

Ärende nr: Svk 2021/5426

Datum: 2022-04-19

---

# Kraftparksmodul: Bilaga 6

**Provning**

---

# Svenska kraftnät

---

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

## **Version 1.0**

Org. Nr 202 100-4284

Svenska kraftnät  
Box 1200  
172 24 Sundbyberg  
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00  
Fax: 010-475 89 50  
[www.svk.se](http://www.svk.se)

# Innehåll

<b>1</b>	<b>Provmetodik</b> .....	<b>5</b>
1.1	Frekvensreglering.....	5
1.2	Spänningsreglering .....	6
1.3	Mätsignaler vid prov .....	7
1.4	Krav på test- och mätutrustning.....	8
<b>2</b>	<b>Överensstämmelseprov för kraftparksmoduler</b> .....	<b>11</b>
2.1	Allmänna råd och överväganden .....	11
2.2	Tålighet mot frekvensvariationer och spänningsvariationer .....	12
2.3	Frekvensändringshastighet.....	14
2.4	Maximal minskning av aktiv uteffekt till följd av sjunkande frekvens .....	16
2.5	Snabb nedreglering av aktiv effekt .....	17
2.6	Reglerbarhet och reglerområde för aktiv effekt .....	18
2.7	Snabbhet i reglering av aktiv effekt .....	20
2.8	Begränsat frekvenskänslighetsläge vid överfrekvens – LFSM-O.....	22
2.9	Begränsat frekvenskänslighetsläge vid underfrekvens - LFSM-U .....	27
2.10	Frekvenskänslighetsläge - FSM .....	31
2.11	Återsynkronisering inom 15 minuter .....	40
2.12	Övergång till och upprätthållande av husturbindrift.....	43
2.13	Tillhandahållande av syntetisk tröghet .....	45
2.14	Reglerbarhet av spänning .....	46
2.15	Reaktiv effekt-/Mvar reglering .....	53
2.16	Reglerbarhet av effektfaktor/ $\cos\phi$ .....	56
2.17	Prov på POD (PSS) – validering av simuleringsmodellen.....	59
2.18	Prov av POD (PSS) .....	63
2.19	Feltålighet vid symmetriska fel.....	64
2.20	Feltålighet vid osymmetriska fel.....	68
2.21	Tillhandahållande av snabb felström .....	70
2.22	Prioritering mellan aktiv och reaktiv effekt under feltillstånd.....	71
<b>3</b>	<b>Utformning av provprogram</b> .....	<b>72</b>
3.1	Hänvisning till krav.....	72
3.2	Bakgrund .....	72

3.3 Utformning av provprogram..... 72

# 1 Provmetodik

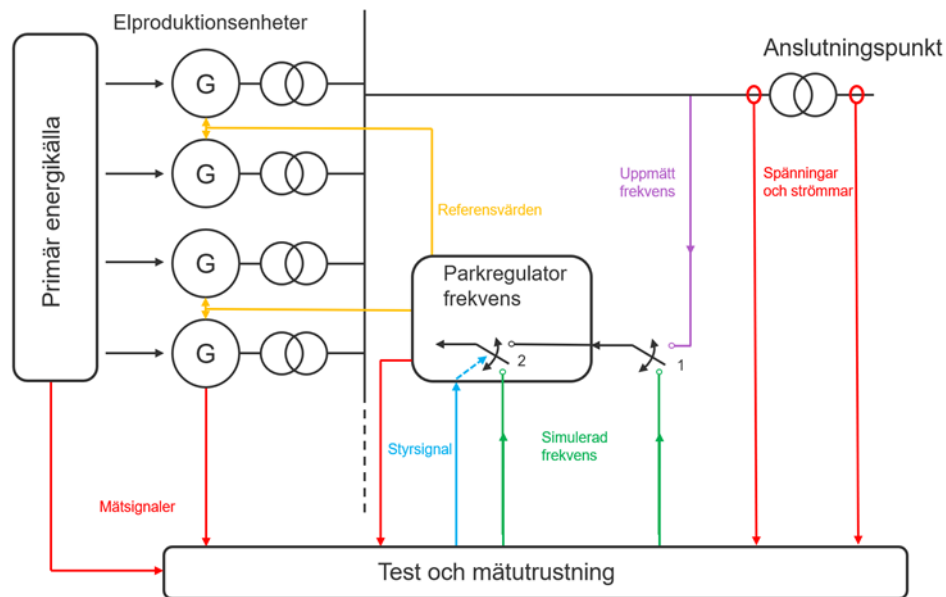
För att kunna verifiera att kraftparksmoduler uppfyller ställda krav ska olika överensstämmelseprov utföras. Prov kommer att utföras på frekvensreglering och spänningsreglering. I samband med flertalet prov av frekvensreglering används en speciell metodik som finns beskriven i avsnitt 1.1 medan motsvarande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

## 1.1 Frekvensreglering

Provning av frekvensreglering ska i de flesta fall utföras när 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  $110/\sqrt{3}$  V AC. Matning med en simulerad signal ska för detta fall således ske med en 110 eller  $110/\sqrt{3}$  V AC signal.

Om det finns starka skäl för att inte göra inkopplingen på ovanstående sätt kan, efter godkännande från berörd systemansvarig i samråd med den systemansvarige för överföringssystemet, 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 etc., som den ingång som används för den normala frekvenssignalen. Dessutom måste switchen sitta direkt efter ingången i parkregulatorn så att eventuella filter av signalen kommer efter switchen.

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



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

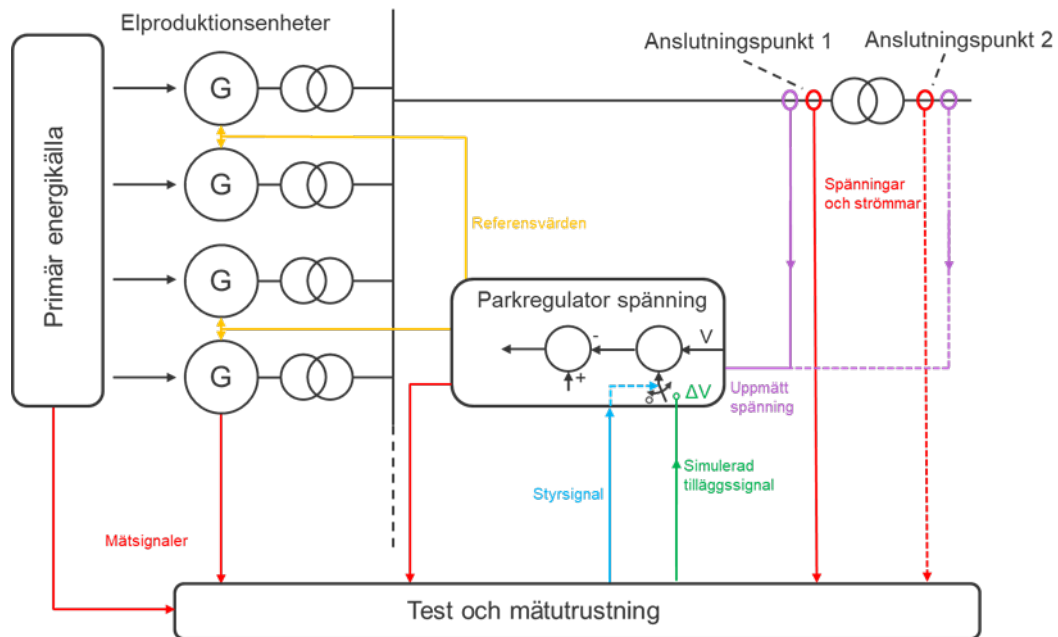
## 1.2 Spänningsreglering

Provning av spänningsregleringsförmågan ska utföras genom att en tilläggsignal 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 tilläggsignal utifrån eller att inte addera (o).

Det är mycket viktigt att summation av inmätt spänning,  $V$ , och simulerad tilläggsignal,  $\Delta V$ , 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  $\Delta V$  ska ske med samma samplingshastighet och upplösning/onoggrannhet.

Om det finns starka skäl för att inte göra inkopplingen på ovanstående sätt kan, efter godkännande från berörd systemansvarig, i samråd med den systemansvarige för överföringssystemet, 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 med en kombinerad test- och mätutrustning, anslutningspunkt 1 på nedsida (heldragen) eller anslutningspunkt 2 på uppsida (streckad) av parktransformatorn. Test- och mätutrustning kan även vara åtskilda i två separata enheter.

### 1.3 Mät signaler vid prov

De prov som utförs på kraftparksmodulen syftar dels till att användas för att visa 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 beteenden ofta studeras bättre mer lokalt.

Eftersom olika kraftparksmoduler är uppbyggda på olika sätt kommer det att finnas olika mät signaler för olika kraftparksmoduler. Dessutom kommer olika mät signaler att vara olika viktiga vid olika typer av prov. Generellt gäller att det är viktigt att mäta så många mät signaler 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 för att erhålla "tillfälligt driftsmeddelande" bör samtliga mät signaler som planeras mätas vid överensstämmelseprovningen specificeras i provprogrammet.

#### 1.3.1 Generella mät signaler för alla kraftparksmoduler

- > Nätfrekvens och simulerad/påförd 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/påförd 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 typ av elproduktionsenhet, finnas andra signaler som också är viktiga att mäta.

## 1.4 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



spänningstransformatörer och strömtransformatörer har tillräckligt hög klass. Spänningstransformatörer och strömtransformatörer 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 spänningstransformatör och strömtransformatör 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.

#### **1.4.1 Upplösning**

Frekvensgenerering av simulerad frekvens och mätning av verklig frekvens:  $\leq 1$  mHz.

Spänning i anslutningspunkten och på elproduktionsenheterna (se Figur 2):  $\leq 0,015$  % av märkspänningen på respektive spänningstransformatör.

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

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

#### **1.4.2 Onoggrannhet**

Frekvensgenerering av simulerad frekvens och mätning av verklig frekvens  $\leq 10$  mHz.

Spänning i anslutningspunkten och på elproduktionsenheterna (se Figur 2): motsvarande klass 0.2 för en mätvärdesomvandlare.

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

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 berörd systemansvarig större toleranser accepteras.

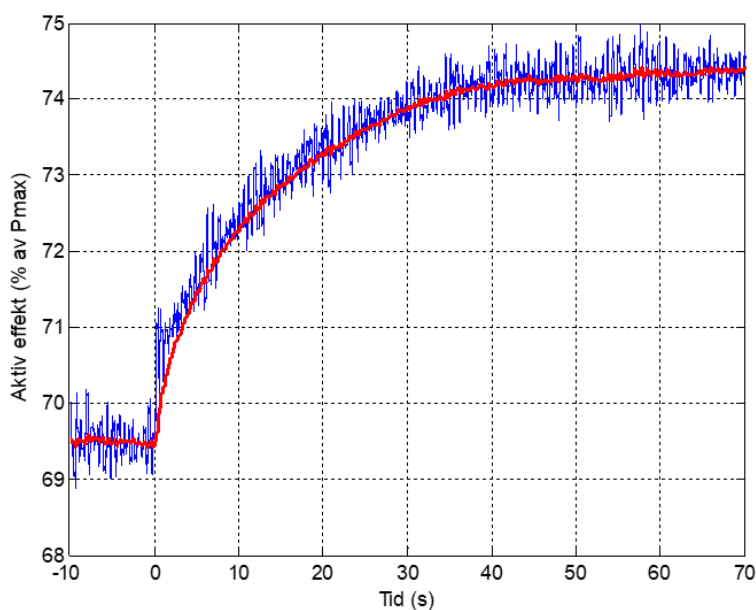
### 1.4.3 Sampling

Mätsignaler från spänning- och strömtransformator som används för beräkning av effektivvärden samplas med större än eller lika med 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 får inte mätsignaler nedsamplas till lägre än 200 Hz.

### 1.4.4 Filtrering av mätsignaler

Registrerade mätsignaler bör inte vara filtrerade med en filtertidskonstant större än 20 ms. På detta sätt undviks tidsfördröjningar av mätsignaler då snabb respons på 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 Aktiva effekt vid en stegformad förändring av frekvens från 50,00 till 49,90 vid tiden 0. Blå kurva visar ofiltrerat mätvärde och röd filtrerat mätvärde.

## 2 Överensstämmelseprov för kraftparksmoduler

I detta dokument behandlas enbart den överensstämmelseprovning som ska ske på kraftparksmoduler. Det finns också enligt 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.

### 2.1 Allmänna råd och överväganden

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 berörd systemansvarig 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 berörd systemansvarig 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 överensstämmelseprovningsen som under normal drift, dvs. brukar de vara anslutna under normal drift ska de också vara anslutna vid överensstämmelseprovningsen och vice versa.

## 2.2 Tålighet mot frekvensvariationer och spänningsvariationer

### 2.2.1 Hänvisning till krav

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

### 2.2.2 Bakgrund till krav

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

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

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

### 2.2.3 Syfte med prov

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

### 2.2.4 Utförande av prov

Det finns inga realistiska lösningar för att få frekvensen i hela kraftsystemet att anta de värden som skulle behövas för att testa av kravet på tålighet mot frekvensvariationer. Däremot kan det finnas vissa andra sätt att utföra provet på som gör att tåligheten mot frekvens- och spänningsvariationer ändå till stor del kan testas av utan att detta involverar hela kraftsystemet. Exempel på detta är etablering av en ödrift kring den aktuella kraftparksmodulen eller ännu enklare en husturbindrif (gäller självklart även kraftparksmoduler där det inte finns någon turbin, se RfG för definition) av kraftparksmodulen. Nackdelen med en husturbindrif är att den aktiva effektproduktionen oftast är relativt låg. Fördelen är att det är relativt enkelt att utföra ett prov i husturbindrif 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 beräknats av ägaren av kraftparksmodulen, se bilaga 3 avsnitt 3.9 och 3.11.

Provet utförs då kraftparksmodulen befinner sig i husturbindrif, dvs. 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 i parkregulatorn och spänningsbörvärdet i parkregulatorn ändras så att frekvenser och spänningar under specificerade tider erhålls enligt Tabell 1:

Tabell 1 Frekvenser och spänningar under specificerade tider

Frekvens & spänning	Specificerad tid
Frekvens 47,5 Hz och 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 $U_{\max}$	Drift vid denna frekvens och spänning pågår under 30 minuter

### 2.2.5 Resultat av prov

Provet ska anses godkänt om kraftparksmodulen, inklusive aggregattransformator 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 berörd systemansvarig, kortare tidsperioder accepteras eller så ska alternativa prov utföras. Alternativa prov ska överenskommas mellan ägaren av kraftparksmodulen och berörd systemansvarig.

## 2.3 Frekvensändringshastighet

### 2.3.1 Hänvisning till krav

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

### 2.3.2 Bakgrund till krav

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

### 2.3.3 Syfte med prov

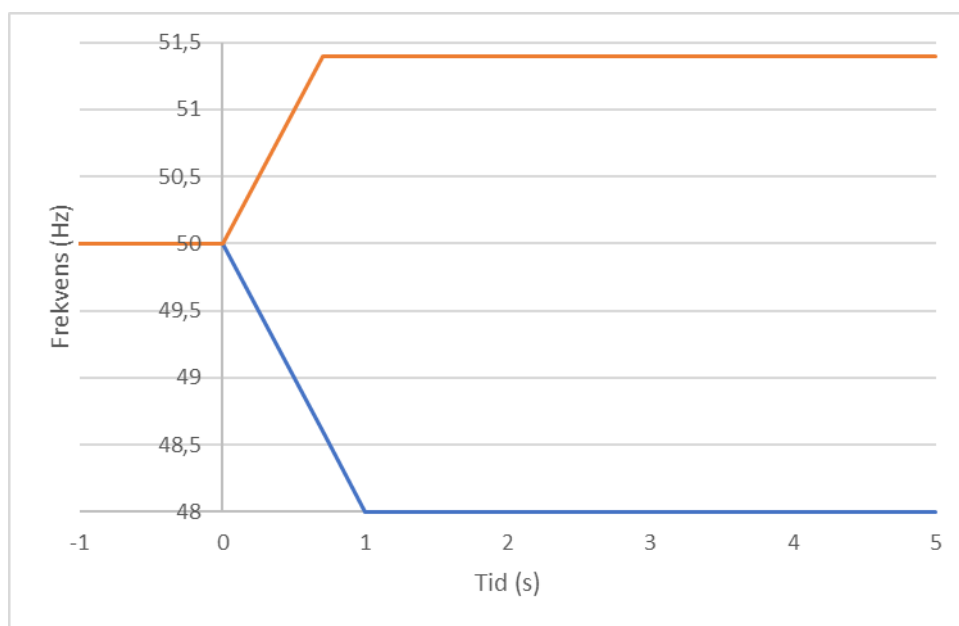
Provet syftar till att säkerställa att kraftparksmodulen kan fortsätta att fungera utan att kopplas bort från nätet vid kraftiga frekvensförändringar i nätet.

### 2.3.4 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 reläprovningstrustning eller via testutrustningen beskriven i avsnitt 1.1.

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 1.1. Under provet kan valfri driftmod i parkregulatorn användas.



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

### 2.3.5 Resultat av prov

- > Proven på skydden ska anses godkända om de inte resulterar i aktivering av skyddsfunktionen
- > Proven på parkregulatorn ska anses godkända om kraftparksmodulen förblir ansluten till nätet

- > Provet med positiv frekvensderivata på parkregulatorn ska anses godkänt om LFSM-O funktionen aktiveras i enlighet med avsnitt 2.8
- > Provet med negativ frekvensderivata på parkregulatorn ska anses godkänt om LFSM-U funktionen aktiveras i enlighet med avsnitt 2.9.

## 2.4 Maximal minskning av aktiv uteffekt till följd av sjunkande frekvens

### 2.4.1 Hänvisning till krav

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

### 2.4.2 Bakgrund till prov

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 effekttreglering som ska justera den eventuella påverkan som frekvensen kan ha på den aktiva effektproduktionen.

### 2.4.3 Utförande av prov

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

Kravet på aktiv effekttreglering provas när kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effekttreglering. Börvärdet för den aktiva effekten ska under provet vara  $0,5 * (P_{\max} + \text{Lägsta nivå med reglerförmåga})$  med en primär energi som överskrider 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.



#### 2.4.4 Resultat av prov

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

## 2.5 Snabb nedreglering av aktiv effekt

### 2.5.1 Hänvisning till krav

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

### 2.5.2 Bakgrund och syfte med prov

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

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

### 2.5.3 Utförande av prov

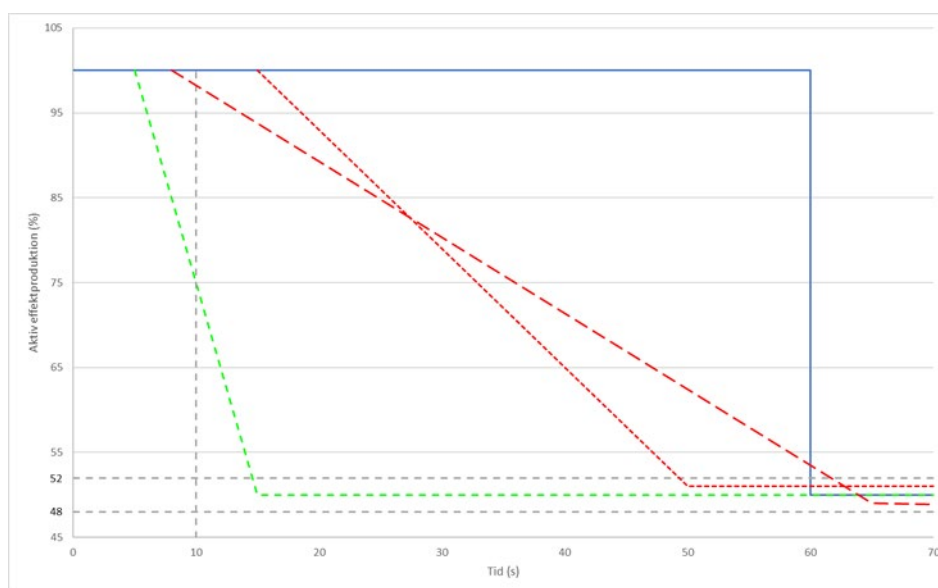
Provet utförs när kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effekterreglering och om möjligt vid maximal kontinuerlig aktiv effekt,  $P_{\max}$ . Om drifttiden vid  $P_{\max}$  är alltför begränsad kan provet istället utföras valfritt inom intervallet  $(0,8-1,0) \cdot P_{\max}$  men då måste slutnivån anpassas så att steget ändå blir 50 % av  $P_{\max}$ , dvs. utförs provet vid  $0,9 \cdot P_{\max}$  ska slutnivån hamna på  $0,4 \cdot P_{\max}$ . Den berörda systemansvarige eller berörd systemansvarig för överföringssystemet skickar en instruktion (lämpligtvis en signal) till kraftparksmodulen om att minska den aktiva effektproduktionen från maximal kontinuerlig effekt ned till en aktiv effektproduktion motsvarande 50 % av maximal kontinuerlig effekt (lägre än  $0,5 \cdot P_{\max}$  om startnivån är under  $P_{\max}$ ). Om det vid tiden för prov inte finns någon tillgänglig signal från överliggande system ska istället en lokal signal

emuleras. Denna signal ska gå in på samma ställe i parkregulatorn där en eventuell framtida överliggande signal kan kopplas in.

#### 2.5.4 Resultat av prov

Provet anses godkänt om:

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



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

## 2.6 Reglerbarhet och reglerområde för aktiv effekt

### 2.6.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 15.2.a-b, 15.6.e

- > EIFS 2018:2: Kapitel 3, 31 §

### **2.6.2 Bakgrund och syfte med prov**

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

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

### **2.6.3 Utförande av prov**

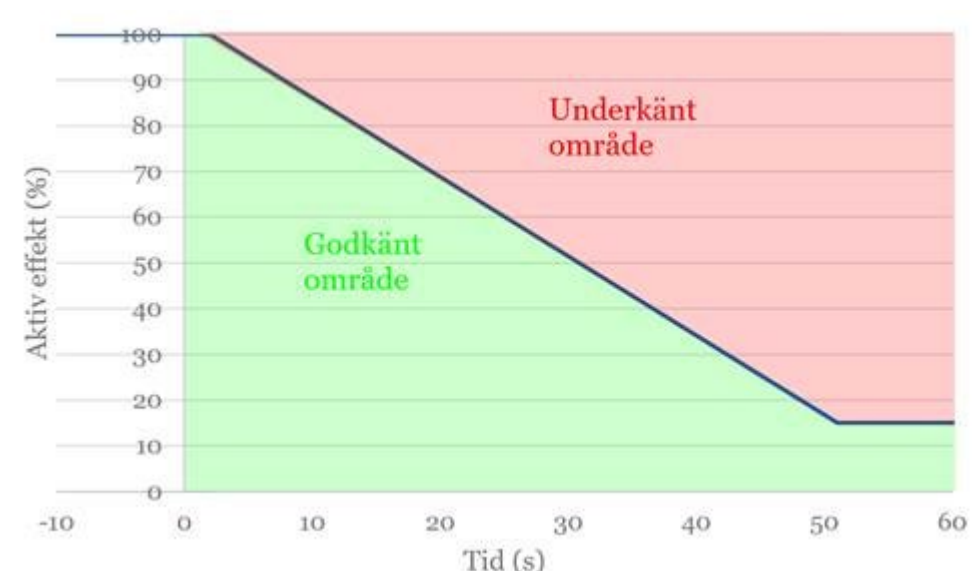
Provet utförs när kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering och om möjligt vid den högsta aktiva produktionsnivån, dvs. maximal kontinuerlig effekt,  $P_{\max}$ . Om drifttiden vid  $P_{\max}$  är alltför begränsad kan provet istället utföras med en tillgänglig aktiv effekt inom intervallet  $(0,8-1,0) * P_{\max}$ . 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  $P_{\max}$ .

### **2.6.4 Resultat av prov**

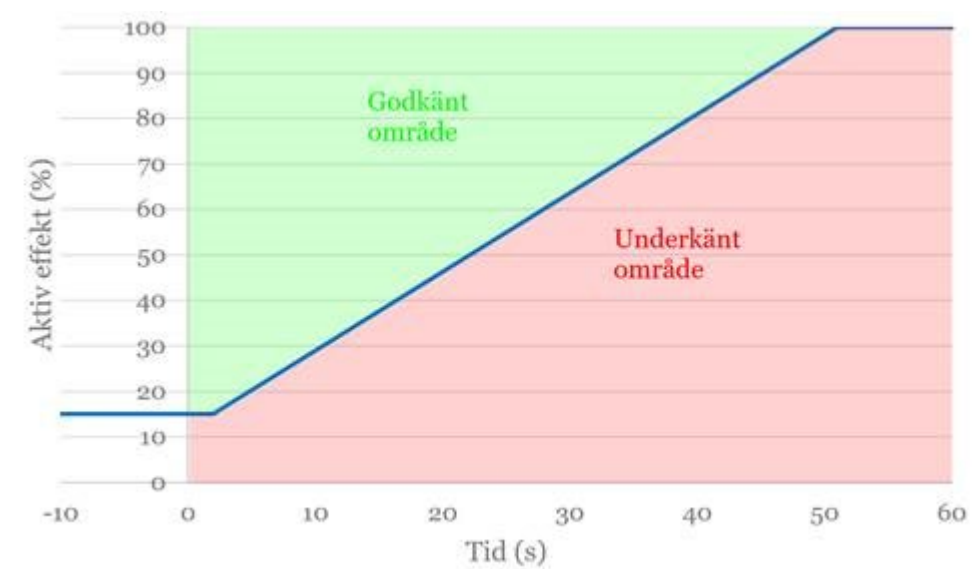
Provet anses godkänt om:

- > Kraftparksmodulen bibehåller stabil drift och anslutning till nätet vid effektnivån  $0,15 * P_{\max}$ . Med stabil drift menas att den stationära aktiva effektnivån hamnar inom toleransen 2 % av  $P_{\max}$ .
- > Responsen i aktiv effekt vid nedregleringsprovet sker med föreskriven ändringshastighet, dvs. under föreskriven kurva i Figur 6. Den stationära aktiva effektnivån hamnar inom toleransen 2 % av maximal kontinuerlig effekt.
- > Responsen i aktiv effekt vid uppregleringsprovet sker med föreskriven ändringshastighet, dvs. ovanför föreskriven kurva i Figur 7. Den stationära

aktiva effektnivån hamnar inom toleransen 2 % av maximal kontinuerlig effekt.



Figur 6 Krav (nedanför blå kurva) på nedregleringshastighet för en kraftparksmodul i driftmod aktiv effekterreglering.



Figur 7 Krav (ovanför blå kurva) på uppregleringshastighet och reglerområde för en kraftparksmodul i driftmod aktiv effekterreglering.

## 2.7 Snabbhet i reglering av aktiv effekt

### 2.7.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 15.6.e

- > EIFS 2018:2: Kapitel 3, 32 §.

### 2.7.2 Bakgrund och syfte med prov

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

Provet syftar till att visa att en börvärdesförändring av aktiv effekt 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 2.5 inkluderar inte provet test av signal från ett eventuellt överliggande system då detta redan är provat.

### 2.7.3 Utförande av prov

Provet utförs då kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering. Två steg i börvärdet för den aktiva effekten appliceras enligt Tabell 2.

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

Steg	Effektbörvärde
Steg 1	Ökning av effektbörvärdet med $0,3 \cdot P_{\max}$
Steg 2	Minskning av effektbörvärdet med $0,3 \cdot P_{\max}$ , dvs. effektbörvärdet återgår till sitt ursprungliga värde.

Innan ett nytt effektsteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts. Stationärtillstånd anses uppnått då effektförändringen är inom 98-102 % av den stationära effektförändringen, dvs. för effektsteget på 30 % ska effektförändringen vara inom intervallet 29,4–30,6 % av  $P_{\max}$ .

Samtliga provmoment enligt ovan utförs med följande initiala aktiva börvärden för aktiv effekt:

- > 50 % av  $P_{\max}$
- > 70 % av  $P_{\max}$

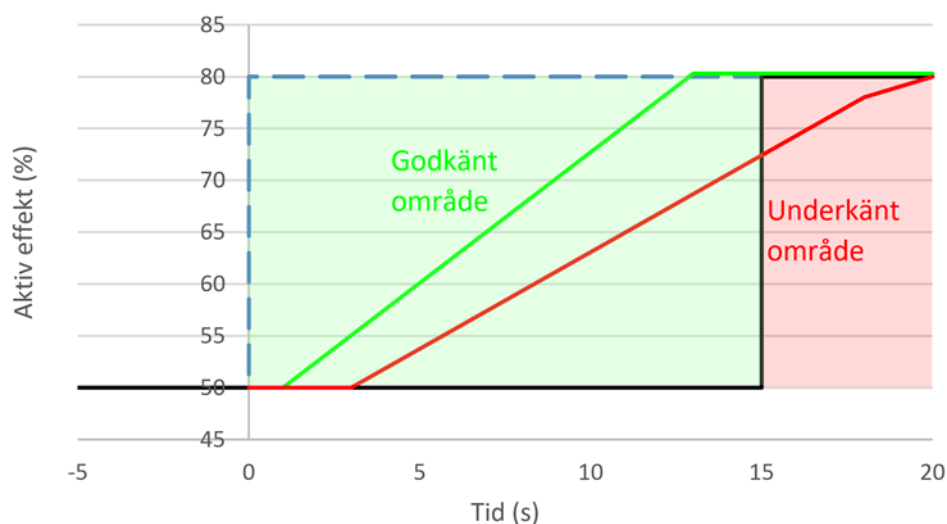
Vid provet ska den tillgängliga aktiva effekten vara minst 80 % av  $P_{\max}$ .

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

#### 2.7.4 Resultat av prov

Provet ska anses godkänt om:

- > Förändringen av effektbörvärdet 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  $\pm 2$  % av effektsteget tolereras, dvs.  $\pm 0,06 * P_{\max}$ ), se Figur 8.



Figur 8 Exempel på prov på kraftparksmodul, blåstreckad kurva visar förändring av effektbörvärdet med 30 % från en initial aktiv effektproduktion motsvarande 50 % av  $P_{\max}$ . Svart är gränsen för kravuppfyllnad, grön ett prov som visar godkänt och röd ett prov som visar underkänt resultat.

## 2.8 Begränsat frekvenskänslighetsläge vid överfrekvens – LFSM-O

### 2.8.1 Hänvisning till krav

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

### 2.8.2 Bakgrund till krav

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

Många kraftproduktionsmoduler deltar i marknaden för stödtjänster, exempelvis FCR-D. 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.

### 2.8.3 Syfte med prov

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

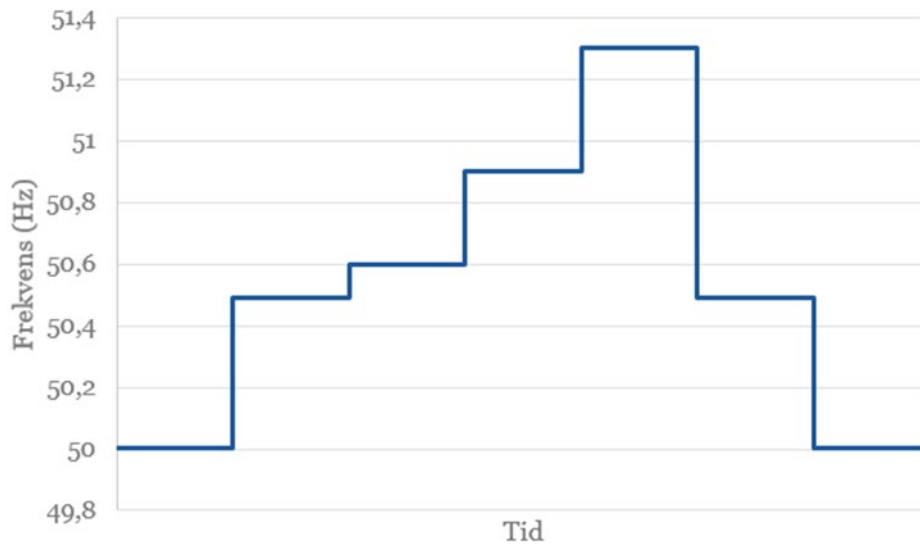
### 2.8.4 Utförande av prov

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 1.1. De olika frekvenssteg som påförs parkregulatorn visas i Tabell 3.

Tabell 3 Frekvenssteg som påförs parkregulatorn vid test av LFSM-O

Steg	Frekvenssteg
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 4b	För effektnivå 2 justeras effektbörvärdet upp från lägsta nivå med reglerförmåga+0,15*P <sub>max</sub> till lägsta nivå med reglerförmåga+0,25*P <sub>max</sub>
Steg 5	51,30 => 50,49 Hz
Steg 6	50,49 => 50,00 Hz

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



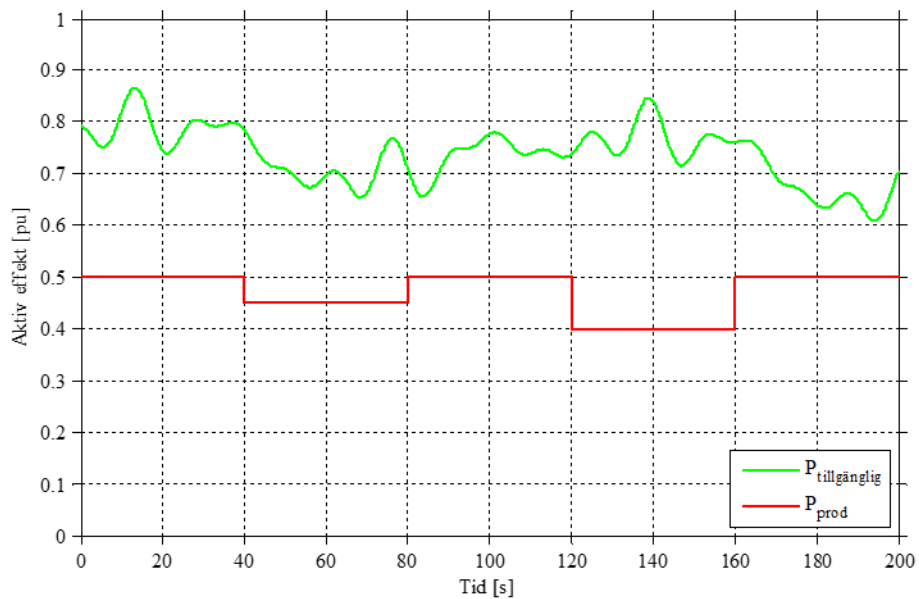
Figur 9 Påförd simulerad frekvenssignal vid test av LFSM-O

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

1. Valfritt konstant effektbörvärde inom  $(0,8-1,0) \cdot P_{\max}$ , med tillgång på primär energi som överstiger vald effektnivå. Kraftparksmodulen ska kunna producera konstant aktiv effekt vid det givna börvärdet under provet.
2. Effektbörvärdet ska vara lägsta nivå med reglerförmåga  $+0,15 \cdot P_{\max}$ , med tillgång på primär energi som överstiger lägsta nivå med reglerförmåga  $+0,15 \cdot P_{\max}$ , enligt Figur 10. Kraftparksmodulen ska kunna producera konstant aktiv effekt vid det givna börvärdet under provet.
3. Effektbörvärdet ska vara  $P_{\max}$  och tillgången på primär energi är lägre än  $P_{\max}$  enligt Figur 11. Produktionen för kraftparksmodulen kommer under provet att variera som en följd av varierande primär energi.

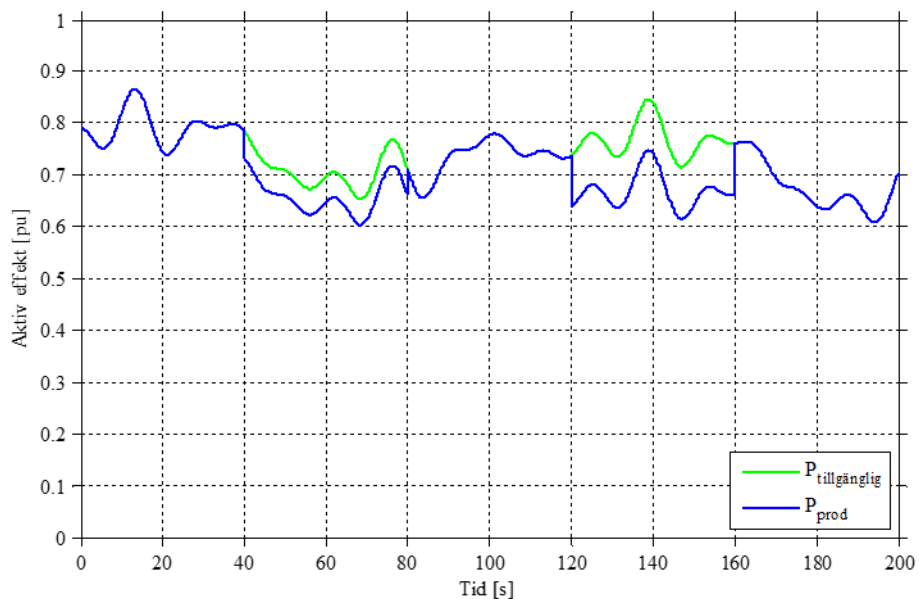
Vid proven ska kraftparksmodulen ha aktiv effekttreglering med ovanstående börvärden. Proven på effektnivåerna 1 och 2 ska utföras vid förhållanden då tillgången på primär energi överstiger det givna börvärdet, se exempel i Figur 10.





Figur 10 Exempel på LFSM-O respons vid aktiv effektreglering med börvärdet 0,5 pu.

Effektnivå 3 motsvarar att kraftparksmodulen inte är effektbegränsad utan följer tillgänglig aktiv effekt, dvs. börvärdet för aktiv effekt är  $P_{\max}$  men den tillgängliga primära energin är lägre. 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 11.



Figur 11 Exempel på LFSM-O respons vid aktiv effektreglering med börvärdet 1,0 pu och lägre tillgänglig effekt.

### 2.8.5 Analys av prov

Utifrån utförda frekvensstegsprov tas stationär aktiv effektförändring,  $\Delta P$ , vid varje frekvenssteg,  $\Delta f$ , fram. Därefter beräknas statiken,  $s_2$ , fram för frekvenssteg 2-5 enligt:

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

där  $P_{ref}$  betecknar börvärdet för aktiv effekt vilket är samma som den maximala kontinuerliga effekten,  $P_{max}$ . För de steg, dvs. steg 2 och steg 5, som ligger delvis innanför frekvensdödbandet 0,5 Hz korrigeras  $\Delta f$  så att det bara är steget utanför frekvensdödbandet som används vid beräkningen. För steg 2 blir då  $\Delta f$  0,10 Hz och för steg 5 blir  $\Delta f$  0,80 Hz.

### 2.8.6 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  $\pm 0,5$  % av  $P_{max}$  accepteras, dvs. den aktiva effektminskningen ska vara inom intervallet 2,0–3,0 % av  $P_{max}$ )
- > Statiken,  $S_2$ , vid utförda frekvensstegsprov 2-5 motsvarar 8 % (en tolerans på  $\pm 0,5$  % accepteras, dvs. statiken ska 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 belastningsnivå 2) ska minska med 10 % av  $P_{max}$  på 30 s (en tolerans på  $\pm 0,5$  % accepteras, dvs. minskningen ska vara inom intervallet 9,5–10,5 % av  $P_{max}$  efter 30 s)
- > Påbörjad förändring 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. Statiken kommer därmed avvika från inställt värde.

- > 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 4b) resulterar inte i någon förändring av den aktiva effektproduktionen

## 2.9 Begränsat frekvenskänslighetsläge vid underfrekvens - LFSM-U

### 2.9.1 Hänvisning till krav

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

### 2.9.2 Bakgrund till krav

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

Många kraftproduktionsmoduler deltar i marknaden för stödtjänster, exempelvis FCR-D. 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.

### 2.9.3 Syfte med prov

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

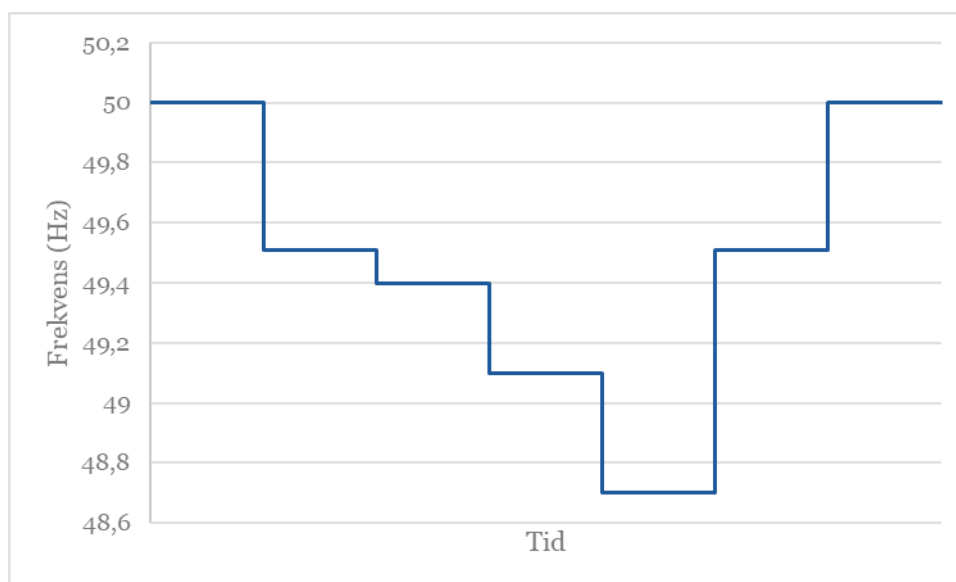
### 2.9.4 Utförande av prov

Provet utförs när kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effekterreglering genom att applicera frekvens in på parkregulatorn i enlighet med den procedur för provning som finns beskriven i avsnitt 1.1. De olika frekvenssteg som påförs parkregulatorn visas i Tabell 4.

Tabell 4 Frekvenssteg som påförs parkregulatorn vid test av LFSM-U

Steg	Frekvenssteg
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

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

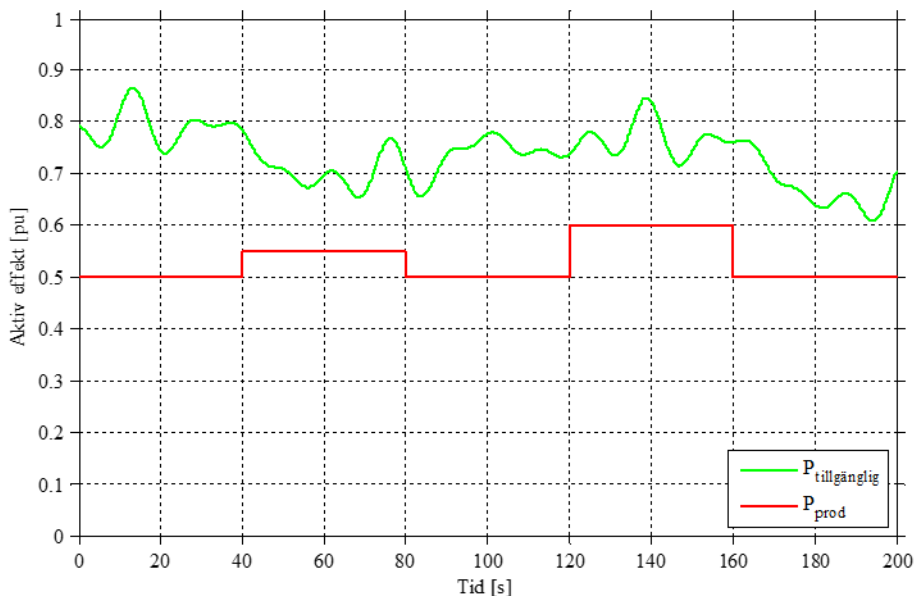


Figur 12 Påförd simulerad frekvenssignal vid test av LFSM-U

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

1. Valfritt konstant effektbörvärde inom  $(0,6-0,8) \cdot P_{\max}$ , med tillgång på primär energi som överstiger vald effektnivå. Kraftparksmodulen ska kunna producera konstant aktiv effekt vid det givna börvärdet under provet.
2. Effektbörvärdet ska vara lägsta nivå med reglerförmåga, med tillgång på primär energi som överstiger lägsta nivå med reglerförmåga  $+0,25 \cdot P_{\max}$  enligt Figur 13. Kraftparksmodulen ska kunna producera konstant aktiv effekt vid det givna börvärdet under provet.
3. Effektbörvärdet ska vara 0,2 pu lägre än den tillgängliga effekten, med tillgång på primär energi som är lägre än  $P_{\max}$  enligt Figur 14. Produktionen för kraftparksmodulen kommer under provet att variera som en följd av varierande primär energi.

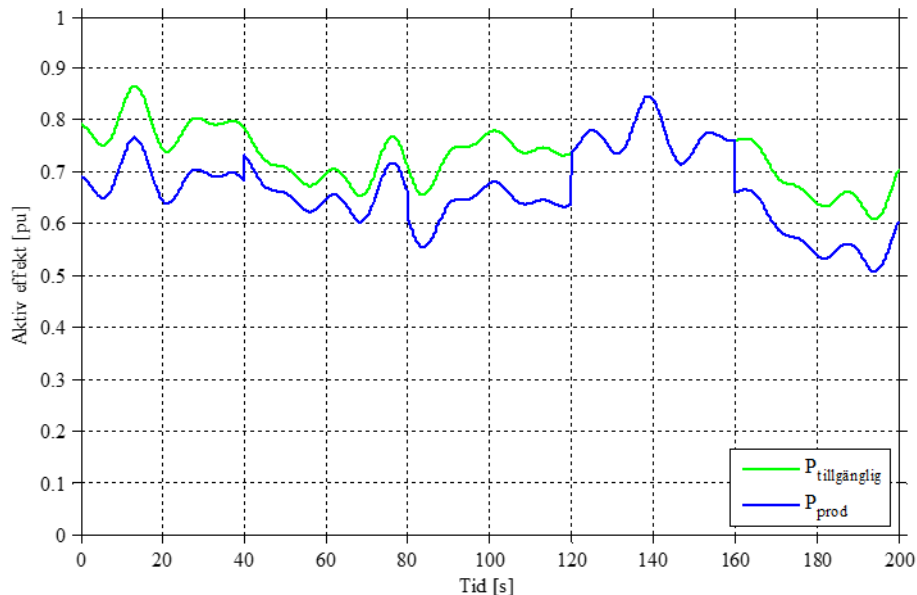
Vid proven ska kraftparksmodulen ha aktiv effekttreglering med ovanstående börvärden. Proven på effektnivåerna 1 och 2 ska utföras vid förhållanden då tillgången på primär energi överstiger det givna börvärdet, se exempel i Figur 13.



Figur 13 Exempel på LFSM-U respons vid aktiv effekttreglering med börvärdet 0.5 pu.

Effektnivå 3 motsvarar att kraftparksmodulen inte är effekttbegränsad utan följer tillgänglig aktiv effekt. För att kunna ge en ökning i aktiv effekt som en funktion av LFSM-U ska kraftproduktionsmodulen under testet ha ett aktivt effektbörvärde som är 0,2 pu lägre än den tillgängliga effekten. Provet utförs på valfri aktiv effektnivå och förändringen i den aktiva effekttproduktionen för ett

steg i frekvensen relaterar till den tillgängliga aktiva effekten enligt exemplet i Figur 14.



Figur 14 Exempel på LFSM-U respons vid aktiv effektreglering med börvärdet 1,0 pu och lägre tillgänglig effekt.

### 2.9.5 Analys av prov

Utifrån utförda frekvensstegsprov tas stationär aktiv effektökning,  $\Delta P$ , vid varje frekvenssteg,  $\Delta f$ , fram. Därefter beräknas statiken,  $s_2$ , fram för frekvenssteg 2-5 enligt:

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

där  $P_{ref}$  betecknar börvärdet för aktiv effekt vilket är samma som den maximala kontinuerliga effekten,  $P_{max}$ .

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

### 2.9.6 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  $\pm 0,5$  % av  $P_{\max}$  accepteras, dvs. den aktiva effektökningen ska vara inom intervallet 2,0–3,0 % av  $P_{\max}$ )
- > Statiken,  $S_2$ , vid utförda frekvensstegprov 2-5 motsvarar 8 % (en tolerans på  $\pm 0,5$  % accepteras, dvs. statiken ska vara inom intervallet 7,5–8,5 %)
- > Påbörjad förändring i aktiv effekt erhålls inom 2 s efter att respektive frekvenssteg applicerats, detta gäller för de frekvenssteg som resulterar i aktivering av LFSM-U aktiveras, dvs. där  $f < 49,5$  Hz
- > Snabbheten i regleringen innebär att den aktiva effekten vid frekvenssteg 4 (gäller ej för belastningsnivå 1 och 3) kan öka med 10 % av  $P_{\max}$  på 30 s (en tolerans på  $\pm 0,5$  % accepteras, dvs. ökningen ska vara inom intervallet 9,5–10,5 % av  $P_{\max}$  efter 30 s)
- > Frekvenssteg 5 resulterar i att den aktiva effektproduktionen stationärt återgår till samma nivå som den var innan provet på LFSM-U startade, dvs. inverkan från LFSM-U ska försvinna
- > Påläggning av frekvenssteg inte resulterar i stationära aktiva effektpendlingar med en amplitud större än 0,1 % av  $P_{\max}$

## 2.10 Frekvenskänslighetsläge - FSM

### 2.10.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 15.2.d
- > EIFS 2018:2: Kapitel 3, 23-29 §

### 2.10.2 Bakgrund till krav

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

### 2.10.3 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 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 gällde 2021 samt de krav på provning som gäller för FSM i detta dokument.

### 2.10.4 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 1.1. Provet delas upp i olika delar för att testa av olika krav.

*Dödband och okänslighet för frekvenssvar:*

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

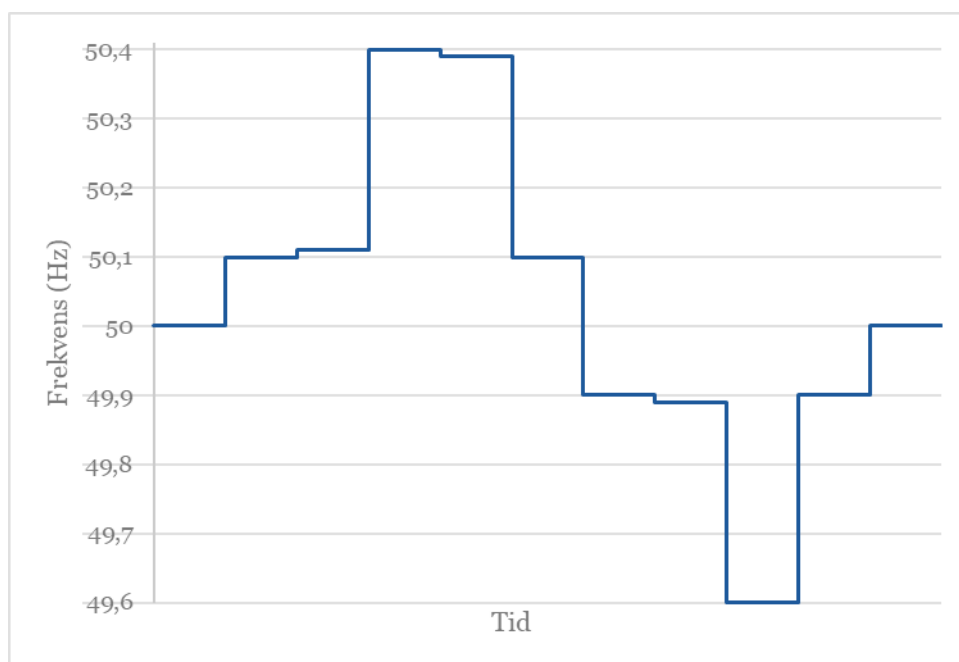
De olika frekvenssteg som påförs regulatorn vid prov med frekvensdödband  $\pm 0,1$  Hz och statik 12 % visas i Tabell 5 och Figur 15.

Tabell 5 Frekvenssteg som påförs regulatorn vid prov av FSM vid frekvensdödband  $\pm 0,1$  Hz och statik 12 %.

Steg	Frekvenssteg
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



Figur 15 Frekvenssteg som ska påföras vid prov av FSM vid frekvensdödband  $\pm 0,1$  Hz och statik 12 %.

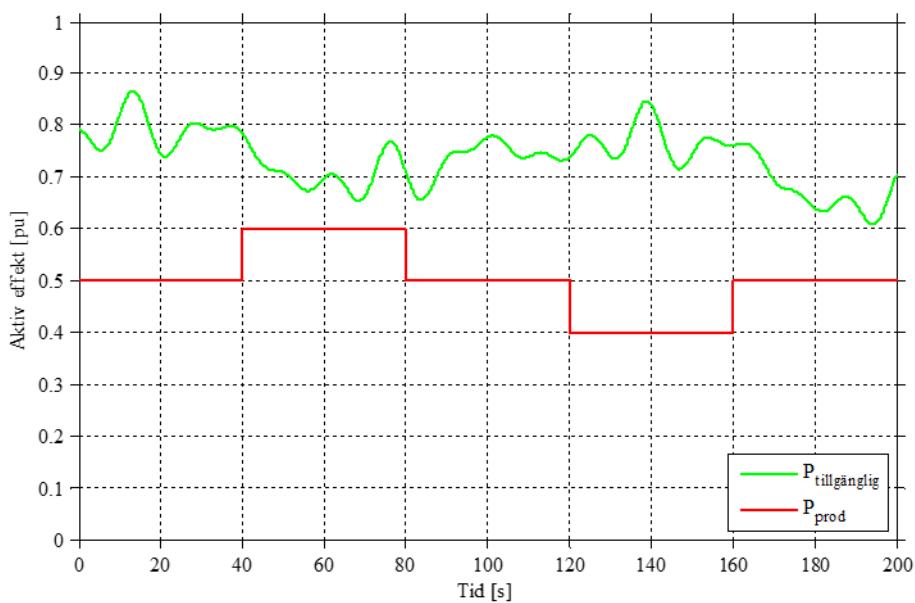
Innan varje nytt frekvenssteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts. Stationärtillstånd anses ha uppnåtts när  $>99,9$  % av den stationära effektförändringen i varje steg uppnåtts.

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

1. Valfritt konstant effektbörvärde inom  $(0,8-0,95) \cdot P_{\max}$ , med tillgång på primär energi som överstiger vald effektnivå. Kraftparksmodulen ska kunna producera konstant aktiv effekt vid det givna börvärdet under provet.
2. Effektbörvärdet ska vara  $0,5 \cdot (P_{\max} + \text{Lägsta nivå med reglerförmåga})$ , med tillgång på primär energi som överstiger lägsta nivå med reglerförmåga  $+0,6 \cdot P_{\max}$ . enligt Figur 16. Kraftparksmodulen ska kunna producera konstant aktiv effekt vid det givna börvärdet under provet.

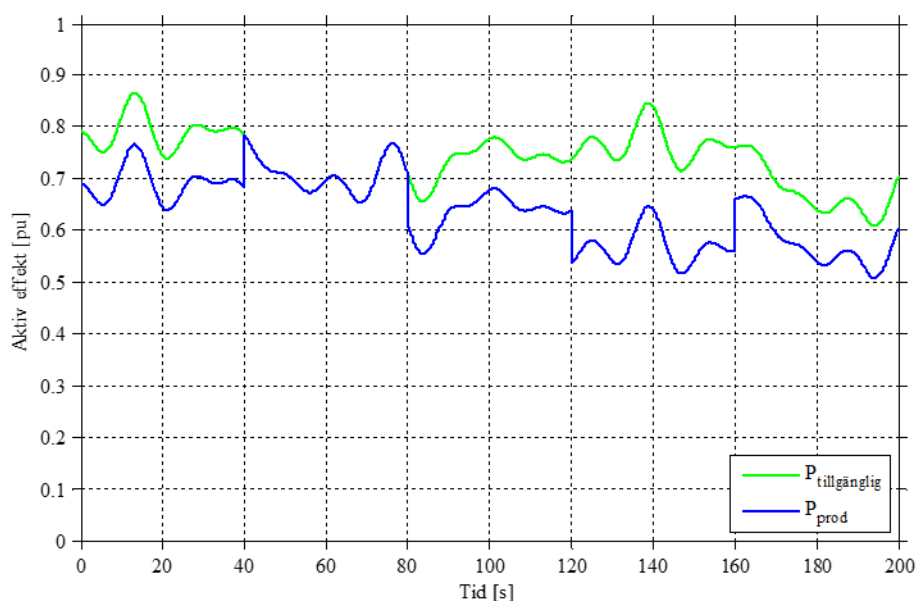
- Effektbörvärdet ska vara 0,1 pu lägre än den tillgängliga effekten, med tillgång på primär energi som är lägre än  $P_{\max}$  enligt Figur 17. Produktionen för kraftparksmodulen kommer under provet att variera som en följd av varierande primär energi.

Vid proven på effektnivåerna 1 och 2 ska kraftparksmodulen ha aktiv effekthereglering med ovanstående börvärden. Provet ska utföras vid förhållanden då tillgången på primär energi överstiger det givna börvärdet, se exempel i Figur 16.



Figur 16 Exempel på FSM respons vid aktiv effekthereglering med börvärdet 0,5 pu.

Effektnivå 3 motsvarar att kraftparksmodulen inte är effektbegränsad utan följer tillgänglig aktiv effekt. För att kunna ge en ökning i aktiv effekt som en funktion av FSM ska kraftproduktionsmodulen under testet ha ett aktivt effektbörvärde som är 0,1 pu lägre än den tillgängliga effekten. 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 17.

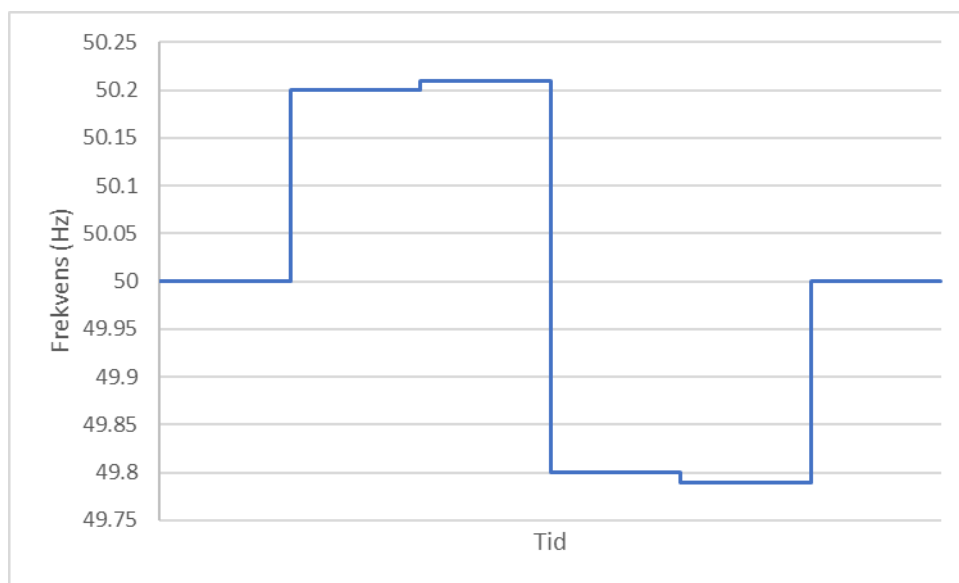


Figur 17 Exempel på FSM respons vid aktiv effekthereglering med börvärdet 1,0 pu och lägre tillgänglig effekt.

Frekvensdödbandet ställs in på 0,20 Hz, statiken är kvar på 12 %, och därefter påförs följande frekvenssteg på regulatören enligt Tabell 6 och Figur 18 vid effektnivå 1:

Tabell 6 Frekvenssteg som påförs regulatören vid prov av FSM vid frekvensdödband 0,2 Hz och statik 12 %.

Steg	Frekvenssteg
Steg 11	50,00 => 50,20 Hz
Steg 12	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



Figur 18 Frekvenssteg som ska påföras vid prov av FSM vid frekvensdödband 0,2 Hz och statik 12 %.

### 2.10.5 Resultat av prov

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 en uppmätbar förändring i aktiv effektproduktion, dvs. okänsligheten för frekvenssvar <10 mHz.

### 2.10.6 Delprov snabbhet i reglering samt statik

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

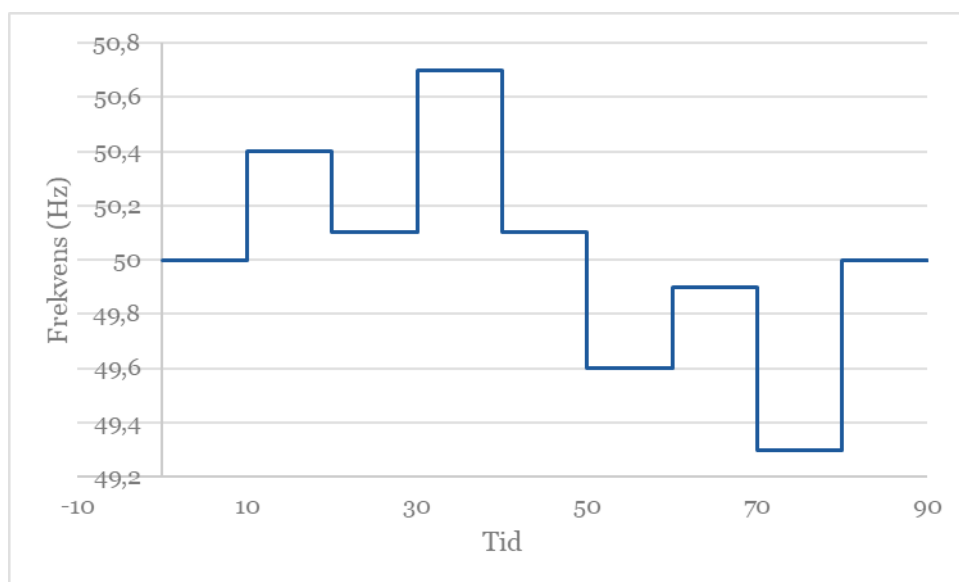
### 2.10.7 Utförande av delprov

Provet utförs vid en statikinställning på 12 % och ett frekvensdödband på 0,1 Hz. De olika frekvenssteg som påförs regulatorn visas i Tabell 7 och Figur 19.

Tabell 7 Frekvenssteg som påförs regulatorn för prov av snabbhet och statik för FSM vid frekvensdödband 0,1 Hz och statik 12 %.

Steg	Frekvenssteg
------	--------------

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



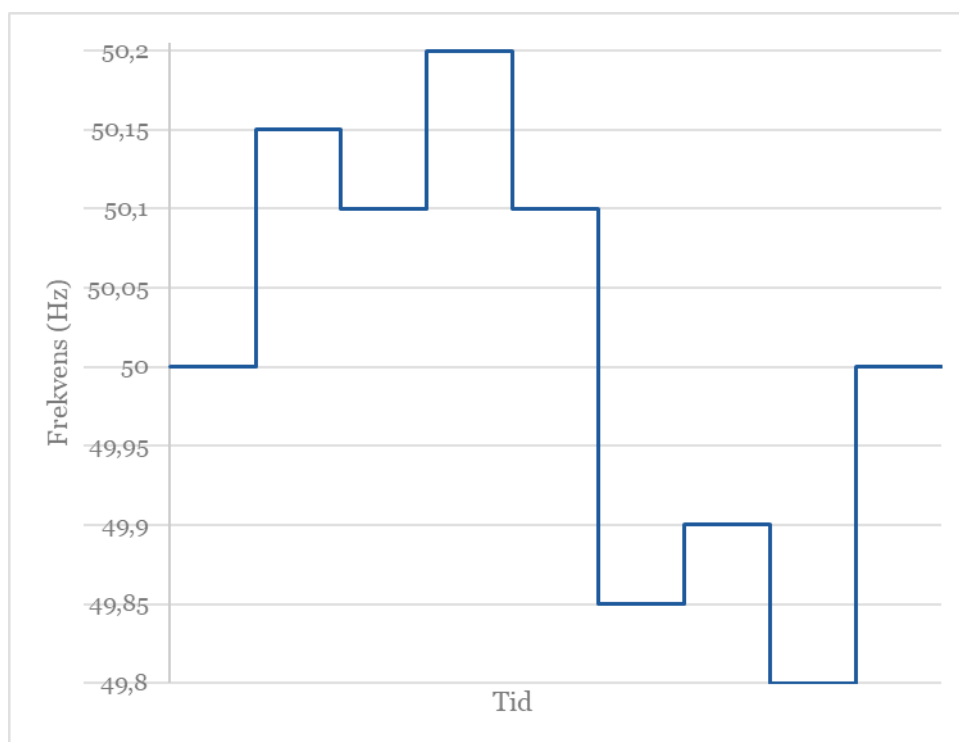
Figur 19 Frekvenssteg som ska påföras vid prov av snabbheten för FSM vid frekvensdödband 0,1 Hz och statik 12 %.

För högsta effektnivå 1 utförs även prov när statiken ändras från 12 % till 2 %, och frekvensdödbandet är kvar på 0,1 Hz. För att erhålla samma storlek på de aktiva effektförändringarna utförs provet med mindre frekvenssteg enligt Tabell 8 och Figur 20.

Tabell 8 Frekvenssteg som påförs regulatorn vid prov av snabbheten för FSM vid frekvensdödband 0,1 Hz och statik 2 %

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

Steg 13	50,10 => 49,85 Hz
Steg 14	49,85 => 49,90 Hz
Steg 15	49,90 => 49,80 Hz
Steg 16	49,80 => 50,00 Hz



Figur 20 Frekvenssteg som ska påföras vid prov av snabbheten för FSM vid frekvensdödband 0,1 Hz och statik 2 %.

Innan varje nytt frekvenssteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts. Stationärtillstånd anses ha uppnåtts när >99,9 % av den stationära effektförändringen i varje steg uppnåtts. Efter steg 5 och 11 gäller dessutom att nästkommande steg får påföras tidigast efter 15 minuter.

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

1. Valfritt inom effektområdet  $(0,8-0,90) \cdot P_{\max}$ , med tillgång på primär energi som överstiger vald effektnivå. För den här effektnivån utförs steg 1 – steg 8 med 12 % statik samt steg 9 – steg 16 med 2 % statik.
2.  $0,5 \cdot P_{\max}$  + Lägsta nivå med reglerförmåga, med tillgång på primär energi som överstiger lägsta nivå med reglerförmåga  $+0,6 \cdot P_{\max}$  enligt Figur 16. För den här effektnivån utförs steg 1 – steg 8 med 12 % statik.

Vid proven ska kraftparksmodulen ha aktiv effekttreglering med ovanstående börvärden. Provet ska utföras vid förhållanden då tillgången på primär energi överstiger det givna effektbörvärdet, se exempel i Figur 16.

### 2.10.8 Analys av delprov

Utifrån utförda frekvensstegsprov tas stationär aktiv effektförändring,  $\Delta P$ , vid frekvenssteg,  $\Delta f$ , fram. Därefter beräknas statiken,  $s_2$ , fram för respektive frekvenssteg enligt:

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

där  $P_{ref}$  betecknar börvärdet för aktiv effekt vilket är samma som den maximala kontinuerliga effekten,  $P_{max}$ .

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

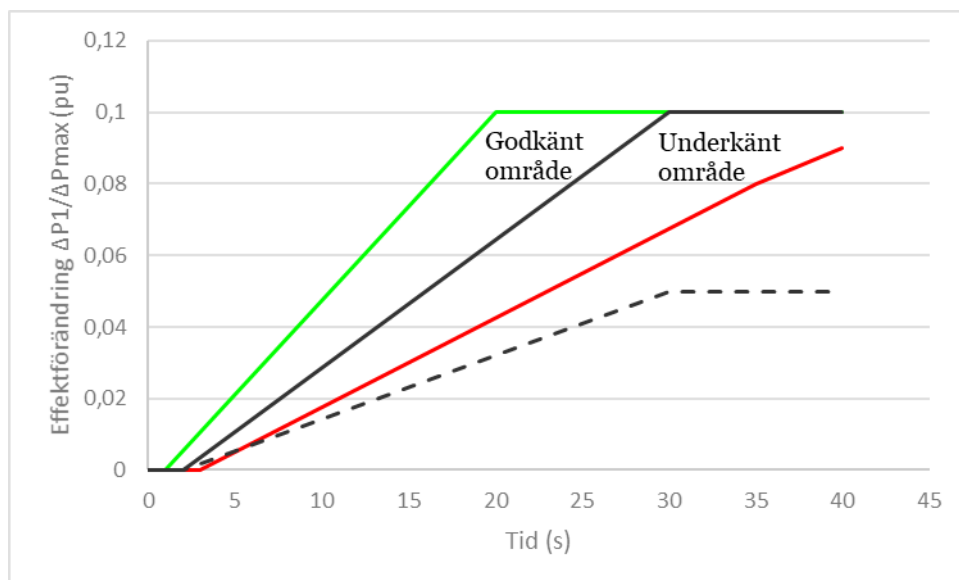
De flesta andra resultat från provet avläses direkt ur provet.

### 2.10.9 Resultat av delprov

Provet ska anses som godkänt om:

- > Aktivering av effektförändring vid respektive frekvenssteg sker snabbare än vad som visas i Figur 21.
- > 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  $\pm 0,5$  % 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  $\pm 0,5$  % 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 21 Krav på effektrespons vid en stegförändring av frekvensen med -0,6 Hz vid en statik på 12 % som ska ge en effektrespons på +10 % av  $P_{\max}$ , heldragen svart linje visar gränsen för kravuppfyllnad, grön ett prov som visar godkänt och röd ett prov som visar underkänt resultat. Svartstreckad linje visar motsvarande krav som ska ge en effektrespons på +5 % av  $P_{\max}$ .

## 2.11 Återsynkronisering inom 15 minuter

Detta krav gäller för de kraftparksmoduler som inte behöver uppfylla kravet på övergång till husturbindrif (gäller självklart även kraftparksmoduler där det inte finns någon turbin, se RfG för definition av husturbindrif) beskrivet i avsnitt 2.12.

### 2.11.1 Hänvisning till krav

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

### 2.11.2 Bakgrund till krav

Kraftsystemet kan utsättas för allvarliga störningar vilket i värsta fall kan innebära att hela eller delar av kraftsystem blir spänningslöst. För att snabbt kunna återuppbygga kraftsystem är det viktigt att de kraftproduktionsmoduler som finns tillgängliga snabbt kan kopplas in på kraftsystemet för att därmed kunna bidra både 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 husturbindrif, se krav i avsnitt 2.12. Kravet på husturbindrif 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 återsynkroniseras inom 15 minuter följs beskrivningen i detta avsnitt 2.11. 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 2.12.

### 2.11.3 Syfte med prov

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

### 2.11.4 Utförande av prov

Provet utförs då 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  $(0,8-1,0) \cdot P_{\max}$  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 husturbindrif 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 driftcentralen.

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 berörd systemansvarig anpassas då provet utifrån rådande omständigheter. Det kan innebära att berörd systemansvarig aktivt måste reglera reaktiv effektproduktion i området eller att provet utförs

vid en lägre reaktiv effektproduktion än  $P_{\max}/3$ . Generellt eftersträvas att provet inte ska ge spänningsförändringar större än 3 % på anslutande nät.

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

#### **2.11.5 Resultat av prov**

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

## **2.12 Övergång till och upprätthållande av husturbindrift**

Detta krav gäller för de kraftparksmoduler som inte klarar av kravet på återsynkronisering inom 15 minuter. De kraftparksmoduler som klarar återsynkronisering inom 15 minuter omfattas istället av provningen i avsnitt 2.11.

#### **2.12.1 Hänvisning till krav**

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

#### **2.12.2 Bakgrund till krav**

Kraftsystemet kan utsättas för allvarliga störningar vilket i värsta fall kan innebära att hela eller delar av kraftsystem blir spänningslöst. För att snabbt kunna återuppbygga kraftsystem är det viktigt att de kraftparksmoduler 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 kraftparksmodulerna är snabbstartade, se avsnitt 2.11, eller att kraftparksmodulerna i samband med en störning kan gå över i husturbindrift.

#### **2.12.3 Syfte med prov**

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

därefter fasa in kraftproduktionsmodulen mot anslutande nät inom 15 minuter efter det att spänningen återkommit.

#### **2.12.4 Utförande av prov**

Provet utförs då 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 hjälpkraftsmatning
- > Drift i husturbindrift ska därefter pågå i mer än 12 timmar
- > Efter 12 timmars husturbindrift, slås extern kraftmatning till, därefter fhas kraftparksmodulen åter in på nätet via brytaren i anslutningspunkten.

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

- > Slå ifrån aggregatbrytaren så att kraftparksmodulen övergår i husturbindrift via ett litet lastfrånslag
- > Slå ifrån all övrig extern hjälpkraftsmatning
- > Drift i husturbindrift ska därefter pågå i mer än 5 minuter
- > Efter 5 minuters husturbindrift slås extern kraftmatning till, därefter fhas 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 berörd systemansvarig anpassas då provet utifrån rådande omständigheter. Det kan innebära att berörd systemansvarig aktivt måste reglera reaktiv effektproduktion i området eller att provet utförs vid en lägre reaktiv effektproduktion än  $P_{\max}/3$  eller lägre reaktiv effektförbrukning än  $P_{\max}/3$ . 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 berörd systemansvarig förkortas till ett prov på 2 timmars husturbindrift. Denna eventuella överenskommelse ska samordnas med berörd systemansvarig för överföringssystemet. Förutsättningen för att få förkorta provet till 2 timmar är att ägaren av 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.

### **2.12.5 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 fhasas in på nätet igen.

## **2.13 Tillhandahållande av syntetisk tröghet**

### **2.13.1 Hänvisning till krav**

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 3, artikel 21.2

### **2.13.2 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 och avgörs individuellt för varje projekt. Det är en del av de projektspecifika uppgifterna och kraven som är listade i bilaga 1, avsnitt 2.

### **2.13.3 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.

### **2.13.4 Utförande av prov**

Detta är ett projektspecifikt krav där både specifikation av kraven och metod för verifiering bestäms för varje projekt av berörd systemansvarig och/eller berörd systemansvarig för överföringssystemet. De projektspecifika kraven listas i bilaga 1, avsnitt 2.

### **2.13.5 Resultat av prov**

Provet ska anses godkänt om:

- > Kraftparksmodulen kan påvisa uppfyllnad av de givna reglerprinciperna.

## **2.14 Reglerbarhet av spänning**

### **2.14.1 Hänvisning till krav**

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 3, artikel 21.3.b-c,d.ii-iv
- > EIFS 2018:2: 5 kap, 2-4 §

### **2.14.2 Syfte med prov**

Kraftparksmodulens förmåga att vid anslutning till överföringssystemet kunna reglera spänningen genom att ändra spänningsbörvärdet inom området 95-105 % ska visas. 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. Snabbheten att tillhandahålla reaktiv effekt vid en förändring av spänningen ska visas. Även kraftparksmodulens spänningsreglering med valbar Q-U-lutning (reaktiv kompensering) inom området 2-7 % ska visas. För kraftparksmoduler som har dödband i spänningsregleringen ska dödbandets funktion visas.

### 2.14.3 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  $(0,2-0,3) \cdot P_{\max}$ . Om drifttiden vid  $P_{\max}$  är alltför begränsad kan provet istället utföras med valfri konstant effektbörvärde inom intervallet  $(0,8-1,0) \cdot P_{\max}$ . 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 9.

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 på 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 samordning med berörd systemansvarig, 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 9. Eventuell justering av spänningsbörvärde ska ske i samråd mellan ägaren av kraftparksmodulen, den systemansvarige och den systemansvarige för överföringssystemet.

Tabell 9 Spänningssteg vid prov av kraftparksmodulens spänningsregleringsförmåga.

Steg	Spänningssteg
Steg 1	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +1 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 100 % till 101 %
Steg 2	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -1 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 101 % till 100 %
Steg 3	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -1 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 100 % till 99 %
Steg 4	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +1 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 99 % till 100 %
Steg 5	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +2 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 100 % till 102 %
Steg 6	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -2 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 102 % till 100 %

Steg 7	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -2 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 100 % till 98 %
Steg 8	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +2 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 98 % till 100 %
Steg 9	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +5 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 100 % till 105 %
Steg 10	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -5 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 105 % till 100 %
Steg 11	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -5 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 100 % till 95 %
Steg 12	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +5 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 95 % till 100 %
Steg 13-16	Om steg 9 och steg 11 inte resulterar i att den reaktiva effekten begränsas påförs spänningssteg som medför att den reaktiva effekten går in i begränsning.

Innan varje nytt spänningssteg påförs ska stationärtillstånd uppnått. Stationärtillstånd anses uppnått då den reaktiva effektproduktionen utifrån kraftparksmodulen inte varierar med mer än 1 % av  $Q_{max}$ . I vissa situationer då nätets spänning varierar mycket kan större variationer accepteras. Acceptans för större variationer måste då godkännas av berörd systemansvarig.

Prov ovan, enligt Tabell 9, utförs för följande inställningar:

- 0 % dödband och Q-U-lutning på 2 %, alla steg enligt Tabell 9.
- 0 % dödband och Q-U-lutning på 4,5 %, steg 5-8 enligt Tabell 9.
- 0 % dödband och Q-U-lutning på 7 %, steg 5-8 enligt Tabell 9.

För kraftparksmoduler som är utrustade med dödband i spänningsregleringen ska prov utföras där steg appliceras enligt Tabell 10. Prov enligt Tabell 10 utförs för följande inställningar:

- $\pm 1,5$  % dödband och Q-U-lutning på 4,5 %, steg 17-24 enligt Tabell 10.

Tabell 10 Spänningssteg vid prov av kraftparksmodulens spänningsregleringsförmåga då dödband finns inlagt i spänningsregleringen.

Steg	Spänningssteg
Steg 17	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +1 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 100 % till 101 %
Steg 18	Lägg till ett spänningssteg på ytterligare 1 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 101 % till 102 %



Steg 19	Lägg till ett spänningssteg på ytterligare 1 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 102 % till 103 %
Steg 20	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -3 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 103 % till 100 %
Steg 21	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -1 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 100 % till 99 %
Steg 22	Lägg till ett spänningssteg på ytterligare -1 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 99 % till 98 %
Steg 23	Lägg till ett spänningssteg på ytterligare -1 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 98 % till 97 %
Steg 24	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +3 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 97 % till 100 %

Innan varje nytt spänningssteg påförs ska stationärtillstånd uppnåts. Stationär-tillstånd anses uppnått då den reaktiva effektproduktionen utifrån kraftparksmodulen inte varierar med mer än 1 % av  $Q_{\max}$ . I vissa situationer då nätets spänning varierar mycket kan större variationer accepteras. Acceptans för större variationer måste då godkännas av berörd systemansvarig.

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 1.2 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 11.

Tabell 11 Spänningssteg vid prov av kraftparksmodulens snabbhet att reglera reaktiv effekt.

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

Innan varje nytt spänningssteg påförs ska stationärtillstånd uppnåts. Stationär-tillstånd anses uppnått då den reaktiva effektproduktionen utifrån kraftparksmodulen inte varierar med mer än 1 % av  $Q_{max}$ . I vissa situationer då nätets spänning varierar mycket kan större variationer accepteras. Acceptans för större variationer måste då godkännas av berörd systemansvarig.

#### 2.14.4 Analys av prov

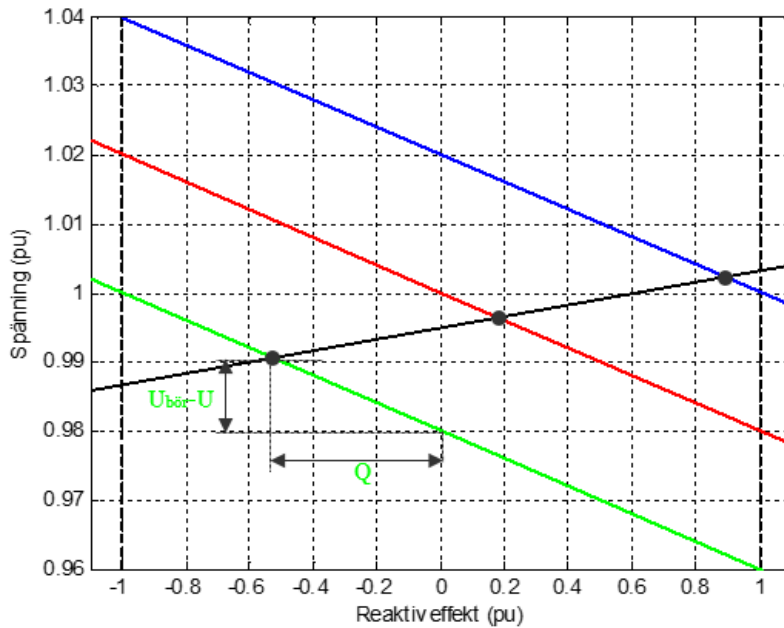
Baserat på uppnått stationärtillstånd i spänning i anslutningspunkten samt reaktiv effektproduktion från kraftparksmodulen beräknas Q-U-lutningen (reaktiv kompensering),  $X_c$ . Uppmätt spänning i anslutningspunkten,  $U$ , och spänningsbörvärde,  $U_{bör}$ , normeras utifrån nätspänningens börvärde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

$$X_c = \frac{(U_{bör} - U)/U_{ref}}{Q/Q_{max}} = \frac{(U_{bör} - U)/U_{ref}}{3Q/P_{max}}$$

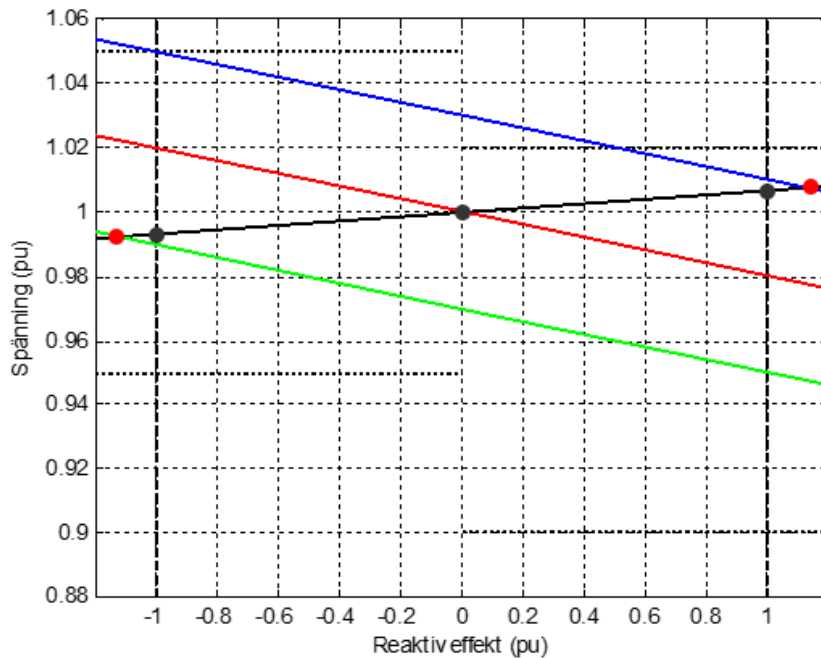
Vid större steg på spänningens börvärde kan begränsning ske av den reaktiva effektproduktionen vilket exemplifieras i Figur 23. I detta fall kommer således inte de röda driftpunkterna att nås vid spänningssteg på  $\pm 3$  % utan begränsning kommer att ske vid  $\pm 1$  pu reaktiv effekt. Beroende på 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:

$$X_c = \frac{(U_{bör} - U \pm DB)/U_{ref}}{Q/Q_{max}} = \frac{(U_{bör} - U \pm DB)/U_{ref}}{3Q/P_{max}}$$

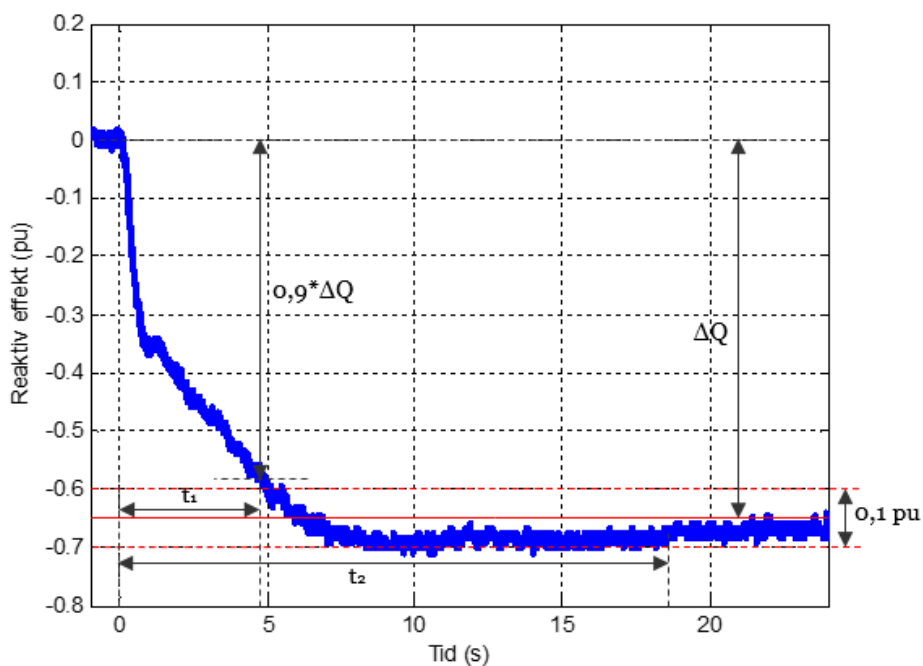


Figur 22 Reaktiv effektproduktion som funktion av spänningsbörvärde vid en Q-U-lutning på 2 %, heldragen svart linje visar nätkaraktistiken i anslutningspunkten, streckade svarta linjer visar kravet på produktion och förbrukning av reaktiv effekt, blå, röd och grön linje visar spänningsbörvärde 1,02, 1,00 och 0,98 pu.



Figur 23 Reaktiv effektproduktion som funktion av spänningsbörvärde vid en Q-U-lutning på 2 %, heldragen svart linje visar nätkaraktistiken 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 11 beräknas snabbheten i responsen på den reaktiva effekten. I Figur 24 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,  $\Delta Q$ . Tiden  $t_2$  fås då den reaktiva effektförändringen hamnat inom intervallet  $\pm 0,05$  pu från den teoretisk förväntade reaktiva effektförändringen,  $\Delta Q$ . Tiderna  $t_1$  och  $t_2$  är i RfG definierade inom ett intervall så därför provas de kortaste tiderna i dessa intervall om inte berörd systemansvarig anger något annat.



Figur 24 Exempel på reaktiv effekt från kraftparksmodulen efter en sänkning av spänningsbörvärdet.

### 2.14.5 Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- > Spänningsbörvärdet kan justeras inom området 95-105 % i steg om 1 %
- > Snabbheten i regleringen av reaktiv effekt ger en tidskonstant  $t_1$  som är kortare än 1 s och en tidskonstant  $t_2$  som är kortare än 5 s
- > Stora stegformade ökning 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 effektproduktionen går i gräns. Gränsen ska vara lägre än  $-1,0 \text{ pu}$  ( $-P_{\max}/3$ )
- > 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  $0,05 \text{ pu}$  (eller  $5/Q_{\max} \text{ pu}$  om detta är lägre än  $0,05 \text{ pu}$ ) av maximal reaktiv effekt  $Q_{\max}$ .
- > Steg 17 och steg 21, som utförs då ett dödband på  $\pm 1,5 \%$  är inlagt, resulterar inte i någon förändring av den reaktiva effekten.
- > Uppmätt Q-U lutning för steg 18-steg 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

## 2.15 Reaktiv effekt-/Mvar reglering

### 2.15.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 3, artikel 21.3.c. iv, 21.3.d. i, v och vii
- > EIFS 2018:2: 5 kap, 5-6 §

### 2.15.2 Syfte med prov

Provet syftar till att visa att en kraftparksmodul i driftmod reaktiv effekt-/Mvar reglering kan producera och förbruka reaktiv effekt motsvarande  $Q_{\max}$  ( $P_{\max}/3$ ), att det är möjligt att justera reaktivt effektbörvärdet i steg mindre än  $0,05 \text{ pu}$  (eller  $5/Q_{\max} \text{ pu}$  om detta är mindre än  $0,05 \text{ pu}$ ) samt att snabbheten i regleringen är i analogi med spänningsregleringen. Vid driftmod reaktiv effektregering 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 %.

### 2.15.3 Utförande av prov

Provet utförs när kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektregering och om möjligt vid maximal kontinuerlig aktiv effekt,  $P_{\max}$ , samt valfritt inom intervallet  $(0,2-0,3) \cdot P_{\max}$ . Om drifttiden vid  $P_{\max}$  är alltför begränsad kan provet istället utföras valfritt inom intervallet  $(0,8-1,0) \cdot P_{\max}$ . Kraftparksmodulen ska vara i driftmod reaktiv effektregering med ett inställt

reaktivt effektbövärdet 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 % (innebär att spänningen i anslutningspunkten ska minska med ökande reaktiv effektproduktion från kraftparksmodulen). Eventuellt dödband i regleringen ska vara inställt på 0 %.

Tabell 12 Reaktiva effektsteg vid prov av kraftparksmodulens reglerförmåga av reaktiv effekt.

Steg	Reaktiva effektsteg
Steg 1	Ändra reaktiva effektbövärdet från 0 pu till 0,05 pu (eller till $5/Q_{\max}$ pu om detta är lägre än 0,05 pu).
Steg 2	Ändra reaktiva effektbövärdet från 0,05 pu till 0,5 pu
Steg 3	Ändra reaktiva effektbövärdet från 0,5 pu till 1,0 pu
Steg 4	Ändra reaktiva effektbövärdet från 1,0 pu till 0,5 pu
Steg 5	Ändra reaktiva effektbövärdet från 0,5 pu till 0 pu
Steg 6	Ändra reaktiva effektbövärdet från 0 pu till -0,5 pu
Steg 7	Ändra reaktiva effektbövärdet från -0,5 pu till -0,55 pu (eller till $(-0,5 - 5/Q_{\max})$ pu om detta blir högre än -0,55 pu)
Steg 8	Ändra reaktiva effektbövärdet från -0,55 pu till -1,0 pu
Steg 9	Ändra reaktiva effektbövärdet från -1,0 pu till -0,5 pu
Steg 10	Ändra reaktiva effektbövärdet från -0,5 pu till 0 pu

Beroende på anslutande nät och dess eventuella begränsningar kan stegen i Tabell 12 vid behov behöva justeras. Detta ska då ske enligt överenskommelse med berörd systemansvarig.

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 reaktiv effektregering och inställt reaktivt effektbövärdet ska vara 1,0 pu. Provet ska pågå under minst en timma.

För att verifiera att driftmoden ändras från reaktiv effektregering till spänningsreglering om spänningen i anslutande nät, U, understiger 95 % appliceras en tilläggsignal till parkregulatorn för spänning,  $\Delta U$ , i enlighet med proceduren beskriven i avsnitt 1.2. Vid provet ska det reaktiva effektbövärdet vara inställt på 0 pu, spänningsbörvärdet 1,00 pu och Q-U lutningen 7 %.

Tabell 13 Prov av övergång till spänningsreglering från reaktiv effektregering vid sjunkande spänning i nätet.

Steg	Övergång
Steg 11	Lägg till ett spänningssteg, $\Delta U$ , motsvarande en förändring av spänningen i yttre nät på - 1 %. Fortsätt sedan med ytterligare spänningssteg om -1 % tills summan av spänningen i anslutningspunkten, $U$ , och påförd tilläggssignal av spänningen, $\Delta U$ , underskrider 94 %, dvs. $U+\Delta U < 0,94$ pu.
Steg 12	Om övergången till spänningsreglering inte resulterar i att summan av spänningen i anslutningspunkten, $U$ , och påförd tilläggssignal av spänningen, $\Delta U$ , dvs. $U + \Delta U$ , överskrider 0,95 pu justeras tilläggssignalen, $\Delta U$ , stegvis upp tills $U + \Delta U$ överskrider 0,95 pu.
Steg 13	Efter att spänningen $U + \Delta U$ varit högre än 0,95 pu i mer än 7 minuter avbryts provet

#### 2.15.4 Analys av prov

Snabbheten i regleringen av reaktiv effekt ska, såvida inte berörd systemansvarig anger annat, vara samma som snabbheten vid spänningsreglering. Snabbheten definieras som två tidskonstanter  $t_1$  och  $t_2$ . Tiden  $t_1$  fås då den reaktiva effekten förändrats med 90 % av den teoretiskt förväntade reaktiva effektförändringen,  $\Delta Q$ . Tiden  $t_2$  fås då den reaktiva effektförändringen hamnat inom intervallet  $\pm 0,05$  pu från den teoretisk förväntade reaktiva effektförändringen,  $\Delta Q$ . Analysen av provet sker i analogi med analysen av provet på spänningsreglering vilket beskrivs i avsnitt 2.14.4 och Figur 24.

#### 2.15.5 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  $5/Q_{\max}$  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  $5/Q_{\max}$  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  $5/Q_{\max}$  pu om detta är lägre än 0,05 pu)
- > Vid ett steg i börvärdet för den reaktiva effekten ska snabbheten i regleringen av reaktiv effekt ge en tidskonstant  $t_1$  som är kortare än 1 s och en tidskonstant  $t_2$  som är kortare än 5 s.

- > Drift med reaktiv effektregering med ett reaktivt effektbörvärde på 1,0 pu under normal driftmod av aktiv effekt, dvs. all tillgänglig aktiv effekt ifrån primära energikällan används, 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  $5/Q_{\max}$  pu om detta är lägre än 0,05 pu).
- > Steg 11 resulterar i att kraftparksmodulen ändrar reglermod från reaktiv effektregering 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 effektregering inte sker eller att övergång sker tidigast 5 minuter efter att spänningen överstiger 0,95 pu

## 2.16 Reglerbarhet av effektfaktor/ $\cos\varphi$

### 2.16.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 3, artikel 21.3.d. i, vi, vii
- > EIFS 2018:2: 5 kap, 5-6 §

### 2.16.2 Syfte med prov

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

### 2.16.3 Utförande av prov

Provet utförs när kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektregering (tillgänglig effekt från primära energikällan är högre än producerad effekt) och i driftmod effektfaktorreglering/ $\cos\varphi$  reglering med en inställd effektfaktor på 1,00. Spänningsbörvärdet ska vara inställt på 100 % och Q-U-lutningen i spänningsregleringen ska vara inställd på 2 % (innebär att spänningen i anslutningspunkten ska minska med ökande reaktiv effektproduktion från kraftparksmodulen). Eventuellt dödband i regleringen ska vara inställt på 0 %.



Provet utförs genom att applicera förändringar av börvärdet för den aktiva effekten för kraftparksmodulen enligt Tabell 14.

Tabell 14 Steg för börvärdet i aktiv effekt vid prov av effektfaktorreglering.

Steg	Börvärdet för aktiv effekt
Steg 1	Börvärdet för aktiv effekt ändras från $P_{\max}$ till $0,8 \cdot P_{\max}$ .
Steg 2	Börvärdet för aktiv effekt minskas från $0,8 \cdot P_{\max}$ till $0,6 \cdot P_{\max}$ .
Steg 3	Börvärdet för aktiv effekt minskas från $0,6 \cdot P_{\max}$ till $0,4 \cdot P_{\max}$ .
Steg 4	Börvärdet för aktiv effekt minskas från $0,4 \cdot P_{\max}$ till $0,15 \cdot P_{\max}$ .
Steg 5	Börvärdet för effektfaktorn ändras i ett steg från 1,00 till 0,95
Steg 6	Börvärdet för aktiv effekt ändras från $0,15 \cdot P_{\max}$ till $0,4 \cdot P_{\max}$ .
Steg 7	Börvärdet för aktiv effekt minskas från $0,4 \cdot P_{\max}$ till $0,6 \cdot P_{\max}$ .
Steg 8	Börvärdet för aktiv effekt ökas från $0,6 \cdot P_{\max}$ till $0,8 \cdot P_{\max}$ .
Steg 9	Börvärdet för aktiv effekt ökas från $0,8 \cdot P_{\max}$ till $P_{\max}$ .
Steg 10	Börvärdet för effektfaktorn ändras i ett steg från 0,95 till 1,00
Steg 11	Börvärdet för effektfaktorn ändras i ett steg från 1,00 till -0,95
Steg 12	Börvärdet för aktiv effekt ändras från $P_{\max}$ till $0,8 \cdot P_{\max}$ .
Steg 13	Börvärdet för aktiv effekt minskas från $0,8 \cdot P_{\max}$ till $0,6 \cdot P_{\max}$ .
Steg 14	Börvärdet för aktiv effekt minskas från $0,6 \cdot P_{\max}$ till $0,4 \cdot P_{\max}$ .
Steg 15	Börvärdet för aktiv effekt minskas från $0,4 \cdot P_{\max}$ till $0,15 \cdot P_{\max}$ .

Innan varje nytt effektsteg 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 tilläggsignal till parkregulatorn för spänning,  $\Delta U$ , i enlighet med proceduren beskriven i avsnitt 1.2. Vid provet ska kraftparksmodulen initialt vara i driftmod effektfaktorreglering/ $\cos\varphi$  reglering. Effektfaktorn vara inställd på  $\cos\varphi=1,00$ , 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  $(0,8-1,0) \cdot P_{\max}$  genom att applicera steg enligt Tabell 15.

Tabell 15 Prov av övergång till spänningsreglering från effektfaktorreglering vid sjunkande spänning i nätet.

Steg	Övergång
Steg 16	Lägg till ett spänningssteg, $\Delta U$ , motsvarande en förändring av spänningen i yttre nät på - 1 %. Fortsätt sedan med ytterligare spänningssteg om -1 % tills summan av spänningen i anslutningspunkten, $U$ , och påförd tilläggssignal av spänningen, $\Delta U$ , underskrider 94 %.
Steg 17	Om övergången till spänningsreglering inte resulterar i att summan av spänningen i anslutningspunkten, $U$ , och påförd tilläggssignal av spänningen, $\Delta U$ , dvs. $U+\Delta U$ , överskrider 0,95 pu justeras tilläggssignalen, $\Delta U$ , stegvis upp tills $U+\Delta U$ överskrider 0,95 pu.
Steg 18	Efter att spänningen $U+\Delta U$ varit högre än 0,95 pu i mer än 7 minuter avbryts provet.

#### 2.16.4 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  $5/Q_{\max}$  pu om detta är lägre än 0,05 pu)
- > Drift med effektfaktorreglering med  $\cos\varphi=0,95$  under normal driftmod av aktiv effekt, dvs. 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  $5/Q_{\max}$  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.

## 2.17 Prov på 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 5. 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 5.

### 2.17.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 3, artikel 21.3.f
- > EIFS 2018:2: 5 kap, § 7

### 2.17.2 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 utifrån 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. Detta innebär dock inget krav att POD funktionen enbart kan vara installerad i parkregulatorns spänningsreglering utan POD funktionen kan även finnas i regleringen av aktiv effekt. För de fall då regleringen även finns i aktiv effekt behöver nedanstående beskrivning av provet modifieras i samråd med berörd systemansvarig och berörd systemansvarig för överföringssystemet.

Förutom en POD funktion kan även kraftparksmodulen innehålla funktioner för tillhandahållande av syntetisk tröghet och felströmsinjicering. I samband med prov ska därför överenskommas med berörd systemansvarig och berörd systemansvarig för överföringssystemet om funktionen för felströmsinjicering ska vara aktiverad och med berörd systemansvarig för överföringssystemet om funktionen för syntetisk tröghet ska vara aktiverad.

### 2.17.3 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.

### 2.17.4 Utförande av prov

Provet utförs då kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effekterreglering (konstant aktiv effekt, dvs. aktiv effekt från primär energikälla överskrider det satta effektbörvärdet) 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:

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

De sinusformade variationerna påförs genom att addera en tilläggsignal,  $\Delta U_n(t)$ , i parkregulatorns spänningsregulator i enlighet med den procedur som finns beskriven i avsnitt 1.2. De sinusformade variationerna ska ha en amplitud på 0,02 pu (1,0 pu motsvarar 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 5, eller under provet visar sig att effektpendlingarna blir för stora reduceras efter samråd med berörd systemansvarig och berörd systemansvarig för överföringssystemet, 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 berörd systemansvarig för överföringssystemet, välja att inte utföra prov vid dessa tidsperioder.

Tabell 16 Sinusformad variation av spänningen påförd parkregulatorns spänningsreglering vid prov av POD funktionen.

Steg	Sinusformad variation
Steg 1	Påför en sinusformad variation av spänningen med amplituden 0,02 pu och periodtiden 10 s. De sinusformade variationerna bör ligga på tills stationärtillstånd uppnås i pendlingarna av reaktiv effekt, dvs. den reaktiva effekten ska variera sinusformigt med en konstant amplitud.

Steg 2	Ändra periodtiden på den sinusformade variationen från 10 s till 8 s. De sinusformade variationerna bör ligga på tills stationärtillstånd uppnås i pendlarna av reaktiv effekt.
Steg 3	Ändra periodtiden för de sinusformade variationerna på samma sätt som i steg 2 för periodtiderna 7 s, 6 s, 5 s, 4 s, 3,5 s, 3 s, 2,5 s, 2 s, 1,5 s, 1,0 s, 0,9 s, 0,8 s, 0,6 s, 0, 4 s, 0,2 s och 0,1 s. Innan periodtiden ändras ska stationärtillstånd ha uppnåtts.

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

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

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

### 2.17.5 Analys av prov

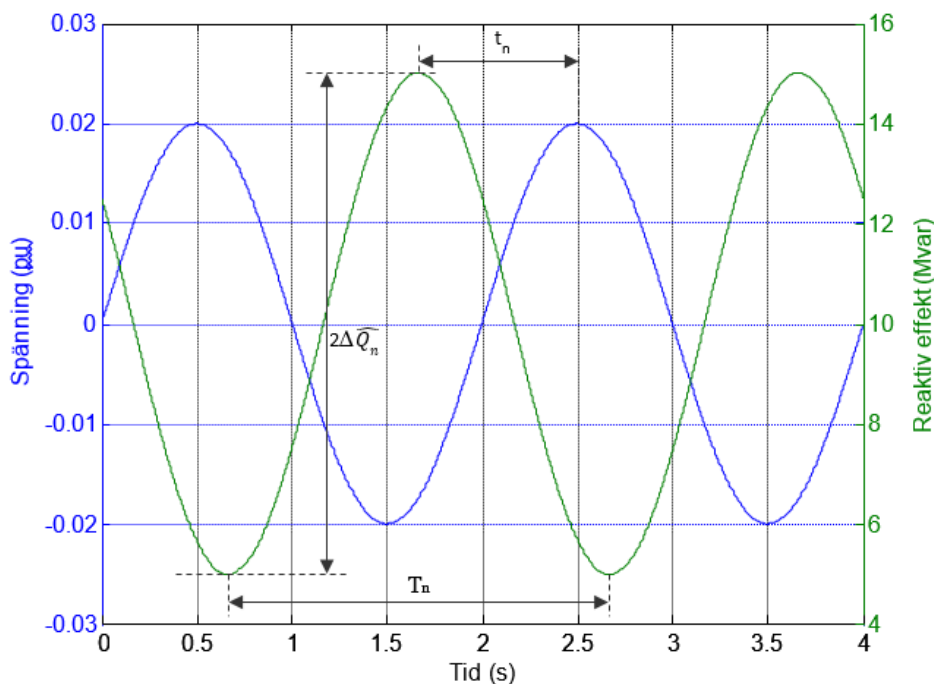
De reaktiva effektpendlingar som uppkommer vid sinusformade variationer,  $\Delta U_n(t)$ , av spänningen kommer att vara sinusformade och ha samma periodtid,  $T_n$ , som periodtiden på den pålagda sinusformade spänningsvariationen enligt:

$$\Delta Q_n(t) = \Delta \widehat{Q}_n \times \sin\left(\frac{2\pi}{T_n} \times t + \varphi_n\right)$$

Amplituden,  $\Delta \widehat{Q}_n$ , samt fasförskjutningen,  $\varphi_n$ , på de sinusformade reaktiva effektvariationerna kommer att variera med periodtiden,  $T_n$  vilket exemplifieras i Figur 25. 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,  $\Delta \widehat{Q}_n$ , samt tidsfördröjningen,  $t_n$ , mellan de sinusformade spännings- och reaktiva effektvariationerna. Eftersom en period motsvarar  $360^\circ$  beräknas fasförskjutningen mellan spänning och reaktiv effekt enligt:

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



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

I de simuleringar som utförts i bilaga 5 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  $\varphi_n$  mellan reaktiv effekt och spänning).

### 2.17.6 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.

Överensstämmelseprovet syftar till att visa att kraftparksmodulen är utrustad med en POD funktion som kan bidra till dämpning av effektpendlingar i kraftsystemet. 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.

## 2.18 Prov av POD (PSS)

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 5. Simuleringarna utförs för att verifiera dämpningen av pendlingar med olika periodtider inom kravställt område 1-4 s. Dessa simuleringar kan inte återupprepas 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 berörd systemansvarig och berörd systemansvarig för överföringssystemet, där svängningar skapas och kraftparksmodulens förmåga att dämpa pendlingarna med och utan POD funktion aktiverad visas.

### 2.18.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 3, artikel 21.3.f
- > EIFS 2018:2: 5 kap, 7 §

### 2.18.2 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 bilaga 5 avsnitt 4.6.

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
- > Visa att kraftparksmodulen med POD funktionen aktiverad bidrar till att dämpa de pendlingar som skapas.

### 2.18.3 Utförande av prov

Provet utformas i överenskommelse med berörd systemansvarig och berörd systemansvarig för överföringssystemet 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 berörd systemansvarig för överföringssystemet.

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 5 som visar på att pendlingar kan skapas inom kravställt område 1-4 s.

### 2.18.4 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.

## 2.19 Feltålighet vid symmetriska 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 drifttagan nätstruktur kan dock vara riskfyllt och därför utförs detta prov



enbart efter överenskommelse mellan berörd systemansvarig, berörd systemansvarig för överföringssystemet 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 berörd systemansvarig, berörd systemansvarig för överföringssystemet och ägaren av kraftparksmodulen om vilket/vilka prov som ska utföras.

### **2.19.1 Hänvisning till krav**

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 14.3 och 16.3, kapitel 3, artikel 20.3
- > EIFS 2018:2: 3 kap, 36-40 §, 5 kap, 1 §

### **2.19.2 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 från-bortkopplingstid på 200 ms
- > Visa att en trefasig kortslutning i anslutningspunkten med en från-bortkopplingstid på 200 ms resulterar i att spänningsprofilen i anslutningspunkten ej underskrider den spänningsprofil som visas med blå kurva i Figur 27 nedan
- > Visa att de för kraftparksmodulen nödvändiga hjälpkraftsystemen klarar av den spänning-tidprofil som fås i samband med en trefasig kortslutning i anslutningspunkten
- > Visa 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.

### **2.19.3 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  $(0,8-1,0) \cdot P_{max}$ . Vid provet ska den reaktiva effektutmatningen i anslutningspunkten vara kring 0 Mvar. Om möjligt ska berörd systemansvarig justera spänningen i anslutande nät så att den hamnar på relativtalet 1. I samband med prov ska om möjligt helt intakt och fullt drifttagen nätstruktur råda både före och efter fel i anslutningspunkten. Berörd

systemansvarig och/eller berörd systemansvarig för överföringssystemet kan göra bedömningen att påverkan vid 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 26 visas anslutningspunkten vid uppspänningssidan av ett 2-brytarställverk 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 26.

För de fall då prov enligt ovan inte kan utföras i anslutningspunkten kan efter godkännande från berörd systemansvarig eller berörd systemansvarig för överföringssystemet 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 26. I varje specifikt fall måste provet överenskommas med berörd systemansvarig och berörd systemansvarig för överföringssystemet.

Nedanstående beskrivning av utförande av prov utgår ifrån att strukturen för ett 2-brytarställverk enligt Figur 26 råder och att anslutningspunkten är på ovasidan av transformator T1. För de fall då annan struktur gäller måste anpassning ske efter rådande förhållanden.

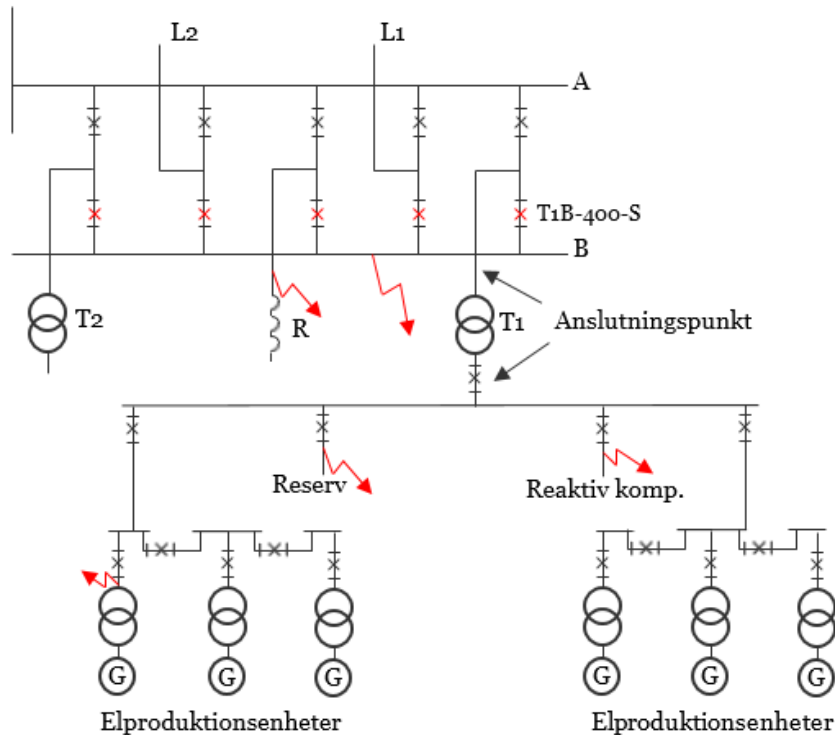
Steg 1: Utför en driftomläggning i ställverket som gör att skena B fränkopplas och blir spänningslös, se rödmarkerade brytare i figuren som betecknar att brytarna är frånslagna.

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

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

Efter att steg 3 utförts kommer reläskydd att detektera felet och fränkoppling sker genom att brytare T1B-400-S fränkopplar felet. Tidsfördröjningen av reläskydd för fränkoppling av brytare T1B-400-S behöver före provet justeras och avprovras så att önskad fränkopplingstid fås. Detta kan medföra att även tidsfördröjningar på andra skydd i stationen måste anpassas och provas. För

vissa skydd kan det vara svårt att ställa in önskad tidsfördröjning och då får alternativa sätt användas för att åstadkomma önskad feltid.



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

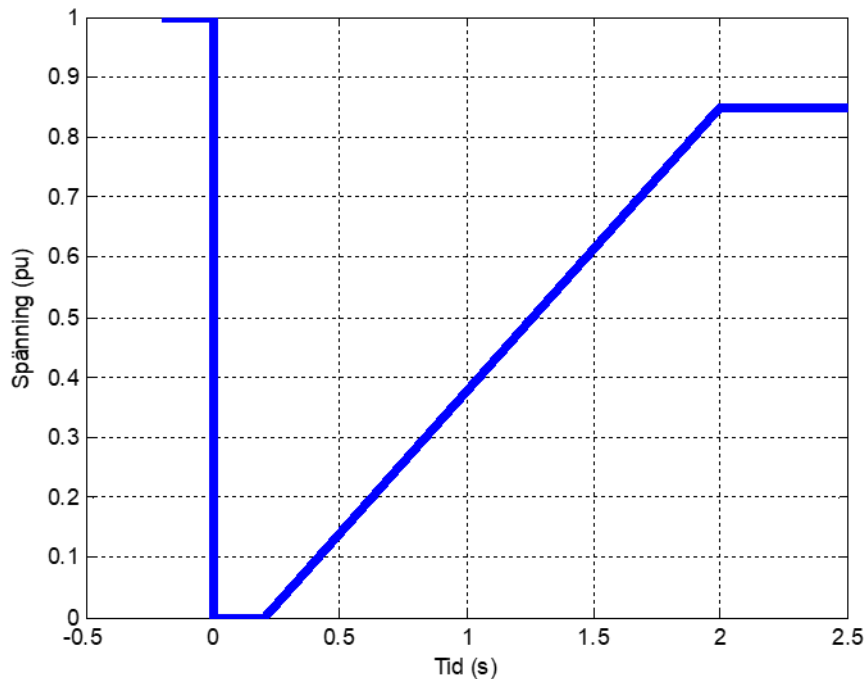
#### 2.19.4 Resultat av prov

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.
- > Visa att 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 fränkopplats överskrider den nedre gräns som utgörs av spännings-tidsprofil som anges i Figur 27

nedan (blå kurva). 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.



Figur 27 Krav på tålighet mot spänning i anslutningspunkten.

## 2.20 Feltålighet vid osymmetriska fel

Som beskrivits i avsnitt 2.19 kan ett prov med en trefasig kortslutning i anslutningspunkten vid ett helt intakt och fullt drifttagen nätstruktur vara riskfyllt och därför utförs detta prov enbart efter överenskommelse mellan berörd systemansvarig, berörd systemansvarig för överföringssystemet 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 2.19.

### 2.20.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 16.3.c
- > EIFS 2018:2: 3 kap, 36-40 §, 5 kap, 1 §

### **2.20.2 Bakgrund och syfte med prov**

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

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 från-bortkopplingstid på 200 ms.
- > Visa att kraftparksmodulen hanterar ett osymmetriskt fel utan att orsaka ytterligare överspänningar eller liknande enligt överenskommelse med berörd systemansvarig.
- > Visa 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 berörd systemansvarig inför anslutningsprocessen. Dessa projektspecifika uppgifter är listade i bilaga 1, avsnitt 2.

### **2.20.3 Utförande av prov**

Provet utförs på samma sätt och med samma förutsättningar som vid ett symmetriskt fel som beskrivs i avsnitt 2.19.

Vid provet appliceras följande stumma fel i anslutningspunkten:

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

### **2.20.4 Resultat av prov**

Provet ska anses som godkänd om:

- > Kraftparksmodulen förblir ansluten till nätet med fortsatt stabil funktion vid applicerade fel 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 berörd systemansvarig.
- > 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 %.

## 2.21 Tillhandahållande av snabb felström

### 2.21.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 3, artikel 20.2

### 2.21.2 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.

### 2.21.3 Syfte med prov

Syftet med provet är att visa att kraftparksmodulen följer angivna krav för tillhandahållande av snabb felström.

Det är en del av de projektspecifika uppgifterna och kraven som är listade i bilaga 1, avsnitt 2.

### 2.21.4 Utförande av prov

Detta är ett projektspecifikt krav där både specifikation av kraven och metod för verifiering bestäms för varje projekt av berörd systemansvarig och/eller berörd systemansvarig för överföringssystemet. De projektspecifika kraven listas i bilaga 1, avsnitt 2.

### 2.21.5 Kravuppfyllnad

Prov ska anses godkänt om:

- > Kraftparksmodulen kan påvisa uppfyllnad av de projektspecifika kraven.

## 2.22 Prioritering mellan aktiv och reaktiv effekt under feltillstånd

### 2.22.1 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. 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.

### 2.22.2 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 3, artikel 21.3.e

### 2.22.3 Syfte med prov

Syftet med provet är att redovisa att kraftparksmodulen följer angiven prioritering mellan aktiv effekt och reaktiv effekt vid feltillstånd given av berörd systemansvarig för överföringssystemet.

Det är en del av de projektspecifika uppgifterna och kraven som är listade i bilaga 1, avsnitt 2.

### 2.22.4 Utförande av prov

Detta är ett projektspecifikt krav där både specifikation av kraven och metod för verifiering bestäms för varje projekt av berörd systemansvarig och/eller berörd systemansvarig för överföringssystemet. De projektspecifika kraven listas i bilaga 1, avsnitt 2.

### 2.22.5 Kravuppfyllelse

Provet ska anses godkänt om:

- > Kraftparksmodulen kan påvisa uppfyllnad av de projektspecifika kraven samt om aktivt felströmsbidrag prioriterats detta tillhandahålls senast 150 ms efter att felet uppstått.

## 3 Utformning av provprogram

### 3.1 Hänvisning till krav

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

### 3.2 Bakgrund

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

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

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

### 3.3 Utformning av provprogram

Provprogrammet ska innehålla, men inte begränsas till följande uppgifter:

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

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





---

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

SVENSKA KRAFTNÄT  
Box 1200  
172 24 Sundbyberg  
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00  
Fax: 010-475 89 50  
[www.svk.se](http://www.svk.se)

