Bilaga 4: Överensstämmelsesimulering

Confidentiality class: C1 – Public

Vattenfall Eldistribution AB

VATTENFALL

Definitioner

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Innehållsförteckning

1. INLEDNING 6

1.1. ANVÄNDNING AV DOKUMENTET 6

2. SIMULERINGSMODELL 7

3. AKTIV EFFEKT OCH FREKVENSREGLERING 8

3.1. BEGRÄNSAT FREKVENSKÄNSLIGHETSLÄGE VID ÖVERFREKVENS: LFSM-O 8
3.2. BEGRÄNSAT FREKVENSKÄNSLIGHETSLÄGE VID UNDERFREKVENS: LFSM-U 12
3.3. FREKVENSKÄNSLIGHETSLÄGE: FSM 15
3.4. SNABB NEDREGLERING AV AKTIV EFFEKT 25
3.5. REGLERBARHET OCH REGLEROMRÅDE FÖR AKTIV EFFEKT 26
3.6. SNABBHET I REGLERING AV AKTIV EFFEKT 29
3.7. ÖVERGÅNG TILL HUSTURBINDRIFT 31

4. REAKTIV EFFEKT OCH SPÄNNINGSREGLERING 33

4.1. STEGFÖRÄNDRING AV SPÄNNINGSBÖRVÄRDET VID ANSLUTNING 33
4.2. STEGFÖRÄNDRING AV SPÄNNINGSBÖRVÄRDET I TOMGÅNG 35
4.3. PSS OCH BANDSBREDDSBEGRÄNSNING (ENDAST TYP D) 36

5. FELTÅLIGHET 38

5.1. FELTÅLIGHET TYP D 38
5.2. FELTÅLIGHET TYP C 39
5.3. ÅTERHÄMTNING EFTER FEL 40

6. BEGRÄNSARE OCH SKYDD 42

6.1. FÄLTSTRÖMBEGRÄNSARE 42
6.2. STATORSTRÖMBEGRÄNSARE 43
6.3. V/HZ BEGRÄNSARE 44
6.4. UNDERMAGNETISERINGSBEGRÄNSARE 45

1. Inledning

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

I den här bilagan ges instruktioner kring de överenstämmelsesimuleringar som ska genomföras av ägaren till kraftproduktionsmodulen för att uppvisa teoretisk överensstämmelse inför provdrift till den berörda systemansvarige, i denna instruktion Vattenfall Eldistribution.

Överenstämmelsesimuleringarna ska sedan följas upp med motsvarande överenstämmelseprovning inför ett slutligt driftsmeddelande. En del av simuleringarna, där kravuppfyllnad inte kan påvisas genom överensstämmelseprovning, ska återupprepas med en validerad simuleringsmodell inför slutgiltigt driftsmeddelande.

1.1. Användning av dokumentet

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

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

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

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

2. Simuleringsmodell

Utformningen av simuleringsmodellen för kraftproduktionsmodulen för användning till överensstämmelsesimuleringar ska göras med syfte att modellen ska vara tillräckligt bra för att återspegla de egenskaper hos kraftproduktionsmodulen som påverkar möjligheten till kravuppfyllnad.

För att få en simuleringsmodell med tillräcklig prestanda för att verifiera kravuppfyllnad rekommenderas att följande delar inkluderas:

- *Generatormodell, elektrisk och mekanisk modell.*
- *Primär mekanisk drivkraft, inkluderar t.ex. servo, vattenvägar, panndynamik, bränslesystem och liknande. Även icke-linjäriteter såsom exempelvis mekaniska glapp bör ingå.*
- *Turbinmodell, inkluderande ventiler för ånga, styrning av ventiler, ledskenor och/eller löphjul, verkningsgradskurvor, kombineringskurvor och liknande.*
- *Turbinreglering, aktiv effektreglering, frekvensreglering som FSM, LFSM-U och LFSM-O, övriga reglermoder samt olika former av begränsare som kan komma i ingrepp.*
- *Magnetiseringssystem och spänningsreglering inklusive olika begränsare, driftmoder för reaktiv effektreglering och automatisk spänningsreglering.*
- *Dämpregulator (PSS) som är en tillsatsfunktion i spänningsregulatorn*
- *Relevanta begränsare och skyddsinställningar*
- *Aggregattransformator inklusive lindningskopplarautomatik*

Vattenfall Eldistribution och Svenska kraftnät, som berörd systemansvarig för överföringssystemet, har rätt att återupprepa överrensstämmelsesimuleringarna och därmed ska den modell som ägaren av kraftproduktionsmodulen använt för dessa simuleringar tillhandahållas Vattenfall Eldistribution och Svenska kraftnät både inför provdrift och slutligt driftsmeddelande. Simuleringsmodellen ska uppfylla kraven i bilaga 3 – simuleringsmodeller.

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

Inför slutligt driftsmeddelande verifieras kravuppfyllnaden genom en överensstämmelseprovning enligt bilaga 5 med syftet att bekräfta den teoretiska kravuppfyllnaden som påvisas inför provdrift. Resultaten från överensstämmelseproven används även för att validera simuleringsmodellerna och uppdatera modellerna vid behov, vilket redovisas i en modellvalideringsrapport enligt bilaga 6 – modellvalidering. Den kravställda prestanda som inte kan verifieras med överensstämmelseprovning verifieras inför slutligt driftsmeddelande med återupprepade överensstämmelsesimuleringar med den validerade simuleringsmodellen.

En del av 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 kraftproduktionsmodulen. Omfattningen av nätekvivalenten beror på ett flertal olika parametrar såsom effektstorlek, anslutningspunkt, närliggande produktionsanläggningar etc.

3. Aktiv effekt och frekvensreglering

För att påvisa kraftproduktionsmodulens kravuppfyllnad gällande kraven för styrning av aktiv effekt och frekvensreglering görs ett antal simuleringar. Dessa simuleringar syftar till att utvärdera kraftproduktionsmodulens svar i aktiv effekt på antingen ett ändrat referensvärde för den aktiva effekten eller den uppmätta frekvensen vid frekvensreglering.

I de här simuleringarna är det enbart kraftproduktionsmodulens prestanda med avseende på frekvensreglering och aktiv effekt som utvärderas och därmed ställs inga krav på nätekvivalent. För att testa frekvensregleringen ändras frekvensen som är insignal till regulatorn enligt angivna frekvenssteg.

Simuleringarna kan förutom i PSS/E utföras i t.ex. Matlab/Simulink och viktiga egenskaper att inkludera i simuleringsmodellen är:

- *Turbinreglering, aktiv effektreglering, frekvensreglering som FSM, LFSM-U och LFSM-O, övriga reglermoder olika former av begränsare som kan komma i ingrepp*
- *Primär mekanisk drivkraft, inkluderar t.ex. servo, vattenvägar, panndynamik, bränslesystem och liknande. Även icke-linjäriteter såsom exempelvis mekaniska glapp bör ingå*
- *Turbinmodell, inkluderande ventiler för ånga, styrning av ventiler, ledskenor och/eller löphjul, verkningsgradskurvor, kombineringskurvor och liknande*
- *Relevanta begränsare och skyddsinställningar*

3.1. Begränsat frekvenskänslighetsläge vid överfrekvens: LFSM-O

3.1.1. Hänvisning till krav

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

3.1.2. 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.

3.1.3. Syfte med simulering

Kraftproduktionsmodulens tekniska förmåga att kontinuerligt och snabbt reglera ned aktiv effekt för att bidra till frekvensreglering vid en stor ökning av frekvensen ska visas vid olika produktionsnivåer. Parametrar såsom statik 8 % och dödband 0,5 Hz samt dynamisk prestanda ska verifieras.

3.1.4. Utförande av simulering

Simuleringen genomförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod LFSM-O med 8 % statik och 0,5 Hz frekvensdödband genom att applicera en simulerad frekvens in på turbinregulatorn. De olika frekvenssteg som påförs turbinregulatorn visas i tabell 1 och figur 1.

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 => 50,90 Hz
Steg 6:	50,90 => 50,60 Hz
Steg 7:	50,60 => 50,49 Hz
Steg 8:	50,49 => 50,00 Hz

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

Innan varje nytt frekvenssteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts.

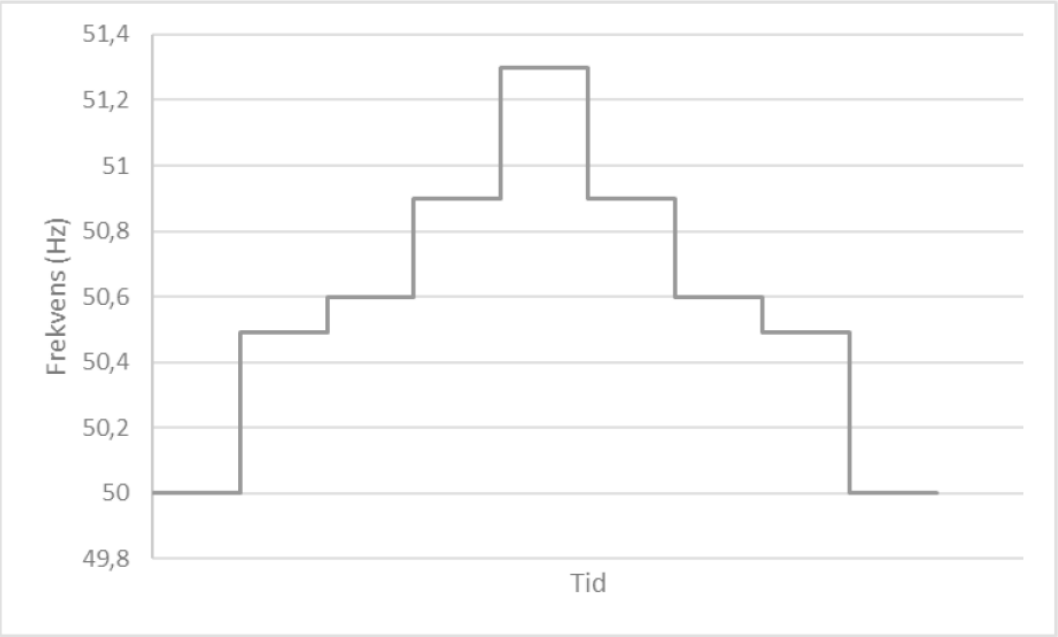
Samtliga moment enligt sekvensen ovan utförs med en initial belastningsnivå (vid 50,00 Hz) på följande effektnivåer:

1. P_{max}
2. $P_{min} + 0{,}15*P_{max}$
3. $0{,}5*(P_{max} + P_{min})$

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:

$$P_{min} + 0{,}15*P_{max} \Rightarrow P_{min} + 0{,}20*P_{max}$$



Figur 1. Påförd simulerad frekvens vid test av LFSM-O

3.1.5. Analys av simulering

Utifrån utförda simuleringar av frekvenssteg tas stationär aktiv effektökning, ΔP, vid varje frekvenssteg, Δf, fram. Därefter beräknas statiken, s_2, fram för frekvenssteg 2-4 enligt:

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

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

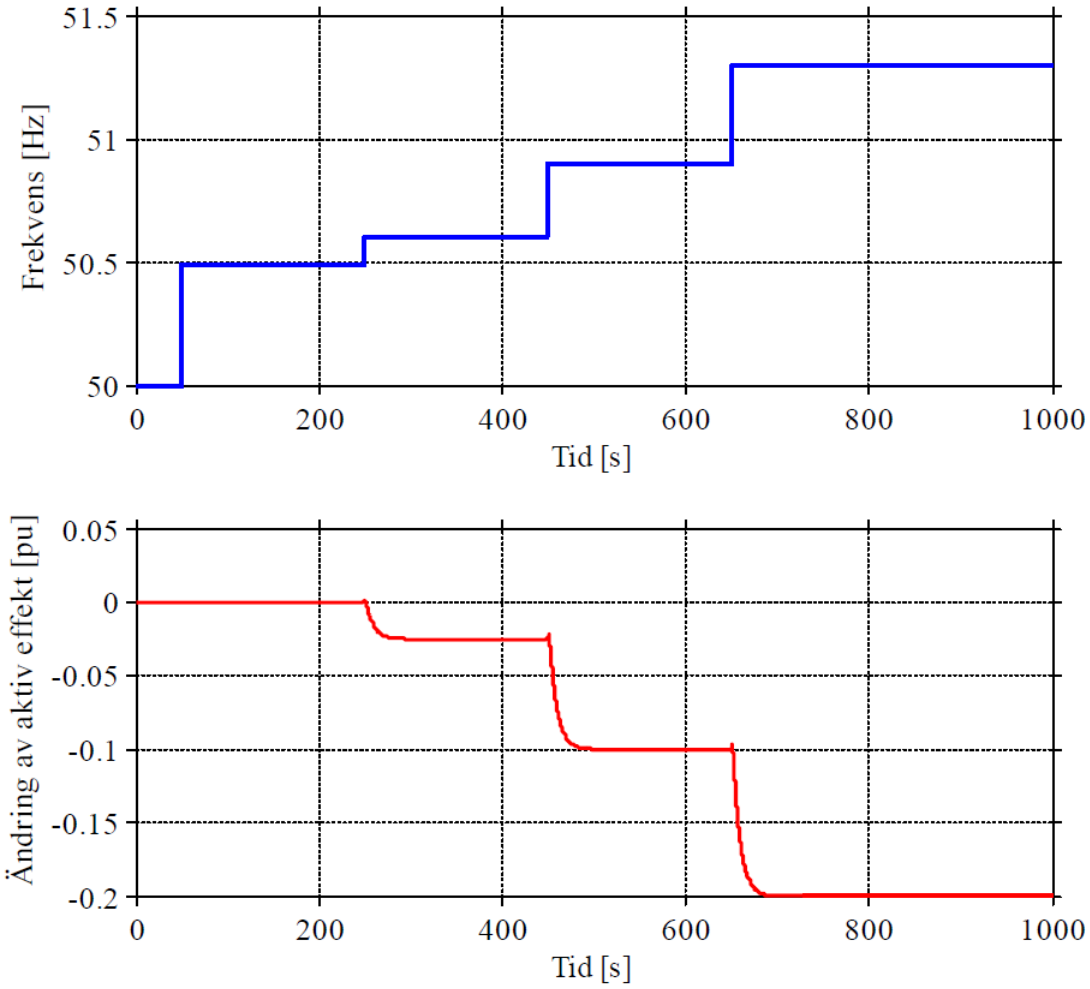
För turbinregulatorer som använder exempelvis pådragsåterkoppling istället för aktiv effektåterkoppling beräknas statiken och snabbheten i regleringen utifrån pådraget istället för aktiv effekt. I utvärderingen av resultatet tas hänsyn till återkopplingen.

3.1.6. Resultat av simulering

Simuleringen ska anses som godkänd om:

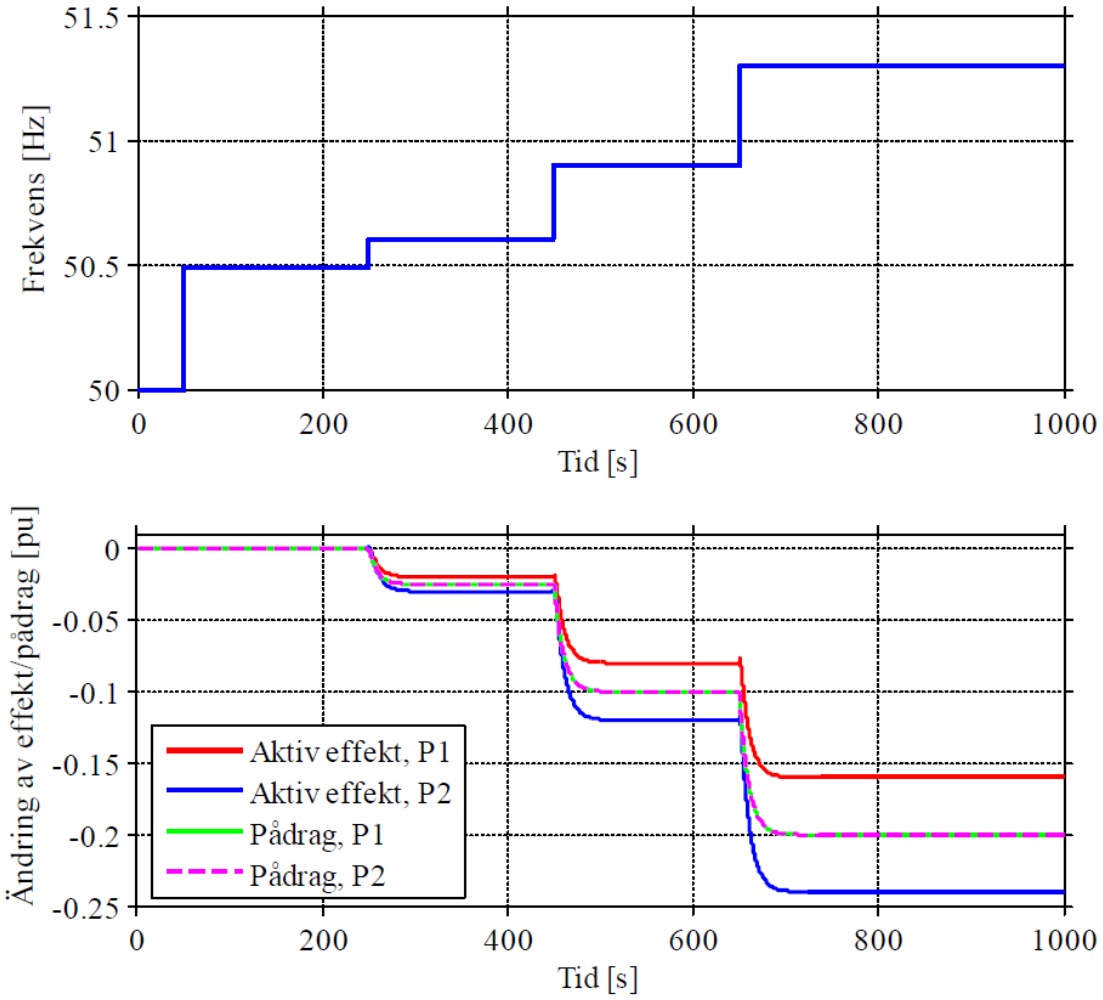
- *Frekvenssteg 1 inte resulterar i någon förändring av den aktiva effektproduktionen*
- *Frekvenssteg 2 resulterar i en minskning av den aktiva effekten med 2,5 % av P_{max} (en tolerans på ±0,5 % av P_{max} accepteras, dvs. den aktiva effektminskningen skall vara inom intervallet 2,0–3,0 % av P_{max}). Vid pådragsåterkoppling ska motsvarande minskning i pådraget påvisas*
- *Statiken, s_2, vid utförda frekvensstegssimuleringar 3 och 4 motsvarar 8 % (en tolerans på ±0,5 % accepteras, dvs. statiken skall vara inom intervallet 7,5–8,5 %). Statiken beräknas på aktiv effekt vid effektåterkoppling och på pådraget vid pådragsåterkoppling*
- *Snabbheten i regleringen innebär att den aktiva effekten vid frekvenssteg 4 (gäller ej för lägsta belastningsnivån) kan minska med 10 % av P_{max} på 30 s (en tolerans på ±0,5 % accepteras, dvs. minskningen skall vara inom intervallet 9,5–10,5 % av P_{max} efter 30 s). Vid pådragsåterkoppling ska motsvarande snabbhet i pådraget påvisas*
- *Påbörjad minskning i aktiv effekt erhålls inom 2 s efter att respektive frekvenssteg applicerats. Detta gäller för de frekvenssteg som resulterar i aktivering av LFSM-O, dvs. där f > 50,5 Hz*
- *Frekvenssteg 4, vid simulering på lägsta effektnivån, medför att aktiv effektproduktion stabiliseras på lägsta nivå med reglerförmåga*
- *Frekvenssteg 7 resulterar i att den aktiva effektproduktionen stationärt återgår till samma nivå som den var innan simuleringen på LFSM-O startade, dvs. inverkan från LFSM-O ska försvinna. En avvikelse motsvarande okänsligheten i frekvensmätningen tillåts, d.v.s. 0,17 % för 12 % statik*
- *Påläggning av frekvenssteg inte resulterar i aktiva effektpendlingar med en amplitud större än 0,1 % av P_{max}*
- *Ändring av effektbörvärdet vid den mellersta effektnivån och frekvensen 51,3 Hz (efter steg 4) inte resulterar i någon förändring av den aktiva effektproduktionen*

Ett exempel på resultat från simulering av frekvensreglering för ett vattenkraftaggregat med effektåterkoppling visas i figur 2. Här följer den aktiva effekten det önskade värdet vid en statik på 8 %.



Figur 2. Exempel på resultat från simulering för LFSM-O med effektåterkoppling

I figur 3 visas motsvarande exempel som i figur 2 fast regulatorn använder sig av pådragsåterkoppling vid två olika produktionsnivåer, P1 och P2. På grund av konstruktionen av kraftproduktionsmodulen motsvarar en förändring i pådraget, som är identiskt för P1 och P2, olika förändringar i aktiv effekt beroende på arbetspunkten, dvs. den aktiva effektnivån. I fallet i figur 3 utvärderas ändringen i pådraget istället för ändringen av den aktiva effekten, eftersom statiken i pådraget följer det givna statikvärdet, medan statiken uttryckt i aktiv effekt varierar med arbetspunkten.



Figur 3. Exempel på resultat från simulering för LFSM-O med pådragsåterkoppling vid olika produktionsnivåer

3.2. Begränsat frekvenskänslighetsläge vid underfrekvens: LFSM-U

3.2.1. Hänvisning till krav

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

3.2.2. Bakgrund till krav

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

3.2.3. Syfte med simulering

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

3.2.4. Utförande av simulering

Simuleringen genomförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod LFSM-U med 8 % statik och 0,5 Hz dödband genom att applicera en simulerad frekvens in på turbinregulatorn. De olika frekvenssteg som påförs turbinregulatorn visas i tabell 2 och figur 4.

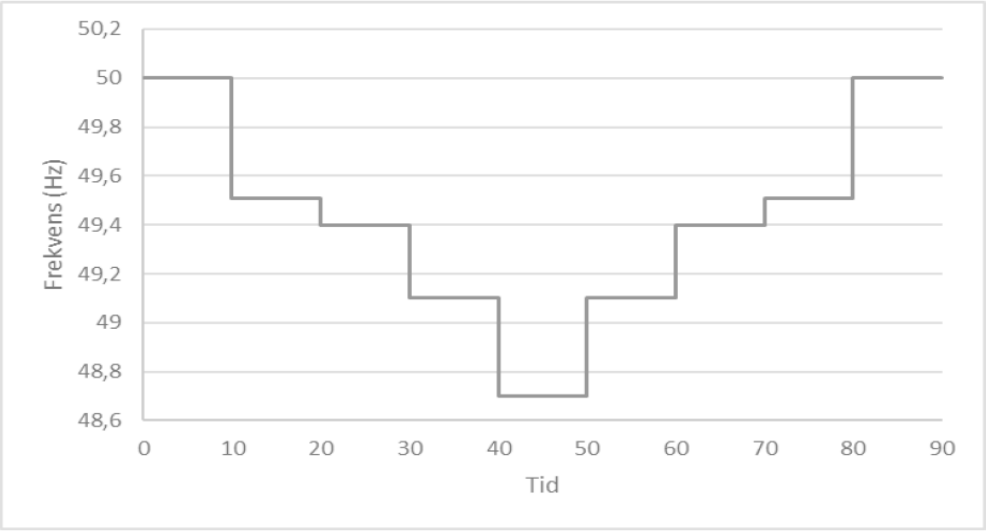
Steg 1:	50,00 => 49,51 Hz
Steg 2:	49,51 => 49,40 Hz
Steg 3:	49,40 => 49,10 Hz
Steg 4:	49,10 => 48,70 Hz
Steg 5:	48,70 => 49,10 Hz
Steg 6:	49,10 => 49,40 Hz
Steg 7:	49,40 => 49,51 Hz
Steg 8:	49,51 => 50,00 Hz

Tabell 2. Frekvenssteg som påförs turbinregulatorn vid test av LFSM-U

Innan varje nytt frekvenssteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts.
Samtliga moment enligt ovan utförs med en initial belastningsnivå (vid 50,00 Hz) på följande effektnivåer:

1. *80% av P_{max}*
2. *P_{min}*
3. *$0{,}5*(P_{max} + P_{min})$*

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



Figur 4. Påförd simulerad frekvenssignal vid test av LFSM-U

3.2.5. Analys av simulering

Utifrån utförda simuleringar av frekvenssteg tas stationär aktiv effektökning, ΔP, vid varje frekvenssteg, Δf, fram. Därefter beräknas statiken, s_2, fram för frekvenssteg 3-4 enligt:

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

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

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

3.2.6. Resultat av simulering

Simuleringen ska anses som godkänd om:

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

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

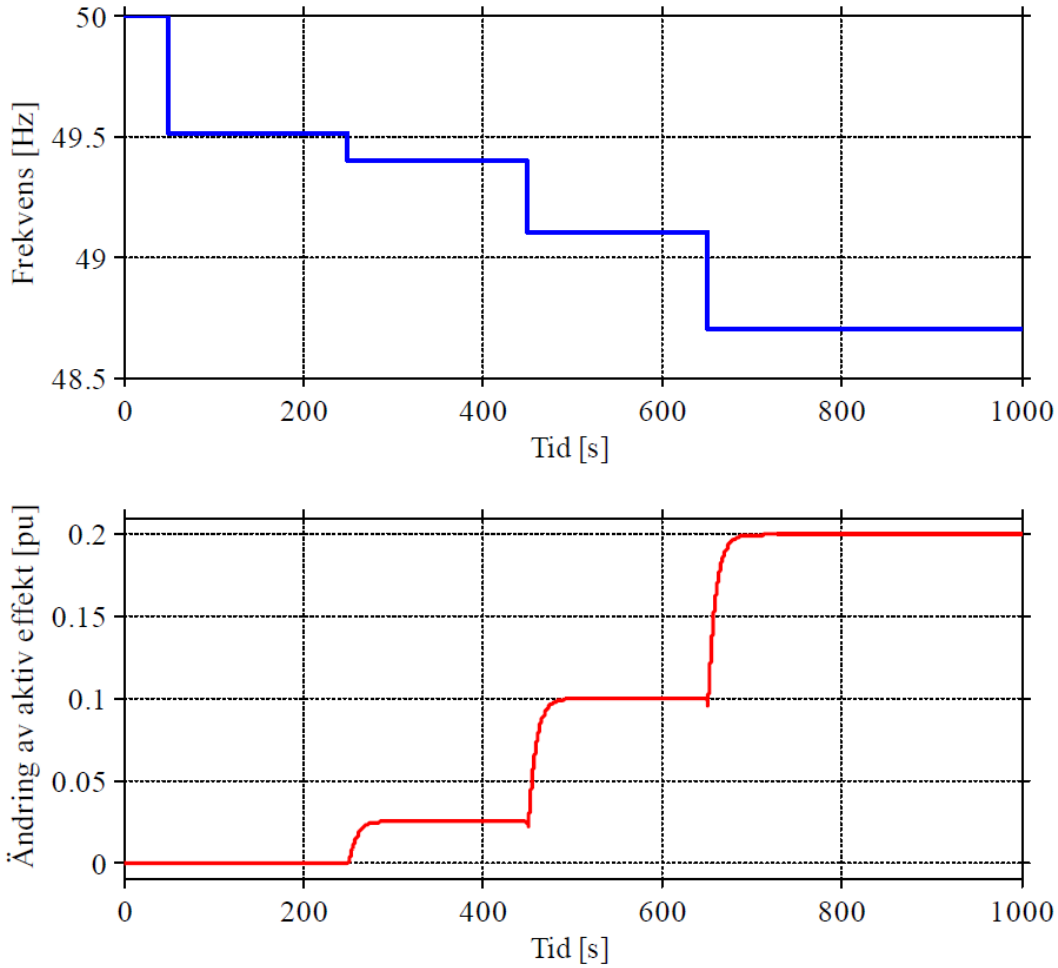
- *Statiken, s_2, vid utförda frekvensstegssimuleringar 3-4 motsvarar 8 % (en tolerans på ±0,5 % accepteras, dvs. statiken skall vara inom intervallet 7,5–8,5 %). Statiken beräknas på aktiv effekt vid effektåterkoppling och på pådraget vid pådragsåterkoppling*

- *Påbörjad ökning i aktiv effekt erhålls inom 2 s efter att respektive frekvenssteg applicerats, detta gäller för de frekvenssteg som resulterar i aktivering av LFSM-U aktiveras, dvs. där f < 49,5 Hz*
- *Snabbheten i regleringen innebär att den aktiva effekten vid frekvenssteg 4 (gäller ej för högsta belastningsnivån) kan öka med 10 % av P_{max} på 30 s (en tolerans på ±0,5 % accepteras, dvs. ökningen skall vara inom intervallet 9,5–10,5 % av P_{max} efter 30 s)*

- *Frekvenssteg 7 resulterar i att den aktiva effektproduktionen stationärt återgår till samma nivå som den var innan simuleringen på LFSM-O startade, dvs. inverkan från LFSM-U ska försvinna*

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

Ett exempel på resultat från simulering av frekvensreglering med effektåterkoppling visas i figur 5. Här följer den aktiva effekten det önskade värdet vid en statik på 8 %.



Figur 5. Exempel på resultat från simulering för LFSM-U med effektåterkoppling

3.3. Frekvenskänslighetsläge: FSM

3.3.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 15.2d*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 23-29§*

3.3.2. 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.

3.3.3. Syfte med simulering

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

3.3.4. Utförande av simulering

Simuleringen utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod frekvensreglering (FSM) genom att applicera frekvens in på turbinregulatorn. Simuleringen delas upp i olika delar för att testa av olika krav.

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

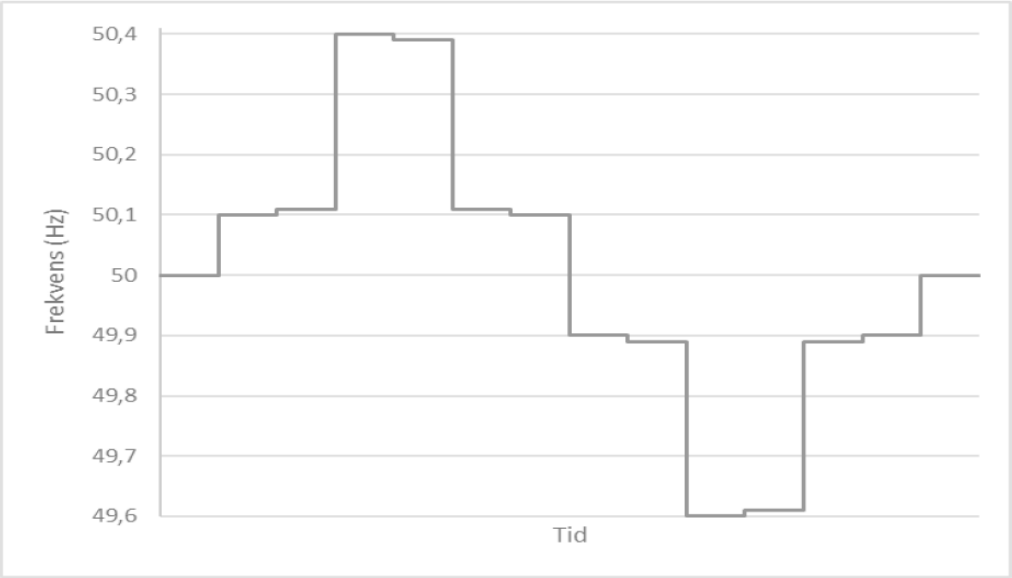
3.3.5. Dödband och okänslighet för frekvenssvar

Syftet med delsimuleringen är att säkerställa att dödbandet kan regleras och anta värdena ± 0,1 Hz och ± 0,2 Hz samt att okänsligheten för frekvenssvar är mindre än 10 mHz, dvs. fås en förändring i frekvens som är högre än okänsligheten så ska detta kunna mätas upp i form av en respons i aktiv effekt. Statikinställningen ska vid simuleringen vara inställd på 12 %.

De olika frekvenssteg som påförs regulatorn vid frekvensdödband 0,1 Hz visas i tabell 3 och figur 6.

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 => 50,11 Hz
Steg 6:	50,11 => 50,10 Hz
Steg 7:	50,10 => 49,90 Hz
Steg 8:	49,90 => 49,89 Hz
Steg 9:	49,89 => 49,60 Hz
Steg 10:	49,60 => 49,61 Hz
Steg 11:	49,61 => 49,89 Hz
Steg 12:	49,89 => 49,90 Hz
Steg 13:	49,90 => 50,00 Hz

Tabell 3. Frekvenssteg som påförs regulatorn vid test av FSM och frekvensdödband 0,1 Hz



Figur 6. Påförd simulerad frekvenssignal vid test av FSM och frekvensdödband 0,1 Hz

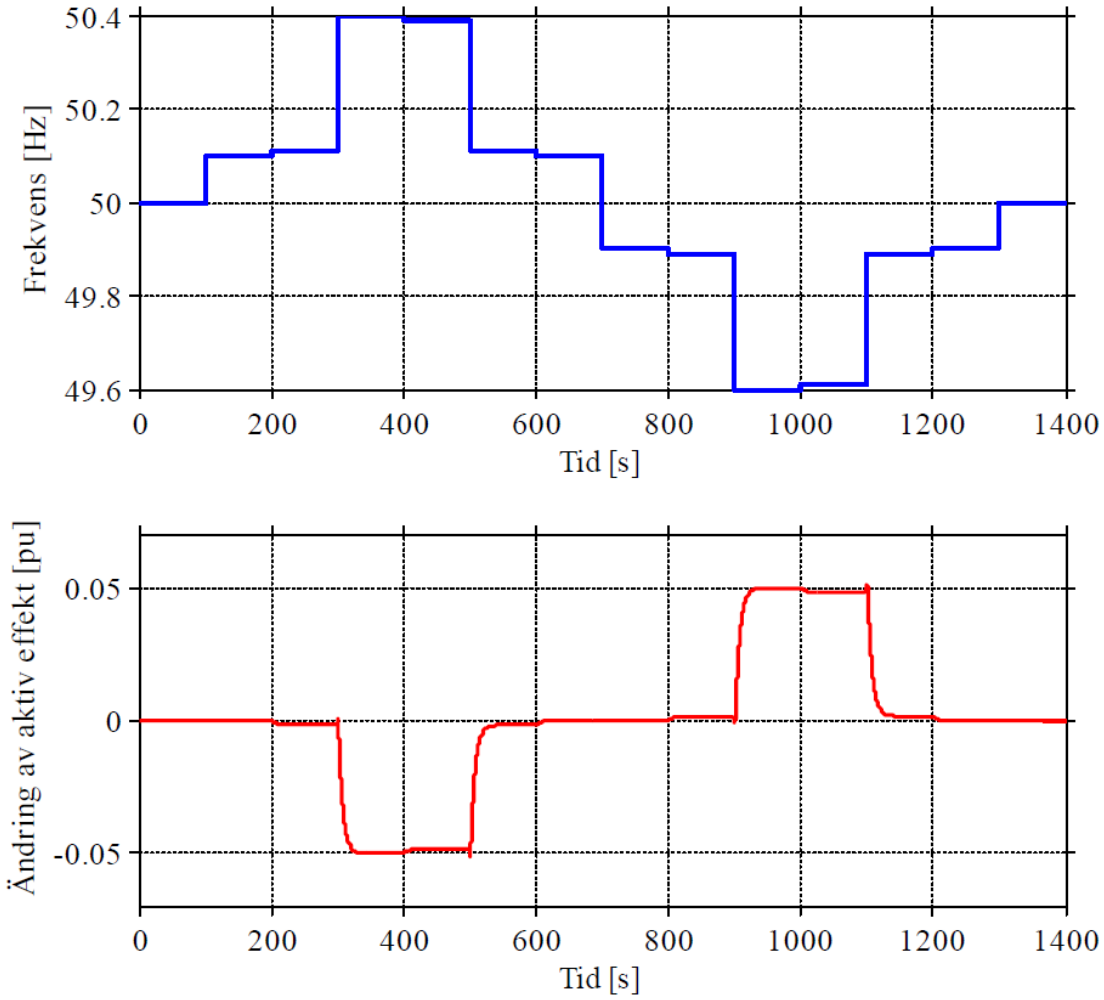
Innan varje nytt frekvenssteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts.

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

1. *95% av P_{max}*
2. *P_{min} + 5% av P_{max}*
3. *$0,5*(P_{max} + P_{min})$*

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

I Figur 7 visas exempel på resultat för steg 1-13.



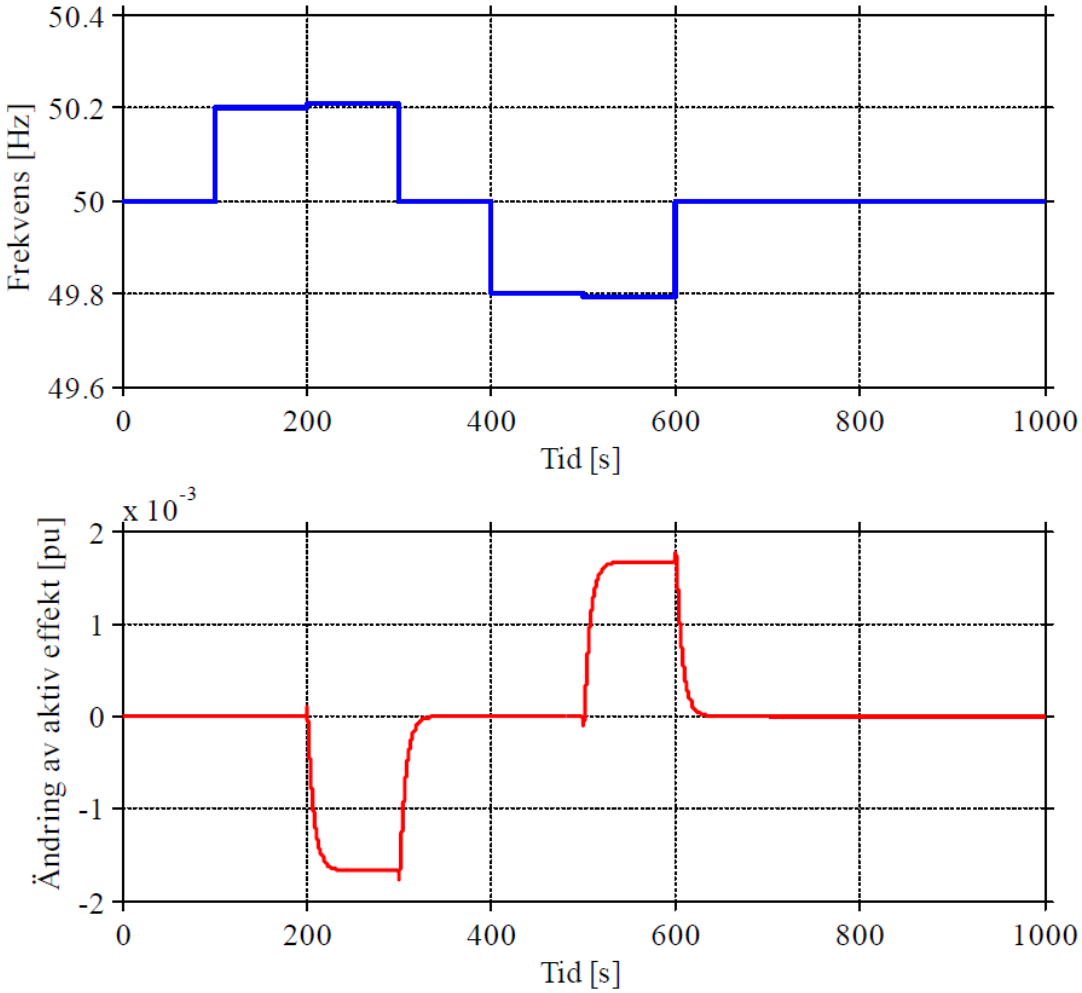
Figur 7. Exempel på resultat från simulering för FSM steg 1-13

Frekvensdödbandet ställs in på ± 0,20 Hz och därefter påförs följande frekvenssteg på regulatorn enligt tabell 4 vid effektnivån 95 % av P_{max}.

Steg 14:	50,00 => 50,20 Hz
Steg15:	50,20 => 50,21 Hz
Steg 16:	50,21 => 50,00 Hz
Steg 17:	50,00 => 49,80 Hz
Steg 18:	49,80 => 49,79 Hz
Steg 19:	49,79 => 50,00 Hz

Tabell 4. Frekvenssteg som påförs regulatorn vid test av FSM och frekvensdödband 0,2 Hz

I figur 8 visas exempel på resultat för steg 14-19.



Figur 8. Exempel på resultat från simulering för FSM steg 14-19

3.3.6. Resultat av simulering rörande dödband och okänslighet för frekvenssvar

Simuleringen ska anses godkänd om:

- *Steg 1, 7, 13, 14 och 17 inte resulterar i några förändringar i aktiv effektproduktion, dvs. inom frekvensdödbandet*
- *Steg 2, 6, 8, 12, 15 och 18 resulterar i uppmätbara förändringar av aktiv effektproduktion, dvs. utanför frekvensdödbandet*
- *Steg 4 och 10 resulterar i uppmätbara förändringar i aktiv effektproduktion, dvs. okänsligheten för frekvenssvar <10 mHz*

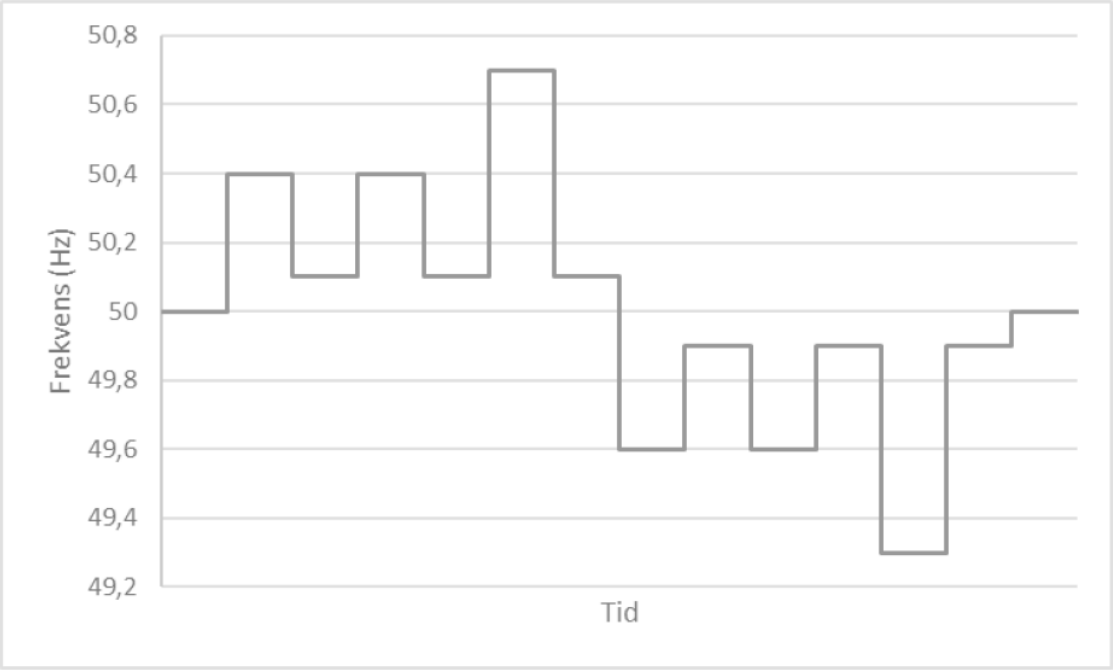
3.3.7. Snabbhet i reglering samt statik

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

Simuleringen utförs vid en statikinställning på 12 % och ett frekvensdödband på ± 0,1 Hz. De olika frekvenssteg som påförs regulatorn visas i tabell 5 och figur 9.

Steg 1:	50,00 => 50,40 Hz
Steg 2:	50,40 => 50,10 Hz
Steg 3:	50,10 => 50,40 Hz
Steg 4:	50,40 => 50,10 Hz
Steg 5:	50,10 => 50,70 Hz
Steg 6:	50,70 => 50,10 Hz
Steg 7:	50,10 => 49,60 Hz
Steg 8:	49,60 => 49,90 Hz
Steg 9:	49,90 => 49,60 Hz
Steg 10:	49,60 => 49,90 Hz
Steg 11:	49,90 => 49,30 Hz
Steg 12:	49,30 => 49,90 Hz
Steg 13:	49,90 => 50,00 Hz

Tabell 5. Frekvenssteg som påförs regulatorn vid test av snabbheten och statik (12%) vid FSM



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

Innan varje nytt frekvenssteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts.

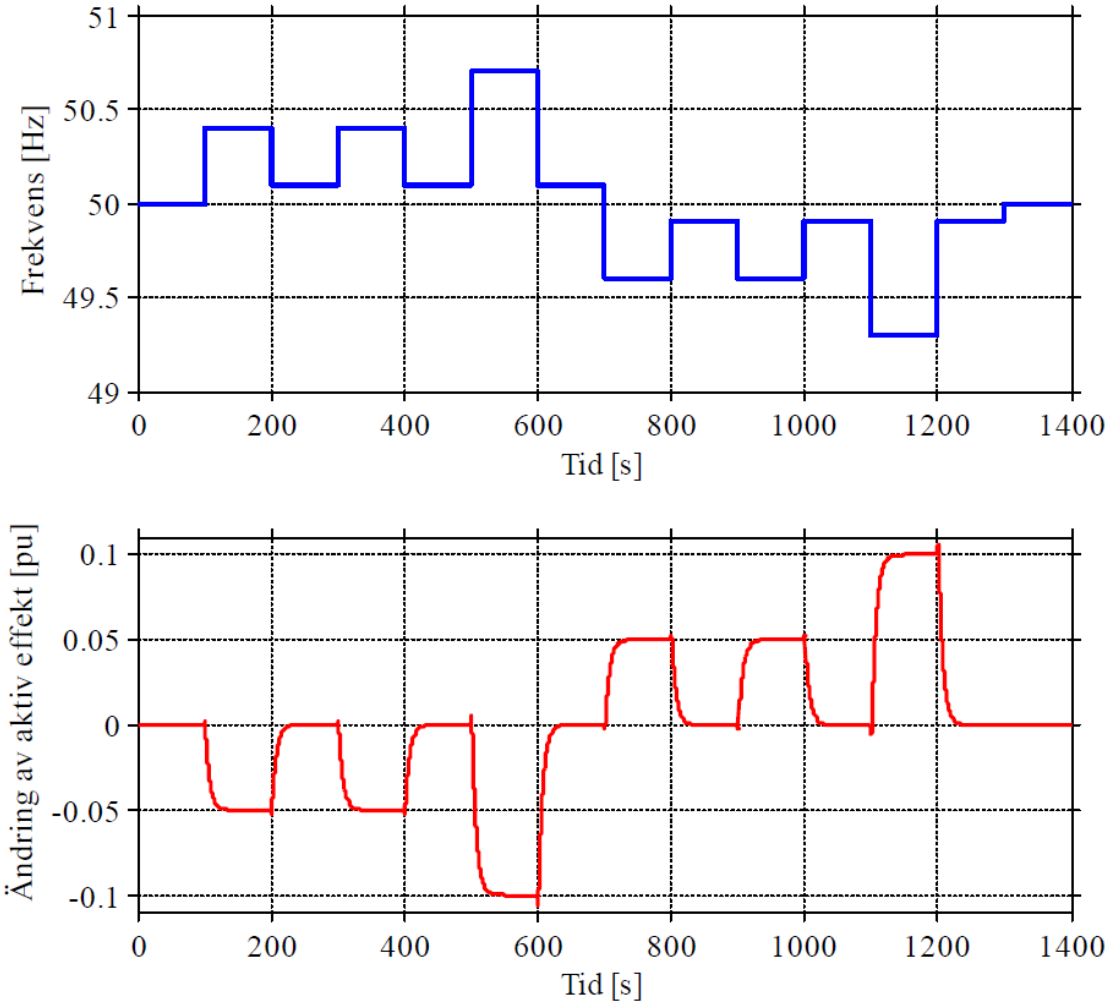
Samtliga simuleringsmoment enligt ovan utförs med en initial belastningsnivå (vid 50,00 Hz) på följande effektnivåer:

1. *90% av P_{max}*
2. *P_{min} + 10% av P_{max}*

3. *0,5*(P_{max} + P_{min})*

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

I figur 10 visas exempel på resultat för steg 1-13.

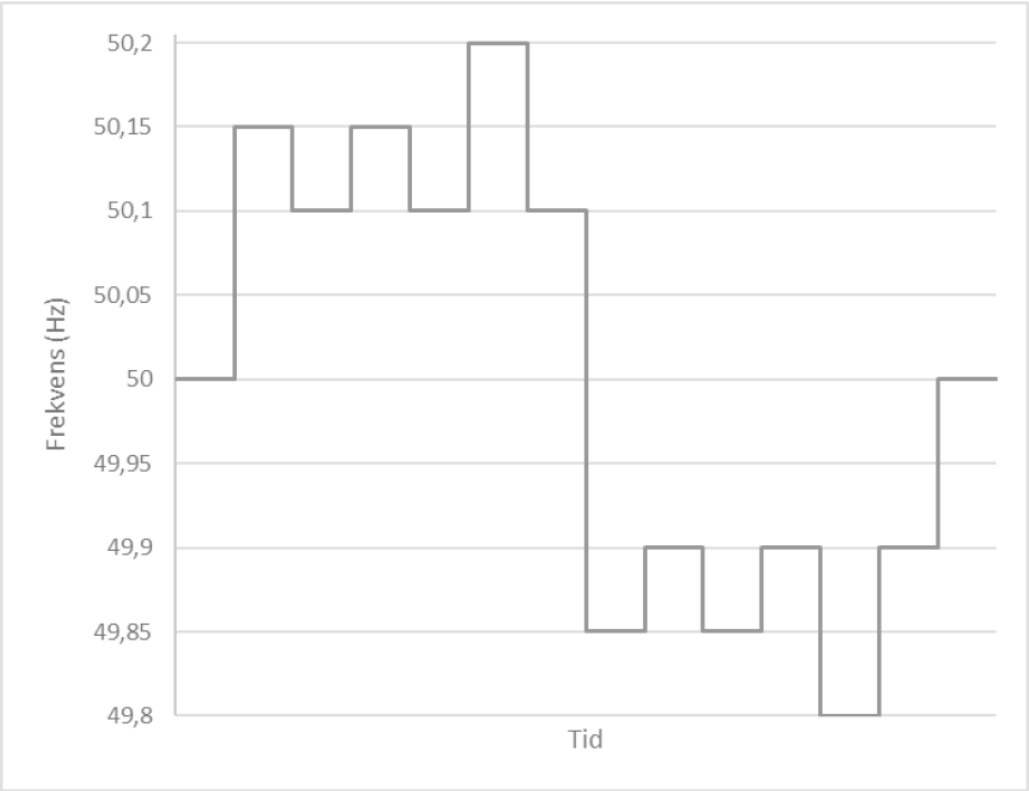


Figur 10. Exempel på resultat från simulering för FSM steg 1-13

För högsta effektnivån, dvs. 90 % av P_{max}, utförs även simulering då statiken ändras från 12 % till 2 %. För att erhålla samma storlek på de aktiva effektförändringarna utförs simuleringen med mindre frekvenssteg enligt tabell 6 och figur 11.

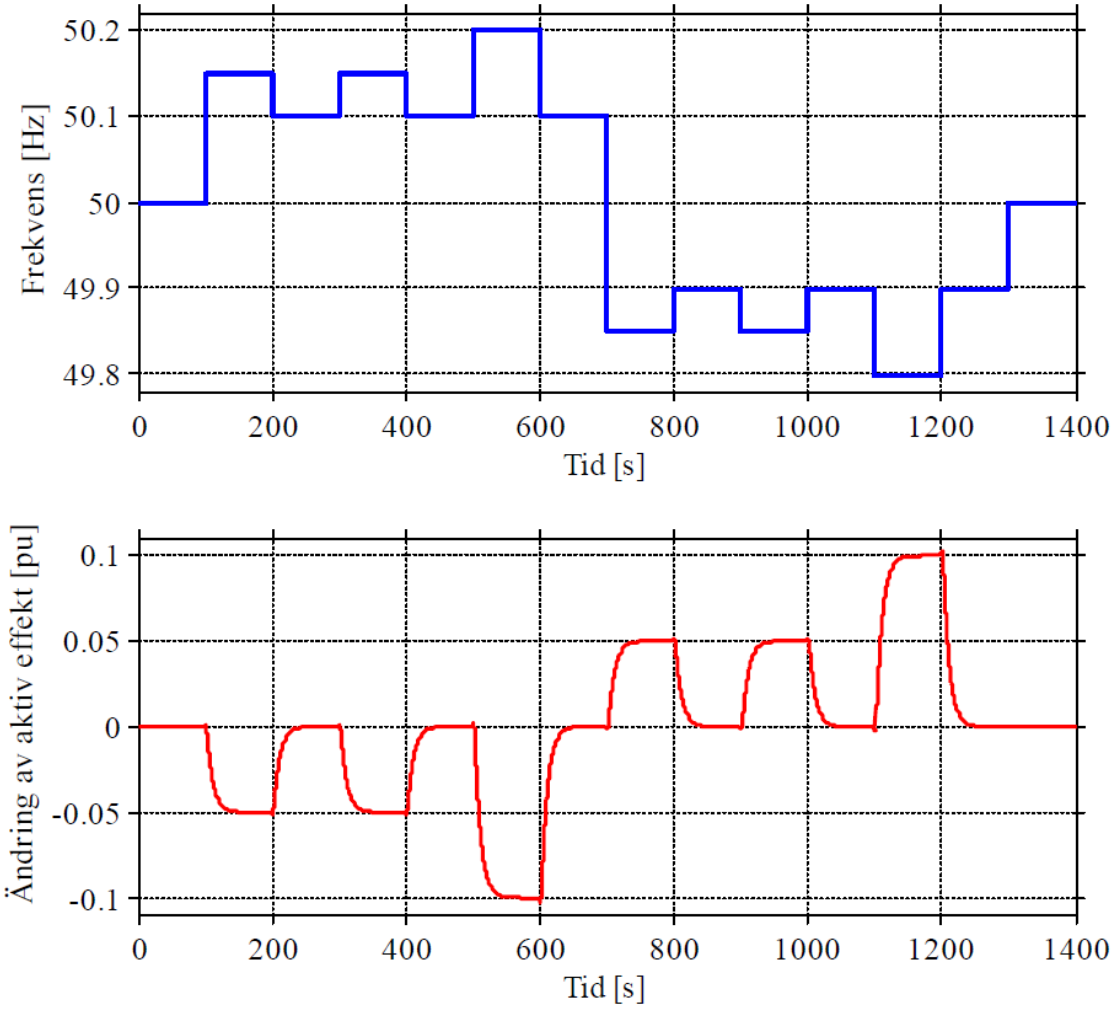
Steg 14:	50,00 => 50,15 Hz
Steg15:	50,15 => 50,10 Hz
Steg 16:	50,10 => 50,15 Hz
Steg 17:	50,15 => 50,10 Hz
Steg 18:	50,10 => 50,20 Hz
Steg 19:	50,20 => 50,10 Hz
Steg 20:	50,10 => 49,85 Hz
Steg 21:	49,85 => 49,90 Hz
Steg 22:	49,90 => 49,85 Hz
Steg 23:	49,85 => 49,90 Hz
Steg 24:	49,90 => 49,80 Hz
Steg 25:	49,80 => 49,90 Hz
Steg 26:	49,90 => 50,00 Hz

Tabell 6. Frekvenssteg som påförs regulatorn vid test av snabbhet och statik (2%) vid FSM



Figur 11. Påförd simulerad frekvenssignal vid test av snabbheten och statik (2%) vid FSM

I figur 12 visas exempel på resultat för steg 14-26.



Figur 12. Exempel på resultat från simulering för FSM steg 12-26

3.3.8. Analys av simulering rörande snabbhet i reglering samt statik

Utifrån utförda frekvensstegssimuleringar 3, 4, 5, 6, 9, 10, 11, 12, 16, 17, 18, 19, 22, 23, 24 och 25 tas stationär aktiv effektförändring, ΔP, vid frekvenssteg, Δf, fram. Därefter beräknas statiken, s_2, fram för respektive frekvenssteg enligt:

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

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

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

De flesta andra resultat från simuleringen avläses direkt ur simuleringen.

3.3.9. Resultat av simulering rörande snabbhet i reglering samt statik

Simuleringen ska anses som godkänd om:

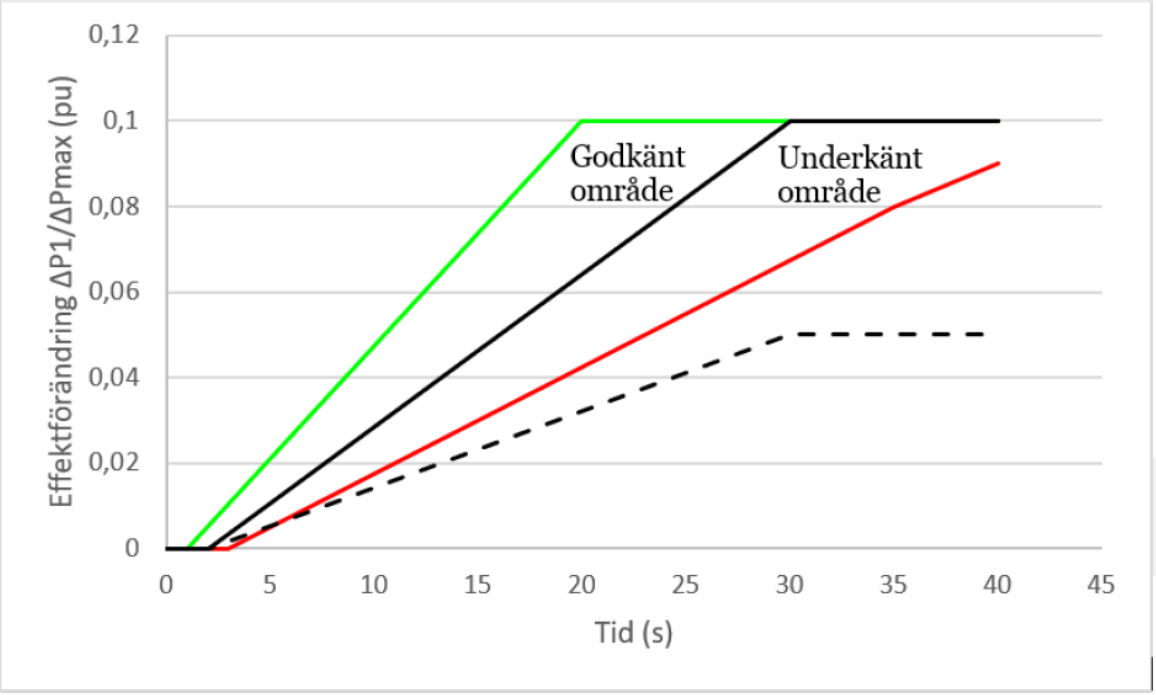
- *Aktivering av effektförändring i steg 3, 4, 5, 6, 9, 10, 11, 12, 16, 17, 18, 19, 22, 23, 24 och 25 sker snabbare än vad som visas i figur 13. Motsvarande krav kan appliceras på pådraget vid pådragsåterkoppling*

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

- *Snabbheten i regleringen innebär att den aktiva effekten vid frekvenssteg 5, 6, 11, 12, 18, 19, 24 och 25 (gäller ej för högsta belastningsnivån) kan förändras med 10 % av P_{max} på 30 s (en tolerans på ±0,5 % accepteras, dvs. förändringen skall vara inom intervallet 9,5–10,5 % av P_{max} efter 30 s). Motsvarande krav kan appliceras på pådraget vid pådragsåterkoppling*

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

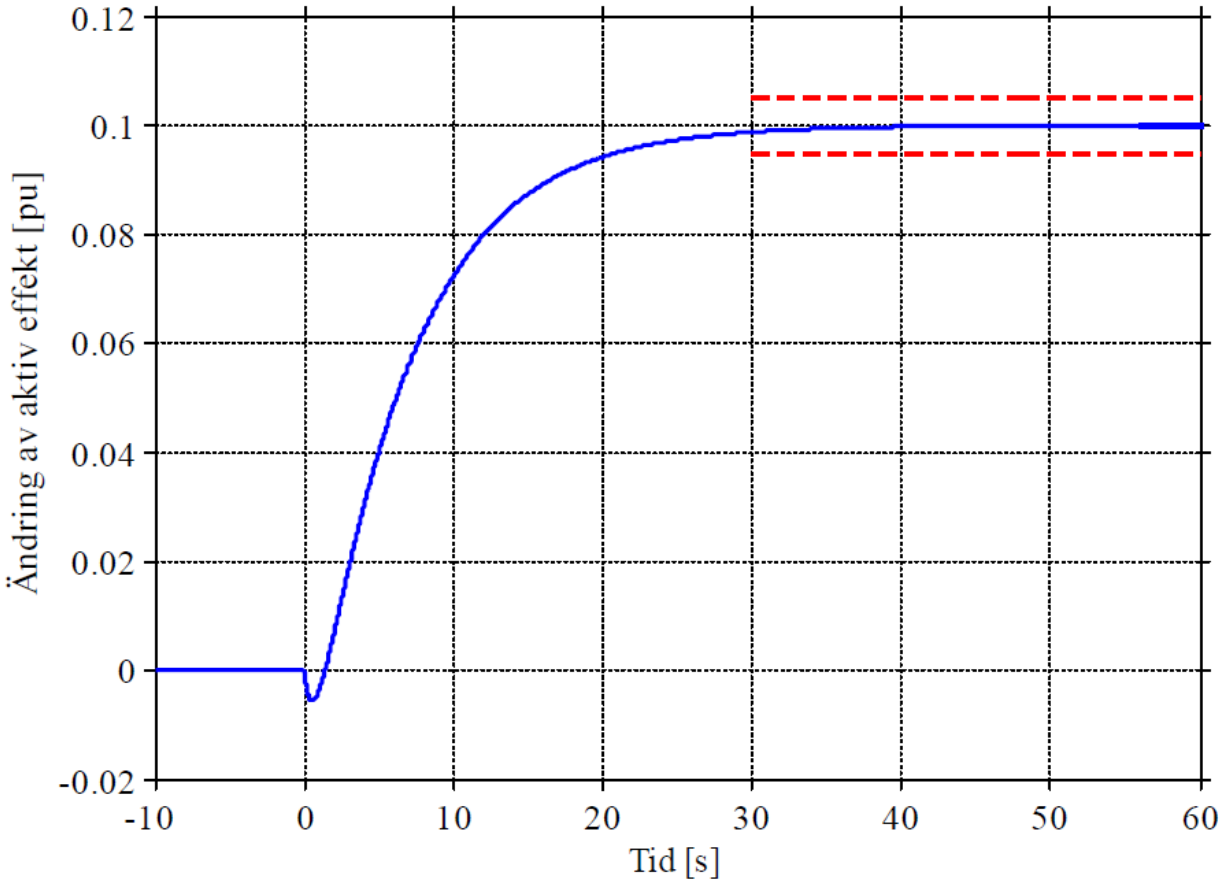
- *Påläggning av frekvenssteg inte resulterar i aktiva effektpendlingar med en amplitud större än 0,1 % av P_{max}.*



Figur 13. Krav på effektrespons vid en stegförändring av frekvensen

I figur 13 ovan visar heldragen svart linje gränsen för kravuppfyllnad vid en stegförändring av frekvensen med -0,6 Hz vid en statik på 12 %, som ska ge en effektrespons på +10% av P_{max}. Ett exempel på godkänd simulering är gröna linjen samt ett exempel på underkänd simulering är röda linjen. Den svartstreckade linjen visar motsvarande krav som ska ge en effektrespons på +5% av P_{max}.

I figur 14 nedan visas kraven på effektrespons, vid 12% statik och 10% effektrespons, där streckade röda linjer visar gränserna för kravuppfyllnad rörande toleransen på effektändringen.



Figur 14. Exempel på effektrespons vid en stegförändring av frekvensen

3.4. Snabb nedreglering av aktiv effekt

3.4.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 15.2*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 19§*

3.4.2. Bakgrund och syfte med simulering

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

Simuleringen syftar till att visa att en börvärdesförändring av aktiv effekt skickad från Vattenfall Eldistribution till kraftproduktionsmodulen ska resultera i att den aktiva effektproduktionen justeras ned inom den tid och omfattning som föreskrivs.

3.4.3. Utförande av simulering

Simuleringen utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering och vid maximal aktiv effektproduktion, P_{max}. Referensvärdet för den aktiva effektproduktionen minskas från maximal aktiv effektproduktion

ned till en aktiv effektproduktion motsvarande 50 % av maximal aktiv effektproduktion. Notera att fördröjningen på grund av kommunikationen ska inkluderas i simuleringen.

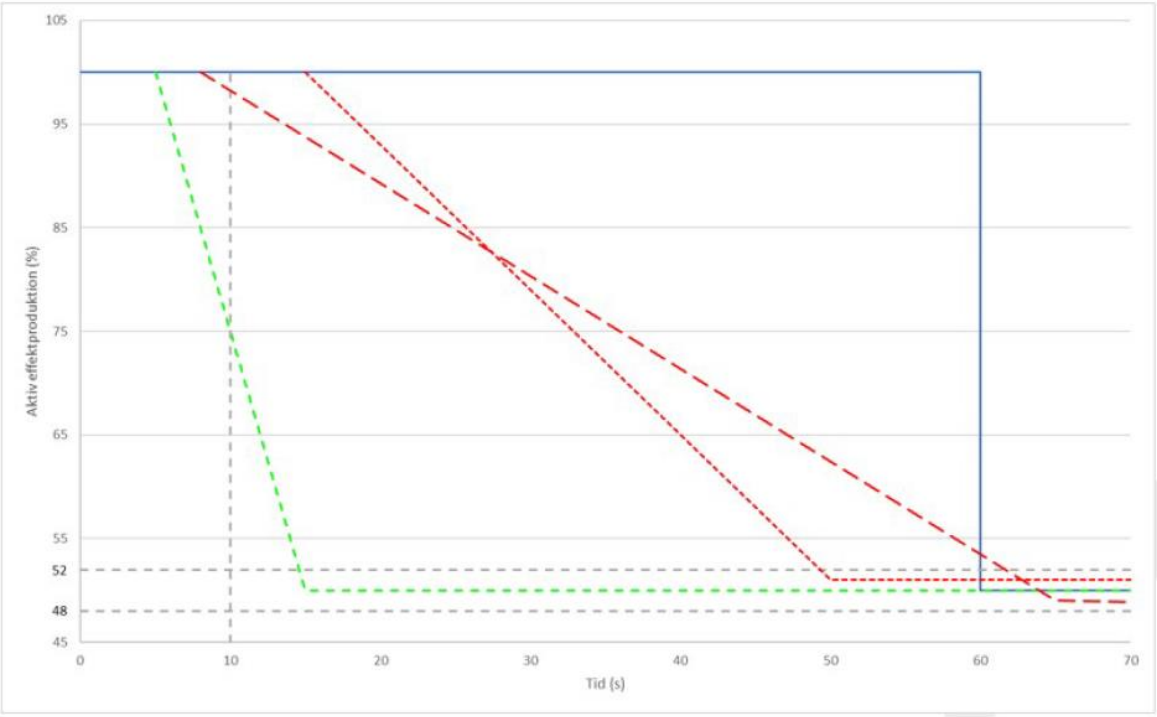
3.4.4. Resultat av simuleringen

Simuleringen anses godkänd om:

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

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

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



Figur 15. Krav på respons vid simulering

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

3.5. Reglerbarhet och reglerområde för aktiv effekt

3.5.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 15.6e*

- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 31§*

3.5.2. Bakgrund och syfte med simulering

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

Simuleringen syftar till att visa att en börvärdesförändring av aktiv effekt ska resultera i att den aktiva effektproduktionen förändras inom den tid och omfattning som föreskrivs för respektive anläggningstyps regler- och effektområde. Till skillnad från simuleringen på snabb nedreglering av aktiv effekt i avsnitt 3.4 inkluderar inte simuleringen kommunikation från ett eventuellt överliggande system.

3.5.3. Utförande av simulering

Simuleringen utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering och vid den högsta aktiva produktionsnivån som anges i effektområdet för respektive anläggningstyp. Effektbörvärdet för den aktiva effektproduktionen justeras i ett steg ned från den högsta produktionen ned till den lägsta produktionen som anges i effektområdet för respektive anläggningstyp. Efter att driften och den aktiva effektproduktionen i kraftproduktionsmodulen stabiliserats vid den lägsta produktionen som anges i effektområdet för respektive anläggningstyp justeras effektbörvärdet från den lägsta produktionen upp till den högsta produktionen som anges i effektområdet för respektive anläggningstyp.

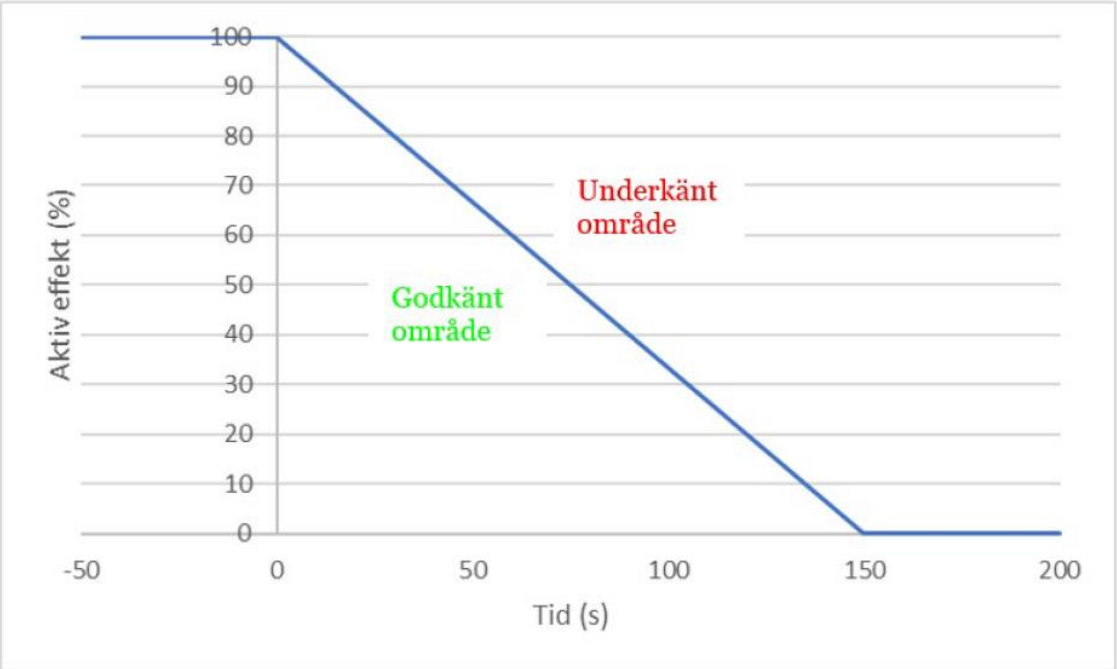
3.5.4. Resultat av simuleringen

Simuleringen anses godkänd om:

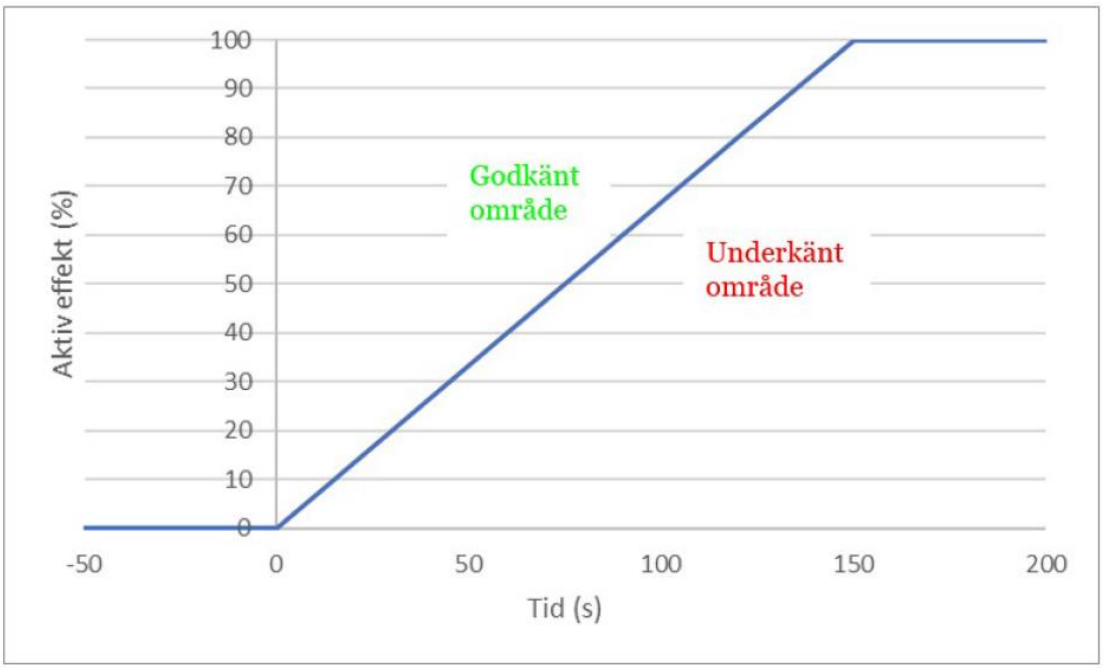
- *Kraftproduktionsmodulen bibehåller stabil drift och anslutning till nätet vid den lägsta produktionen som anges i effektområdet för respektive anläggningstyp. Med stabil drift menas att avvikelsen mellan den stationära aktiva effektnivån och effektbörvärdet hamnar inom toleransen 2 % av maximal kontinuerlig effekt*

- *Responsen i aktiv effekt vid nedregleringssimuleringen sker med föreskriven ändringshastighet, dvs. under föreskriven kurva som exemplifieras för vattenkraft figur 16. En avvikelse från kurvan kan accepteras under de första 2 s om det är relaterat till naturliga begränsningar i kraftproduktionsmodulen, exempelvis vattenvägar i vattenkraftstationer. Den stationära aktiva effektnivån hamnar inom toleransen 2 % av maximal kontinuerlig effekt*

- *Responsen i aktiv effekt vid uppregleringen sker med föreskriven ändringshastighet, dvs. ovanför föreskriven kurva som exemplifieras för vattenkraft i figur 17. En viss avvikelse från kurvan kan accepteras under de första 2 sekunderna om det är relaterat till naturliga begränsningar i kraftproduktionsmodulen, exempelvis vattenvägar i vattenkraftstationer. Avvikelsen mellan den stationära aktiva effektnivån och effektbörvärdet hamnar inom toleransen 2 % av maximal kontinuerlig effekt*



Figur 16. Krav på nedregleringshastighet och regleområde exemplifierat för att vattenkraftaggregat



Figur 17. Krav på uppregleringshastighet och regleområde exemplifierat för ett vattenkraftsaggregat

3.6. Snabbhet i reglering av aktiv effekt

3.6.1. Hänvisning till krav

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

3.6.2. Bakgrund och syfte med simulering

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

Simuleringen syftar till att visa att en börvärdesförändring av aktiv effekt resulterar i att den aktiva effektproduktionen förändras med den snabbhet och omfattning som föreskrivs för respektive anläggningstyps regler- och effektområde. Till skillnad från simuleringen på snabb nedreglering av aktiv effekt i avsnitt 3.4 inkluderar inte simuleringen test av signal från ett eventuellt överliggande system.

3.6.3. Utförande av simulering

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

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

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

Samtliga simuleringsmoment enligt ovan utförs med följande initiala aktiva effektnivåer:

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

3.6.4. Resultat av simulering

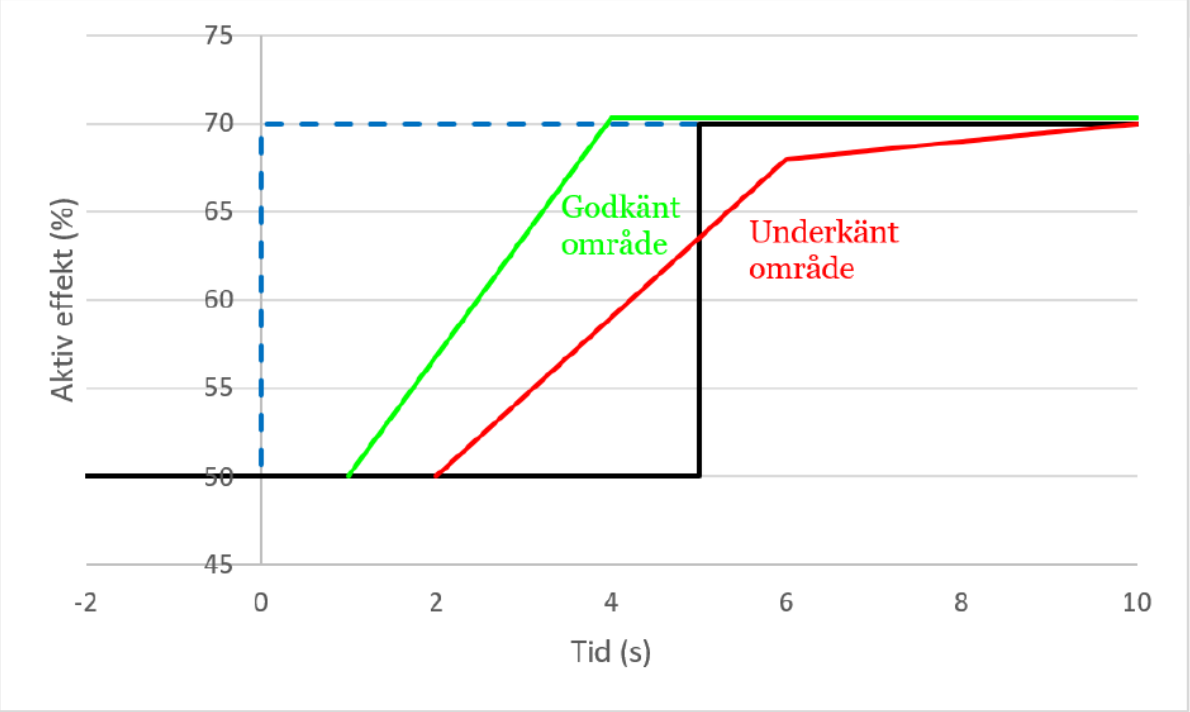
Simuleringen ska anses godkänd om:

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

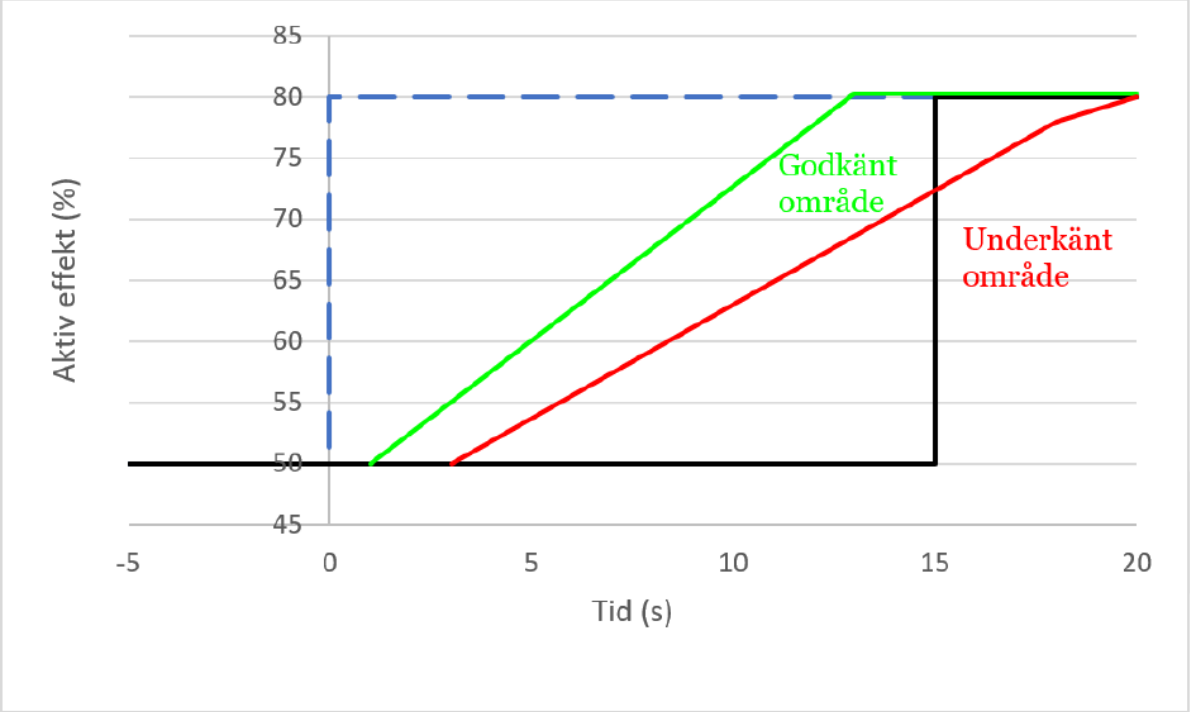
- *Förändringen av effektbörvärdet ΔP2 MW uppåt och nedåt för samtliga simulerade effektnivåer resulterar i en förändring av den aktiva effektproduktionen som efter 30 s (15 s för Francisturbiner) överstiger ΔP2 MW (en tolerans på ±2 % av effektsteget tolereras)*

I figur 18 visas ett exempel på simuleringsresultat för ett vattenkraftverk med Francisturbin. Där blåstreckad kurva visar förändringen av effektbörvärdet med ΔP1 (20 %), svart är gränsen för kravuppfyllnad samt grön respektive röd kurva visar exempel på ett godkänt och icke godkänt resultat.

I figur 19 visas samma exempel fast med effektbörvärdet ΔP2 (30 %).



Figur 18. Exempel på resultat för Francisturbin ΔP1



Figur 19. Exempel på resultat för Francisturbin vid ΔP2

3.7. Övergång till husturbindrift

3.7.1. Hänvisning till krav

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

3.7.2. Simuleringsmodell

Simuleringen som visar övergång till husturbindrift börjar med bortkoppling från nätet varvid en nätekvivalent kan användas, men det är inte nödvändigt.

Simuleringar för övergång till husturbindrift kan utföras i PSCAD och viktiga egenskaper att inkludera i simuleringsmodellen är:

- *Generatormodell, elektrisk och mekanisk modell*
- *Relevanta begränsare och skyddsinställningar*
- *Aggregattransformator inklusive lindningskopplarautomatik*
- *Turbinreglering, specifikt tidsfördröjningen från öppningen av brytare till stängning av ventil/ledskenor*
- *Turbinmodell, specifikt den forcerade stängning som aktiveras vid övergång till husturbindrift*

3.7.3. Bakgrund och syfte med simulering

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

Simuleringen syftar till att visa kraftproduktionsmodulens förmåga att övergå till husturbindrift.

Detta krav gäller för de kraftproduktionsmoduler som inte klarar av kravet på återsynkronisering inom 15 minuter.

3.7.4. Utförande av simulering

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

- *Slå ifrån aggregatbrytaren så att kraftproduktionsmodulen övergår i husturbindrift*
- *Simulera frånslag och när regleringen går in i övergång till husturbindrift, dvs. stänger ventilen så snabbt som möjligt*
- *Simuleringen kan avslutas när de initiala transienterna har passerats och frekvensen har återgått till normalt värde*

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

- *Slå ifrån aggregatbrytaren så att kraftproduktionsmodulen övergår i husturbindrift*
- *Simulera frånslag och när regleringen går in i övergång till husturbindrift, dvs. stänger ventilen så snabbt som möjligt*
- *Simuleringen kan avslutas när de initiala transienterna har passerats och frekvensen har återgått till normalt värde*

3.7.5. Resultat av simuleringen

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- *Kraftproduktionsmodulen klarar av den transienta överspänning/underspänning som fås vid de båda husturbindriftövergångarna utan att kraftproduktionsmodulens skydd löser ut*
- *Kraftproduktionsmodulen klarar av den kraftiga frekvensökning/frekvenssänkning som fås efter husturbindriftövergångarna utan att kraftproduktionsmodulens skydd löser ut*

4. Reaktiv effekt och spänningsreglering

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

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

Simuleringarna kan utföras i t.ex. PSS/E och viktiga egenskaper att inkludera i simuleringsmodellen är:

- *Generatormodell, elektrisk och mekanisk modell*
- *Magnetiseringssystem och spänningsregulator inklusive olika begränsare, driftmoder för reaktiv effektreglering och automatisk spänningsreglering*
- *Dämpregulator (PSS) som är en tillsatsfunktion i spänningsregulatorn (typ D)*
- *Relevanta skyddsinställningar*
- *Aggregattransformator inklusive lindningskopplarautomatik*

4.1. Stegförändring av spänningsbörvärdet vid anslutning

4.1.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 2, artikel 18.2 (typ C) & artikel 19.2 (typ D)*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 4, 1§*

4.1.2. Syfte med simulering

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

4.1.3. Utförande av simulering

Simuleringen utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering eller motsvarande driftmod som gör att den aktiva effektproduktionen kan hållas konstant under simuleringen. Det aktiva effektbörvärdet bör vara inställt på lägsta nivå med reglerförmåga då detta förväntas ge störst möjlighet till produktion/förbrukning av reaktiv effekt. Spänningsregulatorn ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering med ett inställt spänningsbörvärde på 100 % av generatorns märkspänning. Om regulatorn är utrustad med reaktiv kompensering (Q-U-lutning) ska dessa vara inställda på 0 %. Simuleringen utförs genom att applicera förändringar av spänningsbörvärdet listade i tabell 7.

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

Från simuleringarna ska det noteras vid vilken spänning på generatorklämmorna som spänningsvariationerna i anslutningspunkten är ± 3 %. Detta används för att begränsa variationerna av spänningen vid överensstämmelseprov.

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

Tabell 7. Påförda förändringar av spänningsbörvärdet

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

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

$$X_c = \frac{(U_{bör} - U)}{Q} * U$$

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

4.1.4. Resultat av simulering

Simuleringen ska anses godkänd om:

- *Stationära generatorspänningen vid 0 % reaktiv kompensering, hamnar på inställt spänningsbörvärde (normalt tillåts en avvikelse mellan uppmätt spänning och spänningsbörvärde på ±0,1 % av märkspänningen*

på generatorn men vid stora variationer av spänningen i anslutningspunkten kan större toleranser accepteras). Kravet gäller inte om exempelvis någon begränsare i spänningsregulatorn går i ingrepp

- *Den stationära spänningen på generatorn, vid ±5 % reaktiv kompensering, inte varierar mer än ±0,1 % (vid stora variationer av spänningen i anslutningspunkten kan större spänningsvariationer accepteras)*

- *Den beräknade reaktiva kompenseringen överensstämmer med den inställda reaktiva kompenseringen (en tolerans på ±0,5 % accepteras, d.v.s. kompenseringen ska vara ±4,5–5,5 %)*

4.2. Stegförändring av spänningsbörvärdet i tomgång

4.2.1. Hänvisning till krav

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

- *EIFS 2018:2: Kapitel 4, 3-5§*

4.2.2. Syfte med simulering

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

4.2.3. Utförande av simulering

Simuleringen utförs då kraftproduktionsmodulen inte är fasad mot anslutande nät och då den är obelastad. Turbinregulatorn är i driftmod frekvens-/varvtalsreglering och spänningsregulatorn är i driftmod automatisk spänningsreglering med ett spänningsbörvärde på 100 % av generatorns märkspänning. Simuleringen utförs genom att applicera förändringar av spänningsbörvärdet enligt tabell 8.

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

Tabell 8. Påförda förändringar av spänningsbörvärdet

Innan varje nytt spänningssteg påförs ska stationärtillstånd uppnåtts.

4.2.4. Resultat av simuleringen

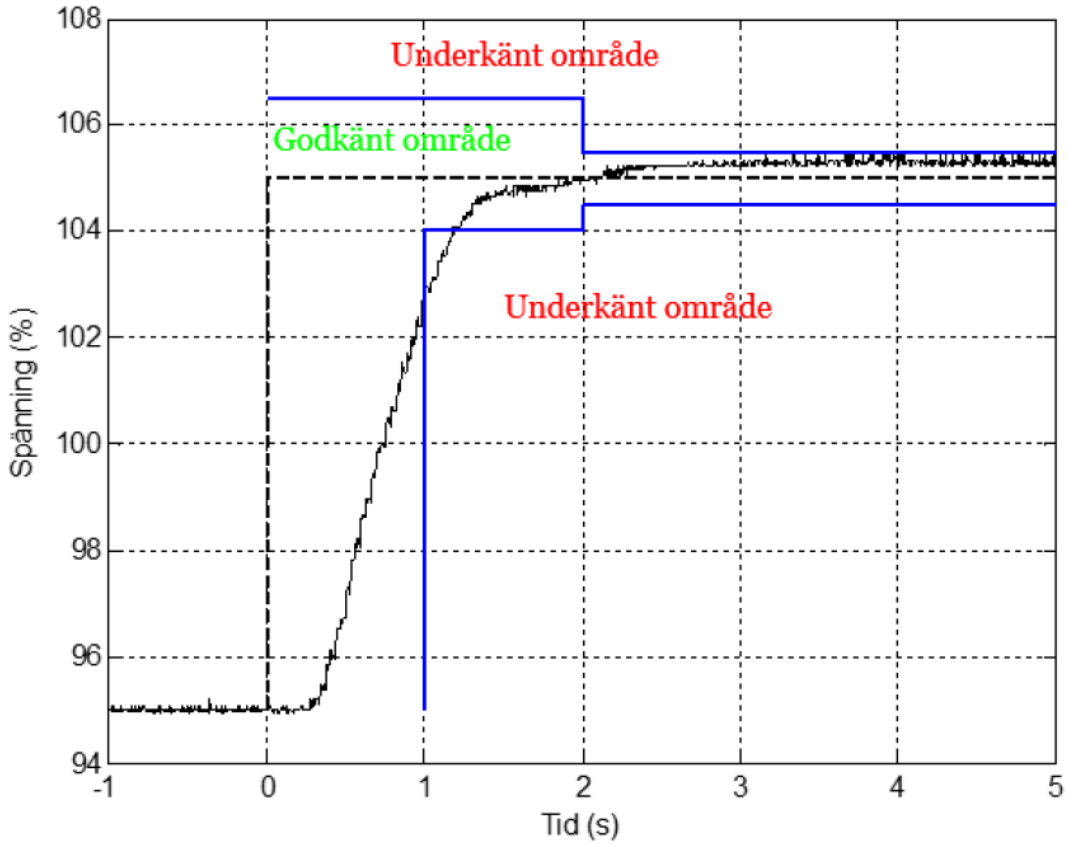
Simuleringen ska anses som godkänd om:

- *Stigtiden, dvs. tiden från att den stegformade förändringen av spänningsbörvärdet läggs på tills dess att spänningen ändrats 90 % av spänningsförändringen, ska vara kortare än den tid som specificeras för generatorer med olika märkeffekt, se exempel på spänningssteg från 95-105 % för en generator med märkeffekt < 50 MVA i figur 20*

- *Översvängningen vid en stegändring av spänningsbörvärdet får inte överstiga 15 % av spänningsförändringen, se exempel på spänningssteg från 95-105 % för en generator i figur 20*

- *Spänningen får inte oscillera mer än ± 5 % av spänningsförändringen 2 s efter stegändringen, se exempel på spänningssteg från 95-105 % för en generator i figur 20*

- *Parametrarna och inställningarna för komponenterna i reglersystemet för spänning har implementerats enligt överenskommelse med Vattenfall Eldistribution och Svenska kraftnät.*



Figur 20. Exempel på respons för en ofasad generator < 50 MVA

I figur 20 ovan är den heldragna svarta linjen ett exempel på en kraftproduktionsmodul som inte klarar kravet då stigtiden är längre än 1 s.

4.3. PSS och bandsbreddsbegränsning (endast typ D)

4.3.1. Hänvisning till krav

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

- *EIFS 2018:2: Kapitel 4, 10§*

4.3.2. Syfte med simulering

Syftet med simuleringen är att visa:

- *att spänningsregulatorn är utrustad med en PSS-funktion för att dämpa effektpendlingar*

- *att bandbredden på utsignalen från spänningsregulatorn är begränsad för att inte framkalla torsionspendlingar*

4.3.3. Utförande av simulering

Detta är ett projektspecifikt krav där både specifikation av kraven samt metod för verifiering bestäms av Vattenfall Eldistribution tillsammans med Svenska kraftnät.

4.3.4. Resultat av simuleringen

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- *Kraftproduktionsmodulen aktivt dämpar effektpendlingar enligt överenskommelse med berörda systemansvariga*

- *Det finns en bandbreddsbegränsning för utsignalen från spänningsregulatorn enligt överenskommelse med berörda systemansvariga*

5. Feltålighet

För att visa kraftproduktionsmodulens kravuppfyllnad gällande kraven för feltålighet vid kortslutningar i anslutande nät, görs ett antal simuleringar beskrivna i avsnitt 5.1 och avsnitt 5.2. För feltåligheten har det anslutande nätet stor påverkan varvid den nätekvivalent som tillhandahålls av Vattenfall Eldistribution ska användas.

Simuleringar för feltålighet kan utföras i PSS/E eller liknande programvara och viktiga egenskaper att inkludera i simuleringsmodellen är:

- *Generatormodell, elektrisk och mekanisk modell*
- *Relevanta begränsare och skyddsinställningar*
- *Aggregattransformator inklusive lindningskopplarautomatik*
- *Turbinmodell, inkluderande ventiler för ånga, styrning av ventiler, ledskenor och/eller löphjul, verkningsgradskurvor, kombineringskurvor och liknande*
- *Turbinreglering, aktiv effektreglering, frekvensreglering som FSM, LFSM-U och LFSM-O, övriga reglermoder samt olika former av begränsare som kan komma i ingrepp*

5.1. Feltålighet typ D

5.1.1. Hänvisning till krav

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

5.1.2. 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.

5.1.3. Utförande av simulering

Ett stumt 3-fasfel på 200 ms appliceras i anslutningspunkten för kraftproduktionsmodulen.

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.

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

Ytterligare simuleringar kan behöva utföras om alternativa överenstämmelseprov ska utföras, med syftet att verifiera simuleringsmodellen. Detta bestäms i samråd med Vattenfall Eldistribution.

5.1.4. Resultat av simulering

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- *Kraftproduktionsmodulen förblir synkront kopplad till nätet vid ett stumt 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*

5.2. Feltålighet typ C

5.2.1. Hänvisning till krav

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

5.2.2. 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.

5.2.3. 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.

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

Ytterligare simuleringar kan behöva utföras om alternativa överenstämmelseprov ska utföras, med syftet att verifiera simuleringsmodellen. Detta bestäms i samråd med Vattenfall Eldistribution.

5.2.4. Resultat av simulering

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- *Kraftproduktionsmodulen förblir synkront kopplad till nätet 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*

5.3. Återhämtning efter fel

5.3.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 2, artikel 17.3*

- *EIFS 2018:2: Kapitel 4, 6§*

5.3.2. 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 den aktiva effektproduktionen från den synkrona kraftproduktionsmodulen återhämtar sig efter fel.

5.3.3. Utförande av simulering

Ett stumt 3-fasfel på 100 ms appliceras i anslutningspunkten för kraftproduktionsmodulen. Simuleringen ska utföras under samma förutsättningar som i avsnitt 5.1 för typ D samt avsnitt 5.2 för typ C.

5.3.4. Resultat av simulering

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- *Kraftproduktionsmodulen förblir synkront kopplad till nätet vid ett stumt 3-fasfel på 100 ms i anslutningspunkten*
- *Den aktiva uteffekten ska ha återtagit samma nivå som innan fel inom 5 sekunder*
- *Nätstrukturen är intakt efter felet, dvs. inga ledningar eller generatorer har kopplats bort*

6. Begränsare och skydd

För att visa att simuleringsmodellen representerar de begränsare som är implementerade på önskat sätt, görs ett antal simuleringar. För simuleringar som syftar till att visa på att begränsare fungerar har inte nätet någon stor påverkan, dvs. den nätekvivalent som tillhandahålls av Vattenfall Eldistribution kan, men behöver inte, användas. I vissa simuleringar kan vissa begränsare behöva justeras/deaktiveras för att den aktuella begränsaren ska kunna testas.

Simuleringarna kan utföras i PSS/E eller liknande programvara och viktiga egenskaper att inkludera i simuleringsmodellen är:

- *Generatormodell, elektrisk och mekanisk modell*
- *Magnetiseringssystem och spänningsreglering inklusive olika begränsare, driftmoder för reaktiv effektreglering och automatisk spänningsreglering*
- *Relevanta begränsare och skyddsinställningar*

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

6.1. Fältströmbegränsare

6.1.1. Hänvisning till krav

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

6.1.2. Syfte med simulering

En spänningsregulator kan innehålla flera fältströmbegränsare som aktiveras vid olika fältströmnivåer samt tidsfördröjningar. Den här simuleringen syftar till att testa implementeringen i simuleringsmodellen av den fördröjda fältströmbegränsaren som är inställd på lägst fältström. Simuleringen syftar till att säkerställa att generatorn kan öka sin fältström upp till inställd fältströmgräns och att aktivering därefter sker av begränsaren så att fältströmmen begränsas till fältströmgränsen.

6.1.3. Utförande av simulering

Simuleringen utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering eller motsvarande som håller den aktiva effektproduktionen konstant under simuleringen. Spänningsregulatorn ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering. Simuleringen ska innehålla de steg som beskrivs i tabell 9.

Steg 1:	Öka succesivt generatorns spänningsbörvärde tills fältströmbegränsaren aktiveras (de flesta begränsare har konstanttidskarakteristik vilket ger en distinkt aktivering men vissa har inverttidskarakteristik vilket gör att begränsningen kommer gradvis)
Steg 2:	Minska spänningsbörvärdet så att fältströmbegränsaren släpper.
Steg 3:	Öka återigen spänningsbörvärdet tills fältströmbegränsaren ånyo aktiveras. Begränsaren bör vara aktiv i en minut efter att begränsningsströmmen uppnåtts.
Steg 4:	Minska spänningsbörvärdet till normal spänning.

Tabell 9. Utförande av simulering för fältströmbegränsare

Simuleringen för fältströmbegränsare utförs på följande aktiva effektnivåer:

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

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

6.1.4. Analys av simulering

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

6.1.5. Resultat av simulering

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- *Fältströmbegränsaren aktiveras på inställd fältströmgräns och tidsfördröjning*

6.2. Statorströmbegränsare

6.2.1. Hänvisning till krav

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

6.2.2. Syfte med simulering

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

6.2.3. Utförande av simulering

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

Över märkdriftpunkten kommer dock den reaktiva effektproduktionen att först begränsas av statorströmmen. Eftersom generatorn ofta dimensioneras så att effektfaktorn, cosφ, anpassas efter tillgänglig aktiv effekt från turbinen går det ofta inte att öka den aktiva effektproduktionen så att den överskrider den aktiva effekten i generatorns märkdriftpunkt. Enda sättet att med ordinarie inställningar på fält- och statorströmbegränsaren få aktivering av statorströmbegränsaren är således genom att minska generatorns klämspänning. Eftersom simuleringen på statorströmbegränsaren innebär att den reaktiva effektutmatningen till nätet i anslutningspunkten kommer att vara hög är det troliga att också spänningen kommer att vara hög vilket i sin tur gör att generatorns klämspänning kommer att vara högre än generatorns märkspänning. Detta innebär att det skulle behövas än mer aktiv effekt för att få statorströmbegränsaren att aktiveras.

Eftersom det kan bli svårt att få statorströmbegränsaren att aktiveras med normala inställningsvärden kan inställningen på gränsen för fältströmmen ökas under simuleringen så att fältströmsbegränsaren inte aktiveras före statorströmsbegränsaren, alternativt kan fältströmsbegränsaren deaktiveras.

Simuleringen utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering eller motsvarande som håller den aktiva effektproduktionen konstant. Spänningsregulatorn ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering. Simuleringen ska innehålla de steg som beskrivs i tabell 10.

Steg 1:	Öka succesivt generatorns spänningsbörvärde tills statorströmbegränsaren aktiveras.
Steg 2:	Minska spänningsbörvärdet så att statorströmbegränsaren släpper.
Steg 3:	Öka återigen spänningsbörvärdet tills statorströmbegränsaren ånyo aktiveras.
Steg 4:	Minska spänningsbörvärdet till normal spänning.

Tabell 10. Utförande av simulering för statorströmbegränsare

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

1. *80 % av maximal skenbar effekt som fås efter den justerade statorströmgränsen (justeras statorströmgränsen till 0,7 pu fås 0,7*0,8=0,56 pu)*

2. P_{min}

Där P_{min} är lägsta nivå med reglerförmåga.

För en del generatorer som har undermagnetiseringsbegränsaren utanför statorströmbegränsaren finns det även behov av att testa statorströmbegränsaren vid undermagnetisering. För dessa kraftproduktionsmoduler utförs nedanstående simulering beskrivning i tabell 11.

Steg 5:	Minska succesivt generatorns spänningsbörvärde tills statorströmbegränsaren aktiveras.
Steg 6:	Öka spänningsbörvärdet så att statorströmbegränsaren släpper.
Steg 7:	Minska återigen spänningsbörvärdet tills statorströmbegränsaren ånyo aktiveras.
Steg 8:	Öka spänningsbörvärdet till normal spänning.

Tabell 11. Utförande av simulering för statorströmbegränsare vid undermagnetisering

6.2.4. Analys av simulering

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

6.2.5. Resultat av simulering

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- *Statorströmbegränsaren aktiveras på inställd statorströmgräns och tidsfördröjning*

6.3. V/Hz begränsare

6.3.1. Hänvisning till krav

- *Funktionen finns inte kravställd i (EU) 2016/631 RfG eller EIFS 2018:2*

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

6.3.2. Syfte med simulering

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

6.3.3. Utförande av simulering

Simuleringen utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering eller motsvarande som håller den aktiva effektproduktionen konstant. Spänningsregulatorn ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering. Simuleringen ska innehålla de steg som beskrivs i tabell 12.

Steg 0:	Gäller endast om kraftproduktionsmodulen är i husturbindrift. Minska frekvensbörvärdet så att frekvensen hamnar strax ovanför 47,5 Hz.
Steg 1:	Öka succesivt generatorns spänningsbörvärde tills V/Hz begränsaren aktiveras.
Steg 2:	Minska spänningsbörvärdet så att V/Hz begränsaren släpper.
Steg 3:	Öka återigen spänningsbörvärdet tills V/Hz begränsaren ånyo aktiveras.
Steg 4:	Minska spänningsbörvärdet till normal spänning.

Tabell 12. Utförande av simulering för V/Hz begränsare

6.3.4. Analys av simulering

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

6.3.5. Resultat av simulering

Simuleringen ska anses som godkänd om:

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

6.4. Undermagnetiseringsbegränsare

6.4.1. Hänvisning till krav

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

6.4.2. Syfte med simulering

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

6.4.3. Utförande av simulering

Simuleringen utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering eller motsvarande som håller den aktiva effektproduktionen konstant. Spänningsregulatorn ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering. Simuleringen ska innehålla de steg som beskrivs i tabell 13.

Steg 1:	Minska succesivt generatorns spänningsbörvärde tills undermagnetiseringsbegränsaren aktiveras.
Steg 2:	Öka spänningsbörvärdet så att undermagnetiseringsbegränsaren släpper.
Steg 3:	Minska återigen spänningsbörvärdet tills undermagnetiseringsbegränsaren ånyo aktiveras.
Steg 4:	Öka spänningsbörvärdet till normal spänning.

Tabell 13. Utförande av simulering för undermagnetiseringsbegränsare

Simuleringen på undermagnetiseringsbegränsaren utförs på följande aktiva effektnivåer:

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

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

6.4.4. Analys av simulering

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

6.4.5. Resultat av simuleringen

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- *Undermagnetiseringsbegränsaren aktiveras på inställd undermagnetiseringsgräns och tidsfördröjning*

VATTENFALL