

UPPSALA
UNIVERSITET

UPTEC STS 25025

Examensarbete 30 hp

Juni 2025

Effekthöjning och stabilitetsanalys

Transient stabilitet för kärnkraftsproducerande anläggning

Alfred Larsson



Civilingenjörsprogrammet i system i teknik och samhälle

UPPSALA UNIVERSITET

Power Increase and Stability Analysis In a Nuclear Generation System

Alfred Larsson

Abstract

This master's thesis evaluates whether the nuclear power generation system Forsmark 3 remains compliant with the body of laws governing alternating current (AC) generators in the interconnected power grid following a potential power increase. Increasing the net thermal power output of a nuclear plant reduces the margin for compliance, making it essential to assess whether the stipulated requirements are fulfilled before any such increase is decided on. There is no decision regarding a possible power increase at Forsmark 3 today. Therefore, the purpose of this report is to serve as an analysis for the potentiality of such initiatives.

A key focus is on the subset of the governing regulations addressing the system behaviour before and after a zero-impedance three-phase fault near the generator, afssessing ‘transient stability’ or ‘fault-ride-through capability’. These requirements are presently defined by the European Commission under the "Requirements for Generators" (RfG) and implemented in Sweden by The Energy Markets Inspectorate (Ei) under the regulation EiFS 2018:2. Previously, Svenska kraftnät (Svk) developed and enforced these standards which were named SvKFS 2005:2. Forsmark 3 predates the RfG and typically follows the older Svk regulations. Although, the proposed power increase may involve technical changes that could necessitate compliance with RfG standards. Therefore, compliance has been evaluated against both regulatory frameworks.

The analysis is conducted on Forsmark 3 using simulations in the simulation software PowerFactory (PF), developed by DigSILENT GmbH. The model integrates a detailed electrical-physical representation of Forsmark 3 with a national grid equivalent model exterior to Forsmark 3 provided by Svk; originally in PSS/E format, and converted to PF. The Forsmark model has been developed over many years by in-house power system specialists.

Results show that Forsmark 3 meets the requirements of both SvKFS 2005:2 and EiFS 2018:2. The discussion highlights the significant influence of grid conditions and generator inertia on compliance with the regulations. Therefore, a recommendation is that further investigations are made with consideration of grid configuration methods and strategies to positively contribute to the fault-ride-through capability of the generator at Forsmark 3. As well as an upgrade to a turbine with more rotational energy for future technical modifications.

Teknisk-naturvetenskapliga fakulteten

Uppsala universitet, Utgivningsort Uppsala

Handledare: Linn Åkerman Ämnesgranskare: Robert Eriksson

Examinator: Elísabet Andresdottir

Populärvetenskaplig sammanfattning

Under normala förhållanden råder det balans mellan producerad och konsumerad elektrisk energi i det svenska kraftsystemet [1]. Balans innebär att nätet ständigt tillförs lika mycket el som det förbrukas. Då balansstörningar riskerar att slå ut delar av eller hela kraftsystemet ska kraftsystemets anslutna kraftproducerande aktörer kunna visa att fel eller andra händelser på nätet inte leder till oönskad bortkoppling av deras anläggning. Svenska kraftnät som är systemansvarige planerar kraftsystemets drift enligt ’N-1 kriteriet’. Detta innebär att överliggande nät ändå ska klara av balansstörningar som leder till ett bortfall av en godtycklig systemkomponent. Ett led i att säkerställa stabil drift för kraftproducerande anläggningar är alltså att de kan visa efterlevnad av särskilda regulatoriska krav som ställs på dem. Detta bidrar till förmågan och tillförlitligheten av ett system som klarar av att leverera elektrisk energi vid dygnets alla timmar.

Den här rapporten undersöker huruvida Forsmark 3 kan öka reaktoreffekten och fortsatt leva upp till de regulatoriska krav vilka stipulerats av föreskrifterna SvKFS 2005:2 och EiFS 2018:2.

Systemansvarig	Ansvarar för och äger driften av det svenska stamnätet.
Överliggande nät	Stam- och överföringsnätet. Ägs av Svenska kraftnät.
Föreskrift	Nätägarens tekniska krav på kraftproducenter och kraftproducerande moduler. Exempelvis gällande stora störningar; transient stabilitet.
Nätkod	EU-kommissionens-förordning 2016/631 vilken de nuvarande/nya anslutningskraven EiFS 2018:2 är baserade på.
Anslutningskrav	De krav som en kraftproducent måste uppfylla för att få ansluta sin anläggning till överföringsnätet. Endast en av SvKFS 2005:2 och EiFS 2018:2
Störningstålighet	En kraftproducents förmåga att uppfylla de nätkoder som nätägaren stipulerar, exempelvis det felfall som avser transient stabilitet.
Felbortkopplingstid	Den tid som felet i det stipulerade felfallet ligger på.
Kritisk/Maximal felbortkopplingstid	Längsta möjliga felbortkopplingstid där produktionsanläggningen enligt föreskriftens stipulerade felfall bibehåller synkronism med nätet.

Innehållsförteckning

1. Inledning 6

1.1 Syfte och frågeställning 7

1.2 Avgränsningar 7

2. Bakgrund 7

2.1 Transient stabilitet 8

2.1.1 Anslutningskrav på produktionsanläggningar 8

2.1.2 Kravbilden 9

2.2 Effekthöjning Forsmark 3 13

2.2.1 Föreslagna effektnivåer, förberedelser och uppdatering av pumpsystem 13

3. Teori 15

3.1 Synkronmaskinen 15

3.1.1 Aktiv och reaktiv effekt i trefas 15

3.1.2 Synkronmaskinen agerar som generator 17

3.1.3 Parametervariation av generatorns reaktiva effekt 18

3.1.4 Generatorns spänningsregulator 19

3.1.5 Generatorns dämptillsats 21

3.2 Rotorvinkelstabilitet 22

3.2.1 Jämvikt – under normala anläggningsdriftfall 22

3.2.2 Transient stabilitet 24

3.2.3 Nätets struktur före och efter fel 26

3.3 Likaareakriteriet 28

3.3.1 Likaareakriteriet vid effekthöjning 30

3.3.2 Likaareakriteriet vid effekthöjning och övermagnetiserad generator 31

3.3.3 Likaarekriteriet med olika nätstruktur före och efter fel 32

3.3.4 Likaareakriteriet vid icke-ideal spänningsåterhämtning 33

4. Metod 34

4.1 Simuleringsinställningar 35

4.1.1 RMS och EMT-simuleringar 35

4.1.2 Initialtillstånd 35

4.1.3 Tidsrepresentation och steglängd 37

4.2 Felet 37

4.2.1 Felställe 38

4.2.2 Förslag till uppdatering av EiFS 2018:2 41

4.2.3 Feltyp 43

4.2.4 Felbortkopplingstid 44

4.3 Aktiv effektutmatning 45

4.3.1 112,5 procent effekt 46
4.3.2 125 procent effekt 46
4.4 Reaktiv effektutmatning 47
4.5 Spänning i närmast maskade/anslutningspunkten 48
4.5.1 Justering av yttre nät för att uppfylla initial spänning och reaktiv effekt 49
4.6 Pumpbyte på internt nät för 125 procent effekt 51
5. Resultat 51
5.1 Initialvärden från lastflödesberäkning 52
5.2 SvKFS 2005:2 112,5 procent effekt 52
5.2.1 Felställe 1: på ledning A 53
5.2.2 Felställe 2: på ledning B 53
5.3 EiFS 2018:2 112,5 procent effekt 54
5.3.1 Felställe 1: på ledning A 55
5.3.2 Felställe 2: på ledning B 56
5.4 SvKFS 2005:2 125 procent 58
5.4.1 Felställe 1: på ledning A 58
5.4.2 Felställe 2: på ledning B 59
5.5 EiFS 2018:2 125 procent 59
5.5.1 Felställe 1: på ledning A 60
5.5.2 Felställe 2: på ledning B 61
5.6 SvKFS 2005:2 vid kritisk felbortkopplingstid med 112,5 procent effekt 63
5.6.1 Felställe 1: på ledning A 63
5.6.2 Felställe 2: på ledning B 64
5.7 EiFS 2018:2 vid kritisk felbortkopplingstid med 112,5 procent effekt 65
5.7.1 Felställe 1: på ledning A 65
5.7.2 Felställe 2: på ledning B 67
5.8 SvKFS 2005:2 vid kritisk felbortkopplingstid med 125 procent effekt 69
5.8.1 Felställe 1: på ledning A 69
5.8.2 Felställe 2: på ledning B 70
5.9 EiFS 2018:2 vid kritisk felbortkopplingstid med 125 procent effekt 71
5.9.1 Felställe 1: på ledning A 71
5.9.2 Felställe 2: på ledning B 73
5.10 EiFS 2018:2 med förslag om uppdatering 75
5.10.1 112,5 procent effekt 76
5.10.2 125 procent effekt 78
5.11 Sammanfattning av resultat 80
5.11.1 Grundstudien 81
5.11.2 Kritisk felbortkopplingstid och ökad tröghetskonstant 81

5.11.3 Förslag om uppdaterad EiFS 2018:2 83
6. Diskussion 84
6.1 SvKFS 2005:2 84
6.1.1 Med avsteg 84
6.2 EiFS 2018:2 85
6.2.1 EiFS 2018:2 enligt förslag om uppdatering 85
6.3 Ökad tröghetskonstant 86
7. Slutsatser och framtida arbete 86
Litteratur och referenser 87
Bilaga 1: Jämförelse av spänning i anslutningspunkten för fel på ledning A och ledning B. 89
Bilaga 2: Kortslutningsströmmar för EiFS i närliggande ände (i) och fjärrände (j) 91

1. Inledning

Säker och stabil drift av det svenska kraftsystemet regleras av och är systemansvariges yttersta ansvar. Europeiska kommissionen beslutar om förordningar, vilka står över svensk lag, och reglerar vilka tekniska krav som bör gälla för de kraftproducenter som är anslutna till det europeiska kraftsystemet [2]. Myndigheter har sedan möjlighet att författa föreskrifter på uppdrag av riksdag och regering med stöd från förordningen som gäller i det svenska kraftsystemet; vilket i Sverige är Energimarknadsinspektionen (Ei) [3]. Europeiska kommissionen formulerar målet med förordningen ’Nätanslutning av generatorer’[1], som är en EU-lag vilken reglerar tekniska krav i det europeiska kraftsystemet, att målsättningen med förordningen bland annat är:

- trygg elförsörjning.
- säkerställd systemsäkerhet.

Kommissionen nämner i förordningen att en del av systemsäkerheten beror (delvis) på kraftproduktionsmodulers individuella tekniska förmåga.

Uppvisande av kraftproduktionsanläggningens tekniska förmåga görs av varje enskild kraftproducent enligt de föreskrifter som kraftsystemets systemansvarige beslutar om. I en föreskrift finns emellertid många olika delmängder av fenomen som alla innefattas av kraftsystemets stabilitetsegenskaper.

En särskild delmängd av de stabilitetskrav som ställs på kraftproducenter handlar om ett mycket precist och dimensionerande störningsfall. Detta störningsfall handlar om att anläggningen ska klara av att utsättas för en närbelägen trefasig kortslutning och återgå till normal och stabil funktion efter felets/störningens upphörande; också givet vissa krav på anläggningens och nätets rådande tillstånd innan felets uppkomst. Symmetriska fel leder till stora kortslutningsströmmar och kan i värsta fall leda till bortfall av delar av eller hela kraftsystemet [4]. Nätstörningar i form av (symmetriska) kortslutningar studeras under det teoretiska ramverket för rotorvinkelstabilitet, närmare bestämt transient stabilitet [5].

När den termiska effekten i en kokvattenreaktor (BWR-reaktor) höjs påverkas också möjligheten att uppfylla den förordnade och föreskrivna kravbild som rör transient stabilitet. Därför, har i det här arbetet, förmågan att kunna efterleva kraven på störningstålighet efter en effekthöjning av en kärnkraftsreaktor studerats.

Arbetet har utförts på Forsmarks kraftgrupp AB (FKA) under våren 2025 där kraven på störningstålighet har tillämpats och analyserats för en effekthöjning av Forsmarks kärnkraftsreaktor 3 (Forsmark 3).

Idag finns inget formellt beslut gällande en effekthöjning av Forsmark 3. Denna studie ingår i dagsläget därför inte i varken en förstudie eller pågående process rörande en

[1] eng. ’Requirements for Generators’ (’RfG’)

effekthöjning på FKA. Det bör också nämnas att resultaten som tas fram är avhängiga på den praktiska tillämpningen av föreskrifterna, vilket avgörs av studiens metodförfarande. Effektnivåerna i arbetet baseras primärt på den maximalt utmatade elektriska uteffekten, ibland också kallad ’abonnemangseffekt’. Om det blir aktuellt för en effekthöjning av Forsmark 3 behöver FKA upprätta en formell ansökan om detta. I den ansökan behöver de ange till Svenska kraftnät vilken den maximalt uppskattade elektriska effekt/abonnemangseffekt som de väntas mata ut till överliggande nät.

Resultaten kan i viss utsträckning användas som ett komplement vid jämförelse med tidigare och framtida resultat, om ett fastställande av planer på effekthöjning på Forsmark 3 förverkligas.

1.1 Syfte och frågeställning

Syftet med examensarbetet är att undersöka huruvida det är möjligt att uppfylla de stipulerade kraven enligt SvKFS 2005:2 3 kap. 5-6 §§ eller EiFS 2018:2 3 kap 34-40 §§ för Forsmark 3 vid en höjning av reaktoreffekten. Om kraven uppfylls vid angivna effektnivåer borde Forsmark 3 kunna effekthöjas. De studerade effektnivåerna är 112,5 och 125 procent termisk effekt. Frågeställningarna är därför:

- Kan Forsmark 3 visa att krav enligt SvKFS 2005:2 eller EiFS 2018:2 uppfylls efter effekthöjning till 112,5 eller 125 procent effekt?
- Vilken är den kritiska felbortkopplingstiden för Forsmark 3 efter effekthöjning, vid 112,5 eller 125 procent, för SvKFS 2005:2 och EiFS 2018:2?

1.2 Avgränsningar

Arbetet fokuserar enbart på de stabilitetskriterier som avser rotorvinkelstabilitet. Närmare bestämt att generator visar på fortsatt stabil funktion ett symmetriskt fel ansatt enligt föreskrifterna SvKFS 2005:2 och EiFS 2018:2. Andra stabilitetskriterier såsom frekvens- och spänningsstabilitet har därför inte ingått i studien. Småsignalstabilitet, som också är en underkategori av rotorvinkelstabilitet, har inte heller studerats [6].

2. Bakgrund

Rapportens bakgrund syftar till att introducera läsaren till *transient stabilitet* och efter det beskriva anslutningskraven SvKFS 2005:2 och EiFS 2018:2 som båda innehåller avsnitt vilka relaterar till *transient stabilitet i praktiken*. Därefter förklaras kort syftet med anslutningskraven.

Efter det redogörs kort de föreslagna procentuella effektnivåerna vilka behandlas i det här arbetet. Effektnivåerna är baserade på intern Forsmark-litteratur.

2.1 Transient stabilitet

En kraftproducerande anläggning som är transient stabil klarar av att utsättas för en stor störning utan behöva bortkopplas från överliggande nät [7]. En studie i transient stabilitet[2] börjar alltid med en kraftproducerande anläggning/generator under balanserade förhållanden. Detta formuleras matematiskt som en differens mellan mekaniskt och elektriskt vridmoment, se ekvation (1).

$$T_m - T_e = 0 \tag{1}$$

Jämviktsläget i (1) säger att den producerade mekaniska energin från generatorsystemet förbrukas som elektrisk energi [5]. Anta vidare att samma system utsätts för en stor störning. Under den störningen upphör den elektriska kopplingen ($T_e = 0$) och obalans i ekvation (1) kommer att råda så länge som felet varar [3].

Om störningen är allvarlig nog kan generatorn falla ur fas, vilket betyder att den oönskat tappar sin elektriska koppling till nätet [5]. För att minimera risken för stabilitetsproblem existerar därför krav på störningstålighet.

2.1.1 Anslutningskrav på produktionsanläggningar

Båda föreskrifter som nämndes i arbetets syfte kravställer ett stumt, trefasigt fel med bestämd varaktighet (felbortkoppling). Den typen av störning är ett exempel på en så kallad ’stor störning’ som ingår i teorin om transient stabilitet [6]. De kapitel och paragrafer från SvKFS 2005:2 och EiFS 2018:2 som föreskriver detta är:

- *SvKFS 2005:2 kap. 3 5-6 §§ (Störningstålighet, spänningsvariationer)* Affärsverket svenska kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar [8]
- *EiFS 2018:2 34-40 §§ (Allmänna krav för kraftproduktionsmodul av typ D)* Energimarknadsinspektionens föreskrifter om fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av generatorer [9]

EiFS 2018:2 är emellertid en tolkning av den EU-gemensamma förordningen/anslutningskoden ’Nätanslutning av generatorer’:

- *Kommissionens förordning (EU) 2016/631* Om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer [10] – Ibland också kallad ’RfG’ under rapportens gång.

En kraftproducerande anläggning som tagits i drift innan SvKFS 2005:2 ikraftträdande ska bibehålla de prestanda som anläggningen hade tidigare [8]. Sker det en ombyggnation efter föreskriften tagits i kraft gäller de krav i föreskriftens som direkt

[2] Kvalitativ beskrivning; för en matematiskt exakt beskrivning hänvisas läsaren till underavsnitt **3.2** och **3.3**.

påverkas av anläggningsförändringen. Anläggningar byggda efter SvKFS 2005:2:s ikraftträdande men innan EiFS 2018:2 följer därmed SvKFS 2005:2. Därför gäller det också att anläggningar byggda efter EiFS 2018:2:s ikraftträdande följer den föreskriften. Dessutom gäller det att en anläggning som ursprungligen följer SvKFS 2005:2 kan behöva följa alla eller vissa krav i EiFS 2018:2 om ett av följande tre villkor uppfyllts [10].

1) En modernisering av anläggningen genomförs som påverkar den tekniska förmågan.
2) En modernisering av anläggningen genomförs och är av sådan natur att det fordrar ett nytt anslutningsavtal.
3) Systemansvarige beslutar att det finns skäl att förändra producentens befintliga avtal.

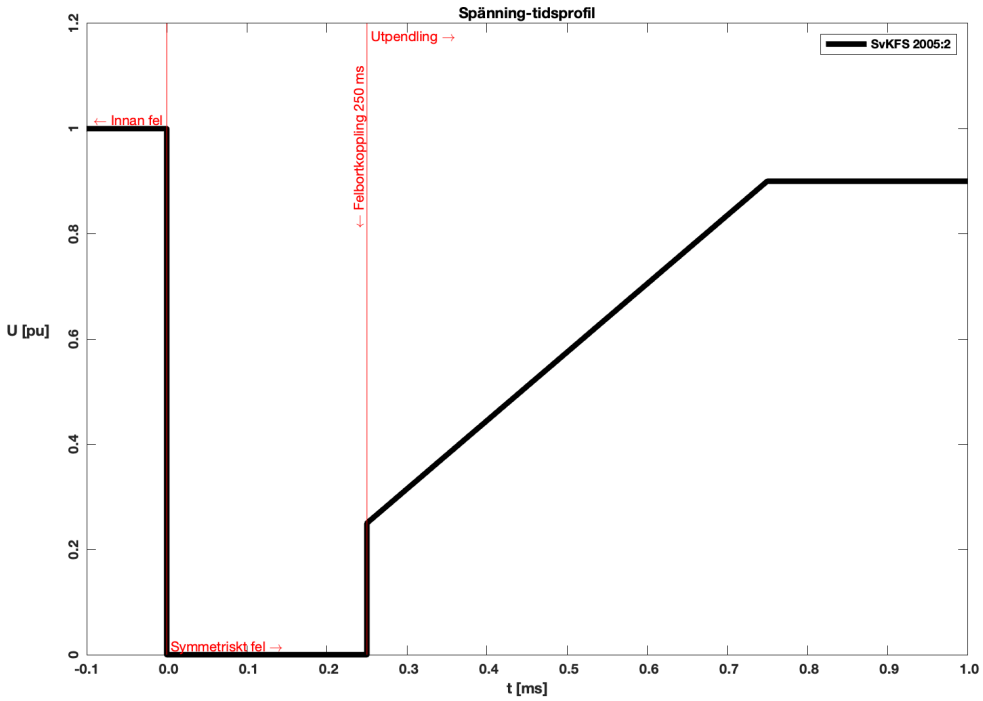
Föreskrifterna bestämmer vilka tekniska bestämmelser som måste uppfyllas för att en kraftproducents anläggning anses vara nog störningstålig i händelse av fel, men innehåller även en hel del andra stabilitetsrelaterade krav. En kraftproducent måste uppfylla alla krav i en föreskrift för att bli godkänd. Det här arbetet fokuserar därmed endast på en delmängd av föreskrifternas innehåll.

2.1.2 Kravbilden

Enligt SvKFS 2005:2 är föreskriftens syfte ’[…] att skapa de nödvändiga förutsättningarna för driftsäkerhet i det nationella elsystemet.’ [8]. I RfG:n, vilken EiFS 2018:2 är baserad på, anges syftet med regelverket att ge ’[…] harmoniserande regler […]’ [10]. Dessa regler definierar kriterier som är nödvändiga för att en kraftproducerande anläggning ska vara nöjaktigt stabil under/efter det definierade felfallet. I praktiken innebär kriterierna att kraftproducenten (SvKFS 2005:2) ’i det anslutande maskade stamnätet’ och (EiFS 2018:2) ’i anslutningspunkten’ ska kunna uppvisa en spänning-tidskurva enligt Figur 1 och Figur 2 [8] [9]. I SvKFS 2005:2:

> **5 §** Stora anläggningar skall, med bibehållen nätanslutning, klara variationer i spänningen på en eller flera faser i det anslutande maskade stamnätet ned till 0 % under 0,25 sekunder, följt av ett språng på 25 % och sedan linjärt ökande spänning under 0,5 sekunder upp till 90 % spänning, som därefter består.

Detta är illustrerat i Figur 1.



Figur 1. Spänning-tidprofil SvKFS 2005:2, i det anslutande maskade stamnätet.

Kravet från EiFS 2018:2 lyder:

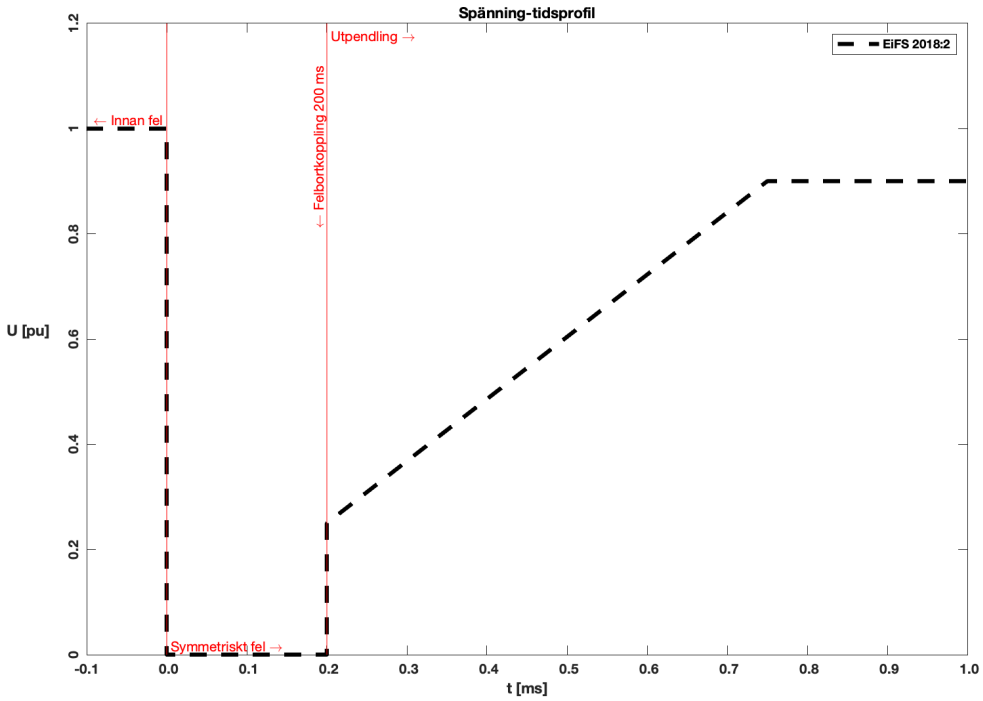
> **35 §** En synkron kraftproduktionsmodul av typ D ska förbli ansluten till EIFS 2018:2 nätet med fortsatt stabil funktion efter ett fel i anslutningspunkten med följande spänningsparametrar.

Spänningsparametrarna återfinns i Tabell 1.

Tabell 1. Spänningsparametrar vid olika tidpunkter enligt EiFS 2018:2 [5]

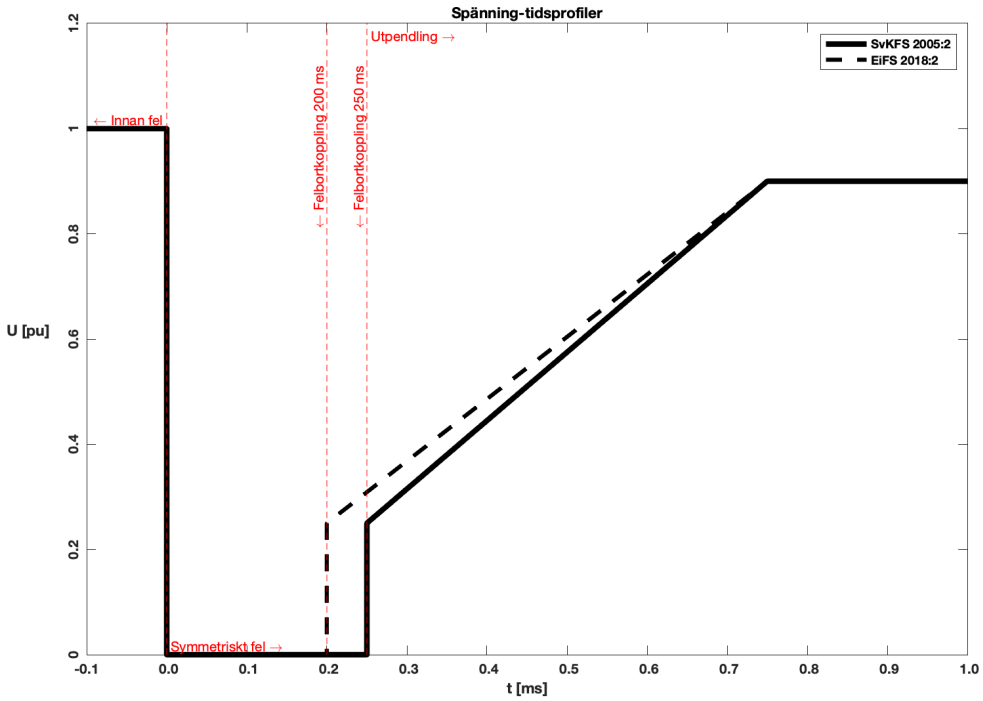
Spänningsvärde [pu]	**Tidpunkt [s]**
0	0
0,25	0,20
0,545	0,45
0,9	0,75

Grafiskt ger EiFS 2018:2 utseendet i Figur 2.



Figur 2. Spänning-tidprofil EiFS 2018:2, i anslutningspunkten.

Utseendet från Figur 1–2 är baserat på att en växelströmsgenerator utsätts för konkreta händelser över tid. Appliceras händelserna på generatorn är det alltså meningen att spänning-tidprofilen i det anslutande maskade nätet/anslutningspunkten ska få sitt karakteristiska utseende. I Figur 3 har graferna Figur 1 och Figur 2 lagts i samma bild, där det går att se på vissa skillnader mellan föreskrifterna. Framför allt går det att se hur SvKFS 2005:2 har längre felbortkopplingstid, 250 millisekunder kontra 200 millisekunder, och dessutom krav på snabbare spänningsåterhämtning efter felets upphörande (> 250 millisekunder).

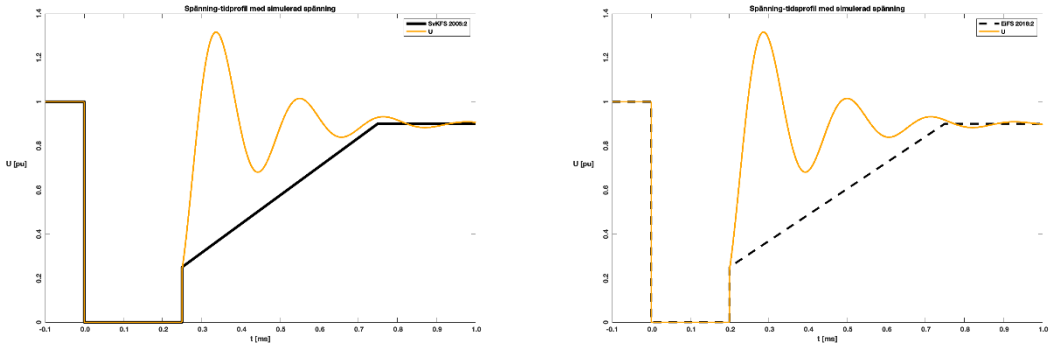


Figur 3. Jämförelse mellan spänning-tidprofilerna SvKFS 2005:2 och EiFS 2018:2.

Nedan förklaras de röda linjer som är noterade i varje graf, i Figur 1–3.

- **Innan fel** – Systemet är i ett rådande balanserat/jämviktsläge enligt stipulerade krav från föreskrifterna.
- **Symmetriskt fel** – Alla tre faser kortsluts i närmast maskade nod (SvKFS 2005:2) eller anslutningspunkten (EiFS 2018:2) vilket orsakar noll spänning i den punkten. Den elektriska effektöverföringen upphör helt under felets varaktighet.
- **Felbortkoppling** – Kortslutningen/felet kopplas bort vid stipulerad tid och spänningen påbörjar att återhämta sig.
- **Utpendling** – Spänningen återhämtar sig inte direkt till 1 pu utan oscillerar mot generatorns inställda spänning med tiden. Utpendlingskravet skiljer sig åt mellan SvKFS 2005:2 och EiFS 2018:2, varför lutningen skiljer sig åt mellan föreskrifterna i Figur 3.

Den linjära spänningsåterhämtning vilken är angiven som ’utpendling’ i Figur 3 motsvarar däremot inte ett verkligt dynamiskt system som generatorn ju är. Eftersom generatorn approximeras som ett andra ordningens system i studier i transient stabilitet har en mer ’verklig’ spänningsåterhämtning simulerats och plottats i Figur 4 för att ge en uppfattning om förväntade resultat från simuleringar [3] [1]. Därför ger Figur 4 en ’realistisk’ bild över spänningsåterhämtningen efter felets varaktighet uppfyllts.



Figur 4. Exempel på 'realistisk'/simulerad spänningskurva för ett andra ordningens system. SvKFS 2005:2 (t.v.) och EiFS 2018:2 (t.h.).

Föreskrifterna från Svk och Ei berättar att om generatorn utsätts för händelserna i punktlistan och uppvisar en spänning-tidprofil enligt Figur 1 och Figur 2 så är den stabil under och efter störning. Verifiering av föreskrifternas prestandakrav faktiskt uppfylls görs genom simuleringar av det fysiska kraftsystemet. Där ska både modell över kraftproduktionsanläggningen och nätmodell som tillhandahålls av systemansvarige ingå (Svk) [6].

2.2 Effekthöjning Forsmark 3

Detta är en sammanfattning av de effektnivåer som är aktuella för Forsmark 3 och de myndighetstillstånd och diverse tekniska förberedelser som krävs för att höjningen ska kunna genomföras.

2.2.1 Föreslagna effektnivåer, förberedelser och uppdatering av pumpsystem

Forsmark 3 är ursprungligen specificerad för att producera uppskattningsvis 3020 megawatt termisk effekt (MWt), med 100 procent elektrisk effekt om 1100 megawatt elektrisk (MWe) [11]. I dagsläget producerar anläggningen en effekt om 3300 MWt, med 109,3 procent elektrisk effekt ca 1200 MWe [11]. FKA bedömer att det finns två möjliga ökade effektnivåer för Forsmark 3.

- 'Lilla höjningen' – 112,5 procent termisk effekt.
- 'Stora höjningen' – 125 procent termisk effekt.

Både den lilla och stora effekthöjningen behandlas i den här studien. För en effekt om 112,5 procent krävs det få elektriska förberedelser på det interna nätet på Forsmark 3, medan en höjning till 125 procent kräver större förändringar [11]. Eftersom Forsmark 3 byggdes innan EiFS 2018:2 trädde i kraft är det de stipulerade kraven i SvKFS 2005:2 som anläggningen måste följa [11]. Däremot, eftersom RfG:n anger 'anläggningsmodernisering' som skäl för att klassificera om en äldre anläggning till EiFS 2018:2 finns det skäl att tro att en effekthöjning till 125 procent kan komma göra

att Forsmark 3 inte längre lyder under föreskriften SvKFS 2005:2 utan i stället EiFS 2018:2. Därför simuleras Forsmark 3 mot båda föreskrifter i den här rapporten.

Som tidigare nämnt finns inget beslut om effekthöjning på Forsmark 3. Effekthöjningen kan komma att kräva flera förändringar vad gäller servicefunktioner, säkerhetsfunktioner, processfunktioner och uppdaterad säkerhetsredovisning, för att nämna några [11]. Dessutom behöver tillstånd sökas hos relevanta myndigheter; exempelvis:

- Strålsäkerhetsmyndigheten (SSM)
- Svenska kraftnät

Effekthöjningar och effekthöjningsprojekt är däremot inte något nytt för FKA då alla tre block redan är godkända för att köras på en effekt högre än 100 procent [11]. Det senaste ärendet vad gäller effekthöjning rör F1 där det i dagsläget har simulerat och verifierat resultat mot SvKFS 2005:2 och också fått godkänt för provdrift om 1120 MWe fram till hösten 2025 [11].

Eftersom störningståighetskraven vid 1120 MWe på Forsmark 1 prövades mot SvKFS 2005:2 har tillämpningen av SvKFS 2005:2 på Forsmark 3 tagit stöd mot detta arbete. Mer specifikt gäller det vissa omständigheter i föreskriftens tillämpning som har klargjorts mellan FKA och Svk i brevkorrespondens mellan organisationerna. Detta tas upp mer i metodavsnittet i underavsnitt **4**.

3. Teori

- **3.1** behandlar synkronmaskinens (generatorn på Forsmark 3:s) drift under jämvikt, alltså innan felet appliceras. Avsikten är att ge en förståelse hur generatorns initialtillstånd påverkar möjligheten att klara de föreskrivna kraven, och inleda vad som är ett mer/mindre 'gynnsamt' initialtillstånd. Ett mer gynnsamt initialtillstånd innebär att det (teoretiskt) ´är lättare att klara det felfall som SvKFS 2005:2 eller EiFS 2018:2 stipulerat.
- **3.2-3.3** behandlar rotorvinkelstabilitet och likaareakriteriet. Dels exemplifierar likaareakriteriet varför det blir svårare att klara de stipulerade felfallen, vilket motiverar varför Forsmark behöver verifiera att Forsmark 3 är transient stabil även efter effekthöjning. Dessutom exemplifieras 'mer/mindre gynnsamma' initialtillstånd för generatorn applicerat på likaareakriteriet.

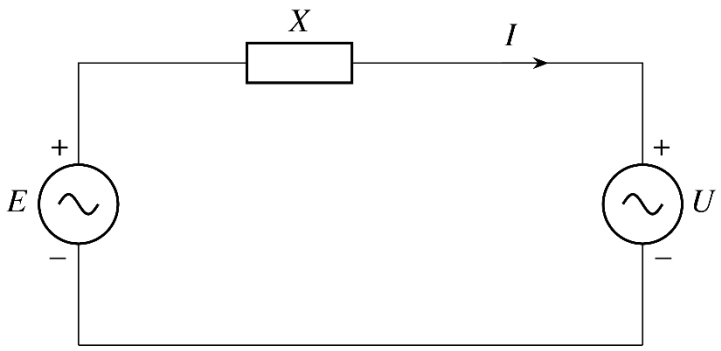
3.1 Synkronmaskinen

Detta avsnitt tar upp viktiga matematiska samband som visar på bland annat den aktiva P och reaktiva Q levererade effekten från synkronmaskin till nätet, men också generatorns lastvinkel δ innan fel. Dessa parametrar representerar generatorns driftförhållande innan felfallet simuleras och påverkar direkt generatorns möjlighet att vara fortsatt stabil efter felets upphörande. Parametervariation av generatorspänning, den (elektriska) aktiva effekten och lastvinkeln är något som visas i detalj under teorin om transient stabilitet och rotorvinkelstabilitet i **3.2**.

Viktigt att ta med sig till avsnitt **3.**2 är att generatorns spänning E, nätets spänning U och lastvinkeln δ mellan generator och nät avgör den aktiva effektöverföringen [12]. Och, spänningsskillnaden mellan generator och nät $|E|\,cos(\delta) - |V|$ styr den reaktiva effektöverföringen. En förändring av antingen P eller Q av den komplexa effekt som generatorn skickar ut på nät påverkar generatorns lastvinkel δ innan fel – där det enligt teorin för likaareakriteriet går att se att en liten lastvinkel gör det lättare att klara felfallet. Lastvinkeln styrs typiskt sett med generatorns magnetisering, genom att öka generatorspänningen med hjälp av.

3.1.1 Aktiv och reaktiv effekt i trefas

En synkronmaskin som är kopplad till nätet kan approximeras med kretsschemat i Figur 10.



Figur 5. Enmaskinekvivalent sammankopplad mot oändligt starkt nät.

I Figur 10 motsvarar variablerna:

E	Generatorns interna spänning, med vinkel δ
U	Det starka nätets spanning, med vinkel 0°
I	Strömmen som går till nätet, med vinkel ϕ
X	Den reaktans som ligger mellan generatorn och det starka nätet

Notera att nätspänningen har vinkeln 0°. Det är vanligt att det starka nätet ansätts som $U = |U|\angle 0^{\circ}$ medan generatorn representeras som $E = |E|\angle \delta^{\circ}$ [5]. När generatorvinkeln relateras med hänsyn till det starka nätet i det här sammanhanget kallas det för ’lastvinkel’, medan den under teorin för transient stabilitet kallas för ’rotorvinkel’, eftersom transient stabilitet är en underkategori till det som kallas för ’rotorvinkelstabilitet’.

Den matematiska sambandet mellan generatorn och nätet ges av sambandet (2).

$$E = jXI + U \tag{2}$$

Lös ut strömmen i (2) enligt (3).

$$I = \frac{E - U}{jX} \tag{3}$$

Den komplexa effekten, den effekt[3] som generatorn levererar till nätet, är $S = UI^{*}$ [12]. Den totala trefaseffekten går därför att uttrycka enligt (4).

$$S = 3UI^{*} = 3U\left(\frac{E - U}{jX}\right)^{*} \tag{4}$$

Skriv om (4) till (5).

$$S = 3\frac{UE^{*} - UU^{*}}{jX} \tag{5}$$

[3] Både aktiv och reaktiv effekt.

Introducera generatorvinkeln δ i (5), och skriv både generator- och nätspänning med fasvisare enligt (6).

$$3j\frac{|U||E|\angle-\delta}{X}-3j\frac{|U|^2}{X} \tag{6}$$

Fasvisarna representerar ett polärt tal [13]. Skriv om (6) till (7).

$$3j\frac{|U||E|(\cos(\delta)-j\sin(\delta))}{X}-3j\frac{|U|^2}{X}\;=\;P+jQ \tag{7}$$

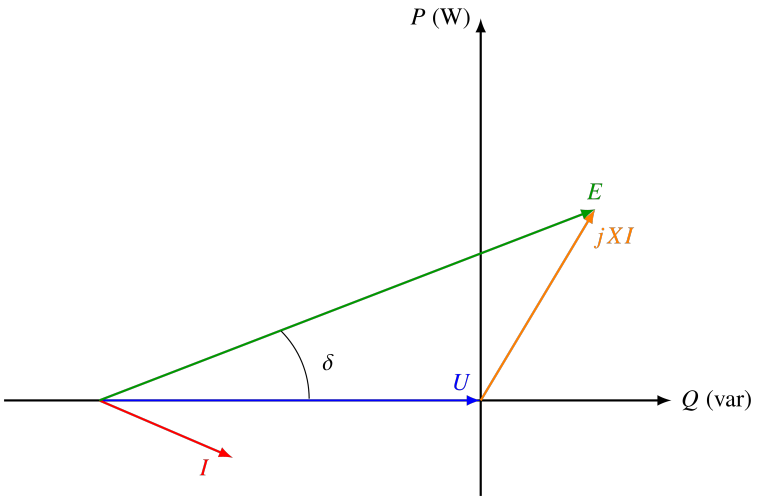
Sambandet (7) är ett komplext tal vilket skrivs på den komplexa formen med real- och imaginärdel. Den reella delen av talet representerar den aktiva effekt P som generatorn skickar ut på nät medan den imaginära delen representerar den reaktiva effekten Q. När uttrycken för P och Q separeras fås av real- och imaginärdelarna sambanden i (8)-(9). Därmed kan den aktiva och reaktiva effekten grafiskt skrivas på varsin axel, se Figur 6.

$$P=\mathrm{Re}(S)=3\frac{|E||U|}{X}\sin(\delta) \tag{8}$$

$$Q=\mathrm{Im}(S)=3\frac{|U|}{X}(|E|\cos(\delta)-|U|) \tag{9}$$

3.1.2 Synkronmaskinen agerar som generator

För situationen att synkronmaskinen *levererar* aktiv effekt till nät är lastvinkeln $\delta>0$ och den interna spänningen E är större än nätspänningen U, se Figur 6. Specifikt gäller det att när lastvinkeln δ är större än noll som maskinen faktiskt agerar som generator. Om $\delta=0$ roterar maskinen parallellt med nätet och inget aktivt effektutbyte sker. När synkronmaskinen agerar generator gäller därför situationen i Figur 6.

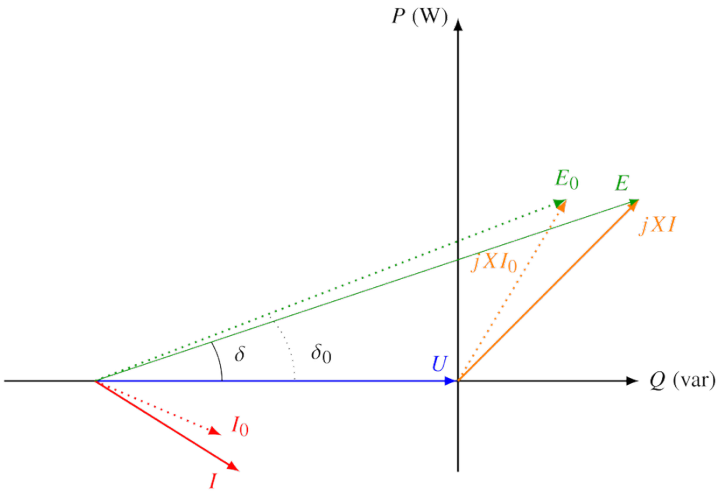


Figur 6. Övermagnetiserad generator ansluten till ett starkt nät.

Eftersom generatorspänningen är större än nätspänningen $|E| > |U|$ i Figur 6 råder en situation då generatorn kallas för ’övermagnetiserad’. När generatorn är övermagnetiserad levererar den inte bara aktiv utan också reaktiv effekt till nätet.

3.1.3 Parametervariation av generatorns reaktiva effekt

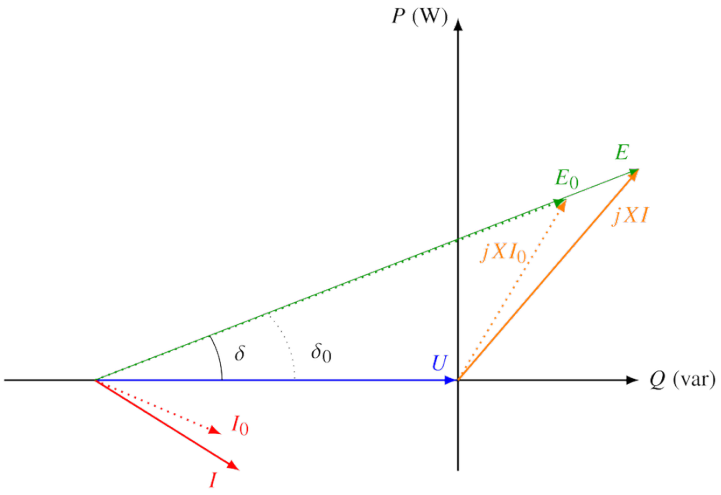
Anta att nätspänningen U är konstant. För ett sådant fall styrs överföring av aktiv elektrisk effekt från generator till nät av generatorspänningen E och lastvinkeln δ. Som tidigare nämnt styrs den reaktiva effektöverföringen styrs av spänningsskillnaden mellan generator och nät men också av lastvinkeln, se (9). I Figur 7 har generatorspänningen E och därför också överföring av reaktiv effekt ökats, jämfört med Figur 6 där generatorspänningen har noterats som E_0.



Figur 7. Jämförelse av två övermagnetiserade generatorer med olika reaktiv effekt, och olika lastivnklar. E_0 motsvarar generatorspänningen i Figur 6 med vinkel δ_0. E motsvarar mer magnetiserad generator med vinkel δ.

Situationen med ökad spänning E jämfört med E_0 i Figur 7 ger alltså *samma aktiva effekt* som i Figur 6 men med ökad reaktiv effekt och mindre lastvinkel i initialtillståndet [12]. Alltså har ingen effekthöjning skett i Figur 7. Situationen där mer reaktiv effekt Q produceras, för samma producerade aktiva effekt P, ökas generatorspänningen E genom att (fält-)strömmen I ökas. På så sätt går det att minska rotorvinkeln δ [5].

Jämförelsevis, om både den aktiva elektriska effekten P och den reaktiva effekten Q höjs proportionellt mot varandra, uppnås i stället situationen enligt Figur 8.



Figur 8. Jämförelse av två övermagnetiserade generatorer med proportionell ökning av både aktiv och reaktiv effekt, och därav samma lastivnklar $\delta = \delta_0$.

För Figur 8 kommer både P och Q ha ökat på ett sånt sätt att lastvinklarna $\delta = \delta_0$. Detta fall motsvarar inte bara effekthöjning av Forsmark 3, eftersom den aktiva elektriska effekten P ökats, utan också ökad magnetisering av generatorn eftersom den reaktiva effekten Q också ökat. Det ger ett fall med samma lastvinkel δ som för den lägre aktiva effekten i Figur 6.

Om den aktiva elektriska effekten P ökas, exempelvis vid effekthöjning av Forsmark 3, men magnetiseringen av Forsmark 3 inte ökas skulle i stället en situation med enbart ökad aktiv elektrisk effekt men större initial lastvinkel δ uppnås.

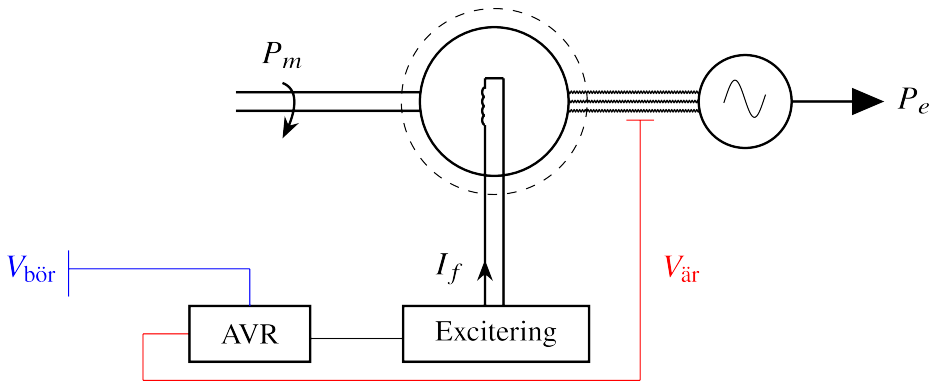
Situationen där både den aktiva elektriska effekten och magnetiseringen ökats ger ett mer gynnsamt initialtillstånd för generatorn med avseende på rotorvinkelstabilitet. Detta ses i **3.2**.

3.1.4 Generatorns spänningsregulator

Den reaktiva effekten Q som en generator levererar till nätet är som tidigare nämnt en konsekvens av spänningsskillnader, sett i Ekvation (9). För att styra den reaktiva effekten en generator levererar till nätet behöver generatorspänningen E styras relativt nätspänningen U i Figur 6–8 med fältströmmen I_f, se Figur 9. Detta görs i praktiken med en spänningsregulator[4], vars förenklade kontrollstruktur illustreras i Figur 9 [12].

När spänningen E och den reaktiva effekten Q ökas genom att öka generatorns magnetisering, uppnås det scenario som ritades upp i Figur 7 och Figur 8 [3].

[4] eng. 'Automatic Voltage Regulator' ('AVR')

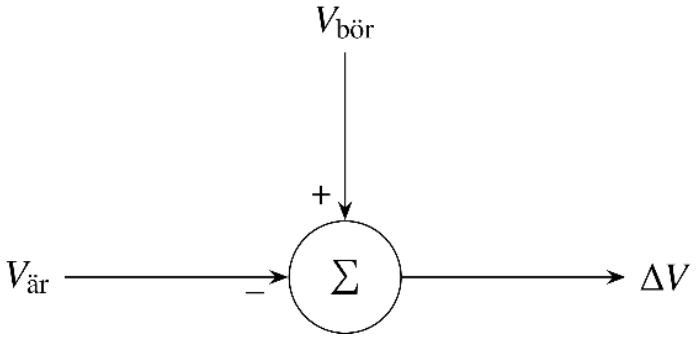


Figur 9. Schematisk bild över generatorns spänningsregulator.

I Figur 9 är det angivet att den uppmätta spänningssignalen $V_{är}$ (är-värde) ritad i rött mäts upp vid generatorns terminaler och regleras mot den önskade spänningen $V_{bör}$ (bör-värde) ritad i blått. Börvärdet är satt som en av inparametrarna i spänningsregulatorn. Spänningsregulatorn skickar signal till magnetiseringssystemet att öka (minska) fältströmmen I_f beroende på om spänningen är låg (hög) [12] [5]. Närmare bestämt huruvida sambandet (10) är positivt eller negativt.

$$\Delta V = V_{bör} - V_{är} \tag{10}$$

Om spänningsskillnaden är negativ $\Delta V < 0$ i (10) behöver fältströmmen I_f ökas för att utspänningen $V_{är}$ ska öka. Den del av spänningsregulatorn som beskriver denna jämförelse av spänningar är den schematiska bilden i Figur 10.



Figur 10. Summationspunkt för är- och börvärde för generatorns spänningsregulator.

Snabb spänningsreglering under transienta förlopp gör att spänningen snabbare återgår till sitt önskade värde, och exempelvis uppnår de krav som SvKFS 2005:2 och EiFS 2018:2 stipulerar. Snabbreglerande spänningsregulatorer kan däremot introducera oönskade spänningsoscillationer. Sådana oscillationer relaterar till en annan underkategori av rotorvinkelstabilitet som kallas för småsignalstabilitet. Transient stabilitet och småsignalstabilitet är båda underkategorier till rotorvinkelstabilitet [3].

Spänningsregleringen kan ha negativ inverkan på generatorns inneboende dämpning, vilket ingår i ’Svängekvationen’ i (17) [5]. Sådana stabilitetsproblem åtgärdas typiskt med en så kallad dämptillsats vilket förklaras i **3.1.5** [7]. Eftersom inga simuleringar

visat på sådana stabilitetsproblem befattar denna rapport inte vidare med den typen av fenomen.

Generatorns spänningsregulator på Forsmark 3 har varit aktiv under simuleringarna och dess parametrar har kontrollerats mot konstruktionsdokumentation. Eftersom AVR:en är aktiverad under simuleringarna kan generatorspänningen snabbt återgå till det önskade inställningsvärdet $V_{bör}$ [11].

3.1.5 Generatorns dämptillsats

Principen för dämptillsatsen[5] är matematiskt enkel att förstå. De oscillationer som kan uppstå till följd av minskad dämpning kan beskrivas med (11).

$$u(t) = U = \sum_{i=1}^{m} |U| \cos(\omega_i t + \phi_i)\, e^{\sigma_i t} \tag{11}$$

Notera att i (11) skrivs vinkelhastigheten i sina individuella komponenter enligt ω_i. Det betyder att oscillationerna inte svänger med en och samma bestämda frekvens. Exponentialfunktionen $e^{\sigma_i t}$ avgör stabilitetsegenskaperna för (11) eftersom dess tecken avgör huruvida den växer, är konstant eller minskar med tiden.

σ_i	$= 0$	Odämpad / Konstant
	< 0	Positivt dämpad / Minskande
	> 0	Negativt dämpad / Växande

Dämptillsatsen dämpar oscillationerna genom att förfiltrera spänningssignalen som går in i spänningsregulatorn. Alltså den signal som går från summationspunkten och ut som ΔV i Figur 10. Filtreringen minskar oönskade oscillationer i utpendlingen under spänningsåterhämtning. På så sätt agerar AVR och PSS tillsammans för att *både* möjliggöra snabb spänningsåterhämtning, tack vare AVR, och utan stabilitetsproblem, med PSS.

Även generatorns dämptillsats har varit aktiv under simuleringarna och kontrollerats mot konstruktionsdokumentation [11].

Alltså är både AVR:en och PSS:en är aktiverade under simuleringarna och logik och parametersättning har granskats enligt rådande konstruktionsspecifikation. Som tidigare nämnt bidrar AVR med snabb spänningsreglering och spänningsåterhämtning efter fel, och PSS gör att de (potentiellt) instabila egenskaper som AVR skapar minskar. Detta eftersom PSS:en gör att exponenten σ_i är < 0 så att oscillationerna är positivt dämpade/minskande. I praktiken innebär det att, efter att felet upphört, både generatorspänningen och effektöverföringen till nätet och den elektriska lasten på generatorn snabbt kan återgå. Den elektriska lasten är av stor vikt för generatorns möjlighet att vara transient stabil efter fel, vilket förklaras i **3.2**.

[5] eng. 'Power System Stabiliser' ('PSS')

3.2 Rotorvinkelstabilitet

Rotorvinkelstabilitet handlar om förmågan hos generatorn på Forsmark 3 att vara fortsatt synkron – fortsatt sammankopplad med stamnätet – i händelse av störning [6]. Detta underavsnitt behandlar framför allt generatorns balanserade initialtillstånd (jämvikt) och en detaljerad fysikalisk beskrivning av vad som händer under en trefasig kortslutning stipulerad av SvKFS 2005:2 och EiFS 2018:2. Utöver det förklaras också på vilket sätt både effekthöjningen i sig och en lång felbortkopplingstid gör det *svårare* att vara transient stabil, och varför ett turbinaggregat med större rotationsenergi gör det *lättare* att vara transient stabil.

Dessutom behandlas ’nätförsvagning’. Nätförsvagning är situationen då den stipulerade kortslutningen försvinner genom att den kraftledning där felet uppstått kopplas bort. Alternativet är att felet upphör utan att någon kraftledning behöver bortkopplas. Då en kraftledning kopplas bort blir det teoretiskt *svårare* för Forsmark 3 att vara transient stabil.

För detta underavsnitt kallas generatorvinkeln δ, som tidigare benämndes som lastvinkel, för *rotorvinkel* eftersom kapitlet gäller rotorvinkelstabilitet.

3.2.1 Jämvikt – under normala anläggningsdriftfall

Anta att Forsmark 3 genererar elektrisk energi under jämviktsförhållanden, innan störning. Rådande förhållanden säger att det mekaniska vridmomentet (av ångan från reaktorn) T_m och det elektriska vridmomentet (nätets elektriska last) T_e är lika stort enligt (13) [5].

$$J\alpha_\mathrm{m}(t) = T_\mathrm{m}(t) - T_\mathrm{e}(t) = T_\mathrm{a}(t) \quad (= 0) \tag{12}$$

Sambandet enligt (13) beskriver ett tillstånd i vila enligt eftersom synkronmaskinens acceleration är lika med noll $T_\mathrm{a} = 0$ [5]. En störning rubbar balansen och gör att generatorn antingen accelererar $T_\mathrm{a} > 0$ eller retarderar $T_\mathrm{a} < 0$. Under jämvikt $T_\mathrm{a} = 0$ nyttjas den mekaniska energin som ångan från reaktorn träffar turbinen med som elektrisk energi på nätet. Med andra ord råder total balans mellan produktion och konsumtion.

För att enklare relatera teorin om rotorvinkelstabilitet till teorin från synkronmaskinen är det förstås önskvärt att skriva om termer av moment till termer av aktiv elektrisk effekt [5]. Vridmomentet multipliceras då med (vinkel-)hastigheten som maskinen roterar med. Det är dessutom vanligt i kraftsystemsammanhang att om den aktiva effekten P i relativtal[6] enligt (13) och (14).

[6] ’Per-unit’. Effekten anges relativt den synkronmaskin som för tillfället studeras. Exempelvis $S_{\mathrm{G1,märkeffekt}} = S_{\mathrm{G1,rated}}$.

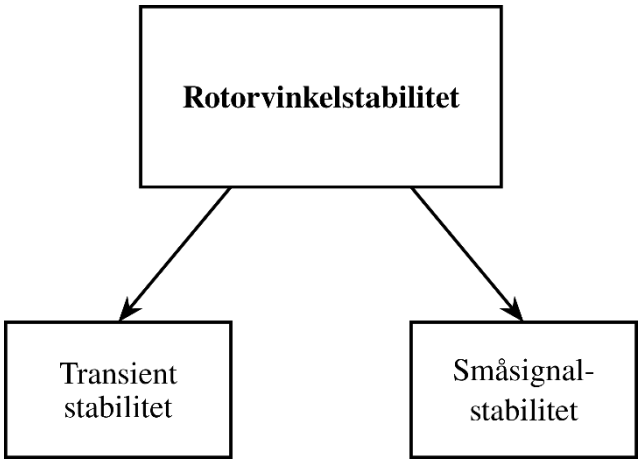
$$P_{\mathrm{a}}(t) = P_{\mathrm{m}}(t) - P_{\mathrm{e}}(t) = \omega_{\mathrm{m}}(t)[T_{\mathrm{m}}(t) - T_{\mathrm{e}}(t)] \quad (= 0) \tag{13}$$

$$p_{\mathrm{a,pu}}(t) = p_{\mathrm{m,pu}}(t) - p_{\mathrm{e,pu}}(t) = \frac{1}{S_{\mathrm{märk}}}\left(P_{\mathrm{m}}(t) - P_{\mathrm{e}}(t)\right) \tag{14}$$

Återigen gäller det att en störning rubbar jämviktstillståndet vid normal drift [6]. Konsekvensen av störningen är att maskinen antingen kommer att accelerera $p_{\mathrm{a,pu}} > 0$ eller retardera $p_{\mathrm{a,pu}} < 0$ [5].

Om störningen gör att maskinen accelererar kommer rotorvinkeln[7] δ att öka. För en liten störning kommer den elektriska last som nätet bistår med att åter sakta in generatorn, och rotorvinkeln återgår till sitt tidigare jämviktsläge [6]. När störningen är stor nog, exempelvis för en trefasig kortslutning enligt SvKFS 2005:2 och EiFS 2018:2, kan det vara så att nätets elektriska last omöjligen lyckas absorbera den mekaniska energi vilken upptagits av den accelererande maskinen. I sådant fall tappar maskinen synkronicitet med nätet; eller ’faller ur fas’ [6]. När maskinen fallit ur fas finns det därför ingen möjlighet att uppnå hamna i ett nytt jämviktsläge med nätet förrän den på nytt synkroniserats mot nätet.

Rotorvinkelstabilitet delas upp i två underkategorier enligt Figur 11.



Figur 11. Diagram över rotorvinkelstabilitet och dess underkategorier: transient stabilitet och småsignalstabilitet.

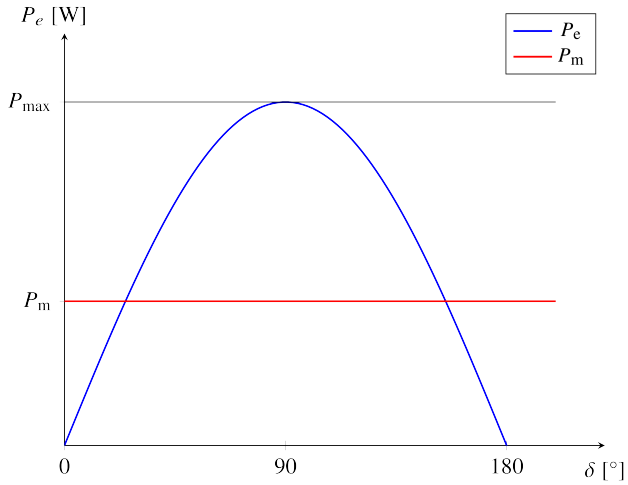
Båda aspekterna av rotorvinkelstabilitet, transient stabilitet och småsignalstabilitet, handlar om kortvariga störningar, från 5 sekunder till 20 sekunder [6]. Skillnaden är att småsignalstabilitet berör mindre störningar medan transient stabilitet berör stora störningar. Exempel på en stor störning är kortslutning på kraftledning [6]. Därför är i första hand transient stabilitet relevant för de studier som rör effekthöjning på Forsmark 3 med hänsyn till felfallen i SvKFS 2005:2 och EiFS 2018:2.

[7] Tidigare kallad lastvinkel.

3.2.2 Transient stabilitet

I **3.1.1** sågs det att synkronmaskinens aktiva elektriska effektöverföring P_e mellan generator och nät med en sinusformad kurva, enligt (8) [12]. Därför bestämmer generatorspänning E, nätspänning U och den ekvivalenta reaktansen X (mellan generator och nät) den maximalt *möjliga* aktiva effektamplituden given av $\frac{|E||V|}{X}$. Rotorvinkeln δ (vinkelskillnaden mellan generator och nät) bestämmer därefter det *faktiska* värdet enligt $sin(\delta)$.

Om den elektriska aktiva effekten P_e ritas upp i blått, och den mekaniska effekten P_m i rött ges Figur 12.



Figur 12. Illustration över den teoretiskt maximala aktiva effektöverföringen.

I Figur 12 gäller det att balans mellan elektrisk effekt P_e och mekanisk effekt P_m råder i den punkt där P_e och P_m korsar varandra, $P_m - P_e = 0$, precis som i (13)-(14). Generatorn på Forsmark 3 är i sitt (initiala) jämviktstillstånd. För stabilitetsstudier, exempelvis för transient stabilitet, råder det alltid balans innan felet ansätts [5].

Figur 12 anger att den maximala elektriska effekten uppstår vid $\delta = 90^{\circ}$. Det gäller också att vid vinkeln 90° erhålls den, *under jämviktsförhållanden*, teoretiska gräns för aktiv elektrisk effektöverföring[8] [12]. Under felförhållanden, exempelvis under och efter symmetrisk korslutning, kan däremot rotorvnkeln komma att kortvarigt överstiga denna gräns på grund av det dynamiska förlopp som utspelar sig under felförhållanden [5].

I händelse av störning kommer maskinens tidigare nämnda stationära tillstånd att rubbas, antingen genom acceleration/retardation. Retardation kan exempelvis ske vid lastökning. Det dynamiska beteende som generatorn Forsmark 3 kommer att uppvisa vid störning brukar beskrivas med en andra ordningens differentialekvation kallad

[8] Gäller aktiv effektöverföring över en förlustfri kraftledning.

’Svängekvationen’, enligt (16) [5]. I (15) råder jämvikt, *innan* kortslutning, precis som i (14).

$$\frac{2H}{\omega_{\text{syn}}}\omega_{\text{pu}}(t)\frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = p_{\text{m,pu}}(t) - p_{\text{e,pu}}(t) = p_{\text{a,pu}}(t) \quad (= 0) \tag{15}$$

Inte sällan kompletteras (15) med en dämpande term, nämnd tidigare vid underkapitlet för generatorns spänningsregulator **3.1.4**. *Innan* kortslutning beskrivs då med (16).

$$\frac{2H}{\omega_{\text{syn}}}\omega_{\text{pu}}(t)\frac{d^2\delta(t)}{dt} - \frac{D}{\omega_{\text{syn}}\left(\frac{d\delta(t)}{dt}\right)} = p_{\text{a,pu}}(\text{t}) \quad (= 0) \tag{16}$$

H	Tröghetskonstant
ω_{syn}	Det starka nätets vinkelhastighet
ω_{pu}	Generatorns hastighet normerad mot det starka nätets vinkelhastighet
$\delta(t)$	Den momentana rotorvinkeln

Vid ett närbeläget symmetriskt fel vid Forsmark 3 enligt SvKFS 2005:2 eller EiFS 2018:2 går generatorspänningen E i (8) momentant ner till noll och den elektriska (aktiva) effektöverföringen från generator till nät upphör $p_{\text{e,pu}} = 0$ [8] [9]. *Under* kortslutning kan därför (16) skrivas om till (17).

$$\frac{2H}{\omega_{\text{syn}}}\omega_{\text{pu}}(t)\frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = p_{\text{m,pu}}(t) \quad (\neq 0) \tag{17}$$

Notera att $p_{\text{a,pu}} \neq 0$, och närmare bestämt $p_{\text{a,pu}} > 0$ då $p_{\text{m,pu}} > 0$ i (17). Det betyder att felfallet som stipuleras av föreskrifterna gör att generatorn kommer att accelereras obehindrat av den mekaniska energi som ångan från reaktorn trycker på turbinen med [5]. Det betyder att rotorvinkeln δ ökar under felfallet, med start i den position på δ-axeln i Figur 12 som ligger rakt under skärningen mellan P_{m} och P_{e} [5]. Hastigheten med vilken rotorvinkelns position förändras med förstås utifrån en första ordningens differentialekvation enligt (19).

$$\frac{d\delta(t)}{dt} = \omega(t) - \omega_{\text{syn}} \quad \left(= 0, \text{och } \omega_{\text{syn}} = 1 \text{ pu}\right) \tag{18}$$

Sambandet enligt (18) representerar *återigen* jämviktstillstånd där generatorns vinkelhastighet $\omega(t)$ är densamma som nätets vinkelhastighet ω_{syn} – generatorn roterar synkront med nätet [5]. Då överföringen av elektrisk effekt upphör är differensen (18) nollskild eftersom den elektriska kopplingen med nätet försvinner ($p_{\text{e,pu}} = \omega_{\text{syn}} = 0$).

Under fel gäller därför att:

- Både $p_{\text{e,pu}} = \omega_{\text{syn}} = 0$

- Enbart $p_{\mathrm{m,pu}}$ kvarstår under fel, och $p_{\mathrm{m,pu}} = p_{\mathrm{a,pu}}$
- $\frac{d\delta(t)}{dt} \neq 0$, och rotorvinkelns förändring som beror på $p_{\mathrm{m,pu}}$ [5]

Eftersom rotorvinkelns förändring $\frac{d\delta(t)}{dt}$ beror på den mekaniska effekten $p_{\mathrm{m,pu}}$ avgör effektnivån på reaktorn i Forsmark 3 hur snabbt rotorvinkeln kommer att förändras under fel. En effekthöjning kommer därför att göra att rotorvinkeln snabbare går mot sitt kritiska värde. Det kritiska värdet är $\delta_{krit.} = 180 - \delta_0$ och visas i **3.3**. Det betyder att, utöver att rotorvinkeln kommer att öka för en effekthöjning sett i Figur 7 och Figur 8, kommer vinkeln dessutom snabbare att kunna övertrassera sitt maximalt tillåtna värde $\delta_{krit.}$. Båda anledningar motiverar varför en effekthöjning av Forsmark 3 kräver verifiering av transient stabilitet.

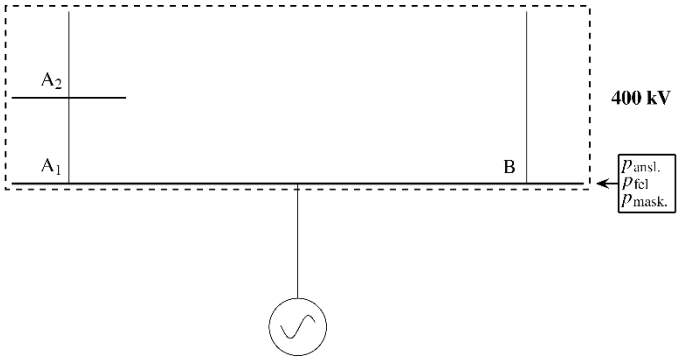
Dessutom är felets varaktighet också en faktor, där en längre feltid tillåter rotorvinkeln att driva längre från sin initiala position relativt positionen innan fel.

Slutligen, om rotorvinkeln δ för Forsmark 3 i vänsterled (17) löses ut och integreras fås det att både dess hastighet och position är inverst proportionella mot tröghetskonstanten H, eftersom högerled kommer multipliceras en faktor $\frac{1}{H}$ [5]. Eftersom både hastighet/position är inverst proportionella mot tröghetskonstanten H om det löses ut ur (17), kommer en större tröghetskonstant ge bättre förutsättningar att vara transient stabil under och efter stipulerat felfall. Därför påverkar både $p_{\mathrm{m,pu}}$ och tröghetsmomentet H rotorvinkelns förändring under fel.

3.2.3 Nätets struktur före och efter fel

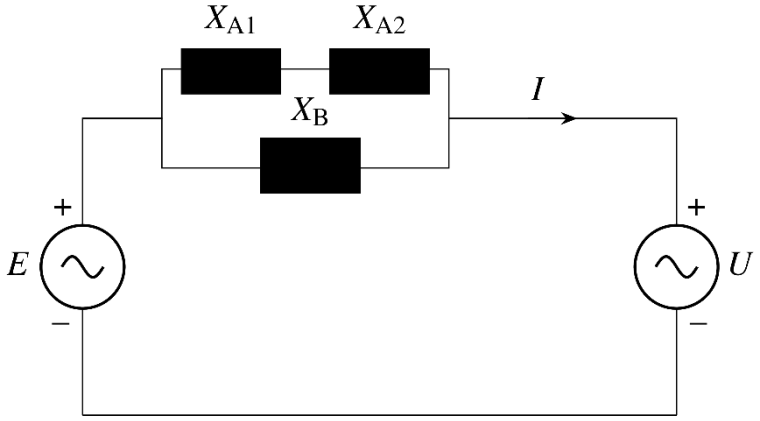
Eftersom den teoretiskt maximala aktiva effektöverföringen enligt (8) är inverst proportionell mot reaktansen X spelar det roll vilken den ekvivalenta reaktansen, eller ’nätstrukturen’, mellan Forsmark 3 och nätet är innan/efter fel. Alldeles särskilt blir detta aktuellt om det är så att det symmetriska felet som ansätts enligt SvKFS 2005:2 eller EiFS 2018:2 inte försvinner på egen hand utan den ledning vilken felet ansätts på behöver frånkopplas för att felet ska upphöra. Detta exempel syftar till att visa hur situationen förändras med avseende på den maximalt överförbara aktiva effekten före/efter fel vid nätförsvagning.

Anta en nätstrukur i ett enlinjediagram som ser ut enligt Figur 13.



Figur 13. Enlinjediagram över generator ansluten till samlingsskena, vilken i sin tur är ansluten till två parallellkopplade kraftledningar.

Två parallellkopplade linor löper ut från den genererande anläggningens nätanslutning som i sin tur ansluter till det starka nätet i Figur 13. Ledningen med A_1 och A_2 är två separata ledningar som ansluts till en samlingsskena utanför genererande anlättning. För att göra analyser för denna nätstruktur representeras enlinjediagrammet i Figur 13 med en ekvivalent elektrisk beskrivning (kretsschema) enligt Figur 14.



Figur 14. Kretsschema som relaterar till Figur 21. Generator med spänning E ansluter till det starka nätet med spänning U. Den ekvivalenta reaktans som ligger mellan dem representeras av parallellkopplingen X_{A1}, X_{A2}, X_B.

Kretsteorin tillåter att den ekvivalenta reaktans X belägen mellan generatorspänningen E och det nätspänningen U från Figur 5 för situationen i Figur 14 beräknas med hjälp av sambandet för parallellkoppling [13]. De parallellkopplade reaktansernas ($X_{\mathrm{A1}}, X_{\mathrm{A2}} // X_{\mathrm{B}}$) ekvivalenta reaktans $X_{\mathrm{ekv.}}$ från Figur 14 ges av (19).

$$\frac{1}{X_{\mathrm{ekv.}}} = \frac{1}{X_{\mathrm{A1}} + X_{\mathrm{A2}}} + \frac{1}{X_{\mathrm{B}}} = \frac{1}{X_{\mathrm{A}}} + \frac{1}{X_{\mathrm{B}}} = \frac{X_{\mathrm{A}} + X_{\mathrm{B}}}{X_{\mathrm{A}} X_{\mathrm{B}}} \tag{19}$$

Anta nu fallet att ett fel upphör till följd av bortkopplad ledning. Säg att felet ansätts på ledning B i Figur 14 på ett sådant sätt som kräver att ledning B behöver kopplas från för att felet ska upphöra. Då uttrycks den ekvivalenta reaktansen $X_{\mathrm{ekv.}}$ efter felbortkoppling med seriekopplingen som ges av (20).

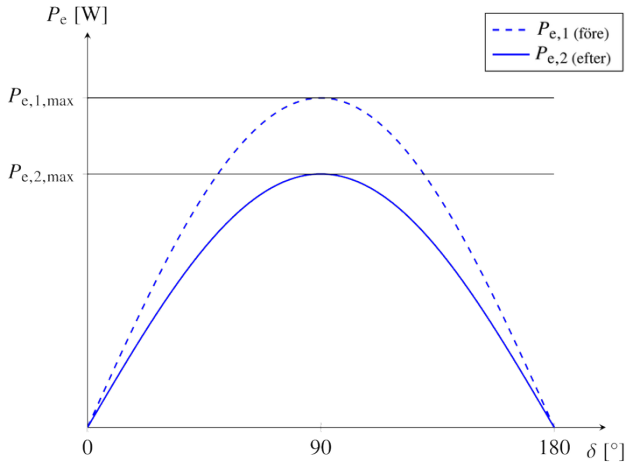
$$\frac{1}{X_{\text{ekv}}} = \frac{1}{X_{\text{A}}} + 0 \Leftrightarrow X_{\text{ekv}} = X_{\text{A}} \tag{20}$$

Notera att den ekvivalenta reaktansen $X_{\text{ekv.}}$ för en parallelkoppling enligt Figur 14 är mindre än den från en seriekoppling. Detta inses lätt om ledningsreaktansen för ledning B är densamma som för ledning A. Därför: låt $X_{\text{B}} = X_{\text{A}} = X_{\text{A1}} + X_{\text{A2}}$. Då uttrycks den ekvivalenta parallella reaktansen enligt (21).

$$X_{\text{ekv}} = \frac{X_{\text{A}} X_{\text{A}}}{X_{\text{A}} + X_{\text{A}}} = \frac{X_{\text{A}}^2}{2X_{\text{A}}} = \frac{X_{\text{A}}}{2} \tag{21}$$

Anta att generatorspänningen E, nätpänningen U och rotorvinkeln δ hålls konstant i Figur 14. Då kommer den aktiva effektöverföringen P beskriven av ekvation (8) vara större innan fel än efter fel, det sker en så kallad ’nätförsvagning’ efter fel.

Ett exempel på hur effektöverföringen ser ut före och efter nätförsvagning förstås då de ritas i samma graf enligt Figur 15. Effektkurvan $P_{\text{e,2}}$ motsvarar effektöverföring med nätförsvagning; alltså med något högre reaktans än för $P_{\text{e,1}}$ som motsvarar effektöverföring utan nätförsvagning, innan felet ansattes.

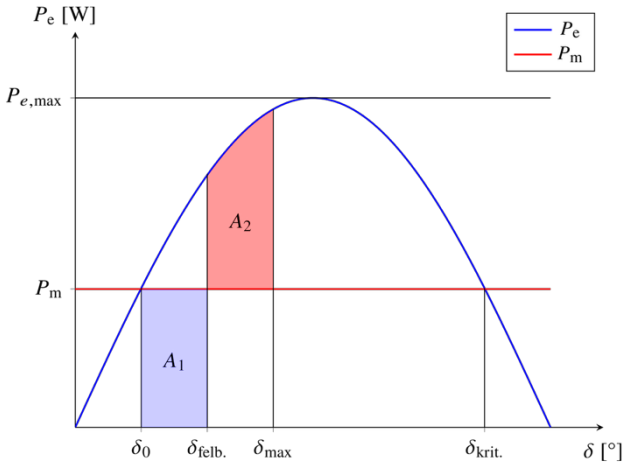


Figur 15. Exempel på förändring i maximalt överförbara effekt med och utan nätförsvagning. $P_{e,1}$ representerar ’innan’ fel, utan nätförsvagning, och $P_{e,2}$ representerar ’efter’ fel, med nätförsvagning.

3.3 Likaareakriteriet

Medan **3.2** mer ger en förståelse för och beskriver dynamiken för generatorn under fel är teorin i det här underavsnittet tänkt att förklara konkret vad som avgör huruvida generatorn är transient stabil efter fel eller ej. Mycket av den redan presenterade teorin kommer att vara hjälpsam, och refereras till genomgående.

'Likaareakriteriet' illustreras grafiskt i Figur 16. Sinuskurvan för den aktiva elektriska effekten P_e i Figur 16 är densamma som P_e Figur 12 och $P_{e,1(före)}$ i Figur 15. Förklaring av vinklarna δ_0, $\delta_{felb.}$, δ_{max} och $\delta_{krit.}$ Samt ytorna A_1 och A_2 beskrivs nedan.



Figur 16. Illustration av likaareakriteriet och exempel på när den accelererande arean A_1 och den retarderande arean A_2 är lika stora, utan nätförsvagning efter fel.

I Figur 16 råder jämviktstillstånd för den initiala rotorvinkeln δ_0. För δ_0 gäller det att beloppet för den mekaniska effekten P_m och den aktiva elektriska effekten P_e är lika stora. Rådande balanserade läge omkring rotorvinkeln $\delta = \delta_0$ beskrivs av (22).

$$p_{e,pu}(\delta_0) - p_{m,pu} = p_{a,pu} \tag{22}$$

Under den stipulerade feltiden går den elektriska effektöverföringen, som nämnt i **3.2.2**, ner till noll $p_{e,pu} = 0$ medan den mekaniska effekten från reaktorn till turbinen fortgår som innan fel $p_{a,pu} = p_{m,pu}$. I Figur 16 motsvarar ytan mellan vinklarna $\delta_0 < \delta < \delta_{felb.}$ A_1 *den accelererande energin under feltiden*. Det betyder att generatorns rotorvinkel δ ökar/driver isär från nätets vinkel så länge felet ligger på.

Anta att felet upphör, antingen av sig självt eller kopplas bort med kraftledningen där det ansatts. Då återgår den aktiva elektriska effektöverföringen igen $p_{e,pu} \neq 0$. Detta är en elektrisk last som bromsar in generatorn [5]. Inbromsning av generatorn sker från och med då vinkelvärdet antar $\delta_{felb.}$. Från och med $\delta_{felb.}$ fortsätter rotorvinkeln att driva ifrån det starka nätet, mot δ_{max} och $\delta_{krit.}$, med eftersom den elektriska lasten återinkopplats $p_{e,pu} \neq 0$ och $p_{e,pu} > p_{m,pu}$ är $p_{a,pu} < 0$ enligt (13)-(14). Därför bromsas generatorn mellan vinklarna $\delta_{felb.} < \delta < \delta_{max}$ och A_2 motsvarar *den retarderande energin efter feltiden löpt ut*.

Ytan A_1 kallas för accelererande area eftersom generatorn accelererar obehindrat i avsaknad av elektrisk broms $p_{e,pu} = 0$ och A_2 kallas för retarderande area eftersom den elektriska lasten är större än den mekaniska kraften $p_{e,pu} > p_{m,pu}$ som kommer av ångan från reaktorn på Forsmark 3.

Matematiskt beskrivs de ytor som syns i Figur 16 med integraler enligt (23).

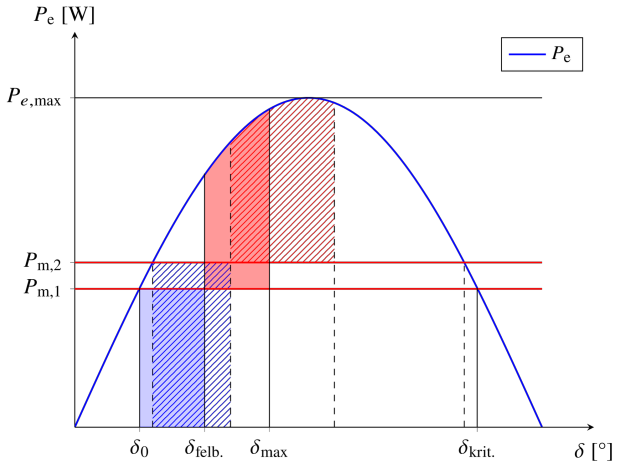
$$\underbrace{\int_{\delta_0}^{\delta_{\text{felb}}} \left(p_{\text{m,pu}}(t) - p_{\text{e,pu}}(t)\right) d\delta}_{A_1} + \underbrace{\int_{\delta_{\text{felb.}}}^{\delta_{\text{max}}} \left(p_{\text{m,pu}}(t) - p_{\text{e,pu}}(t)\right) d\delta}_{A_2} = 0 \qquad (23)$$

Notera i (24) att den accelererande arean A_1 är positiv eftersom $p_{\text{m,pu}} > 0$ och $p_{\text{e,pu}} = 0$ för $\delta_0 < \delta < \delta_{\text{felb.}}$ och den retarderande arean A_2 är negativ eftersom $p_{\text{m,pu}} < p_{\text{e,pu}}$ för $\delta_{\text{felb.}} < \delta < \delta_{\text{max}}/\delta_{\text{krit.}}$. Eftersom $\delta_{\text{krit.}} = 180 - \delta_0$ utgör den absolut största vinkeln där generatorn fortfarande saktas in efter fel kallas den för 'kritisk vinkel'. Ett fel som är längre än $t_{\text{krit.}}$ skulle leda till att generatorn slutar vara synkron med nätet, varför den felbortkopplingstid där detta sker kallas för kritisk felbortkopplingstid.

3.3.1 Likaareakriteriet vid effekthöjning

Anta att den spänning som Forsmark 3 arbetar vid idag är konstant, och att nätets spänning också är det. Vid effekthöjning på Forsmark 3 kommer den punkt för den initiala effektbalansen att förflyttas längre upp på kurvan för maximal effektöverföring. Jämför Figur 17, där de helt fyllda ytorna motsvarar dagens accelererande/retarderande (A_1/A_2) energier och de streckade ytorna motsvarar samma ytor för en effekthöjd anläggning. De heldragna vertikala svarta linjerna motsvarar initial rotorvinkel δ_0, vinkel för felbortkoppling $\delta_{\text{felb.}}$, maximal rotorvinkel δ_{max} och kritisk vinkel $\delta_{\text{krit.}}$ för $P_{\text{m,1}}$ och de streckade vertikala linjerna samma vinklar för $P_{\text{m,2}}$.

För effekthöjd anläggning det dels att generatorn accelereras snabbare vid fel enligt **3.2.2**, men det betyder också att det initiala värdet för rotorvinkeln kommer vara högre enligt **3.1.3**. Att generatorn accelereras mer under fel går att se i Figur 17 om vinkelskillnaden för $P_{\text{m,2}}$ jämförs med den för $P_{\text{m,1}}$. Vinkelskillnaden $\delta_{\text{max}} - \delta_{\text{felb.}}$ är större för $P_{\text{m,2}}$ än för $P_{\text{m,1}}$ för samma felbortkopplingstid, vilket betyder att rotorvinkeln δ driver snabbare isär från nätets vinkel under fel. Alltså ökar den initiala rotorvinkeln δ_0 för $P_{\text{m,2}}$ vilket innebär att den kritiska vinkeln $\delta_{\text{krit.}}$ minskar (flyttas närmre $\delta = 90^{\circ}$) men också att vinkelförändringen är snabbare under fel. Båda gör det svårare att vara transient stabil under de stipulerade felfallen för effekthöjd anläggning.

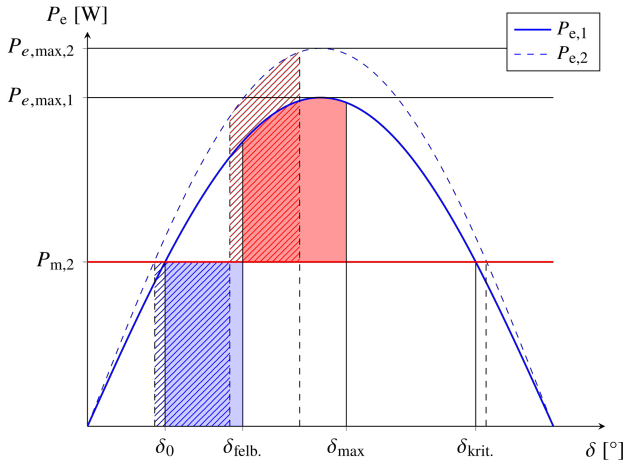


Figur 17. Illustration av likaareakriteriet där accelererande och retarderande areor noterats för dagens effekt $P_{m,1}$ (helfyllda ytor) och effekthöjd anläggning $P_{m,2}$ (streckade ytor).

3.3.2 Likaareakriteriet vid effekthöjning och övermagnetiserad generator

Om generatorn efter effekthöjning magnetiseras än mer (se **3.1.3**), fås situationen som beskrivs av Figur 18. I Figur 18 har den initiala rotorvinkeln δ_0 och den kritiska vinkeln $\delta_{krit.}$ för den nya (ökade) effekten att minskat till approximativt samma position som innan effekthöjningen. Enligt Figur 18 jämfört med Figur 17 gäller det därför, för en effekthöjd situation, att en uppmagnetiserad generator ger en mindre initial rotorvinkel δ_0 än om magnetiseringen varit oförändrad enligt $P_{m,1}$ i Figur 17. Den ökade generatorspänningen har dessutom gjort att effektkurvan flyttats upp och motsvaras av $P_{e,2}$ i stället för $P_{e,1}$. Det gör att den maximala rotorvinkeln δ_{max} är mindre då det finns mer potentiellt inbromsande energi. Vinkelskillnaden i Figur 18 $\delta_{max} - \delta_{felb.}$ är densamma för både $P_{e,2}$ och $P_{e,1}$ eftersom jämvikt råder vid samma nivå för $P_{m,2}$.

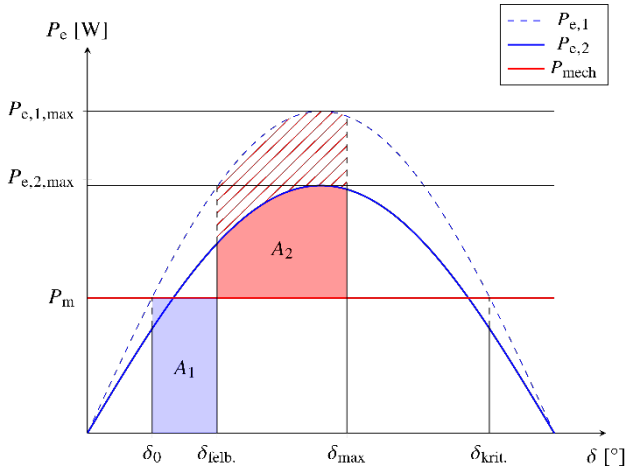
Jämför mot grafen i Figur 18 – där har för det effektökade läget med $P_{e,2}$ generatorns fältström och därmed spänningen styrts upp för att uppnå en något mindre initial rotorvinkel. Det betyder att en mer övermagnetiserad generator ger ett mer gynnsamt initialtillstånd med avseende på rotorvinkelstabilitet. När generatorn magnetiseras upp får det konsekvensen att spänningsskillnaden mellan generator och nät ökar, vilket gör att mer reaktiv effekt skickas från maskin till nät.



Figur 18. Illustration av likaareakriteriet där accelererande och retarderande areor noterats effekthöjd anläggning $P_{m,2}$ där generatorn haft oförändrad magnetisering (helfyllda ytor) och ökad magnetisering (streckade ytor).

3.3.3 Likaarekriteriet med olika nätstruktur före och efter fel

I underavsnittet **3.2.3** som behandlar nätförsvagning ovan beskrevs det hur den teoretiskt maximala transmitterade elektriska effekten mellan generator och det starka nätet påverkas av nätets struktur, se Figur 15. Likaareakriteriet för felfallet med intakt nätstruktur *innan fel* och nätförsvagning *efter fel* ses i Figur 19. Effektnivån som ritats upp är $P_m = P_{m,1}$.



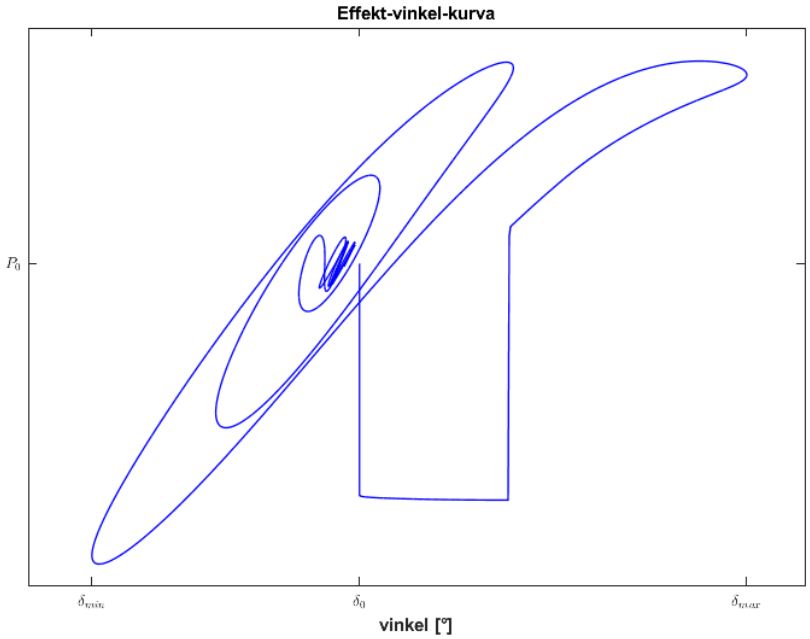
Figur 19. Illustration av likaareakriteriet och exempel på när den accelererande arean A_1 och den retarderande arean A_2 är lika stora, med nätförsvagning efter fel. Jämför med Figur 25.

Notera i Figur 19 att den accelererande arean A_1 fortfarande är lika stor före fel som i Figur 16, men att den retarderande arean A_2 är mindre, eftersom den möjliga inbromsande ytan efter fel har minskat. Detta är som tidigare nämnt i **3.2.3** konsekvensen av en ökande reaktansen efter fel, som vid nätförsvagning.

Konkret betyder det att vid den första pendlingens vändning, när $A_1 = A_2$, kommer vinkelutslaget δ_{max} att vara större *vid* nätförsvagning (Figur 19) än *utan* nätförsvagning (Figur 16). Med andra ord är risken större att generatorn faller urfas vid nätförsvagning eftersom δ_{max} ligger närmre $\delta_{\text{krit.}}$.

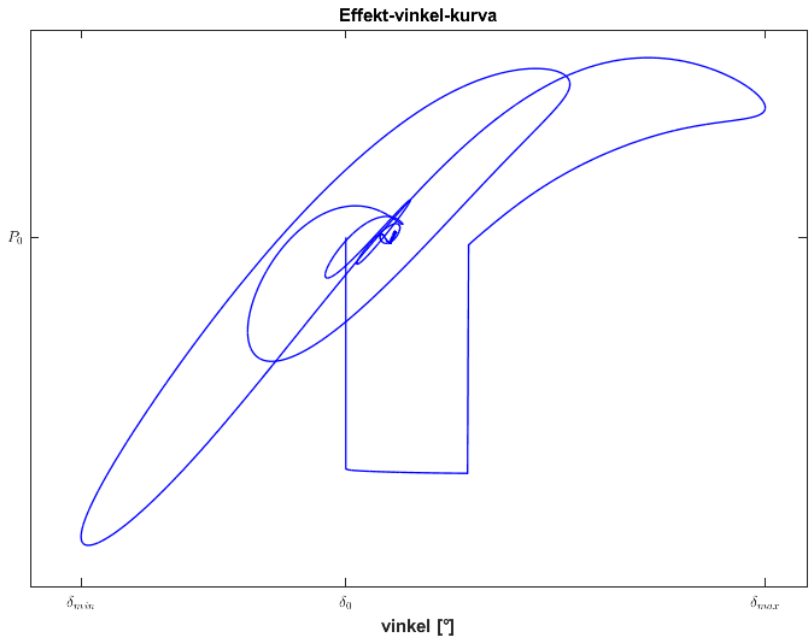
3.3.4 Likaareakriteriet vid icke-ideal spänningsåterhämtning

För **3.3.1**, **3.3.2** och **3.3.3** har resonemangen helt baserats på att spänningen återhämtar sig till 1pu efter felbortkoppling. Som ett exempel visas därför i Figur 20 ett exempel på effekt-vinkel-kurvan ($P - \delta$-kurvan) för de simuleringar som rör Forsmark 3. Även om effekt-vinkel-kurvan inte är en del av kravverifieringen visar Figur 20 ett mer verklighetstroget fall hur skeendet ser ut för de stipulerade kraven enligt SvKFS 2005:2 och EiFS 2018:2. Figur 16 till Figur 19 är mer konceptuella och förenklar på det sätt som de ansatta initialvärdena kan komma att påverka simuleringarna. Det faktiska förloppet i Figur 20 och Figur 21 visar på en mer komplex verklighet där spänningsåterhämtningen dels är icke-ideal, och dessutom påverkas av tekniska komponenter som spänningsregulator och dämptillsats.



Figur 20. Icke-ideal effekt-vinkel-kurva för symmetriskt fel. I grafen är den initiala effekten P_0 och rotorvinkel δ_0 samt maximal δ_{max} och minsta δ_{min} rotorvinkel noterade.

När effekten i Figur 20 och Figur 21 går ner till noll startar kortslutningen; när effekten återgår har kortslutningen upphört. I Figur 20 är nätstrukturen intakt både före och efter fel, medan för Figur 21 är nätstrukturen intakt innan men försvagad efter fel, under utpendling. Notera att δ_{max} antar något större värde i Figur 21, vilket kan anses väntat eftersom den försvagade nätstrukturen erbjuder en mindre potentiell retarderande area än vad en intakt nätstruktur gör.



Figur 21. Icke-ideal effekt-vinkel-kurva för symmetriskt fel. I grafen är den initiala effekten P_0 och rotorvinkel δ_0 samt maximal δ_{max} och minsta δ_{min} rotorvinkel noterade.

4. Metod

Analysen av störningstålighet vid effekthöjning på Forsmark 3 kommer att göras med hjälp av programvaran Powerfactory (PF) som är ett kraftsystemanalysverktyg. I PF skapas de elektriska ekvivalenter eller detaljerade modeller över de system som önskas simuleras. Modellen för den här studien innehåller varje enskilt block (Forsmark 1–3) som FKA utvecklat i PF, men också en nätmodell utvecklad av Svenska kraftnät. Nätmodellen har konverterats från PSS/E till PF och sedan anslutits samman med Forsmarks egna modeller över de tre kärnkraftsblocken. Alla resultat som tagits fram har utförts med så kallade balanserade RMS-simuleringar, förklarat under **4.1.1** nedan.

Felfallen gällande transient stabilitet från SvKFS 2005:2 och EiFS 2018:2 och föreslagna effektnivåer presenterades under bakgrund- och teoriavsnitten gick igenom tekniska förklaringar relaterade till effekthöjning, kortslutningar och transient stabilitet med viss parametervariation. Här förklaras den praktiska tillämpningen av dem i detalj. Eftersom föreskrifterna enbart är beskrivna med generella begrepp som ’närmast maskade stamnätspunkt’, ’nätstruktur’, ’kraftproduktionens arbetspunkt’ kommer sådana omständigheter att naturligt skilja sig åt beroende på vilken kraftproducent som tillämpar dem.

Med hjälp av tidigare FKA-rapporter och dessutom brevkorrespondens mellan FKA och Svk med tips om tillämpning av SvKFS 2005:2 för både F1 och Forsmark 3 har det funnits någon indikation på vilka antaganden som är rimliga och befogade. När det

kommer till EiFS 2018:2 har någon sådan tilläggsinfo inte funnits. Därför har tillämpningen av EiFS 2018:2 krävt fler antaganden om tillämpningen; vilka har gjorts utifrån stöd från teori med målet att göra analysen både konservativ och rimlig.

I kommande avsnitt berättas det initialt om vilka simuleringar som gjorts och varför, vilka initialvärden som valts till simuleringarna, men också resonemang om varför val gjorts eller tecken på osäkerheter där det ansetts vara relevant.

4.1 Simuleringsinställningar

Här förklaras generella simuleringsinställningar som inte nödvändigtvis relaterar direkt till inställningar som är avgörande för transient stabilitet. Dels handlar det om valet mellan (medelvärdesbildade) RMS eller (momentanvärdes) EMT simuleringar, men också varför beräkning av initialtillståndet innan fel är viktigt och vad som behöver göras om beräkningen inte uppnår en konvergent lösning, samt hur simuleringarna representeras i resultatet och valet av iterationsintervallet (steglängden) för simuleringarna.

4.1.1 RMS och EMT-simuleringar

DIgSILENT rekommenderar RMS beräkningar för simuleringar av flertalet olika dynamiska förlopp, där det dynamiska förlopp som analyseras vid transient stabilitet-studier är en särskilt rekommenderad tillämpning [14]. Dessutom är det RMS-modeller som tillhandahålles FKA från Svenska kraftnät då det är dags att verifiera att kraven för störningstålighet uppnås [15].

Innan en simulering av transient stabilitet kan utföras behöver modellen uppnå ett balanserat initialtillstånd vilket förklaras i detalj i **4.1.2**.

Utöver lösningen ska vara balanserad behöver vissa parametrar i modellen överensstämma med vad som är föreskrivet i SvKFS 2005:2 och EiFS 2018:2. De parametrar som detta gäller är:

- Spänning
- Aktiv effekt
- Reaktiv effekt

Denna kontroll görs genom att, innan det stipulerade felfallet enligt vardera föreskrift simuleras, utföra en lastflödesanalys som ger modellens initialtillstånd. Värdena ska stämma överens med de stipulerade kraven enligt föreskrifterna.

4.1.2 Initialtillstånd

Simuleringar av transient stabilitet utgår från ett läge då kraftsystemet är i jämviktstillstånd [14]. I simuleringssammanhanget innebär det att modellen utgår från ett läge där önskade värden på exempelvis spänning, aktiv och reaktiv effekt kan

varaktigt bibehållas utan att förändras över tid. PF kommer att kontrollera att lastflödesberäkningen faktiskt konvergerar mot de önskade värdena innan simuleringen kan utföras. Om de önskade värdena inte kan uppfyllas i PF kommer programmet varna för att lastflödesberäkningen divergerar. Då kan det behövas små justeringar av de önskade initialvärdena [16].

Anta en parametervektor med vinklar och spänningar i nätet enligt (24).

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\delta} \\ \boldsymbol{V} \end{bmatrix} \tag{24}$$

Kraftsystemmodellens alla vinklar $\boldsymbol{\delta}$ och spänningar $\boldsymbol{V}$ ingår i (24). Enligt avsnittet **3.1.1** är dessa variabler inparametrar till aktiv och reaktiv effekt. Därför formuleras i lastflödesproblemet en funktionsvektor som beräknar alla ingående noders aktiva och reaktiva effekter enligt matrisen (25).

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \mathbf{P}(\mathbf{x}) \\ \mathbf{Q}(\mathbf{x}) \end{bmatrix} = \mathbf{y} \tag{25}$$

I (43) är $\mathbf{P}(\mathbf{x})$ och $\mathbf{Q}(\mathbf{x})$ är modellens aktiva och reaktiva effekter för alla noder i modellen. Anta även att vissa av värdena från $\mathbf{x}$ och $\mathbf{f}(\mathbf{x})$ definieras av användaren enligt kravställningen i föreskrifterna SvKFS 2005:2 eller EiFS 2018:2. PF kommer att kontrollera att de värden som användaren önskat/ställt in faktiskt ger ett jämviktstillstånd. Beräkningsmässigt betyder det att alla noders parametrar (vinklar, spänningar, effekter) ska konvergera. När modellen konvergerat betyder att tillståndsvektorn $\mathbf{x}$ inte förändras över tid, vilket skrivs som (26).

$$\frac{d\mathbf{x}}{dt} = 0 \tag{26}$$

När tillståndsvektorn ser ut som (44) betyder det att ingen av nodernas aktiva eller reaktiva effekter (**P** och **Q)** förändras då. När konvergens uppnåtts får användaren bekräftelse på att modellen redo att simulera transient stabilitet. Exempel på detta ses nedan.

```
[1] Calculating load flow...
[2] Start Newton-Raphson Algorithm...
[3] Load flow iteration: ...
[4] Newton-Raphson converged with [x] iterations.
[5] Load flow calculation successful.
```

En stor modell kan ha svårt att hitta exakt det jämviktsläge som användaren ställt in [16]. Nätmodellen som tillhandahållits FKA av SvK innehåller omkring 300 noder och det kommer finnas situationer/lägen där modellen har svårt att konvergera. En vanlig lösning på detta problem är att göra små justeringar för några av de önskade initialvärdena så att en (ofta närliggande) punkt där lösningen faktiskt konvergerar hittas

[16]. Det kan betyda det att särskilda värden på parametrar behöver undvikas ett stabilt jämviktsläge ska kunna uppnås.

4.1.3 Tidsrepresentation och steglängd

För alla utförda simuleringar gäller det att felet läggs på vid 0 ms, men resultatet presenteras alltid som att de börjar vid -100 ms som ett sätt att representera jämviktstillstånd råder innan fel. Eftersom rekommenderad steglängd för simuleringar av transient stabilitet är åtminstone mindre än 10 ms har en steglängd om 1 ms valts för dessa studier för att ge lite extra marginal åt detta [14].

Alla simuleringar körs med en tid om 10 s. Detta görs eftersom EiFS 2018:2 kravställer det [9].

'Tio sekunder efter felets inträffande ska spänningen i anslutningspunkten antas återgå till 90 procent.'

4.2 Felet

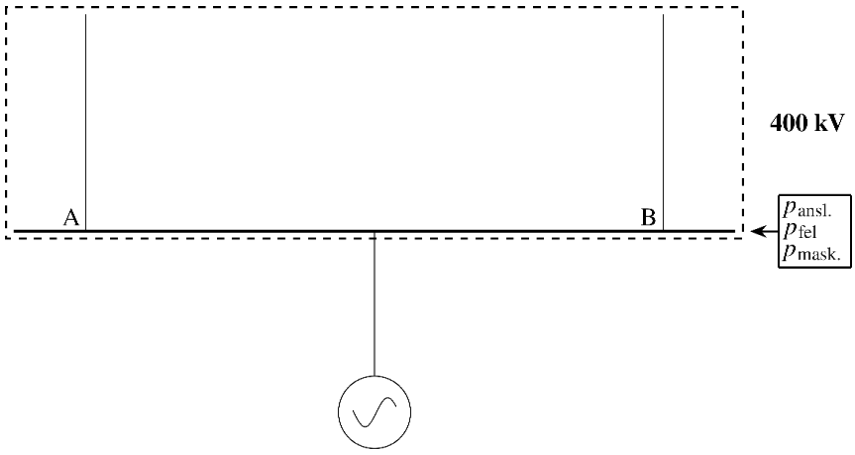
Här förklaras på vilket sätt som felets tre viktiga faktorer: plats, typ och felbortkopplingstid ansatts i de förberedda simuleringsmodellerna. Det finns nämligen vissa skillnader i hur SvKFS 2005:2 och EiFS 2018:2 formulerat sig med avseende på var felet ska ansättas, men också att felets varaktighet skiljer sig mellan dem. Dessutom är feltypen klart uttalat i EiFS 2018:2 medan SvKFS 2005:2 inte nämner den exakt, utan förekommer konkret först i korrespondens mellan FKA och SvK. Slutligen gäller en skillnad vad som sker efter/när felet kopplas bort. Antingen är nätet oförändrat, eller försvagat efter fel; detta sammanfattas under kategorin 'Nätförsvagning'. Varje enskild faktor presenteras en i taget i underkapitlen **4.2.1-4.2.4** nedan, men för att göra skillnaderna i kravställningarna SvKFS/EiFS överskådlig och resonemangen från **4.2** enklare att följa har detta sammanfattats i Tabell 2.

Tabell 2. Sammanfattning av föreskrifternas felställe, feltyp, felbortkopplingstid och huruvida nätförsvagning råder efter fel.

Föreskrift	**Felställe**	**Feltyp**	**Tid [ms]**	**Nätförsvagning**
SvKFS 2005:2 (med avsteg)	Närmast maskade nod	Trefasigt	180	Ja
EiFS 2018:2	Anslutnings-punkten	Trefasigt	200	Nej
EiFS 2018:2 (uppdaterad)	Anslutnings-punkten	Trefasigt	200	Ja

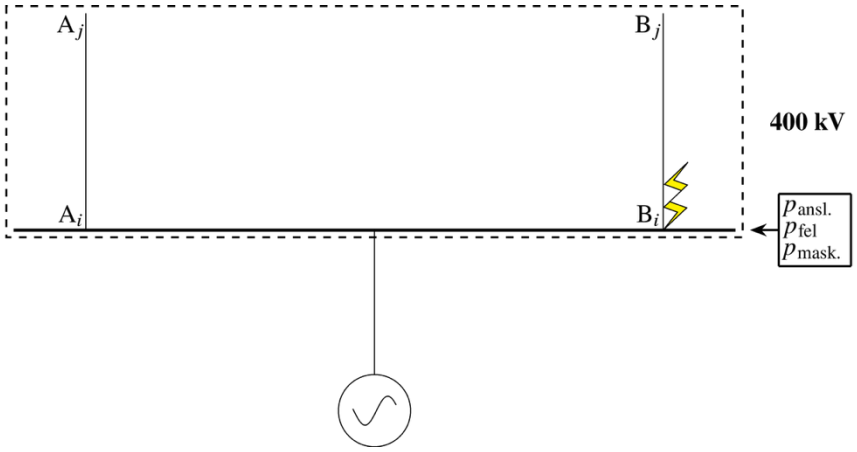
4.2.1 Felställe

Från föreskriften SvKFS 2005:2 kan går det utläsa i 5 § att *felstället* ska vara i ’det anslutande maskade nätet’ [8]. Enligt ett metodförtydligande direkt från Svk anges att det maskade nätet börjar på vilken som helst av ledning A eller ledning B i Figur 22 [11]. Med andra ord är skenan som ledning A/B ansluter till den närmaste maskade noden utanför Forsmark 3. I EiFS 2018:2 40 § anges istället felstället med en snarlik formulering som ’anslutningspunkten’ [8] [9]. Med hjälp av det förenklade stationsschemat, i Figur 22 nedan, går det se att skenan mellan Forsmark 3 och stamnätet (som börjar med ledning A och B) utgör både närmast maskade nod och anslutningspunkt.



Figur 22. Principskiss över Forsmark 3 som ansluter till stamnätet (400 kV) via skenan utanför Forsmark 3.

Enligt en metodbeskrivning som FKA följt för effekthöjning av F1 finns det detaljer kring hur felet bör ansättas för verifieringssimuleringar [11]. Där står det att felet ska ansättas på (vilken som helst av) ledningarna ’precis utanför ledningsbrytaren’. När felet ansätts utanför ledningsbrytaren hamnar det på ledning A eller ledningen B, precis utanför skenan i Figur 28. I PF ansätts därför felet på en ’Fault Location’ om 0,01 procent utanför skenan, alltså A_i eller B_i (närliggande ände av ledningen) i Figur 23 nedan.



Figur 23. Principskiss över Forsmark 3 som ansluter till stamnätet (400 kV) via skena med markerad felplats samt noterade närliggande och fjärrliggande punkter för ledningar ut från skenan.

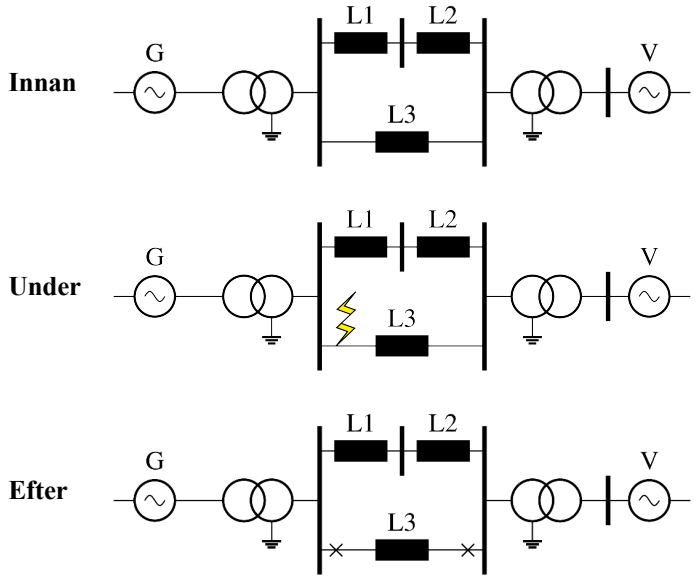
Utöver det ska även den kortslutna ledningen enligt SvKFS 2005:2 kopplas bort i fjärränden 100 ms efter att felet inträffat, med andra ord A_j (eller B_j) i Figur 23. Med andra ord är bortkoppling i fjärränden en korrekt felbortkoppling, medan felet kopplas bort med fördröjd felbortkoppling i närliggande ände/precis utanför skenan. Det betyder att det efterföljande scenariot för SvKFS 2005:2 resulterar i en nätförsvagning, eftersom en bortkoppling i båda ändar medför att den ledning där felet ansatts försvinner. Konsekvensen av detta är att den teoretiska effektöverföringen minskar för detta felfall, se **3.3.3**. Konsekvensen av ett försvagat nät är att den teoretiska effektöverföringen är lägre efter felbortkoppling, vilket bromsar in generatorn mindre och rotorvinkeln kommer att driva längre i utpendlingen vilket ökar risken för urfasfall. Därför är ett försvagat nät sämre än ett intakt nät med avseende på rotorvinkelstabilitet.

Eftersom anslutningspunkten i skenan och närmast maskade nod är samma punkt kommer felet under simuleringar för EiFS 2018:2 att ansättas likadant som för SvKFS 2005:2 (0,01 procent utanför skenan, i PF). Däremot, i stället för att felet kopplas bort tillsammans ledningen där det ansattes, enligt nyss nämnda SvKFS 2005:2, är den sammanvägda bedömningen från EiFS 2018:2 38-40 §§ att felet ska ’upphöra att finnas’ med intakt nätstruktur. Därför är det förväntade utfallet, från simuleringarna enligt EiFS 2018:2, att huruvida kortslutningen ansätts på ledningen mot ledning A eller ledning B inte ha särskilt stor påverkan på utfallet. Dels eftersom båda platserna ligger nästintill elektriskt ekvivalent nära Forsmark 3, men i synnerhet då felet inte kopplas bort tillsammans med den ledning där felet ansatts (ingen nätförsvagning) som för SvKFS 2005:2 ovan (med nätförsvagning). För EiFS 2018:2 finns inga instruktioner om normal eller fördröjd felbortkoppling som för SvKFS 2005:2. Fallens likvärdighet utvärderades innan resultatsimuleringarnas genomförande och bekräftas enligt Bilaga 1. Det går att se i Bilaga 1 att resultatet är nästintill identiskt.

Eftersom felets position är 0,01 procent utanför skenan vid Forsmark 3 bör fel mot antingen ledning A eller ledning B vara nästintill elektriskt ekvivalent nära, och

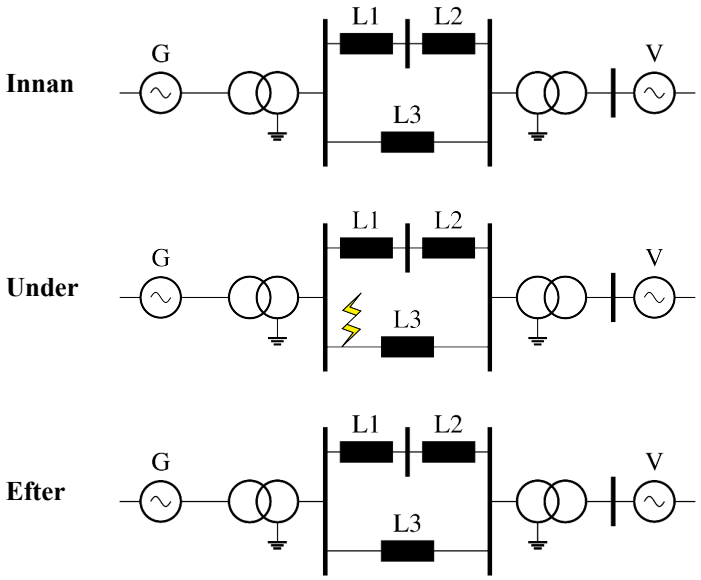
förväntas ge simuleringar med i princip identiska resultat. Verifiering av detta görs för simuleringar med intakt nätstruktur och för både 112,5 och 125 procent effekt har redogjorts för i Bilaga 1. Spänningen i anslutningspunkten visas för fel ansatt på ledning A och ledning B i samma graf, där resultatet är att spänningskurvorna i stort överlappar varandra.

Situationerna *innan – under – efter* med nätförsvagning för SvKFS 2005:2 illustreras i Figur 24.



Figur 24. SvKFS 2005:2 innan – under – efter fel i närmast maskade stamnätspunkt, med nätförsvagning.

Situationerna utan nätförsvagning för EiFS 2018:2 illustreras med händelseförloppet i Figur 25.



Figur 25. EiFS 2018:2 innan – under – efter fel i anslutningspunkten, utan nätförsvagning.

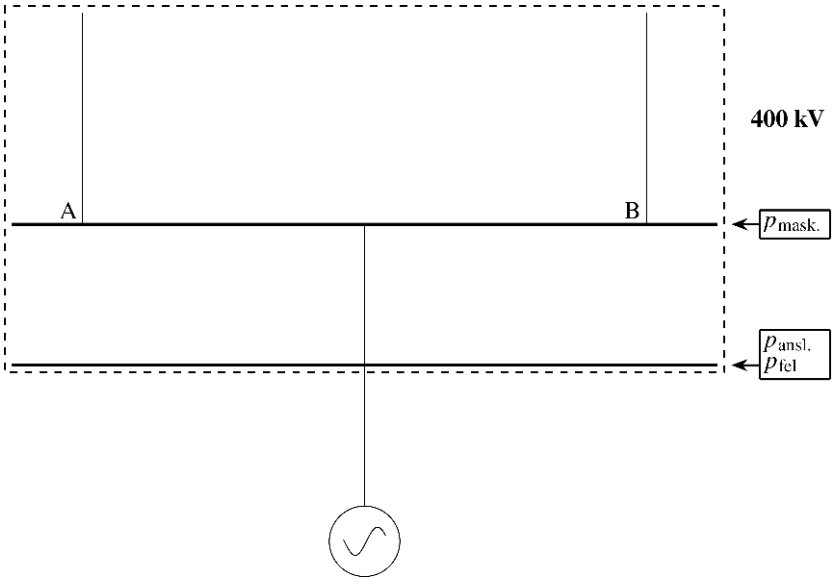
4.2.2 Förslag till uppdatering av EiFS 2018:2

Svenska kraftnät publicerade 2024 ett förslag om uppdatering av några detaljer gällande föreskriften EiFS 2018:2. I förslaget ingår en punkt om att lägga till nätförsvagning efter fel, likt fallet för SvKFS 2005:2 i Figur 5 [17]. Med anledning av att detta förslag kommer en efterföljande nätförsvagning för EiFS 2018:2 att ingå i känslighetsanalysen. Tanken är att resultatet ska ge en uppfattning om hur mycket kortare kritisk felbortkopplingstid det ger om en nätförsvagning också appliceras på EiFS 2018:2, vilket är användbar information om förslaget går igenom i framtiden. Att den kritiska felbortkopplingstiden blir kortare ses från teorin om Likaareakriteriet i avsnitt **3.3**. När den kritiska felbortkopplingstiden kortas kommer det därför att ge sämre förutsättningar för Forsmark 3 att klara kravställningen enligt EiFS 2018:2. Enligt förslaget ska nätförsvagningen utgöras av en bortkoppling för den lina som har störst kortslutningsström under fel [17].

> *'[…] en nätstruktur med en bortkopplad ledning eller systemtransformator som ger störst felströmsbidrag i närmaste maskade station efter fel.'*

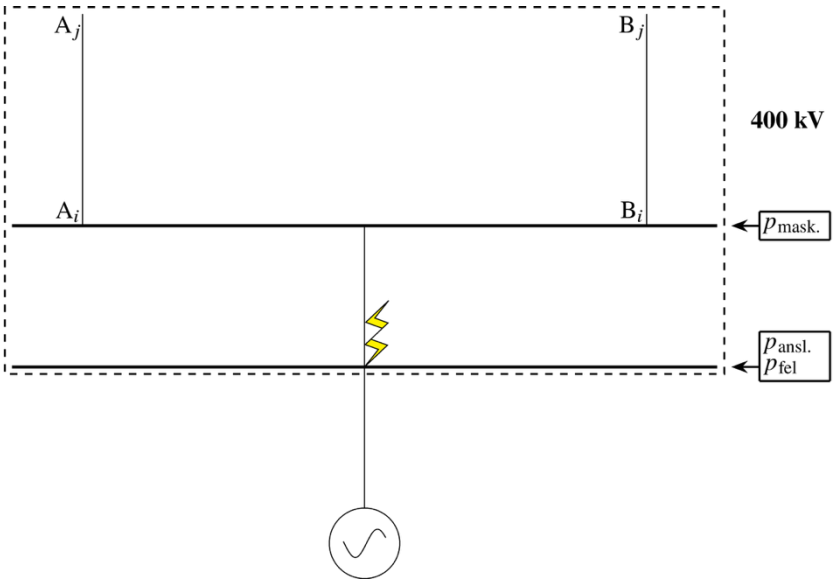
Tillämpningen av denna formulering blir lite speciell med hänsyn till rådande nätstruktur utanför skenan i Figur 22 och Figur 23. Därför att anslutningspunkten, närmast maskade nod och felpunkten är samma punkt enligt. Därför kommer den största felströmmen att ges i den punkt där felet ansätts, vilket i sin tur är samma position som både anslutningspunkten och närmast maskade punkt.

Anta i stället en situation där anslutningen till överliggande nät i stället är enligt Figur 26.



Figur 26. Alternativ principskiss över Forsmark 3 som ansluter till stamnätet (400 kV) via skena där anslutnings-/felpunkten hålls separat från närmast maskade stamnätspunkt.

Vid den maskade noden i Figur 26 är ledning A och ledning B desamma som i Figur 22–23. När skenan är felpunkt i Figur 26 är anslutningspunkten däremot skild från den närmast maskade noden. Figur 27 är baserad på Figur 26 med några fler detaljer markerade.



Figur 27. Alternativ principskiss över Forsmark 3 som ansluter till stamnät (400 kV) via skena med markerad felplats samt noterade närliggande och fjärrliggande punkter för ledningar ut från skenan utanför Forsmark 3.

Utifrån Figur 27 kan dra två slutsatser dras. Med kortslutning/felpunkt i anslutningspunkten gäller det att:

- Samma (kortslutningsström-)ström går igenom A_i och A_j.
- Samma (kortslutningsström-)ström går igenom B_i och B_j.
- (Kortslutnings-)strömmen genom $A_i \neq B_i$, vilket betyder att någon av strömmarna kommer vara större än den andra.

Jämför slutsatserna från Figur 27 med Figur 23. Eftersom positionen för felpunkt (B_i) och närmast maskade nod för nätkonfigurationen i Figur 23 är densamma kommer B_i ha störst kortslutningsström. Däremot kommer kortslutningsströmmen från ledning A jämfört med B att vara olika. Slutsatserna från Figur 23 är därför att:

- B_i har störst kortslutningsström, jämfört med A_i, eftersom felets position är i B_i. Tvärtom gäller då när felet ansätts i A_i.
- $A_j \neq B_j$, vilket betyder att någon av dem kommer vara större än den andra.

Detta bekräftades med två förberedande simuleringar för varje effektnivå (112.5 och 125 procent). Först en simulering med fel ansatt i A_i och sedan en simulering med fel i B_i direkt på de två ledningar som ansluter ställverket med nätet. Totalt fyra simuleringar. Resultatet från simuleringarna plottades sedan upp och graferna finns i Bilaga 2.

Resultatet i Bilaga 2 visar att felpunkten, som är A_i eller B_i beroende på vilken ledning som felet ansätts på, alltid kommer ha högst kortslutningsström. Utöver det går det konsekvent störst kortslutningsström i position B_j (ledning B). Därför kommer simuleringarna enligt förslaget om uppdatering av EiFS 2018:2 att koppla bort ledningen B tillsammans med felet.

4.2.3 Feltyp

Feltypen som ska testas är en trefasig (symmetrisk) kortslutning enligt 3 kap. 40 § för EiFS 2018:2 [10]. Detta nämns inte explicit i föreskriften för SvKFS 2005:2 men återfinns i metodbrev från Svk där det betonas att det är just ett ’stumt trefasfel’ som ska testas [11].

Både EiFS 2018:2 och Rfgn nämner att felet ska vara symmetriskt men inte att det ska vara stumt/impedanslöst. Det går att se från **3.1** att ett impedanslöst fel skulle ge störst kortslutningsström, varför detta fel ansätts även för simuleringarna enligt EiFS 2018:2 [9] [10]. Därför ansätts en stum trefasig närbelägen kortslutning som feltyp för båda föreskrifterna.

Sammanfattningsvis utifrån **4.2.1** och **4.2.2** ses det att felets plats och felets typ ansätts precis likadant för både SvKFS 2005:2 och EiFS 2018:2. Det som skiljer dem åt är på det sätt som felet/kortslutningen kopplas bort.

För SvKFS 2005:2 gäller normal felbortkoppling i fjärränden och fördröjd felbortkoppling i närliggande, varför felet ’måste’ placeras på linan eftersom lina och fel kopplas bort på samma gång. Här gäller att nätet är försvagat under utpendling. Jämför

detta mot felet för EiFS 2018:2 där det ’bara upphör’. För EiFS 2018:2 är felet specificerat att vara i anslutningspunkten men testas för enkelhetens skull på samma sätt som för SvKFS 2005:2, 0,01 procent utanför skenan.

4.2.4 Felbortkopplingstid

Nästa steg är att avgöra vilken felbortkopplingstid som ska ansättas för felet för kravverifiering av föreskrifterna. Vilken felbortkopplingstid som simuleras är avhängt på vilken föreskrift som är aktuell. De tider som anges i föreskrifterna är finns i Tabell 3.

Tabell 3. Felbortkopplingstid från föreskrifterna SvKFS 2005:2 och EiFS 2018:2.

Föreskrift	Felbortkopplingstid [ms]
SvKFS 2005:2	250 (avsteg 180)
EiFS 2018:2	200 (40 §)

Forsmarks kraftgrupp har däremot begärt om undantag från SvKFS 2005:2 vid effekthöjning av F1, där beslut om undantag från föreskriften också beviljats [11]. Ett av kraven gäller kravet av transient stabilitet att bibehålla anslutning för en felbortkopplingstid på upp till 180 ms istället för 250 ms, vilket noterats för SvKFS 2005:2 i tabellen ovan. Men detta beslut inför också vissa tilläggskrav. Utöver det så ställs det krav på spänningen i anslutningspunkten efter felbortkoppling.

> *’Spänningen […] vid felets bortkopplande under utpendlingsförloppet får inte understiga 0,7 pu. Spänningen […] ska återhämta sig till minst 0,9 pu senast 3,0 s efter felets inträffande.’*

Med anledning av dessa tilläggskrav kommer det antas att den ursprungliga stipulerade spänningsprofil angiven i föreskriften enligt Figur 1 enligt SvKFS 2005:2 för stora anläggningar (värmekraftblock >100 MW), 3 kap. 5 och 6 §§, inte längre gäller [8]. Det är i stället tröskelvärdena 0,7 pu och 0,9 pu som agerar tillåtna spänningsvärden under utpendlingen, vilket också var det som ansattes vid verifieringssimuleringar för F1 med 1120 MWe – i stället för spänning-tidprofilen [11]. Graferna med resultaten för simuleringar med SvKFS 2005:2 kommer därför att noteras med de här ’säkerhetsnivåerna’ för att enkelt bevaka variationerna i den utpendlande spänningen efter fel och innan ett nytt jämviktstillstånd nås.

Trots att detta är ett undantag som i dagsläget endast beviljats F1 kommer det att användas som grund för simuleringarna vad gäller Forsmark 3, även om denna felbortkopplingstid är 70 ms kortare. I känslighetsanalysen undersöks i stället vad kritisk felbortkopplingstid är, och kommer kunna svara på om 250 ms är en möjlig kritisk felbortkopplingstid. På så sätt kommer det att gå att dra slutsatser om uppfylld kravbild enligt SvKFS 2005:2 både med *och* utan avsteg.

Eftersom det inte finns några tillägg eller avsteg vad gäller EiFS 2018:2 kommer den stipulerade spänning-tidprofilen från bakgrunden Figur (EiFS spänning-tidprofil) att användas som stöd för att undersöka om kravställningen uppfylls, i kombination med 200 ms felbortkoppling. Den spänningsprofil som uppmätt spänning i skenan jämförs med är för anläggningstyp D (>30 MW, Norden) 35 § och EU2016/631 Figur 3. Förutom spänning-tidprofilen nämns även även att [9]:

> *'Tio sekunder efter felets inträffande ska spänningen i anslutningspunkten antas återgå till 90 procent.'*

4.3 Aktiv effektutmatning

Så länge Forsmark 3 inte genomgått, enligt Svk, några betydande förändringar bör SvKFS 2005:2 följas för effekthöjd anläggning [11]. Anläggningen bör därför i huvudsak utvärderas utifrån SvKFS 2005:2 för effektnivån 112,5 procent då tidigare analyser visar att inga betydande förändringar krävs för att uppfylla den effekten [11]. För 125 procent effekt är det möjligt att Forsmark 3 istället behöver testas mot EiFS 2018:2, men eftersom det råder viss osäkerhet kring detta kommer simuleringar att göras för båda föreskrifterna och båda effektnivåerna. Sammanfattning över simuleringarna finns i Tabell 4 nedan.

Tabell 4. Tabell över de 8 simuleringar som ingår i grundstudien. Föreskriften, felstället och effektnivån är specificerad för varje simulering.

Simulering	**Föreskrift**	**Felställe**	**Effekt [%]**
1	SvKFS 2005:2	Ledning A	112,5
2	SvKFS 2005:2	Ledning B	112,5
3	EiFS 2018:2	Ledning A	112,5
4	EiFS 2018:2	Ledning B	112,5
5	SvKFS 2005:2	Ledning A	125
6	SvKFS 2005:2	Ledning B	125
7	EiFS 2018:2	Ledning A	125
8	EiFS 2018:2	Ledning B	125

Dessa 8 simuleringar körs för både 180 (SvKFS) och 200 ms (EiFS) för grundstudien. För känslighetsanalysen körs dels 8 till kritisk felbortkopplingstid, alltså hur lång felbortkoppling som är möjlig och fortfarande bibehålla nätanslutning. *Utöver* att undersöka och presentera resultat för kritiska felbortkopplingstider för dagens generatorstråk kommer det dessutom parallellt att presenteras resultat för ett fall då tröghetskonstanten för stråket höjs från H_1 till H_2. Även för den ökade trögheten simuleras till och med kritisk felbortkopplingstid. Sammanfattningen för dessa simuleringar presenteras i enlighet med Tabell 5.

Tabell 5. De 16 simuleringar som ingår i simuleringarna för kritisk felbortkopplingstid. Föreskriften med olika tröghetskonstant, felstället och effektnivån är specificerad för varje simulering.

Simulering	Föreskrift	Felställe	Effekt [%]
9	SvKFS 2005:2 H_1	Ledning A	112,5
10	SvKFS 2005:2 H_2		
11	SvKFS 2005:2 H_1	Ledning B	112,5
12	SvKFS 2005:2 H_2		
13	EiFS 2018:2 H_1	Ledning A	112,5
14	EiFS 2018:2 H_2		
15	EiFS 2018:2 H_1	Ledning B	112,5
16	EiFS 2018:2 H_2		
17	SvKFS 2005:2 H_1	Ledning A	125
18	SvKFS 2005:2 H_2		
19	SvKFS 2005:2 H_1	Ledning B	125
20	SvKFS 2005:2 H_2		
21	EiFS 2018:2 H_1	Ledning A	125
22	EiFS 2018:2 H_2		
23	EiFS 2018:2 H_1	Ledning B	125

Ökningen av tröghetskonstanten i dessa simuleringar kommer vara omkring 14 procent högre än den rådande tröghetskonstanten. En ökad tröghetskonstant H kommer som bekant att ge en längre kritisk felbortkopplingstid enligt avsnitt **3.2.2**. När tröghetskonstanten H_1 som är 6.93 s ökas 14 procent blir H_2 omkring 7.94 s, vilket fortfarande ligger inom rimliga värden på trögheten, vilken kan vara så pass hög som 10 s [5].

4.3.1 112,5 procent effekt

Den tillåtna utmatade elektriska effekten (abonnemangseffekten) uppgår i dagens läge om 109,3 procent, vilket motsvarar 1200 MWe [11]. Få källor anger en exakt elektrisk effektnivå för 112,5 procent men anger istället den termiska effekten. Baserat på en utredande systemgenomgång av Forsmark 3 presenteras en trolig ökning av den elektriska effekten för 112,5 procent relativt nuvarande utmatad maxeffekt [11].

4.3.2 125 procent effekt

Vad gäller 125 procent elektrisk effekt finns det enbart indikationer på vilken den maximala elektriska effekten Forsmark kommer kunna mata ut på nätet, baserat på omvandlingar från maximalt möjlig teoretiskt termisk effekt. även om den nyss nämnda systemgenomgången bedömer det sannolikt att effekten ut verkar kunna vara lägre än just detta [11]. Då högre reaktoreffekt ger högre vridmoment på turbinaggregatet kommer det ge en snabbare ökande rotorvinkel vid symmetriskt fel, vilket betyder att en ’för hög’ ansatt aktiv effekt i simuleringarna enbart gör analysen mer konservativ.

Alltså, om simuleringarna kan visa att Forsmark 3 klarar de stipulerade kraven för 125 procent med en (sannolikt) högre aktiv effekt än vad effekten faktiskt blir, visar det på marginaler till kravställningen.

Från brevkorrespondens med Svk gällande förtydliganden kring SvKFS 2005:2 att det är just maximal aktiv effekt/abonnemangseffekt som bör anges i simuleringarna [11]. Enligt utdrag från nämnda brev:

'Aktiv effekt i anslutningen till ställverk ska vara maximal aktiv effekt enligt anslutningsavtal eller abonnemang.'

I EiFS 2018:2 38 § står det däremot konkret att:

'[…] ska arbetspunkten […] innan fel i anslutningspunkten, motsvara maximal aktiv uteffekt […]

Därför, med anledning av den uppskattade maximala elektriska effekten och föreskrifternas formulering ansätts som simulerad initial aktiv (elektrisk) effekt för 125 procent och 112,5 procent något högre än den beräknade. Sammanfattningsvis anges de valda aktiva effektnivåerna i Tabell 6 nedan.

Tabell 6. Elektrisk effektnivå i procent och MWe för effekthöjd Forsmark 3.

Effektnivå [%]	Aktiv effekt [MWe]
112,5	[redacted]
125	

Att ansätta en något högre elektrisk effekt gör analysen enbart mer konservativ eftersom den mekaniska effekten då är högre under fel, och generatorns acceleration likaså. Se **3.3**.

4.4 Reaktiv effektutmatning

Den reaktiva effektutmatningen anges det i korrespondens med Svk vad som gäller för SvKFS 2005:2 [11]

'Som initial reaktiv effekt i anslutningspunkten till ställverket ska den reaktiva effekten ansättas till som högst 0 (noll) Mvar.'

Och enligt EiFS 2018:2 38 § anges arbetspunkten liknande som:

'[…] så att det reaktiva effektutbytet i anslutningspunkten är noll.'

Därför ansätts reaktiv effekt i anslutningspunkten till noll, eller så nära noll det är möjligt. Notera att det inte är generatorn som initialt producerar 0 Mvar, utan värdet för den reaktiva effekten i anslutningspunkten. Som nämnt tidigare kan lastflödesanalysen stöta på problem för vissa önskade värden. Initialtillståndet som önskas simulera kan av

flera skäl vara en instabil punkt där tillståndsvektorn $\mathbf{x}$ inte når $d\mathbf{x}/dt = 0$ i lastflödesanalysen; och därmed inte ger det jämviktstillstånd som behövs för att simulera transient stabilitet. När den önskade reaktiva effekten ansätts till 0 Mvar meddelar PF-modellen problem med att uppnå konvergens. Av den anledningen har den initiala reaktiva effekten dokumenterats för samtliga fall i Tabell 7. Eftersom en mer övermagnetiserad generator ger ett mer gynnsamt initialtillstånd enligt **3.2** har detta dokumenterats så att det kan tas hänsyn till i diskussionen.

Tabell 7. Initial reaktiv effekt i skenan utanför Forsmark 3 för SvKFS 2005:2 och EiFS 2018:2 för olika effektnivåer.

Fall	**Reaktiv effekt Q i skena [Mvar]**
112,5 procent SvKFS 2005:2	-0,1
112,5 procent EiFS 2018:2	-0,1
125 procent SvKFS 2005:2	-0,4
125 procent EiFS 2018:2	-0,3

Där en negativ reaktiv effekt innebär att generatorn på Forsmark 3 tillåts vara något övermagnetiserad, alltså skickar ut reaktiv effekt på nätet. För värden närmre 0 Mvar – särskilt för 125 procent SvKFS 2005:2 ger kommandot 'Calculate Initial Conditions' följande felmeddelanden

```
[1] No convergence in load flow.
[2] Load flow calculation not executed.
```

för lägre värden än -0,4 Mvar, varför den och '125 procent EiFS 2018:2' inte också ger -0,1 Mvar som de föregående raderna i Tabell 5 ovan.

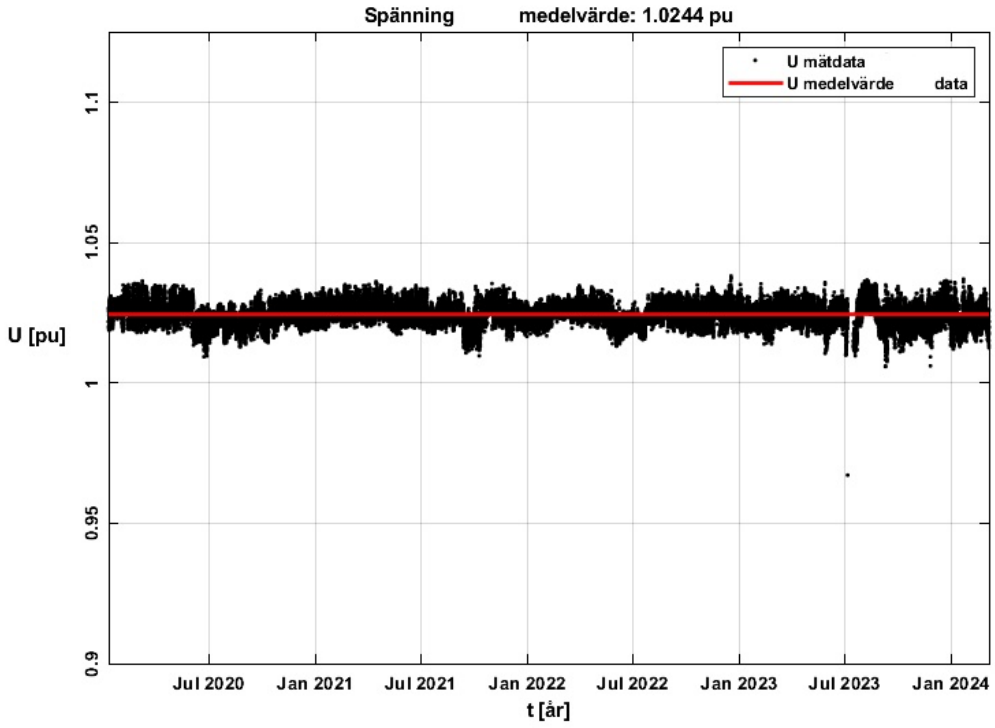
Den interna reaktiva (och även aktiva) lasten är densamma för alla simuleringar där effektnivån är 112,5 procent, men ökar för simuleringar om 125 procent. Detta förklaras mer i detalj under **4.6**.

4.5 Spänning i närmast maskade/anslutningspunkten

Eftersom den initiala spänningen rekommenderas vara baserad på statistik enligt korrespondens med Svk har spänningsdata från Forsmark använts [11]. Det ska nämnas att effekthöjningsstudien för F1, som använde samma nätmodell som för detta arbete, angav Svk ett bestämt värde för en maximal reaktiv effekt, vilket kommer resultera i en specifik spänning i skenan som ansluter F1 till stamnätet [11]. Eftersom det inte finns någon sådan rekommendation för Forsmark 3 väljs därför istället det rekommenderade tillvägagångssättet i form av en medelvärdesspänning som statistik. Spänningen har exporterats och medelvärdesbildas enligt (45) över en längre period, se Figur 28.

$$U_{vv} = \sum_{k=1}^{N} \frac{U_k}{N} \tag{27}$$

där U_k är alla uppmätta spänningsvärden och N antalet mätdatapunkter i det angivna intervallet. I Figur 28 nedan syns alla mätdatapunkter (minutdata) i den givna perioden samt medelvärdet för spänningen ritad horisontellt över hela perioden.



Figur 28. Spänningsstatistik skena jan -20 till mars -24.

Medelvärdet 1,0244 pu motsvarar 409,76 kV. Spänningen har i simuleringarna ansatts till 409,2 kV för att göra analysen något mer konservativ. En högre spänning ökar den teoretiskt maximala effektöverföringen enligt **3.3.2** och får konsekvensen att generatorn bromsas in mer efter felbortkoppling. En något lägre spänning gör således situationen efter löst fel sämre och mindre ’optimistisk’.

Enligt EiFS 2018:2 37 § är kravställningen i stället att spänningen ska vara 100 procent [9]. Med ytterligare stöd av Rfgn anges det därtill att spänning för anslutningspunkten på ett nät med spänningsnivå 400 kV ansätts referensvärdet (100 procent, eller 1 pu) till 400 kV, enligt Artikel 16 2. a) iv) [10].

För både SvKFS 2005:2 och EiFS 2018:2 kontrolleras spänningen med ’Station control’ på G3.

4.5.1 Justering av yttre nät för att uppfylla initial spänning och reaktiv effekt

Den nätmodell som Svk delgav i syfte att användas för denna uppsats och studie är densamma som för verifieringsrapporten gällande effekthöjning av F1 till 1120 MWe också använde. Därför har den, likt nämnt i nyss nämnd rapport samma problem med

generellt låg spänning i överliggande nät [11]. Ett sätt att lösa detta har dels varit att ansätta en något högre spänning i skenorna utanför Forsmark 1 och Forsmark 2 än vad statistik indikerar [11].

Efter detta var spänningen fortsatt låg och därför har kapacitiv shuntkompensering i yttre nät nära Forsmark 3 använts. På så sätt har spänningen i fjärränden på ledning A och ledning B nått nära samma spänning som i ställverket och det reaktiva effektutbytet mellan ställverket utanför Forsmark 3 och nät har kunna nått nära noll Mvar, se Tabell 7. Eftersom reaktiv effekt i nätet är en konsekvens av spänningsskillnader, se (10) i **3.1.1**, har spänningen i de två närbelägna noderna i fjärrändan på ledning A och ledning B ökats med hjälp av ett tillskott av reaktiv effekt med kapacitiva shuntar. Shuntarna som användes var redan konfigurerade i modellen som Svk delgivit till detta arbete; men värdena på dem har alltså justerats för att uppnå nollutbyte i anslutningspunkten för ställverket.

I praktiken använder Svk shuntar i stamnätet för att kompensera negativt avgiven (induktiv) reaktiv effekt och stötta upp spänningen i de noder där den är låg [18]. Mängden tillgänglig kompensering varierar beroende på elområde (SE1-4). I Tabell 8 har Svenska kraftnäts planerade investeringar (mellan 2024-2033) i ökad reaktiv effektkompensering sammanfattats. Informationen gäller enbart SE3 där Forsmark befinner sig, och där justeringar av kompensering i modellen skett. Med stöd av Tabell 8 som representerar den framtida tillgängliga reaktiva effekten för att stötta upp spänningen i nätet bör de justeringar som gjorts enligt Tabell 9 och Tabell 10 anses ligga inom gränserna för rimliga värden på spänningsstöttande åtgärder.

Tabell 8. Planerade investeringar i/ökning av reaktiv effektkompensering i elområde SE3.

Komponent	**Reaktiv effekt, ökning [Mvar]**
Shuntreaktorer	2850
Effektkondensatorbatterier	700
Dynamisk kompensering	+/- 400

Delgiven nätmodell var redan konfigurerad med justerbara shuntar, alla sammanfattade i Tabell 9 och Tabell 10. Sammanfattning av shuntarna som användes för EiFS 2018:2 för både 112,5 procent och 125 procent effekt finns i Tabell 9.

Tabell 9. EiFS 2018:2 shuntkompensering i yttre nät för att uppnå 0 Mvar reaktiv effekt i anslutningspunkten/skenan.

Komponent	**112,5 procent [Mvar]**	**125 procent [Mvar]**
[redacted]	155	102
	170	130
	183	150

Sammanfattning av shuntarna som användes för SvKFS 2005:2 för både 112,5 procent och 125 procent effekt finns i Tabell 10.

Tabell 10. SvKFS 2005:2 shuntkompensering i yttre nät för att uppnå 0 Mvar reaktiv effekt i anslutningspunkten/skenan.

Komponent	**112,5 procent [Mvar]**	**125 procent [Mvar]**
[redacted]	200	140
	317	271,5
	385	385
	250	250

De justeringar av reaktiv effektkompensering som gjordes i modellen bedöms ligga nära/inom den tillgängliga effektkompensering som borde finnas tillgängligt i nät; jämför Tabell 8 med Tabell 9–10.

4.6 Pumpbyte på internt nät för 125 procent effekt

Som tidigare nämnt kommer den interna lasten på Forsmark 3 att öka för 125 procent effekt. Det som framför allt förändras är att vissa befintliga pumpsystem behöver bytas ut. Detta beror på att de måste klara av det ökade ångmassflödet, med detaljer fastställda i en genomförd systemanalys [11]. För simuleringarna har ett normaldriftfall för 125 för var och ett av pumpsystemen antagits. Normaldriftfall betyder att ingen ny logik eller pumpkonfiguration har valts utan att simuleringarna i den här studien enbart inför ett ökat effektbehov i de fall där nämnd systemanalys anser att behovet finns. De system som detta framför allt gäller är [11]:

- Huvudkylvattensystemet
- Kondensatsystemet
- Matarvattensystemet

5. Resultat

Resultatet inleds med en sammanfattning under 5.1 av det initialtillstånd som gäller för varje föreskrift och effektnivå; med andra ord en konkretisering av de resonemang som fördes kring parametersättning under Metod. De värden som presenteras här ger ett stabilt jämviktstillstånd vid lastflödesberäkning (’Calculate initial conditions’).

Under **5.2–5.5** presenteras resultatet för stipulerade felbortkopplingstider enligt SvKFS 2005:2 och EiFS 2018:2, med 180 ms respektive 200 ms felbortkoppling.

Efter det delges det i **5.6–5.9** även simuleringar för den kritiska felbortkopplingstiden för att få en uppfattning om vilka marginaler som råder mellan stipulerad tid och kritisk

felbortkopplingstid; vilket blir underlag för resultatets känslighet. Om differensen mellan stipulerad tid och kritisk felbortkopplingstid är liten kan det vara en god anledning att vara aktsam med vilka slutsatser som kan, eller bör, dras. I kombination med detta resultat presenteras även hur stor ökning på den kritiska felbortkopplingstiden som en ökning av tröghetskonstanten ger.

Slutligen presenteras också **5.10** simuleringar för den kritiska felbortkopplingstiden, men enbart för EiFS 2018:2 enligt de förslag till uppdatering av EiFS 2018:2 som Svk föreslagit. För alla simuleringar gäller det att den ledning med störst kortslutningsström kopplas bort, vilket för felställe i anslutningspunkten kommer vara ledningen mellan skenan utanför Forsmark 3 och ledning B, se Bilaga 2. Eftersom detta visar vilka marginaler som finns relativt dagens formulering av EiFS 2018:2 är det också en del av känslighetsanalysen.

I **5.11** presenteras alla resultat sammanfattade i tabeller. Det är markerat med grönt för de fall där föreskrivna krav/spänning-tidsprofil och tid har uppfyllts, och rödmarkerats i de fall där antingen kravet eller tiden inte uppfylls.

Grundsimuleringarna i **5.2–5.5** följer de stipulerade tiderna för SvKFS 2005:2 (med avsteg) och EiFS 2018:2 och är tänkta att ge ett begrepp om hur simuleringarna *vid tiden för kravverifiering kan komma att se ut*. De kritiska felbortkopplingstiderna som tagits fram och vars resultat presenteras i **5.6–5.9** ger en uppfattning om resultatens känslighet och marginaler. Skillnaden för de kritiska felbortkopplingstiderna i den här resultatdelen är att den ena spänningskurvan motsvarar dagens tröghet H_1 och den andra motsvarar en ökad tröghetskonstant H_2. Simuleringarna med ökad tröghetskonstant vilket ger en ytterligare känsla för hur stor vinning ett turbinaggregat med större rotationsenergi kan komma att ge med avseende på förlängning av den kritiska felbortkopplingstiden.

5.1 Initialvärden från lastflödesberäkning

Innan varje simulering initierades verifierades de stipulerade initialvärdena på spänning, aktiv/reaktiv effekt enligt föreskrifterna och i enlighet med metodbeskrivningen i avsnitt **4**. Alla simuleringar gav konvergerande lastflödesberäkningar som gör det möjligt att simulera de stipulerade felfallen.

5.2 SvKFS 2005:2 112,5 procent effekt

Resultat från simulering enligt SvKFS 2005:2. Den blå kurvan är spänningen i den närmast maskade noden och de röda linjerna representerar de, från avstegskravet, stipulerade tröskelvärden som spänningen måste återhämta sig till efter felets bortkoppling.

Spänningen:

- får inte understiga 0,7 pu i utpendlingen och
- måste återhämta sig till åtminstone 0,9 pu senast 3,0 s efter felets inträffande.

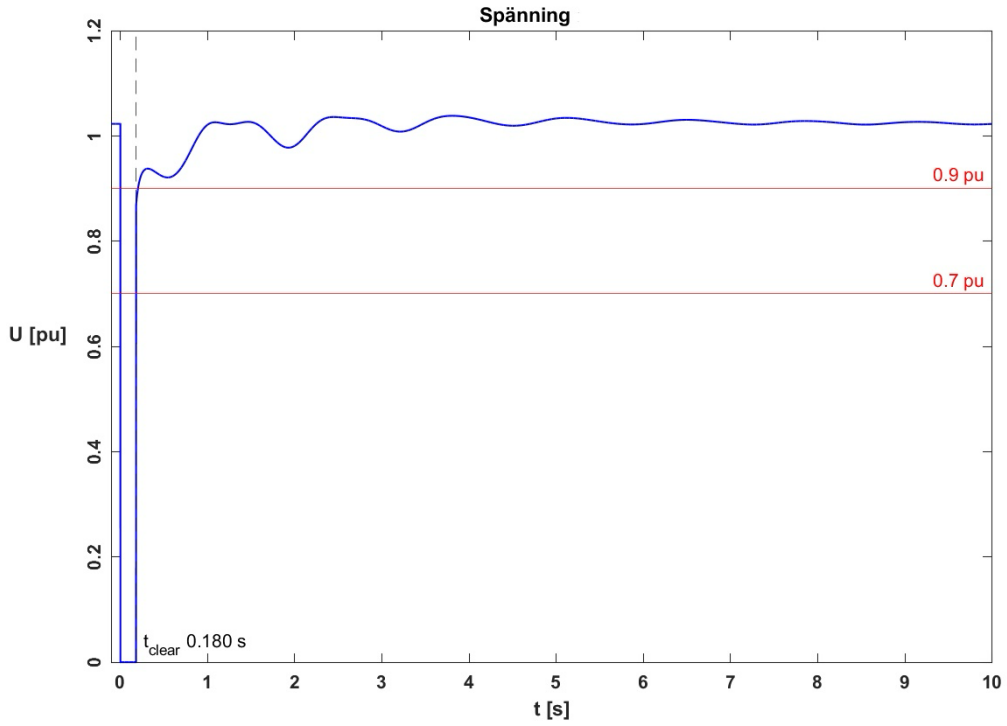
Simuleringarna i Figur 29-30 visar att avstegskraven för SvKFS 2005:2 uppfylls för både felställe på ledning A och ledning B, för effekthöjning om 112,5 procent.

5.2.1 Felställe 1: på ledning A

Normal felbortkoppling i frånliggande ände på ledning A vid 100 ms.
Reservbortkoppling i närliggande ände mot närmast maskade nod vid 180 ms.

Resultat: Simuleringen i Figur 29 både överstiger 0,7 pu i utpendlingen och återhämtar sig till åtminstone 0,9 pu senast 3,0 s efter felets inträffande.

Fullständig simulering visar att spänningskurvan uppfyller avstegskraven för SvKFS 2005:2 med effekthöjning till 112,5 procent med fel på ledning A.



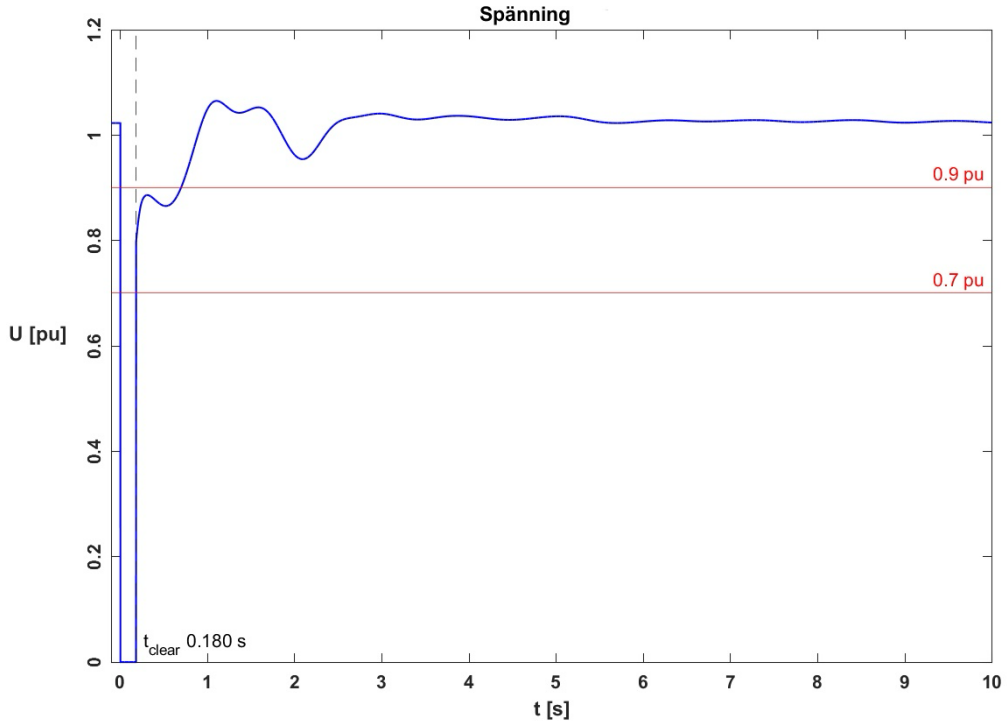
Figur 29. Spänning i närmast maskade nod med ett fel ansatt på ledning A, 112,5 procent effekt.

5.2.2 Felställe 2: på ledning B

Normal felbortkoppling i frånliggande ände på ledning B vid 100 ms.
Reservbortkoppling i närliggande ände mot närmast maskade nod vid 180 ms.

Resultat: Simuleringen i Figur 30 både överstiger 0,7 pu i utpendlingen och återhämtar sig till åtminstone 0,9 pu senast 3,0 s efter felets inträffande.

Fullständig simulering visar att spänningskurvan uppfyller avstegskraven för SvKFS 2005:2 med effekthöjning till 112,5 procent för fel på ledning B.



Figur 30. Spänning i närmast maskade nod med ett fel ansatt på ledning B, 112,5 procent effekt.

5.3 EiFS 2018:2 112,5 procent effekt

Resultat från simulering enligt EiFS 2018:2. Den blå kurvan är spänningen i anslutningspunkten och de röda linjerna representerar också här de stipulerade tröskelvärden, men från EiFS 2018:2, som spänningen måste återhämta sig till efter felets bortkoppling. Spänningen:

- får inte understiga den undre gräns som spänning-tidprofilen utgör och
- måste återhämta sig till 0,9 pu senast 10 s efter felets inträffande.

Som påpekat i *Metod – Felställe* är platsen för kortslutning precis utanför anslutningspunkten på ledning A elektriskt sett identisk mot den på ledning B. Detta illustreras i Bilaga 1, varför Figur 31-34 för felställe på ledning A och ledning B är mycket snarlika.

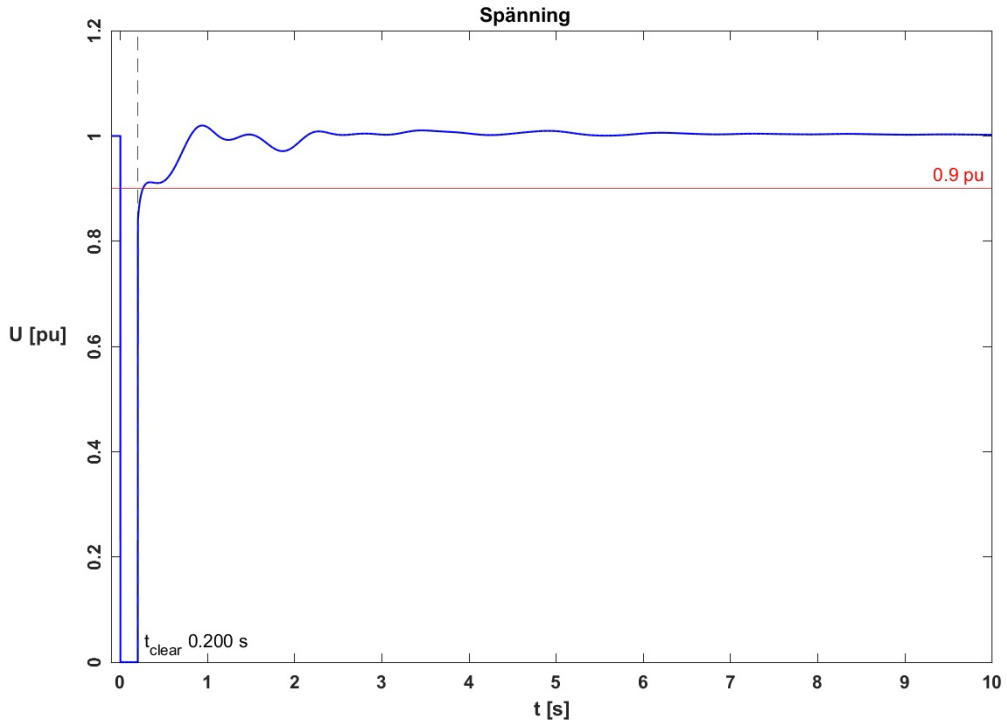
Fullständiga simuleringar (10 s) i Figur 31-34 visar att kravställning uppfylls enligt EiFS 2018:2 för både felställe på ledning A och ledning B, för effekthöjning om 112,5 procent.

5.3.1 Felställe 1: på ledning A

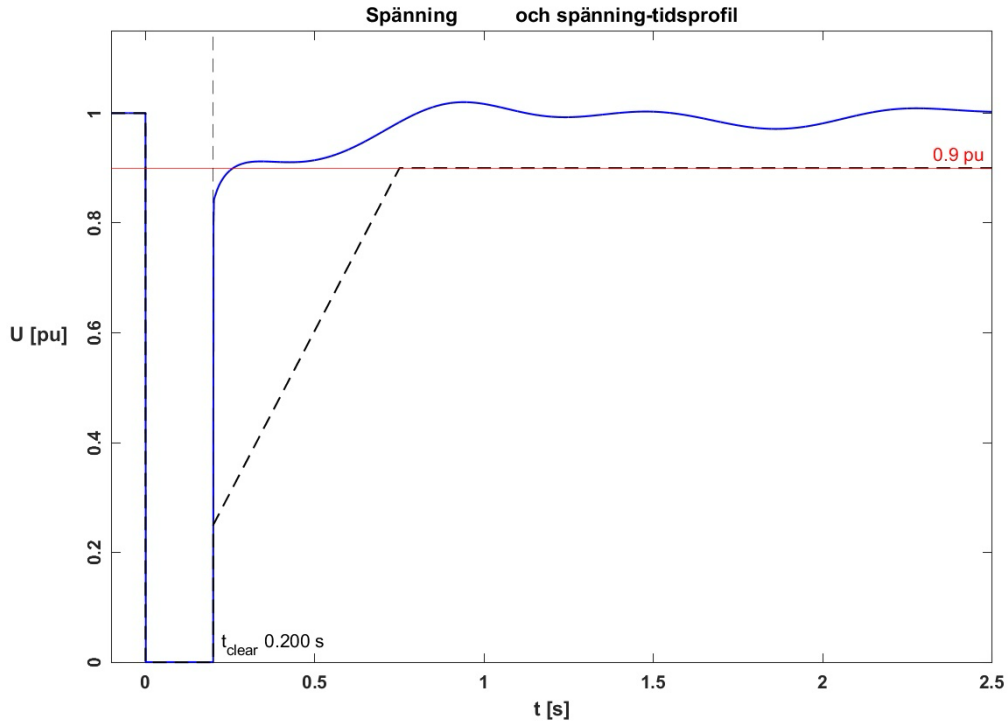
Intakt nätstruktur råder både innan och efter fel. Fel ligger på mellan 0 och 200 ms på ledning A och försvinner utan bortkoppling av kortsluten lina.

Resultat: Simuleringen i Figur 31 återhämtar sig till åtminstone 0,9 pu senast 10 s efter felets inträffande och ligger ovanför föreskriftens stipulerade nedre gräns angiven av spänning-tidprofil i Figur 32.

Fullständig simulering visar att kravställd spänning-tidprofil uppfylls för EiFS 2018:2 med effekthöjning till 112,5 procent, för fel på ledning A.



Figur 31. Spänning i anslutningspunkten med ett fel ansatt på ledning A, 112,5 procent effekt.



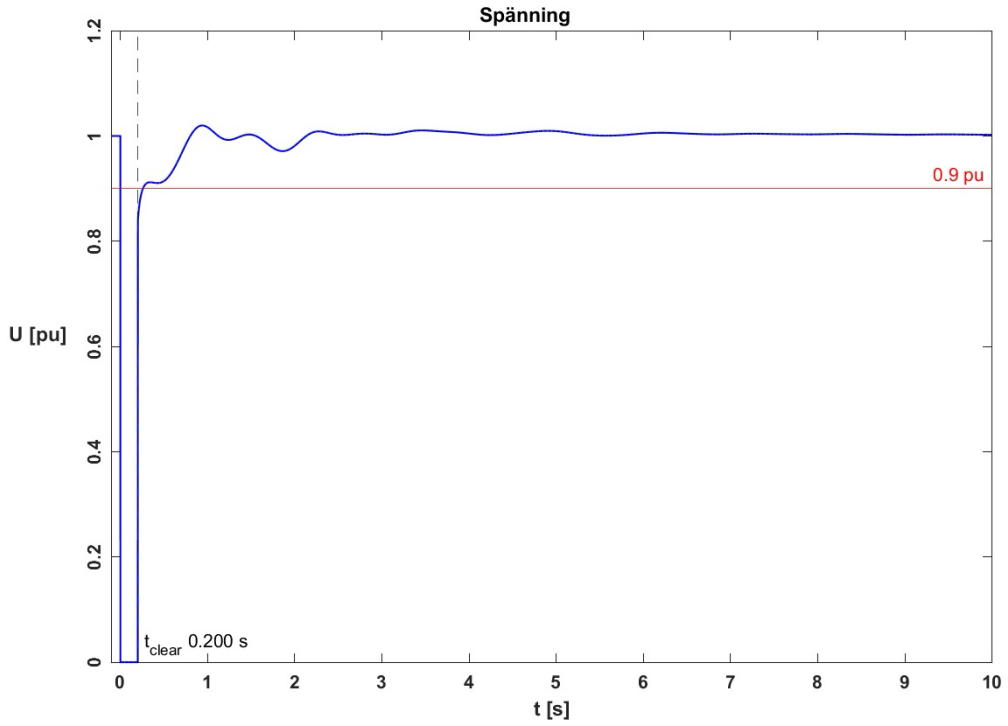
Figur 32. Närbild på spänning och spänning-tidsprofil i anslutningspunkten med ett fel ansatt på ledning A, 112,5 procent effekt.

5.3.2 Felställe 2: på ledning B

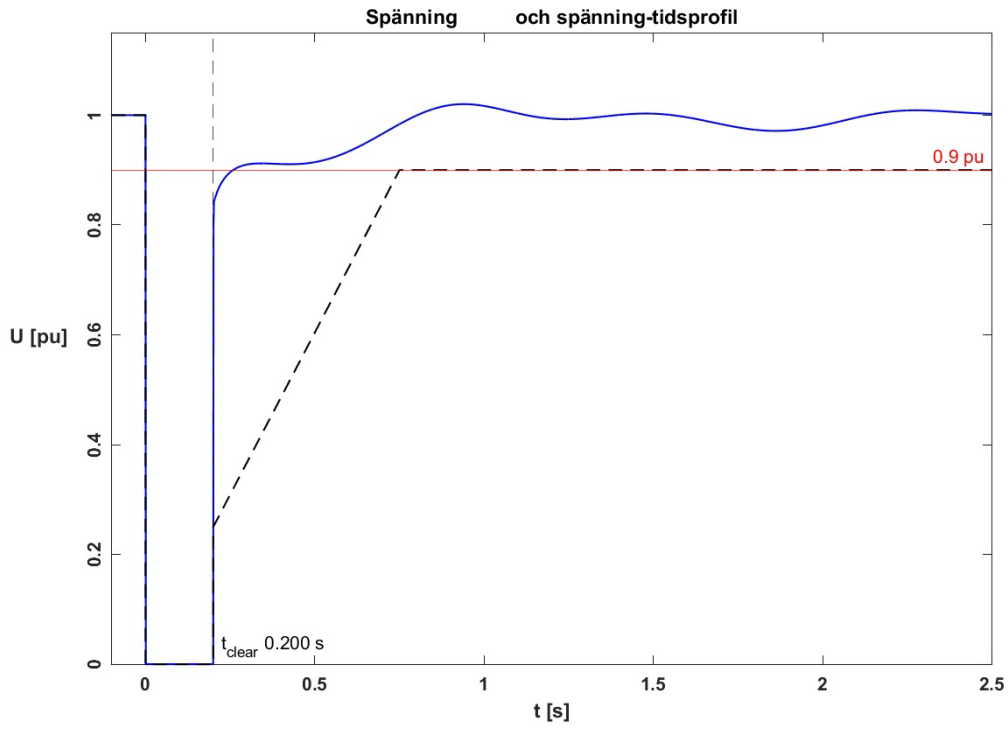
Intakt nätstruktur råder både innan och efter fel. Fel ligger på mellan 0 och 200 ms på ledning B och försvinner utan bortkoppling av kortsluten lina.

Resultat: Simuleringen i Figur 33 återhämtar sig till åtminstone 0,9 pu senast 10 s efter felets inträffande och ligger ovanför föreskriftens stipulerade nedre gräns angiven av spänning-tidprofil, enligt Figur 34.

Fullständig simulering visar att kravställd spänning-tidprofil uppfylls för EiFS 2018:2 med effekthöjning till 112,5 procent på Forsmark 3 för fel på ledning B.



Figur 33. Spänning i anslutningspunkten med ett fel ansatt på ledning B, 112,5 procent effekt



Figur 34. Närbild på spänning och spänning-tidsprofil i anslutningspunkten med ett fel ansatt på ledning B, 112,5 procent effekt.

5.4 SvKFS 2005:2 125 procent

Resultatet representeras på liknande sätt som för SvKFS 2005:2 för 112,5 procent. Refererar till beskrivningen som återges under **5.2** för förklaring om spänningen som anges av den blå linjen, samt de av tröskelvärdena angivna nivåerna utritade av de röda linjerna.

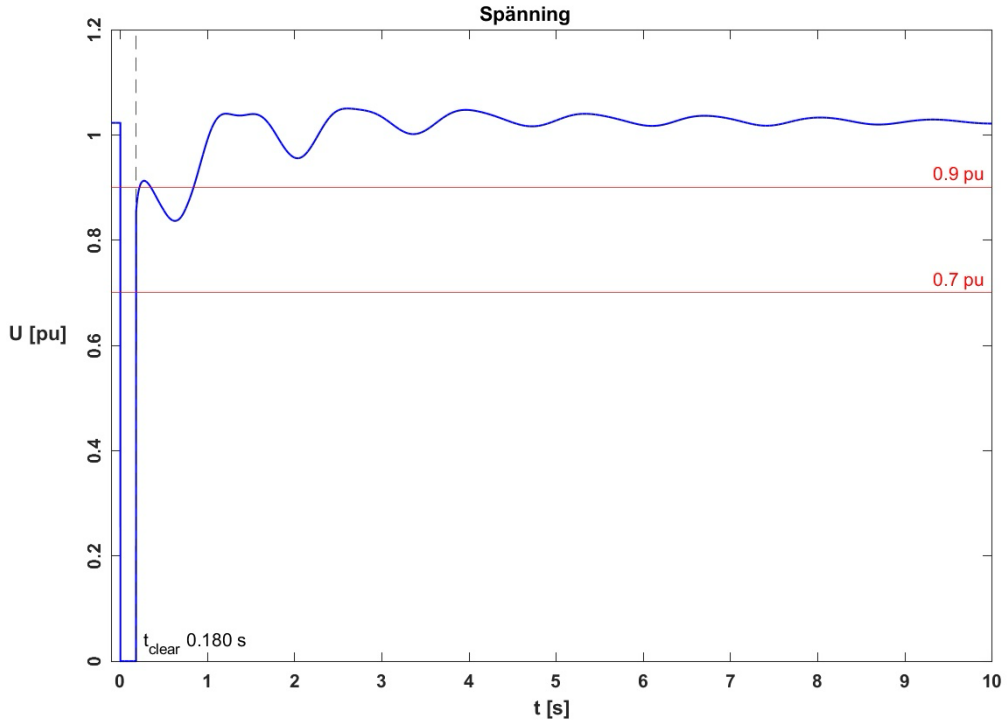
Simuleringarna i Figur 35-36 visar att avstegskraven för SvKFS 2005:2 uppfylls för både felställe på ledning A och ledning B, med effekthöjning om 125 procent.

5.4.1 Felställe 1: på ledning A

Normal felbortkoppling i frånliggande ände på ledning A vid 100 ms.
Reservbortkoppling i närliggande ände mot närmast maskade nod vid 180 ms.

Resultat: Simuleringen i Figur 35 överstiger 0,7 pu i utpendlingen och återhämtar sig till åtminstone 0,9 pu senast 3,0 s efter felets inträffande.

Fullständig simulering visar att spänningskurvan uppfyller avstegskraven för SvKFS 2005:2 med effekthöjning till 125 procent för fel på ledning A.



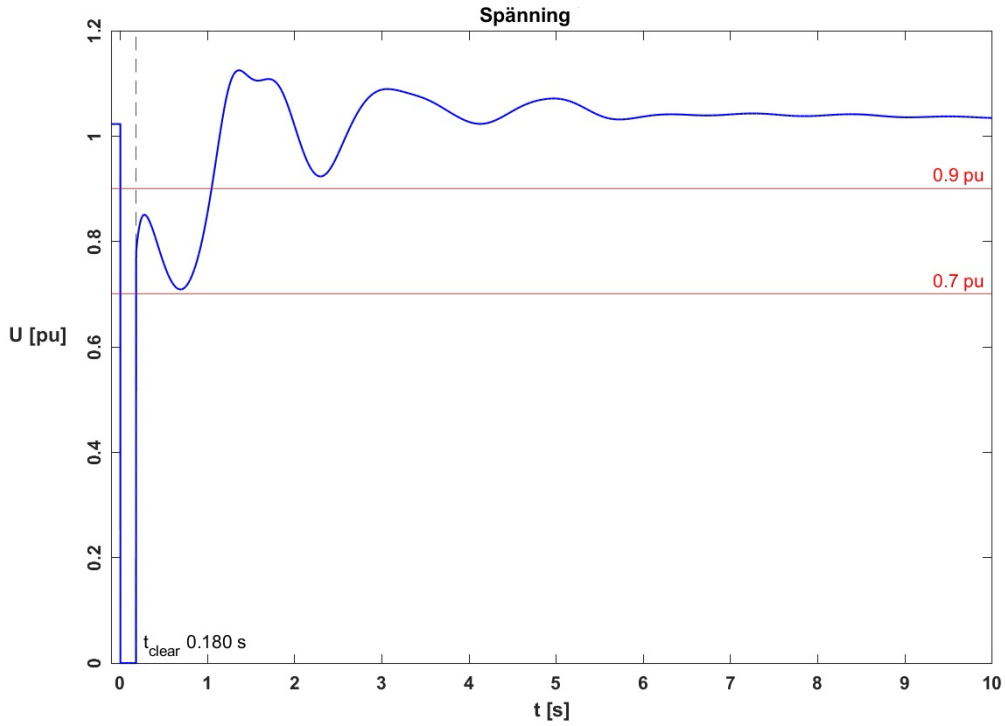
Figur 35. Spänning i närmast maskade nod med ett fel ansatt på ledning A, 125 procent effekt.

5.4.2 Felställe 2: på ledning B

Normal felbortkoppling i frånliggande ände på ledning B vid 100 ms.
Reservbortkoppling i närliggande ände mot närmast maskade nod vid 180 ms.

Simuleringen i Figur 36 överstiger 0,7 pu i utpendlingen och återhämtar sig till åtminstone 0,9 pu senast 3,0 s efter felets inträffande.

Fullständig simulering visar att spänningskurvan uppfyller avstegskraven för SvKFS 2005:2 med effekthöjning till 125 procent för fel på ledning B.



Figur 36. Spänning i närmast maskade nod med ett fel ansatt på ledning B, 125 procent effekt.

5.5 EiFS 2018:2 125 procent

Resultatet representeras på liknande sätt som för EiFS 2018:2 för 112,5 procent. Refererar till beskrivningen som återges under **5.2** för förklaring om spänningen som anges av den blå linjen, samt det av tröskelvärdet angivna nivån utritade av den röda linjen.

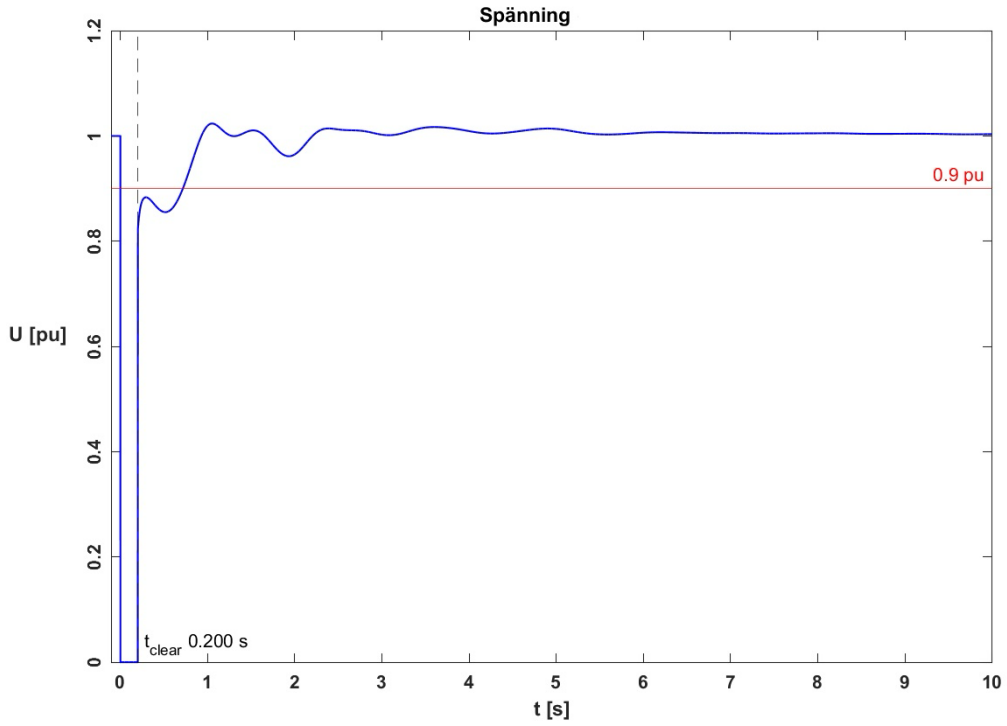
Fullständiga simuleringar (10 s) i Figur 37-40 visar att kravställning uppfylls enligt EiFS 2018:2 för både felställe mot ledning A och ledning B, med effekthöjning om 125 procent.

5.5.1 Felställe 1: på ledning A

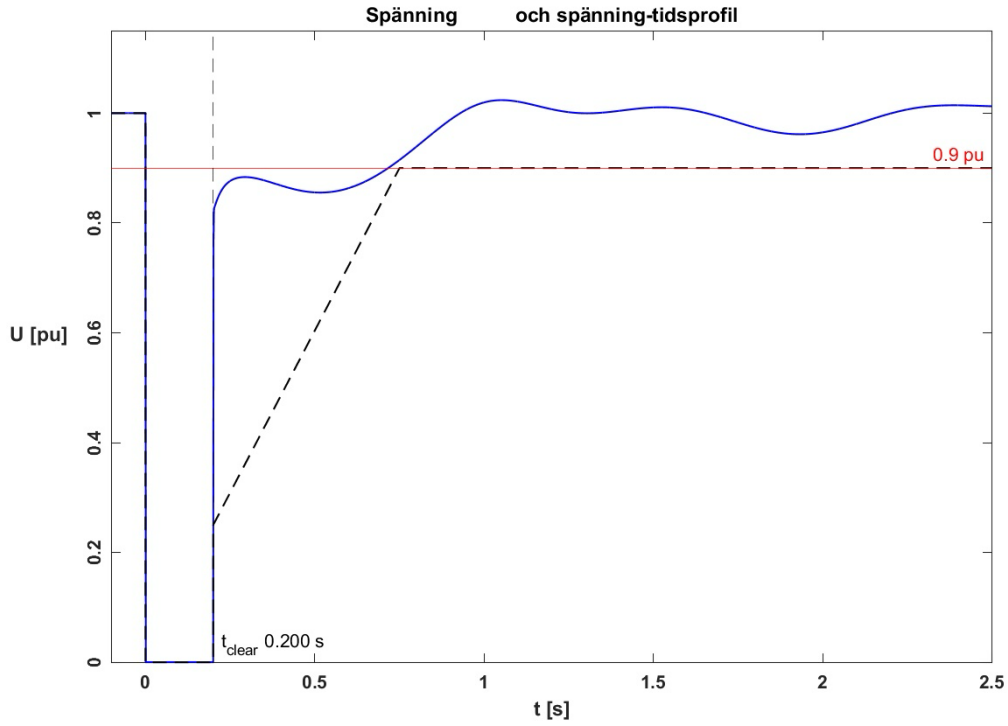
Intakt nätstruktur råder både innan och efter fel. Fel ligger på mellan 0 och 200 ms på ledning A och försvinner sedan utan bortkoppling av kortsluten lina.

Resultat: Simuleringen i Figur 37 återhämtar sig till åtminstone 0,9 pu senast 10 s efter felets inträffande och ligger ovanför föreskriftens stipulerade nedre gräns angiven av spänning-tidprofilen i Figur 38.

Fullständig simulering visar att kravställd spänning-tidprofil uppfylls för EiFS 2018:2 med effekthöjning till 125 procent för fel på ledning A.



Figur 37. Spänning i anslutningspunkten med ett fel ansatt på ledning A, 125 procent effekt.



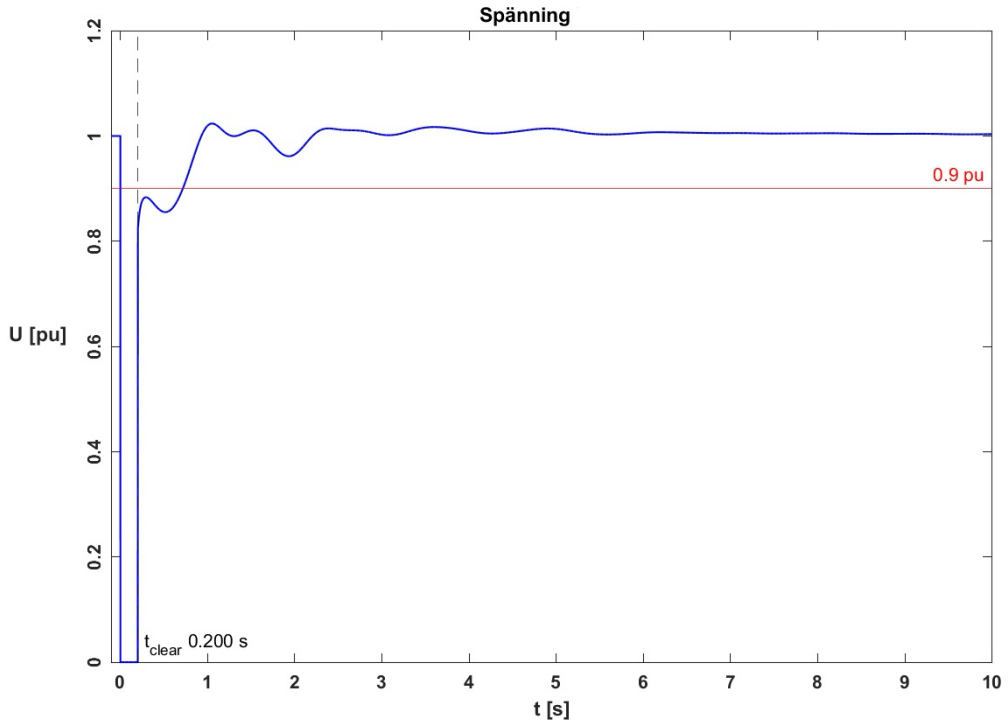
Figur 38. Närbild på spänning och spänning-tidsprofil i anslutningspunkten med ett fel ansatt på ledning A, 125 procent effekt.

5.5.2 Felställe 2: på ledning B

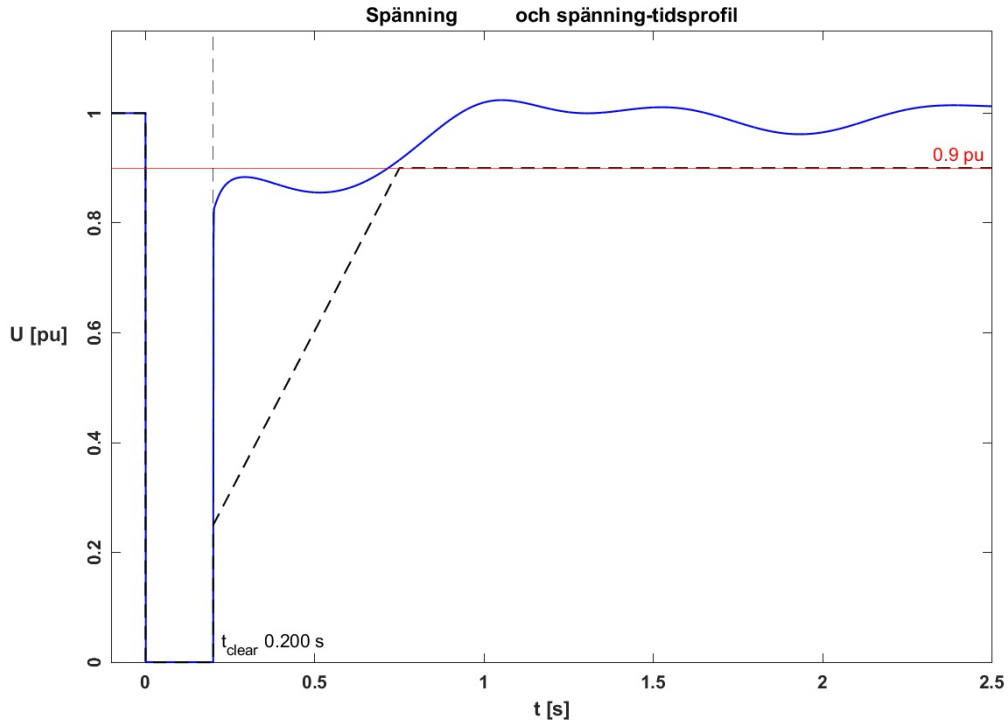
Intakt nätstruktur råder både innan och efter fel. Fel ligger på mellan 0 och 200 ms på ledning B och försvinner sedan utan bortkoppling av kortsluten lina.

Resultat: Simuleringen i Figur 39 återhämtar sig till åtminstone 0,9 pu senast 10 s efter felets inträffande och ligger ovanför föreskriftens stipulerade nedre gräns angiven av spänning-tidprofilen i Figur 40.

Fullständig simulering visar att kravställd spänning-tidprofil uppfylls för EiFS 2018:2 med effekthöjning till 125 procent för fel på ledning B.



Figur 39. Spänning i anslutningspunkten med ett fel ansatt på ledning B, 125 procent effekt.



Figur 40. Närbild på spänning och spänning-tidsprofil i anslutningspunkten med ett fel ansatt på ledning B, 125 procent effekt.

5.6 SvKFS 2005:2 vid kritisk felbortkopplingstid med 112,5 procent effekt

Resultat från simulering enligt SvKFS 2005:2 där den kritiska felbortkopplingstiden söks. Kritisk felbortkopplingstid har även sökts för fallet då turbinaggregatet på Forsmark 3 ökas med cirka 14 procent.

I grafen går det att utläsa den kritiska felbortkopplingstid som gäller för både normal och förhöjd tröghetskonstant, vad tröghetskonstanten är idag (H_1) och vad det förhöjda värdet (H_2) på trögheten ansatts till.

För förklaring av de tröskelvärdena stipulerade av avstegskravet och ritade i rött hänvisas läsaren återigen till beskrivningen under **5.2**. Den heldragna blå linjen representerar spänningen i närmast maskade stamnätspunkt/nod för dagens tröghet (H_1). Den prickade blå linjen är en del av känslighetsanalysen och representerar spänningen i samma punkt för fallet med förhöjd tröghet (H_2).

Simuleringarna i Figur 41-42 visar att avstegskraven för SvKFS 2005:2 uppfylls för både felställe på ledning A och ledning B, för effekthöjning om 112,5 procent vid kritisk felbortkopplingstid.

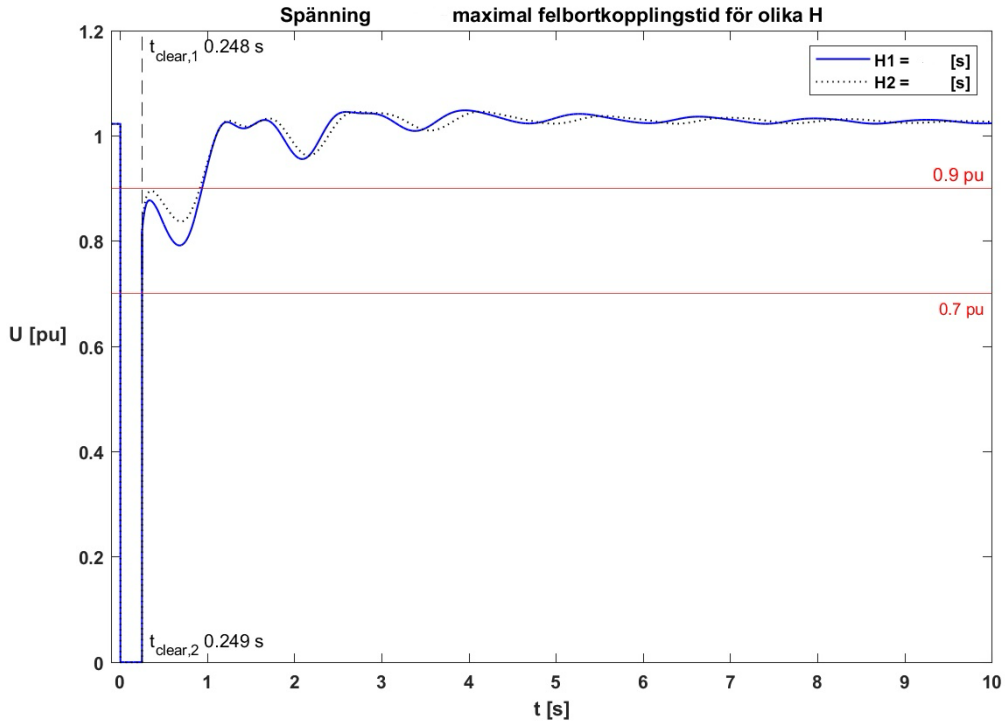
5.6.1 Felställe 1: på ledning A

Normal felbortkoppling i frånliggande ände på ledning A vid 100 ms. Reservbortkoppling i närliggande ände mot närmast maskade nod vid 248 ms för dagens tröghet ($H_{1)}$ respektive 249 ms för förhöjd tröghet (H_2).

Figur 41 visar att anläggningen, för dagens tröghet, inte skulle klara en kritisk felbortkopplingstid längre än 248 ms men för högre en tröghet återhämtar sig spänningen något snabbare och klarar 249 ms. För längre felbortkopplingstider kopplas Forsmark 3 bort av korrekt lösande funktion av generatorns konfigurerade underspänningsskydd; däremot inte av något ’urfasfall’.

Resultat: Den utförda simuleringen överstiger 0,7 pu i utpendlingen och återhämtar sig till åtminstone 0,9 pu senast 3,0 s efter felets inträffande för kritiska felbortkopplingstider inom 248 ms respektive 249 ms.

Fullständig simulering visar uppfyllda avstegskrav vid kritisk felbortkopplingstid för SvKFS 2005:2 med effekthöjning till 112,5 procent för fel på ledning A.



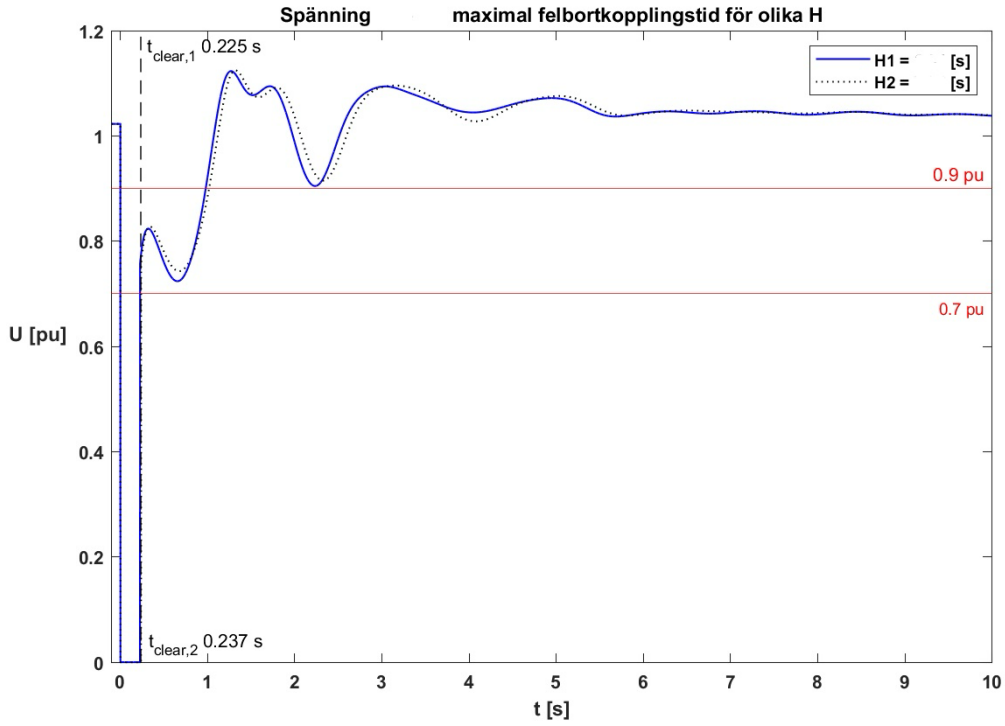
Figur 41. Spänning i närmast maskade nod för olika tröghetskonstanter H med ett fel ansatt mot ledning A, 112,5 procent effekt. Kritiska felbortkopplingstider 248 ms (H_1) och 249 ms (H_2).

5.6.2 Felställe 2: på ledning B

Normal felbortkoppling i frånliggande ände på ledning B vid 100 ms. Reservbortkoppling i närliggande ände mot närmast maskade nod vid kritisk felbortkopplingstid 225 ms för dagens tröghet (H_1) respektive 237 ms för förhöjd tröghet (H_2).

Resultat: Simuleringen i Figur 42 överstiger 0,7 pu i utpendlingen och återhämtar sig till åtminstone 0,9 pu senast 3,0 s efter felets inträffande för kritiska felbortkopplingstider inom 225 ms respektive 237 ms. För längre felbortkopplingstider utlöser återigen underspänningsskyddet enligt korrekt funktion för Forsmark 3.

Fullständig simulering visar uppfyllda avstegskrav vid kritisk felbortkopplingstid för SvKFS 2005:2 med effekthöjning till 112,5 procent för fel på ledning B.



Figur 42. Spänning i närmast maskade nod för olika tröghetskonstanter H med ett fel ansatt mot ledning B, 112,5 procent effekt. Kritiska felbortkopplingstider 225 ms (H_1) och 237 ms (H_2).

5.7 EiFS 2018:2 vid kritisk felbortkopplingstid med 112,5 procent effekt

Fullständiga simuleringar (10 s) i Figur 43-46 visar att kravställning uppfylls enligt EiFS 2018:2 för både felställe på ledning A och ledning B, med effekthöjning om 112,5 procent vid kritisk felbortkopplingstid.

När felbortkoppplingstiden för EiFS 2018:2 ändras baserat på de stipulerade spänningsvärdena från Tabell 1 förändras också spänning-tidprofilkurvans utseende. Den spänning-tidprofil som redovisas i Figur 44 och 46 är därför *modifierad* jämfört med den ursprungliga kurvan där 200 ms felbortkopplingstid gäller.

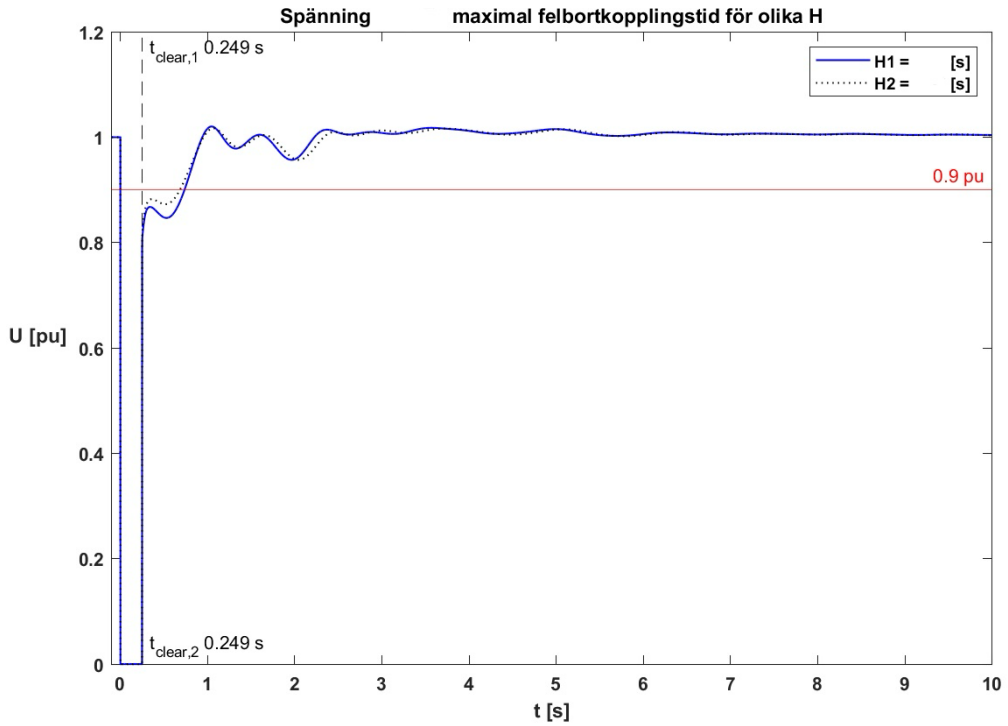
5.7.1 Felställe 1: på ledning A

Intakt nätstruktur råder både innan och efter fel. Fel ligger på mellan 0 och kritisk felbortkopplingstid 249 ms för både tröghetskonstanten idag (H_1) och förhöjd tröghet (H_2) på ledning A, och försvinner sedan utan bortkoppling av kortsluten lina.

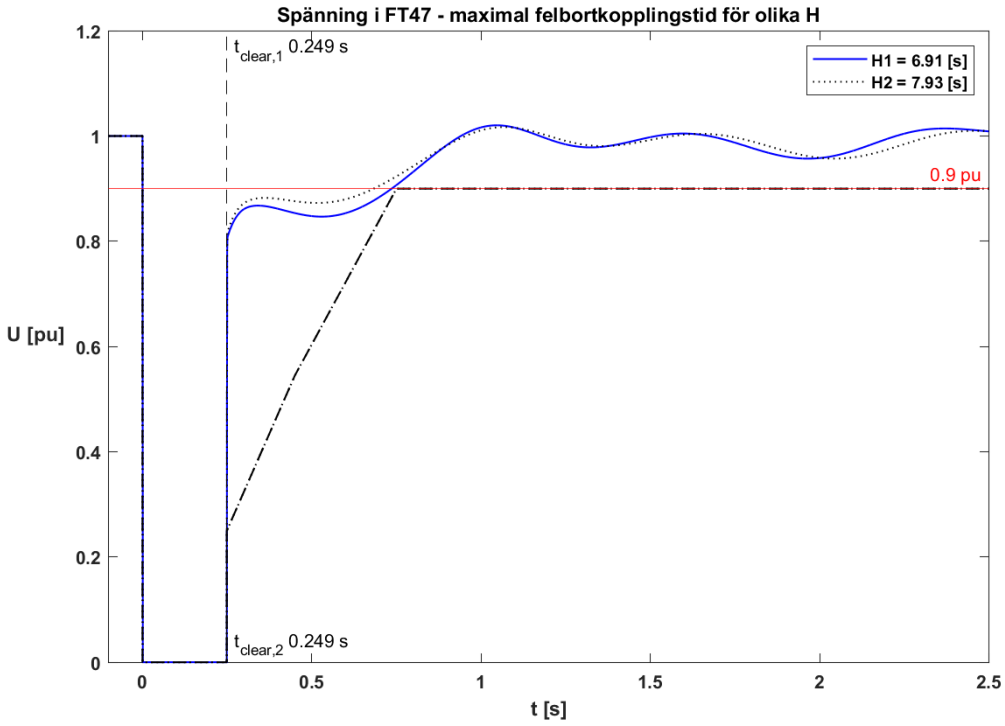
Resultat: Simuleringen i Figur 43 återhämtar sig till åtminstone 0,9 pu senast 10 s efter felets inträffande och ligger ovanför föreskriftens stipulerade nedre gräns angiven av spänning-tidprofilen i Figur 44. Det gäller för den kritiska felbortkopplingstiden 249 ms

för både dagens tröghet och förhöjd tröghet. För längre felbortkopplingstider utlöser underspänningsskyddet på Forsmark 3 enligt korrekt funktion.

Fullständig simulering visar att kravställd spänning-tidsprofil vid kritisk felbortkopplingstid uppfylls för EiFS 2018:2 med effekthöjning till 112,5 procent för fel på ledning A.



Figur 43. Spänning i anslutningspunkten för olika tröghetskonstanter med ett fel ansatt på ledning A, 112,5 procent effekt. Kritiska felbortkopplingstider 249 ms (H_1) och 249 ms (H_2).



Figur 44. Närbild på spänning och spänning-tidsprofil i anslutningspunkten för olika tröghetskonstanter med ett fel på ledning A, 112,5 procent effekt. Kritiska felbortkopplingstider 249 ms (H_1) och 249 ms (H_2).

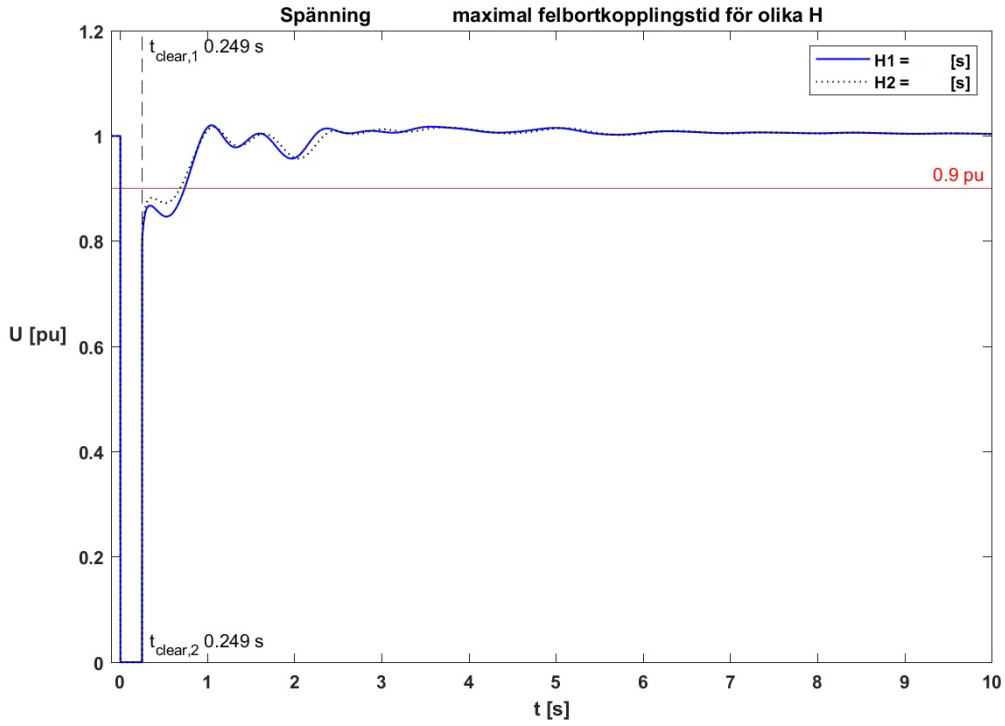
5.7.2 Felställe 2: på ledning B

Resultatet för detta felställe, på ledning B, är väldigt likt simuleringarna för felstället på ledning A för kritisk felbortkopplingstid för effekthöjning till 112,5 procent enligt EiFS 2018:2.

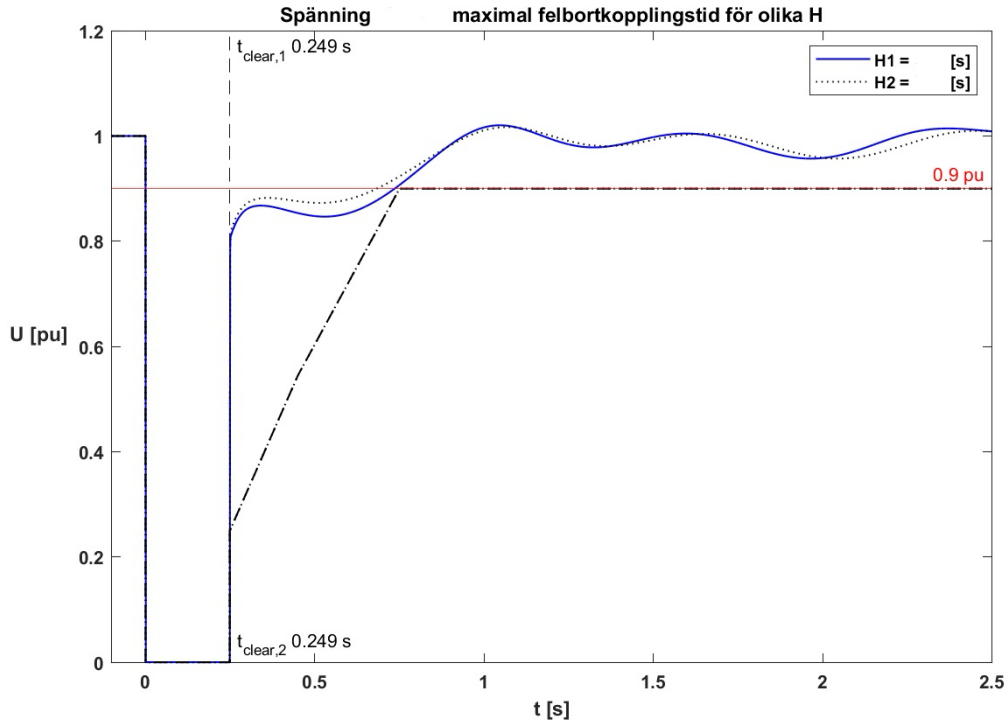
Intakt nätstruktur råder både innan och efter fel. Fel ligger på mellan 0 och kritisk felbortkopplingstid 249 ms för både H_1 och H_2 på ledning B, och försvinner sedan utan bortkoppling av kortsluten lina.

Resultat: Simuleringen i Figur 45 återhämtar sig till åtminstone 0,9 pu senast 10 s efter felets inträffande och ligger ovanför föreskriftens stipulerade nedre gräns angiven av spänning-tidprofilen i Figur 46. Det gäller för den kritiska felbortkopplingstiden 249 ms för både dagens tröghet H_1 och förhöjd tröghet H_2. För längre felbortkopplingstider utlöser underspänningsskyddet på Forsmark 3 enligt korrekt funktion.

Fullständig simulering visar att kravställd spänning-tidsprofil vid kritisk felbortkopplingstid uppfylls för EiFS 2018:2 med effekthöjning till 112,5 procent för fel på ledning B.



Figur 45. Spänning i anslutningspunkten för olika tröghetskonstanter med ett fel ansatt på ledning B, 112,5 procent effekt. Kritiska felbortkopplingstider 249 ms (H_1) och 249 ms (H_2).



Figur 46. Närbild på spänning och spänning-tidsprofil i anslutningspunkten för olika tröghetskonstanter med ett fel på ledning B, 112,5 procent effekt. Kritiska felbortkopplingstider 249 ms (H_1) och 249 ms (H_2).

5.8 SvKFS 2005:2 vid kritisk felbortkopplingstid med 125 procent effekt

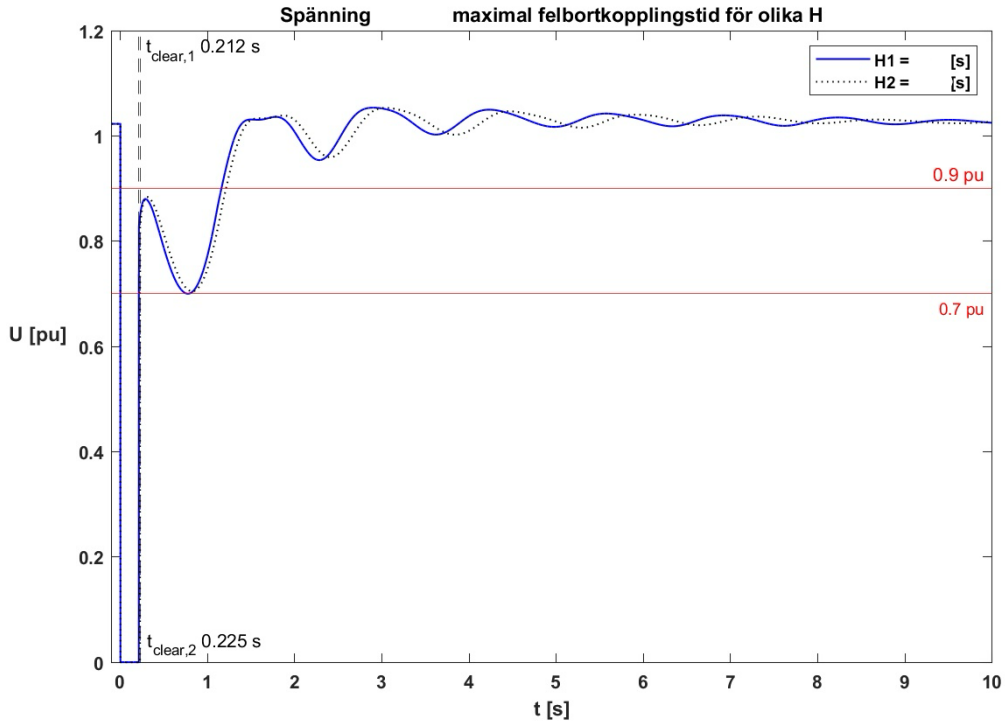
Simuleringarna i Figur 47-48 visar att avstegskraven från SvKFS 2005:2 uppfylls för både felställe på ledning A och ledning B, med effekthöjning om 125 procent vid kritisk felbortkopplingstid.

5.8.1 Felställe 1: på ledning A

Normal felbortkoppling i frånliggande ände på ledning A vid 100 ms. Reservbortkoppling i närliggande ände mot närmast maskade nod vid 212 ms för dagens tröghetskonstant (H_1) respektive 225 ms för förhöjd tröghet (H_2).

Resultat: Simuleringen i Figur 47 överstiger 0,7 pu i utpendlingen och återhämtar sig till åtminstone 0,9 pu senast 3,0 s efter felets inträffande för kritisk felbortkopplingstid inom 212 ms respektive 225 ms. För längre felbortkopplingstider utlöser underspänningsskyddet på Forsmark 3 enligt korrekt funktion.

Fullständig simulering kan visa att vid kritisk felbortkopplingstid följes avstegskraven för SvKFS 2005:2 med effekthöjning till 125 procent för fel på ledning A.



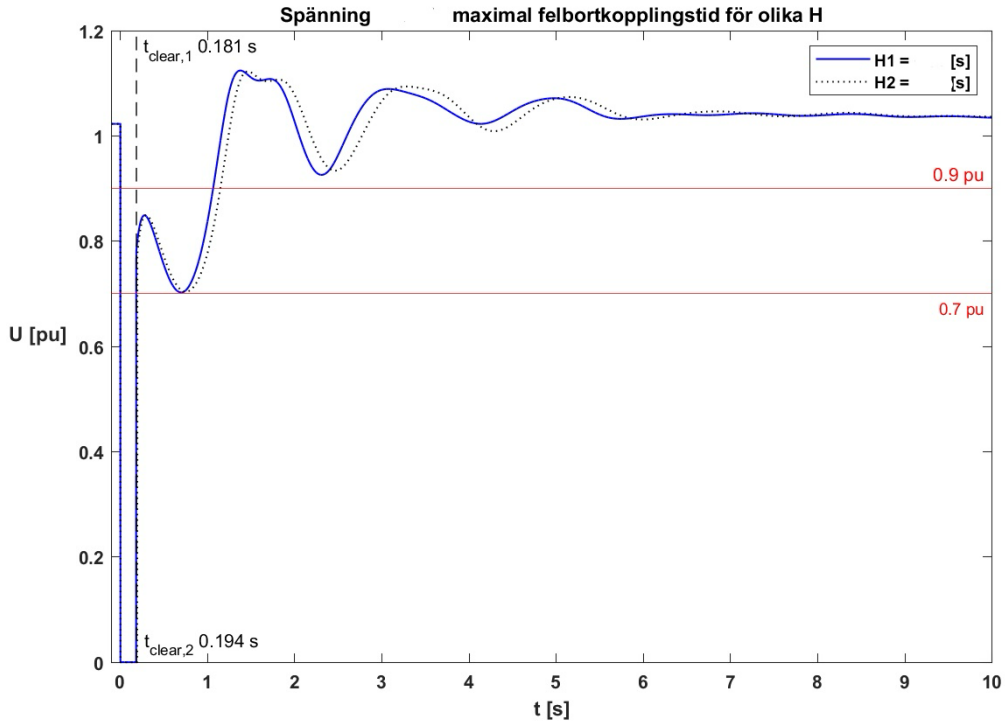
Figur 47. Spänning i närmast maskade nod för olika tröghetskonstanter H med ett fel ansatt på ledning A, 125 procent effekt. Kritiska felbortkopplingstider 212 ms (H_1) och 225 ms (H_2).

5.8.2 Felställe 2: på ledning B

Normal felbortkoppling i frånliggande ände på ledning B vid 100 ms. Reservbortkoppling i närliggande ände mot närmast maskade nod vid 181 ms för H_1 respektive 194 ms för H_2.

Resultat: Simuleringen i Figur 48 överstiger 0,7 pu i utpendlingen och återhämtar sig till åtminstone 0,9 pu senast 3,0 s efter felets inträffande för kritiska felbortkopplingstider inom 181 ms respektive 194 ms. För längre felbortkopplingstider utlöser underspänningsskyddet på Forsmark 3 enligt korrekt funktion.

Fullständig simulering kan visa att avstegskraven vid kritisk felbortkopplingstid uppfylls för SvKFS 2005:2 med effekthöjning till 125 procent för fel på ledning B.



Figur 48. Spänning i närmast maskade nod för olika tröghetskonstanter H med ett fel ansatt på ledning B, 125 procent effekt. Kritiska felbortkopplingstider 181 ms (H_1) och 194 ms (H_2).

5.9 EiFS 2018:2 vid kritisk felbortkopplingstid med 125 procent effekt

Fullständiga simuleringar (10 s) i Figur 49-52 visar att kravställd spänning-tidsprofil (som modifierats) enligt EiFS 2018:2 inte uppfylls för varken felställe mot ledning A eller ledning B, med effekthöjning om 125 procent vid kritisk felbortkopplingstid.

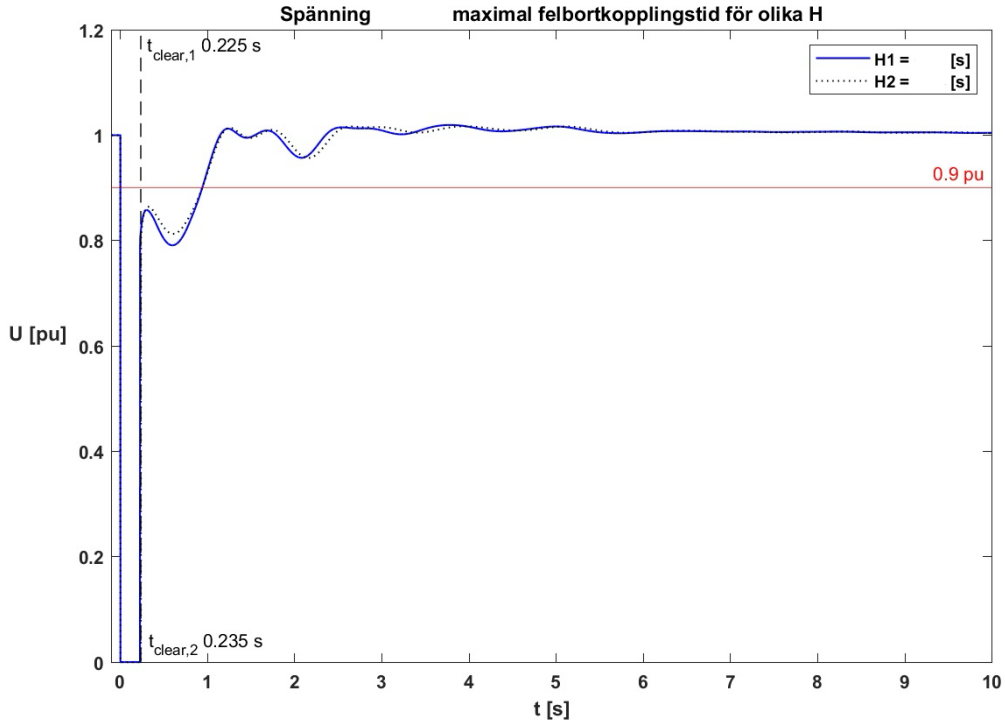
Som det noterades i **5.7** har felbortkopplingstiden för Figur 50 och Figur 52 också ändrats relativt den stipulerade tiden i EiFS 2018:2. Därmed gäller det att även för dessa figurer att spänning-tidprofilen modifierats.

5.9.1 Felställe 1: på ledning A

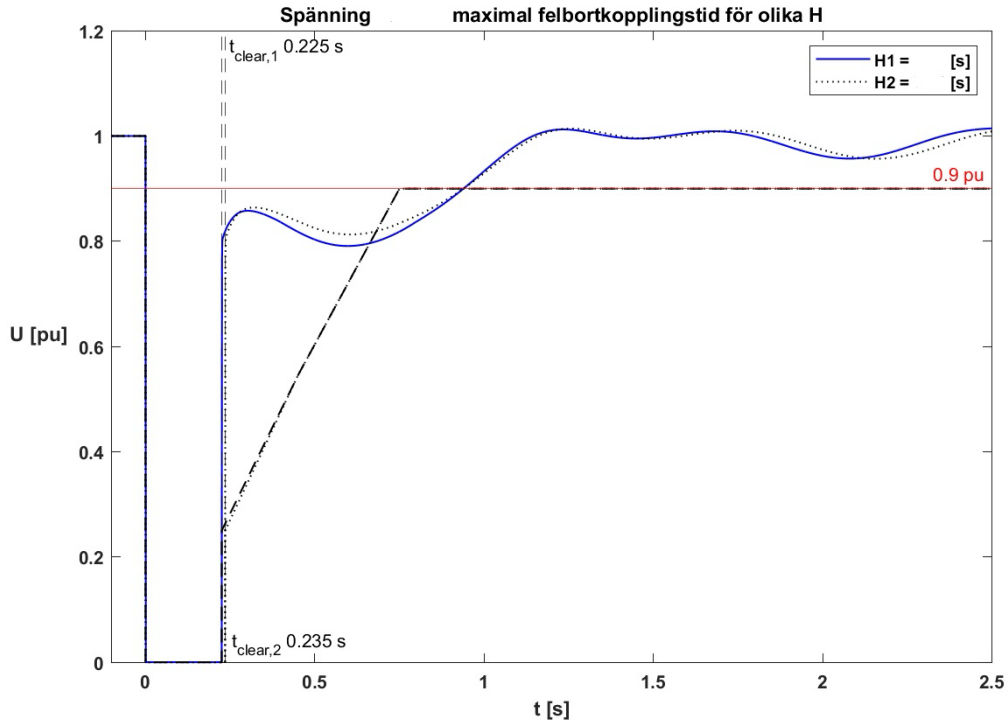
Intakt nätstruktur råder både innan och efter fel. Fel ligger på mellan 0 och kritisk felbortkopplingstid 225 ms för dagens tröghetskonstant (H_1) och 235 ms för förhöjd tröghet (H_2) på ledning A och försvinner sedan utan bortkoppling av kortsluten lina.

Resultat: Simuleringen i Figur 49 återhämtar sig till åtminstone 0,9 pu senast 10 s efter felets inträffande men ligger mellan 0,7 s och 0,9 s under den stipulerade spänning-tidprofilen i Figur 50. Det gäller för både den kritiska felbortkopplingstiden 225 ms för dagens tröghet H_1 och 235 ms för förhöjd tröghet H_2. För längre felbortkopplingstider utlöser underspänningsskyddet på Forsmark 3 enligt korrekt funktion.

Fullständig simulering visar att kravställd spänning-tidprofil inte uppfylls för EiFS 2018:2 med effekthöjning till 125 procent effekt, för fel på ledning A.



Figur 49. Spänning i anslutningspunkten för olika tröghetskonstanter med ett fel ansatt på ledning A, 125 procent effekt. Kritiska felbortkopplingstider 225 ms (H_1) och 235 ms (H_2).



Figur 50. Närbild på spänning och spänning-tidsprofil i anslutningspunkten för olika tröghetskonstanter med ett fel på ledning A, 112,5 procent effekt. Kritiska felbortkopplingstider 225 ms (H_1) och 235 ms (H_2).

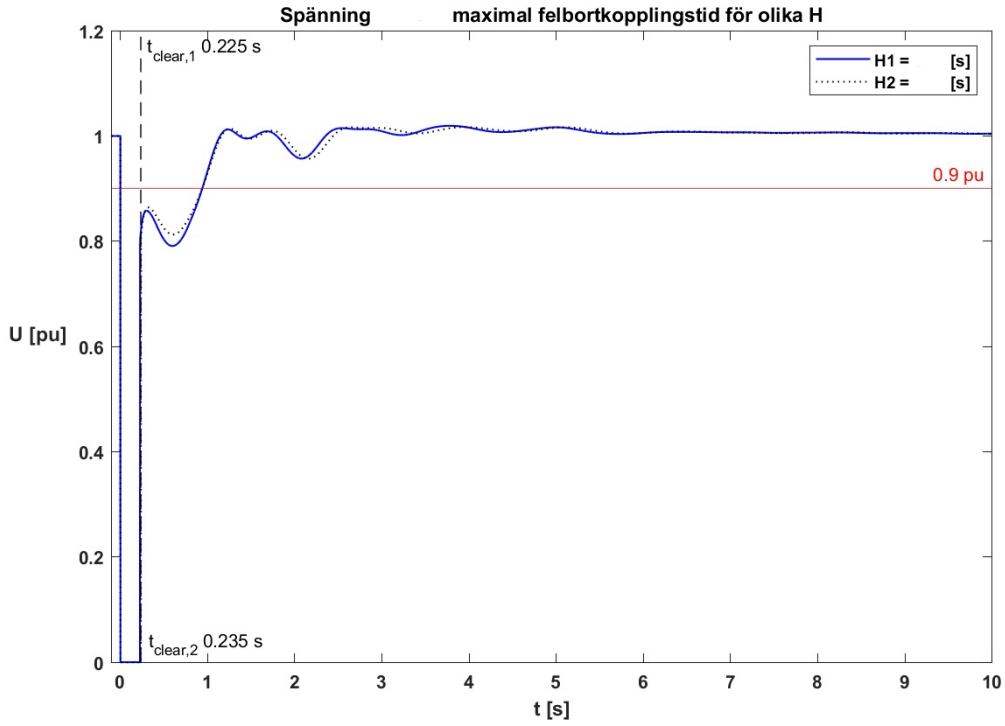
5.9.2 Felställe 2: på ledning B

Resultatet för felställe på ledning B är väldigt likt simuleringarna för felstället på ledning A för kritisk felbortkopplingstid för effekthöjning till 125 procent enligt EiFS 2018:2 vid kritisk felbortkopplingstid.

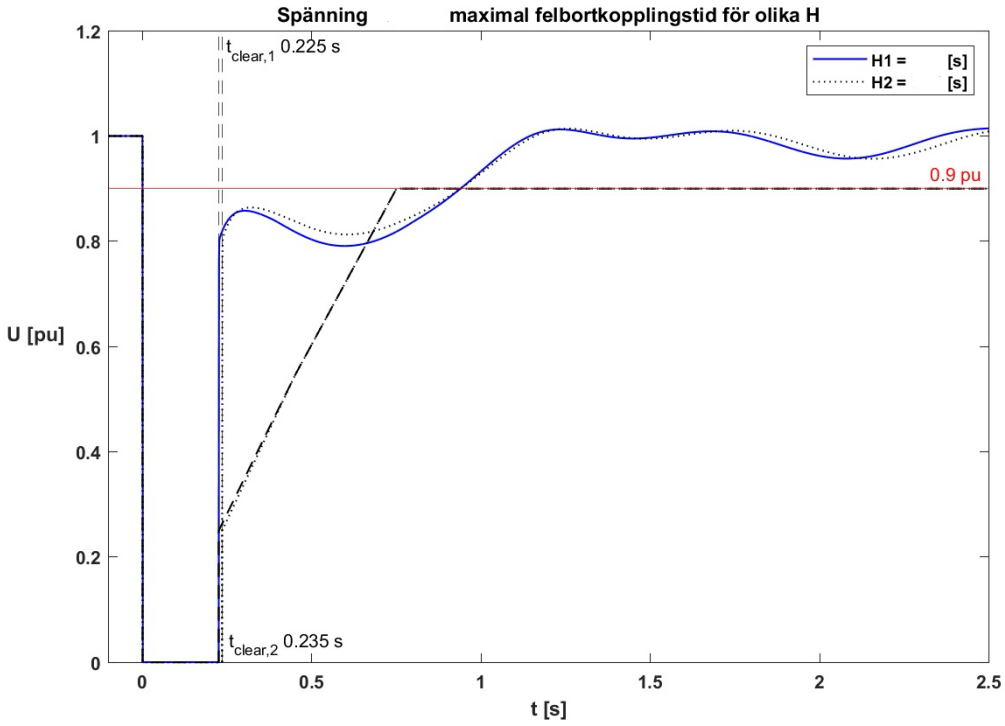
Intakt nätstruktur råder både innan och efter fel. Fel ligger på mellan 0 och kritisk felbortkopplingstid 225 ms för H_1 och 235 ms för H_2 på ledning B och försvinner sedan utan bortkoppling av kortsluten lina.

Resultat: Simuleringen i Figur 51 återhämtar sig till åtminstone 0,9 pu senast 10 s efter felets inträffande men ligger mellan 0,7 s och 0,9 s under den stipulerade spänning-tidprofilen i Figur 52. Det gäller för både den kritiska felbortkopplingstiden 225 ms för H_1 och 235 ms för H_2. För längre felbortkopplingstider utlöser underspänningsskyddet på Forsmark 3 enligt korrekt funktion.

Fullständig simulering visar att vid kritisk felbortkopplingstid uppfylls inte kravställd spänning-tidprofil för EiFS 2018:2 med effekthöjning till 125 procent effekt, för fel på ledning B.



Figur 51. Spänning i anslutningspunkten för olika tröghetskonstanter med ett fel ansatt på ledning B, 125 procent effekt. Kritiska felbortkopplingstider 225 ms (H_1) och 235 ms (H_2).



Figur 52. Närbild på spänning och spänning-tidsprofil i anslutningspunkten för olika tröghetskonstanter med ett fel på ledning B, 112,5 procent effekt. Kritiska felbortkopplingstider 225 ms (H_1) och 235 ms (H_2).

5.10 EiFS 2018:2 med förslag om uppdatering

Med anledning av simuleringarnas likhet enligt EiFS 2018:2 för fel på både ledning A och ledning B presenteras endast ett av felställena för den uppdaterade EiFS 2018:2. Se Bilaga 1 för jämförelse – men som sett även tidigare – fel på ledning A eller B ger snarlika/identiska resultat eftersom deras elektriska distans är kort. Därför simuleras enbart fel på ledning B.

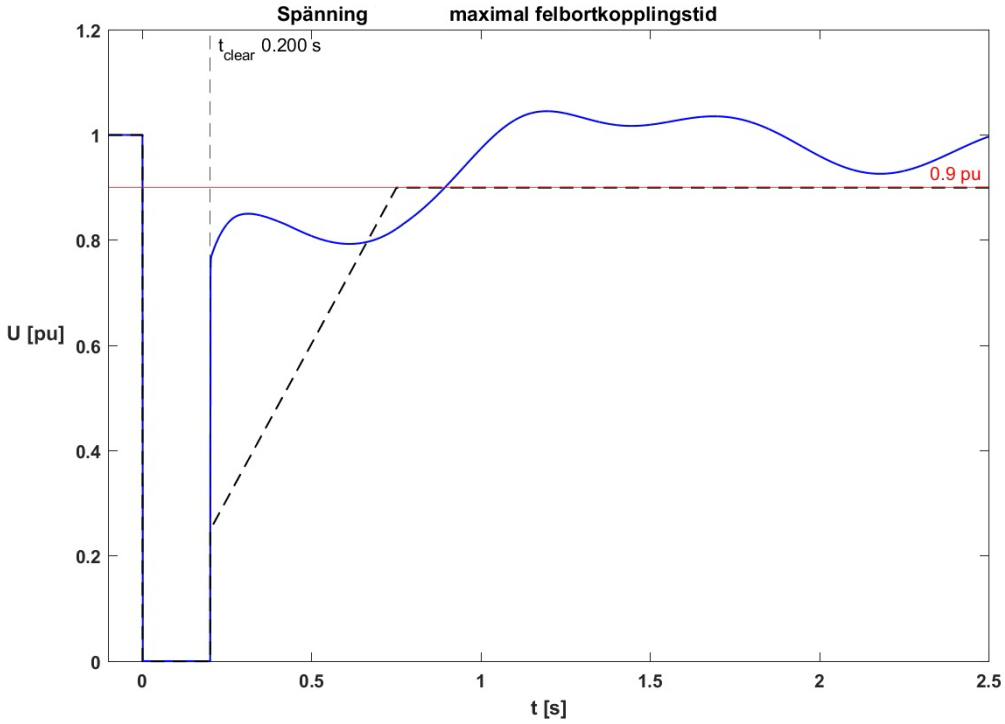
Intakt nätstruktur innan fel och fel mot ledning B, med lina mot ledning B bortkopplad efter fel. Reservbortkoppling i båda ändar efter både stipulerad felbortkoppling om 200 ms och för identifierad kritisk felbortkopplingstid presenteras nedan.

Det visar sig att den kravställda spänning-tidprofilen enligt EiFS 2018:2 inte uppfylls vid vare sig 112,5 eller 125 procent effekt, se Figur 53 och Figur 55 (112,5 procent) och Figur 56 (125 procent).

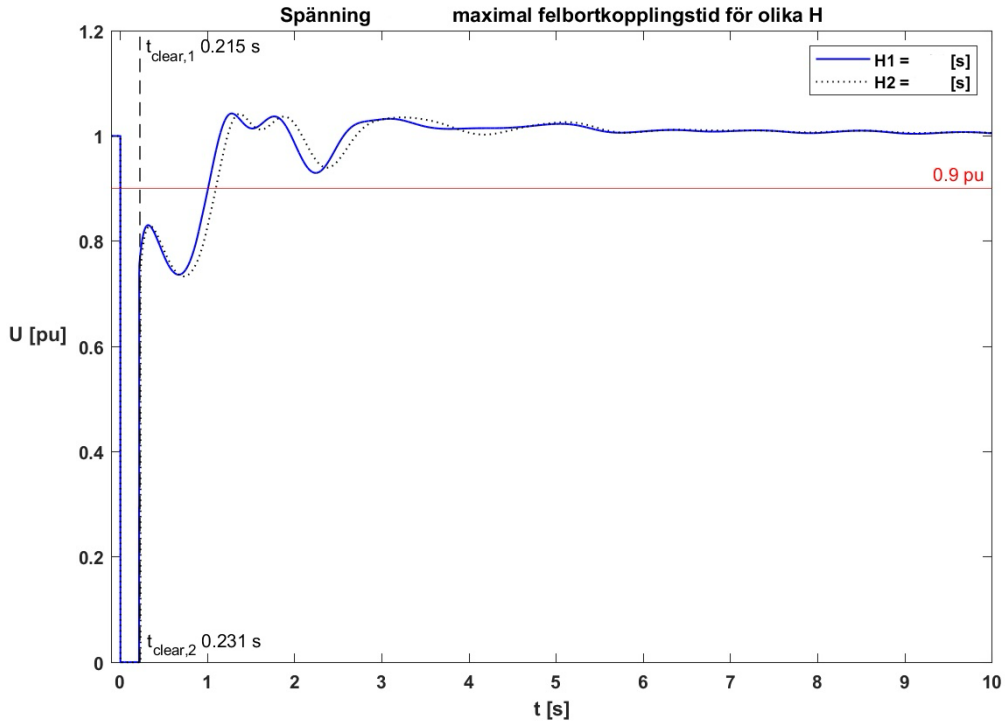
5.10.1 112,5 procent effekt

Intakt nätstruktur innan fel och lina mot ledning A bortkopplad efter fel. Reservbortkoppling både i frånliggande ände mot ledning B och närliggande ände mot anslutningspunkten vid 200 ms och 215 ms (H_1) och 235 ms (H_2).

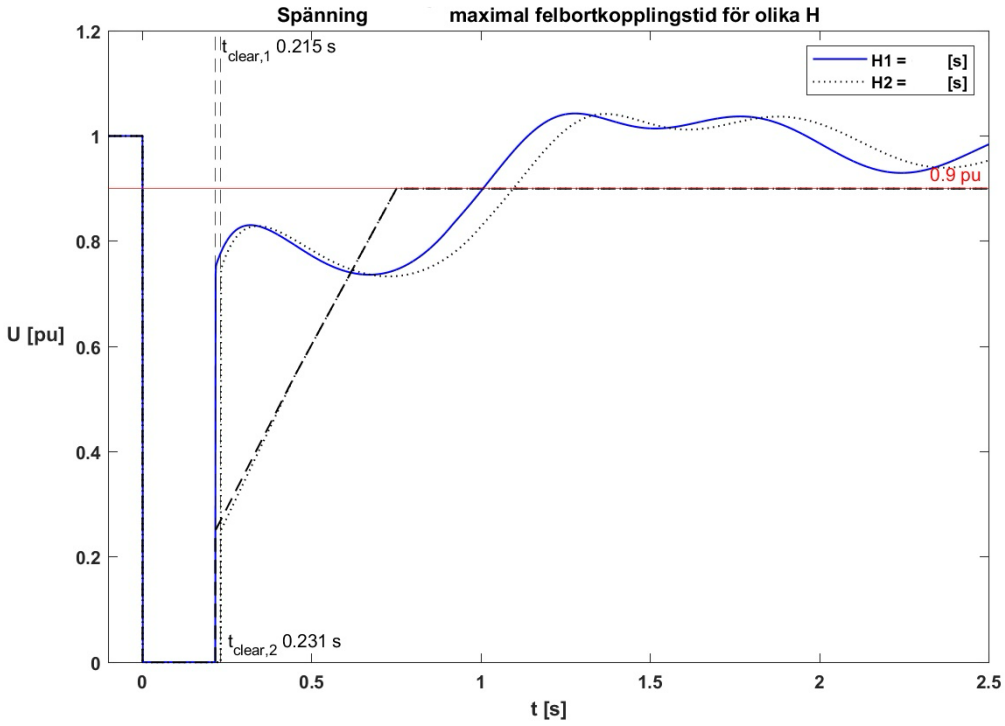
Resultat: Alla simuleringar i Figur 53-55 återhämtar sig till åtminstone 0,9 pu senast 10 s efter felets inträffande men klarar inte spänning-tidprofilen, se Figur 53 och Figur 55, för varken den stipulerade tiden 200 ms eller de kritiska felbortkopplingstiderna 215 ms (H_1) och 235 ms (H_2). För längre felbortkopplingstider utlöser underspänningsskyddet på Forsmark 3 enligt korrekt funktion.



Figur 53. Närbild på spänning och spänning-tidsprofil i anslutningspunkten med ett fel ansatt på ledning A, 112,5 procent effekt, med nätförsvagning.



Figur 54. Spänning i anslutningspunkten för olika tröghetskonstanter med ett fel ansatt på ledning A, 112,5 procent effekt, med nätförsvagning. Kritiska felbortkopplingstider 215 ms (H_1) och 231 ms (H_2).

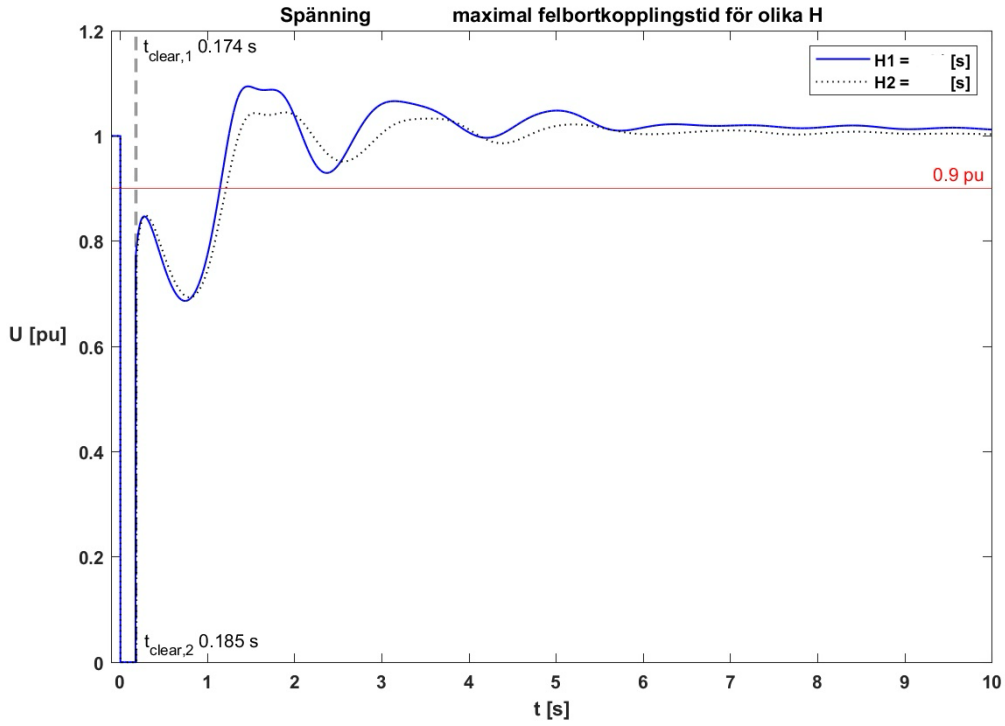


Figur 55. Närbild på spänning och spänning-tidsprofil i anslutningspunkten för olika tröghetskonstanter med ett fel ansatt på ledning A, 112,5 procent effekt, med nätförsvagning. Kritiska felbortkopplingstider 215 ms (H_1) och 231 ms (H_2).

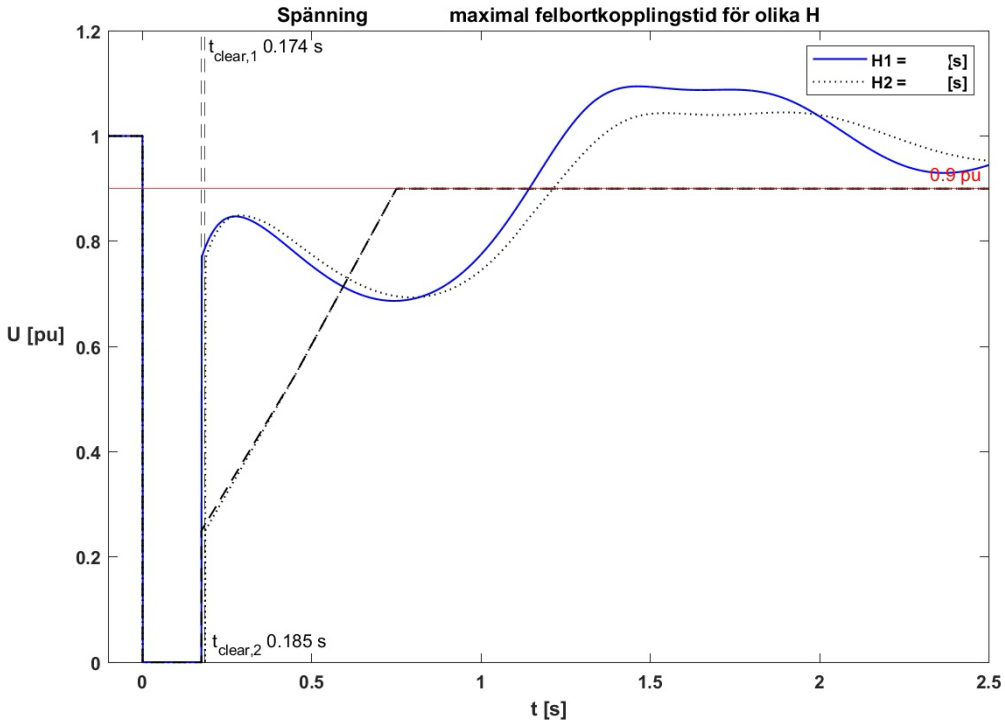
5.10.2 125 procent effekt

Intakt nätstruktur innan fel och lina mot ledning B bortkopplad efter fel. Reservbortkoppling både i frånliggande ände mot ledning B och närliggande ände mot anslutningspunkten vid 174 ms (H_1) och 185 ms (H_2). För längre felbortkopplingstider utlöser underspänningsskyddet på Forsmark 3 enligt korrekt funktion.

Resultat: Det går inte att visa på varken stipulerad felbortkopplingstid 200 ms eller kravställd spänning-tidprofil enligt EiFS 2018:2 vid 125 procent effekt enligt Figur 56-57.



Figur 56. Spänning i anslutningspunkten för olika tröghetskonstanter med ett fel ansatt på ledning A, 125 procent effekt, med nätförsvagning. Kritiska felbortkopplingstider 174 ms (H_1) och 185 ms (H_2).



Figur 57. Närbild på spänning och spänning-tidsprofil i anslutningspunkten för olika tröghetskonstanter med ett fel ansatt på ledning A, 125 procent effekt, med nätförsvagning. Kritiska felbortkopplingstider 174 ms (H_1) och 185 ms (H_2).

5.11 Sammanfattning av resultat

Detta är en sammanfattning av de resultat som tagits fram under **5.2-5.10** och presenteras i tabellform för resultatdelens huvuddelar. Närmare bestämt gäller det:

- Grundstudien
  - Visa simuleringarna att Forsmark 3 kan producera vid 112,5 eller 125 procent effekt och uppfylla utpendlingskraven för SvKFS 2005:2, alternativt störningsprofilen för EiFS 2018:2?
- Kritisk felbortkopplingstid och ökad tröghetskonstant
  - Vilken är den längsta felbortkopplingstid som går att simulera utan att generatorn kopplas bort från nätet, för 112,5/125 procent effekt?
  - Hur många procent längre kritisk felbortkopplingstid ges med H_2 kontra H_1?
- Uppdaterad EiFS 2018:2
  - Kan Forsmark 3 uppfylla spänningsprofilen och stipulerad felbortkopplingstid med efterföljande nätförsvagning?

Alla resultat utvärderas antingen som ’ok’ eller ’ej ok’. Exempelvis betyder ’Utpendlingskrav & t_{clear} ok’ att både tid och utpendling/spänningsprofil uppfylls. I det

fall att båda uppfylls markeras utvärderingsrutan med grönt, och i det fall att någon av dem inte uppfyller kraven markeras de som röda.

5.11.1 Grundstudien

För fel ansatt på ledning A eller ledning B enligt föreskriften SvKFS 2005:2 har samma ledning dessutom kopplats bort från nät tillsammans med felet, varför kolumnen ’Felställe’ är markerade med asterisk (*). Se Tabell 10-12.

I Tabell 10 är kolumnen ’Utvärdering’ grönmarkerad för alla simuleringar som gäller för grundstudien. Det betyder att de stipulerade krav enligt föreskrifterna SvKFS 2005:2 och EiFS 2018:2 har uppfyllts.

Tabell 10. Sammanfattning av simuleringarna för grundstudien vid stipulerade felbortkopplingstider 180 ms (SvKFS 2005, med avsteg) och 200 ms (EiFS 2018:2).

Föreskrift	Felställe	Effekt	Utvärdering
SvKFS 2005:2	Ledning A*	112,5	Avstegskrav & t_{clear} ok
SvKFS 2005:2	Ledning B*	112,5	Avstegskrav & t_{clear} ok
EiFS 2018:2	Ledning A	112,5	Spänningsprofil & t_{clear} ok
EiFS 2018:2	Ledning B	112,5	Spänningsprofil & t_{clear} ok
SvKFS 2005:2	Ledning A*	125	Avstegskrav & t_{clear} ok
SvKFS 2005:2	Ledning B*	125	Avstegskrav & t_{clear} ok
EiFS 2018:2	Ledning A	125	Spänningsprofil & t_{clear} ok
EiFS 2018:2	Ledning B	125	Spänningsprofil & t_{clear} ok

5.11.2 Kritisk felbortkopplingstid och ökad tröghetskonstant

I Tabell 11 är kolumnen ’Utvärdering’ inte grönmarkerad för simuleringar som gäller EiFS 2018:2 för en effekt om 125 procent. Rödmarkeringen är för att spänning-tidprofilen inte är uppfylld. Notera, som nämnt i **5.7** och **5.9**, att den spänning-tidprofil som simuleringarna utvärderats mot inte är den ursprungliga enligt Tabell 1 och Figur 2, utan en modifierad kurva.

Alla andra simuleringar är grönmarkerade

Tabell 11. Sammanfattning av simuleringarna för känslighetsanalysen med dagens tröghetsmoment H_1 och förhöjt tröghetsmoment H_2 vid redovisade kritiska felbortkopplingstider.

Föreskrift	Felställe	Effekt	Krit. felb. [ms]	Utvärdering
SvKFS 2005:2 H_1	Ledning A*	112,5	>250	Avstegskrav /t_{clear} ok
SvKFS 2005:2 H_2			>250	Avstegskrav /t_{clear} ok
SvKFS 2005:2 H_1	Ledning B*	112,5	225	Avstegskrav /t_{clear} ok
SvKFS 2005:2 H_2			237	Avstegskrav /t_{clear} ok
EiFS 2018:2 H_1			>250	Sp.profil/t_{clear} ok

EiFS 2018:2 H_2	Ledning B	112,5	>250	Sp.profil /t_{clear} ok
EiFS 2018:2 H_1			>250	Sp.profil /t_{clear} ok
EiFS 2018:2 H_2			>250	Sp.profil /t_{clear} ok
SvKFS 2005:2 H_1	Ledning A*	125	212	Avstegskrav /t_{clear} ok
SvKFS 2005:2 H_2			225	Avstegskrav /t_{clear} ok
SvKFS 2005:2 H_1	Ledning B*	125	181	Avstegskrav /t_{clear} ok
SvKFS 2005:2 H_2			194	Avstegskrav /t_{clear} ok
EiFS 2018:2 H_1	Ledning A	125	225	Sp.profil ej ok, t_{clear} ok
EiFS 2018:2 H_2			235	Sp.profil ej ok, t_{clear} ok
EiFS 2018:2 H_1	Ledning B	125	225	Sp.profil ej ok, t_{clear} ok
EiFS 2018:2 H_2			235	Sp.profil ej ok, t_{clear} ok

Den faktiska kritiska felbortkopplingstiden representeras av den tid (med tröghet H_1) mot antingen felställe på ledning A eller ledning B som ger kortast tid. För båda föreskrifterna och respektive effektnivå gäller det därför att den kritiska felbortkopplingstid som gäller är:

- **SvKFS 112,5 procent:** 225 ms
- **EiFS 112,5 procent:** 250 ms
- **SvKFS 125 procent:** 181 ms
- **EiFS 125 procent:** 225 ms

Alla kritiska felbortkopplingstider i punktlistan ovan ligger över de stipulerade felbortkopplingstiderna (180/200 ms) vilket tyder på att Forsmark 3 klarar kraven vid både 112,5 och 125 procent effekt. Huruvida den ’modifierade’ spänning-tidprofilkurvan bör anses gälla som giltig kravverifiering är svårt att avgöra i dagsläget och är förmodligen något som blir tydligt vid tid för verifieringssimuleringar för en faktisk effekthöjning.

I Tabell 12 är den procentuella tidsökningen för kritisk felbortkopplingstid med ökat tröghetsmoment, H1 jämfört med H2, sammanfattat. För de simuleringar där den kritiska felbortkopplingstiden inte skiljer sig åt har den procentuella tidsökningen inte tagits hänsyn till.

Tabell 12. Sammanfattning av faktiska tidsökningar vid jämförelse av kritisk felbortkopplingstid med dagens tröghet H_1 och förhöjd tröghet H_2 för varje föreskrift och felställe.

Föreskrift	**Felställe**	**Effektnivå [%]**	**Tidsökning [%]**
SvKFS 2005:2	Ledning A*	112,5	0,004 (1ms/248ms)
SvKFS 2005:2	Ledning B*	112,5	5,3 (12ms/225ms)
EiFS 2018:2	Ledning A	112,5	0
EiFS 2018:2	Ledning B	112,5	0
SvKFS 2005:2	Ledning A*	125	6,1 (13ms/212ms)
SvKFS 2005:2	Ledning B*	125	7,2

EiFS 2018:2	Ledning A	125	4,4
EiFS 2018:2	Ledning B	125	4,4

Om de procentuella tidsökningarna (H_1 jämfört med H_2) från varje föreskrift i Tabell 12 summeras, och delas med antalet, fås den i snitt procentuella tidsökningen för varje föreskrift. Detta resultat summeras i Tabell 13.

Tabell 13. Sammanfattning av procentuella tidsökningar vid jämförelse av kritisk felbortkopplingstid med dagens tröghet H_1 och förhöjd tröghet H_2 grupperat baserat på föreskrift.

Föreskrift	**Procentuell ökning [%]**
SvKFS 2005:2	(0,004 + 5,3 + 6,1 + 7,2) / 3 = 6,1
EiFS 2018:2	(4,4 + 4,4) / 2 = 4,4

Från Tabell 12 och Tabell 13 ger stipulerat felfall enligt SvKFS 2005:2 större ökning av kritisk felbortkopplingstid. Kan tyda på att fall med nätförsvagning 'gagnas mer' av förhöjd tröghet än ett fall med intakt nätstruktur efter felbortkoppling.

5.11.3 Förslag om uppdaterad EiFS 2018:2

Tabell 14. Sammanfattning av simuleringarna för känslighetsanalysen för en uppdaterad föreskrift EiFS 2018:2 som tar hänsyn till nätförsvagning. Stipulerad tid redovisad i de fall där den uppfylls, annars enbart kritisk felbortkopplingstid.

Föreskrift	**Effekt [%]**	**t_{clear} [ms]**	**Slutsats**
EiFS 2018:2	112,5	200	Sp.profil ej ok, t_{clear} ok
EiFS 2018:2 H_1	112,5	215	Sp.profil ej ok, t_{clear} ok
EiFS 2018:2 H_2		235	Sp.profil ej ok, t_{clear} ok
EiFS 2018:2 H_1	125	174	Sp.profil ej ok, t_{clear} ej ok
EiFS 2018:2 H_2		185	Sp.profil ej ok, t_{clear} ej ok

På samma sätt som i Tabell 13 går det att räkna ut den procentuella tidsökningen för förhöjt tröghetsmoment för simuleringar enligt EiFS 2018:2 (med uppdatering). Den procentuella ökningen när dagens tröghet H_1 jämförs mot ökad tröghet H_2 är (20 ms/215 ms)=9,3 procent för 112,5 procent och (11 ms/174 ms) = 6,3 procent för 125 procent för simuleringar med förslag om uppdatering för EiFS 2018:2. Dessa värden har tagits från Tabell 14. Det tyder på att det ökade tröghetsmomentet ger mer effekt på ökad kritisk felbortkopplingstid för fall med nätförsvagning än för intakt nätstruktur. Jämför 4,4 procent ökad kritisk felbortkopplingstid för H_2 (intakt nätstruktur) med (9,3 + 6,3)/2 = 7,8 procent ökad kritisk felbortkopplingstid för H_2 (nätförsvagning).

6. Diskussion

Här förs en kort diskussion om resultaten för felbortkopplingstiderna 180 ms för SvKFS 2005:2, med och utan avsteg, och 200 ms för EiFS 2018:2, med och utan nätförsvagning. Varje föreskrift behandlas var för sig.

6.1 SvKFS 2005:2

Simuleringarna kan inte visa att kraven för föreskriften uppfylls med den ursprungliga felbortkopplingstiden i SvKFS 2005:2 om 250 ms. Simuleringarna indikerar att 250 ms med 112,5 procent effekt för felfallet på ledning A klaras om underspänningsskyddet ställs om, eftersom den alltid kommer att bryta vid 250 ms enligt nuvarande inställning. Eftersom de kritiska felbortkopplingstiderna för både dagens tröghetskonstant (H_1) och förhöjd (H_2) med både 125 procent effekt för fel mot ledning B är kortare än 250 ms innebär det att ursprungskraven förmodligen inte kommer att kunna uppfylls som det ser ut idag.

6.1.1 Med avsteg

Simuleringarna kan visa att föreskriften SvKFS 2005:2 (med avsteg) uppfylls med både 112,5 och 125 procent effekt. Marginalen till kravtiden 180 ms med 125 procent effekt för fel på ledning B är dock endast 1 ms, vid kritisk felbortkopplingstid 181 ms, varför viss försiktighet bör tas i beaktning och detta ses som en preliminär slutsats. Alldeles särskilt gäller detta eftersom den initiala reaktiva effekten i skenan utanför Forsmark 3 är något övermagnetiserad i simuleringarna. För samma simulering med en högre tröghetskonstant lyfts dippen i utpendlingen för spänningen och ger en uppfattning om hur mycket turbinaggregatets massa gör för den kritiska felbortkopplingstiden. Ett alternativ gentemot tröghetskonstanten skulle också kunna vara att programmera om spänningsregleringen för att öka på generatormagnetiseringen och den reaktiva effekten i initialläget. Detta ses inte som en omöjlighet då FKA i verifieringssimuleringar för Forsmark 1, med samma nätmodell, tilläts skicka ut mer än 0 Mvar reaktiv effekt.

Baserat på den simuleringsmodell som tillhandahållits av Svk till den här studien bör, med SvKFS 2005:2 som kravställning, kortslutning på ledning B, som nätstrukturen ser ut idag, anses vara det dimensionerande fallet. Här är utsikterna att klara avstegskravet med 125 procent effekt, som nämnt ovan, som sämst eftersom marginalerna mellan stipulerad felbortkopplingstid och kritisk felbortkopplingstid har påvisats vara mer generösa för fel på ledning A jämfört med fel på ledning B.

En faktor som skulle kunna försämra resultaten är om Svk vill se en lägre spänning än 409,2 kV i skenan utanför Forsmark 3 innan fel. En lägre spänning i initaltillståndet skulle förkorta den kritiska felbortkopplingstiden ytterligare. Eftersom simuleringarna i denna rapport utförts med en högre elektrisk effekt än förväntat, vid en framtida effekthöjning, bör det finnas viss marginal.

6.2 EiFS 2018:2

Simuleringarna kan visa att effekthöjning till både 112,5 procent och 125 procent klaras, både enligt den stipulerade felbortkopplingstiden 200 ms men också att spänningen i skenan utanför Forsmark 3 ligger ovanför den erfordrade nedre gräns som spänning-tidprofilen utgör.

När det kommer till regelefterlevnaden för de kritiska felbortkopplingstiderna finns det vissa osäkerheter. Simuleringarna kan visa att kravställningen uppfylls enligt tid och återgång till en spänning om 0,9 pu efter högst 10 s, men det går också att se hur spänningen skär den erfordrade spänning-tidprofilen från RfG:n. I de avstegskrav som mottogs innan simuleringarna för verifieringsrapporten för F1 med effekten 1120 MWe avkrävdes FKA nämligen inte på den störningsprofil som finns i SvKFS 2005:2. Skulle detsamma gälla för kravverifiering enligt EiFS 2018:2 går det att visa uppfyllda krav enligt den stipulerade tiden 200 ms, med de marginaler som redovisats i resultatet för den här rapporten.

Notera att de faktorer, som begränsar en ytterligare ökning av de kritiska felbortkopplingstiderna för 125 procent, skiljer sig åt beroende på vilken föreskrift som gäller. För SvKFS 2005:2 den begränsande faktorn att spänningen sjunker under det kravställda tröskelvärdet 0,7 pu för längre tider medan det för EiFS 2018:2 (utan nätförsvagning) är underspänningsskydden vilka utlöser när den kritiska felbortkopplingstiden ökas. Skulle kravställningen för SvKFS 2005:2 vara att, istället för en utpendlingsnivå som undre gräns, att underspänningsskyddet avgör den kritiska felbortkopplingstiden skulle den kunna bli ännu längre och marginalen till avstegstiden 180 ms ökas.

För både EiFS 2018:2 och SvKFS 2005:2 gäller det att underspänningsskydden idag utlöser innan generatorn faller ur fas. Rotorvinkeln hinner aldrig driva så långt att urfasfall inträffar. Däremot är inte detta skydd modellerat för G3 vid tidpunkten för de utförda simuleringarna.

6.2.1 EiFS 2018:2 enligt förslag om uppdatering

Simuleringarna kan inte visa att de föreskrivna kraven enligt EiFS 2018:2 klaras med 112,5 eller 125 procent effekt. Samma slutsats gäller för varken dagens tröghetskonstant (H_1) eller en förhöjd tröghetskonstant (H_2).

Från simuleringsresultaten går det att se att den stipulerade tiden 200 ms med 112,5 procent effekt uppfylls. Däremot uppfylls inte kravet att spänningen ska ligga ovanför den nedre gräns som spänning-tidprofilen utgör. Huruvida spänning-tidprofilen skulle vara en del av kravverifieringen, som just nämnts ovan, ses som något osäkert med hänsyn till verifieringsrapporten för F1 med 1120 MWe. Om störningsprofilen är en del av kravbilden visar resultatet att det inte kommer kunna gå att föreskrivna krav uppfylls.

Är den inte det verkar 112,5 procent effekt klaras av med relativt god marginal om 15 ms relativt 200 ms.

Simuleringarna enligt EiFS 2018:2 med de uppdaterade kraven ger en uppfattning om hur mycket sämre möjligheterna att klara kravbilden är om förslaget skulle röstas igenom. Om EiFS 2018:2 uppdateras eller om det kommer en ny föreskrift liknande EiFS 2018:2 där ’nätförsvagning ingår’, visar den här rapportens resultat att verifieringssimuleringar mot sådana krav med stor sannolikhet kommer vara obenägna att bli godkända. I sådana fall är utsikterna att klara av de stipulerade kraven enligt SvKFS 2005:2 (med avsteg) desto bättre i dagsläget.

6.3 Ökad tröghetskonstant

Vid slutet av livslängden för dagens turbinaggregat rekommenderas en diskussion kring huruvida det är möjligt att beställa ett nytt system med större rotationsenergi. Från den här rapporten är prognosen att en ökning av tröghet kan komma att ge en procentuellt ökad kritisk felbortkopplingstid med omkring 4-6 procent beroende på vilken av föreskrifterna SvKFS 2005:2 eller EiFS 2018:2 som det bör testas mot.

Tentativ slutsats är som tidigare nämnt att ett ökat tröghetsmoment slår mer på fallen med nätförsvagning än utan nätförsvagning. Ett tecken på att det finns ’mer’ att vinna om mer rotationsenergi åstadkoms på något sätt, framförallt om det visar sig att Forsmark behöver visa överensstämmelsesimuleringar mot en föreskrift där nätförsvagning ingår.

7. Slutsatser och framtida arbete

Slutsatserna från studiens ingående simuleringar kan visa att Forsmark 3 klarar att uppfylla de föreskrivna kraven enligt både SvKFS 2005:2 (med avsteg) och EiFS 2018:2, vid stipulerade felbortkopplingstider. Det kunde även visas att marginalerna till kravuppfyllnad är som minst för fel på ledning B och enligt avstegskraven för SvKFS 2005:2. Dessutom kunde simuleringarna för EiFS 2018:2 (med uppdatering) visa att stipulerade krav inte kunde uppfyllas.

Resultaten i den här rapporten pekar därmed på att nätförsvagning är en av de omständigheter som påverkar den kritiska felbortkopplingstiden som mest. Dessutom skiljer det sig åt vilken av kraftledningarna som kopplas bort efter fel; där ledning B sätter det dimensionerande fallet utanför Forsmark 3 då den tar mest kortslutningsström (-effekt) under fel. Dessutom pekar känslighetsanalysen på att parametervariation av tröghetsmomentet ger störst påverkan på kritisk felbortkopplingstid vid nätförsvagning än vid intakt nätstruktur efter fel.

Därför, eftersom nätstrukturen efter fel är en till synes viktig faktor för möjligheten att kunna visa på kravuppfyllnad för transient stabilitet, rekommenderar den här studien att

konsekvensen av bortkopplad kraftledning studeras noga vid framtida nätutbyggnader. Det anses också därför vara ett intressant fortsatt studieområde för både akademi och industri, men också samhälle, att analysera potentiellt intressanta metoder för planering av den tekniska dimensioneringen precis utanför en kraftproducerande anläggning. Med målsättningen att i framtiden enkelt kunna värdera och optimera planerade nätförändringar så att nätstrukturen, i den utsträckning det är möjligt, erbjuder de bästa förutsättningarna med avseende på kraftproducerande anläggnings uppfyllnad av kraven på störningstålighet/transient stabilitet.

Litteratur och referenser

[1] Svenska kraftnät, ”Elförsörjningens och dammanläggningars betydelse för Sveriges säkerhet - En vägledning från Svenska kraftnät,” Sundbyberg, Stockholm, 2025.

[2] Europeiska unionen, ”Typer av rättsakter,” [Online]. Available: https://european-union.europa.eu/institutions-law-budget/law/types-legislation_sv. [Använd 13 05 2025].

[3] Regeringen, Myndigheternas föreskrifter, Stockholm, 1998.

[4] J. D. Glover, T. J. Overbye, M. S. Sarma, Birchfield och A. B., Power System Analysis and Design, 7 red., Stamford, CT: Cengage learning, 2022.

[5] J. D. Glover, T. J. Overbye, M. S. Sarma, Birchfield och A. B., Power System Analysis and Design, 7th Ed. red., Stamford, CT: Cengage learning, 2022.

[6] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, Vittal och V., ”Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions,” vol. Transactions on Power Systems, pp. 1387-1401, 2004.

[7] M. Ghandari, Stability of Power Systems, Stockholm, Sverige: KTH, 2021.

[8] J. Magnusson och B. Persson, ”Affärsverket svenska kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar,” Affärsverket svenska kraftnäts författningssamling, Stockholm, 2005.

[9] A. Vadasz Nilsson och H. Bobadilla Robles, ”Energimarknadsinspektionens föreskrifter om fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av generatorer,” Energimarknadsinspektionen, Stockholm, 2018.

[10] J.-C. Juncker, ”Kommissionens förordning (EU) 2016/631 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer,” Europeiska unionens officiella tidning, Bryssel, 2016.

[11] FKA, ”Intern dokumentation (sekretessbelagd)”.

[12] P. Schavemaker och L. van der Sluis, Electrical Power Systems Essentials, Chisester, West Sussex: John Wiley & Sons Ltd., 2017.

[13] L. Bergström och L. Nordlund, Ellära - Krets- och fältteori, Stockholm, Sverige: Liber AB, 2012.

[14] DIgSILENT, Powefactory Version 2024 User Manual, Gomaringen, 2024.

[15] S. k. (Svk), ”Synkron kraftproduktionsmodul: Bilaga 4,” Svk, Sundbyberg, Stockholm, 2023.

[16] M. Gang, Y. Zhou, Y. Mao och J. Chen, ”A Diagnosis Method of Power Flow Convergence Failure for Bulk Power Systems Based on Intermediate Iteration Data,” *Energies 2023,* vol. 16(8), nr Modern Power System Stability and Optimal Operating, 2023.

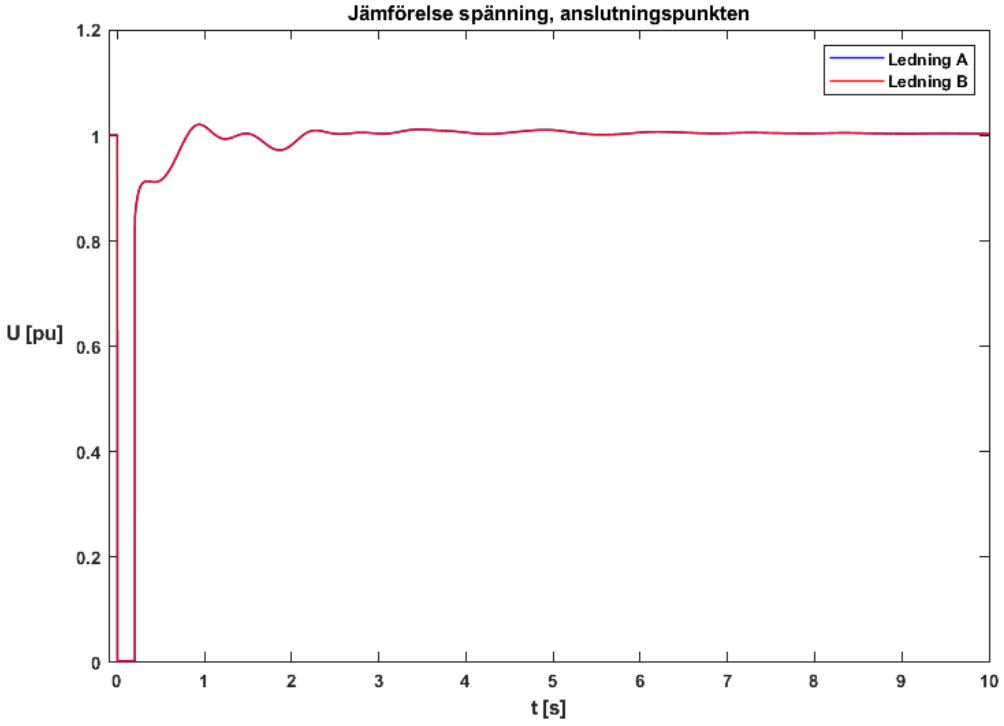
[17] S. k. (Svk), ”Svenska kraftnäts utkast till uppdatering av EiFS 2018:2.,” Svenska kraftnät (Svk), Sundbyberg, Stockholm, 2024.

[18] S. k. (Svk), ”Nätutvecklingsplan 2024-2033.,” Svenska kraftnät, Sundbyberg, Stockholm.

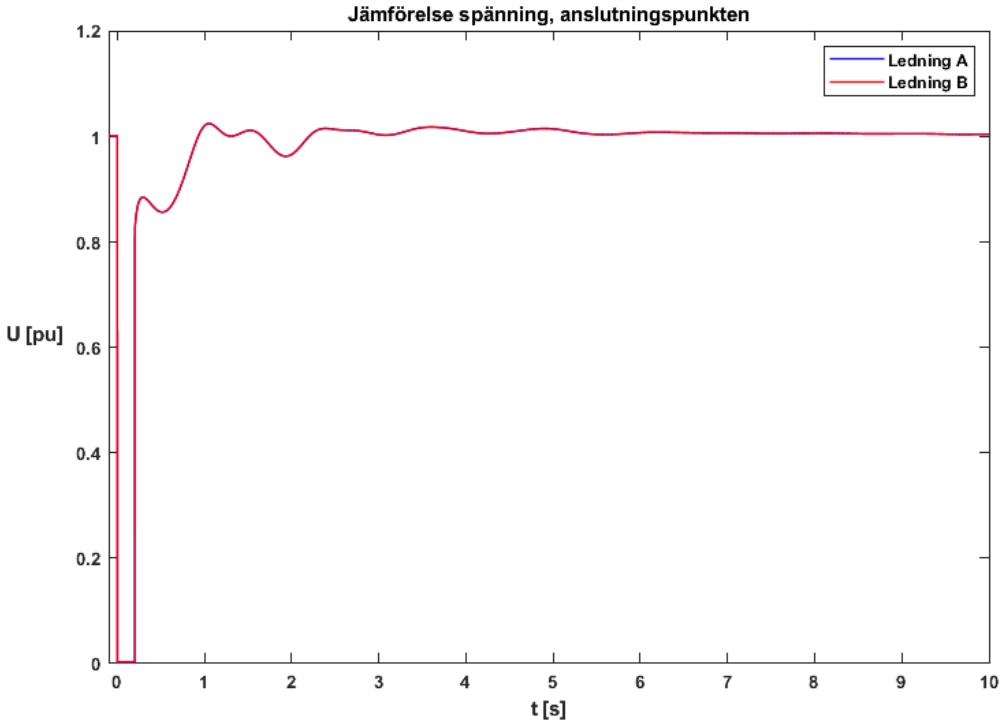
[19] P. E. Sörensen, A. D. Hansen, P. Christensen, M. Mieritz, J. Bech, B. Bak-Jensen och H. Nielsen, ”Simulation and verification of transient events in large wind power installations,” Forskningscenter Risoe, Denmark, 2003.

[20] Svenska kraftnät, ”Nätutvecklingsplan 2024-2033.,” Svenska kraftnät, Sundbyberg, Stockholm.

Bilaga 1: Jämförelse av spänning i anslutningspunkten för fel på ledning A och ledning B.

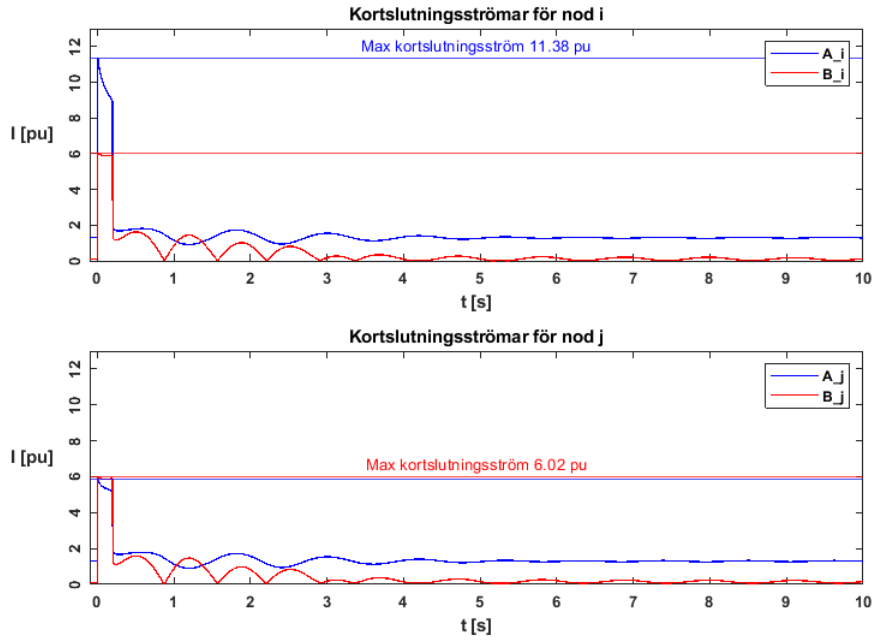


Figur 58. Jämförelse spänning i anslutningspunkten för fel ansatt både på ledning A (blå) och ledning B (röd), 112,5 procent.

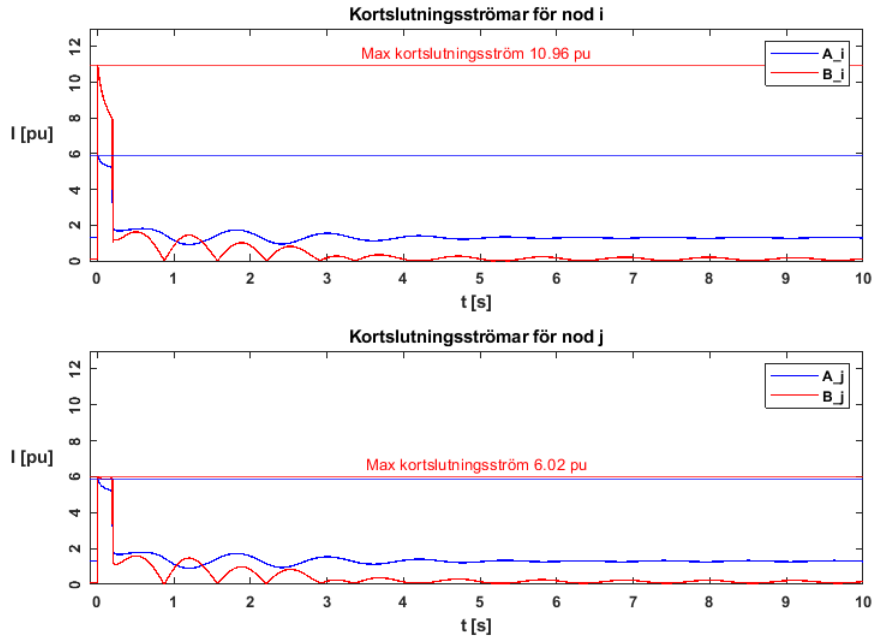


Figur 59. Jämförelse spänning i anslutningspunkten för fel ansatt både på ledning A (blå) och ledning B (röd), 125 procent.

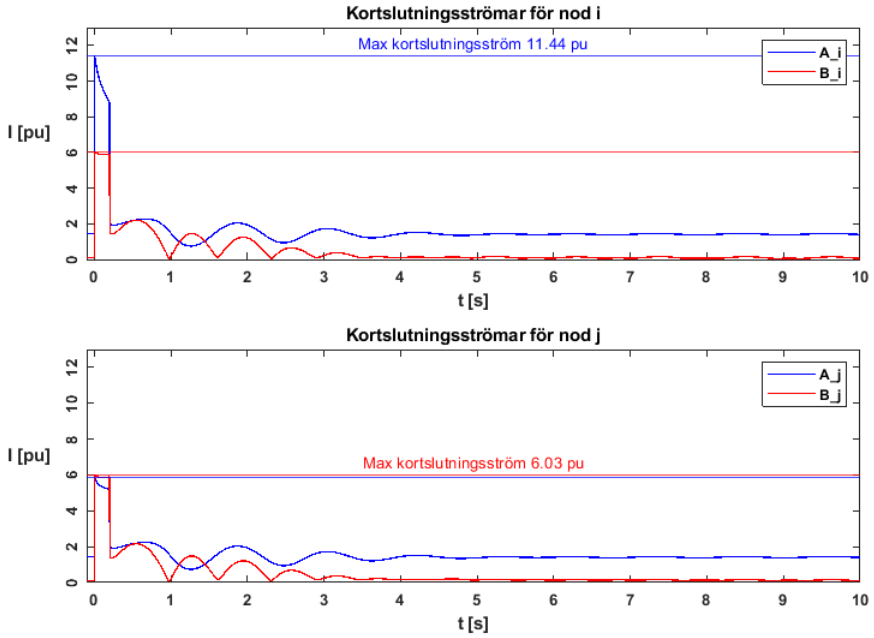
Bilaga 2: Kortslutningsströmmar för EiFS i närliggande ände (i) och fjärrände (j)



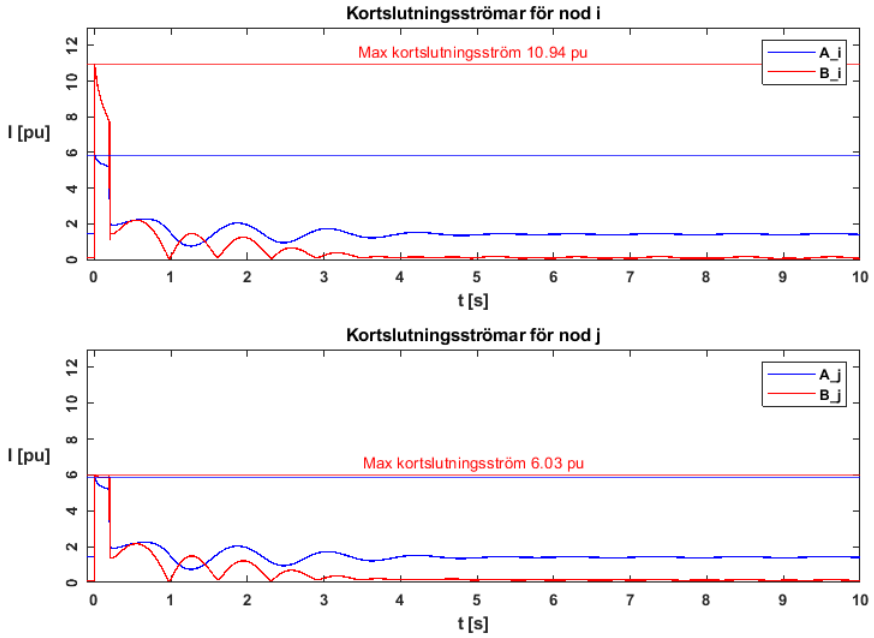
Figur 60. Kortslutningsströmmar nod i och j för ledning A och B vid fel i A_i. Forsmark 3 på 112,5 procent effekt.



Figur 61. Kortslutningsströmmar nod i och j för ledning A och B vid fel i B_i. Forsmark 3 på 112,5 procent effekt.



Figur 62. Kortslutningsströmmar nod i och j för ledning A och B vid fel i A_i. Forsmark 3 på 125 procent effekt.



Figur 63. Kortslutningsströmmar nod i och j för ledning A och B vid fel i B_i. Forsmark 3 på 125 procent effekt..