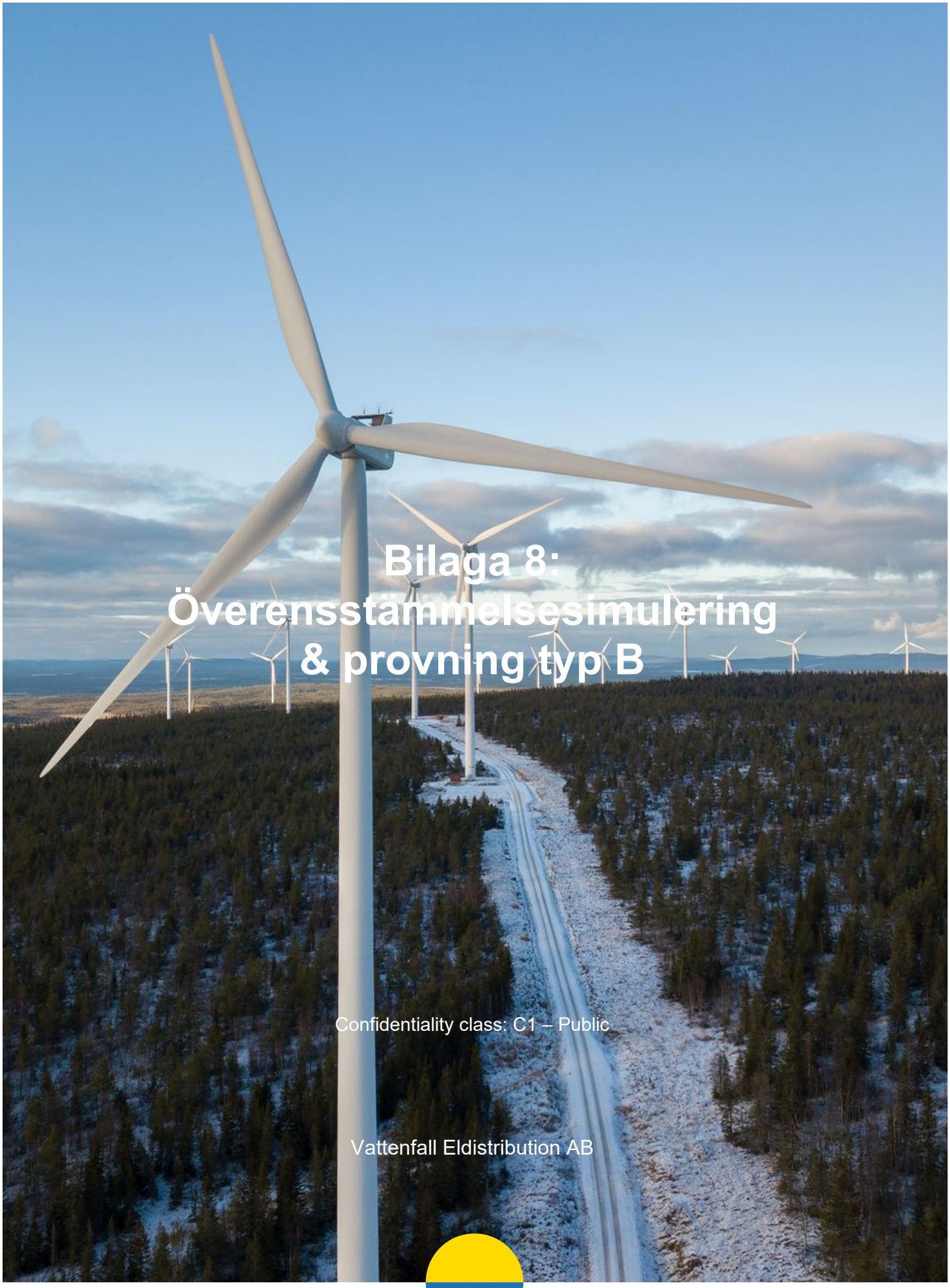


# Bilaga 8: Överensstämmelsesimulering & provning typ B

Confidentiality class: C1 – Public

Vattenfall Eldistribution AB

VATTENFALL

# Definitioner

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

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

| | |
|---|---|
| | systemansvarige med uppgift om den aktuella överensstämmelsen med de relevanta specifikationerna och kraven.” |
| *Driftsmeddelande om spänningssättning:* | ”(EON, Energisation Operational Notification):ett meddelande som utfärdas av den berörda systemansvarige till en ägare av en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning eller ett system för högspänd likström eller en systemansvarig för distributionssystem före spänningssättning av dennes interna nät.” |
| *Tillfälligt driftsmeddelande:* | ”(ION, Interim Operational Notification):ett meddelande som utfärdas av den berörda systemansvarige till en ägare av en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning eller ett system för högspänd likström eller en systemansvarig för distributionssystem, och som tillåter drift av en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning, ett system för högspänd likström respektive ett distributionssystem genom användning av nätanslutningen under en begränsad period och inledande av provning för att säkerställa överensstämmelse med de relevanta specifikationerna och kraven.” |
| *Slutligt driftsmeddelande:* | ”FON, Final Operational Notification): Ett meddelande som utfärdas av den berörda systemansvarige till en ägare av en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning eller ett system för högspänd likström eller en systemansvarig för distributionssystem som uppfyller de relevanta specifikationerna och kraven, och som tillåter drift av en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning, ett system för högspänd likström respektive ett distributionssystem genom användning av nätanslutningen.” |
| *Begränsat driftsmeddelande:* | ”(LON, Limited Operational Notification):ett meddelande som utfärdas av den berörda systemansvarige till en ägare av en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning eller ett system för högspänd likström eller en systemansvarig för distributionssystem som redan har status till följd av ett slutligt driftsmeddelande, men tillfälligt är föremål för antingen en betydande förändring eller en förlust av förmåga, vilket leder till bristande överensstämmelse med de relevanta specifikationerna och kraven.” |
| *Anslutningspunkt:* | ”Det gränssnitt där kraftproduktionsanläggningen, förbrukningsanläggningen, distributionssystemet eller systemet för högspänd likström är anslutet till ett överföringssystem, ett havsbaserat nät, ett distributionssystem (inklusive slutet distributionssystem) eller ett system för högspänd likström, så som det fastställs i anslutningsavtalet.” |
| *Utrustningscertifikat:* | ”Ett dokument som utfärdas av ett behörigt certifieringsorgan för utrustning som används i en kraftproduktionsmodul, i en förbrukningsenhet, i ett distributionssystem, i en förbrukningsanläggning eller i ett system för högspänd likström. Utrustningscertifikatet anger omfattningen av dess giltighet på nationell nivå eller annan nivå, där ett visst värde väljs inom det intervall som är tillåtet på europeisk nivå. I syfte att ersätta vissa delar av överensstämmelseförfarandet får utrustningscertifikatet omfatta modeller som har kontrollerats i jämförelse med faktiska provresultat.” |
| *Behörigt certifieringsorgan:* | ”En enhet som utfärdar utrustningscertifikat och KPM-dokument och som är ackrediterad av det nationella organ som är medlem i den europeiska samarbetsorganisationen för ackreditering (EA), som inrättats i enlighet med Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 765/2008.” |

# Innehållsförteckning

**1. INLEDNING ..... 6**

1.1. ANVÄNDNING AV DOKUMENTET ..... 6

**2. INFORMATION GÄLLANDE SIMULERING OCH PROVNING ..... 7**

2.1. SIMULERINGSMODELL ..... 7
2.2. FREKVENSREGLERINGSPROV ..... 7
2.3. SPÄNNINGSREGLERINGSPROV ..... 8
2.4. MÄTSIGNALER VID PROV ..... 9
2.5. KRAV PÅ TEST- OCH MÄTUTRUSTNING VID PROV ..... 10
2.6. ALLMÄNNA RÅD OCH ÖVERVÄGANDEN VID PROV ..... 11

**3. ÖVERENSSTÄMMELSESIMULERINGAR ..... 13**

3.1. FELTÅLIGHET OCH ÅTERHÄMTNING AV AKTIV EFFEKT EFTER FEL ..... 13

**4. ÖVERENSSTÄMMELSEPROVNING AKTIV EFFEKT OCH FREKVENSREGLERING ..... 15**

4.1. FREKVENSÄNDRINGSHASTIGHET ..... 15
4.2. MAXIMAL MINSKNING AV AKTIV UTEFFEKT VID SJUNKANDE FREKVENS ..... 16
4.3. BEGRÄNSAT FREKVENSKÄNSLIGHETSLÄGE VID ÖVERFREKVENS: LFSM-O ..... 17

**5. ÖVERENSSTÄMMELSEPROVNING REAKTIV EFFEKT ..... 21**

5.1. REAKTIV EFFEKT REGLERING ..... 21

# 1. Inledning

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

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

## 1.1. Användning av dokumentet

Instruktionen ska användas i sin helhet vid överensstämmelsesimulering och överensstämmelseprovning av kraftparksmoduler av typ B vid nya anslutningar till distributionssystemet.

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

# 2. Information gällande simulering och provning

## 2.1. Simuleringsmodell

Utformningen av simuleringsmodellen för kraftparksmodulen för användning till överensstämmelsesimuleringar ska göras med syfte att modellen ska vara tillräckligt bra för att återspegla de egenskaper hos kraftparksmodulen som påverkar möjligheten till kravuppfyllnad.
För att få en simuleringsmodell med tillräcklig prestanda för att verifiera kravuppfyllnad rekommenderas att följande delar inkluderas:

- *Primär drivkraft*
- *Omriktare*
- *Styrning för omriktare och primär drivkraft*
- *Parkstyrning*
- *Komponenter i ett internt uppsamlingsnät, t.ex. transformatorer inklusive lindningskopplarautomatik, kablar och eventuell övrig utrustning*
- *Relevanta skyddsinställningar*

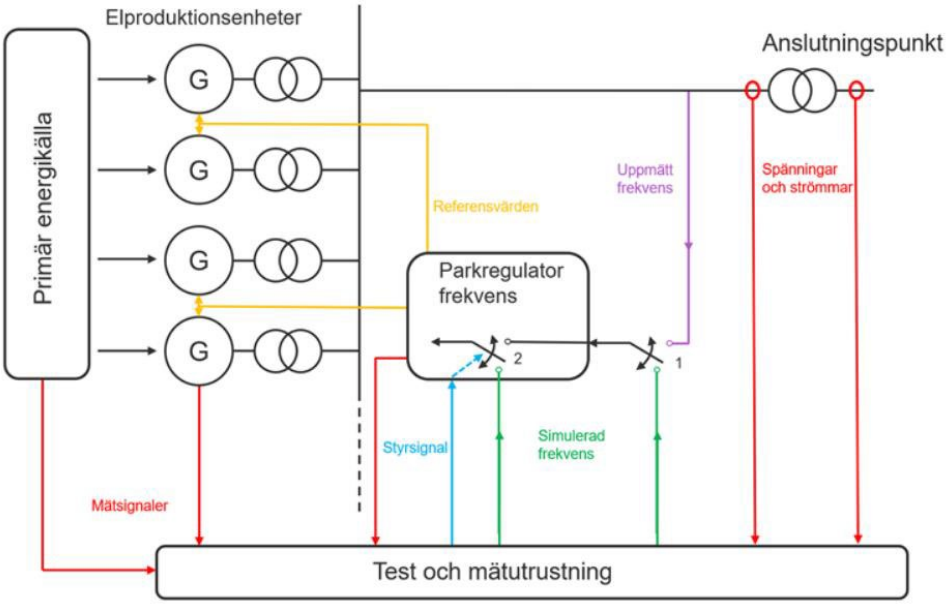
Simuleringar kan utföras i PSS/E eller liknande programvara. Vattenfall Eldistribution och Svenska kraftnät, som berörd systemansvarig för överföringssystemet, har rätt att återupprepa överrensstämmelsesimuleringarna och därmed ska den modell som ägaren av kraftparksmodulen använt för dessa simuleringar tillhandahållas Vattenfall Eldistribution och Svenska kraftnät inför slutligt driftsmeddelande.

I utvärderingen inför slutligt driftsmeddelande bedömer systemansvariga modellens noggrannhet baserat på modellen och simuleringsresultaten.

Överensstämmelsesimuleringarna beskrivna i denna bilaga är beroende av nätets karakteristik sett från anslutningspunkten. För att modellera detta används en nätekvivalent som tillhandahålls av Vattenfall Eldistribution efter förfrågan från ägare av kraftparksmodulen. Omfattningen av nätekvivalenten beror på ett flertal olika parametrar såsom effektstorlek, anslutningspunkt, närliggande produktionsanläggningar etc.

## 2.2. Frekvensregleringsprov

Provning av frekvensreglering ska i de flesta fall utföras när kraftparksmodulen är fasad mot nätet. Det innebär att den verkliga frekvens som kraftparksmodulen är ansluten till är lika med kraftsystemets frekvens. Provningen av frekvensregleringsförmågan ska utföras genom att den normala matningen av parkregulatorn med nätets frekvens ersätts med en simulerad frekvens. Uppbrytningen av den normala reglerkedjan ska ske hårdvarumässigt genom omkoppling av matningen till parkregulatorn, se switch 1 i figur 1, där normal frekvens ersätts med simulerad frekvens. Det är vanligt att frekvensmätning sker baserat på den spänning som fås ifrån en spänningstransformator, oftast 110 eller 110/√3 V AC. Matning med en simulerad signal ska för detta fall således ske med en 110 eller 110/√3 V AC signal.
Om det finns starka skäl för att inte göra inkopplingen på ovanstående sätt kan, efter godkännande från Vattenfall Eldistribution, ett annat alternativ användas. Detta alternativ innebär exempelvis att en mjukvarumässig switch inne i parkregulatorn används, se switch 2 i figur 1. Switchen skiftar mellan normal frekvens och simulerad frekvens exempelvis genom att använda en digital styrsignal. Om detta alternativ används måste den simulerade frekvenssignalen komma in i parkregulatorn via en analog ingång som har samma prestanda, exempelvis samplingshastighet, onoggrannhet/upplösning, som den ingång som används för den normala frekvenssignalen. Dessutom måste switchen sitta direkt efter ingången i parkregulatorn så att eventuella filter av signalen sker efter switchen.
Fördelen med att använda switch 1 är att helheten i mätningen av frekvenssignal till reglering av primär energikälla testas från inmatad frekvenssignal. Detta innebär att eventuella tidsfördröjningar, filtreringar, onoggrannhet etc. inkluderas.

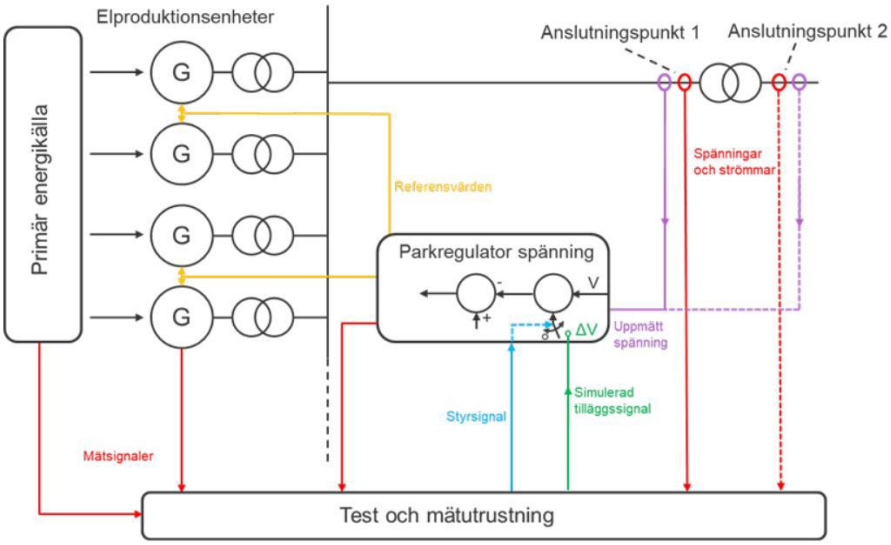



*Figur 1. Principiell beskrivning av inkoppling till parkregulatorn vid provning av frekvensreglering*

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

## 2.3. Spänningsregleringsprov

Provning av spänningsregleringsförmågan ska utföras genom att en tilläggssignal på spänningen adderas till den uppmätta spänningssignalen. Detta innebär exempelvis att en mjukvarumässig switch inne i parkregulatorn används, se figur 2. Switchen skiftar mellan att addera en tilläggssignal utifrån eller att inte addera (0).
Det är mycket viktigt att summation av inmätt spänning, V, och simulerad tilläggssignal, ΔV, utförs direkt efter inmätt spänning så att de båda signalerna inte blir tidsfördröjda mot varandra på grund av exempelvis olika samplingstid eller filtrering. Samplingen av V och ΔV ska ske med samma samplingshastighet och upplösning/onoggrannhet.
Om det finns starka skäl för att inte göra inkopplingen på ovanstående sätt kan, efter godkännande från Vattenfall Eldistribution, ett annat alternativ användas.
Ett flertal prov på spänningsreglering/reaktiv effektförmåga kommer att utföras då utrustningen i figur 2 endast används som mätutrustning.




*Figur 2. Principiell beskrivning av inkoppling till parkregulatorn vid provning av automatisk spänningsreglering*
Test och mätutrustning kan vara kombinerad som i figur 2 ovan, eller vara åtskilda i två separata enheter.

## 2.4. Mätsignaler vid prov

Kraven på kraftparksmodulen gäller i anslutningspunkten medan de olika elproduktionsenheternas beteende bäst analyseras genom mätning mer lokalt.

Eftersom olika kraftparksmoduler är uppbyggda på olika sätt kommer det att finnas olika mätsignaler för olika kraftparksmoduler. Dessutom kommer olika mätsignaler att vara olika viktiga vid olika typer av prov. Generellt gäller att det är viktigt att mäta så många mätsignaler som möjligt för att därigenom få en så bra kontroll som möjligt av kraftparksmodulen.

### 2.4.1. Generella mätsignaler för alla kraftparksmoduler

- *Nätfrekvens och simulerad frekvens*
- *Aktiv och reaktiv elektrisk effekt, både i anslutningspunkten och från elproduktionsenheterna*
- *Total tillgänglig aktiv effekt från elproduktionsenheterna (före nedreglering) samt tillgänglig aktiv effekt från varje elproduktionsenhet*
- *Spänning i anslutningspunkten och på elproduktionsenheterna*
- *Simulerad spänningsförändring*
- *Utsignal parkregulator, börvärde för total aktiv effekt samt börvärdet för aktiv effekt till varje elproduktionsenhet*
- *Utsignal parkregulator, börvärde för total reaktiv effekt samt börvärdet för reaktiv effekt från varje Elproduktionsenhet*
- *Aktivering (digital signal) av eventuella begränsare*
- *Aktivering (digital signal) av felströmsinjicering*
- *Aktivering (digital signal) av syntetisk tröghet*
- *Utsignaler från eventuella begränsare*

- *Utsignal PSS*
- *Driftmod aktiv effekt/frekvensreglering (digital signal)*
- *Driftmod reaktiv effekt-/spänning-/cosφ reglering (digital signal)*
- *Spänningsbörvärde, reaktivt effektbörvärde och effektfaktorbörvärde*

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

## 2.5. Krav på test- och mätutrustning vid prov

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

En viktig del för att med tillräckligt hög noggrannhet kunna mäta spänning och ström samt kunna beräkna frekvens, aktiv och reaktiv effekt är att spänningstransformatorer och strömtransformatorer har tillräckligt hög klass. Spänningstransformatorer och strömtransformatorer ska i anslutningspunkten ha klass 0.2 respektive 0.2S. Även sämre klass av mättransformatorer kan accepteras om ägaren av kraftparksmodulen genomför kalibreringar av mätfelet i mättransformatorerna in i mätinsamlingssystemet och därmed kan visa på att den totala onoggrannheten inte blir större än vad som gäller för klass 0.2 och 0.2S. För spänningstransformator och strömtransformator som är direkt anslutna till elproduktionsenheterna accepteras en sämre klass på mättransformatorerna.

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

### 2.5.1. Upplösning

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

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

Genererad tilläggsignal för spänning samt mätning av genererad tilläggssignal ≤ 0,015 % av den spänning som motsvarar märkspänning på generatorn.

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

### 2.5.2. Onoggrannhet

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

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

Genererad tilläggsignal för spänning samt mätning av genererad tilläggssignal: ≤ 0,1 % av den spänning som motsvarar märkspänning på generatorn.

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

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

Om det finns starka skäl för att dessa onoggrannheter inte kan uppnås kan efter godkännande av Vattenfall Eldistribution större toleranser accepteras.

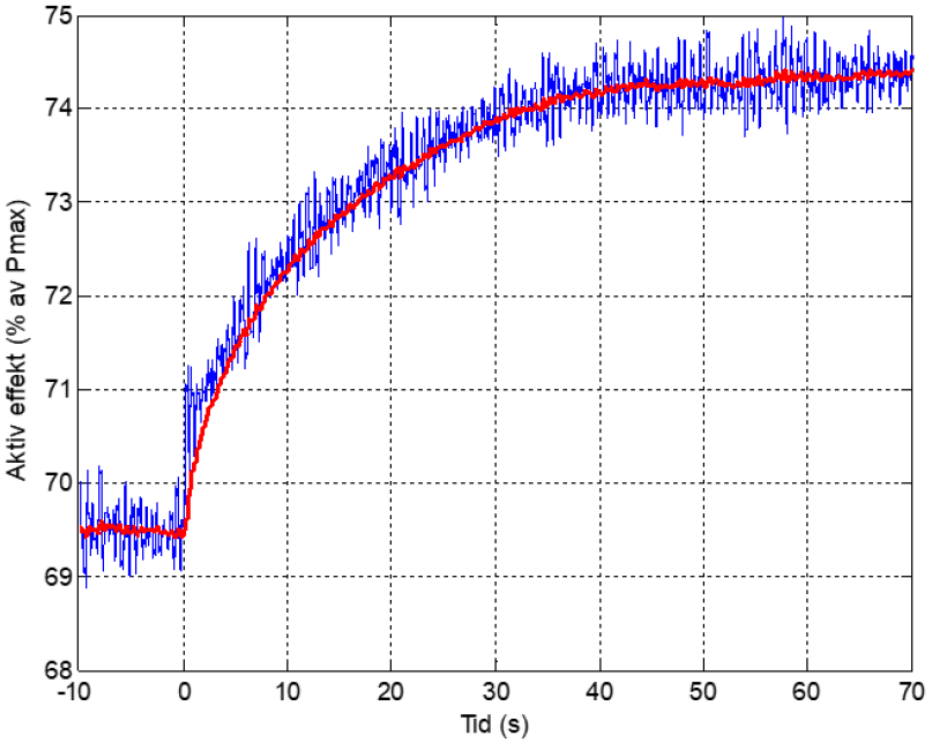
### 2.5.3. Sampling

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

Samtliga mätsignaler som sparas till mätfil får nedsamplas till lägst 50 Hz för att spara diskutrymme.

### 2.5.4. Filtrering av mätsignaler

Registrerade mätsignaler bör inte vara filtrerade med en filtertidskonstant större än 20 ms. På detta sätt undviks tidsfördröjningar av mätsignaler då snabb respons på kraftproduktionsmodulerna provas. För att studera den stationära responsen krävs oftast att en filtrering görs i efterhand av uppmätta data. Detta eftersom signalerna ofta är ”brusiga” och att det då är omöjligt att uppnå ett stationärt slutvärde utan filtrering. Ett typiskt exempel på ”brus” visas i figur 3 av den aktiva effekten vid en provning med ett frekvenssteg. Då mätdata filtreras ska filtreringen beskrivas och redovisning av respons ska ske både med ofiltrerad signal samt filtrerad signal enligt exemplet i figur 3.




*Figur 3. Aktiv effekt vid en stegformad förändring av frekvensen från 50,0 till 49,9 Hz vid tiden 0.*

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

## 2.6. Allmänna råd och överväganden vid prov

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

Verifieringen ska också vara minst lika tillförlitlig som en verifiering som görs genom de överensstämmelseprov som beskrivs i detta dokument.

Överensstämmelseprovningen av kraftparksmoduler avser enskild kraftparksmodul.
Den aktiva effekt som kan produceras i en kraftparksmodul varierar ofta beroende yttre omständigheter såsom vind och sol samt antalet elproduktionsenheter som är i drift. Detta innebär att för vissa kraftparksmoduler kan inte den maximala aktiva effekten, $P_{max}$, som finns angiven i anslutningsavtalet uppnås vid alla tidpunkter under året. För att inte behöva begränsa överensstämmelseprovning till en för kort tidsperiod under året ges för de flesta prov en möjlighet till att utföra proven inom ett angivet aktivt effektområde. Dessutom kan vid behov överenskommelse ske mellan ägaren av kraftparksmodulen och Vattenfall Eldistribution om att utföra prov vid en effektnivå som är något lägre än specificerad aktiv effektnivå. Generellt ska eftersträvas att samtliga elproduktionsenheter ska vara i drift vid provet. Om detta inte är möjligt kan efter överenskommelse med Vattenfall Eldistribution accepteras att prov utförs men någon eller några elproduktionsenheter ur drift. Antalet elproduktionsenheter ur drift får dock aldrig motsvara mer än 10 % av $P_{max}$ och responsen från kraftparksmodulen får inte påverkas, dvs. angivna effektnivåer ska följas. Yttre omständigheter måste noga beskrivas och för vissa krav kan det finnas behov av kompletteringar med beräkningar och simuleringar för att visa på fullständig kravuppfyllnad.

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

# 3. Överensstämmelsesimuleringar

## 3.1. Feltålighet och återhämtning av aktiv effekt efter fel

För att visa kraftparksmodulens kravuppfyllnad gällande kraven för feltålighet vid kortslutningar i anslutande nät, görs simulering beskriven i detta avsnitt. För feltåligheten har det anslutande nätet stor påverkan varvid den nätekvivalent som tillhandahållits av Vattenfall Eldistribution ska användas.

### 3.1.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 14.3, kapitel 3, artikel 20.3*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 12§ och 13-16§*

### 3.1.2. Bakgrund och syfte med simulering

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

Syftet med simuleringen är att visa att kraftproduktionsmodulen förblir ansluten till nätet vid ett fel på 200 ms i anslutningspunkten och därmed uppfyller kravet på feltålighet. Kravet på återhämtning av den aktiva uteffekten behöver också vara uppfyllt.

### 3.1.3. Utförande av simulering

Ett 3-fasfel på 200 ms appliceras i anslutningspunkten för kraftproduktionsmodulen så att kvarvarande spänning under felet matchar gällande spännings-tidsprofil.

Förutsättningarna för simuleringen givna i RfG är följande:

- *Arbetspunkten för kraftproduktionsmodulen före fel motsvarar maximal aktiv uteffekt*
- *Kraftproduktionsmodulen ska vara något övermagnetiserad så att det reaktiva effektutbytet i anslutningspunkten är noll innan fel, dvs. generatorn ska täcka de reaktiva effektförluster som uppstår i transformatorn*
- *Spänningen i anslutningspunkten ska vara 100 %*
- *Nätstrukturen antas vara helt intakt och fullt drifttagen både innan och efter felet, dvs. inga ledningar eller generatorer har kopplats bort*
- *Nätet ska innan fel vara belastat till en nivå som motsvarar drifttimmen kl. 17–18 den andra onsdagen i februari föregående år*

Ovan nämnda förutsättningar ska beaktas vid utformning av nätekvivalenten som tillhandahålls av Vattenfall Eldistribution. Om inte ovanstående data/förutsättningar finns kan Vattenfall Eldistribution göra anpassningar för att hitta dimensionerande förutsättningar.

Vid simuleringarna ska angiven aktiv och reaktiv effekt för kraftproduktionsmodulen prioriteras, dvs. en avvikelse i spänningen i anslutningspunkten kan behöva tillåtas då nätekvivalenten som tillhandahålls inte alltid ger 1 pu spänning i anslutningspunkten.

Det ska visas att hjälpkraften klarar av de förhållanden som fås vid felet, genom att visa att skydd för hjälpkraften inte kopplar bort.

### 3.1.4. Resultat av simulering

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- *Kraftproduktionsmodulen förblir ansluten till nätet med fortsatt stabil funktion vid applicerat 3-fasfel i anslutningspunkten som kopplas bort efter 200 ms*

- *Spänningen i anslutningspunkten ligger över spännings-tidsprofilen under hela förloppet*

- *Det genom skyddsinställningar visas att de delar av hjälpkraften som är nödvändiga för fortsatt drift av kraftproduktionsmodulen ej kopplas bort under felet*

- *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 %*

# 4. Överensstämmelseprovning aktiv effekt och frekvensreglering

## 4.1. Frekvensändringshastighet

### 4.1.1. Hänvisning till krav

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

### 4.1.2. Bakgrund till krav

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

### 4.1.3. Syfte med prov

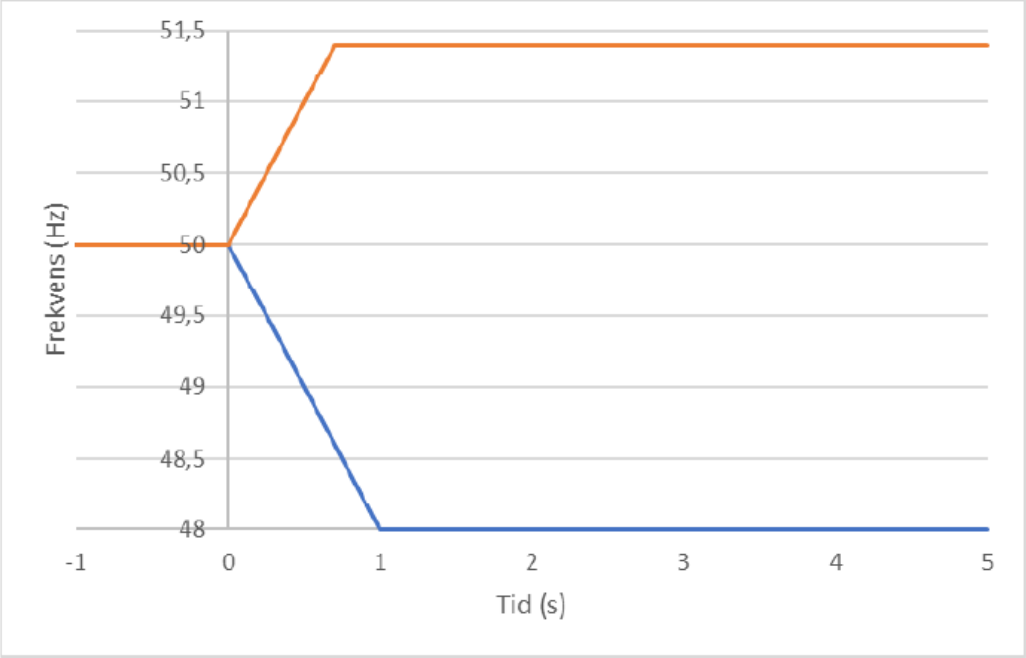
Provet syftar till att säkerställa att kraftparksmodulen kan fortsätta att fungera utan att kopplas bort från nätet vid kraftiga frekvensförändringar i nätet.

### 4.1.4. Utförande av prov

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

Del 1 skydd: Kraftparksmodulens skydd provas genom att applicera en frekvenssignal som har frekvensderivatan +2,0 Hz/s under 0,7 s samt – 2 Hz/s under 1 s. Signalen påförs skydden exempelvis från en speciell reläprovningsutrustning eller via testutrustningen beskriven i avsnitt 2.2.

Del 2 parkregulator: Parkregulatorn testas genom att applicera en testsignal med en frekvensderivata på +2,0 Hz/s under 0,7 s samt – 2 Hz/s under 1 s genom att applicera frekvens in på parkregulatorn i enlighet med den procedur för provning som finns beskriven i avsnitt 2.2. Under provet kan valfri driftmod i parkregulatorn användas.




*Figur 4. Påförd simulerad frekvenssignal vid test av frekvensändringshastighet*

### 4.1.5. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- Proven på skydden inte resulterar i aktivering av skyddsfunktionen
- *Proven på parkregulatorn resulterar i att kraftparksmodulen förblir ansluten till nätet*
- *Provet med positiv frekvensderivata på parkregulatorn resulterar i att funktionen LFSM-O aktiveras i enlighet med avsnitt 4.3*

## 4.2. Maximal minskning av aktiv uteffekt vid sjunkande frekvens

### 4.2.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 13.4 och 13.5*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 7§*

### 4.2.2. Bakgrund till krav

Det kan finnas kraftparksmoduler vars aktiva effekt varierar med varvtalet/frekvensen.
Som ett resultat av detta kommer den från kraftparksmodulen avgivna maximala aktiva effekten, $P_{max}$, att variera. Kraftparksmoduler ska vid frekvenser inom 49,5-50,5 Hz kunna upprätthålla konstant effekt vid sitt målvärde för aktiv effekt. Praktiskt innebär detta att kraftparksmodulen ska ha en driftmod för aktiv effektreglering som ska justera den eventuella påverkan som frekvensen kan ha på den aktiva effektproduktionen.

### 4.2.3. Utförande av prov

Kravet på att den maximala aktiva effektproduktionen inte minskar med mer än 3 %/Hz vid frekvenser under 49,0 Hz kan inte provas under rimliga provförutsättningar. Istället ska kravuppfyllnaden visas på annat sätt, exempelvis via beräkningar och/eller simuleringar.
Kravet på aktiv effektreglering provas när kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering. Börvärdet för den aktiva effekten ska under provet vara 0,5*($P_{max}$ + Lägsta nivå med reglerförmåga). Den primära energin ska överskrida den givna aktiva effekten, dvs. den aktiva effekten ska följa det konstanta börvärdet. Provet utförs genom att låta den naturliga variationen av frekvensen i nätet påverka kraftparksmodulen. Provet utförs under en timme.

### 4.2.4. Resultat av prov

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

## 4.3. Begränsat frekvenskänslighetsläge vid överfrekvens: LFSM-O

### 4.3.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 13.2*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 3-6§*

### 4.3.2. Bakgrund till krav

Frekvensen i kraftsystemet hålls normalt inom 49,9-50,1 Hz men kan vid bortfall av exempelvis en HVDC länk som exporterar hög effekt kortvarigt hamna uppåt 50,5 Hz. Att frekvensen överskrider 50,5 Hz händer dock mycket sällan och normalt är det flera år mellan sådana händelser. Då frekvensen överstiger 50,5 Hz har således något allvarligt inträffat i kraftsystemet och det är viktigt att alla produktionskällor bidrar med minskad effektproduktion och att detta sker snabbt för att rädda kraftsystemet. Nedregleringen av aktiv effekt ska då vara minst lika snabb som föreskrivs för FSM.
Många kraftproduktionsmoduler deltar i marknaden för stödtjänster, exempelvis FCR-D. För dessa stödtjänster kan andra krav gälla som innebär att då stödtjänster säljs får inte driftmod ändras i parkregulatorn från FCR-D till LFSM-O. Exakta krav finns beskrivet i de tekniska kraven för FCR-N och FCR-D.

### 4.3.3. Syfte med prov

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

### 4.3.4. Utförande av prov

Provet utförs då kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering genom att applicera frekvens in på parkregulatorn i enlighet med den procedur för provning som finns beskriven i avsnitt 2.1. De olika frekvenssteg som påförs parkregulatorn visas i tabell 1 och figur 5.

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

*Tabell 1. Frekvenssteg som påförs turbinregulatorn vid prov av LFSM-O*

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

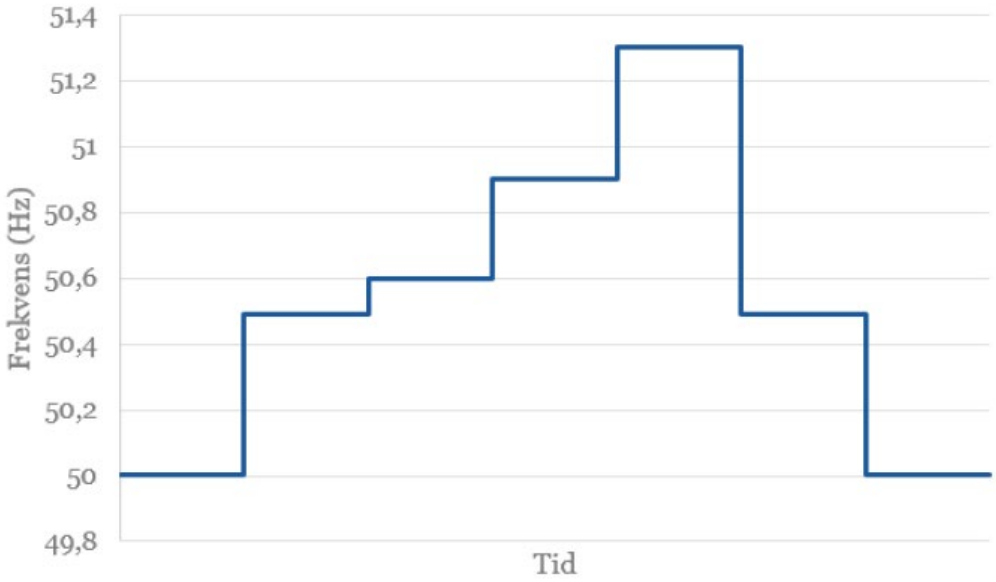
Samtliga moment enligt sekvensen ovan utförs med en initial belastningsnivå (vid 50,00 Hz) på följande effektnivåer:

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

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

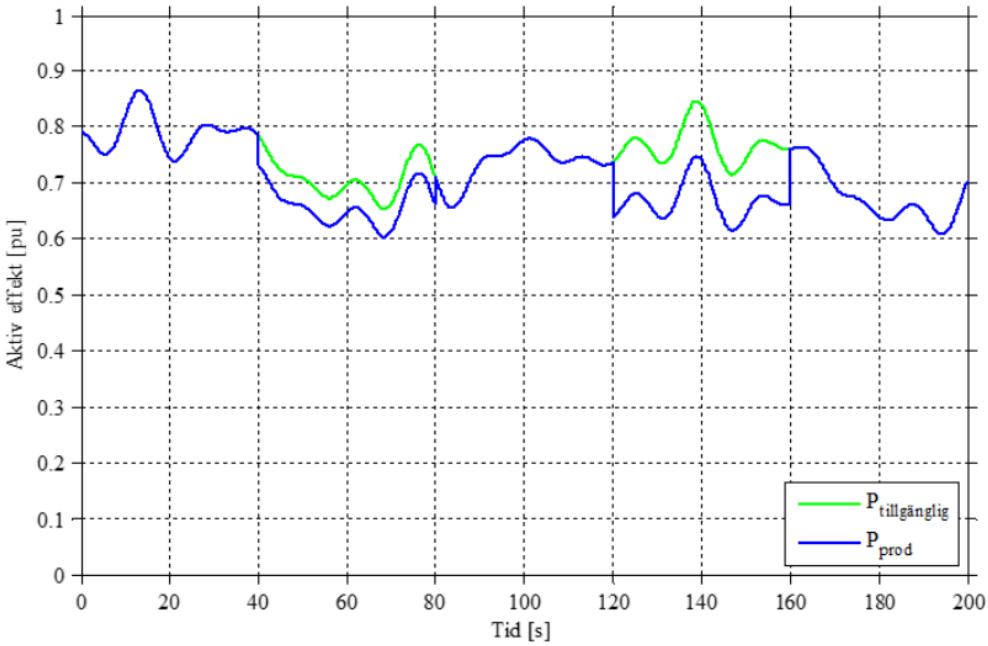
Efter att Steg 4 applicerats på den mellersta effektnivån (2) justeras effektbörvärdet upp enligt:

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




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

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




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

## 4.3.5. Analys av prov

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

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

där $P_{ref} = P_{max}$.

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

## 4.3.6. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- *Frekvenssteg 1 inte resulterar i någon förändring av den aktiva effektproduktionen*
- *Frekvenssteg 2 resulterar i en minskning av den aktiva effekten med 2,5 % av $P_{max}$ (en tolerans på ±0,5 % av $P_{max}$ accepteras, dvs. den aktiva effektminskningen skall vara inom intervallet 2,0–3,0 % av $P_{max}$).*
- *Statiken, $s_2$, vid utförda frekvensstegprov 2-5 motsvarar 8 % (en tolerans på ±0,5 % accepteras, dvs. statiken skall vara inom intervallet 7,5–8,5 %).* Detta gäller ej frekvenssteg 4 vid effektnivå 2, där förändringen i aktiv effekt begränsas av lägsta nivå med reglerförmåga
- *Snabbheten i regleringen innebär att den aktiva effekten vid frekvenssteg 4 (gäller ej för effektnivå 2) ska minska med 10 % av $P_{max}$ på 30 s (en tolerans på ±0,5 % accepteras, dvs. minskningen skall vara inom intervallet 9,5–10,5 % av $P_{max}$ efter 30 s).*
- *Påbörjad minskning i aktiv effekt erhålls inom 2 s efter att respektive frekvenssteg applicerats. Detta gäller för de frekvenssteg som resulterar i aktivering av LFSM-O, dvs. där f > 50,5 Hz*

- *Frekvenssteg 4, vid prov på effektnivå 2, medför att aktiv effektproduktion stabiliseras på lägsta nivå med reglerförmåga.*

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

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

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

# 5. Överensstämmelseprovning reaktiv effekt

## 5.1. Reaktiv effekt reglering

### 5.1.1. Hänvisning till krav

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

### 5.1.2. Syfte med prov

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

### 5.1.3. Utförande av prov

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

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

*Tabell 2.* Reaktiva effektsteg vid simulering. $Q_{börvärde}$ är börvärdet för reaktiv effekt.

Beroende på anslutande nät och dess eventuella begränsningar kan stegen i tabell 2 vid behov behöva justeras. Detta ska då ske enligt överenskommelse med Vattenfall Eldistribution.

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

### 5.1.4. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

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

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

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

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

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

VATTENFALL