

Ärende nr: Svk 2021/5426

Datum: 2024-09-16

Kraftparksmodul: 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 2.0

Org. Nr 202 100-4284

Svenska kraftnät
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00
Fax: 010-475 89 50
www.svk.se

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	34
3.6	Reglerbarhet och reglerområden för aktiv effekt	36
3.7	Snabbhet i reglering av aktiv effekt	38
3.8	Övergång till husturbindrift	40
3.9	Tillhandahållande av syntetisk tröghet	42
4	Reaktiv effekt och spänningsreglering	43
4.1	Reaktiv effekt-/Mvar reglering	43
4.2	Reglerbarhet av spänning	44
4.3	Reglerbarhet av effektfaktor/cos φ	50
4.4	Övergång mellan reglermoder för reaktiv effekt	52
4.5	POD (PSS) – dämpning av effektpendlingar	53
4.6	POD (PSS) – validering av simuleringsmodellen	55
4.7	POD (PSS) – underlag inför provning av POD	60
5	Feltålighet	63
5.1	Feltålighet och återhämtning av aktiv effekt efter fel	63
5.2	Feltålighet vid osymmetriska fel	66
5.3	Tillhandahållande av snabb felström	68
5.4	Prioritering mellan aktiv och reaktiv effekt under feltillstånd	68

1 Inledning

Den här bilagan är en del av instruktionen som beskriver processen för kravverifiering för en kraftparksmodul 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 kraftparksmodulen för användning till överensstämmelsesimuleringar ska göras med syfte att modellen ska vara tillräckligt bra för att återspegla de egenskaper hos kraftparksmodulen som påverkar kravuppfyllnaden.

För att verifiera kravuppfyllnad rekommenderas att följande delar inkluderas beroende på vilket krav som ska verifieras:

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

Dessutom ska modellen ha tillräcklig prestanda för att kunna representera de förlopp som studeras.

Berörd systemansvarig har rätt att återupprepa överensstämmelsesimuleringarna och därmed ska den modell 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 berörd systemansvarig och/eller berörd systemansvarig för överföringssystemet modellens noggrannhet baserat på modellen och simuleringsresultaten för de olika överensstämmelsesimuleringarna.

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 nya överensstämmelsesimuleringar gjorda 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 dynamisk 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 kraftparksmodulens kravuppfyllnad gällande kraven för reglering av aktiv effekt och frekvensreglering görs ett antal simuleringar. Dessa simuleringar syftar till att utvärdera kraftparksmodulens svar i aktiv effekt på antingen ett ändrat börvärde för den aktiva effekten eller förändringar i frekvensen vid frekvensreglering.

I de här simuleringarna är det enbart kraftparksmodulens prestanda med avseende på frekvensreglering och aktiv effekt som utvärderas och därmed kan en nätekvivalent modelleras som en stark källa.

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 exempelvis vid bortfall av 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. Regleringen av aktiv effekt bör då vara lika snabb som FSM, om det är möjligt ur stabilitetshänseende, 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

Kraftparksmodulens 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 kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering med LFSM-O med 8 % statik och 0,5 Hz frekvensdödband genom att applicera en simulerad frekvens. Prov utförs dels med frekvensramper för att verifiera frekvensdödbandet, dels frekvenssteg för att verifiera statik och snabbhet i regleringen.

Frekvensramp

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

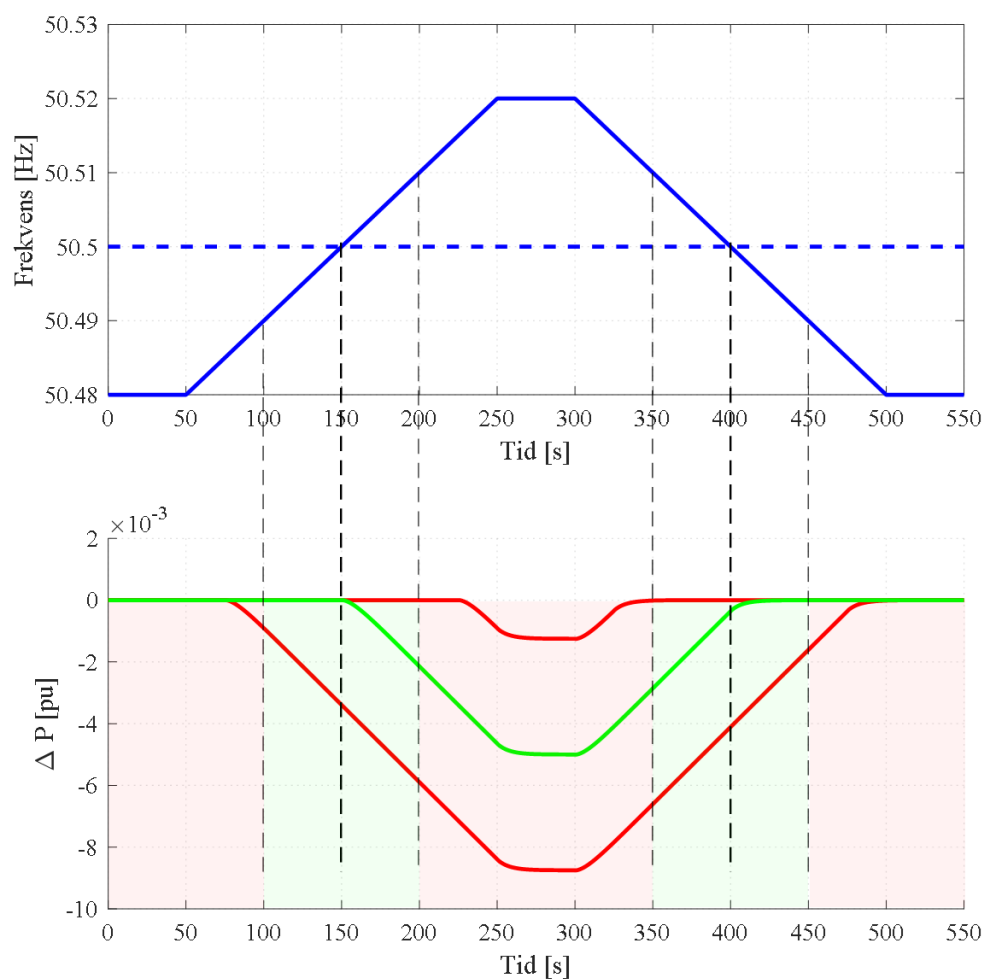
Tabell 1 Frekvensförändringar vid simulering av LFSM-O.

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.

Prov med frekvensramp utförs enbart på en (valfri) effektnivå enligt nedan och med tillgång på primär energi som överstiger P_{\max} .

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



Figur 1 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, se Figur 2, som påförs visas i Tabell 2.

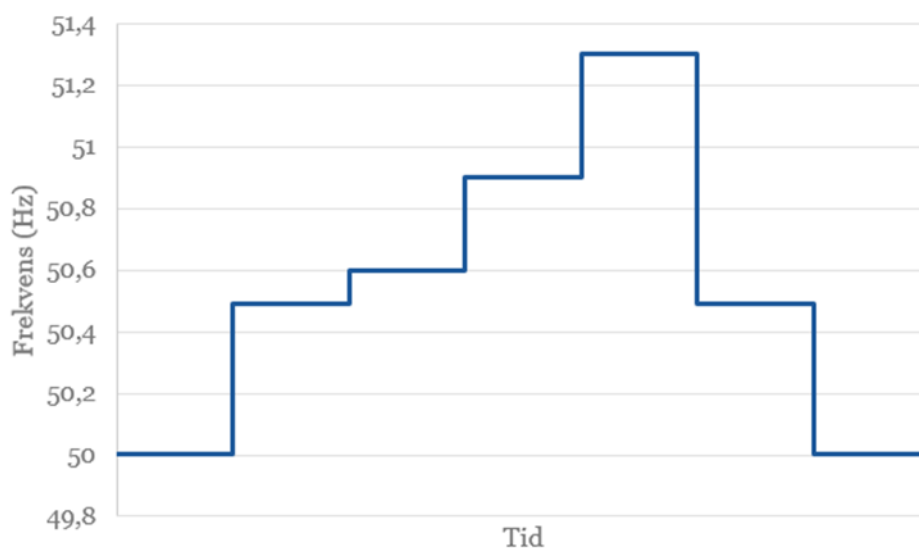
Tabell 2 Frekvenssteg vid test av LFSM-O.

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 effektnivå 2 justeras effektbörvärdet upp från lägsta nivå med reglerförmåga+0,15* P_{\max} till lägsta nivå med reglerförmåga+0,25* P_{\max}
Steg 5	51,30 => 50,50 Hz

Steg 6

50,50 => 50,00 Hz

Innan varje nytt frekvenssteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts. Många parkregulatorer använder sig av en PI reglering med återkoppling och den integrerande delen av regleringen kommer då att förändras exponentiellt med en tidskonstant T_I . Stationärt tillstånd anses uppnått då $t > 7 * T_I$, där t anger tiden då frekvenssteget appliceras.

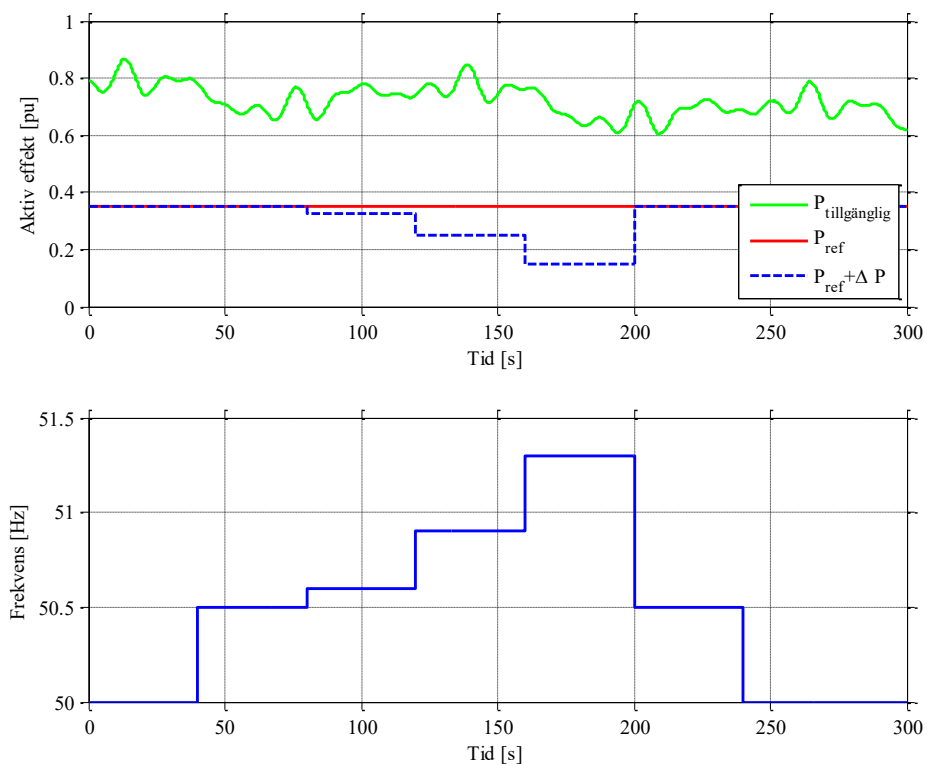


Figur 2 Frekvenssteg vid test av LFSM-O.

Samtliga frekvenssteg enligt sekvensen ovan utförs för följande initiala effektnivåer (vid 50,00 Hz):

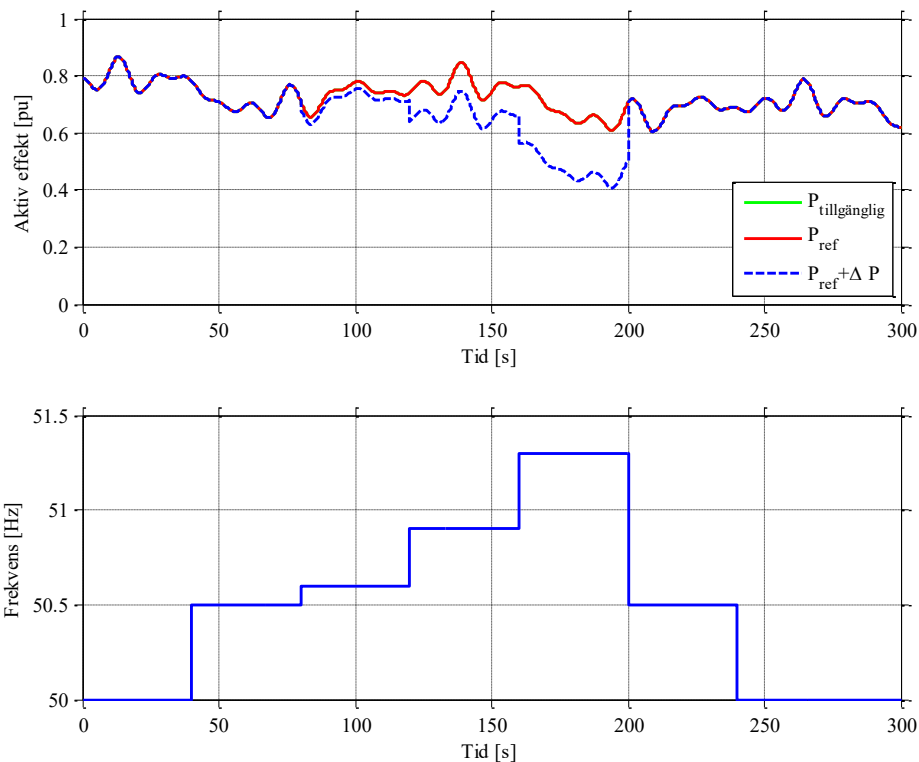
1. Effektbörvärdet ska vara P_{max} , med tillgång på primär energi som överstiger P_{max} . Kraftparksmodulen ska kunna producera konstant aktiv effekt vid det givna börvärdet under simuleringen.
2. Effektbörvärdet, P_{ref} , ska hållas konstant på lägsta nivå med reglerförmåga $+0,15 * P_{max}$, med tillgång på primär energi som överstiger lägsta nivå med reglerförmåga $+0,15 * P_{max}$, enligt Figur 3. Kraftparksmodulen ska kunna producera konstant aktiv effekt vid det givna börvärdet under simuleringen.
3. Kraftparksmodulen ska inte vara effektbegränsad utan ska följa den tillgängliga aktiva effekten som ska vara lägre än P_{max} enligt Figur 4. Produktionen för kraftparksmodulen kommer under simuleringen att variera som en följd av varierande primär energi. Vid aktivering av LFSM-O ska förändringen i aktiv effekt ΔP adderas till referensvärdet, P_{ref} , som i det här fallet är den tillgängliga aktiva effekten, se exemplet i Figur 4.

Vid simuleringen ska kraftparksmodulen ha aktiv effektreglering med ovanstående börvärden. Simuleringarna på effektnivåerna 1 och 2 ska utföras vid förhållanden då tillgången på primär effekt överstiger det givna börvärdet, se exempel i Figur 3.



Figur 3 Exempel på LFSM-O respons vid aktiv effektreglering med börvärdet 0,35 pu och lägsta nivå med reglerförmåga 0,2 pu.

Effektnivå 3 motsvarar att kraftparksmodulen inte är effektbegränsad utan följer tillgänglig aktiv effekt som är mindre än P_{max} . Anläggningsägaren tar fram relevant indata för tillgänglig primär energikälla som används vid simuleringarna. Simuleringen utförs med den typiska tillgängliga effekten tillhandahållen av anläggningsägaren och förändringen i den aktiva effektproduktionen för ett steg i frekvensen, ΔP , relaterar till den tillgängliga aktiva effekten enligt exemplet i Figur 4.



Figur 4 Exempel på LFSM-O respons där kraftparksmodulen följer den tillgängliga aktiva effekten som är lägre än P_{max} . Notera att P_{ref} följer $P_{\text{tillgänglig}}$ i den övre plotten.

3.1.5 Analys av simulering

Frekvensrampsproven 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 provet fast med ännu lägre frekvensramp än 0,2 mHz/s.

Utifrån utförda simuleringar av frekvenssteg tas stationär aktiv effektökning, ΔP , vid varje frekvenssteg, Δf , fram.

3.1.6 Resultat av simulering

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- > Frekvensrampsproven visar att den aktiva effekten börjar att 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 ΔP_{tot} , accepteras en tolerans på $\pm 1,0$ % av P_{\max} .

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

Steg	Frekvenssteg	ΔP (% av P_{\max})	ΔP_{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 effektnivå 2 pga begränsning vid lägsta nivå med reglerförmåga och förändring av effektbörvärdet.

** ± 15 % vid effektnivå 2 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 belastningsnivå 2) kan minska med 10 % av P_{\max} på 30 s (en tolerans på $\pm 0,5$ % accepteras, dvs. minskningen skall vara inom intervallet 9,5–10,5 % av P_{\max} efter 30 s).
- > Påbörjad förändring i aktiv effekt erhålls inom 2 s efter att respektive frekvenssteg applicerats, detta gäller för de frekvenssteg som resulterar i aktivering av LFSM-O, dvs. där $f > 50,5$ Hz.
- > Frekvenssteg 4, vid prov på effektnivå 2, medför att aktiv effektproduktion stabiliseras på lägsta nivå med reglerförmåga.
- > Påläggning av frekvenssteg inte resulterar i stationära aktiva effektpendlingar.
- > Ändring av effektbörvärdet vid effektnivå 2 och frekvensen 51,3 Hz (steg 4b) resulterar inte i någon förändring av den aktiva effektproduktionen.

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 lika snabb som FSM, om det är möjligt ur stabilitetshänseende, dvs. aktiveringen ska påbörjas inom 2 sekunder och fullt frekvenssvar 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-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

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

3.2.4 Utförande av simulering

Simuleringen genomförs då kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effekreglering med LFSM-U med 8 % statik och 0,5 Hz dödband genom att applicera en simulerad frekvens. Prov utförs dels med frekvensramper för att verifiera frekvensdödbandet, dels med frekvenssteg för att verifiera statik, dödband och snabbhet i regleringen.

Frekvensramp

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

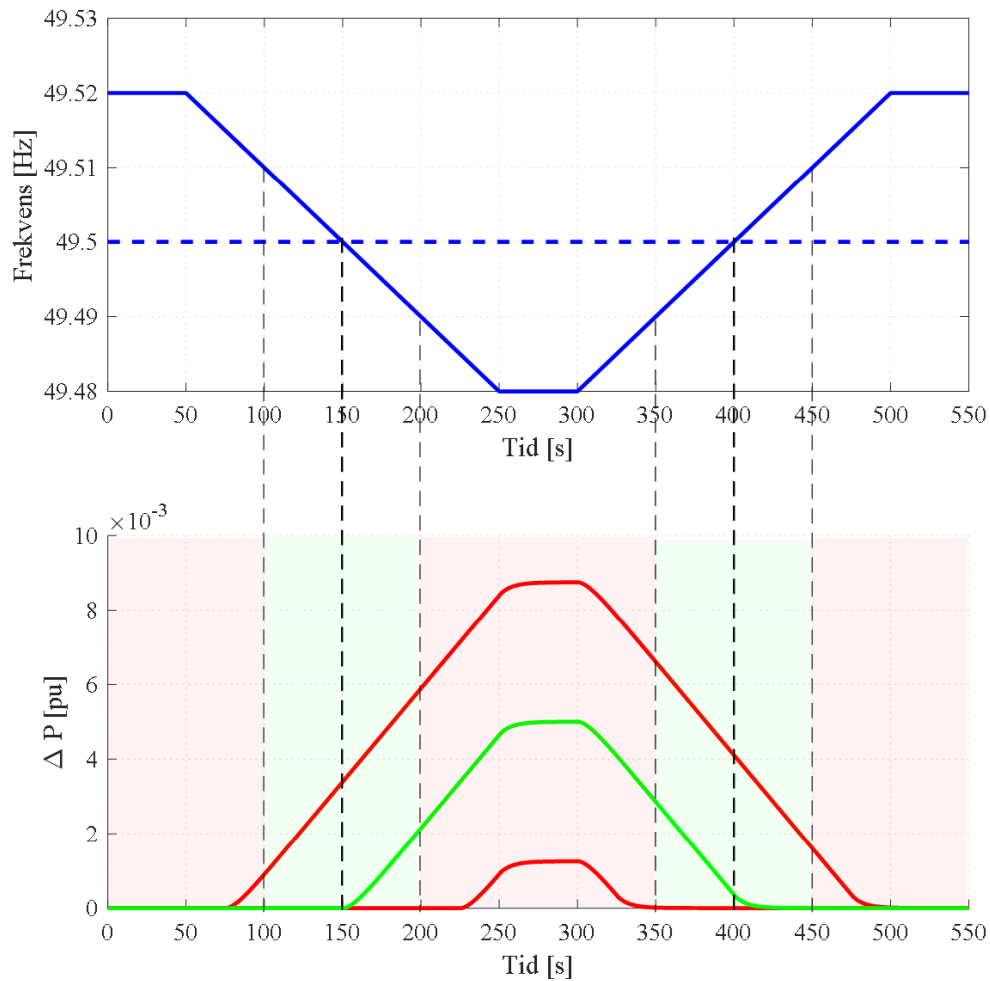
Tabell 4 Frekvensförändringar vid LFSM-U prov.

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.

Prov med frekvensramp utförs enbart på en (valfri) effektnivå enligt nedan och med tillgång på primär energi som överstiger P_{\max} .

- > 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.

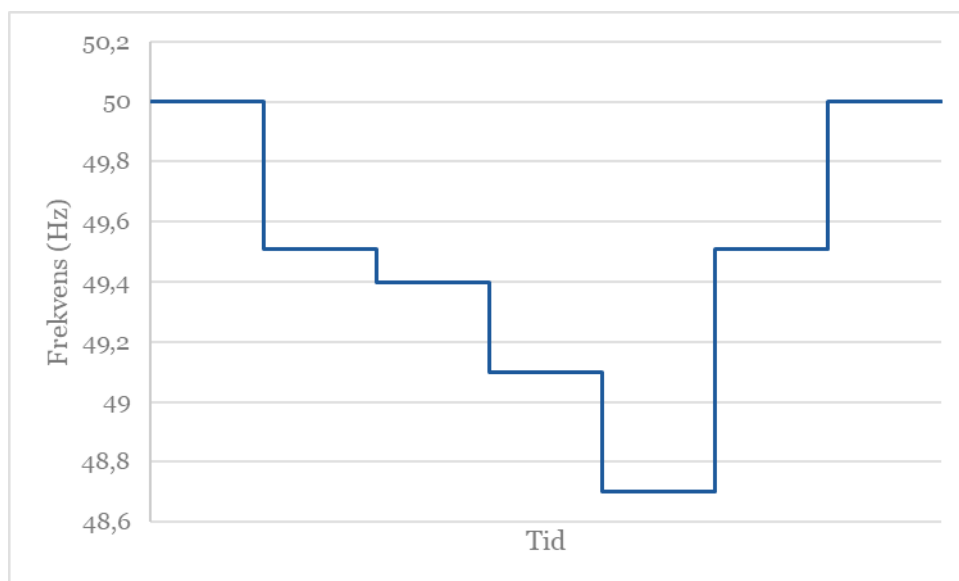
Frekvenssteg

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

Tabell 5 Frekvenssteg 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. Många parkregulatorer använder sig av en PI reglering med återkoppling och den integrerande delen av regleringen kommer då att förändras exponentiellt med en tidskonstant T_I . Stationärt tillstånd anses uppnått då $t > 7 * T_I$, där t anger tiden då frekvenssteget appliceras.



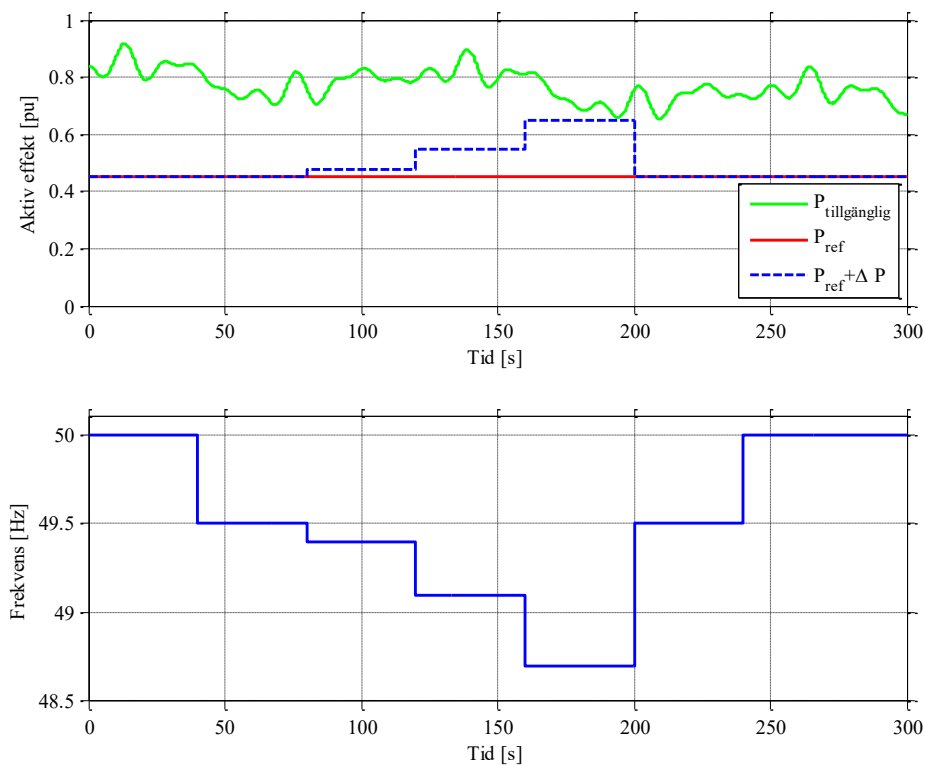
Figur 6 Frekvenssteg vid test av LFSM-U.

Samtliga moment enligt ovan utförs vid följande initiala belastningsnivåer (vid 50,00 Hz):

1. Effektbövärdet ska vara 80 % av P_{max} , med tillgång på primär energi som överstiger P_{max} . Kraftparksmodulen ska kunna producera konstant aktiv effekt vid det givna bövärdet under simuleringen.
2. Effektbövärdet P_{ref} ska vara konstant lägsta nivå med reglerförmåga, med tillgång på primär energi som överstiger lägsta nivå med reglerförmåga $+0,25 * P_{max}$ enligt Figur 7. Kraftparksmodulen ska kunna producera konstant aktiv effekt vid det givna bövärdet under simuleringen.
3. Effektbövärdet P_{ref} ska vara 0,2 pu lägre än den tillgängliga effekten, med tillgång på primär energi som är lägre än P_{max} enligt Figur 8, vilket innebär att P_{ref} förändras med den tillgängliga aktiva effekten för att alltid ha 0.2 pu aktiv effekt tillgänglig för frekvensreglering, se exemplet i Figur 8.

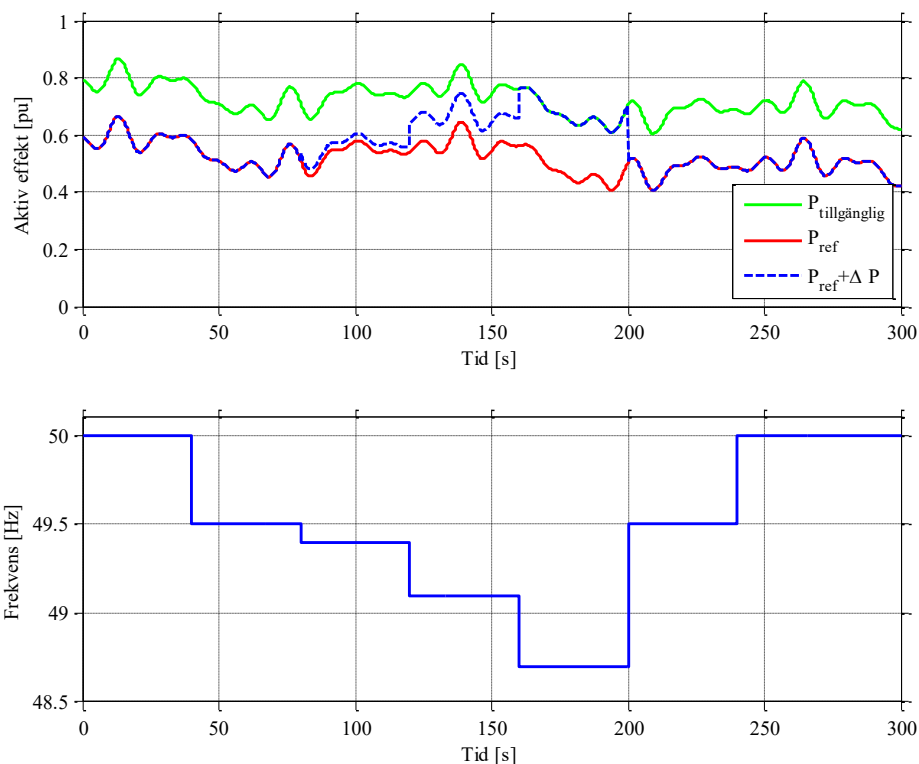
Vid simuleringarna ska kraftparksmodulen ha aktiv effekterreglering med ovanstående bövärden. Simuleringarna på effektnivåerna 1 och 2 ska utföras

vid förhållanden då tillgången på primär effekt överstiger det givna börvärdet, se exempel i Figur 7.



Figur 7 Exempel på LFSM-U respons vid aktiv effekterreglering med börvärdet 0,45 pu där lägsta nivå med reglerförmåga är 0,2 pu.

Effektnivå 3 motsvarar att referensvärdet P_{ref} för aktiv effekt är 0,2 pu under tillgänglig aktiv effekt för att möjliggöra frekvensreglering. Referensvärdet för aktiv effekt kommer därmed att variera under simuleringen beroende på variationerna i tillgänglig aktiv effekt. Anlättningsägaren tar fram relevant indata för tillgänglig primär energikälla som används vid simuleringarna. Det är lämpligt att den tillgängliga primära effekten ligger över 0,5 pu för att kunna simulera LFSM-U på ett bra sätt. För att kunna ge en ökning i aktiv effekt som en funktion av LFSM-U ska kraftparksmodulen under testet ha ett börvärde för den aktiva effekten som är 0,2 pu lägre än den tillgängliga effekten. Simuleringen utförs med den typiska tillgängliga effekten tillhandahållen av anlättningsägaren och förändringen i den aktiva effektproduktionen för steg i frekvensen relaterar till den tillgängliga aktiva effekten enligt exemplet i Figur 8.



Figur 8 Exempel på LFSM-U respons där kraftparksmodulen följer den tillgängliga aktiva effekten som är lägre än P_{max} och har 0.2 pu marginal för frekvensreglering.

3.2.5 Analys av simulering

Frekvensrampsproven 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 provet fast med ännu lägre frekvensramp än 0,2 mHz/s.

Utifrån utförda simuleringar av frekvenssteg tas stationär aktiv effektförändring, ΔP , vid varje frekvenssteg, Δf , fram.

3.2.6 Resultat av simulering

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- > Frekvensrampsproven visar att den aktiva effekten börjar att 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 avvikelser 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 ΔP_{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	ΔP (% av P_{\max})	ΔP_{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 förändring i aktiv effekt erhålls inom 2 s efter att respektive frekvenssteg applicerats, detta gäller för de frekvenssteg som resulterar i aktivering av LFSM-U aktiveras, dvs. där $f < 49,5$ Hz.
- > Snabbheten i regleringen innebär att den aktiva effekten vid frekvenssteg 4 (gäller ej för belastningsnivå 1 och 3) kan öka med 10 % av P_{\max} på 30 s (en tolerans på $\pm 0,5$ % accepteras, dvs. ökningen skall vara inom intervallet 9,5–10,5 % av P_{\max} efter 30 s).
- > Påläggning av frekvenssteg inte resulterar i stationära aktiva effektpendlingar.

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, 23-29 §

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. För att klara av dessa driftsituationer köper de systemansvariga i Norden in stödtjänsterna FCR-D upp och FCR-D ned. FSM-funktionen kan användas för att leverera FCR-D till stödtjänstmarknaden. 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 som en skyddsåtgärd.

3.3.3 Syfte med simulering

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

De kraftparksmoduler som avser att förkvalificera sig för både FCR-D upp och FCR-D ned kan välja att i stället simulera och prova FSM enligt provprogrammet för FCR-D och måste då uppfylla samtliga krav för dynamisk FCR-D. Syftet med simuleringen är att säkerställa dödband, okänslighet för frekvenssvar, snabbhet i reglering samt statik.

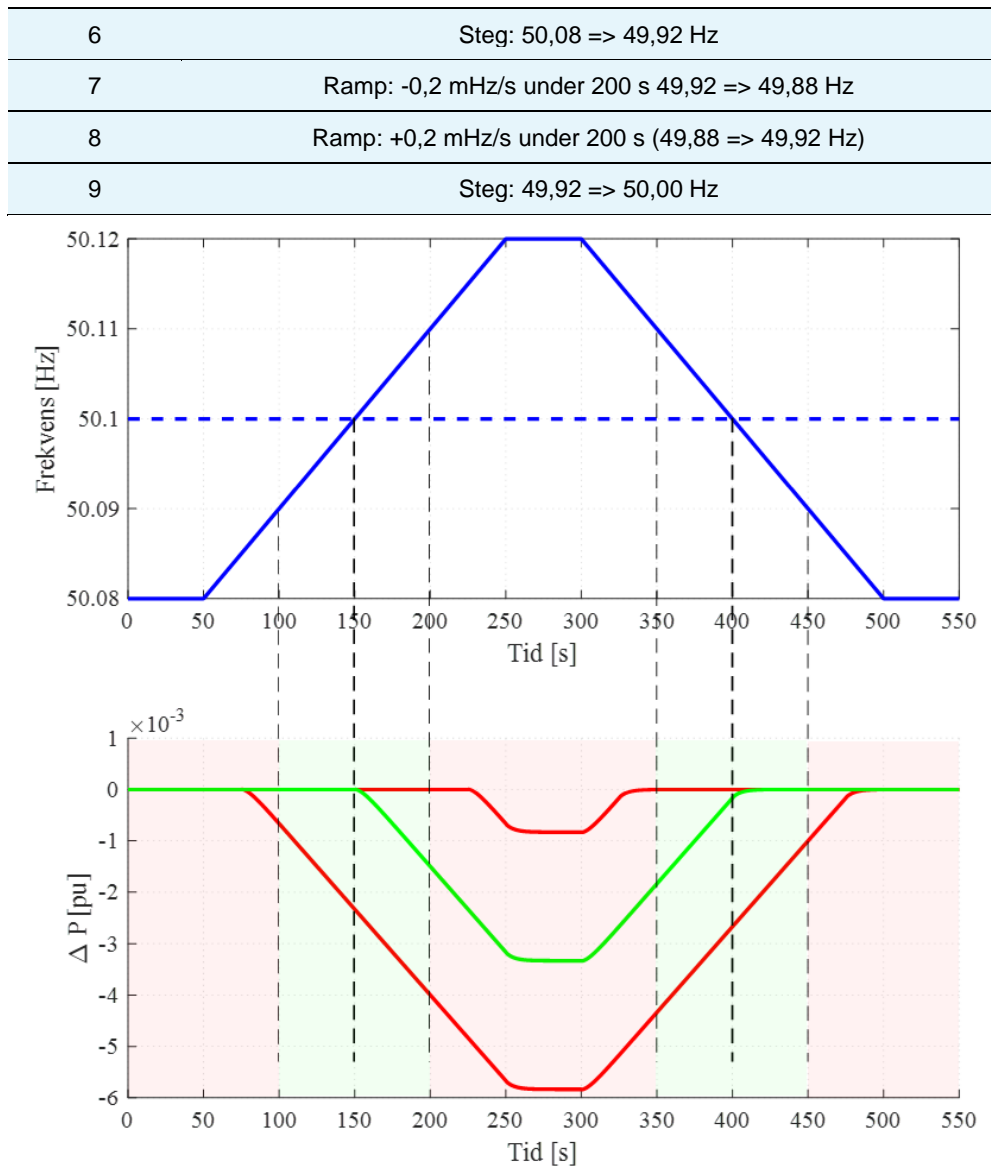
3.3.4 Utförande av simulering

Simuleringen utförs då kraftparksmodulen är i driftmod frekvensreglering (FSM) genom att applicera förändringar i frekvensen.

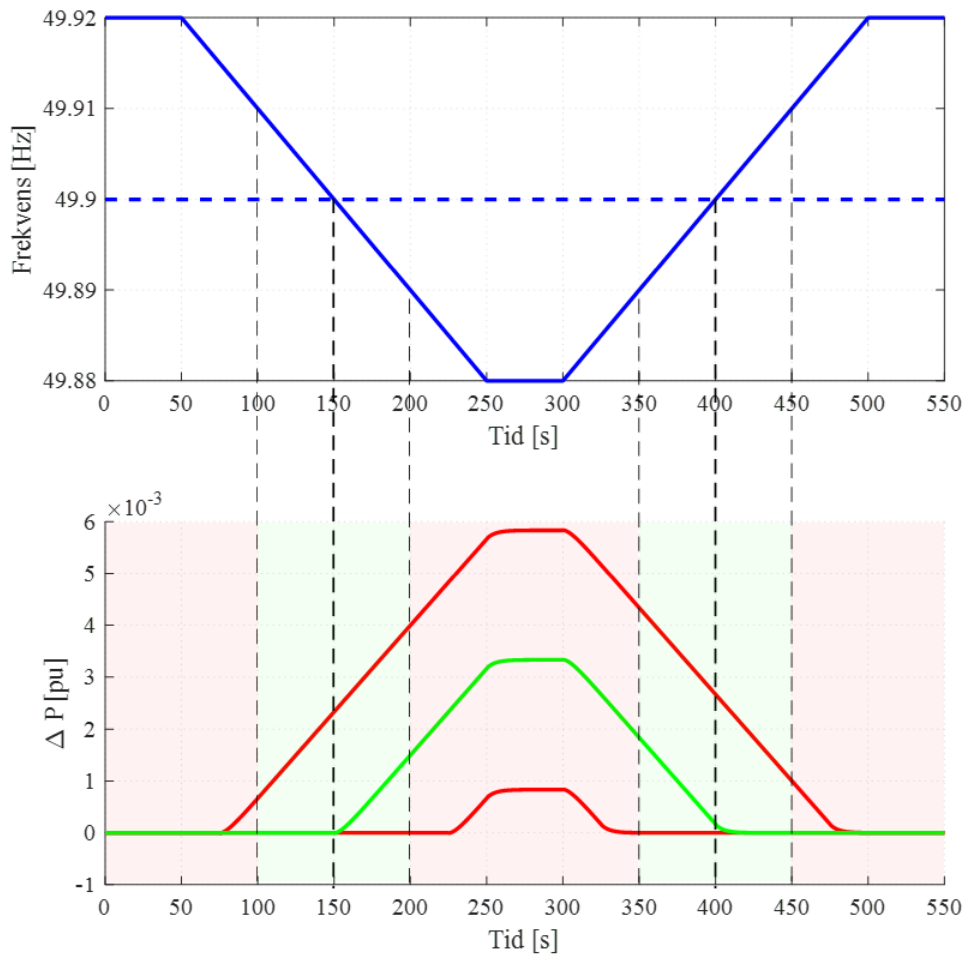
De olika frekvensändringar, både frekvenssteg och frekvensramper, som påförs regulatorn visas i Tabell 7 och frekvensramperna åskådliggörs även i Figur 9 och Figur 10.

Tabell 7 Frekvensförändringar 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)



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, frekvensstegen 50,12 till 50,13 Hz och vice versa är inte inkluderade i figuren.



Figur 10 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.

Samtliga moment enligt ovan utförs med en initial belastningsnivå (vid 50,00 Hz) på följande effektnivåer och med tillgång på primär energi som överstiger P_{\max} :

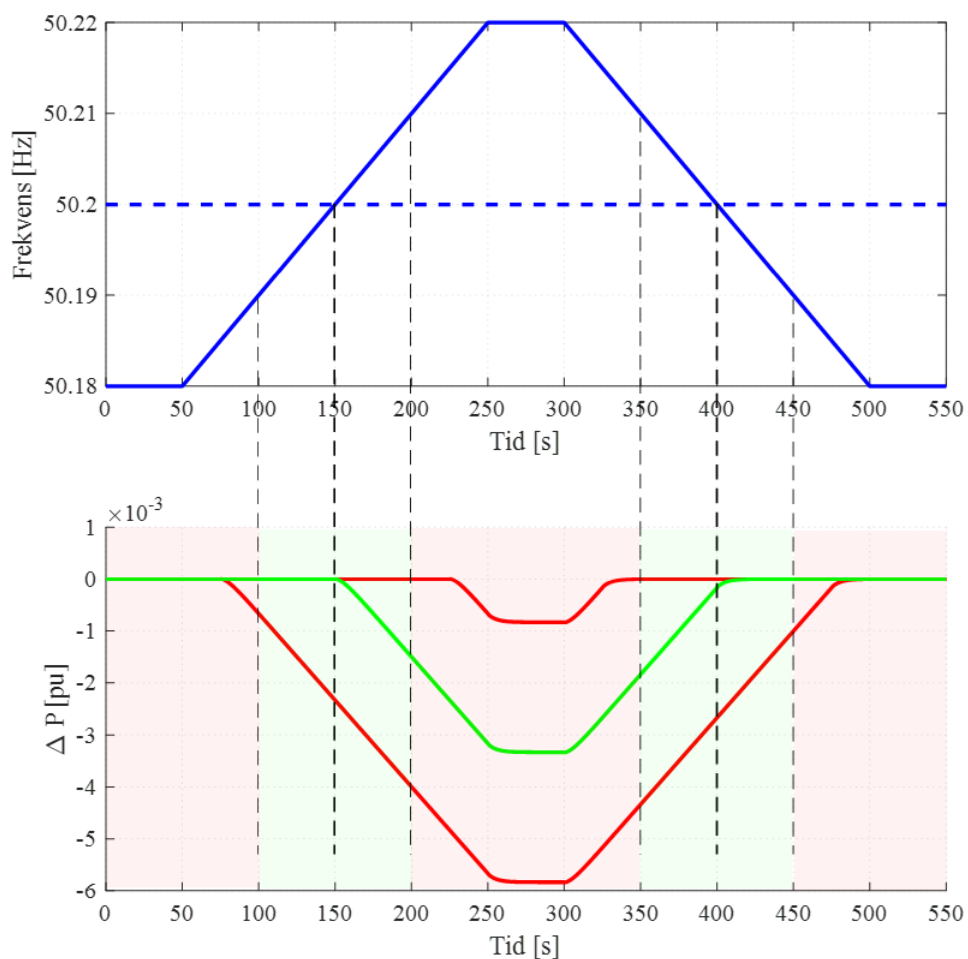
- > 95 % av P_{\max}
- > $0,5 \cdot (P_{\max} + \text{Lägsta nivå med reglerförmåga})$

Frekvensdödbandet ställs in på $\pm 0,20$ Hz och därefter påförs följande frekvensändring enligt Tabell 8 vid effektnivån 95 % av P_{\max} .

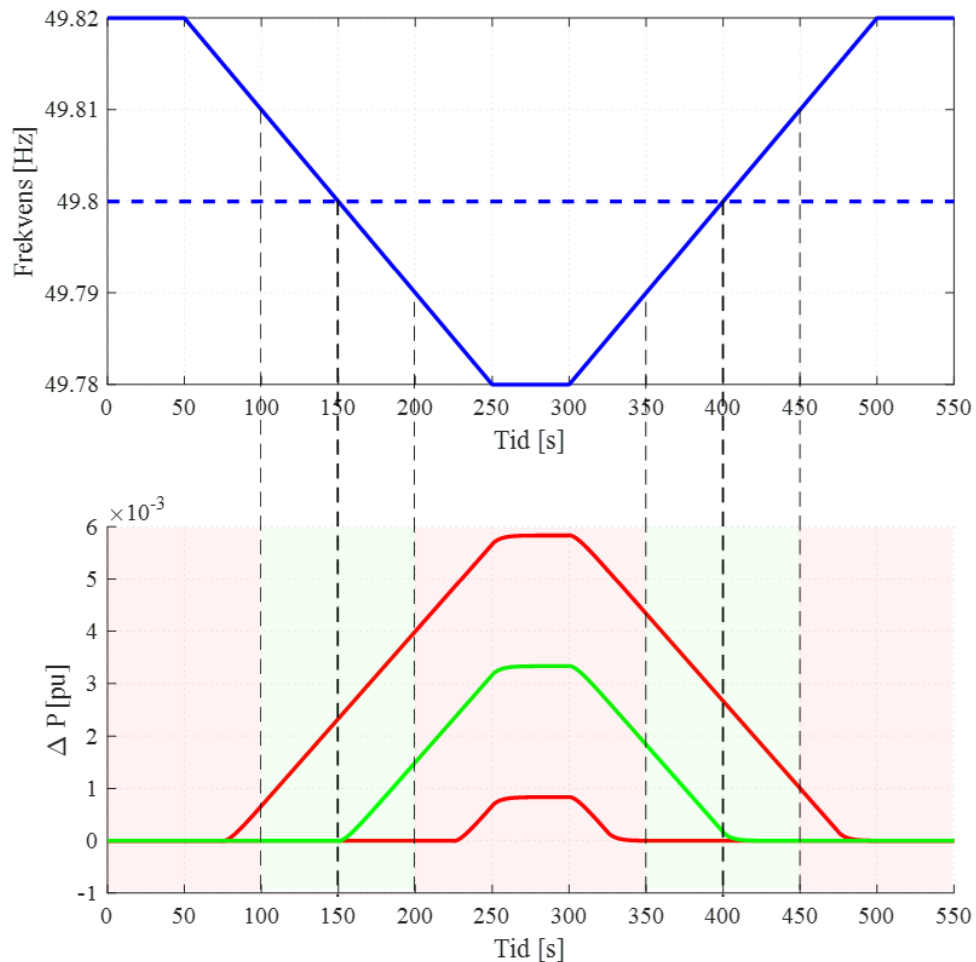
Frekvensramperna åskådliggörs även i Figur 11 och Figur 12.

Tabell 8 Frekvensförändringar som påförs 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 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.



Figur 12 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 9 och Figur 10 respektive Figur 11 och Figur 12, dvs. det ska tydligt markeras i figuren när frekvensen går utanför frekvensdödbandet så att det lätt går att avläsa när den aktiva effekten börjar att 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 ± 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 ± 10 mHz accepteras, dvs. frekvensdödbandet ska vara inom 0,19-0,21 Hz.
- > Frekvensändring 3 och 4 resulterar i en uppmätbar förändring 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, 23-29 §

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. FSM-funktionen kan användas för att leverera FCR-D till stödtjänstmarknaden. 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 som en skyddsåtgärd.

3.4.3 Syfte med simulering

Kraftparksmodulens tekniska förmåga att kontinuerligt reglera aktiv effekt för att bidra till frekvensreglering vid en ökning eller minskning av frekvensen ska visas vid olika produktionsnivåer. Syftet med simuleringen är att säkerställa snabbheten i den respons som fås i samband med stegförändringar i frekvensen, aktiverad effekt samt statikinställning.

De kraftparksmoduler som avser att förkvalificera sig för både FCR-D upp och FCR-D ned kan välja att i stället simulera och prova FSM enligt

provprogrammet för FCR-D och måste då uppfylla samtliga krav för dynamisk FCR-D

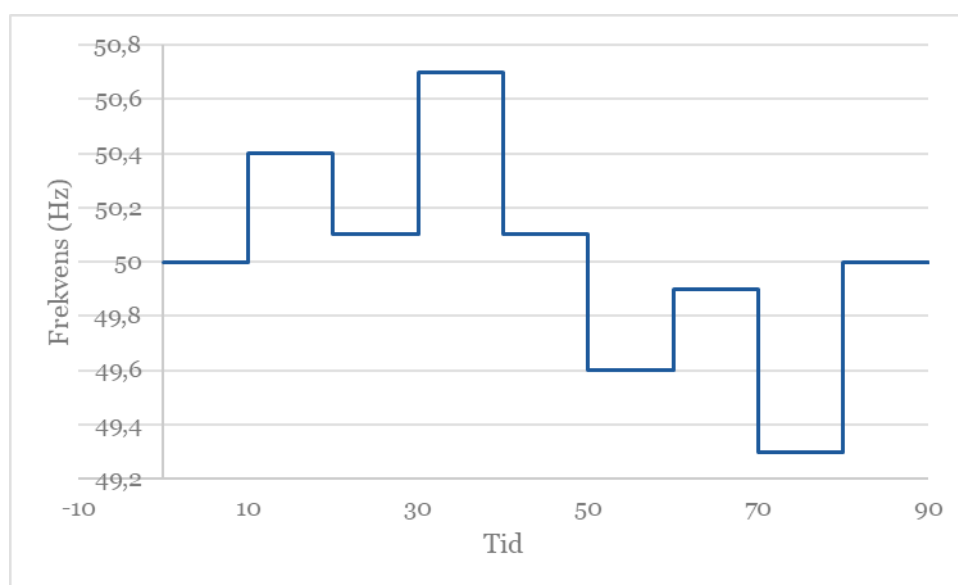
3.4.4 Utförande av simulering

Simuleringen utförs då kraftparksmodulen är i driftmod frekvensreglering (FSM) genom att applicera steg i frekvensen.

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 13.

Tabell 9 Frekvenssteg för simulering av snabbhet och statik för FSM vid frekvensdödband $\pm 0,1$ Hz och statik 12 %.

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

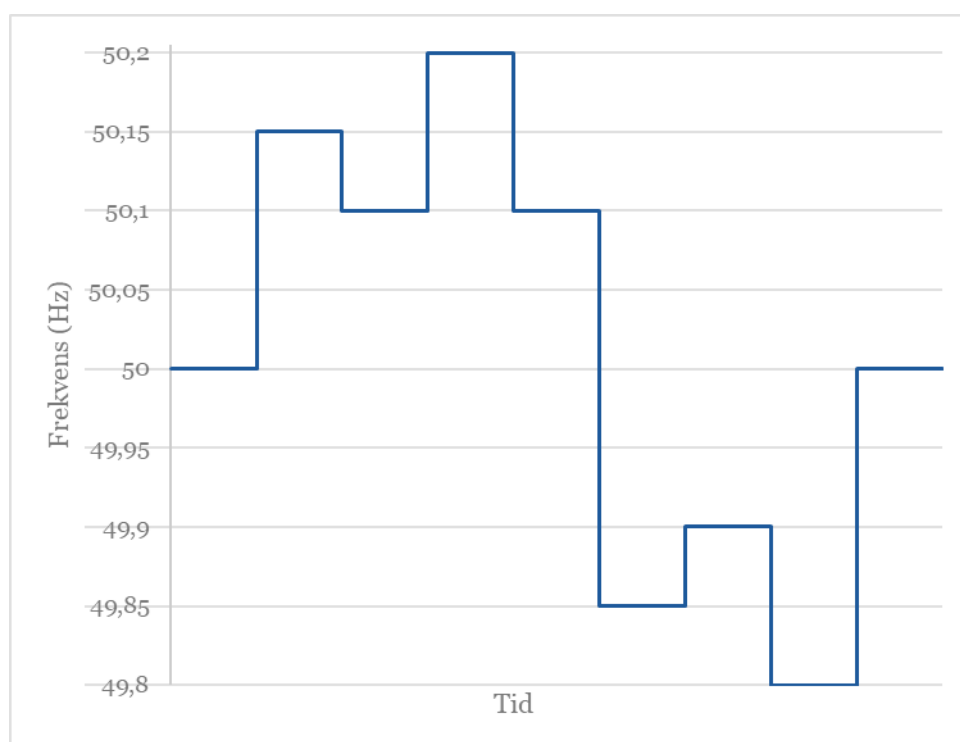


Figur 13 Frekvenssteg vid simulering av snabbheten för FSM vid frekvensdödband $\pm 0,1$ Hz och statik 12 %.

För effektnivå 1 utförs även simulering då statiken ändras från 12 % till 2 %, och frekvensdödbandet är kvar på $\pm 0,1$ Hz. 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 14.

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



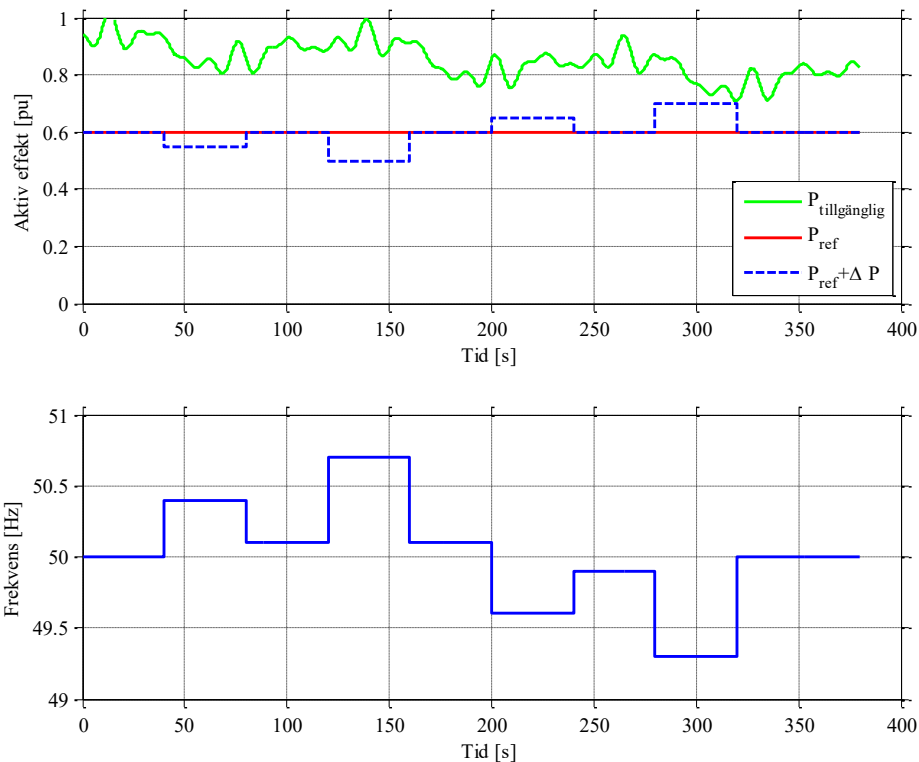
Figur 14 Frekvenssteg vid simulering av snabbheten för FSM vid frekvensdödband $\pm 0,1$ Hz och statik 2 %.

Innan varje nytt frekvenssteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts. Många parkregulatorer använder sig av en PI reglering med återkoppling och den integrerande delen av regleringen kommer då att förändras exponentiellt med en tidskonstant T_I . Stationärt tillstånd anses uppnått då $t > 7 * T_I$, där t anger tiden då frekvenssteget appliceras.

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

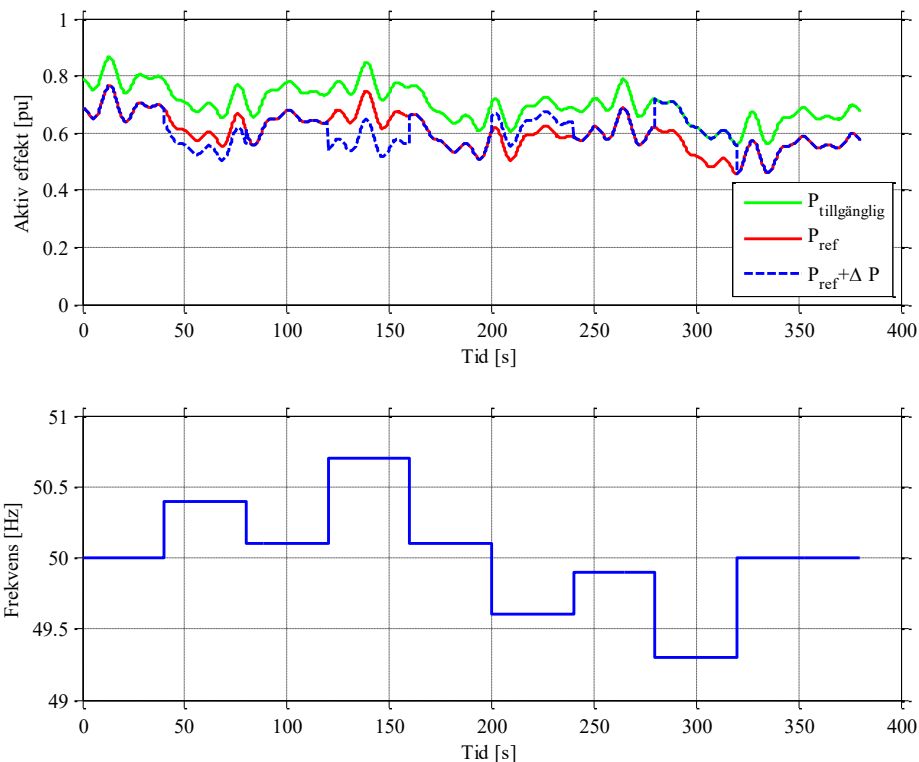
1. Effektbörvärdet ska vara 80 % av P_{max} , med tillgång på primär energi som överstiger 90 % av P_{max} . Kraftparksmodulen ska kunna producera konstant aktiv effekt vid det givna börvärdet under simuleringen.
2. Effektbörvärdet ska vara $0,5 * (P_{max} + \text{Lägsta nivå med reglerförmåga})$, med tillgång på primär energi som överstiger $0,5 * (\text{lägsta nivå med reglerförmåga}) + 0,6 * P_{max}$ enligt Figur 15. Kraftparksmodulen ska kunna producera konstant aktiv effekt vid det givna börvärdet under simuleringen.
3. Effektbörvärdet P_{ref} ska vara 0,1 pu lägre än den tillgängliga effekten, med tillgång på primär energi som är lägre än P_{max} enligt Figur 6, vilket innebär att P_{ref} förändras med den tillgängliga aktiva effekten för att alltid ha 0,1 pu aktiv effekt tillgänglig för frekvensreglering..

Simuleringarna på effektnivåerna 1 och 2 ska utföras vid förhållanden då tillgången på primär effekt överstiger det givna börvärdet, se exempel i Figur 15.



Figur 15 Exempel på FSM respons vid aktiv effekterreglering med börvärdet 0,6 pu där lägsta nivå med reglerförmåga är 0.2 pu.

Effektnivå 3 motsvarar att kraftparksmodulen inte är effektbegränsad utan följer tillgänglig aktiv effekt, dvs. börvärdet för aktiv effekt är P_{max} men den tillgängliga primära energin är lägre. Anläggningsägaren tar fram relevant indata för tillgänglig primär energikälla som används vid simuleringarna. För att kunna ge en ökning i aktiv effekt som en funktion av FSM ska kraftparksmodulen under testet ha ett börvärde för den aktiva effekten som är 0,1 pu lägre än den tillgängliga effekten. Simuleringen utförs med den typiska tillgängliga effekten tillhandahållen av anläggningsägaren och förändringen i den aktiva effektproduktionen för ett steg i frekvensen relaterar till den tillgängliga aktiva effekten enligt exemplet i Figur 16.



Figur 16 Exempel på FSM respons vid aktiv effektreglering där kraftparksmodulen följer den tillgängliga aktiva effekten som är lägre än P_{\max} och har 0,1 pu marginal för frekvensreglering.

3.4.5 Analys av simulering

Utifrån utförda frekvensstegsprov tas kurvor fram där stationär aktiv effektförändring, ΔP , vid frekvenssteg, Δf , kan avläsas samt tiden det tar att uppnå denna förändring.

3.4.6 Resultat av simulering

Simuleringen ska anses som godkänt om:

- > Aktivering av effektförändring vid respektive frekvenssteg vid belastningsnivå 1 och 2 sker snabbare än vad som visas i Figur 17.
- > 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 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).
- > 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 3 accepteras en effektminskning på 9,5-10,5 % av P_{\max}). Ackumulerat, dvs. för ΔP_{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 frekvensdöband.

Steg	Frekvenssteg	ΔP (% av P_{\max})	ΔP_{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	-10,0	0

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

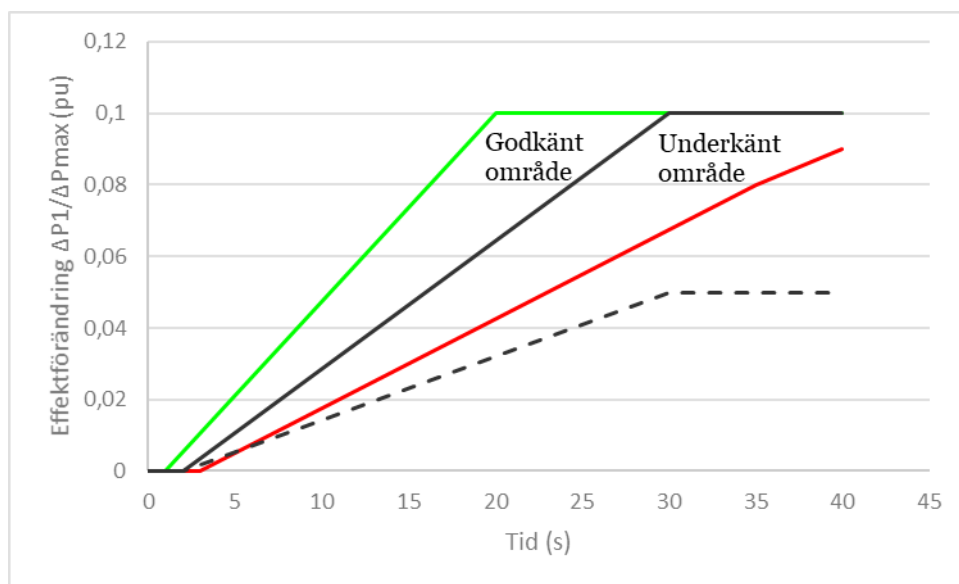
** Notera att LFSM-U med 8 % statik aktiveras vid 49,5 Hz. ΔP kan begränsas av P_{\max} .

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

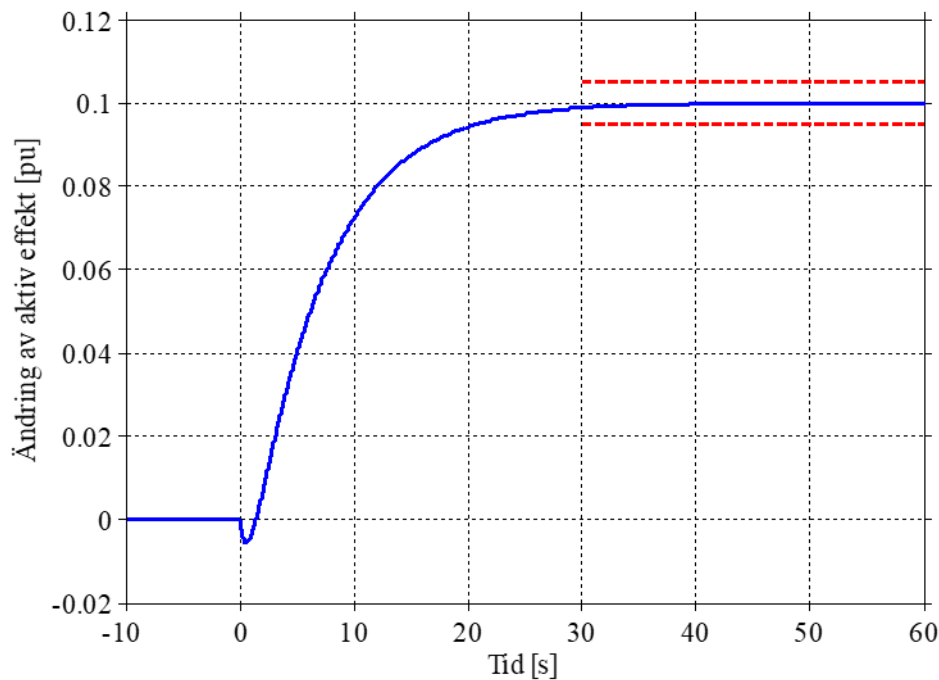
Steg	Frekvenssteg	ΔP (% av P_{\max})	ΔP_{tot} (% av P_{\max})
Steg 9	50,00 => 50,15 Hz	-5,0	-5,0
Steg 10	50,15 => 50,10 Hz	+5,0	0
Steg 11	50,10 => 50,20 Hz	-10,0	-10,0
Steg 12	50,20 => 50,10 Hz	+10,0	0
Steg 13	50,10 => 49,85 Hz	+5,0	+5,0
Steg 14	49,85 => 49,90 Hz	-5,0	0

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



Figur 17 Krav på effektrespons vid en stegförändring av frekvensen med -0,6 Hz vid en statik på 12 % som ska ge en effektrespons på +10 % av P_{max} . Helt dragen svart linje visar gränsen för kravuppfyllnad, grön ett prov som visar godkänt och röd ett prov som visar underkänt resultat. Svartstreckad linje visar motsvarande krav som ska ge en effektrespons på +5 % av P_{max} .



Figur 18 Exempel på effektrespons vid en stegförändring av frekvensen med -0,6 Hz vid en statik på 12 % som ska ge en effektrespons på +10 % av P_{max} , streckade röda linjer visar gränserna för kravuppfyllnad.

3.5 Snabb nedreglering av aktiv effekt

3.5.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 15.2.a
- > 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 kraftparksmodulen resulterar i att den aktiva effektproduktionen justeras ned inom den tid och omfattning som föreskrivs.

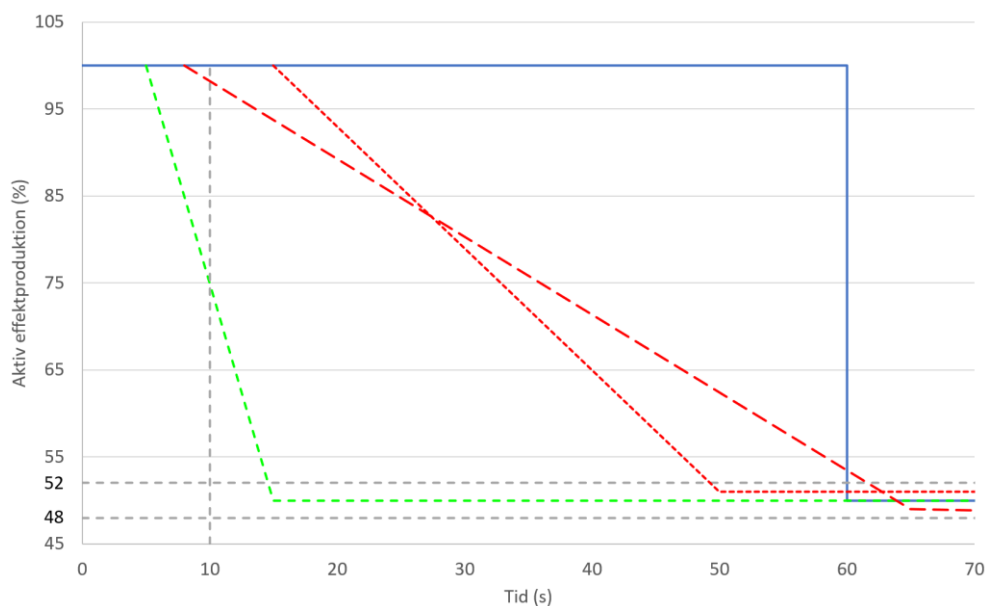
3.5.3 Utförande av simulering

Simuleringen utförs då kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektregering och vid maximal aktiv effektproduktion, P_{\max} . Börvärdet 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 av börvärdet för aktiv effekt från berörd systemansvarig eller berörd systemansvarig för överföringssystemet ska inkluderas i resultaten.

3.5.4 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 19. En viss kortvarig ökning kan accepteras under de första sekunderna om det är relaterat till naturliga begränsningar i kraftproduktionsmodulen.
- > 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 19.
- > 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 19.



Figur 19 Krav på respons vid prov, provet anses godkänt om responsen påbörjas inom 10 s (lodrät gråstreckat område), går snabbare än heldragen blå linje samt om stationär nivå hamnar inom gråstreckat område. Grönstreckad kurva visar godkänt resultat medan röstreckade kurvor visar underkänt resultat.

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.

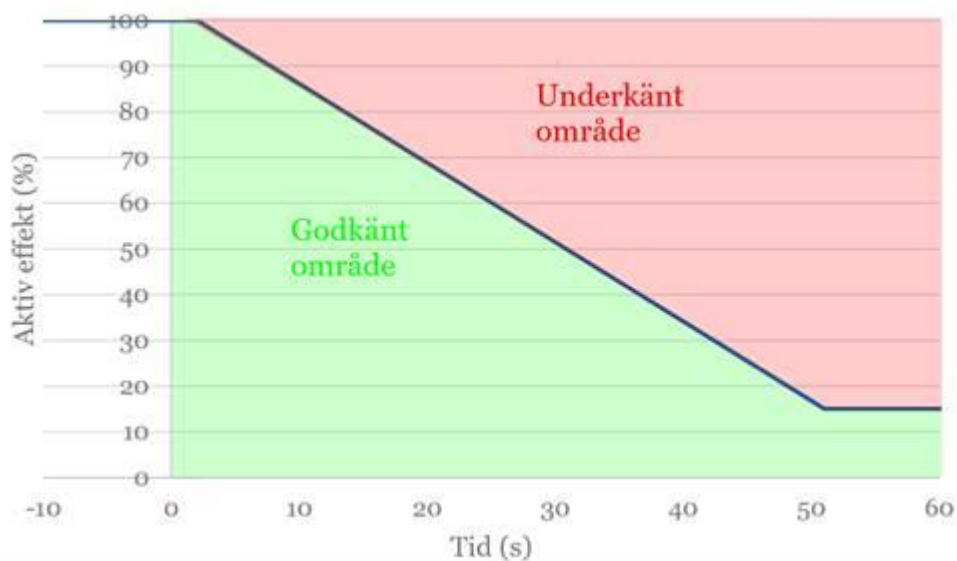
3.6.3 Utförande av simulering

Simuleringen utförs då kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effekterreglering och vid den högsta aktiva produktionsnivån, dvs. maximal kontinuerlig effekt, P_{\max} . Effektbörvärdet för den aktiva effektproduktionen justeras i ett steg ned från P_{\max} till $0,15 \cdot P_{\max}$. Efter att driften och den aktiva effektproduktionen i kraftparksmodulen stabiliserats vid $0,15 \cdot P_{\max}$ justeras effektbörvärdet från $0,15 \cdot P_{\max}$ upp till P_{\max} .

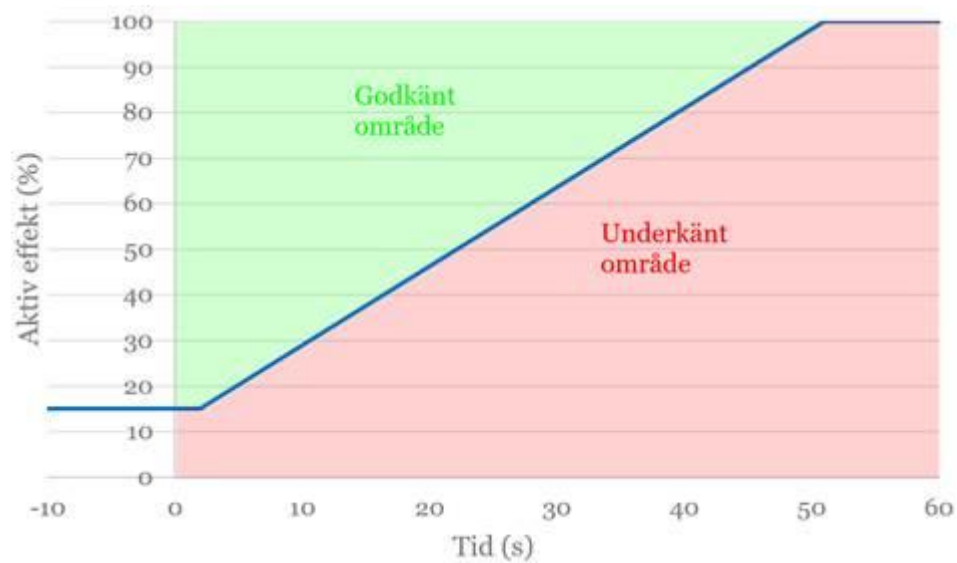
3.6.4 Resultat av simuleringen

Simuleringen anses godkänd om:

- > Kraftparksmodulen bibehåller stabil drift och anslutning till nätet vid effektnivån $0,15 \cdot P_{\max}$. Med stabil drift menas att avvikelserna mellan den stationära aktiva effektnivån och effektbörvärdet hamnar inom toleransen 2 % av P_{\max} .
- > Responser i aktiv effekt vid nedregleringsprovet sker med föreskriven ändringshastighet, dvs. under föreskriven kurva i Figur 20 vilket innebär att kraftparksmodulen nått $0,15 \cdot P_{\max}$ inom 51 s. Den stationära aktiva effektnivån hamnar inom toleransen 2 % av maximal kontinuerlig effekt.
- > Responser i aktiv effekt vid uppregleringsprovet sker med föreskriven ändringshastighet, dvs. ovanför föreskriven kurva i Figur 21 vilket innebär att kraftparksmodulen nått P_{\max} inom 51 s. Den stationära aktiva effektnivån hamnar inom toleransen 2 % av maximal kontinuerlig effekt.



Figur 20 Krav (nedanför blå kurva) på nedregleringshastighet för en kraftparksmodul i driftmod aktiv effekterreglering.



Figur 21 Krav (ovanför blå kurva) på uppregeringshastighet och reglerområde för en kraftparksmodul i driftmod aktiv effekterreglering.

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 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 med den snabbhet och omfattning som föreskrivs för kraftparksmoduler, vilket är att kunna följa ett effektsteg på 30 % inom 15 s inom effektområdet 50 % - 100 % av P_{\max} . 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 kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effekterreglering. Två steg i börvärdet för den aktiva effekten appliceras enligt Tabell 13.

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

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

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

Stegen i börvärdet för aktiv effekt enligt ovan utförs med följande initiala aktiva effektnivåer:

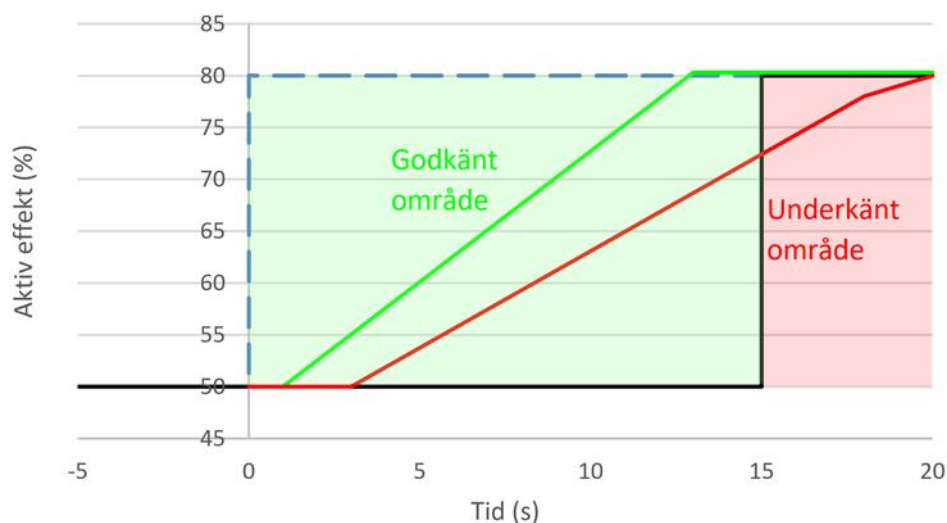
1. 50 % av P_{\max}
2. 70 % av P_{\max}

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 uppåt och nedåt för samtliga provade effektnivåer resulterar i en förändring av den aktiva effektproduktionen som efter 15 s överstiger 30 % av P_{\max} (en tolerans på ± 2 % av effektsteget tolereras, dvs. $\pm 0,006 * P_{\max}$), se Figur 22.



Figur 22 Exempel på resultat för en kraftparksmodul, blåstreckad kurva visar förändring av effektbörvärdet med (30 %), svart gränsen för kravuppfyllnad, grön ett prov som visar godkänt och röd ett prov 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 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 kraftparksmodulens förmåga att övergå till husturbindrift.

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

3.8.3 Utförande av simulering

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

- > Kraftparksmodulen förlorar nätanslutningen och övergår i husturbindrift via ett stort lastfrånslag.
- > Simulera när nätanslutningen förloras och när regleringen går in i övergång till husturbindrift.
- > Simuleringen kan avslutas när de initiala transienterna har passerats och spänningen och frekvensen har återgått till stabil drift.

Simuleringen 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 den aktiva effektproduktionen/3.

- > Kraftparksmodulen förlorar nätanslutningen och övergår i husturbindrift via ett stort lastfrånslag.
- > Simulera när nätanslutningen förloras och när regleringen går in i övergång till husturbindrift.
- > Simuleringen kan avslutas när de initiala transienterna har passerats och spänningen och frekvensen har återgått till stabil drift.

3.8.4 Resultat av simulering

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- > Kraftparksmodulen klarar av den transienta överspänning/underspänning som fås vid de båda husturbindriftovergångarna utan att kraftparksmodulens skydd löser ut och stabil drift uppnås.
- > Kraftparksmodulen klarar av den kraftiga frekvensökning/frekvenssänkning som fås efter husturbindriftovergångarna utan att kraftparksmodulens skydd löser ut.

3.9 Tillhandahållande av syntetisk tröghet

3.9.1 Hänvisning till krav

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

3.9.2 Bakgrund till simulering

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

Den syntetiska tröghet som kraftparksmodulen ska ha förmåga att tillhandahålla är ett projektspecifikt krav och tillämpningen av detta krav bedöms individuellt för varje projekt. Det är en del av de projektspecifika uppgifterna och kraven som är listade i bilaga 1, avsnitt 2.

3.9.3 Syfte med simulering

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

3.9.4 Utförande av simulering

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

3.9.5 Resultat av simulering

Simuleringen ska anses godkänd om:

- > Kraftparksmodulen kan påvisa uppfyllnad av de givna reglerprinciperna.

4 Reaktiv effekt och spänningsreglering

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

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

4.1 Reaktiv effekt-/Mvar reglering

4.1.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 3, artikel 21.3.c.iv och 21.3.d. i, v och vii

4.1.2 Syfte med simulering

Simuleringen syftar till att visa att en kraftparksmodul i driftmod reaktiv effekt/Mvar reglering kan producera och förbruka reaktiv effekt motsvarande ett givet börvärde och att det är möjligt att justera reaktivt effektbörvärde i steg om 0,01 pu. Vidare syftar simuleringen till att visa att förändringen av reaktiv effekt sker inom den tid som är angiven av berörd systemansvarig.

4.1.3 Utförande av simulering

Simuleringen utförs när kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektregering vid maximal kontinuerlig aktiv effekt, P_{max} . Kraftparksmodulen ska vara i driftmod reaktiv effektregering med ett inställt reaktivt effektbörvärde på 0 pu (observera att 1 pu reaktiv effekt motsvarar $P_{max}/3$). Eventuellt dödband i regleringen ska vara inställt på 0 %. Börvärdet för reaktiv effekt ändras enligt Tabell 14 där ett positivt värde på den reaktiva effekten innebär produktion av reaktiv effekt.

Tabell 14 Reaktiva effektsteg vid simulering av kraftparksmodulens reglerförmåga av reaktiv effekt.

Steg	Reaktiva effektsteg
Steg 1	Ändra reaktiva effektbörvärdet från 0 pu till 0,05 pu (eller till $5/Q_{max}$ pu om detta är lägre än 0,05 pu).
Steg 2	Ändra reaktiva effektbörvärdet från 0,05 pu till 0,5 pu

Steg 3	Ändra reaktiva effektbörvärdet från 0,5 pu till 1,0 pu
Steg 4	Ändra reaktiva effektbörvärdet från 1,0 pu till 0,5 pu
Steg 5	Ändra reaktiva effektbörvärdet från 0,5 pu till 0 pu
Steg 6	Ändra reaktiva effektbörvärdet från 0 pu till -0,5 pu
Steg 7	Ändra reaktiva effektbörvärdet från -0,5 pu till -0,55 pu (eller till $(-0,5 - 5/Q_{\max})$ pu om detta blir högre än -0,55 pu)
Steg 8	Ändra reaktiva effektbörvärdet från -0,55 pu till -1,0 pu
Steg 9	Ändra reaktiva effektbörvärdet från -1,0 pu till -0,5 pu
Steg 10	Ändra reaktiva effektbörvärdet från -0,5 pu till 0 pu

4.1.4 Resultat av simulering

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- > Reaktiv effektbörvärde enligt steg 1 och steg 7 går att ställa in och en förändring av den reaktiva effektproduktionen fås motsvarande förändring av reaktivt effektbörvärde. En viss tolerans accepteras då stationärvärdet av reaktiv effekt tillåts variera 0,05 pu (eller $5/Q_{\max}$ pu om detta är lägre än 0,05 pu)
- > Steg 3 resulterar i att den reaktiva effektproduktionen i stationärtillståndet blir 1 pu. En viss tolerans accepteras då stationärvärdet av reaktiv effekt tillåts variera 0,05 pu (eller $5/Q_{\max}$ pu om detta är lägre än 0,05 pu)
- > Steg 8 resulterar i att den reaktiva effektproduktionen i stationärtillståndet blir -1 pu. En viss tolerans accepteras då stationärvärdet av reaktiv effekt tillåts variera 0,05 pu (eller $5/Q_{\max}$ pu om detta är lägre än 0,05 pu)
- > Vid ett steg i börvärdet för den reaktiva effekten ska den angivna reaktiva effekten uppnås inom tiden t_1 , och ska stanna vid börvärdet inom tiden t_2 , där tiderna t_1 och t_2 är projektspecifika och som anges av berörd systemansvarig för varje projekt, se bilaga 1, avsnitt 2.

4.2 Reglerbarhet av spänning

4.2.1 Hänvisning till krav

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

4.2.2 Syfte med simulering

Kraftparksmodulens förmåga att vid anslutning till överföringssystemet kunna bidra till spänningsreglering i anslutningspunkten med ett spänningsbörvärde inom området 95-105 % ska visas liksom snabbheten i att tillhandahålla reaktiv effekt vid en förändring av spänningen. Även kraftparksmodulens spänningsreglering med valbar Q-U-lutning (reaktiv kompensering) inom området 2-7 % samt möjligheten till dödband ska visas.

Kraven på snabbheten i att tillhandahålla reaktiv effekt är ett projektspecifikt krav som listas i bilaga 1, avsnitt 2 och ska anges av berörd systemansvarig.

4.2.3 Utförande av simulering

Simuleringen utförs då kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektregering eller motsvarande driftmod som gör att den aktiva effektproduktionen kan hållas konstant under simuleringen. Kraftparksmodulen ska under simuleringen producera maximal kontinuerlig effekt.

Kraftparksmodulen ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering med ett inställt spänningsbörvärde på 100 % av spänningen i anslutningspunkten. Nätmodellen justeras så att spänningen i anslutningspunkten är 100 %, dvs. samma som börvärdet. Provet utförs genom att applicera förändringar av spänningsbörvärdet för kraftparksmodulen enligt Tabell 15.

Spänningsbörvärdet i anslutningspunkten som används vid överensstämmelsesimuleringarna anges av berörd systemansvarig.

Tabell 15 Spänningssteg vid prov av kraftparksmodulens reglerförmåga.

Steg	Spänningssteg
Steg 1	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +1 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 100 % till 101 %
Steg 2	Lägg till ett spänningssteg på ytterligare 1 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 101 % till 102 %
Steg 3	Lägg till ett spänningssteg på ytterligare 3 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 102 % till 105 %
Steg 4	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -5 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 105 % till 100 %
Steg 5	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -1 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 100 % till 99 %
Steg 6	Lägg till ett spänningssteg på ytterligare -1 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 99 % till 98 %
Steg 7	Lägg till ett spänningssteg på ytterligare -3 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 98 % till 95 %

Steg 8	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +5 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 95 % till 100 %
--------	---

Innan varje nytt spänningssteg påförs ska stationärtillstånd uppnåts.

Simuleringarna ovan, steg 1 – steg 8 enligt Tabell 15 utförs för följande inställningar:

1. 0 % dödband och Q-U-lutning på 2 %
2. 0 % dödband och Q-U-lutning på 4,5 %
3. 0 % dödband och Q-U-lutning på 7 %
4. 1,5 % dödband och Q-U-lutning på 2 %

Förändringar av spänningsbörvärdet är normalt kombinerat med en rampfunktion som begränsar hur snabbt en förändring av spänningsbörvärdet slår igenom. För att testa av snabbheten i spänningsreglering behöver därför simuleringar utföras där spänningen förändras i yttre nät. Vid prov på snabbheten ska driftmoden vara spänningsreglering och Q-U lutningen ska vara 2 %, dödbandet ska vara 0 % och den producerade aktiva effekten ska vara P_{\max} . Vid proven appliceras stegformade förändringar av spänningen i enlighet med Tabell 16, den initiala spänningen är 100 %.

Tabell 16 Spänningssteg vid prov av kraftparksmodulens snabbhet att reglera reaktiv effekt.

Steg	Spänningssteg
Steg 9	Ändra spänningen i yttre nät från 100 % till 101 %
Steg 10	Ändra spänningen i yttre nät från 101 % till 100 %
Steg 11	Ändra spänningen i yttre nät från 100 % till 102 %
Steg 12	Ändra spänningen i yttre nät från 102 % till 100 %
Steg 13	Ändra spänningen i yttre nät från 100 % till 98 %
Steg 14	Ändra spänningen i yttre nät från 98 % till 100 %

Innan varje nytt spänningssteg påförs ska stationärtillstånd uppnåts.

4.2.4 Analys av simulering

Baserat på uppnått stationärtillstånd i spänning i anslutningspunkten samt reaktiv effektproduktion från kraftparksmodulen beräknas Q-U-lutningen (reaktiv kompensering), X_c . Uppmätt spänning i anslutningspunkten, U , och

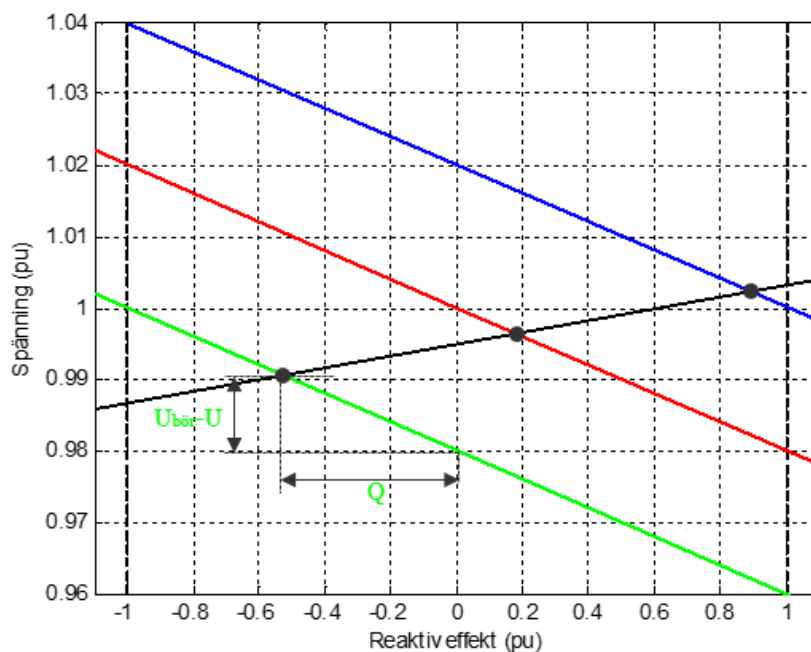
spänningsbörvärde, $U_{bör}$, normeras utifrån nätspänningens börvärde med relativt tal 1, U_{ref} , och reaktiv effekt, Q , utifrån maximal reaktiv effekt, Q_{max} , där $Q_{max}=P_{max}/3$.

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

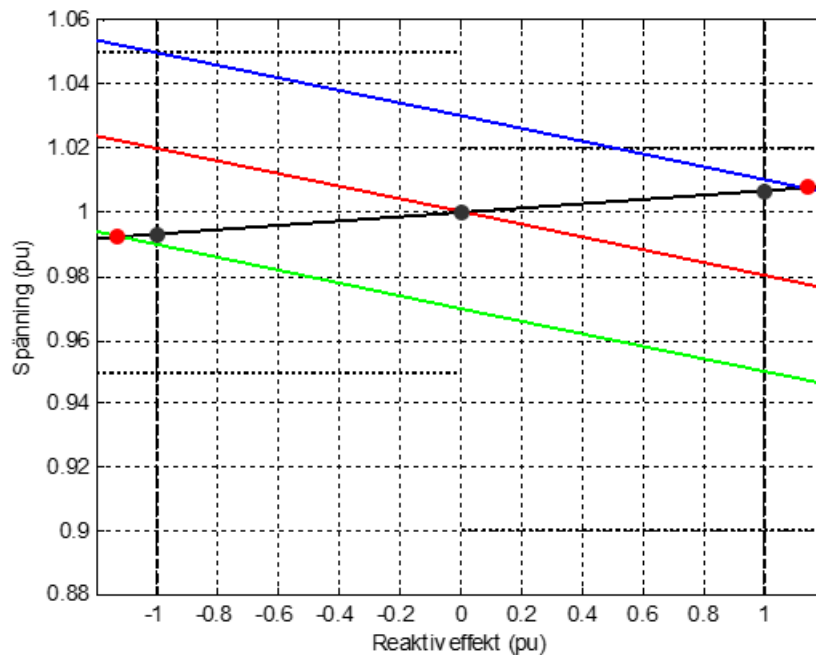
Vid större steg på spänningens börvärde kan en begränsning ske av den reaktiva effektproduktionen vilket exemplifieras i Figur 24. I detta fall kommer således inte de röda driftpunkterna att nås vid spänningssteg på $\pm 3\%$ utan begränsning kommer att ske vid ± 1 pu reaktiv effekt. Beroende på spänningen i anslutningspunkten kan dessa begränsningar även inträffa för andra spänningssteg. I de fall då begränsning fås kan inte Q-U lutningen beräknas.

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

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

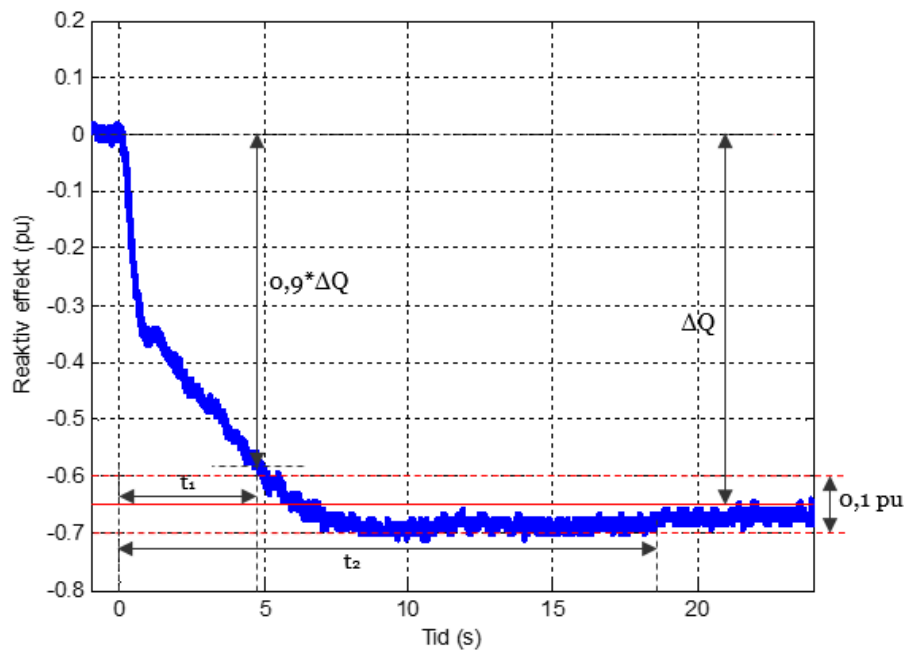


Figur 23 Reaktiv effektproduktion som funktion av spänningsbörvärde vid en Q-U-lutning på 2 %, heldragen svart linje visar nätkaraktistiken i anslutningspunkten, streckade svarta linjer kravet på produktion och förbrukning av reaktiv effekt, blå, röd och grön linje visar spänningsbörvärde 1,02, 1,00 och 0,98 pu.



Figur 24 Reaktiv effektproduktion som funktion av spänningsbörvärde vid en Q-U-lutning på 2 %, heldragen svart linje visar nätkaraktärstiken i anslutningspunkten, streckade svarta linjer visar kravet på produktion och förbrukning av reaktiv effekt, prickade svarta linjer visar begränsningar på grund av spänning, blå, röd och grön linje visar spänningsbörvärde 1,03, 1,00 och 0,97 pu.

Baserat på applicerade spänningssteg enligt Tabell 16 beräknas snabbheten i responsen på den reaktiva effekten. I Figur 25 exemplifieras hur snabbheten tas fram genom två tidskonstanter, t_1 och t_2 . Tiden t_1 fås då den reaktiva effekten förändrats med 90 % av den teoretiskt förväntade reaktiva effektförändringen, ΔQ . Tiden t_2 fås då den reaktiva effektförändringen hamnat inom intervallet $\pm 0,05$ pu från den teoretiskt förväntade reaktiva effektförändringen, ΔQ . Tiderna t_1 och t_2 är i RfG definierade inom ett intervall så därför provas de kortaste tiderna i dessa intervall om inte berörd systemansvarig anger något annat.



Figur 25 Exempel på reaktiv från kraftparksmodulen efter en sänkning av spänningsbörvärdet.

4.2.5 Resultat av simulering

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- > Spänningsbörvärdet kan justeras inom området 95-105 % i steg om 1 %.
- > Uppmätt Q-U lutning överensstämmer med inställd Q-U lutning, dvs. 2 %, 4,5 % och 7 %, förutsatt att reaktiv begränsning inte uppnås. Q-U lutningen korrigeras för dödbandet där detta appliceras. En viss tolerans accepteras då stationärvärdet av reaktiv effekt tillåts variera 0,05 pu (eller $5/Q_{\max}$ pu om detta är lägre än 0,05 pu), utifrån teoretiskt förväntad reaktiv effekt.
- > Vid användandet av ett dödband på ± 1.5 % resulterar steg 1 och steg 5 inte i någon förändring av den reaktiva effekten.
- > Vid ett steg i spänningen ska den resulterande reaktiva effekten uppnås inom tiden $t_1 = 1-5$ s, och ska stanna vid det värde som anges av Q-U-lutningen inom tiden $t_2 = 5$ s om inte annat anges av berörd systemansvarig. Notera att tiderna t_1 och t_2 är projektspecifika krav som anges av berörd systemansvarig för varje projekt, se bilaga 1, avsnitt 2.

4.3 Reglerbarhet av effektfaktor/cos φ

4.3.1 Hänvisning till krav

> RfG: Avdelning 2, kapitel 3, artikel 21.3.d.vi

4.3.2 Syfte med simulering

Syftet med simuleringen är att visa att kraftparksmodulen kan tillhandhålla reglering för effektfaktorn/cos φ i anslutningspunkten med den givna snabbheten och toleransen vid en plötslig förändring av den aktiva effekten. Då den reaktiva effekten som produceras/konsumeras ska kunna uppgå till 1/3 av den producerade aktiva effekten ska effektfaktorn 1-0,95 testas.

Kraven på tolerans för måleffektfaktorn och tiden för att uppnå måleffektfaktorn efter ett plötsligt steg i aktiv effekt är projektspecifika krav som listas i bilaga 1, avsnitt 2 och ska anges av berörd systemansvarig.

4.3.3 Utförande av simulering

Simuleringen utförs då kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effekttreglering eller motsvarande driftmod som gör att den aktiva effektproduktionen kan styras med ett börvärde.

Kraftparksmodulen ska vara i driftmod effektfaktorreglering och ha konstant börvärde för effektfaktorn under simuleringen. Simuleringen utförs genom att applicera förändringar av börvärdet för den aktiva effekten för kraftparksmodulen enligt Tabell 17. I början av simuleringen ska den aktiva effektproduktionen vara P_{\max} .

Tabell 17 Steg för börvärdet för aktiv effekt vid prov av effektfaktorreglering.

Steg	Steg för börvärdet
Steg 1	Börvärdet för aktiv effekt minskas från P_{\max} till $0,8 * P_{\max}$.
Steg 2	Börvärdet för aktiv effekt minskas från $0,8 * P_{\max}$ till $0,6 * P_{\max}$.
Steg 3	Börvärdet för aktiv effekt minskas från $0,6 * P_{\max}$ till $0,4 * P_{\max}$.
Steg 4	Börvärdet för aktiv effekt minskas från $0,4 * P_{\max}$ till $0,15 * P_{\max}$.
Steg 5	Börvärdet för aktiv effekt ökas från $0,15 * P_{\max}$ till $0,4 * P_{\max}$.
Steg 6	Börvärdet för aktiv effekt ökas från $0,4 * P_{\max}$ till $0,6 * P_{\max}$.
Steg 7	Börvärdet för aktiv effekt ökas från $0,6 * P_{\max}$ till $0,8 * P_{\max}$.
Steg 8	Börvärdet för aktiv effekt ökas från $0,8 * P_{\max}$ till P_{\max} .

Innan varje nytt effektsteg påförs ska stationärtillstånd uppnåts.

Simuleringarna för steg 1 – steg 8 enligt Tabell 17 utförs med följande börvärden för effektfaktorn $\cos \varphi$:

1. $\cos \varphi = 1$
2. $\cos \varphi = 0,95$
3. $\cos \varphi = - 0,95$

Vid simuleringarna med steg i den aktiva effekten ska den tillgängliga effekten vara P_{\max} så att den aktiva effekten kan hållas konstant på de givna nivåerna.

Dessutom ska en simulering utföras vid varierande tillgång på primär energikälla där börvärdet på den aktiva effekten ska sättas till P_{\max} , dvs. kraftparksmodulen ska följa den tillgängliga effekten. Effektfaktorn sätts till 0,95. I detta fall görs inga steg i den aktiva effekten utan den aktiva effekten följer tillgången på primär energikälla.

För att testa kraftparksmodulens förmåga att följa ett börvärde i effektfaktorn görs steg i effektfaktorn enligt Tabell 18 vid konstant aktiv effekt P_{\max} . Det initiala värdet för effektfaktorn är 1,0.

Tabell 18 Steg för börvärdet för effektfaktor vid prov av effektfaktorreglering.

Steg	Steg för börvärdet
Steg 9	Börvärdet för effektfaktorn ändras i ett steg från 1,00 till 0,95
Steg 10	Börvärdet för effektfaktorn ändras i ett steg från 0,95 till 0,96
Steg 11	Börvärdet för effektfaktorn ändras i ett steg från 0,96 till 1,00
Steg 12	Börvärdet för effektfaktorn ändras i ett steg från 1,00 till -0,95

4.3.4 Resultat av simuleringen

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- > Måleffektfaktorn uppnås efter ett steg i den aktiva effekten, med en största tolerans i den reaktiva effekten enligt överenskommelse med berörd systemansvarig.
- > Måleffektfaktorn uppnås inom den tid som har angivits av berörd systemansvarig efter förändringen i aktiv effekt har avslutats.
- > Vid drift vid tillgänglig aktiv effekt får den reaktiva effekten inte avvika mer än angivet av berörd systemansvarig jämfört med den givna effektfaktorn.

- > Kraftparksmodulen kan reglera effektfaktorn i anslutningspunkten mellan 0,95 och -0,95 med ett minsta steg på 0,01 enligt steg 9 – steg 12.

4.4 Övergång mellan reglermoder för reaktiv effekt

4.4.1 Hänvisning till krav

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

4.4.2 Syfte med simulering

En kraftparksmodul som är i reglerläge reaktiv effekt eller effektfaktorreglering ska vid en spänning som understiger 95 % i anslutningspunkten övergå till spänningsreglering för att motverka spänningsfallet med reaktiv effekt. Syftet med simuleringen är att testa övergången mellan reglermoderna.

4.4.3 Utförande av simulering

Simuleringen utförs med två utgångslägen:

1. Kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektregering med börvärdet $0,8 \cdot P_{\max}$ och i driftmod effektfaktorreglering med börvärdet $\cos \varphi = 1$.
2. Kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektregering med börvärdet $P = 0,8 \cdot P_{\max}$ och i driftmod reaktiv effektregering med börvärdet $Q=0$.

Kraftparksmodulen ska för driftmoden automatisk spänningsreglering ha ett inställt spänningsbörvärde på 100 % av spänningen i anslutningspunkten, 0 % dödband och en Q-U-lutning på 2 %.

Kraftparksmodulen är ansluten till en stark källa så att spänningen i anslutningspunkten kan regleras genom att reglera spänningen på den starka källan. I början av simuleringen ska spänningen i anslutningspunkten vara 100 %.

Simuleringen utförs genom att göra de steg i spänningen som visas i Tabell 19.

Tabell 19 Steg för spänningen för nätekivalenten vid test av övergång mellan reglermoder för reaktiv effektregering.

Steg	Steg för spänning
Steg 1	Spänningen minskas från 100 % till 94 %

Steg 2

Spänningen ökas från 94 % till 100 %

Innan varje nytt spänningssteg påförs ska stationärtillstånd uppnåts.

4.4.4 Resultat av simuleringen

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- > Kraftparksmodulen övergår i automatisk spänningsreglering vid steg 1.
- > Den reaktiva effekten efter steg 1 bestäms av Q-U lutningen för den automatiska spänningsregleringen.
- > Kraftparksmodulen återgår till den ursprungliga driftmoden mer än 5 minuter efter steg 2.

Inställningen av tidsfördröjningen innan återgång till den ursprungliga driftmoden kan ändras för att korta simuleringen vid behov. Syftet med simuleringen blir då att visa att den inställda fördröjningen följs.

4.5 POD (PSS) – dämpning av effektpendlingar

4.5.1 Hänvisning till krav

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

4.5.2 Bakgrund till krav

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

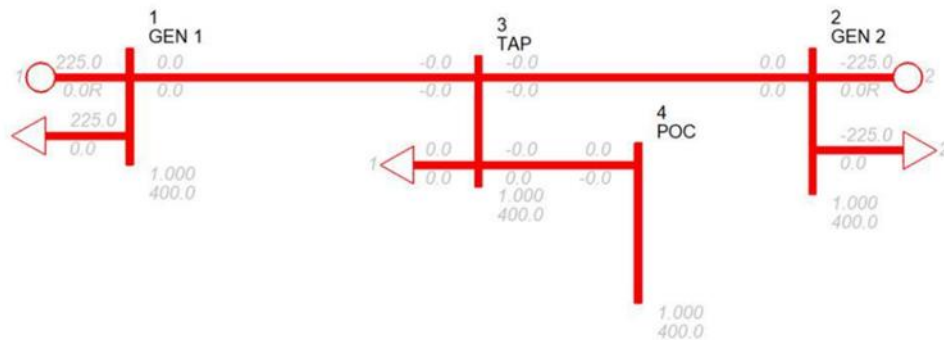
4.5.3 Syfte med simulering

Syftet med simuleringen är att visa:

- > att kraftparksmodulen är utrustad med en POD-funktion som bidrar till dämpning av effektpendlingar i intervallet 0,25–1 Hz (periodtid 1-4 s).

4.5.4 Utförande av simulering

Simuleringen utförs med hjälp av en simuleringsmodell, tillhandahållen av berörd systemansvarig för överföringssystemet, som visas i Figur 26.



Figur 26 Simuleringsmodell för validering av POD-funktionen för en kraftparksmodul.

Ägaren av kraftparksmodulen ansluter sin modell av kraftparksmodulen, inklusive eventuellt uppsamlingsnät och transformator, till bus 4. En odämpad oscillation skapas genom att samtidigt koppla bort lasterna på bus 1 och bus 2. Frekvensen/periodtiden på oscillationen kan ändras genom att variera tröghetstidskonstanten, H, för generatorerna.

Beroende på hur pendlingsdämpningen är utformad i parkregulatorn kan simuleringen utföras på olika sätt. Simuleringen med ovanstående modell utgår ifrån att POD funktionen finns installerad i parkregulatorns spänningsreglering. Detta innebär dock inget krav att POD funktionen enbart kan vara installerad i parkregulatorns spänningsreglering utan POD funktionen kan även finnas i regleringen av aktiv effekt. För de fall då regleringen även finns i aktiv effekt behöver simuleringen modifieras i samråd med berörd systemansvarig och berörd systemansvarig för överföringssystemet.

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

- > Simuleringar ska utföras vid periodtider för svängningarna på 1, 2, 3 och 4 s både med och utan kraftparksmodulen inkopplad för att kunna påvisa dämpningen från kraftparksmodulen.
- > Simuleringarna ska utföras vid samtliga reglermoder för aktiv och reaktiv effekt enligt överenskommelse med berörd systemansvarig för överföringssystemet.
- > Simuleringarna utförs både inför tillfälligt driftsmeddelande och inför slutligt driftsmeddelande.

4.5.5 Resultat av simuleringen

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- > Kraftparksmodulen aktivt dämpar effektpendlingarna i systemet för alla simulerade frekvenser/periodtider (inom intervallet 0,25- 1 Hz, periodtid 1- 4 s). Uppfyllnad av kravet avgörs genom att mäta rotorvinkeln och den producerade aktiva effekten för generatorerna vid bus 1 och 2.
- > Vid en simulering med POD-funktionen aktiverad ökar dämpningen jämfört med vid en simulering utan POD-funktionen aktiverad.

4.6 POD (PSS) – validering av simuleringsmodellen

4.6.1 Hänvisning till krav

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

4.6.2 Syfte med simulering

Verifieringen av POD-funktionen för en kraftparksmodul görs med en simuleringsmodell där svängningar skapas för att studera kraftparksmodulens förmåga att dämpa dessa svängningar enligt avsnitt 4.5 i detta dokument. Eftersom verifieringen av POD-funktionen i avsnitt 4.5 enbart utförs genom simuleringar görs en ytterligare simulering med motsvarande provning med syftet att validera POD-funktionen i simuleringsmodellen för kraftparksmodulen, vilket beskrivs i detta avsnitt.

Syftet med simuleringen är att visa:

- > att modelleringen av POD-funktionen för kraftparksmodulen överensstämmer med den uppmätta POD-funktionen i intervallet 0,25–1 Hz (periodtid 1-4 s).

Simuleringarna kommer att utföras både inför tillfälligt driftsmeddelande och inför slutligt driftsmeddelande.

- > Inför tillfälligt driftsmeddelande utförs simuleringarna på de planerade effektnivåerna för provning med den preliminära simuleringsmodellen för kraftparksmodulen. Resultaten från dessa simuleringar används som underlag för provningen.
- > Inför slutligt driftsmeddelande är syftet att påvisa överensstämmelse mellan resultaten från simuleringarna och provningarna. Simuleringarna ska därmed utföras under samma förutsättningar som provningarna utförda enligt bilaga 6. Om resultaten inte stämmer överens ska simuleringsmodellen för kraftparksmodulen uppdateras tills överensstämmelse fås. Den validerade simuleringsmodellen används sedan till att påvisa uppfyllnad av kravet angående POD-funktionen enligt avsnitt 4.5 i detta dokument.

4.6.3 Utförande av simulering

Simuleringar i detta avsnitt utförs på det öppna systemet. Nätmodellen har därför endast en begränsad inverkan på simuleringens resultat. Den nätmodell som används för dessa simuleringar kan därför vara den samma som simuleringsmodellen som användes i avsnitt 4.5.

Beroende på hur pendlingsdämpningen är utformad i parkregulatorn kan provet utföras på olika sätt. Nedanstående beskrivning utgår ifrån att POD funktionen finns installerad i parkregulatorns spänningsreglering. POD funktionen modulerar därmed reaktiv effekt genom att återkoppla från lokalt uppmätt plusföljdsspänning. Detta innebär dock inget krav att POD funktionen enbart kan vara installerad i parkregulatorns spänningsreglering utan POD funktionen kan även finnas i regleringen av aktiv effekt. I detta fall så regleras den aktiva effekten genom att återkoppla från lokalt uppmätt frekvens. För de fall då regleringen även finns i aktiv effekt behöver nedanstående beskrivning av simulering som motsvarar överensstämmelseprovningen modifieras i samråd med berörd systemansvarig och berörd systemansvarig för överföringssystemet.

Förutom en POD funktion kan även kraftparksmodulen innehålla funktioner för tillhandahållande av syntetisk tröghet och felströmsinjicering. I samband med prov och simulering ska därför överenskommas med berörd

systemansvarig och berörd systemansvarig för överföringssystemet om funktionen för felströmsinjicering ska vara aktiverad och med berörd systemansvarig för överföringssystemet om funktionen för syntetisk tröghet ska vara aktiverad.

Simuleringarna utförs på det öppna systemet genom att applicera sinusformade förändringar av den tilltänkta mätsignalen enligt:

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

De sinusformade variationerna påförs genom att addera en tilläggsignal, $\Delta U_n(t)$, i spänningsregulatorn. Insignalen till spänningsregulatorn blir alltså

$$U(t) = U_0 + \Delta U_n(t)$$

där U_0 är ett statistiskt referensvärde för spänningen. Exempelvis så kan U_0 vara den uppmätta spänningen vid det tillfälle där återkopplingsloopen bryts för att kunna utföra testet.

De sinusformade variationerna, $\Delta U_n(t)$, ska ha en amplitud på 0,02 pu (1,0 pu motsvarar spänningens börvärde med relativtal 1) och ha en periodtid, T_n , som varierar mellan 0,1 och 10 s. Om simuleringen inför tillfälligt driftsmeddelande visar att en amplitud på 0,02 pu är för stor ska simuleringarna även genomföras vid en mindre amplitud för att motsvara en trolig amplitud som kan användas i provningen. Inför slutligt driftsmeddelande används samma amplitud som användes vid provningen.

Tabell 20 Sinusformad variation av spänningen påförd parkregulatorns spänningsreglering vid simulering av POD funktionen.

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

Eftersom dessa simuleringar är relativt långa kan en simulering göras för varje periodtid om det underlättar utförandet.

- > Simuleringarna ska utföras vid samtliga reglermoder för aktiv och reaktiv effekt enligt överenskommelse med berörd systemansvarig för överföringssystemet.
- > Simuleringarna utförs både inför tillfälligt driftsmeddelande och inför slutligt driftsmeddelande.

4.6.4 Analys av simuleringen

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

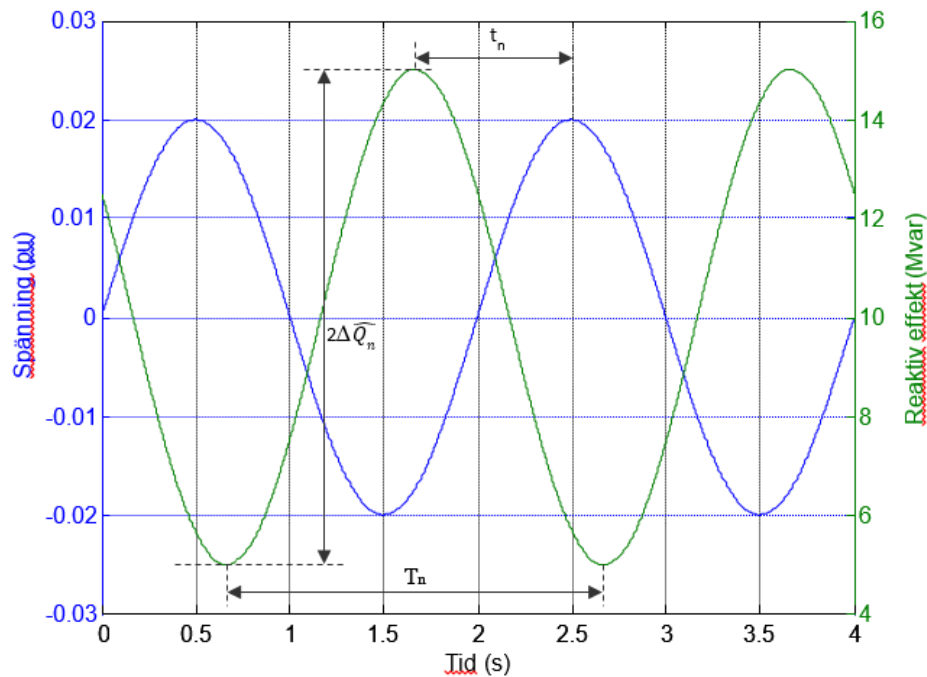
$$\Delta Q_n(t) = \Delta \widehat{Q}_n \times \sin\left(\frac{2\pi}{T_n} \times t + \varphi_n\right)$$

Amplituden, $\Delta \widehat{Q}_n$, samt fasförskjutningen, φ_n , på de sinusformade reaktiva effektvariationerna kommer att variera med periodtiden, T_n , vilket exemplifieras i Figur 27. I figuren visas rena sinusformade variationer av den reaktiva effekten men provresultatet kan ofta avvika en del från rena sinusformade variationer. För dessa fall tas fundamentalkomponenten av den reaktiva effektpendlingen fram genom FFT analys.

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

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

Notera att fasförskjutningen, φ_n , blir negativ om förändringar i reaktiv effekt, $\Delta Q_n(t)$, kommer efter förändringen av den pålagda sinusformade variationen på spänningsmätningen, $\Delta U_n(t)$.



Figur 27 Pålagd sinusformad spänningsvariation (blå) och sinusformad reaktiv effektvariation (grön).

Utifrån framtagna värden på amplituder och fasförskjutningar från utförda prov och simuleringar ritas Bodeliknande diagram upp över förstärkning (amplitud på reaktiva effekten) samt fasvridning (vinkel φ_n mellan den pålagda sinussignalen i spänningen till den realiserade reaktiva effekten).

4.6.5 Resultat av simuleringen

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- > Inför tillfälligt driftsmeddelande:
 - Amplitud och fasförskjutning har tagits fram för POD funktionen som underlag för provningen.
 - POD funktionen har en påverkan på den reaktiva effektutmatningen från kraftparksmodulen.
 - Fasförskjutningen som har tagits fram visar att POD funktionen kan förväntas ha ett dämpande bidrag i intervallet 0,25–1 Hz.
- > Inför slutligt driftsmeddelande:

- Framtagen amplitud och fasförskjutning från provningen stämmer överens med den amplitud och fasförskjutning som tagits fram för kraftparksmodulens simuleringsmodell.
- Kraftparksmodulens simuleringsmodell har uppdaterats vid behov för att få överensstämmelse.
- POD funktionen har en påverkan på den reaktiva effektutmatningen från kraftparksmodulen.
- Fasförskjutningen som har tagits fram i provningen och den uppdaterade simuleringsmodellen visar att kraftparksmodulens POD funktion kan förväntas ha ett dämpande bidrag i intervallet 0,25–1 Hz.

4.7 POD (PSS) – underlag inför provning av POD

Detta avsnitt är endast aktuellt om motsvarande provning planeras. Detta sker i så fall på initiativ från berörd systemansvarig för överföringssystemet.

4.7.1 Hänvisning till krav

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

4.7.2 Syfte med simulering

Verifieringen av POD-funktionen för en kraftparksmodul görs med en simuleringsmodell där svängningar skapas för att studera kraftparksmodulens förmåga att dämpa dessa svängningar enligt avsnitt 4.5 i detta dokument. Dessa simuleringar kan inte återupprepas genom provning. Däremot kan det finnas fall där det i det anslutande nätet går och är driftsmässigt möjligt att skapa svängningar, exempelvis genom ur-inkoppling av ledning(ar), med någon/några periodtider inom kravställt intervall 0,25–1 Hz (periodtid 1-4 s). Om förutsättningar finns kan provning utföras, enligt överenskommelse med berörd systemansvarig och berörd systemansvarig för överföringssystemet, där svängningar skapas och kraftparksmodulens förmåga att dämpa pendlingarna med och utan POD funktion aktiverad visas. Inför dessa provningar ska simuleringar göras med en nätmodell som är tillräckligt detaljerad för att de svängningar som ska skapas ska kunna simuleras. Notera att den här simuleringen endast utförs om motsvarande provning planeras.

Syftet med simuleringen är att:

- > Inför tillfälligt driftsmeddelande:

- Visa hur pendlingar med periodtider mellan 1 s och 4 s kan skapas i det anslutande nätet.
 - Visa att kraftparksmodulen kan dämpa pendlingarna.
 - Visa att dämpningen blir större med POD-funktionen aktiverad än med POD-funktionen deaktiverad.
- > Inför slutligt driftsmeddelande:
- Visa att resultaten från simuleringarna överensstämmer med resultaten från motsvarande provning. Simuleringsmodellen uppdateras vid behov.
 - Visa att kraftparksmodulen kan dämpa pendlingarna.
 - Visa att dämpningen blir större med POD-funktionen aktiverad än med POD-funktionen deaktiverad.

Notera att den här simuleringen inte ersätter den simuleringen som utförs i avsnitt 4.5 utan är en förberedelse inför överensstämmelseprovningen.

4.7.3 Utförande av simulering

Simuleringen utförs med hjälp av en simuleringsmodell som är tillräckligt detaljerad för att kunna simulera de pendlingar som ska skapas i nätet. Nätmodell och övriga förutsättningar för simuleringen ska tillhandahållas av berörd systemansvarig inför anslutningsprocessen. Simuleringarna utformas enligt överenskommelse med berörd systemansvarig för överföringssystemet och innehåller typiskt att en händelse initieras, exempelvis ur- och inkoppling av ledning(ar), som resulterar i svängningar med de önskade periodtiderna som påverkar anslutningspunkten till kraftparksmodulen

Simuleringen utförs då kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering eller annan driftmod som inte påverkas av frekvensändringar i kraftsystemet. Den aktiva effektnivån för simuleringen väljs för att efterlikna motsvarande överensstämmelseprov. Inställningarna för regleringen av reaktiv effekt görs i samråd med berörd systemansvarig för överföringssystemet.

Simuleringen utförs för följande fall:

1. Kraftparksmodulen är ej ansluten.
2. Kraftparksmodulen är ansluten och POD-funktionen är ej aktiverad.
3. Kraftparksmodulen är ansluten och POD-funktionen är aktiverad.

Beroende på förutsättningarna i nätet samt möjligheterna till kopplingar i nätet kan en eller flera periodtider studeras.

4.7.4 Resultat av simuleringen

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- > Inför tillfälligt driftsmeddelande:
 - Kraftparksmodulen aktivt dämpar effektpendlingarna i systemet för alla aktuella frekvenser/periodtider (inom intervallet 0,25–1 Hz, periodtid 1-4 s).
 - Dämpningen blir större med POD-funktionen aktiverad än med POD-funktionen deaktiverad.
 - Simuleringen ger underlag inför motsvarande överensstämmelseprovning.

- > Inför slutligt driftsmeddelande:
 - Kraftparksmodulen aktivt dämpar effektpendlingarna i systemet för alla aktuella frekvenser/periodtider (inom intervallet 0,25–1 Hz, periodtid 1-4 s).
 - Dämpningen blir större med POD-funktionen aktiverad än med POD-funktionen deaktiverad.
 - Resultaten från simuleringarna överensstämmer med resultaten från motsvarande provning. Simuleringsmodellen har uppdaterats vid behov.

5 Feltålighet

För att visa kraftparksmodulens kravuppfyllnad gällande kraven för feltålighet vid kortslutningar i anslutande nät, görs ett antal simuleringar beskrivna i avsnitt 5.1. För feltåligheten har det anslutande nätet stor påverkan varvid den nätekvivalent som tillhandahålls av berörd systemansvarig ska användas. Simuleringarna för tillhandahållande av snabb felström och prioritering av aktiv eller reaktiv effekt under feltillstånd beskrivna i avsnitt 5.3 och avsnitt 5.4 är inte lika beroende av nätmodellen och en enklare nätmodell kan användas vid behov.

5.1 Feltålighet och återhämtning av aktiv effekt efter fel

5.1.1 Hänvisning till krav

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

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.

En kraftparksmoduls förmåga att förbli ansluten till nätet med stabil drift inbegriper flera olika krav som samtliga måste vara uppfyllda för att kraftparksmodulen ska uppfylla det övergripande kravet på feltålighet. Inledningsvis ska kraftparksmodulen och dess hjälpkraftutrustning dimensioneras för att klara av en spänningsprofil given av RfG och EIFS 2018:2, se Figur 28. Denna förmåga ska även redovisas i bilaga 3 Anläggningsdata. Därefter ska kraftparksmodulen klara av ett fel i anslutningspunkten på 200 ms. Förmågan att klara av felet redovisas genom en simulering av ett 200 ms fel i anslutningspunkten. Eftersom kraftparksmodulen är verifierad för att förbli ansluten till nätet med en stabil drift för en spänning som ligger över den angivna kurvan i Figur 28 måste, för att klara kravet, spänningen vid simuleringen hamna över kurvan i Figur 28.

Simuleringen för kraftparksmoduler syftar till att:

- > Visa kraftparksmodulens förmåga att förbli ansluten till nätet med stabil funktion vid en stum trefasig kortslutning i anslutningspunkten med en frånkoblingstid 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 28 nedan.
- > Visa att de för kraftparksmodulen nödvändiga hjälpkraftsystemen klarar av den spänning-tidprofil som fås i samband med en trefasig kortslutning i anslutningspunkten.
- > Visa att en återhämtning av aktiv effekt efter fel är utförd inom 2 sekunder efter det att spänningen i anslutningspunkten åter överstiger 90 %. Återhämtningen av aktiv effekt ska ske till en nivå som avviker mindre än 5 % från den aktiva effektnivån innan felet inträffade.

5.1.3 Utförande av simulering

Ett stumt 3-fasfel på 200 ms appliceras i anslutningspunkten för kraftparksmodulen. De aktiverade reglerfunktionerna vid simulering av feltålighet ska överenskommas med berörd systemansvarig.

Förutsättningarna för simuleringen givna i RfG/EIFS 2018:2 är följande:

- > Arbetspunkten för kraftparksmodulen före fel motsvarar maximal aktiv effektproduktion, P_{\max} .
- > Det reaktiva effektutbytet i anslutningspunkten är noll innan fel.
- > 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 nätekivalenten 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 kraftparksmodulen prioriteras, dvs. en avvikelse i spänningen i anslutningspunkten är acceptabel

då nätekivalenten 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.

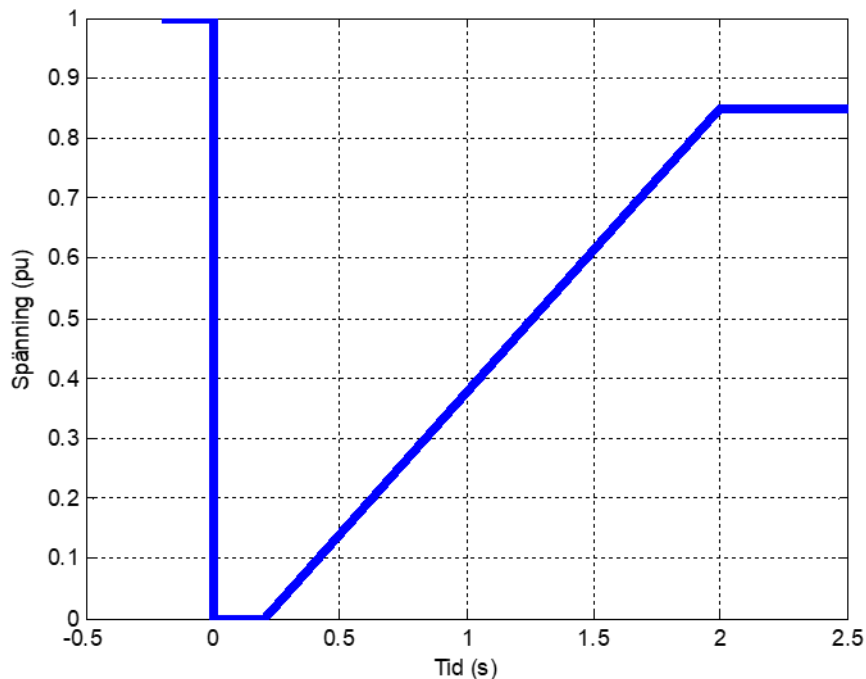
Visa att hjälpkraften klarar av de förhållanden som fås vid felet, genom att visa att skydd för hjälpkraften inte kopplar bort.

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:

- > Kraftparksmodulen förblir ansluten till nätet med fortsatt stabil funktion vid ett stumt 3-fasfel i anslutningspunkten som kopplas bort efter 200 ms.
- > Spänningen i anslutningspunkten efter att felet fränkopplats överskrider den nedre gräns som utgörs av spännings-tidsprofil som anges i Figur 28 nedan (blå kurva). Efter 10 s ska även spänningen vara högre än 90 % i anslutningspunkten.
- > Kraftparksmodulen återgår till ett stabilt stationärtillstånd.
- > Det genom skyddsinställningar visas att de delar av hjälpkraften som är nödvändiga för fortsatt drift av kraftparksmodulen ej kopplas bort under felet.
- > Den aktiva uteffekten ska ha återtagit en effektnivå som avviker mindre än 5 procent från effektnivån omedelbart innan fel inom 2 sekunder efter att spänningen i anslutningspunkten överstiger 90 %.
- > Hänsyn tas till specifikationerna i artikel 20.3.b där det är tillämpligt.



Figur 28 Krav på tålighet mot spänning i anslutningspunkten.

5.2 Feltålighet vid osymmetriska fel

5.2.1 Hänvisning till krav

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

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.

Simuleringen för kraftparksmoduler syftar till att:

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

- > Visa att kraftparksmodulen hanterar ett osymmetriskt fel utan att orsaka ytterligare överspänningar eller liknande enligt överenskommelse med berörd systemansvarig.
- > Visa att en återhämtning av aktiv effekt efter fel är utförd inom 2 sekunder efter det att spänningen i anslutningspunkten åter överstiger 90 %. Återhämtningen av aktiv effekt ska ske till en nivå som avviker mindre än 5 % från den aktiva effektnivån innan felet inträffade.

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

5.2.3 Utförande av simulering

Simuleringen utförs med en simuleringsmodell som kan representera osymmetriska fel. Nätmodellen kan vara en enklare modell där kortslutningseffekten motsvarar den kortslutningseffekt som används i simuleringen i avsnitt 5.1.

Simuleringen utförs genom att applicera följande stumma fel i anslutningspunkten:

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

5.2.4 Resultat av simulering

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- > Kraftparksmodulen förblir ansluten till nätet med fortsatt stabil funktion vid applicerade fel i anslutningspunkten.
- > Kraftparksmodulen återgår till ett stabilt stationärtillstånd.
- > Kraftparksmodulen hanterar ett fel utan att orsaka ytterligare överspänningar eller liknande enligt överenskommelse med berörd systemansvarig.
- > Den aktiva uteffekten ska ha återtagit en effektnivå som avviker mindre än 5 procent från effektnivån omedelbart innan fel inom 2 sekunder efter att spänningen i anslutningspunkten överstiger 90 %.

5.3 Tillhandahållande av snabb felström

5.3.1 Hänvisning till krav

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

5.3.2 Bakgrund och syfte med simuleringen

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

Syftet med simuleringen är att redovisa att kraftparksmodulen följer angivna krav för tillhandahållande av snabb felström.

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

5.3.3 Utförande av simulering

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

5.3.4 Kravuppfyllnad

Simuleringen ska anses godkänd om:

- > Kraftparksmodulen kan påvisa uppfyllnad av de projektspecifika kraven.

5.4 Prioritering mellan aktiv och reaktiv effekt under feltillstånd

5.4.1 Hänvisning till krav

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

5.4.2 Bakgrund och syfte med simulering

Vid ett fel i nätet är den resulterande felströmmen viktig både för att detektera felet samt för att minska utbredningen av spänningsdippen och för den

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

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

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

5.4.3 Utförande av simulering

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

5.4.4 Kravuppfyllnad

Simuleringen ska anses godkänd om:

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

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

