel 3, 12§ för typ C, 36§ för typ D)*
- *Att de för kraftparksmodulen nödvändiga hjälpkraftsystemen klarar av den spänning-tidprofil som fås i samband med en trefasig kortslutning i anslutningspunkten*
- *Att en återhämtning av aktiv effekt efter fel är utförd inom 2 sekunder efter det att spänningen i anslutningspunkten åter överstiger 90 %. Återhämtningen av aktiv effekt ska ske till en nivå som avviker mindre än 5 % från den aktiva effektnivån innan felet inträffade*

6.1.3. Utförande av prov

Prov utförs då den aktiva effektutmatningen i anslutningspunkten om möjligt är P_{max}. Om drifttiden vid P_{max} är alltför begränsad kan provet även utföras valfritt inom intervallet (0,8-1,0)* P_{max}. Vid provet ska den reaktiva effektutmatningen i anslutningspunkten vara 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/eller Svenska kraftnät kan göra bedömningen att påverkan vid en helt intakt och fullt drifttagen nätstruktur blir för stor och därför kan en reducerad nätstruktur komma att användas vid provet. Detta kan dock få en negativ påverkan på feltåligheten varför en reducering av feltiden kan komma att ske. Provet kan då utföras med en förkortad feltid.

I figur 23 visas anslutningspunkten vid uppspänningssidan av ett tvåbrytarställverk och där transformator T1 ingår som en del av kraftparksmodulen.

Felet appliceras här på skena B. Det finns även i många ställverk shuntreaktorer och en möjlighet kan då vara att använda facket där shuntreaktorn finns installerad, se figur 23.

För de fall då prov enligt ovan inte kan utföras i anslutningspunkten kan efter godkännande från Vattenfall Eldistribution eller Svenska kraftnät ett alternativt prov utföras då ett fel istället appliceras på nedsidan av transformator T1. Det kan finnas olika ställen där kortslutningen kan appliceras, exempelvis i ett reservfack eller om det finns ett separat fack som matar reaktiv effektkompensering. Finns ingen möjlighet att utföra provet vid anslutningspunkten kan ett ytterligare alternativ vara att utföra provet längre ned i nätet vid turbinerna, vilket visas i figur 23. I varje specifikt fall måste provet överenskommas med Vattenfall Eldistribution och Svenska kraftnät.

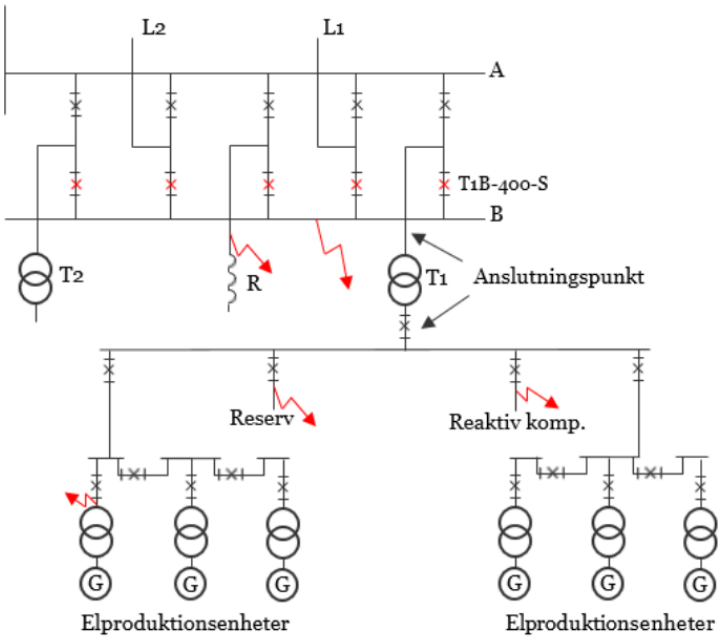
Nedanstående beskrivning av utförande av prov utgår ifrån att strukturen för ett tvåbrytarställverk enligt figur 23 råder och att anslutningspunkten är på ovansidan av transformator T1. För de fall då annan struktur gäller måste anpassning ske efter rådande förhållanden.

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 i figuren.

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

Efter att steg 3 utförts kommer reläskydd att detektera felet och frånkoppling sker genom att brytare T1B-400-S frånkopplar felet. Tidsfördröjningen av reläskydd för frånkoppling av brytare T1B-400-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 23. Principiell beskrivning av ett tvåbrytarställverk med ansluten kraftparksmodul

6.1.4. Resultat av prov

Provet ska anses godkänt om:

- *Kraftparksmodulen bibehåller nätanslutningen med fortsatt stabil funktion*
- *Återhämtning av aktiv effekt efter fel är utförd inom 2 sekunder efter det att spänningen i anslutningspunkten åter överstiger 90 %. Återhämtningen av aktiv effekt ska ske till en nivå som avviker mindre än 5 procent från den aktiva effektnivån innan felet inträffade*
- *Kraftparksmodulen fortsätter att producera samma aktiva effekt även 2 minuter efter att provet initierades. En viss avvikelse accepteras om tillgänglig effekt från den primära energikällan ändras*
- *Spänningen i anslutningspunkten efter att felet frånkopplats överskrider den nedre gräns som utgörs av gällande spännings-tidsprofil för typ C respektive typ D. Efter 10 s ska även spänningen vara högre än 90 % i anslutningspunkten*
- *De i hjälpkraftsystemet viktiga komponenterna förblir anslutna och driften av kraftparksmodulen kan fortsätta*

6.2. Osymmetriska fel och återhämtning av aktiv effekt efter fel

Som beskrivits i avsnitt 6.1 kan ett prov med en trefasig kortslutning i anslutningspunkten vid en helt intakt och fullt drifttagen nätstruktur vara riskfyllt och därför utförs detta prov enbart efter överenskommelse mellan Vattenfall Eldistribution, Svenska kraftnät och ägaren av kraftparksmodulen. Att istället utföra ett prov med en tvåfasig kortslutning eller ett enpoligt jordfel bedöms i de flesta fall inte ge lika stora konsekvenser för kraftsystemet som en trefasig kortslutning. Möjligheterna till att få utföra provet beskrivet i detta avsnitt bedöms således som större än möjligheterna att få utföra provet beskrivet i avsnitt 6.1.

6.2.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 16.3c*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 10§ (typ C), 12-16§ (typ C), 34§ (typ D), 36-40§ (typ D), kapitel 5, 1§*

6.2.2. Syfte med prov

Provet på kraftparksmodulen syftar till att visa:

- *Kraftparksmodulens förmåga att förbli ansluten till nätet med stabil funktion vid en stum osymmetrisk kortslutning i anslutningspunkten med en frånbortkopplingstid på 200 ms. För typ C gäller en trefasig kortslutning med en felimpedans som resulterar i en kvarvarande spänning på 15%*
- *Att kraftparksmodulen hanterar ett osymmetriskt fel utan att orsaka ytterligare överspänningar eller liknande enligt överenskommelse med Vattenfall Eldistribution*
- *Att en osymmetriskt fel i anslutningspunkten med en frånbortkopplingstid på 200 ms resulterar i att spänningsprofilen i anslutningspunkten ej underskrider gällande spänningsprofil för typ C respektive typ D (EIFS 2018:2 kapitel 3, 12§ för typ C, 36§ för typ D)*
- *Att en återhämtning av aktiv effekt efter fel är utförd inom 2 sekunder efter det att spänningen i anslutningspunkten åter överstiger 90 %. Återhämtningen av aktiv effekt ska ske till en nivå som avviker mindre än 5 % från den aktiva effektnivån innan felet inträffade*

Kravställningen för hur kraftparksmodulen hanterar osymmetriska fel är projektspecifik och ska överenskommas med Vattenfall Eldistribution inför anslutningsprocessen.

6.2.3. Utförande av prov

Provet utförs på samma sätt och med samma förutsättningar som vid ett symmetriskt fel som beskrivs i avsnitt 6.1. Vid provet appliceras följande stumma fel i anslutningspunkten:

- *1-fas till jord på 200 ms*
- *2-fasigt på 200 ms*

6.2.4. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänd om:

- *Kraftparksmodulen förblir ansluten till nätet med fortsatt stabil funktion vid applicerade fel i anslutningspunkten*
- *Spänningen i anslutningspunkten efter att felet frånkopplats överskrider den nedre gräns som utgörs av gällande spännings-tidsprofil för typ C respektive typ D. Efter 10 s ska även spänningen vara högre än 90 % i anslutningspunkten*
- *Kraftparksmodulen fortsätter att producera samma aktiva effekt även 2 minuter efter att felet inträffat*
- *Kraftparksmodulen hanterar ett osymmetriskt fel utan att orsaka ytterligare överspänningar eller liknande enligt överenskommelse med Vattenfall Eldistribution*
- *Den aktiva uteffekten ska ha återtagit en effektnivå som avviker mindre än 5 procent från effektnivån omedelbart innan fel inom 2 sekunder efter att spänningen i anslutningspunkten överstiger 90 %*

6.3. Tillhandahållande av snabb felström

6.3.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 3, artikel 20.2*

6.3.2. Bakgrund till krav

Vid ett fel i nätet är den resulterande felströmmen viktig både för att detektera felet samt för att minska utbredningen av spänningsdippen och för den transienta stabiliteten. När synkrona kraftproduktionsmoduler ersätts med annan typ av generering minskar den naturliga felströmmen i systemet. Ett sätt att öka felströmmen i systemet är att tillhandahålla snabb felström från kraftparksmoduler.

6.3.3. Syfte med prov

Syftet med provet är att visa att kraftparksmodulen följer angivna krav för tillhandahållande av snabb felström. Detta är ett projektspecifikt krav som bestäms av Vattenfall Eldistribution och/eller Svenska kraftnät.

6.3.4. Utförande av prov

Detta är ett projektspecifikt krav där både specifikation av kraven och metod för verifiering bestäms av Vattenfall Eldistribution och/eller Svenska kraftnät.

6.3.5. Resultat av prov

Prov ska anses godkänt om:

- *Kraftparksmodulen kan påvisa uppfyllnad av de projektspecifika kraven*

6.4. Prioritering mellan aktiv och reaktiv effekt under feltillstånd

6.4.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 3, artikel 21.3e*

6.4.2. Bakgrund till krav

Förutom själva felströmmen påverkar även felströmmens egenskaper, dvs. aktiv eller reaktiv effektutmatning, hur nätet påverkas av ett fel. När synkrona kraftproduktionsmoduler ersätts med annan typ av generering minskar den naturliga felströmmen i systemet. Ett sätt att öka felströmmen i systemet är att tillhandahålla snabb felström från kraftparksmoduler. För att uppnå önskad nytta för kraftsystemet kan prioritering ske av aktiv eller reaktiv effekt.

6.4.3. Syfte med prov

Syftet med provet är att redovisa att kraftparksmodulen följer angiven prioritering mellan aktiv effekt och reaktiv effekt vid feltillstånd given av Svenska kraftnät enligt projektspecifika krav.

6.4.4. Utförande av prov

Detta är projektspecifika krav, där både specifikation av kraven och metod för verifiering bestäms av Vattenfall Eldistribution och/eller Svenska kraftnät.

6.4.5. Resultat av prov

Provet ska anses godkänt om:

- *Kraftparksmodulen kan påvisa uppfyllnad av de projektspecifika kraven*
- *Aktivt felströmsbidrag prioriterats tillhandahålls detta senast 150 ms efter att felet uppstått*

7. Utformning av provprogram

7.1. Hänvisning till krav

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

7.2. 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*

7.3. 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