

Ärende nr: Svk 2021/5426

Datum: 2023-05-23

---

# Synkron kraftproduktionsmodul: Bilaga 5

**Simulering**

---

# Svenska Kraftnät

---

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

## **Version 1.1**

Org. Nr 202 100-4284

Svenska kraftnät  
Box 1200  
172 24 Sundbyberg  
Sturegatan 1

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

# Innehåll

1	Inledning .....	4
2	Simuleringsmodell .....	5
3	Aktiv effekt och frekvensreglering .....	7
3.1	Begränsat frekvenskänslighetsläge vid överfrekvens – LFSM-O .....	7
3.2	Begränsat frekvenskänslighetsläge vid underfrekvens - LFSM-U .....	14
3.3	Frekvenskänslighetsläge – FSM – dödband och okänslighet .....	20
3.4	Frekvenskänslighetsläge – FSM – snabbhet i reglering samt statik .....	26
3.5	Snabb nedreglering av aktiv effekt .....	31
3.6	Reglerbarhet och reglerområden för aktiv effekt .....	33
3.7	Snabbhet i reglering av aktiv effekt .....	36
3.8	Övergång till husturbindrift .....	39
4	Reaktiv effekt och spänningsreglering .....	41
4.1	Reglerbarhet av spänning - Stegförändring av spänningsbörvärdet vid anslutning till överföringssystemet .....	41
4.2	Stegförändring av spänningsbörvärdet i tomgång .....	44
4.3	PSS och bandbredds begränsning .....	46
5	Feltålighet .....	52
5.1	Feltålighet .....	52
5.2	Återhämtning efter fel .....	55
6	Test av begränsare och skydd .....	56
6.1	Fältströmbegränsare .....	56
6.2	Statorströmbegränsare .....	57
6.3	V/Hz begränsare .....	60
6.4	Undermagnetiseringsbegränsare .....	61

# 1 Inledning

Den här bilagan är en del av instruktionen som beskriver processen för kravverifiering för en synkron kraftproduktionsmodul ansluten till överföringssystemet. I den här bilagan listas de simuleringar som visar på teoretisk överensstämmelse som behövs inför tillfälligt driftsmeddelande. Verifiering av kravuppfyllnad genom provning, se bilaga 6, utförs inför slutligt driftsmeddelande och motsvarar till stora delar simuleringarna i denna bilaga. En del av simuleringarna, där inte kravuppfyllnad kan påvisas genom överensstämmelseprovning, återupprepas med en validerad simuleringsmodell inför slutligt driftsmeddelande.

## 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. Den modell, eller de modeller, som används för överensstämmelsesimuleringarna behöver inte vara den RMS modell som ska tillhandahållas till berörd systemansvarig för simuleringar av kraftsystemet enligt bilaga 4, utan ska utformas för att ha tillräcklig prestanda för de simuleringar de används till.

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, pannodynamik, 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 lindningskopplautomatik

Berörd systemansvarig har rätt att återupprepa överensstämmelsesimuleringarna och därmed ska även de modeller som anläggningsägaren använt för dessa simuleringar tillhandahållas till berörd systemansvarig både inför tillfälligt driftsmeddelande och slutligt driftsmeddelande enligt bilaga 4.

I utvärderingen inför tillfälligt driftsmeddelande bedömer systemansvarig modellens noggrannhet baserat på modellen och simuleringsresultaten.

Inför slutligt driftsmeddelande verifieras kravuppfyllnaden genom en överensstämmelseprovning enligt bilaga 6 med syftet att bekräfta den teoretiska kravuppfyllnaden som påvisas inför tillfälligt driftsmeddelande. Resultaten från överensstämmelseproven används även för att validera simuleringsmodellerna och uppdatera modellerna vid behov, vilket redovisas i en modellvalideringsrapport enligt bilaga 7. Den krävda 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 nätekivalent som tillhandahålls av berörd systemansvarig efter förfrågan från anläggningsägaren. Omfattningen av nätekivalenten 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 reglering av aktiv effekt och frekvens görs ett antal simuleringar. Dessa simuleringar syftar till att utvärdera kraftproduktionsmodulens svar i aktiv effekt på antingen ett ändrat börvärde 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 kan en nätekvivalent modelleras förenklat som en stark källa. För att testa frekvensregleringen ändras frekvensen som är insignal till regulatorn enligt provschema.

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, pannodynamik, 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

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

#### 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 aktiv effektproduktion och att detta sker snabbt för att rädda kraftsystemet. Nedregleringen av aktiv effekt ska då vara minst lika snabb som föreskrivs för FSM, dvs. aktiveringen ska påbörjas inom 2 sekunder och fullt utreglerad aktiv effekt ska ges inom 30 s.

Många kraftproduktionsmoduler deltar i marknaden för stödtjänster, exempelvis FCR-D. Kraven för dessa stödtjänster kan inbegripa krav för hur övergång mellan FCR-D och LFSM-O ska göras för att övergången till LFSM-O inte ska störa FCR-D-leveransen. Exakta krav finns beskrivet i de tekniska kraven för FCR-N och FCR-D.

### 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. Simulering utförs dels med frekvensramper för att verifiera frekvensdödbandet, dels frekvenssteg för att verifiera statik och snabbhet i regleringen.

#### *Frekvensramp*

De frekvensramper som påförs turbinregulatorn vid test av dödbandet vid LFSM-O visas i Tabell 1 och Figur 1.

Tabell 1 Frekvensförändringar som påförs regulatorn vid LFSM-O simulering.

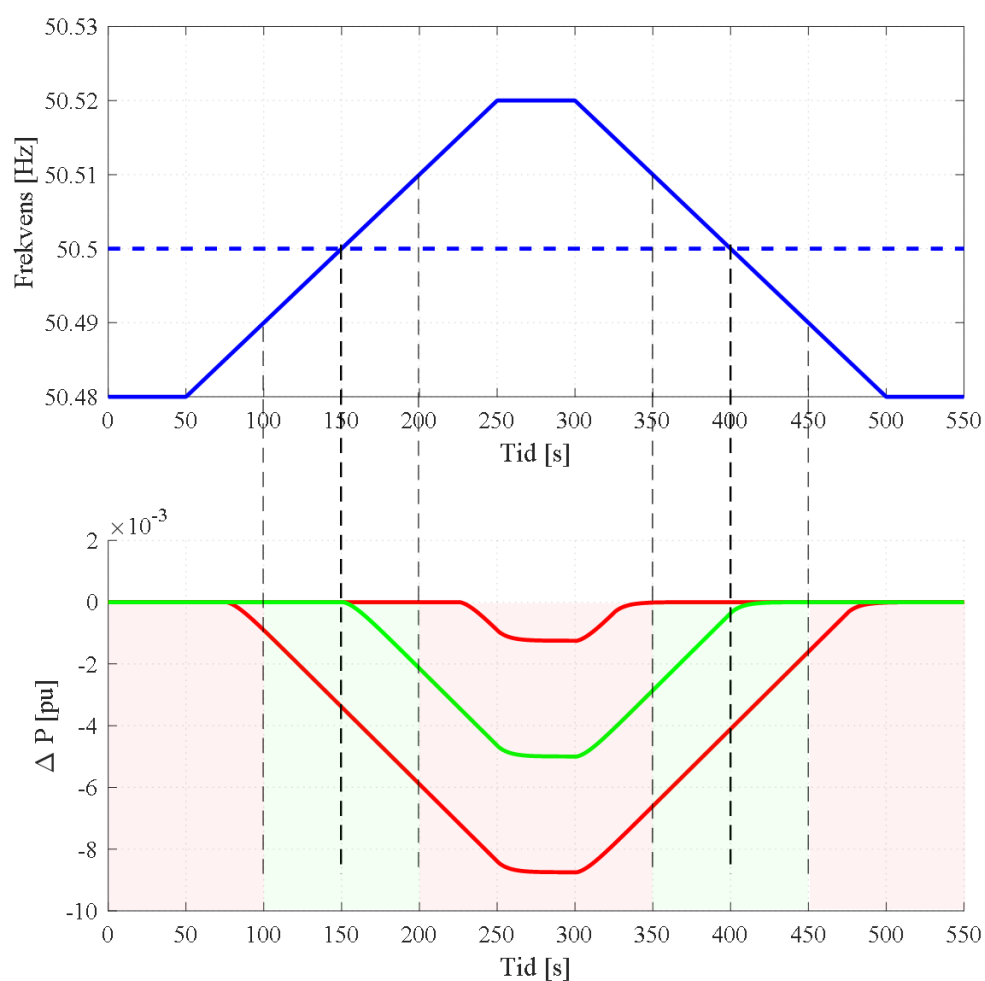
Ändring	Frekvensändring
1	Steg: 50,00 => 50,48 Hz
2	Ramp: 0,2 mHz/s under 200 s (50,48 => 50,52 Hz)
3	Ramp: -0,2 mHz/s under 200 s (50,52 => 50,48 Hz)
4	Steg: 50,48 => 50,00 Hz



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

Prov med frekvensramp utförs enbart på en (valfri) effektnivå enligt nedan.

- >  $P_{\max}$
- > Lägsta nivå med reglerförmåga +  $0,15 * P_{\max}$



Figur 1 Simulering med frekvensramp för att verifiera frekvensdödband, grön kurva och grönt område visar när kravet uppfylls och röda kurvor och rött område visar när kravet inte uppfylls.

### Frekvenssteg

De olika frekvenssteg, se Figur 2, som påförs turbinregulatorn visas i Tabell 2.

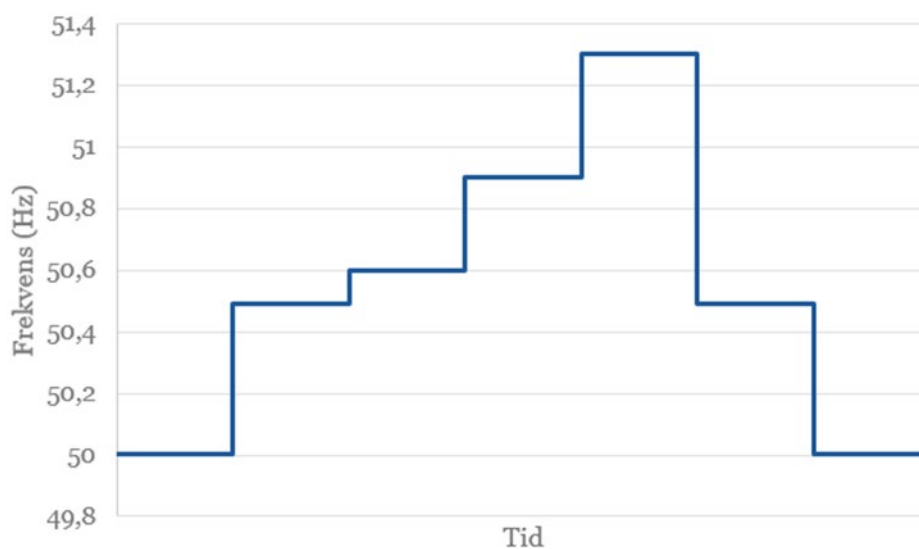
Tabell 2 Frekvenssteg som påförs turbinregulatorn vid test av LFSM-O.

Steg	Frekvenssteg
Steg 1	50,00 => 50,50 Hz
Steg 2	50,50 => 50,60 Hz
Steg 3	50,60 => 50,90 Hz
Steg 4	50,90 => 51,30 Hz
Steg 4b	För den lägsta effektnivån justeras effektbörvärdet upp från lägsta nivå med reglerförmåga+0,15*P <sub>max</sub> till lägsta nivå med reglerförmåga+0,25*P <sub>max</sub>
Steg 5	51,30 => 50,50 Hz
Steg 6	50,50 => 50,00 Hz

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

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

- > P<sub>max</sub>
- > Lägsta nivå med reglerförmåga+0,15\* P<sub>max</sub>



Figur 2 Frekvenssteg vid test av LFSM-O.

### 3.1.5 Analys av simulering

Frekvensrampssimuleringarna plottas i analogi med Figur 1, dvs. det ska tydligt ses i figuren när frekvensen går utanför frekvensdödbandet så att det lätt går att avläsa när den aktiva effekten börjar och slutar att förändras. Som visas i figuren ska förändringen påbörjas/avslutas inom det gröna området.

Utformningen av regleringen innebär emellertid att en viss tidsfördröjning fås ifrån att frekvensen ändras tills att responsen ses i aktiv effekt. Om detta innebär att kravet är på gränsen till att klaras finns möjlighet att återupprepa simuleringen fast med ännu lägre frekvensramp än 0,2 mHz/s.

Utifrån utförda simuleringar av frekvenssteg tas stationär aktiv effektökning,  $\Delta P$ , vid varje frekvenssteg,  $\Delta f$ , fram.

Många turbinregulatorer använder exempelvis pådragsåterkoppling istället för aktiv effekttåterkoppling. För dessa regulatorer tas även pådragsförändringen,  $\Delta Y$ , fram och snabbheten i regleringen studeras även utifrån pådraget. Pådraget ska vid redovisningen vara skalat så att 100 % pådrag motsvarar  $P_{\max}$ .

### 3.1.6 Resultat av simulering

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- > Frekvensrampssimulering visar att den aktiva effekten börjar förändras då frekvensen är utanför frekvensdödbandet (grönt område i Figur 1) och slutar att förändras då frekvensen är innanför frekvensdödbandet (grönt område i Figur 1). En acceptans på 10 mHz avvikelse accepteras, dvs. frekvensdödbandet accepteras vara mellan 0,49-0,51 Hz.
- > Frekvenssteg 1-6 resulterar i förändring av den aktiva effektproduktionen i enlighet med Tabell 3. För varje enskilt frekvenssteg accepteras en tolerans på  $\pm 0,5$  % av  $P_{\max}$  (exempelvis för steg 4 accepteras en effektminskning på 9,5-10,5 % av  $P_{\max}$ ). Ackumulerat, dvs. för  $\Delta P_{\text{tot}}$ , accepteras en tolerans på  $\pm 1,0$  % av  $P_{\max}$ .

Tabell 3 Krav på effektförändring vid simulering av olika frekvenssteg vid LFSM-O.

Steg	Frekvenssteg	$\Delta P$ (% av $P_{\max}$ )	$\Delta P_{\text{tot}}$ (% av $P_{\max}$ )
Steg 1	50,00 => 50,50 Hz	0	0
Steg 2	50,50 => 50,60 Hz	-2,5	-2,5
Steg 3	50,60 => 50,90 Hz	-7,5	-10
Steg 4	50,90 => 51,30 Hz	-10*	-20**
Steg 5	51,30 => 50,50 Hz	+20**	0

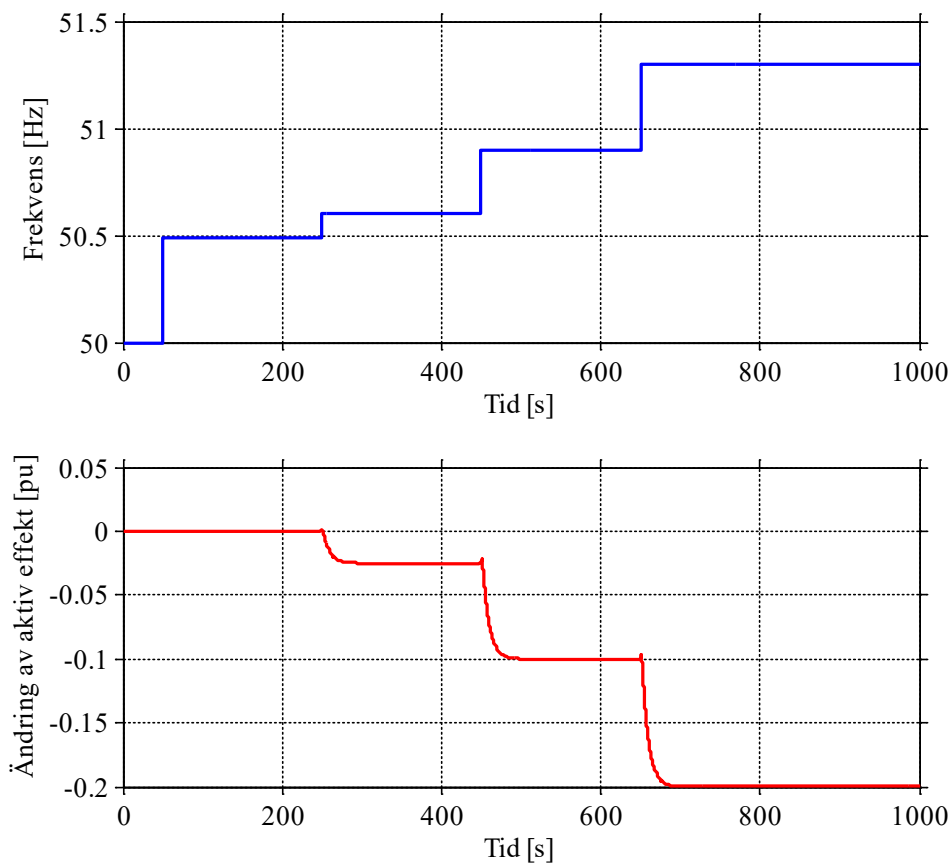
Steg 6	50,50 => 50,00 Hz	0	0
--------	-------------------	---	---

\*-5 %vid lägsta effektnivån pga. begränsning vid lägsta nivå med reglerförmåga och förändring av effektbörvärdet.

\*\*±15 %vid lägsta effektnivån pga. begränsning vid lägsta nivå med reglerförmåga och förändring av effektbörvärdet.

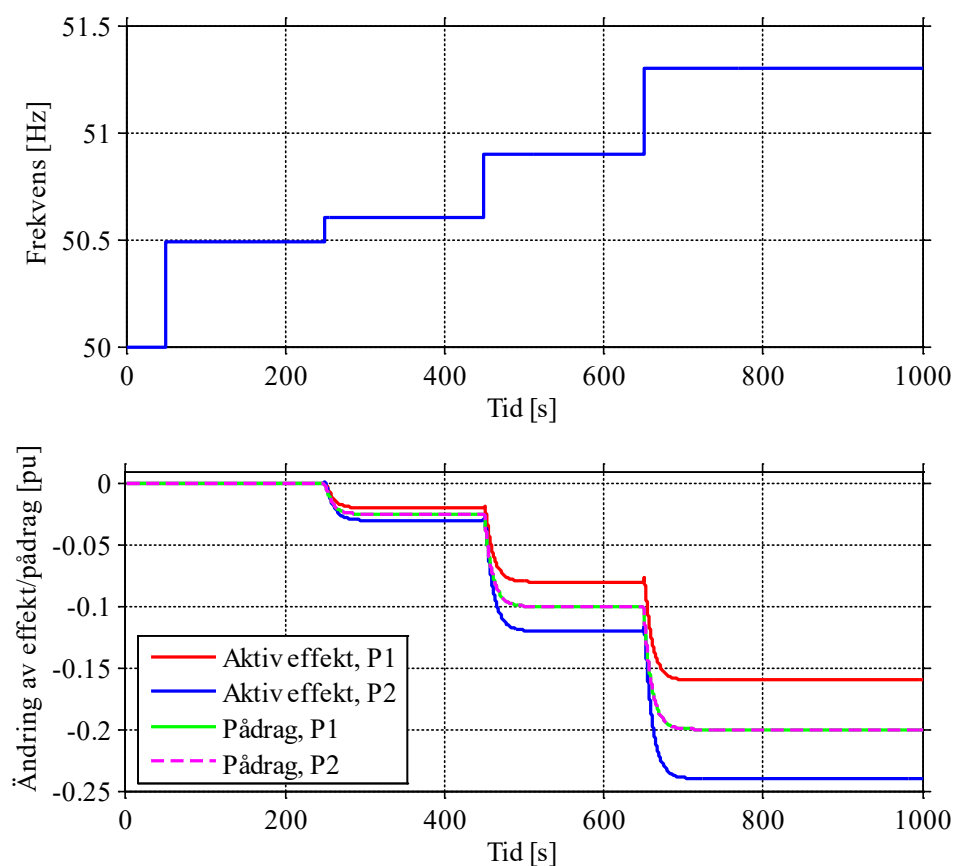
- > Snabbheten i regleringen innebär att den aktiva effekten vid frekvenssteg 4 (gäller ej för lägsta belastningsnivån) kan minska med 10 % av  $P_{max}$  på 30 s (en tolerans på ±0,5 % accepteras, dvs. minskningen skall vara inom intervallet 9,5–10,5 % av  $P_{max}$  efter 30 s).
- > Påbörjad minskning 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.
- > Påläggning av frekvenssteg inte resulterar i stationära aktiva effektpendlingar med en amplitud större än 0,1 % av  $P_{max}$ .
- > Ändring av effektbörvärdet vid den lägsta effektnivån och frekvensen 51,3 Hz resulterar inte i någon förändring av den aktiva effektproduktionen.

Ett exempel på resultat från simulering av frekvensreglering för ett vattenkraftaggregat med effekttåterkoppling visas i Figur 3. Här följer den aktiva effekten det önskade värdet vid en statik på 8 %.



Figur 3 Exempel på resultat från simulering för LFSM-O med effektåterkoppling.

I Figur 4 visas motsvarande exempel som i Figur 3 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 4 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 4 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

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

### 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.

Många kraftproduktionsmoduler deltar i marknaden för stödtjänster, exempelvis FCR-D. Kraven för dessa stödtjänster kan innebära krav för hur övergång mellan FCR-D och LFSM-U ska göras för att övergången till LFSM-U inte ska störa FCR-D-leveransen. Exakta krav finns beskrivet i de tekniska kraven för FCR-N och FCR-D.

### 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 aktiv effektreglering med LFSM-U med 8 % statik och 0,5 Hz dödband genom att applicera en simulerad frekvens in på turbinregulatorn. Simulering utförs dels med frekvensramper för att verifiera frekvensdödbandet, dels frekvenssteg för att verifiera statik och snabbhet i regleringen.

#### *Frekvensramp*

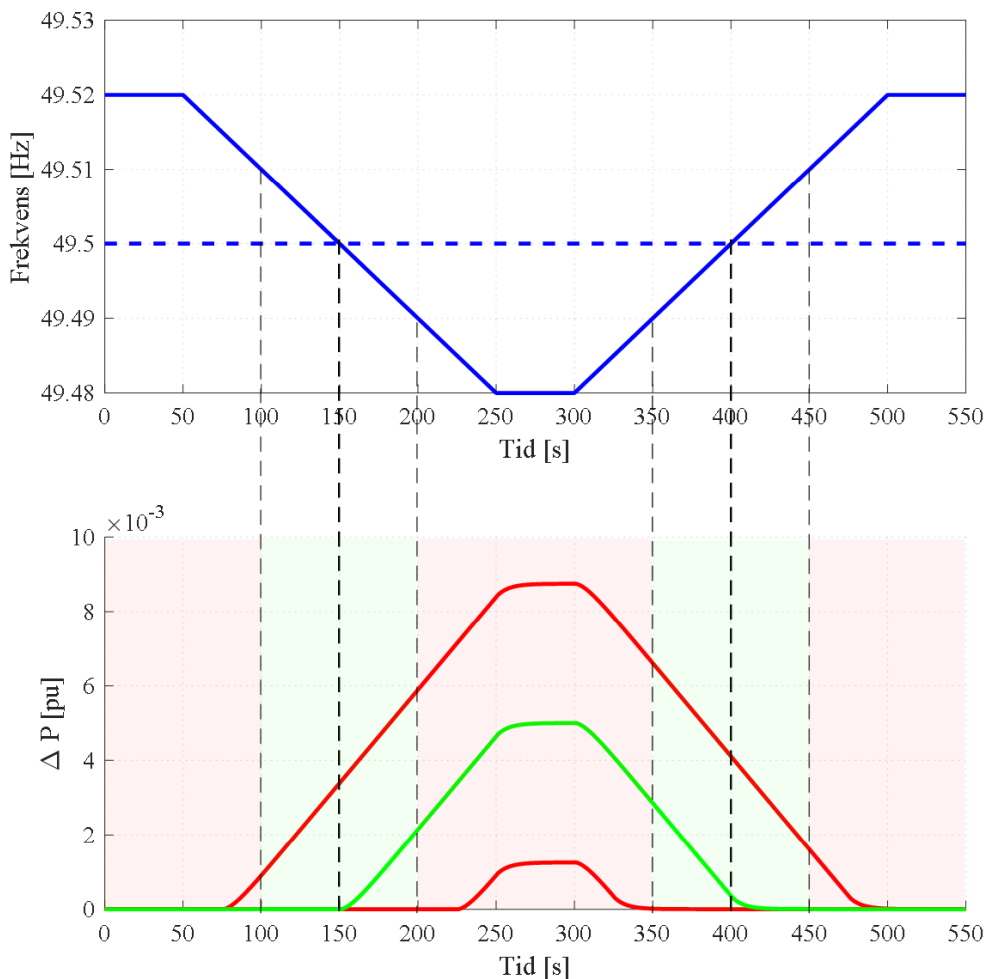
De frekvensramper som påförs turbinregulatorn vid test av dödbandet vid LFSM-U visas i Tabell 4 och Figur 5.

Tabell 4 Frekvensförändringar som påförs regulatorn vid LFSM-U simulering.

Ändring	Frekvensändring
1	Steg: 50,00 => 49,52 Hz
2	Ramp: -0,2 mHz/s under 200 s (49,52 => 49,48 Hz)
3	Ramp: +0,2 mHz/s under 200 s (49,48 => 49,52 Hz)
4	Steg: 49,52 => 50,00 Hz

Innan varje ny frekvensförändring påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts. Stationärtillstånd anses ha uppnåtts när >99,9 % av den stationära effektförändringen i varje steg uppnåtts. Simulering med frekvensramp utförs enbart på en (valfri) effektnivå enligt nedan.

- > 80 % av  $P_{\max}$
- > Lägsta nivå med reglerförmåga



Figur 5 Simulering med frekvensramper för att verifiera frekvensdödband, grön kurva och grönt område visar när kravet uppfylls och röda kurvor och rött område visar när kravet inte uppfylls.

### Frekvenssteg

De olika frekvenssteg, Figur 6, som påförs turbinregulatorn visas i Tabell 5

Tabell 5 Frekvenssteg som påförs turbinregulatorn vid test av LFSM-U

Steg	Frekvenssteg
Steg 1	50,00 => 49,50 Hz
Steg 2	49,50 => 49,40 Hz

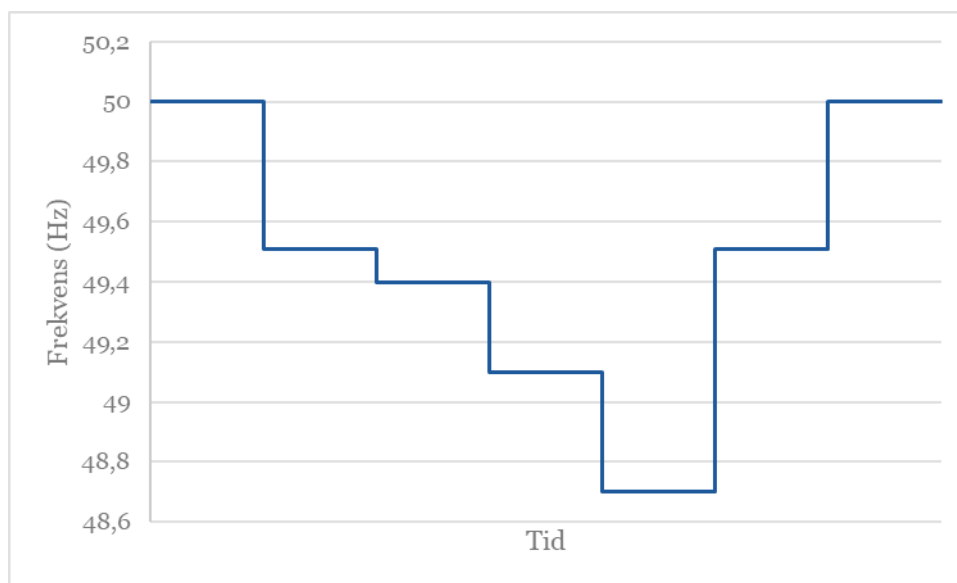


Steg 3	49,40 => 49,10 Hz
Steg 4	49,10 => 48,70 Hz
Steg 5	48,70 => 49,50 Hz
Steg 6	49,50 => 50,00 Hz

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

Samtliga moment enligt Tabell 5 utförs med en initial belastningsnivå (vid 50,00 Hz) på följande effektnivåer:

- > 80 % av  $P_{\max}$
- > Lägsta nivå med reglerförmåga



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

### 3.2.5 Analys av simulering

Frekvensrampssimuleringarna plottas i analogi med Figur 5 dvs. det ska tydligt ses i figuren när frekvensen går utanför frekvensdödbandet så att det lätt går att avläsa när den aktiva effekten börjar och slutar att förändras. Som visas i figuren ska förändringen påbörjas/avslutas inom det gröna området. Utformningen av regleringen innebär emellertid att en viss tidsfördröjning fås ifrån att frekvensen ändras tills att responsen ses i aktiv effekt. Om detta

innebär att kravet är på gränsen till att klaras finns möjlighet att återupprepa simuleringen fast med ännu lägre frekvensramp än 0,2 mHz/s.

Utifrån utförda simuleringar av frekvenssteg tas stationär aktiv effektökning,  $\Delta P$ , vid varje frekvenssteg,  $\Delta f$ , fram.

Många turbinregulatorer använder exempelvis pådragsåterkoppling istället för aktiv effektåterkoppling. För dessa regulatorer tas även pådragsförändringen,  $\Delta Y$ , fram och snabbheten i regleringen studeras även utifrån pådraget. Pådraget ska vid redovisningen vara skalat så att 100 % pådrag motsvarar  $P_{\max}$ .

### 3.2.6 Resultat av simulering

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- > Frekvensrampssimuleringarna visar att den aktiva effekten börjar förändras då frekvensen är utanför frekvensdödbandet (grönt område i Figur 5) och slutar att förändras då frekvensen är innanför frekvensdödbandet (grönt område i Figur 5). En acceptans på 10 mHz avvikelse accepteras, dvs. frekvensdödbandet accepteras vara mellan 0,49-0,51 Hz.
- > Frekvenssteg 1-6 resulterar i förändring av den aktiva effektproduktionen i enlighet med Tabell 6. För varje enskilt frekvenssteg accepteras en tolerans på  $\pm 0,5$  % av  $P_{\max}$  (exempelvis för steg 4 accepteras en effektökning på 9,5-10,5 % av  $P_{\max}$ ). Ackumulerat, dvs. för  $\Delta P_{\text{tot}}$ , accepteras en tolerans på  $\pm 1,0$  % av  $P_{\max}$ .

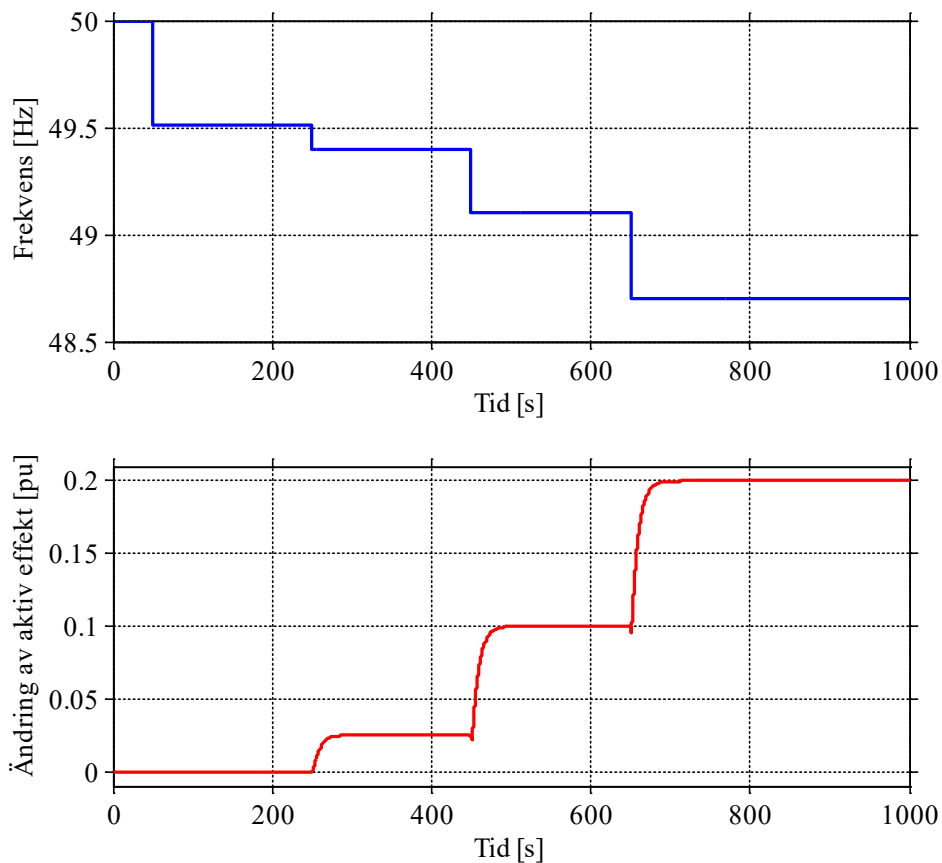
Tabell 6 Krav på effektförändring vid simulering av olika frekvenssteg vid LFSM-U.

Steg	Frekvenssteg	$\Delta P$ (% av $P_{\max}$ )	$\Delta P_{\text{tot}}$ (% av $P_{\max}$ )
Steg 1	50,00 => 49,50 Hz	0	0
Steg 2	49,50 => 49,40 Hz	+2,5	+2,5
Steg 3	49,40 => 49,10 Hz	+7,5	+10
Steg 4	49,10 => 48,70 Hz	+10	+20
Steg 5	48,70 => 49,50 Hz	-20	0
Steg 6	49,50 => 50,00 Hz	0	0

- > 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  $\pm 0,5$  % accepteras, dvs. ökningen skall vara inom intervallet 9,5–10,5 % av  $P_{\max}$  efter 30 s).
- > Påläggning av frekvenssteg inte resulterar i stationära aktiva effektpendlingar med en amplitud större än 0,1 % av  $P_{\max}$ .

Ett exempel på resultat från simulering av frekvensreglering med aktiv effektåterkoppling visas i Figur 7. Här följer den aktiva effekten det önskade värdet vid en statik på 8 %.



Figur 7 Exempel på resultat från simulering för LFSM-U med aktiv effektåterkoppling.

## 3.3 Frekvenskänslighetsläge – FSM – dödband och okänslighet

### 3.3.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 15.2.d
- > EIFS 2018:2: Kapitel 3, 23-28 §

### 3.3.2 Bakgrund till krav

Frekvensen i kraftsystemet hålls normalt inom 49,9-50,1 Hz men bortfall av exempelvis en stor produktionskälla eller HVDC-länk kan 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.

För de kraftproduktionsmoduler som kvalificerats utifrån de nya kraven på FCR-D (pilot med de nya kraven genomfördes 2021/2022), både FCR-D upp och FCR-D ned, behöver ingen prekvalificering ske av FSM. Observera att de nya kraven på FCR-D kräver omfattande provning med frekvenssteg, frekvensramper och överlagrade sinusformade variationer av frekvensen. Det innebär mer provning för FCR-D jämfört med de krav på provning som gäller enligt bilaga 6. Dessutom är kravet på snabbhet och stabilitet för FCR-D hårdare än för FSM.

Syftet med simuleringen är att säkerställa att dödbandet kan regleras och anta värdena  $\pm 0,1$  Hz och  $\pm 0,2$  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 för FSM ska vid simuleringen vara inställd på 12 %.

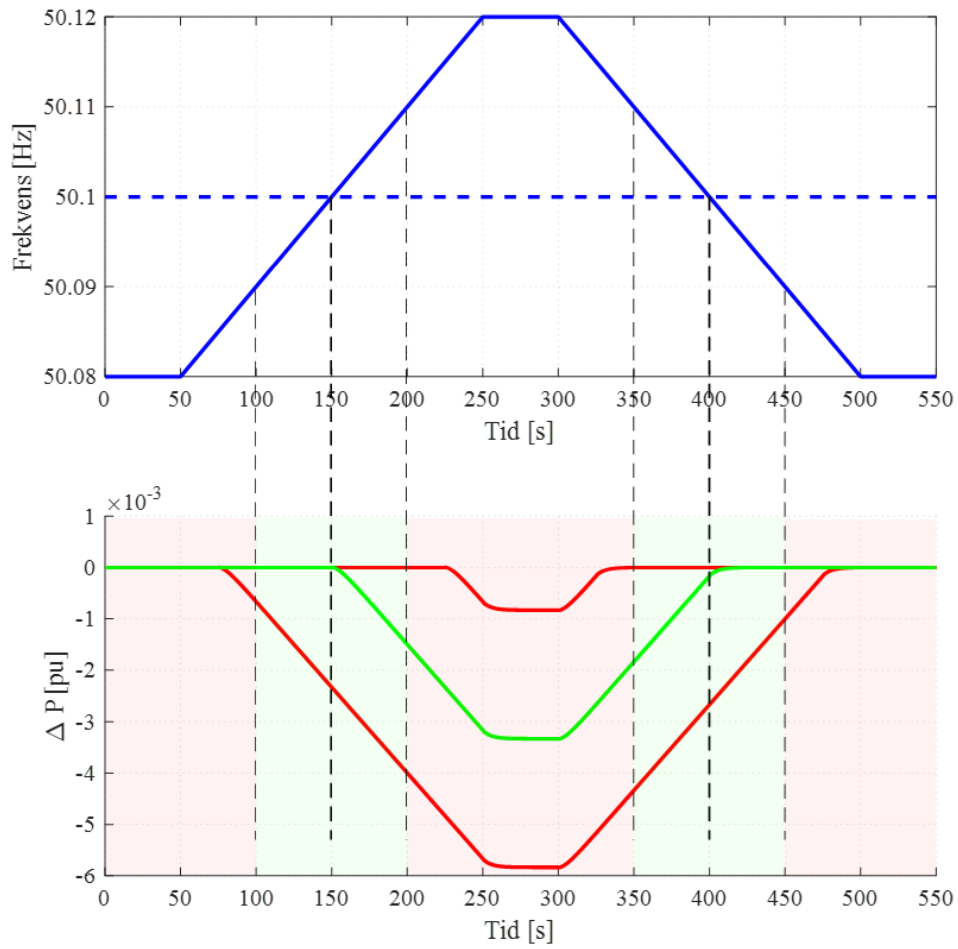
### 3.3.4 Utförande av simulering

Simuleringen utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod frekvensreglering (FSM) genom att applicera frekvens in på turbinregulatorn.

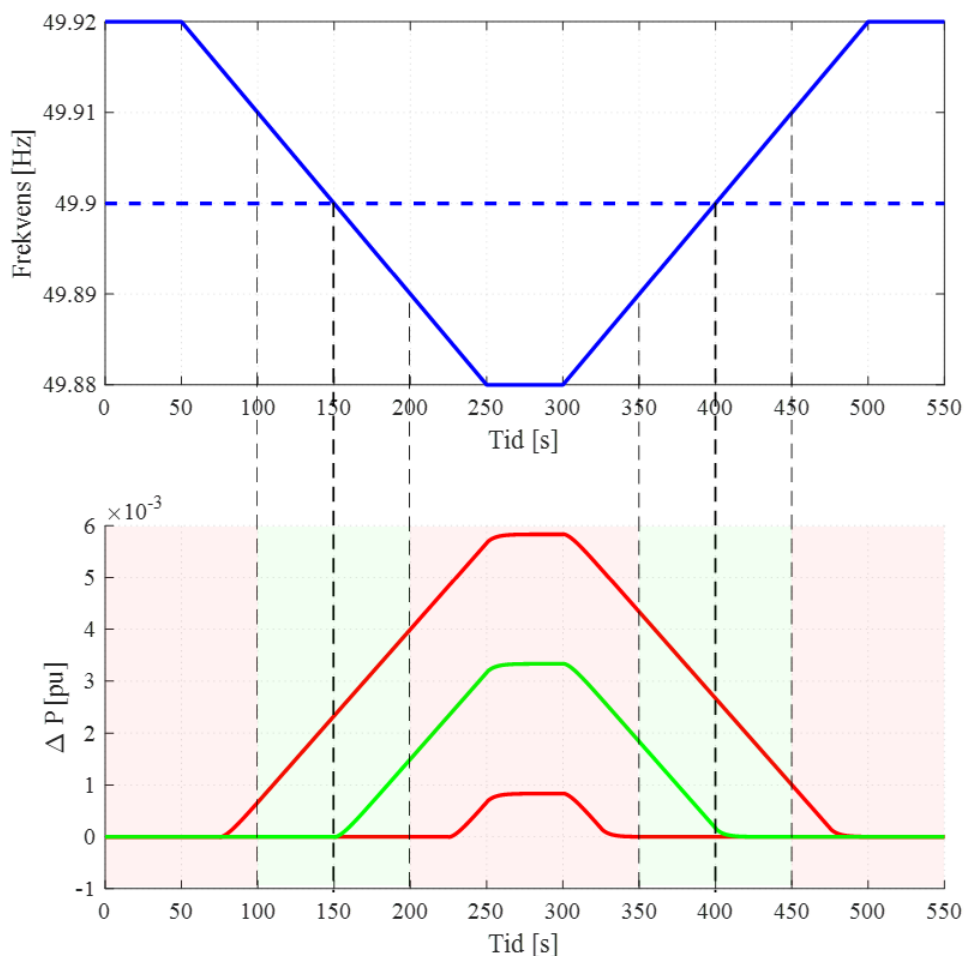
De olika frekvensändringar, både frekvenssteg och frekvensramper, som påförs regulatorn visas i Tabell 7 och frekvensramperna åskådliggörs även i Figur 8 och Figur 9.

Tabell 7 Frekvensförändringar som påförs regulatorn vid simulering av FSM vid frekvensdödband  $\pm 0,1$  Hz och statik 12 %.

Ändring	Frekvensändring
1	Steg: 50,00 => 50,08 Hz
2	Ramp: 0,2 mHz/s under 200 s (50,08 => 50,12 Hz)
3	Steg: 50,12 => 50,13 Hz
4	Steg: 50,13 => 50,12 Hz
5	Ramp: -0,2 mHz/s under 200 s (50,12 => 50,08 Hz)
6	Steg: 50,08 => 49,92 Hz
7	Ramp: -0,2 mHz/s under 200 s 49,92 => 49,88 Hz
8	Ramp: +0,2 mHz/s under 200 s (49,88 => 49,92 Hz)
9	Steg: 49,92 => 50,00 Hz



Figur 8 Simulering med frekvensramper för att verifiera frekvensdödband vid FSM och  $\pm 0,1$  Hz dödband, grön kurva och grönt område visar när kravet uppfylls och röda kurvor och rött område visar när kravet inte uppfylls, frekvensstegen 50,12 till 50,13 Hz och vice versa är inte inkluderade i figuren.



Figur 9 Simulering med frekvensramper för att verifiera frekvensdödband vid FSM och  $\pm 0,1$  Hz dödband, grön kurva och grönt område visar när kravet uppfylls och röda kurvor och rött område visar när kravet inte uppfylls.

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

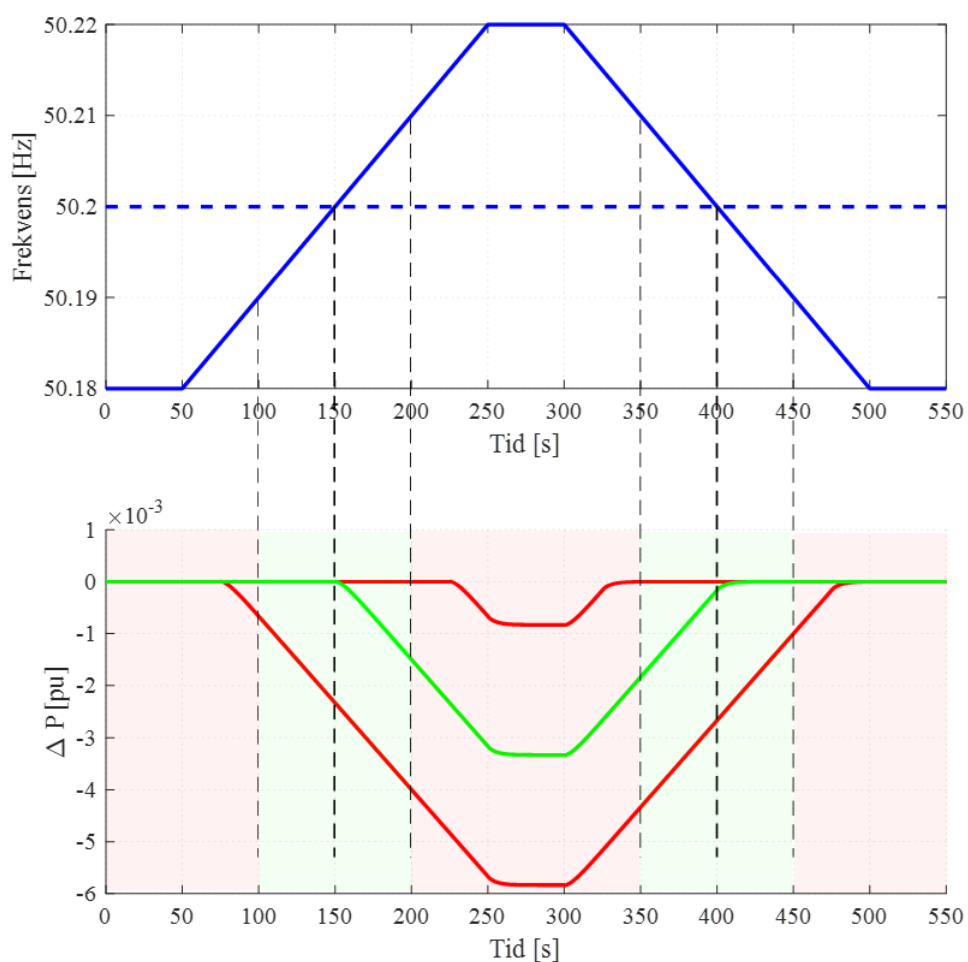
Samtliga moment enligt ovan utförs med en initial belastningsnivå (vid 50,00 Hz) på följande effektnivåer:

- > 95 % av  $P_{\max}$
- >  $0,5 * (P_{\max} + \text{Lägsta nivå med reglerförmåga})$

Frekvensdödbandet ställs in på  $\pm 0,20$  Hz och därefter påförs följande frekvensändring på regulatorn enligt Tabell 8 vid effektnivån 95 % av  $P_{\max}$ . Frekvensramperna åskådliggörs även i Figur 10 och Figur 11.

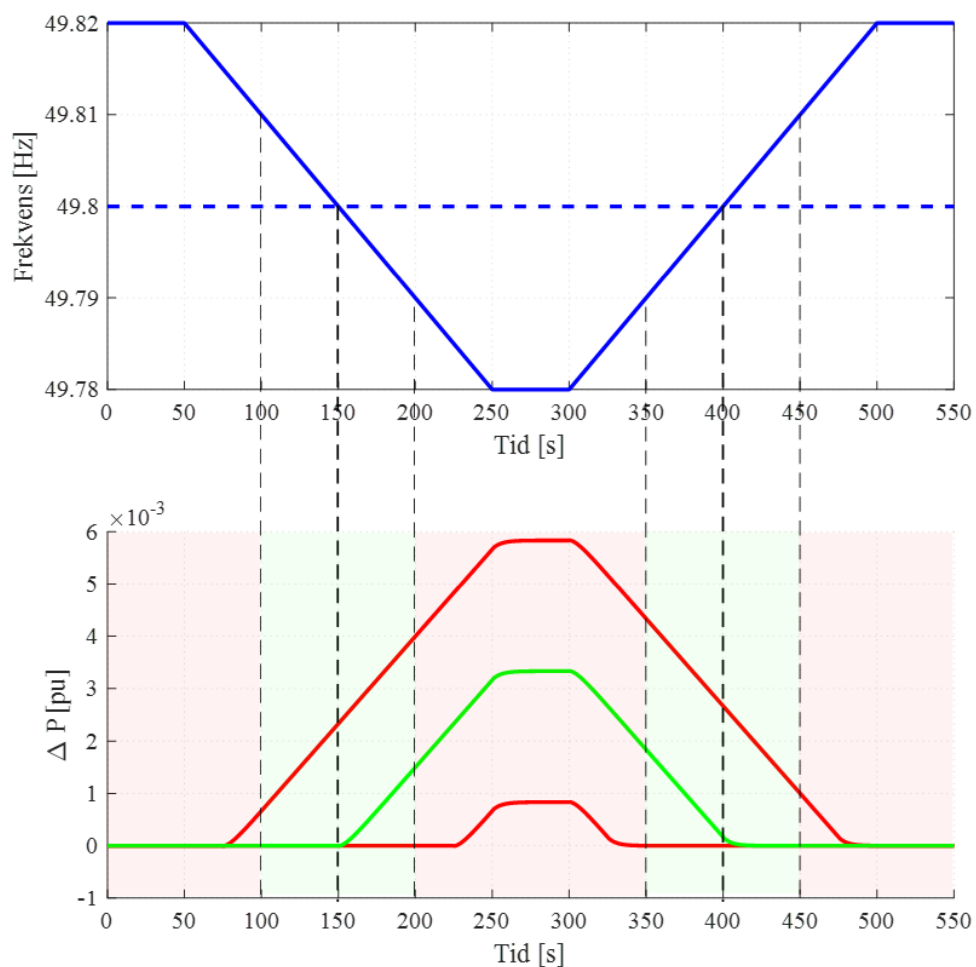
Tabell 8 Frekvensförändringar som påförs regulatorn vid simulering av FSM vid frekvensdödband  $\pm 0,2$  Hz och statik 12 %.

Ändring	Frekvensändring
10	Steg: 50,00 => 50,18 Hz
11	Ramp: 0,2 mHz/s under 200 s (50,18 => 50,22 Hz)
12	Ramp: -0,2 mHz/s under 200 s (50,22 => 50,18 Hz)
14	Steg: 50,18 => 49,82 Hz
15	Ramp: -0,2 mHz/s under 200 s (49,82 => 49,78 Hz)
16	Ramp: 0,2 mHz/s under 200 s (49,78 => 49,82 Hz)
17	Steg: 49,82 => 50,00 Hz



Figur 10 Simulering med frekvensramper för att verifiera frekvensdöband vid FSM och  $\pm 0,2$  Hz döband, grön kurva och grönt område visar när kravet uppfylls och röda kurvor och rött område visar när kravet inte uppfylls.





Figur 11 Simulering med frekvensramper för att verifiera frekvensdödband vid FSM och  $\pm 0,2$  Hz dödband, grön kurva och grönt område visar när kravet uppfylls och röda kurvor och rött område visar när kravet inte uppfylls.

### 3.3.5 Analys av simulering

Simuleringarna av frekvensramperna plottas i analogi med Figur 8 och Figur 9 respektive Figur 10 och Figur 11, dvs. det ska tydligt markeras i figuren när frekvensen går utanför frekvensdödbandet så att det lätt går att avläsa när den aktiva effekten börjar förändras.

### 3.3.6 Resultat av simulering

Simuleringen ska anses godkänd om:

- > Frekvensändring 1, 6, 9, 10, 14 och 17 inte resulterar i några förändringar i aktiv effektproduktion, dvs. inom frekvensdödbandet

- > Frekvensändring 2 och 5 samt 7 och 8 visar på ett frekvensdödband som är  $\pm 0,1$  Hz. En tolerans på  $\pm 10$  mHz accepteras, dvs. frekvensdödbandet ska vara inom 0,09-0,11 Hz.
- > Frekvensändring 11 och 12 samt 15 och 16 visar på ett frekvensdödband som är  $\pm 0,2$  Hz. En tolerans på  $\pm 10$  mHz accepteras, dvs. frekvensdödbandet ska vara inom 0,19-0,21 Hz.
- > Frekvensändring 3 och 4 resulterar i uppmätbara förändringar i aktiv effektproduktion, dvs. okänsligheten för frekvenssvar  $< 10$  mHz.

## 3.4 Frekvenskänslighetsläge – FSM – snabbhet i reglering samt statik

### 3.4.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 15.2.d
- > EIFS 2018:2: Kapitel 3, 23-28 §

### 3.4.2 Bakgrund till krav

Frekvensen i kraftsystemet hålls normalt inom 49,9-50,1 Hz men bortfall av exempelvis en stor produktionskälla eller HVDC-länk kan 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.

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

För de kraftproduktionsmoduler som kvalificerats utifrån de nya kraven på FCR-D (pilot med de nya kraven genomfördes 2021/2022), både FCR-D upp och FCR-D ned, behöver ingen prekvalificering ske av FSM. Observera att de nya kraven på FCR-D kräver omfattande provning med frekvenssteg, frekvensramper och överlagrade sinusformade variationer av frekvensen. Det

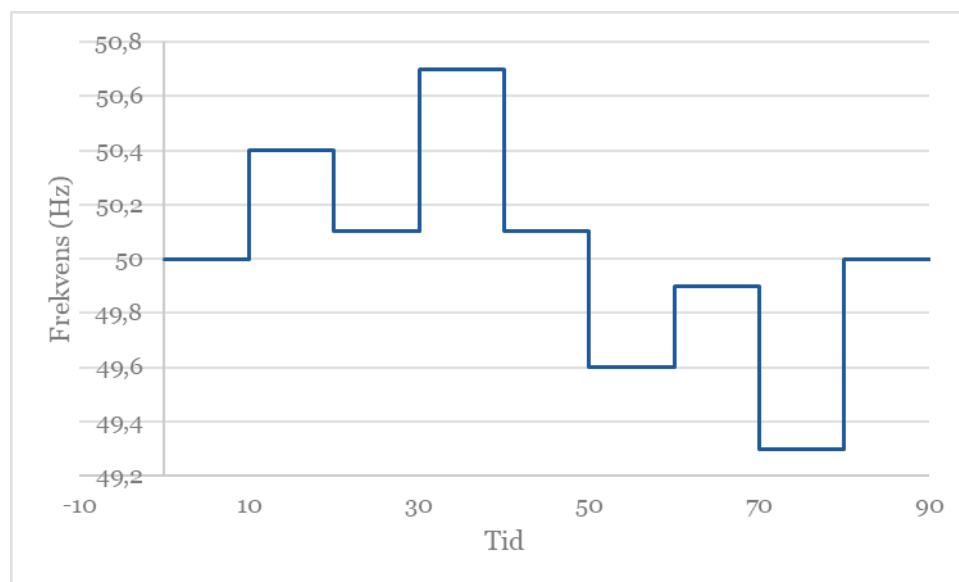
innebär mer provning för FCR-D jämfört med de krav på provning som gäller för FSM enligt bilaga 6. Dessutom är kravet på snabbhet och stabilitet för FCR-D hårdare än för FSM.

### 3.4.4 Utförande av simulering

Simuleringen utförs vid en statikinställning på 12 % och ett frekvensdödband på  $\pm 0,1$  Hz. De olika frekvenssteg som används visas i Tabell 9 och Figur 12.

Tabell 9 Frekvenssteg som påförs regulatorn.

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



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

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

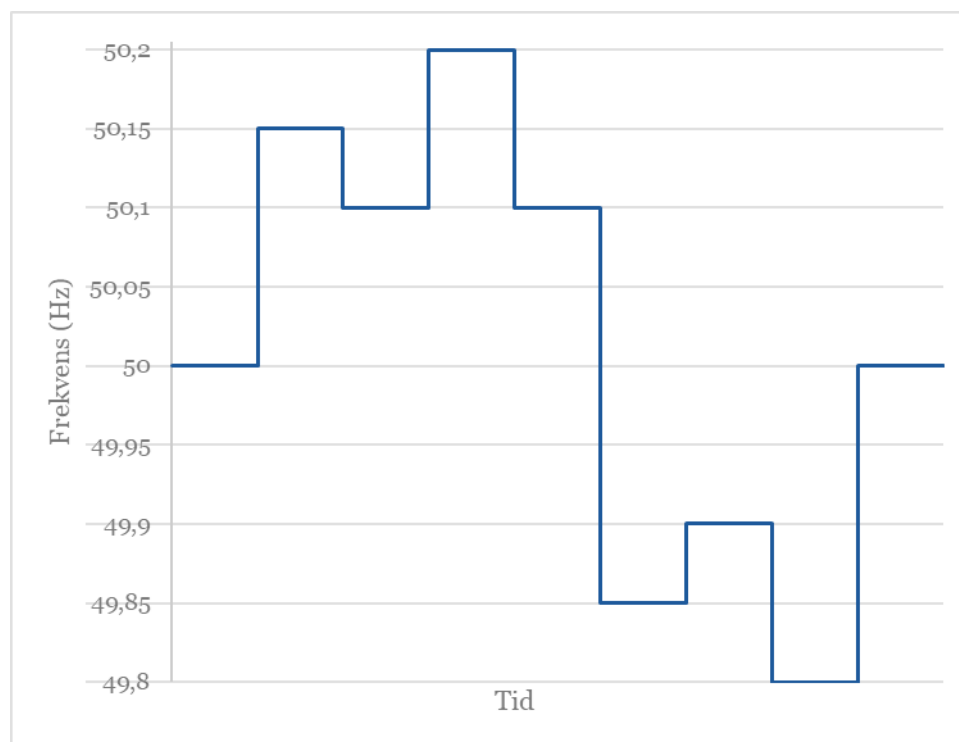
Samtliga moment enligt ovan utförs med en initial belastningsnivå (vid 50,00 Hz) på följande effektnivåer:

- > 90 % av  $P_{\max}$
- >  $0,5 * (P_{\max} + \text{Lågsta nivå med reglerförmåga})$

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 (bortsett från eventuell aktivering av LFSM-O/U) utförs simuleringen med mindre frekvenssteg enligt Tabell 10 och Figur 13.

Tabell 10 Frekvenssteg vid simulering av snabbheten för FSM vid frekvensdödband  $\pm 0,1$  Hz och statik 2 %.

Steg	Frekvenssteg
Steg 9	50,00 => 50,15 Hz
Steg 10	50,15 => 50,10 Hz
Steg 11	50,10 => 50,20 Hz
Steg 12	50,20 => 50,10 Hz
Steg 13	50,10 => 49,85 Hz
Steg 14	49,85 => 49,90 Hz
Steg 15	49,90 => 49,80 Hz
Steg 16	49,80 => 50,00 Hz



Figur 13 Frekvenssteg som ska påföras vid simulering av snabbheten för FSM vid frekvensdöband  $\pm 0,1$  Hz och statik 12 %.

### 3.4.5 Analys av simulering

Utifrån utförda frekvensstegsimuleringarna tas kurvor fram där stationär aktiv effektförändring,  $\Delta P$ , vid frekvenssteg,  $\Delta f$ , avläsas samt tiden det tar att uppnå denna förändring.

Många turbinregulatorer använder exempelvis pådragsåterkoppling istället för aktiv effekttåterkoppling. För dessa regulatorer tas även pådragsförändringen,  $\Delta Y$ , fram och snabbheten i regleringen studeras även utifrån pådraget. Pådraget ska vid redovisningen vara skalat så att 100 % pådrag motsvarar  $P_{\max}$ .

### 3.4.6 Resultat av simulering

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- > Förändringen av aktiv effekt i respektive frekvenssteg sker snabbare än vad som visas i Figur 14.
- > Påbörjad förändring i aktiv effekt erhålls inom 2 s efter att respektive frekvenssteg applicerats.
- > Snabbheten i regleringen innebär att den aktiva effekten vid frekvenssteg 11, 12, 15 och 16 kan förändras med 10 % av  $P_{\max}$  på 30 s (en tolerans på  $\pm 0,5$  %

accepteras, dvs. förändringen skall vara inom intervallet 9,5–10,5 % av  $P_{\max}$  efter 30 s).

- > Snabbheten i regleringen innebär att den aktiva effekten vid frekvenssteg 3, 4, 7 och 8 kan förändras med 11,7 % av  $P_{\max}$  på 30 s (en tolerans på  $\pm 0,5$  % accepteras, dvs. förändringen skall vara inom intervallet 11,2–12,2 % av  $P_{\max}$  efter 30 s).
- > Frekvenssteg 1-8 resulterar i förändring av den aktiva effektproduktionen i enlighet med Tabell 11 och frekvenssteg 9-16 i enlighet med Tabell 12. För varje enskilt frekvenssteg accepteras en tolerans på  $\pm 0,5$  % av  $P_{\max}$  (exempelvis för steg 11 accepteras en effektminskning på 9,5-10,5 % av  $P_{\max}$ ). Ackumulerat, dvs. för  $\Delta P_{\text{tot}}$ , accepteras en tolerans på  $\pm 1,0$  % av  $P_{\max}$ .

Tabell 11 Krav på effektförändring vid simulering av olika frekvenssteg vid FSM med 12 % statik och  $\pm 0,1$  Hz frekvensdödband.

Steg	Frekvenssteg	$\Delta P$ (% av $P_{\max}$ )	$\Delta P_{\text{tot}}$ (% av $P_{\max}$ )
Steg 1	50,00 => 50,40 Hz	-5,0	-5,0
Steg 2	50,40 => 50,10 Hz	+5,0	0
Steg 3	50,10 => 50,70 Hz	-11,7*	-11,7*
Steg 4	50,70 => 50,10 Hz	+11,7*	0
Steg 5	50,10 => 49,60 Hz	+5,0	+5,0
Steg 6	49,60 => 49,90 Hz	-5,0	0
Steg 7	49,90 => 49,30 Hz	+11,7**	+11,7**
Steg 8	49,30 => 50,00 Hz	-11,7**	0

\* Notera att LFSM-O med 8 % statik aktiveras vid 50,5 Hz.

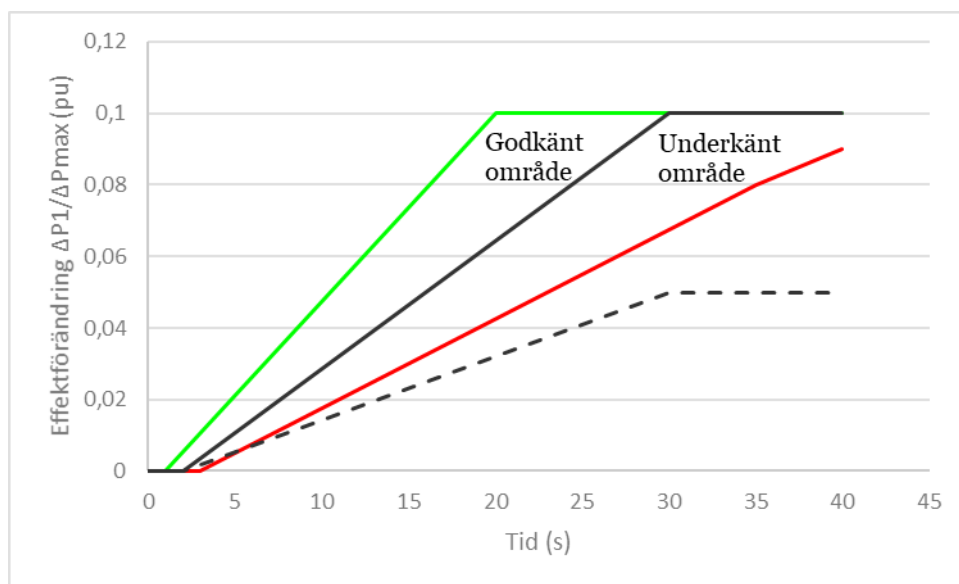
\* Notera att LFSM-U med 8 % statik aktiveras vid 49,5 Hz.  $\Delta P$  kan begränsas av  $P_{\max}$ .

Tabell 12 Krav på effektförändring vid simulering av olika frekvenssteg vid FSM med 2 % statik och  $\pm 0,1$  Hz frekvensdödband.

Steg	Frekvenssteg	$\Delta P$ (% av $P_{\max}$ )	$\Delta P_{\text{tot}}$ (% av $P_{\max}$ )
Steg 9	50,00 => 50,15 Hz	-5,0	-5,0
Steg 10	50,15 => 50,10 Hz	+5,0	0
Steg 11	50,10 => 50,20 Hz	-10,0	-10,0
Steg 12	50,20 => 50,10 Hz	+10,0	0
Steg 13	50,10 => 49,85 Hz	+5,0	+5,0
Steg 14	49,85 => 49,90 Hz	-5,0	0

Steg 15	49,90 => 49,80 Hz	+10,0	+10,0
Steg 16	49,80 => 50,00 Hz	-10,0	0

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



Figur 14 Krav på effektrespons vid en stegförändring av frekvensen med -0,1 Hz vid en statik på 2 % som ska ge en effektrespons på +10 % av  $P_{max}$ . Helt dragen svart linje visar gränsen för kravuppfyllnad, grön en en simulering som visar godkänt och röd en en simulering som visar underkänt resultat. Svartstreckad linje visar motsvarande krav som ska ge en effektrespons på +5 % av  $P_{max}$ .

## 3.5 Snabb nedreglering av aktiv effekt

### 3.5.1 Hänvisning till krav

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

### 3.5.2 Bakgrund och syfte med simulering

Det bakomliggande motivet till att den berörda systemansvarige för överföringssystemet önskar en snabb nedreglering av den aktiva effekten kan bero på flera olika anledningar men det troliga är att något inträffat i kraftsystemet som gjort att systemdrifttillståndet ändrats ifrån normaldrifttillstånd till skärpt drifttillstånd, nöddrifttillstånd eller nätsammanbrott. Detta kräver en snabb åtgärd för att återställa kraftsystemet

till normalt driftläge, exempelvis genom nätvärn, och kravet på nedreglering kan komma att skickas till ett flertal kraftproduktionsmoduler samtidigt.

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

### **3.5.3 Utförande av simulering**

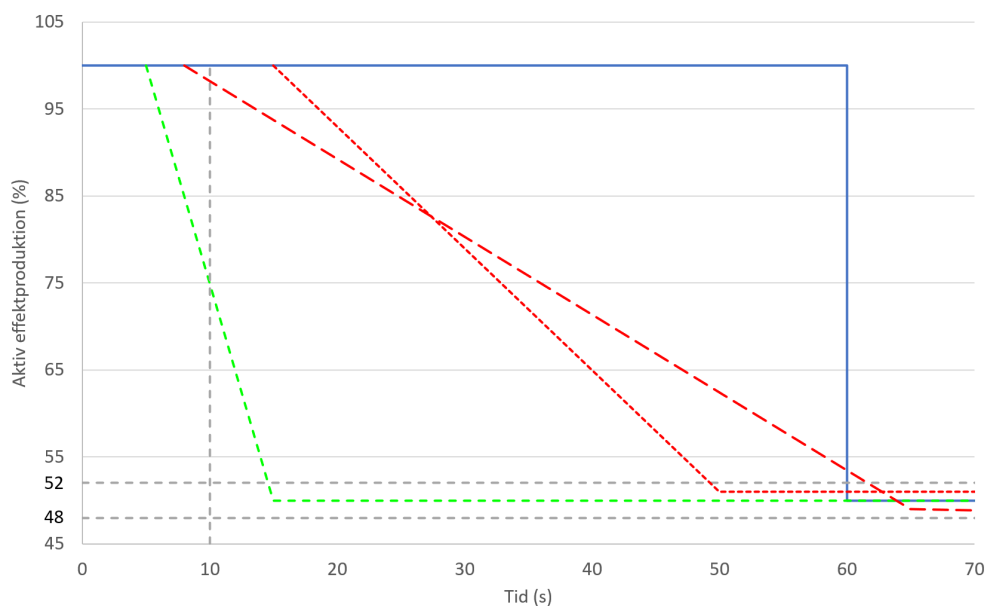
Simuleringen utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering och vid maximal kontinuerlig aktiv effektproduktion,  $P_{\max}$ . Referensvärdet för den aktiva effektproduktionen minskas från maximal aktiv effektproduktion ned till en aktiv effektproduktion motsvarande 50 % av maximal aktiv effektproduktion. Notera att fördröjningen på grund av kommunikationen för automatiska reglersystem ska inkluderas i simuleringen.

### **3.5.4 Resultat av simuleringen**

Simuleringen anses godkänt om:

- > Nedregleringen av aktiv effekt påbörjas inom 10 s efter att instruktion skickats, se gråstreckad lodrät linje i Figur 15. En viss kortvarig ökning kan accepteras under de första sekunderna om det är relaterat till naturliga begränsningar i kraftproduktionsmodulen, exempelvis vattenvägar i vattenkraftstationer.
- > Reduktion av aktiv effekt skett från maximal kontinuerlig aktiv effektproduktion ned till 50 % av maximal kontinuerlig aktiv effektproduktion inom 60 s se heldragen blå kurva i Figur 15.
- > Ny stationär aktiv effektnivå avviker <2 % ifrån inställd aktiv effektnivå, dvs. mellan 48-52 % av maximal aktiv effektproduktion, se gråstreckad vågräta linjer i Figur 15.
- > Eventuella ytterligare fördröjningar, som inte inkluderats i simuleringen, redovisas.





Figur 15 Krav på respons vid simulering, simuleringen anses godkänd om responsen påbörjas inom 10 s (lodrät gråstreckat område), går snabbare än heldragen blå linje samt om stationär nivå hamnar inom gråstreckat område. Grönstreckad kurva visar godkänt resultat medan röstreckade kurvor visar underkänt resultat.

## 3.6 Reglerbarhet och reglerområden för aktiv effekt

### 3.6.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 15.2.a-b, 15.6.e
- > EIFS 2018:2: Kapitel 3, 31 §

### 3.6.2 Bakgrund och syfte med simulering

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

Simuleringen syftar till att visa att en börvärdesförändring av aktiv effekt resulterar i att den aktiva effektproduktionen förändras inom den tid och omfattning som föreskrivs för kraftparksmoduler, vilket är att kunna reglera med en hastighet på 100 % per minut inom effektområdet 15 % - 100 % av  $P_{\max}$ .

Till skillnad från simuleringen på snabb nedreglering av aktiv effekt i avsnitt 3.5 inkluderar inte simuleringen kommunikation från ett eventuellt överliggande system.

### **3.6.3 Utförande av simulering**

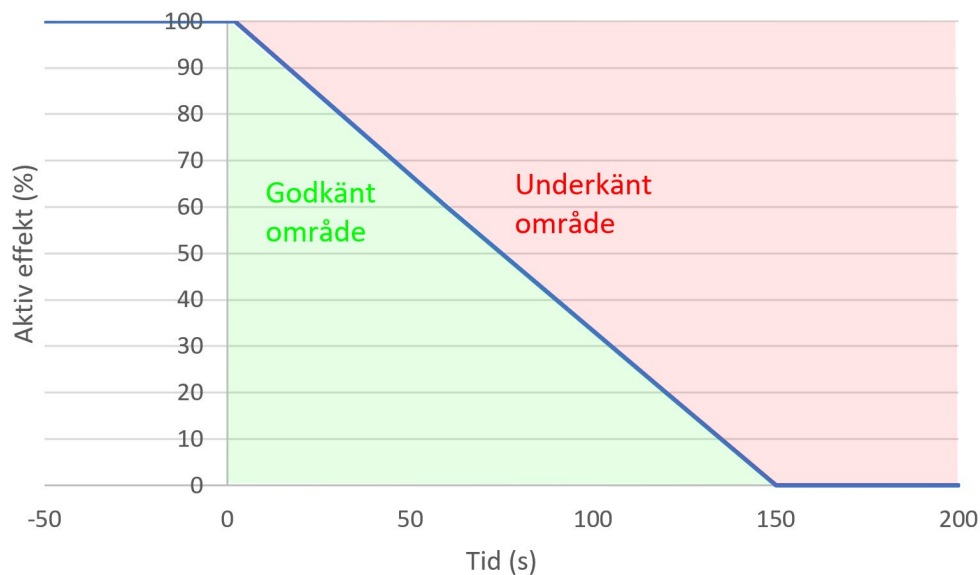
Simuleringen utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering och vid den högsta aktiva produktionsnivån som anges i effektområdet för respektive anläggningstyp. Effektbörvärdet för den aktiva effektproduktionen justeras i ett steg ned från den högsta produktionen ned till den lägsta 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. För de kraftproduktionsmoduler som har krav på att kunna reglera från 0 % men har problem att ligga på 0 % i aktiv effektproduktion kan istället lägsta värdet i aktiv effekt ersättas med valfri nivå inom det aktiva effektområdet 0-10 %.

### **3.6.4 Resultat av simuleringen**

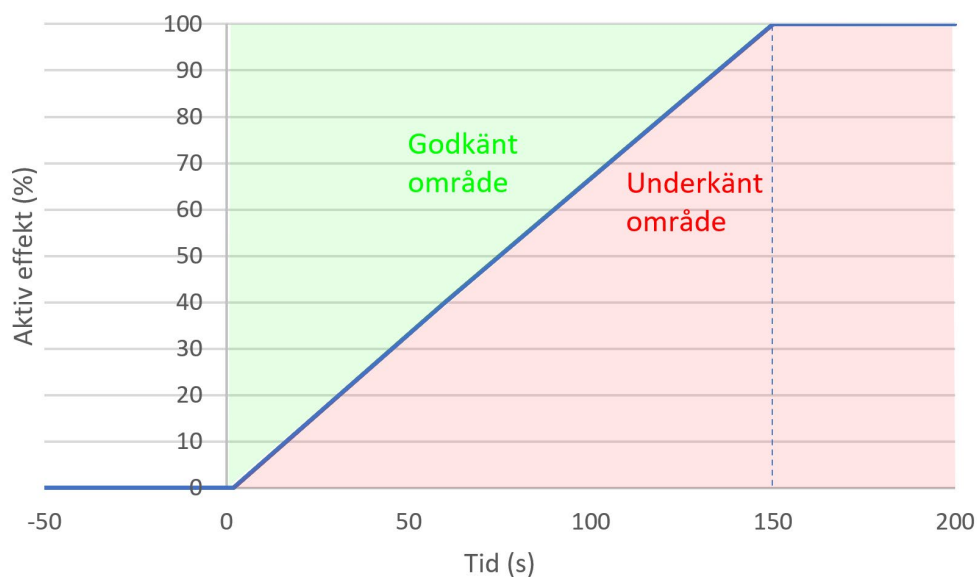
Simuleringen anses godkänd om:

- > Kraftproduktionsmodulen bibehåller stabil drift och anslutning till nätet vid den lägsta produktionen som anges i effektområdet för respektive anläggningstyp. Med stabil drift menas att avvikelser 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 i 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 (nedanför blå kurva) på nedregleringshastighet och reglerområde exemplifierat för ett vattenkraftaggregat i driftmod aktiv effekterglering.



Figur 17 Krav (ovanför blå kurva) på uppregleringshastighet och reglerområde exemplifierat för ett vattenkraftaggregat i driftmod aktiv effekterglering.

## 3.7 Snabbhet i reglering av aktiv effekt

### 3.7.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 15.6.e
- > EIFS 2018:2: Kapitel 3, 32 §

### 3.7.2 Bakgrund och syfte med simulering

Det bakomliggande motivet till att den berörda systemansvarige för överförings-systemet 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. Frekvensavvikelserna kan då vara så stora att mycket av den frekvensregleringskapacitet som finns tillgänglig i FSM och LFSM har aktiverats. 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 reglering av aktiv effekt kan ske 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 3.5 inkluderar inte simuleringen test av signal från ett eventuellt överliggande system.

### 3.7.3 Utförande av simulering

Simuleringen utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effekterreglering. De två olika steg,  $\Delta P_1$  och  $\Delta P_2$ , som föreskrivs för respektive anläggningstyp, se exempel i Figur 18 och Figur 19, appliceras som stegförändringar av effektbörvärdet enligt Tabell 13:

Tabell 13 Steg i börvärdet för aktiv effekt vid simulering av kraftproduktionsmodulens reglerförmåga av aktiv effekt.

Steg	Steg i börvärdet
Steg 1	Ökning av effektbörvärdet med $\Delta P_1$
Steg 2	Minskning av effektbörvärdet med $\Delta P_1$ , dvs. effektbörvärdet återgår till sitt ursprungliga värde.
Steg 3	Ökning av effektbörvärdet med $\Delta P_2$
Steg 4	Minskning av effektbörvärdet med $\Delta P_2$ , dvs. effektbörvärdet återgår till sitt ursprungliga värde.

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:

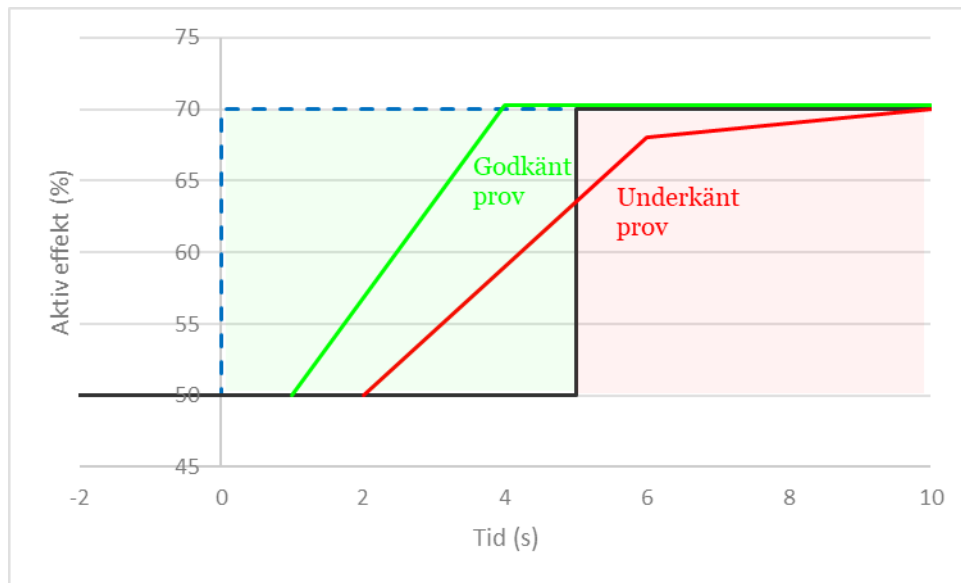
- > Lägsta nivå av föreskrivet effektområde, dock ej lägre än 5 %
- > Högsta nivå av föreskrivet effektområde-effektsteg  $\Delta P_1$  (eller  $\Delta P_2$ )
- > (Högsta nivå av föreskrivet effektområde + Lägsta nivå av föreskrivet effektområde)/2

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

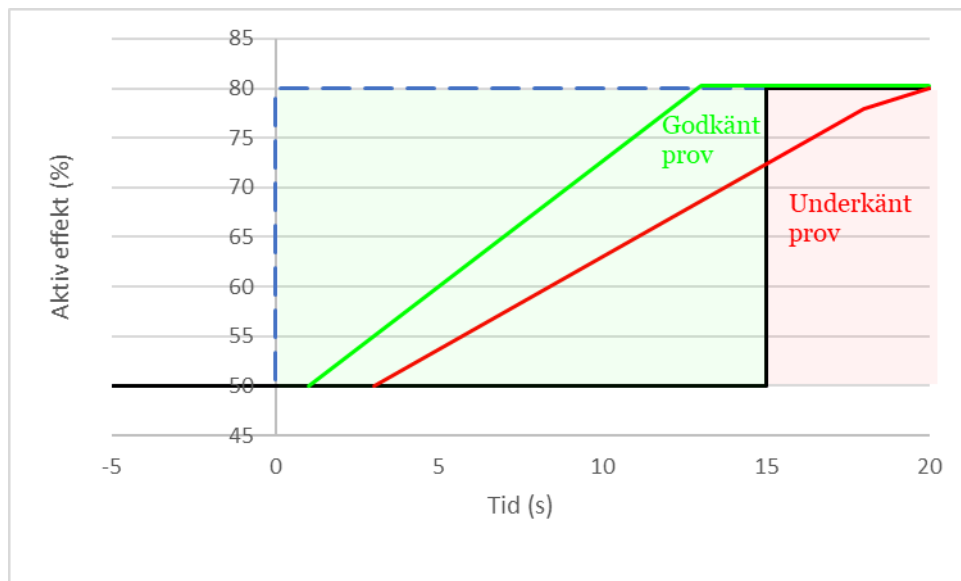
#### **3.7.4 Resultat av simulering**

Simuleringen ska anses godkänd om:

- > Förändringen av effektbörvärdet  $\Delta P_1$  MW uppåt och nedåt för samtliga simulerade effektnivåer resulterar i en förändring av den aktiva effektproduktionen som efter 5 s överstiger  $\Delta P_1$  MW
- > Förändringen av effektbörvärdet  $\Delta P_2$  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  $\Delta P_2$  MW (en tolerans på  $\pm 2$  % av effektsteget tolereras).



Figur 18 Exempel på simulering på Francisturbin, blåstreckad kurva visar förändring av effektbörvärdet med  $\Delta P_1$  (20 %) från en initial aktiv effektproduktion motsvarande 50 % av  $P_{max}$ . Svart är gränsen för kravuppfyllnad, grön en en simulering som visar godkänt och röd en en simulering som visar underkänt resultat.



Figur 19 Exempel på simulering på Francisturbin, blåstreckad kurva visar förändring av effektbörvärdet med  $\Delta P_2$  (30 %). Svart är gränsen för kravuppfyllnad, grön en simulering som visar godkänt och röd en simulering som visar underkänt resultat.

## 3.8 Övergång till husturbindrift

### 3.8.1 Hänvisning till krav

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

### 3.8.2 Simuleringsmodell

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

Viktiga egenskaper att inkludera i simuleringsmodellen är:

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

### 3.8.3 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 återsynkronisering 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.

### 3.8.4 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.

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

- > 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.

### 3.8.5 Resultat av simulering

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, dvs. det är viktigt att inkludera skyddsinställningar för spänning i analysen av kravuppfyllnad.
- > Kraftproduktionsmodulen klarar av den kraftiga frekvensökning/frekvenssänkning som fås efter husturbindriftövergångarna utan att kraftproduktionsmodulens skydd löser ut, dvs. det är viktigt att inkludera skyddsinställningar för frekvens i analysen av kravuppfyllnad.



## 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 nätekivalent tillhandahålls av berörd systemansvarig.

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 effektregering och automatisk spänningsreglering.
- > Dämpregulator (PSS) som är en tillsatsfunktion i spänningsregulatorn.
- > Relevanta skyddsinställningar.
- > Aggregattransformator inklusive lindningskopplautomatik.

### 4.1 Reglerbarhet av spänning - Stegförändring av spänningsbörvärdet vid anslutning till överföringssystemet

#### 4.1.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 2, artikel 19.2, (17.2)
- > EIFS 2018:2: 4 kap, 1 §

#### 4.1.2 Syfte med simulering

Kraftproduktionsmodulens förmåga att vid anslutning till överföringssystemet 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 effekreglering 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 aktiv och reaktiv kompensering (Q-U-lutning) ska dessa vara inställda på 0 %. Simuleringen utförs genom att applicera förändringar av spänningsbörvärdet listade i Tabell 14.

Tabell 14 Påförda förändringar av spänningsbörvärdet.

Steg	Förändring i spänningsbörvärdet
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 %

Innan varje nytt spänningssteg påförs ska stationärtillstånd uppnåts. 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  $\pm 5$  %. Detta används för att begränsa variationerna av spänningen vid överensstämmelseprov.

Om regulatorn är utformad med reaktiv kompensering ändras först den reaktiva kompenseringen ifrån 0 % till +5 % (+ innebär att spänningen på

generatorklämmorna ska minska med ökande reaktiv effektproduktion från generatoren) och sedan utförs några valda spänningssteg enligt ovan, exempelvis steg 9-12. Därefter ändras den reaktiva kompenseringen från +5 % till -5 % (- innebär att spänningen på generatorklämmorna ska öka med ökande reaktiv effektproduktion från generatoren) och sedan utförs några valda spänningssteg enligt ovan, exempelvis steg 9-12.

#### 4.1.1 Analys av simulering

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 generatoren 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. Utgå 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.

#### 4.1.2 Resultat av simulering

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- > Stationära generatorspänningen vid 0 % reaktiv kompensering, hamnar på inställt spänningsbörvärde (normalt tillåts en avvikelse mellan uppmätt spänning och spänningsbörvärde på  $\pm 0,1$  % av märkspänningen på generatoren 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 generatoren, vid  $\pm 5$  % reaktiv kompensering, inte varierar mer än  $\pm 0,1$  % (vid stora variationer av spänningen i anslutningspunkten kan större spänningsvariationer accepteras).

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

## 4.2 Stegförändring av spänningsbörvärdet i tomgång

### 4.2.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 2, artikel 19.2, (17.2)
- > EIFS 2018:2: 4 kap, 3-5 §

### 4.2.2 Syfte med simulering

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

### 4.2.3 Utförande av simulering

Detta är ett krav som är specificerat i EIFS 2018:2 4 kap, 3-5 § men berörd systemansvarig och berörd systemansvarig för överföringssystemet har möjlighet till att specificera andra parametrar och inställningar för komponenterna i reglersystemet för spänning. Det är en del av de projektspecifika uppgifterna och kraven som är listade i bilaga 1, avsnitt 2.

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.

Tabell 15 Påförda förändringar av spänningsbörvärdet.

Steg	Spänningssteg
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 %.

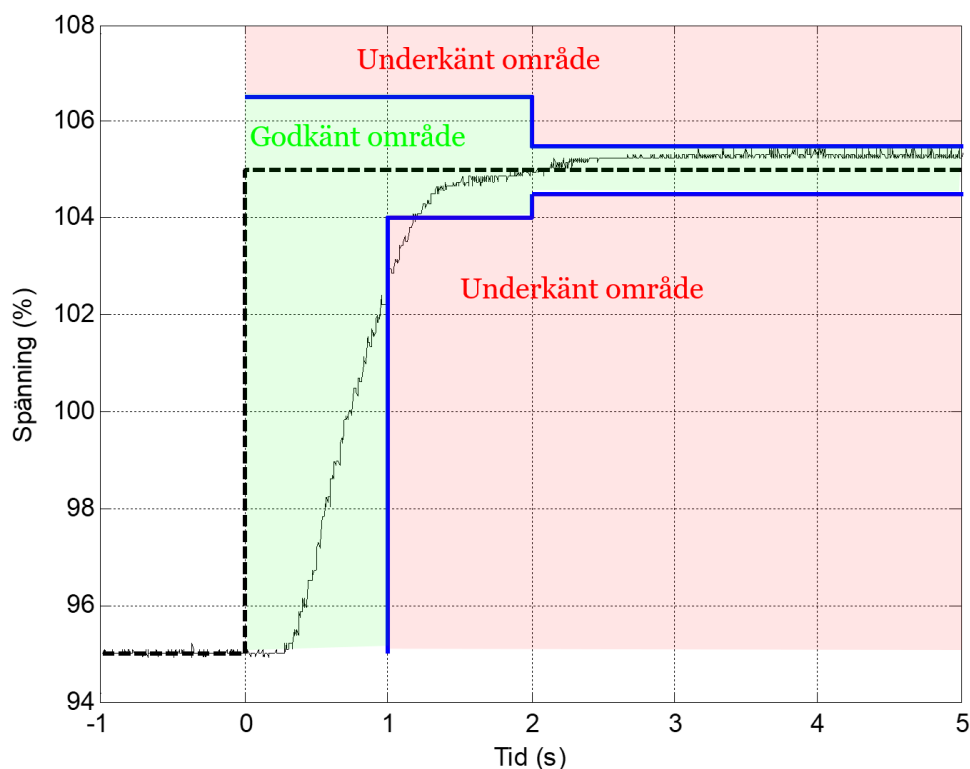
Steg 6	Spänningsbörvärdet ökar från 95 % till 105 %.
Steg 7	Spänningsbörvärdet minskar från 105 % till 95 %.
Steg 8	Spänningsbörvärdet ökar från 95 % till 100 %.

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

#### 4.2.4 Resultat av simulering

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.
- > Översvängen vid en stegändring av spänningsbörvärdet på 10 %, dvs. från 95-105 % samt 105-95 %, 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  $\pm 5$  % av spänningsförändringen 2 s efter stegändringen på 10 %, dvs. från 95-105 % samt 105-95, 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 berörd systemansvarig och berörd systemansvarig för överföringssystemet.



Figur 20 Krav på respons för en ofasad generator <50 MVA (inom heldragna blå linjer) vid en stegformad förändring av spänningsbörvärdet från 95-105 % (svartstreckad linje). Heldragen svart linje visar responsen för ett aggregat som inte klarar kravet då stigtiden är längre än 1 s.

## 4.3 PSS och bandbredds begränsning

### 4.3.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 2, artikel 19.2.b.v
- > EIFS 2018:2: 4 kap, 10 §

### 4.3.2 Syfte med simulering

Simuleringen syftar till att säkerställa att PSS funktionen i spänningsregulatorn bidrar till att dämpa effektpendlingar med en periodtid på 1-4 s.

#### *Simulering av maskin-starkt nät pendlingar*

### 4.3.3 Utförande av simulering

Simuleringen utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering, pådragsreglering eller annan driftmod som inte påverkas av frekvensändringar. Spänningsregulatorn ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering och PSS funktionen ska vid de inledande simuleringarna vara deaktiverad. Simuleringen utförs genom att applicera förändringar av spänningsbörvärdet. Detta sker genom att addera en tilläggssignal,  $\Delta V$ , till spänningsregulatorn.

Tabell 16 Spänningssteg.

Steg	Spänningssteg
Steg 1	Lägg till ett spänningssteg på 2 %, dvs. spänningsbörvärdet ökar från 100 % till 102 %. Steget kan antingen ligga kvar eller så tas spänningssteget bort efter kort tid för att efterlikna en impuls. Därefter får magnetiseringen stabiliseras under någon minut.
Steg 2	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -2 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 102 % till 100 % eller från 100 % till 98 %. Steget kan antingen ligga kvar eller så tas spänningssteget bort efter en kort tid för att efterlikna en impuls. Därefter får magnetiseringen stabiliseras under någon minut.
Steg 3	Lägg till ett spänningssteg på 4 %, dvs. spänningsbörvärdet ökar från 100 % till 104 %. Steget kan antingen ligga kvar eller så tas spänningssteget bort efter en kort tid för att efterlikna en impuls. Därefter får magnetiseringen stabiliseras under någon minut.
Steg 4	Lägg till ett spänningssteg på -4 %, dvs. spänningsbörvärdet minskar från 104 % till 100 % eller från 100 % till 96 %. Därefter får magnetiseringen stabiliseras under någon minut.

Steg 1-4 återupprepas därefter fast med PSS funktionen aktiverad.

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

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

### 4.3.4 Analys av simulering

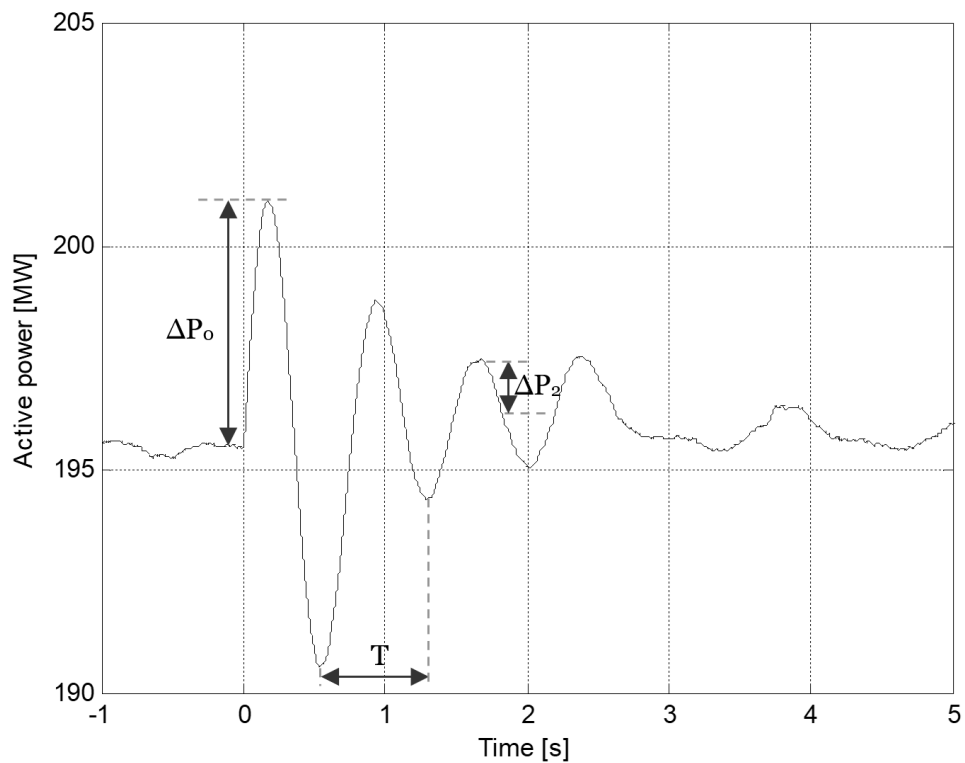
De effektpendlingar som uppkommer vid stegförändringen av spänningen kommer att vara sinusformade och ha en amplitud som minskar med tiden vilket exemplifieras från ett prov som visas i Figur 24. Amplituden för effektpendlingarna kan skrivas enligt:

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

Utifrån simuleringen avläses dels periodtiden på effektpendlingarna,  $T$ , dels amplituden på effektpendlingarna,  $\Delta P$ , vid olika tidpunkter. För att få en bättre uppskattning av amplituden på effektpendlingarna är det även rekommenderbart att genomföra en FFT analys.

Utifrån framtagna värden på effektpendlingarna beräknas dämpkonstanten  $k$  enligt:

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



Figur 21 Exempel på prov av dämpning av effektpendlingar efter en stegformad ändring av spänningsbörvärdet.

Uträkningarna görs både för fallen med och utan PSS aktiverad samt för bägge produktionsnivåerna.



### 4.3.5 Resultat av simuleringen

Simuleringen ska anses vara godkänd om dämpningen av effektpendlingarna blir bättre med PSS funktionen aktiverad. Det innebär att framräknad dämpningskonstant  $k$  ska vara större med PSS funktionen aktiverad. För många kraftproduktionsmoduler kommer periodtiden på pendlingarna att underskrida 1 s. Parametrisering av PSS funktion får då inte fokusera för mycket på dämpning av maskinstarkt nät pendlingarna om det får en negativ inverkan på dämpningen av pendlingar med periodtider mellan 1-4 s.

### *Simulering av pendlingsdämpning vid olika periodtider/frekvenser*

Ur kraftsystemets synvinkel är pendlingar med längre periodtid än maskinstarkt nät pendlingar av större intresse. Därför utförs även simulering där sinusformade spänningsvariationer appliceras i enlighet med beskrivningen i avsnitt 1.2.

### 4.3.6 Utförande av simulering

Simuleringen utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektregering, pådragsreglering eller annan driftmod som inte påverkas av frekvensändringar. Spänningsregulatorn ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering och PSS funktionen ska vid de inledande simuleringarna vara deaktiverad. Simuleringen utförs genom att applicera sinusformade förändringar av spänningsbörvärdet enligt:

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

De sinusformade variationerna påförs genom att addera en tilläggssignal,  $\Delta U$ , i spänningsregulatorn. De sinusformade variationerna ska ha en amplitud på 0,02 pu (1,0 pu motsvarar märkspänning) och ha en periodtid som varierar mellan 0,1 och 10 s.

Tabell 17 Sinusformad variation

Steg	Sinusformad variation av spänningen
Steg 1	Påför en sinusformad variation av spänningen med amplituden 0,02 pu och periodtiden 10 s. De sinusformade variationerna bör ligga på tills stationärtillstånd uppnås i pendlingarna av aktiv effekt, dvs. den aktiva effekten ska pendla sinusformigt med konstant amplitud.
Steg 2	Ändra periodtiden på den sinusformade variationen från 10 s till 8 s. De sinusformade variationerna bör ligga på tills stationärtillstånd uppnås i pendlingarna av aktiv effekt.
Steg 3	Ändra periodtiden för de sinusformade variationerna på samma sätt som i steg 2 för periodtiderna 7 s, 6 s, 5 s, 4 s, 3,5 s, 3 s, 2,5 s, 2 s, 1,5 s, 1,0 s,

0,9 s, 0,8 s, 0,6 s, 0,4 s, 0,2 s och 0,1 s. Innan periodtiden ändras ska stationärtillstånd ha uppnåtts.

Efter att simuleringen utförs återupprepas samtliga simuleringar ovan fast med PSS funktionen aktiverad. Simuleringen på PSS (med och utan aktivering) utförs på följande aktiva effektnivåer:

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

#### 4.3.7 Analys av simulering

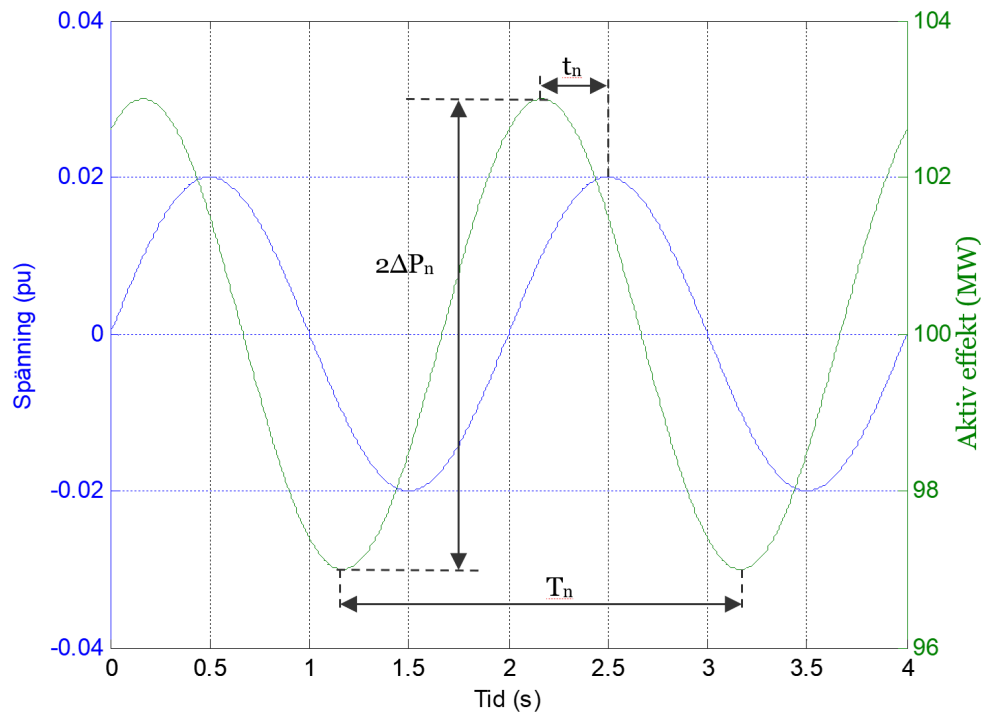
De aktiva effektpendlingar som uppkommer vid sinusformade variationer av spänningen kommer att vara sinusformade och ha samma periodtid,  $T_n$ , som periodtiden på den pålagda sinusformade spänningsvariationen enligt:

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

Amplituden,  $\Delta P_n$ , samt fasförskjutningen,  $\varphi_n$ , på de sinusformade effektvariationerna kommer att variera med periodtiden,  $T_n$  vilket exemplifieras i Figur 25. I figuren visas rena sinusformade variationer av den aktiva effekten men resultatet kan ofta avvika en del från rena sinusformade variationer. För dessa fall tas fundamentalkomponenten av effektpendlingen fram genom FFT analys.

Utifrån simuleringen fås amplituden på effektpendlingarna,  $\Delta P_n$  samt tidsfördröjningen,  $t_n$ , mellan de sinusformade spännings- och effektvariationerna. Eftersom en period motsvarar  $360^\circ$  beräknas fasförskjutningen mellan spänning och aktiv effekt enligt:

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



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

Utifrån framtagna värden på amplituder och fasförskjutningar ritas Bodeliknande diagram upp över förstärkning (amplitud på aktiva effekten) samt fasvridning (vinkel  $\varphi_n$  mellan aktiv effekt och spänning).

#### 4.3.8 Resultat av simulering

Simuleringen ska anses vara godkänd om dämpningen av effektpendlingarna med periodtider på 1-4 s (frekvensintervall 0,25-1 Hz) blir bättre, dvs. lägre amplitud på effektpendlingarna, med PSS funktionen aktiverad

## 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 berörd systemansvarig 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.
- > 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

#### 5.1.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 14.3 och 16.3
- > EIFS 2018:2: 3 kap, 35 § 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. Eftersom kraftproduktionsmodulen är verifierad för att förbli ansluten till nätet med en stabil drift för en spänning som ligger över den angivna kurvan i Figur 21 måste, för att klara kravet, spänningen vid simuleringen hamna över kurvan i Figur 21.

Simuleringen syftar till att:

- > Visa kraftproduktionsmodulens förmåga att förbli ansluten till nätet med stabil funktion vid en stum trefasig kortslutning i anslutningspunkten med en från-bortkopplingstid på 200 ms.

- > Visa att en trefasig kortslutning i anslutningspunkten med en frånkoblingstid på 200 ms resulterar i att spänningsprofilen i anslutningspunkten ej underskrider den spänningsprofil som visas med blå kurva i Figur 21 nedan.
- > Visa att de för kraftproduktionsmodulen nödvändiga hjälpkraftsystemen klarar av den spänning-tidprofil som fås i samband med en trefasig kortslutning i anslutningspunkten.

### **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. generatoren 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 berörd systemansvarig. Om inte ovanstående data/förutsättningar finns kan berörd systemansvarig 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.

Nätmodell och övriga förutsättningar för simuleringen är projektspecifika uppgifter som ska tillhandahållas av berörd systemansvarig inför anslutningsprocessen. Dessa projektspecifika uppgifter är listade i bilaga 1, avsnitt 6.

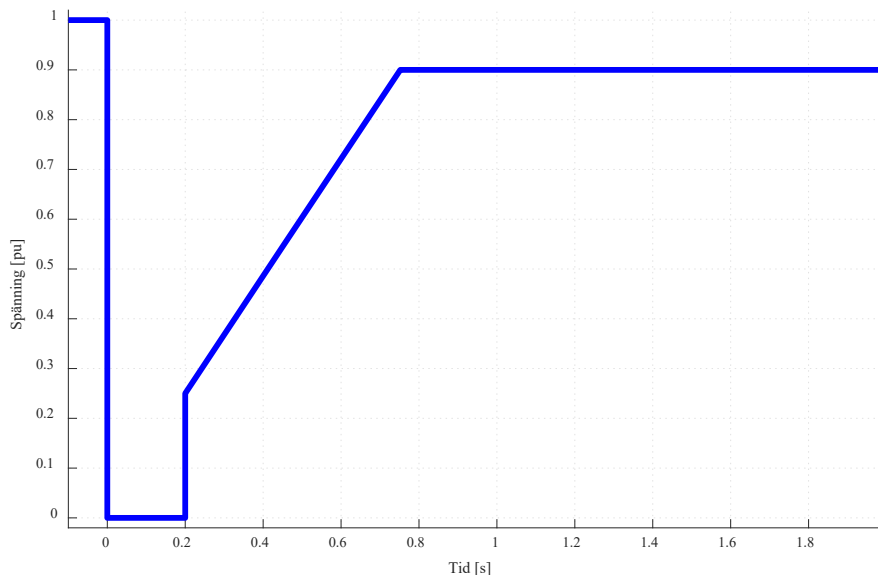
Visa att hjälpkraften klarar av de förhållanden som fås vid felet, genom att visa att skydd för hjälpkraften inte kopplar bort.

Ytterligare simuleringar kan behöva utföras om alternativa överensstämmelseprov ska utföras, med syftet att verifiera simuleringsmodellen. Detta bestäms i samråd med berörd systemansvarig och/eller berörd systemansvarig för överföringssystemet.

#### 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 efter att felet fränkopplats ligger över den nedre gräns som utgörs av den spännings-tidsprofil som anges i Figur 21 nedan (blå kurva)..
- > Det genom skyddsinställningar visas att de delar av hjälpkraften som är nödvändiga för fortsatt drift av kraftproduktionsmodulen ej kopplas bort under felet.



Figur 23 Krav på tålighet mot spänning i anslutningspunkten.

## 5.2 Återhämtning efter fel

### 5.2.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 2, artikel 17.3
- > EIFS 2018:2: 4 kap, 6 §

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

### 5.2.3 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.

### 5.2.4 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 Test av 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 berörd systemansvarig 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 effektregering och automatisk spänningsreglering.
- > Relevanta begränsare och skyddsinställningar.

### 6.1 Fältströmbegränsare

#### 6.1.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 2, artikel 19.2.b.iii

#### 6.1.2 Bakgrund och 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 (justerad fältströmgräns om inte det är möjligt att utföra provet vid inställd fältströmgräns). Simuleringen syftar till att säkerställa att generatoren 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 effektregering 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 16.



Tabell 18 Utförande av simulering för fältströmsbegränsare.

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

Simuleringen för fältströmbegränsare utförs på följande aktiva effektnivåer:

- >  $0,95 \cdot P_{\max}$
- > Lägsta nivå med reglerförmåga

#### 6.1.4 Analys av simulering

Utifrån simulerad fältström avläses vid vilken nivå som fältströmbegränsaren aktiveras och deaktiveras. 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.
- > Fältströmbegränsaren aktiveras innan eventuella skydd aktiveras.
- > Fältströmbegränsaren deaktiveras när fältströmmen sjunker under inställd nivå.

## 6.2 Statorströmbegränsare

### 6.2.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 2, artikel 19.2.b.iv

### 6.2.2 Bakgrund och syfte med simulering

Simuleringen syftar till att säkerställa att simuleringsmodellen av generatorm 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  $S_{NG} \cdot \cos\varphi$  och den reaktiva effekten är  $S_{NG} \cdot \sin\varphi$ .  $S_{NG}$  betecknar här generatorms märkeffekt och  $\cos\varphi$  generatorms märkeffektfaktor.

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

Eftersom det kan bli svårt att få statorströmbegränsaren att aktiveras med normala inställningsvärden genomförs provet lämpligtvis genom att tillfälligt ändra inställningen på statorströmgränsen, exempelvis till 0,7 pu.

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 17.

Tabell 19 Utförande av simulering för statorströmsbegränsare.

Steg	Justering av spänningsbörvärdet
Steg 1	Öka generatorms 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.

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

- > 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)
- > 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 simulering enligt beskrivning i Tabell 18.

Tabell 20 Utförande av simulering för statorströmsbegränsare vid undermagnetisering.

Steg	Justering av spänningsbörvärdet
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.

#### 6.2.4 Analys av simulering

Utifrån simulerad 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.
- > Statorströmbegränsaren aktiveras innan eventuella skydd aktiveras.

- > Statorströmbegränsaren deaktiveras när statorströmmen sjunker under inställd nivå.

## 6.3 V/Hz begränsare

### 6.3.1 Hänvisning till krav

- > Funktionen finns inte kravställd i 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 generatoren 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 19.

Tabell 21 Utförande av simulering för V/Hz begränsare.

Steg	Förändring i spänningsbörvärdet
Steg 1	Öka generators spänningsbörvärde till 110 % eller maximalt inställbar spänning. Minska därefter frekvensen så att V/Hz begränsaren aktiveras.
Steg 2	Justera därefter ned frekvensen till 49,0 Hz..
Steg 3	Justera ned frekvensen till 48,0 Hz.
Steg 4	Minska spänningsbörvärdet till normal spänning och öka frekvensbörvärdet till 50,0 Hz.

### 6.3.4 Analys av simulering

Utifrån simulerad 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.
- > V/Hz begränsaren aktiveras innan eventuella skydd aktiveras.
- > V/Hz begränsaren deaktiveras när V/Hz sjunker under inställd nivå

## 6.4 Undermagnetiseringsbegränsare

### 6.4.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 2, artikel 19.2.b.ii

### 6.4.2 Syfte med simulering

Simuleringen syftar till att säkerställa att generatoren 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 20.

Tabell 22 Utförande av simulering för undermagnetiseringsbegränsare.

Steg	Förändring i spänningsbörvärdet
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.

Simuleringen på undermagnetiseringsbegränsaren utförs på följande aktiva effektnivåer:

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

#### **6.4.4 Analys av simulering**

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

#### **6.4.5 Resultat av simulering**

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- > Undermagnetiseringsbegränsaren aktiveras på inställd undermagnetiseringsgräns och inställd tidsfördröjning.
- > Undermagnetiseringsbegränsaren aktiveras innan eventuella skydd aktiveras.
- > Undermagnetiseringsbegränsaren deaktiveras när driftpunkten åter är över undermagnetiseringsgränsen.

---

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

SVENSKA KRAFTNÄT  
Box 1200  
172 24 Sundbyberg  
Sturegatan 1

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

