



STRI

*Tillgänglighet i regionnät –
jämförelse av åtgärder
av
Math Bollen och
Mikael Wämundson*



STRI

Consulting, Software and Testing

Box 707, SE-77180 LUDVIKA, Sweden Telephone +46 240 795 00 Telefax +46 240 150 29 www.stri.se stri@stri.se

Titel	Tillgänglighet i regionnät – jämförelse av åtgärder
Författare	Math Bollen och Mikael Wämundson
Datum	2009-01-16
STRI projekt nummer	80427
Kundens referens	Tillgänglighet i regionnät – jämförelse av åtgärder
Distribution till	Mats Williams, The Paper Province (exklusive Appendix A2) Eskil Agneholm, Fortum distribution (inklusive Appendix A2)
Antal sidor i huvuddokument Rapport version 1.9	37
Intern distribution	VD, M, R, Q, RE sid 1–3
Copyright:	Utan skriftligt tillstånd från STRI AB får publicering eller kopiering av innehållet i denna rapport endast ske i sin helhet.

Sammanfattning

På uppdrag av Paper Province i Karlstad gjordes en studie för att bedöma möjligheter att minska antalet driftstörningar för industrier till följd av dippar genom att göra åtgärder i regionnätet på 130-kV nivå. Fortums regionnät kring Karlstad har analyserats, varvid situationen betraktades för fem anslutna industrier:

Åmotfors Bruk AB, Wermland Paper

Rottneros Bruk, Rottneros Rockhammar AB

Gruvöns Bruk, Billerud AB

Nordic Paper Seffle AB

Stora Enso Skoghall AB

För fel som inträffar i regionnätet i närheten av dessa industrier och inom Fortums koncessionsområde har antalet resulterande driftstörningar för samtliga industrier beräknats samt de förväntade kostnaderna på grund av driftstörningar. Målet med projektet var att göra en utredning av vilka åtgärder som skulle kunna göras i det nämnda regionnätet.

Åtgärder av olika slag har simulerats för att se hur dessa påverkar dippsituationen för enskilda industrier samt för industrierna som helhet.

Öppnade ledningar

Jordade regler

Separata linjeavledare

Strömbegränsare i nätet

Minskad felbortkopplingstid

Strömbegränsare vid industrin

Av de förbättringar i nätet som studerades var det öppning av en ledning som gav största förbättring för en enskild industri, men den gav ingen märkbar förbättring för de andra industrierna.

Sammanlagda antalet driftstörningar och totalkostnaderna sänktes mest (12 respektive 15 %) genom separata linjeavledare på två sträckor.

Strömbegränsare i nätet medförde en mycket liten förbättring av nätets prestanda. Detta beror inte på brister i funktionen av strömbegränsaren utan i de svårigheter som finns när det gäller placeringen i ett maskat nät. Strömbegränsare vid industrin kan medföra en stor förbättring och kan i teorin ta bort alla driftstörningar på grund av dippar.

Snabbare skydd på alla ledningar medförde en minskning av antalet driftstörningar med omkring 60 %. Det fanns ingen enskild ledning där snabbare skydd skulle medföra en märkbar sänkning av antalet driftstörningar.

Innehåll

Sammanfattning	1
Innehåll	2
1 Inledning	3
2 Regionnät och industrilaster	5
2.1 Val av nät och nätdata	5
2.2 Felfrekvenser	6
2.3 Felbortkopplingstider	7
3 Nätets prestanda	9
3.1 Beräkning av felfrekvens, magnitud och varaktighet	9
3.2 Osäkerheter	14
3.3 Enskild industris immunitet mot spänningsdippar	16
3.3.1 Kostnadsfunktion	16
3.3.2 Använda immunitetsgränser	17
3.4 Ett mått på nätets prestanda	18
4 Åtgärder mot spänningsdippar	19
4.1 Nuvarande situation	19
4.2 Öppnade ledningar	22
4.3 Jordade regler	22
4.4 Separata linjeavledare	23
4.5 Strömbegränsare	23
4.6 Översikt av åtgärder	25
4.7 Jämförelse av åtgärder mot spänningsdippar	27
4.8 Minskning av felbortkopplingstiden	30
4.9 Strömbegränsare nära industrin	32
5 Slutsatser	35
5.1 Öppna ledningar	35
5.2 Jordade regler	35
5.3 Separata linjeavledare	35
5.4 Strömbegränsare	35
5.5 Snabbare reläskydd	36
5.6 Allmänna slutsatser	36
6 Referenser	37
Appendix	38

1 Inledning

Två projekt, ELFRID och ELVIS, har tidigare fokuserat på att få fram en bild av hur elkvalitetssituationen är för ett antal industrier inom pappers- och massaindustrin. Det har studerats vilka förbättringar som skulle kunna göras hos både nätägare och industri. Den kvalitetsaspekt man koncentrerat sig på är spänningsdippar – en tillfällig sänkning av spänningens effektivvärde på grund av ett fel någonstans i nätet eller en kraftig lastökning. Analysen har skett genom att betrakta registrerade driftstörningar och hur dessa har påverkat kunden. Ett slags inventering av flera industriers elanslutning och utrustning har även genomförts under dessa projekt. [1][2][3]

Programvaror finns nu tillgängliga för att göra en mer ingående analys av hur situationen är i ett regionnät och hur förändringar i nätstrukturen skulle kunna åstadkomma förbättringar för industrier anslutna till detta. [4]

Denna rapport behandlar en sådan studie, i vilken Fortums regionnät kring Karlstad har analyserats, varvid man betraktat situationen för fem anslutna industrier:

Åmotfors Bruk AB, Wermland Paper

Rottneros Bruk, Rottneros Rockhammar AB

Gruvöns Bruk, Billerud AB

Nordic Paper Seffle AB

Stora Enso Skoghall AB

För fel som inträffar i regionnätet i närheten av dessa industrier och inom Fortums koncessionsområde har de resulterande spänningsdipparna för samtliga industrier beräknats. Dippar till följd av fel i det överliggande stamnätet har således inte tagits i beaktande, inte heller dippar till följd av fel i regionnätet utanför det modellerade området. Målet med projektet har varit att göra en utredning om vilka åtgärder som skulle kunna göras i det nämnda regionnätet. Erfarenheter från mätningar antyder att omkring 15 % av industriernas driftstörningar uppstår på grund av fel i stamnätet [5]. Metoder för att minska dessa driftstörningar genom åtgärder i regionnätet har inte analyserats. Det beräknade antalet driftstörningar och de resulterande kostnaderna har justerats med hänsyn till dessa fel.

En utförlig beskrivning av nätet och de anslutna industrierna ges i avsnitt 2. Här behandlas även de felfrekvenser som ligger till grund för beräkningarna. Eftersom viss nätdata är sekretessbelagd har sådan information tagits med i Appendix A2, som inte är en del av den distribuerade versionen av rapporten.

Avsnitt 3 beskriver definitionen av nätets prestanda och hur denna kan beräknas. Beräkningarna är en kombination av deterministiska och stokastiska metoder. En diskussion om beräkningsosäkerheterna vid statistiska metoder ges i avsnitt 3.2.

I avsnitt 3.3 behandlas begreppet immunitet och de enskilda industriernas immunitet mot spänningsdippar redovisas.

För att kunna tillgodogöra sig resultatet av beräkningarna bör de presenteras i en form som enkelt åskådliggör nätets prestanda. I den här rapporten används en konturplott över

dippsituationen, vilken kan koordineras med den berörda industrins immunitetsgränser för att dra slutsatser om konsekvenserna. Detta beskrivs närmare i avsnitt 3.4.

Vissa typer av åtgärder i nätstrukturen har simulerats för att se hur dessa påverkar dippsituationen för industrierna som helhet. Åtgärderna är av fem olika slag:

- Öppnade ledningar
- Jordade regler
- Separata linjeavledare
- Strömbegränsare
- Minskad felbortkopplingstid

Detta beskrivs närmare i avsnitt 4. Slutligen diskuteras resultaten och slutsatserna dras i avsnitt 5.

2 Regionnät och industrilaster

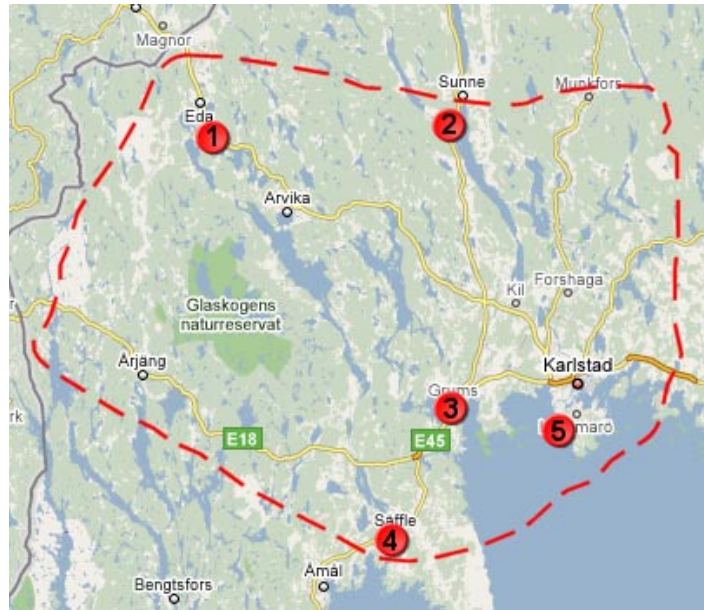
I detta avsnitt beskrivs nätet samt anslutna industrier som varit föremål för studien. Viss nätdata tas av sekretesskäl endast upp i Appendix A2.

2.1 Val av nät och nätdata

Under projektet studerades Fortums regionnät på 130 kV kring Karlstad. I nätet finns de fem industrier för vilka dippsituationen beräknades. Dessa industrier är

1. Åmotfors Bruk AB, Wermland Paper
2. Rottneros Bruk, Rottneros Rockhammar AB
3. Gruvöns Bruk, Billerud AB
4. Nordic Paper Seffle AB
5. Stora Enso Skoghall AB

I kartan i Figur 2.1 finns industrierna markerade enligt nummer ovan. Där markeras också den del av elnätet som modelleras i simuleringarna (streckad linje). Mer detaljerade nätdata presenteras i avsnitt 4.6 (sekretessbelagd information är placerad i Appendix A2). Fel som uppstår i regionnätet utanför det modellerade området kan medföra spänningsdippar för de aktuella industrierna, eftersom vissa av dessa befinner sig i utkanten av det modellerade nätet. Detta har inte beaktats. Erfarenheter från mätningar antyder att omkring 15 % av industriernas driftstörningar beror på fel i det överliggande stamnätet [5]. Metoder för att minska antalet av dessa driftstörningar genom åtgärder i regionnätet har inte analyserats. Det beräknade antalet driftstörningar och resulterande kostnader har justerats med avseende på dessa fel. Endast Fortums nät i Värmland togs med i bedömningen, eftersom målet var att undersöka hur driftstörningsfrekvensen kunde sänkas genom åtgärder i detta nät.



Figur 2.1. Karta över det aktuella området. Industrierna finns markerade med nummer enligt listan ovan. Den streckade linjen markerar den del av elnätet som är modellerad.

Nätdata, vilka ligger till grund för magnitudberäkningarna av dipparna, kommer från Fortum. Erhållna nätdata (ledningslängder, ledningsimpedanser, laster och produktioner) används för att skapa en modell av nätet i simuleringsprogramvaran Simpow. På så sätt erhålls en nodimpedansmatris, som behövs för att kunna beräkna spänningsdipparnas magnitud [4].

2.2 Felfrekvenser

På Nordels hemsida finns statistikinformation om felfrekvensen för ledningar och kablar på olika spänningsnivåer och deras fördelning mellan olika felorsaker [6]. För luftledningar på 130-kV nivå sker det statistiskt sett 2,7 fel per 100 km och år¹. Av dessa fel beräknas 80 % ske på grund av åska. I denna studie görs endast åtskillnad på åskfel och övriga fel. Orsaken är att åskfelen ger upphov till specifika feltyper beroende på stolpkonfiguration. Övriga fel som uppstår längs en ledning antas endast ge upphov till enfasiga fel, oavsett stolpkonfiguration. För luftledningar utrustade med topplinor blir felfrekvensen något lägre, men inte mycket, och fördelningen mellan feltyper blir också annorlunda.

I det modellerade nätet finns några sträckor med kabel, vilka har en annan felfrekvens. Här antas att 0,7 fel inträffar per år och 100 km kabel. 100 % av dessa är enfasiga. I Tabell 2.1 anges de felfrekvenser som använts i simuleringarna. Till grund för siffrorna ligger, förutom statistik från Nordel, tidigare rapporter från STRI [7].

¹ Denna siffra bygger på den sammanlagda ledningslängden för 130-kV nätet i Sverige, oavsett ledningskonfiguration. Antagandet görs här att detta motsvarar en standardluftledning utan topplina etc. Med mer ingående kunskap om fördelningen mellan ledningar med och utan topplina skulle en mer exakt felfrekvens kunna tas fram.

Tabell 2.1. Antal fel per år och 100 km för olika ledningskonfiguration och hur dessa är fördelade mellan de olika feltyperna.

Konfiguration	Antal fel	3-fas	2-fas+jord	2-fas	1-fas
Luftledning	2,7	44 %	0 %	36 %	20 %
Luftledning med topplina	1,4	15 %	39 %	0 %	46 %
Kabel	0,7	0 %	0 %	0 %	100 %

Tyvär saknas felstatistik för det specifika område som modellerades, vilket medfört att felfrekvenserna grundats på felstatistik för hela landet. I tillgängligt statistiskt material visas att det aktuella nätet har en omkring 50 % högre blixtdensitet än landets genomsnitt [8]. Detta beaktades i analysen av beräkningsresultatet.

Fel som ger upphov till spänningsdippar kan inträffa också i övrig utrustning, t.ex. transformatorer, brytare, frångiljare och samlingskenor. Dessa fel inträffar sällan jämfört med fel på ledningar men kan medföra mer allvarliga dippar, vilket skulle kunna resultera i fler driftstörningar. För att kunna uppskatta antalet fel av denna typ behövs mer detaljerad information om konfigurationen i de enskilda ställverken. Det ansågs vidare att sådana stationsfel inte skulle påverka slutresultatet nämnvärt.

2.3 Felbortkopplingstider

Utrustning i ett elnät skyddas med olika typer av reläskydd. Fel ska kopplas bort så fort som möjligt, men man vill också att en så liten del av nätet som möjligt skall kopplas bort. Skyddssystemet koordineras utifrån dessa kriterier. För att ytterligare öka tillförlitligheten arbetar två eller fler reläskydd parallellt, men med olika felbortkopplingstider. Skulle det första systemet (steg 1) av någon anledning vara ur funktion eller inte lyckas detektera felet kan ett andra system (steg 2) koppla bort felet. Denna redundans sker dock med viss tidsfördröjning.

Att ha kunskap om felbortkopplingstiderna i nätet är viktigt för att kunna beräkna hur varaktigheten på spänningsdipparna blir. I denna studie antas att fördelningen av dippens varaktighet är lika med fördelningen av felbortkopplingstiden. Tre typer av skydd används i nätet: differentialskydd, distansskydd med kommunikation och distansskydd utan kommunikation.

Differentialskydden jämför strömmen som flyter in i en komponent (t.ex. en ledning) med den ström som flyter ut därifrån. Om det uppstår en alltför stor differens mellan strömmarna, vilket tyder på ett fel, kopplas komponenten bort. Detta är ett snabbt skyddssystem som ofta används för att skydda transformatorer, generatorer och samlingskenor.

Distansskydd används för att upptäcka fel i en ledning och koppla bort denna. Skydden är placerade vid ledningens anslutningspunkter, men genom att mäta strömmen som flyter genom ledningen kan även fel längs ledningen detekteras. Med kommunikation menas att reläskydden i de två anslutningspunkterna av en ledning kommunicerar med varandra. Då ett fel uppstår som skall kopplas bort av reläskydd A inte upptäcks av A utan av reläskydd B, kommuniceras informationen från B till A varvid felet kopplas bort.

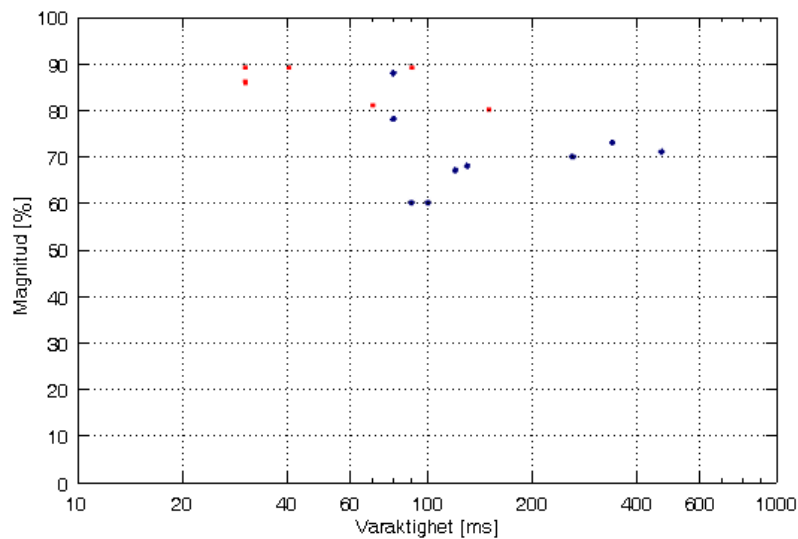
I Tabell 2.2 anges felbortkopplingstiden för de olika skyddssystemen som ett tidsintervall med en kortaste, en typisk och en längsta felbortkopplingstid. Det finns således en viss

spridning av felbortkopplingstiden kring typvärdet. Tabellen baseras på information erhållen från Fortum.

Tabell 2.2. Felbortkopplingstider för olika typer av reläskydd i nätet.

Reläskydd	Steg 1			Steg 2		
	Min.	Typ.	Max.	Min.	Typ.	Max.
Differentialskydd	70 ms	100 ms	120 ms	-	-	-
Distansskydd med komm.	70 ms	100 ms	120 ms	120 ms	150 ms	180 ms
Distansskydd utan komm.	70 ms	100 ms	120 ms	460 ms	480 ms	500 ms

Ett exempel på registrerade spänningsdippar vid Gruvön visas i Figur 2.2 [1]. Antalet påvisar en betydligt högre felfrekvens än den som erhållits från Nordel. Det är också värt att notera att två av dipparna (13 % av det registrerade antalet) har varaktigheter utanför de angivna felbortkopplingstiderna (dessa varar runt 300 ms). Tre av dipparna har varaktigheter kortare än 50 ms, men dessa härrör troligen från stamnätet, vilket inte ingår i studien. Det bör noteras att mätningarna av dessa dippar är gjorda på 33-kV nivå.



Figur 2.2. Exempel på spänningsdippar som registrerats vid Gruvön under 2002. 15 dippar är registrerade, varav 9 (de blå) resulterat i driftstörningar [1].

3 Nätets prestanda

I detta avsnitt beskrivs den metod som använts för att uppnå det föreskrivna målet med projektet. Detta inbegriper allt från insamlande och bearbetning av tillgänglig information till de teoretiska modeller som använts och hur resultatet kan tolkas.

Den information om nätet som beskrivits i avsnitt 2 kan sammanfattas i följande tre områden:

Felfrekvens. Med statistisk information om felfrekvenser för olika ledningstyper och feltyper kan beräkningar göras för hur många fel som inträffar i det modellerade nätet.

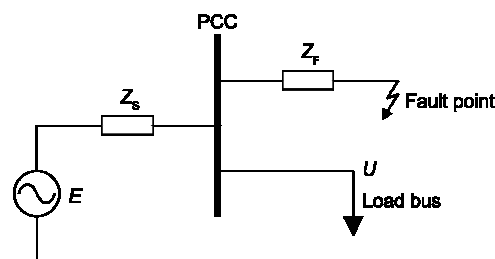
Magnitud. Ledningsimpedanser, produktion och lastfördelningar gör det möjligt att skapa en nodimpedansmatris. Denna ligger till grund för att beräkna spänningsdipparnas magnitud för ett fel någonstans i nätet.

Varaktighet. Felbortkopplingstiderna för de olika skyddssystemen gör det möjligt att statistiskt beräkna spänningsdipparnas varaktighet.

Nedan beskrivs hur denna information används för att ge ett mått på nätets prestanda.

3.1 Beräkning av felfrekvens, magnitud och varaktighet

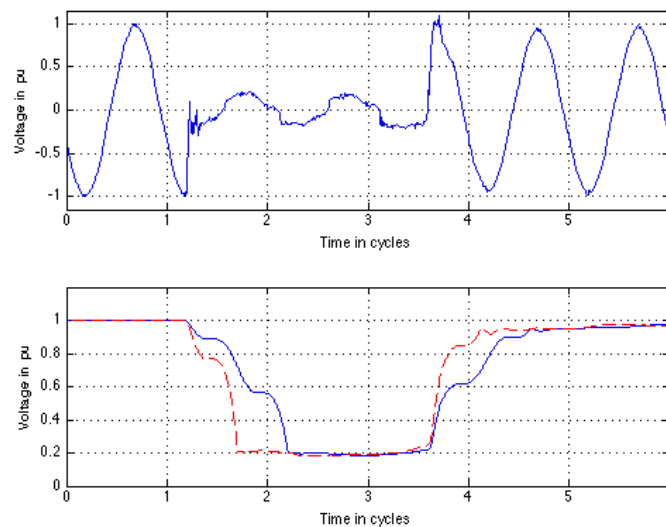
En spänningsdip orsakas ofta av att ett fel (kortslutning eller jordfel) inträffar någonstans i nätet varvid en stor ström flyter genom felstället. Denna stora ström orsakar spänningsfall över ledningarnas impedanser och kunder anslutna till nätet erfar därmed att spänningen sjunker. I Figur 3.1 visas en enkel modell för att visa hur spänningen sjunker under felet. Den stora felströmmen kommer att flyta genom källimpedansen, Z_s , och medföra ett spänningsfall över denna impedans. Spänningen vid PCC kommer därmed att sjunka i proportion till felströmmen och användare anslutna till denna punkt kommer att erfar en sänkt spänning – en spänningsdip. Hur mycket spänningen sjunker avgörs således av hur stor felströmmen är samt aktuella ledningars impedanser. Ett och samma fel i nätet medför att flera anslutna drabbas av spänningsdipp med olika kvarstående spänning beroende på deras individuella avstånd till felstället. Istället för ”kvarstående spänning” används även termen *magnitud* som synonym.



Figur 3.1. Enkel modell för att beräkna spänningsdippens magnitud.

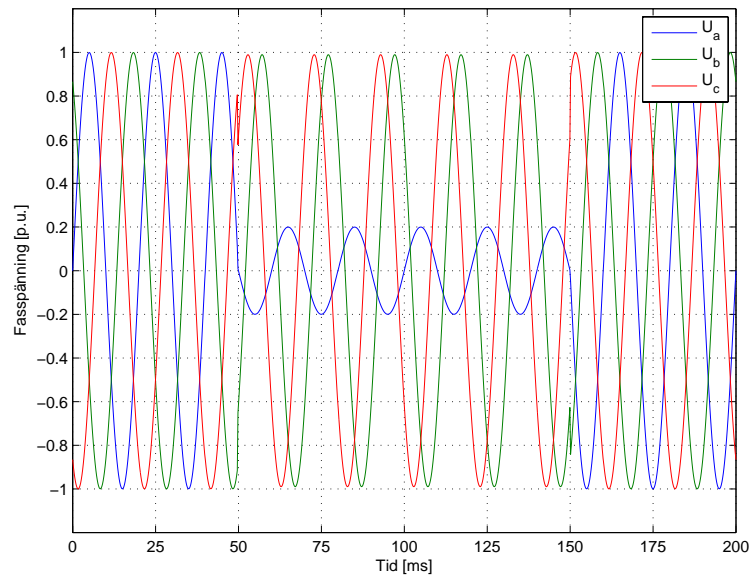
Ett fel i nätet upptäcks nästan alltid fort av inbyggda skyddssystem varvid den drabbade ledningen eller apparaten kopplas bort. Detta kan ske inom 50 millisekunder upp till några sekunder. Under den tid som går, från det felet inträffar tills skyddssystemet kopplar bort felet, kommer felströmmen att flyta, och under samma tid kommer spänningen att sjunka för användare ansluta till nätet. Denna tid benämns som dippens *varaktighet*.

I Figur 3.2 visas ett exempel på en uppmätt spänningsdipp i en fas. Dippens två attribut, magnitud och varaktighet, kan här tydligt avläsas. Den kvarstående spänningen är 0,2 p.u. och varaktigheten strax under 50 ms (2,5 perioder à 20 ms). Denna dip orsakades av ett fel i mellanspänningsnätet i närheten av mätaren.



Figur 3.2. Exempel på uppmätt spänningsdipp i en fas. I den övre grafen visas spänningens kurvform och i den undre det beräknade rms-värdet, över en period (heldragen) samt över en halv period (streckad).

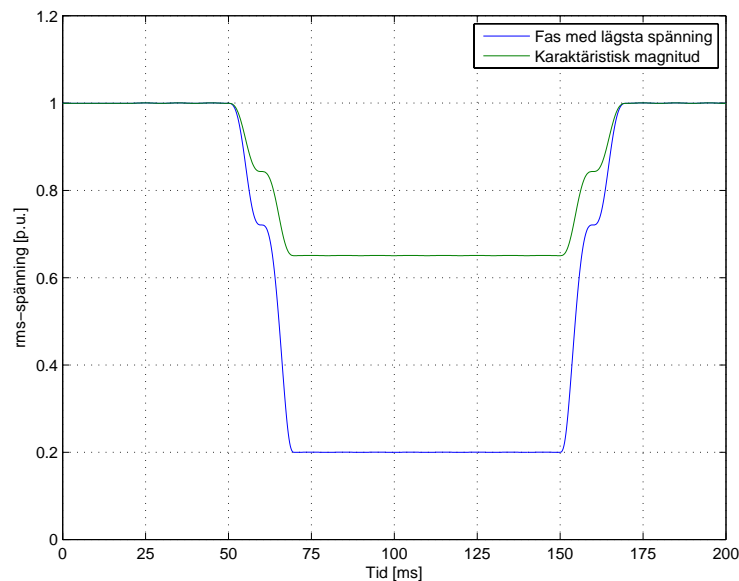
Det fel som föranleder dippens kan uppstå i en, två eller tre faser, med eller utan jordslutning. Hur spänningen i de olika faserna hos en ansluten kund blir under felet beror då också på mellanliggande transformatorkopplingar. För de flesta fel kommer de att bli olika i de olika faserna, en så kallad *obalanserad* dipp har uppstått. Ett simulerat exempel på en sådan visas i Figur 3.3.



Figur 3.3. Exempel på en obalanserad trefasdipp.

Ett alternativ är att låta fasen med den lägsta spänningen ange dippens magnitud, vilket är rekommendationen enligt IEC 61000-4-30 [9]. Detta är dock inte alltid ett bra mått på dippet. En maskin som stannar vid en balanserad dipp (lika spänning i alla faser) med magnituden 0,6 p.u. stannar inte nödvändigtvis om spänningen i en av faserna sjunker till 0,5 p.u. medan de övriga faserna inte är drabbade. Ett alternativt mått på magnituden kan introduceras, vilket tar hänsyn till hur ”obalanserad” dippet är. Detta mått benämns som den *karaktäristiska magnituden*. Skillnaden mellan den lägsta fasspänningen och den karaktäristiska magnituden åskådliggörs i Figur 3.4 där rms-värdet av spänningen i den drabbade fasen visas tillsammans med den beräknade karaktäristiska magnituden för dippet i Figur 3.3. Metoden kommer att rekommenderas i en teknisk rapport från CIGRE samt troligen även i en IEEE-guide.

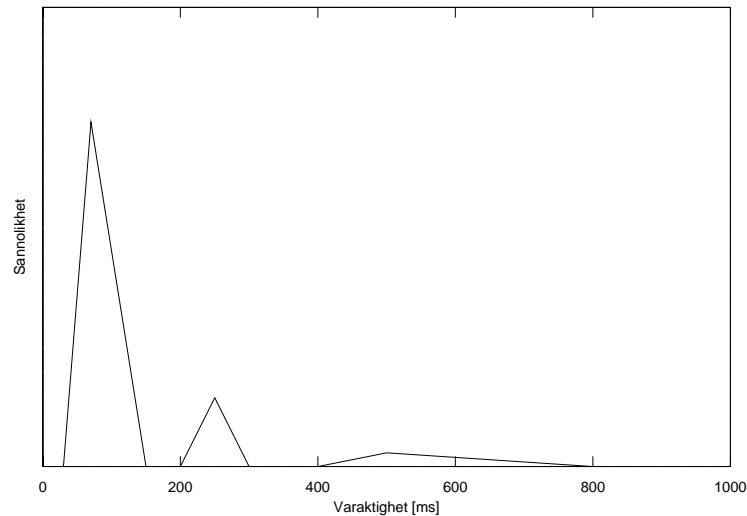
De stora fördelarna med att använda den karaktäristiska spänningen är att de inte påverkas av transformatorkopplingarna och att den karaktäristiska spänningen på 130 kV ger den bästa representation av spänningen vid utrustningarnas klämmor.



Figur 3.4. rms-värdet av spänningen i den drabbade fasen samt den karaktäristiska magnituden visas här för dippet i Figur 3.3.

För att beräkna den karaktäristiska magnituden betraktar man sekvensspänningarna istället för fasspänningarna, alltså positiv, negativ och nollföljdsspänning. Vid en balanserad situation är endast den positiva sekvensspänningen nollskild och den karaktäristiska spänningen definieras då som denna. Vid obalanserade dippar kommer det finnas både positiv och negativ sekvensspänning. Den karaktäristiska spänningen definieras då som skillnaden mellan dessa. Den karaktäristiska spänningen är en komplex storhet med magnitud och vinkel. När det gäller dippens djup är vi bara intresserade av magnituden av den karaktäristiska spänningen, denna benämns karaktäristisk magnitud. En mer detaljerad beskrivning av beräkningsmetoden ges i Appendix A3. Då vi fortsättningsvis talar om dippens magnitud eller kvarstående spänning menas dess karaktäristiska magnitud.

För att kunna simulera dipparnas varaktighet definieras en statistisk fördelningsfunktion av varaktigheten enligt Figur 3.5. Distributionen består av tre varaktighetszoner, var och en med en triangulär sannolikhetsfördelning. Ett fel som simuleras tilldelas en varaktighet enligt fördelningsfunktionen. För att kunna skilja på de olika skyddssystemens egenskaper (differentialskydd och distansskydd) definieras olika fördelningsfunktioner för dessa.



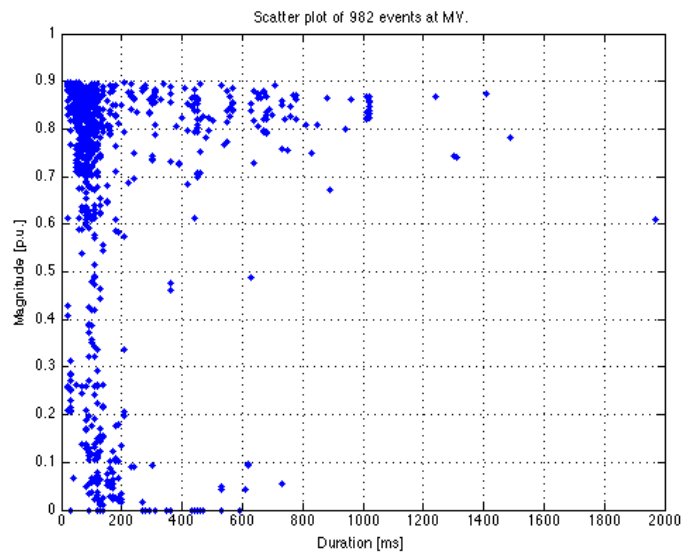
Figur 3.5. Exempel på sannolikhetsfördelning av varaktigheten.

De sannolikhetsfördelningar som använts i projektet visas i Tabell 3.1 och grundar sig på felbortkopplingstiderna givna i Tabell 2.2. Endast varaktighetszon 1 och 2 är definierade. Tabellen baseras på information erhållen från Fortum och den slutliga versionen ansågs vara rätt [10].

Tabell 3.1. Använda sannolikhetsfördelningar för dipparnas varaktighet. I tabellen anges andelen fel som inträffar i varje varaktighetszon samt gränserna för vardera zon i ms.

Reläskydd	Varaktighetszon 1				Varaktighetszon 2			
	%	Min.	Typ.	Max.	%	Min.	Typ.	Max.
Differentialskydd	100	70	100	120	0	-	-	-
Distansskydd med komm.	80	70	100	120	20	120	150	180
Distansskydd utan komm.	80	70	100	120	20	460	480	500

Med hjälp av de två parametrar som här förklarats – magnitud och varaktighet – kan spänningsdippen representeras i en graf med varaktigheten som x -axel och magnituden som y -axel, där varje dipp är en punkt i grafen. Denna representation gör det enkelt att avgöra hur allvarlig dippen är, och ett stort antal dippar kan visas i samma graf. I Figur 3.6 visas ett antal spänningsdippar i en sådan graf. Dipparna i figuren är registrerade vid ett antal mätställen på mellanspänningsnivå [11].



Figur 3.6. Exempel på representation av spänningsdippar registrerade på mellanspänningsnivå i en magnitud/varaktighets-graf [11].

3.2 Osäkerheter

Magnituden av en dipp som följd av ett fel i nätet kan räknas ut om felets position och nätets impedanser är kända. För fel som inträffar på ledningar beror den resulterande magnituden på felets position längs ledningen. Positionen är i högsta grad slumpmässig varvid magnituden ges av en statistisk fördelning. Det antas för alla ledningar i denna studie att felpositionen är uniformt fördelad längs ledningen. Det är således lika stor sannolikhet att ett fel inträffar i vilken som helst punkt längs en ledning. (En ledning kan dock delas upp i flera delar, vilka kan ha olika definierade felfrekvenser. Denna metod kan till exempel tillämpas för ledningar som utrustats med topplinor i närheten av stationer.)

Simuleringsprogramvaran, Simpow Dips, som använts i denna studie använder så kallad Monte Carlo-simulering vid generering av fel i nätet. Detta betyder att felet genereras på ett slumpmässigt sätt utifrån de fördelningar som definierats. Antalet fel under simuleringen ges av det förväntade antalet fel för observationsperioden (se avsnitt 2.2, vilket behandlar felfrekvenser). För felpositionen tas ett värde från uniformfördelningen över ledningens längd. För felbortkopplingstiden (dippens varaktighet) tas ett värde från fördelningen enligt Figur 3.5.

Monte Carlo-simuleringen ger bara en uppskattning av det förväntade antalet händelser (dippar som föranleder en driftstörning). Osäkerheten i uppskattningen minskar när simuleringslängden ökar och kan nås på följande sätt.

Sannolikheten att en driftstörning inträffar vid en industri under en period av Y år antas vara Poisson-fördelad² med väntevärde,

$$\mu = N, \quad (3.1)$$

² En Poisson-fördelning är en diskret sannolikhetsfördelning som ger antalet händelser under en viss tid då dessa inträffar med en given frekvens och oberoende av hur lång tid som förflutit sedan föregående händelse.

där N är antalet observerade (i det här fallet beräknade) driftstörningar under Y år. Standardavvikelsen för fördelningen av antalet driftstörningar under Y år, är

$$\sigma = \sqrt{N}. \quad (3.2)$$

Väntevärdet för antalet driftstörningar under ett år är då

$$\mu_1 = \frac{N}{Y} \quad (3.3)$$

och standardavvikelsen

$$\sigma_1 = \frac{\sqrt{N}}{Y} = \frac{\sqrt{Y\mu_1}}{Y} = \frac{\sqrt{\mu_1}}{\sqrt{Y}}. \quad (3.4)$$

Ett exempel kan belysa detta. Antag att en simulering görs för 100 år. Antalet driftstörningar vid en industri uppgår enligt simuleringen till 400 st. Väntevärdet för antalet driftstörningar under ett år blir då

$$\mu_1 = \frac{N}{Y} = \frac{400}{100} = 4 \quad (3.5)$$

och standardavvikelsen för antalet driftstörningar per år blir

$$\sigma_1 = \frac{\sqrt{\mu_1}}{\sqrt{Y}} = \frac{\sqrt{4}}{\sqrt{100}} = 0,2. \quad (3.6)$$

Väntevärdet, μ_1 , anger hur många driftstörningar som kan förväntas vid industrin varje år, alltså fyra stycken. Eftersom N är förhållandevis stort kan Poisson-fördelningen approximeras av en normalfördelning (detta kan enligt [12] göras om $N > 10$). Då en variabel är normalfördelad ger standardavvikelsen, σ_1 , det intervall inom vilket antalet driftstörningar kommer att vara. Om ett intervall med en standardavvikelse används, d.v.s. $\mu_1 \pm \sigma_1$, kan vi med 68 % säkerhet säga att antalet driftstörningar hamnar i intervallet (mellan 3,8 och 4,2 stycken). Om istället ett intervall med två standardavvikelser används, d.v.s. $\mu_1 \pm 2\sigma_1$, kan vi med 95 % säkerhet säga att antalet driftstörningar hamnar i intervallet (mellan 3,6 och 4,4 stycken)³.

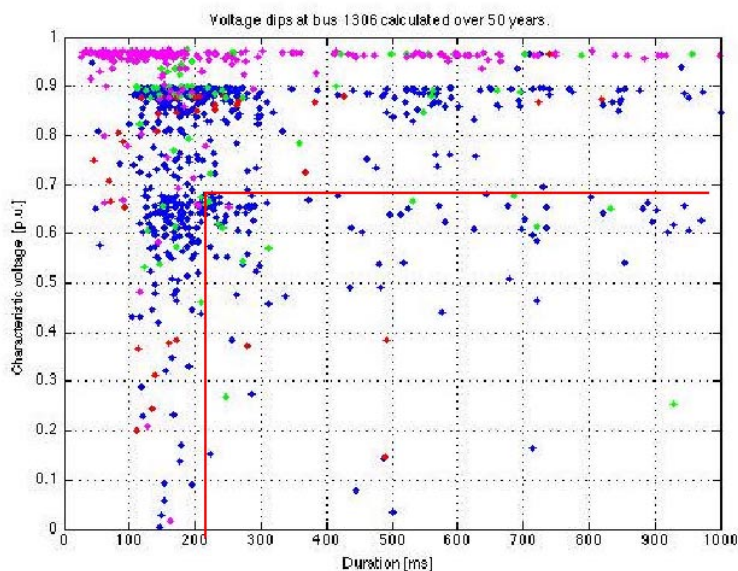
Att använda en simuleringsperiod av många år ger således en mindre standardavvikelse och därmed ett noggrannare resultat. Dock tar simuleringen tid att genomföra, även med kraftfulla datorer, varvid en avvägning får göras mellan önskad noggrannhet och tillgänglig datortid. I denna studie har en simuleringsperiod på 200 år använts.

Osäkerheten i resultatet från en Monte Carlo-simulering ska inte ses som en nackdel för metoden och inte betraktas på samma sätt som avvikelser på grund av begränsningar i modellen eller osäkerhet i ingångsparametrar. Antalet spänningsdippar varierar kraftigt från år till år. Om nätet simuleras över en 200-års period (som gjorts här) erhålls en onoggrannhet som ändå är en faktor 14 (roten av 200) mindre än den årliga variationen.

³ De exakta värdena är för 68 % säkerhet ett intervall med 0,9945 standardavvikelser och för 95 % säkerhet ett intervall med 1,96 standardavvikelser [13].

3.3 Enskild industris immunitet mot spänningsdippar

Vissa, men inte alla, spänningsdippar orsakar produktionsstopp eller andra driftstörningar hos anslutna användare i nätet. Driftstörningarna ger upphov till kostnader, vilka kan vara olika stora beroende på dippens magnitud och varaktighet. Detta beror på att olika apparater har olika *immunitet* mot spänningsdipparna. Med hjälp av test, simuleringar eller kunskap från registrerade driftstörningar kan den anslutna användarens totala immunitet mot spänningsdippar tas fram. I sin enklaste form kan denna immunitet representeras av en punkt i magnitud/varaktighet-grafen. Informationen tolkas då på detta sätt: alla spänningsdippar som hamnar till vänster eller över denna punkt orsakar ingen driftstörning för användaren medan alla dippar som hamnar till höger och under denna punkt medför en mer eller mindre stor driftstörning. En rektangel kan alltså ritas in i grafen med det övre vänstra hörnet placerat i denna punkt. Spänningsdippar som hamnar innanför rektangeln medför en driftstörning, för dippar utanför rektangeln är användaren immun. Ett exempel på detta visas i Figur 3.7. Några exempel på olika utrustningars känslighet för spänningsdippar visas i [14].



Figur 3.7. Exempel på hur en användares immunitet kan representeras i en magnitud/varaktighet-graf. Här representerar de olika färgerna olika feltyper. Simuleringen är gjord i ett fiktivt nät.

3.3.1 Kostnadsfunktion

Driftstörningar hos en industri kan naturligtvis vara av olika allvarlighetsgrad. Hur allvarlig driftstörningen bedöms vara kan bero på hur många enskilda maskiner som drabbas och vilka kostnader detta innebär. Genom mer detaljerade studier av en enskild industri kan därför flera olika immunitetsgränser erhållas där var och en av dessa representerar en viss kostnad för industrin. Generellt kan då sägas att ju djupare och mer varaktig en dipp är, desto mer kostsam blir den för industrin. På detta sätt definieras en kostnadsfunktion för industrin.

3.3.2 Använda immunitetsgränser

I tidigare projekt [1][2][3] har immuniteten hos vissa industrier undersökts. I den här studien används följande gränser för industrierna i Åmotfors, Rottneros, Gruvön och Säffle:

Magnitud: 0,65 p.u. för dippar med varaktighet upp till 100 ms

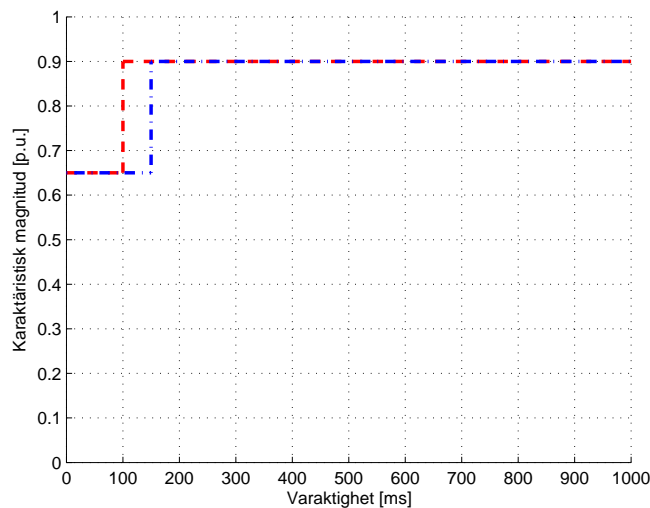
Magnitud: 0,90 p.u. för dippar med varaktighet över 100 ms

För industrin i Skoghall används

Magnitud: 0,65 p.u. för dippar med varaktighet upp till 150 ms

Magnitud: 0,90 p.u. för dippar med varaktighet över 150 ms

I Figur 3.8 visas dessa immunitetsgränser i magnitud/varaktighet-grafen.



Figur 3.8. De olika industriernas immunitet. Stora Enso i Skoghall representeras av den blå punkt-streckade linjen, medan de övriga industrierna representeras av den röda streckade linjen.

Kostnaden för en driftstörning varierar kraftigt mellan de olika industrierna. Nedan anges de totala kostnaderna per år, på grund av driftstörningar, för de större industrierna i närområdet:

Arvika-Åmotfors	1 300 kkr
Sunne-Munkfors	500 kkr
Grums	15 000 kkr
Säffle.....	200 kkr
Skoghall-Karlstad	8 250 kkr

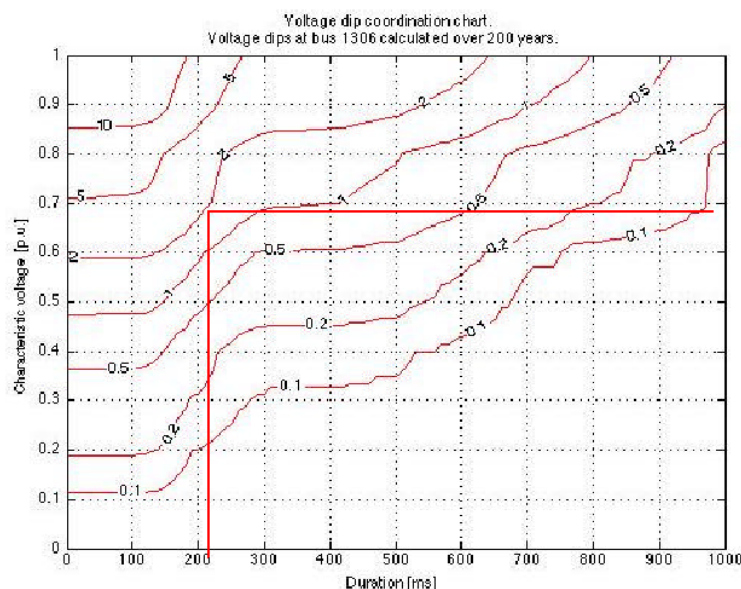
I följande beräkningar har det antagits att samtliga dippar som hamnar utanför en industris immunitetskurva resulterar i samma kostnad för industrin. Dippar som hamnar innanför immunitetskurvan medför ingen kostnad.

3.4 Ett mått på nätets prestanda

Med uttrycket prestanda menas här ett mått på i vilken grad samtliga fem anslutna industrier drabbas av driftstörningar beroende på spänningsdippar i nätet. Således framgår det inte vid jämförelse av två prestandavärden vilken situation som är bäst för en enskild industri.

Prestandan beräknas på följande sätt: fel simuleras på samtliga ledningar i nätet, enligt deras felfrekvenser, och för varje fel beräknas den resulterande dippens varaktighet och magnitud hos varje industri. För att få önskvärd noggrannhet i beräkningarna simuleras en period av 200 år. Ett stort antal dippar har då simulerats för varje industri, med varierande varaktighet och magnitud. Dessa jämförs sedan med industrins immunitet för att avgöra vilka dippar som orsakar driftstörningar. För varje industri kan då beräknas hur många driftstörningar som inträffar under ett år, i genomsnitt. Summan av antalet störningar för samtliga industrier ger sedan nätets prestanda.

För att enkelt kunna avgöra antalet driftstörningar en industri kommer att uppleva används en konturplott. Istället för att representera de enskilda dipparna som punkter i en graf (se Figur 3.7), summeras för varje position i grafen hur många dippar som har längre varaktighet och lägre magnitud än positionen i fråga. Olika nivåer erhålls då, vilka presenteras som kurvor i grafen. Den rektangel som anger en viss industris immunitet ritas in i grafen, varvid antalet förväntade driftstörningar snabbt erhålls vid rektangelns övre vänstra hörn. Kombinationen av konturplotten och immunitetskurvan kallas för en koordinationskarta och på detta sätt koordineras en industris immunitet mot nätet. Ett exempel på detta visas i Figur 3.9. Ur grafen kan utläsas att industrin i fråga kommer att få omkring två driftstörningar per år.



Figur 3.9. Exempel på hur en användares immunitet kan koordineras mot nätet för att avgöra antalet förväntade driftstörningar. Rektangelns övre vänstra hörn ger det förväntade antalet driftstörningar, i det här fallet omkring två stycken.

4 Åtgärder mot spänningsdippar

I detta avsnitt beskrivs de olika typer av åtgärder som vidtagits i den här studien för att förbättra nätets prestanda. Åtgärderna är av fyra slag, vilka beskrivs i detalj i det följande:

Öppnade ledningar

Jordade regler

Separata linjeavledare

Strömbegränsare

Minskad felbortkopplingstid

Målet med en viss åtgärd är att angripa någon eller några av dippens parametrar

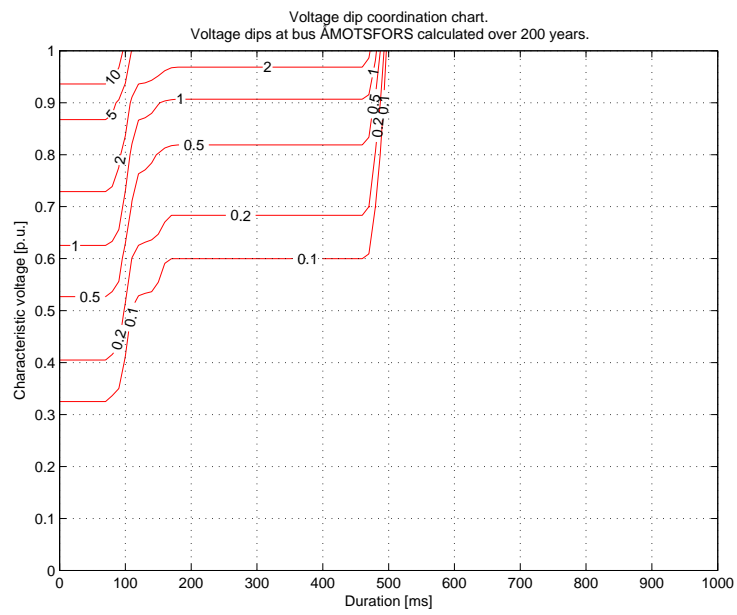
Frekvens. Genom att t.ex. skydda ledningen från åsknedslag eller fallande träd kan man minska antalet fel för en viss ledning.

Magnitud. Genom att minska strömmen som flyter genom felet kan spänningen hållas hög. Att "tvinga" fel att drabba bara en fas istället för flera är en annan metod att minska djupet på dipparna.

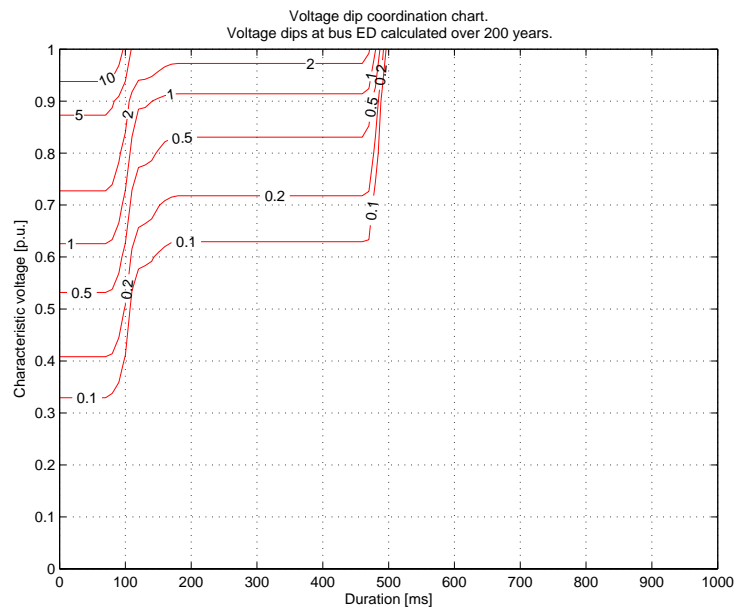
Varaktighet. Genom att minska felbortkopplingstiderna ökar chansen att en dipp inte orsakar en driftstörning.

4.1 Nuvarande situation

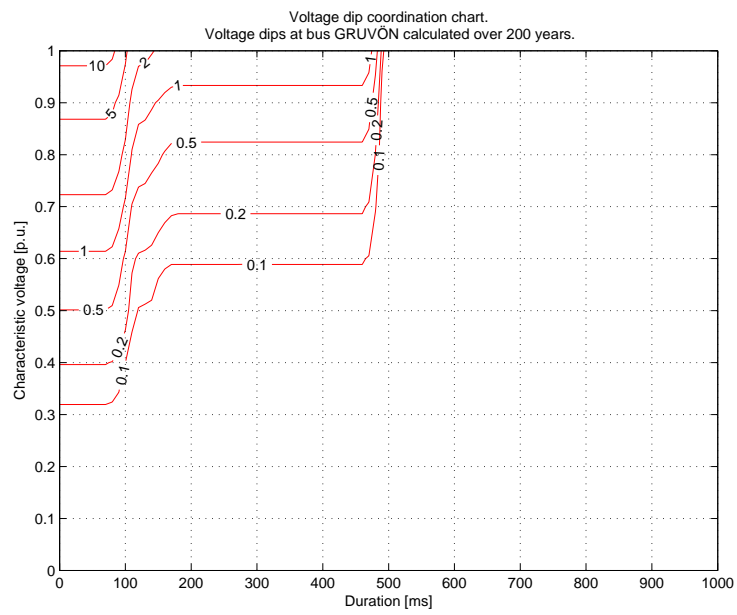
I Figur 4.1 till och med Figur 4.5 visas konturplottar av dippsituationen för de enskilda industrierna med nuvarande driftläge. Antalet dippar i plottarna bör multipliceras med en faktor 1,5 på grund av den förhöjda åskfrekvensen i det aktuella området.



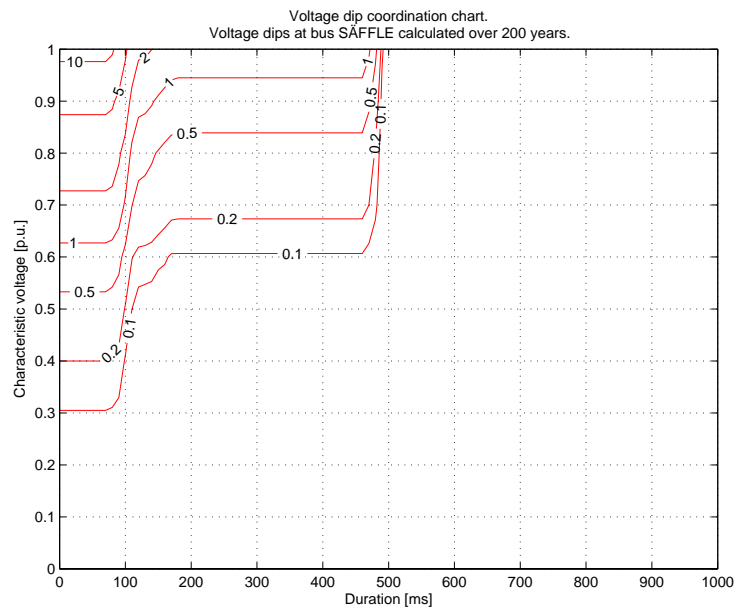
Figur 4.1. Konturplott som visar nuvarande dippsituation för industrin i Åmotfors.



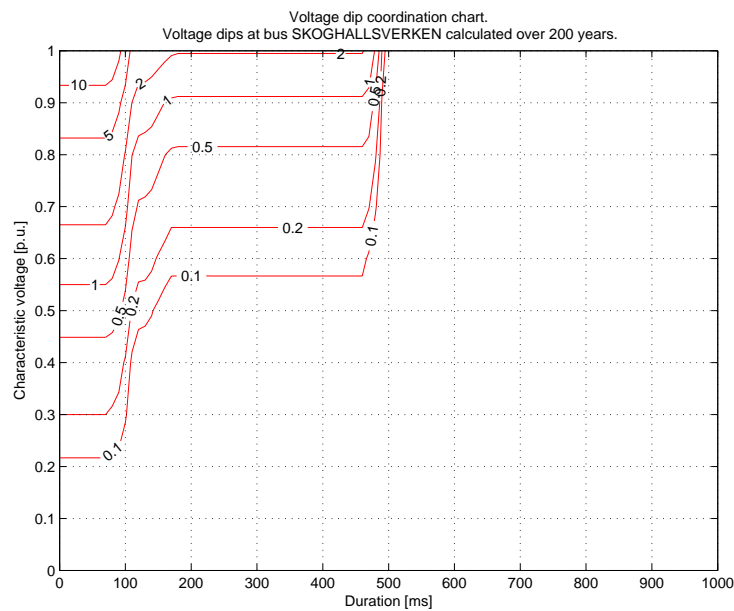
Figur 4.2. Konturplott som visar nuvarande dippsituation för industrin i Rottneros.



Figur 4.3. Konturplott som visar nuvarande dippsituation för industrin i Gruvön.



Figur 4.4. Konturplott som visar nuvarande dippsituation för industrin i Säffle.



Figur 4.5. Konturplott som visar nuvarande dipsituation för industrin i Skoghall.

4.2 Öppnade ledningar

Luftledningar fungerar som antenner för åsknedslag och genom att en industri är ansluten till det övriga nätet med flera ledningar ökar också antalet dippar för den industrin. Ett sätt att minska antalet dippar är därför att öppna vissa strategiskt valda ledningar. I första hand väljs ledningar med hög registrerad felfrekvens, vilka ligger nära känsliga industrier. Ett sådant tillvägagångssätt påverkar naturligtvis nätets tillförlitlighet på andra sätt och även belastningsfördelningen ändras. Någon vidare analys av dessa konsekvenser gjordes inte i detta projekt.

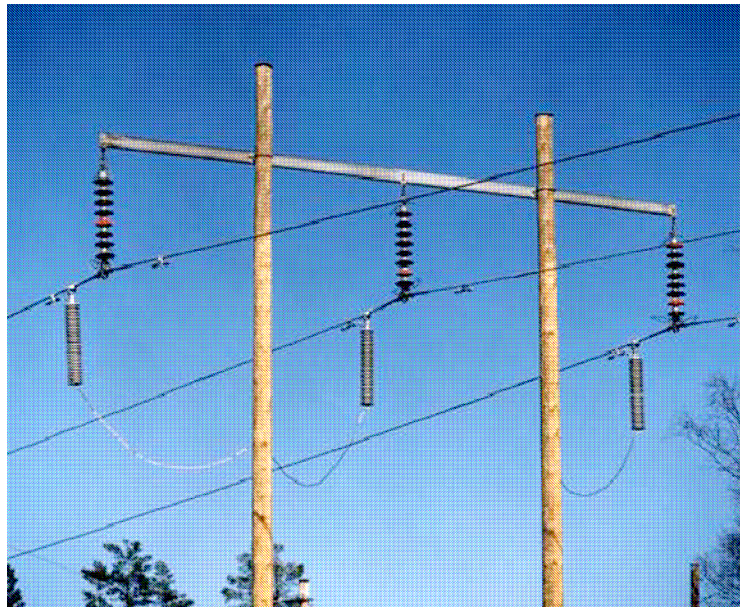
4.3 Jordade regler

Ledningsstolpar på 130-kV nivå är ofta av trä och därmed är isolationsnivån mellan fasledare och jord hög såvida inte stolpen eller regeln är jordad. Vid ett blixtnedslag i en fasledare sker därför lätt ett överslag till de andra fasledarna varvid felet blir flerfasigt. Beräkningar för felfrekvensen har gjorts i [7], där ledningskonfigurationer med och utan jordade regler jämförts. De värden som använts som indata för simuleringen ges i Tabell 4.1. För ledningssträckor med jordade regler har antagits att samtliga stolpreglar är jordade och den genomsnittliga jordtagsresistansen är 30Ω . Med en mycket bra jordförbindelse kan de flerfasiga felen helt elimineras.

Som beskrivits i avsnitt 2.2 är 80 % av felen åskfel medan 20 % av felen räknas till kategorin övriga. För en ledningssträcka antas 100 % av dessa övriga fel bli enfasiga, oavsett om reglarna på sträckan är jordade eller inte.

4.4 Separata linjeavledare

En linjeavledare monteras parallellt med linjeisolatorerna på en, två eller alla tre faserna på en stolpe. Avledaren skyddar mot överslag till följd av åska i eller i närheten av stolpen genom att den drabbade fasledaren kortsluts till jord genom avledaren då spänningen överskrider ett visst tröskelvärde. Avledare placerade i en stolpe kan endast skydda ledningen vid den aktuella stolpen och dess omedelbara närhet. För att ge ett totalt åskskydd för en ledning måste således alla stolpar och faser förses med avledare. Fel av andra orsaker än åska påverkas inte av avledarna. I Figur 4.6 visas en stolpe försedd med linjeavledare på alla tre faser.

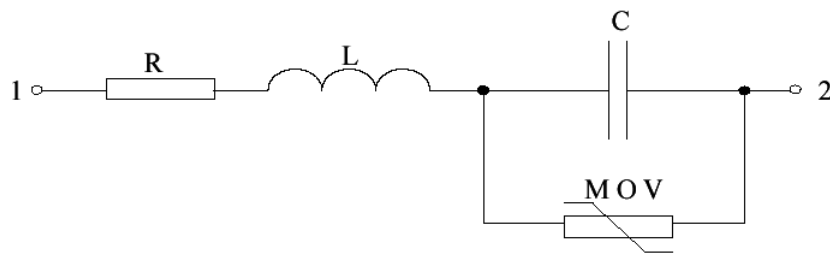


Figur 4.6. Exempel på stolpe försedd med linjeavledare på varje fas [1].

I simuleringarna som gjorts i denna studie förses alla faser och stolpar längs vissa sträckningar med linjeavledare. Fördelningen mellan feltyper visas i Tabell 4.1. Åskfel elimineras alltså helt och endast de 20 % övriga fel som uppstår finns med i beräkningen [15].

4.5 Strömbegränsare

Ett sätt att minska ett fels konsekvenser för industrier är att minska den ström som flyter genom felet. Minskas strömmen kommer spänningsfallet över källimpedansen att minska och dippen blir inte så djup. För att minska felströmmen genom en viss ledning kan en strömbegränsare monteras. En modell för en sådan visas i Figur 4.7. I strömbegränsaren finns en reaktor och kondensator vilka är seriekopplade. Parallellt med kondensatorn placeras en avledare.



Figur 4.7. Modell av strömbegränsare [1].

Värdena på reaktorn och kondensatorn väljs så att resonans uppnås vid driftfrekvens, 50 Hz. Vid resonans är strömbegränsarens impedans mycket låg (i huvudsak sker förluster då endast i resistansen). Vid resonans kommer det ändå att finnas ett spänningsfall över både reaktorn och kondensatorn. Dessa kommer att ha samma absolutbelopp, men vara fasvridna 180 grader i förhållande till varandra så att det totala spänningsfallet över reaktorn och kondensatorn är noll. Det spänningsfall som uppstår över kondensatorn avgör om avledaren kommer att tända och börja leda. Detta tröskelvärde ställs in så att avledaren tänder vid dubbla maximala driftströmmen.

Då avledaren börjar leda försvinner spänningsfallet över kondensatorn. Kretsen är inte längre i resonans och spänningsfallet över reaktorn kommer att begränsa strömmen i ledningen. Den sänkta strömmen medför att spänningsfallet över ledningen också minskas. [1]

För att dimensionera L och C i strömbegränsaren utgår man från en maximalt tillåten felström eller ett minimivärde på spänningen i anslutningspunkten under felet. Detta ger ett värde på reaktorn, L . Värdet på C följer automatiskt, eftersom resonansfrekvensen 50 Hz är given. De strömbegränsare som använts i detta projekt har värdena $L = 159$ mH och $C = 63,66$ μ F, vilket ger en impedans under felet på ungefär 50Ω .

Placeringen av strömbegränsaren spelar stor roll för att uppnå önskad effekt. Detta gäller speciellt i ett maskat nät och då hänsyn tas till flera industrier. Strömbegränsningen är önskvärd mellan inmatningen i nätet och felstället. Det är dock inte önskvärt att ha strömbegränsning mellan inmatningen och industrin. I ett maskat nät finns flera inmatningspunkter och de olika industrierna är placerade på olika platser och detta försvårar valet av placering för strömbegränsarna.

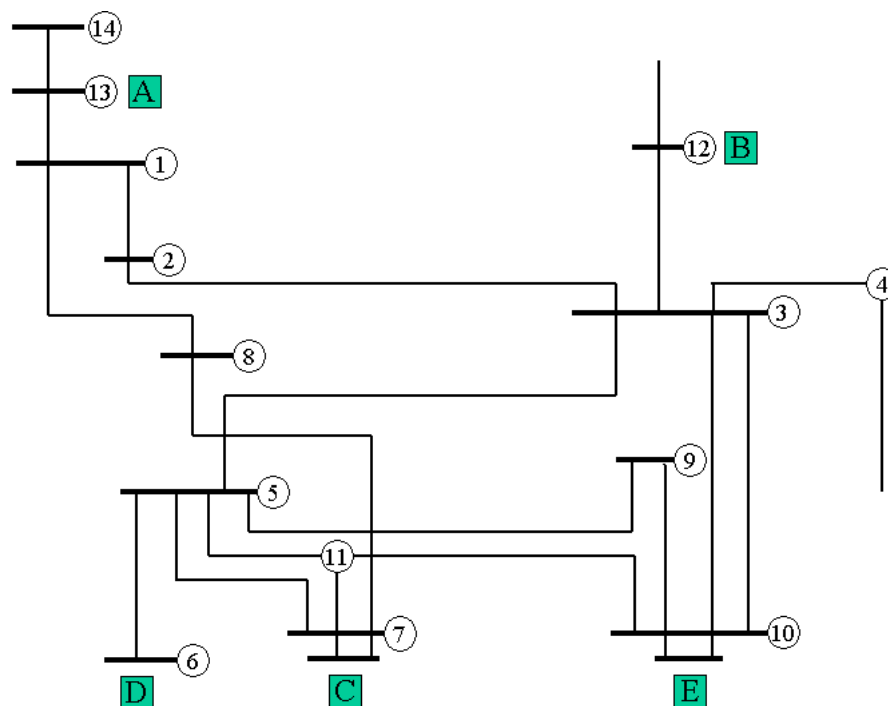
Om industrin har egen generering kan strömbegränsare användas på ett annat sätt. Detta behandlas i avsnitt 4.9.

Tabell 4.1. Översikt över fördelningen mellan feltyper för olika stolpkonfigurationer. Antal fel anges per år och 100 km.

Konfiguration	Antal fel	3-fas	2-fas+jord	2-fas	1-fas
Luftledning	2,70	44 %	0 %	36 %	20 %
Ledning med topplina	1,40	15 %	39 %	0 %	46 %
Ledning med jordad regel	2,70	20 %	20 %	0 %	60 %
Ledning med avledare	0,54	0 %	0 %	0 %	100 %
Kabel	0,70	0 %	0 %	0 %	100 %

4.6 Översikt av åtgärder

I Tabell 4.3 visas alla de beräkningar som gjorts för nätet och de åtgärder som vidtagits. För att närmare se var dessa åtgärder gjorts hänvisas till Figur 4.8 (mer detaljerad information ges i nätschemat i Appendix A2). För varje beräkning har en konturplott tagits fram för varje industri (fem stycken). Dessa plottar presenteras i Appendix A1.



Figur 4.8. Förenklad karta som beskriver ledningsnätet i det aktuella området. Siffror och bokstäver hänvisar till Tabell 4.2.

Tabell 4.2. Beskrivning av hänvisningar i Figur 4.8.

Nummer	Ställverk/anslutning	Bokstav	Industri
1	Jössefors	A	Åmotfors Bruk
2	Rosendahl	B	Rottneros Bruk
3	Kil	C	Gruvöns Bruk
4	Stolpe 87	D	Nordic Paper Seffle
5	Borgvik	E	Stora Enso, Skoghall
6	Säffle		
7	Orrby		
8	Värmskog		
9	Karlstad V		
10	Dingelsundet		
11	Malsjö		
12	Ed		
13	Åmotfors		
14	Charlottenberg		

Tabell 4.3. Beskrivning av de olika åtgärder som simulerats i nätet. De markerade raderna utgör de åtgärder som signifikant förbättrat nätets prestanda.

Beräkning	Beskrivning
1	Nuvarande situation
2	Öppen ledning mellan Jössefors och Rosendahl
3	Öppen ledning mellan Kil och stolpe 87
4	Kombination av beräkning 2 och 3
5	Jordade regler mellan Borgvik och Kil
6	Jordade regler mellan Borgvik och Säffle
7	Jordade regler mellan Orrby A och Värmskog
8	Jordade regler mellan Borgvik och Karlstad V
9	Jordade regler mellan Borgvik och Dingelsundet via Karlstad V
10	Beräkning 9 samt jordade regler mellan Malsjö VL14 och Dingelsundet
11	Jordade regler mellan Kil och Ed
12	Jordade regler mellan Åmotfors och Jössefors
13	Jordade regler mellan Åmotfors och Charlottenberg
14	Separata avledare mellan Borgvik och Kil
15	Separata avledare mellan Borgvik och Säffle
16	Separata avledare mellan Orrby A och Värmskog
17	Separata avledare mellan Borgvik och Karlstad V
18	Separata avledare mellan Borgvik och Dingelsundet via Karlstad V
19	Beräkning 18 samt separata avledare mellan Malsjö VL14 och Dingelsundet
20	Separata avledare mellan Kil och Ed
21	Separata avledare mellan Åmotfors och Jössefors
22	Separata avledare mellan Åmotfors och Charlottenberg
23	Strömbegränsare mellan Borgvik och Kil (mot Kil)
24	Strömbegränsare mellan Borgvik och Kil (båda riktningar)
25	Strömbegränsare vid Kil (mellan skenorna)
26	Strömbegränsare mellan Dingelsundet och Kil (båda linjer, mot Kil)
27	Strömbegränsare mellan Dingelsundet och Kil (båda linjer, båda riktningar)

4.7 Jämförelse av åtgärder mot spänningsdippar

I Tabell 4.4 visas hur de olika åtgärderna påverkar nätets prestanda. Dippfrekvensen har multiplicerats med 1,5 för att ta hänsyn till den 50 % högre åskfrekvensen i Värmland jämfört med Sveriges genomsnitt. Siffrorna har också justerats för att inkludera de driftstörningar som härrör från fel i stamnätet. 15 % av driftstoppen antas komma härifrån och dessa påverkas inte av de föreslagna åtgärderna. Därför har antalet driftstörningar i det aktuella driftläget multiplicerats med 0,1765 (0,15/0,85) för att få fram antalet fel som härrör från stamnätet. Detta antal har sedan adderats till samtliga driftlägen. För varje åtgärd visas i tabellen antalet förväntade driftstörningar per år för varje industri. Summan av dessa, vilket används som ett mått på nätets prestanda, visas också. För att avgöra om en åtgärd utgör en signifikant förbättring av nätets prestanda måste vi ta hänsyn till den stokastiska osäkerheten i beräkningen. Detta görs i det följande.

Simuleringstiden är 200 år. Med det nuvarande driftläget erhålls ett totalt antal driftstörningar (nätets prestanda) av 24,78 (de fel som härrör från stamnätet inkluderas ej här). Med hänvisning till avsnitt 3.2 kan följande standardavvikelse då beräknas

$$\sigma_1 = \frac{\sqrt{24,78}}{\sqrt{200}} = 0,352 . \quad (4.1)$$

För att erhålla en säkerhet på 95 % (erhålla ett intervall inom vilket 95 % av de verkliga värdena hamnar) multipliceras standardavvikelsen med 1,96:

$$24,78 \pm 1,96 \times \sigma_1 = 24,78 \pm 0,69 . \quad (4.2)$$

För att med säkerhet (på 95 %-nivå) säga att en viss åtgärd innebär en förbättring av nätets prestanda måste vi erhålla ett värde som är mindre än 24,09 (exklusive de fel som härrör från stamnätet). I Tabell 4.4 är dessa beräkningar markerade med gult. På samma sätt anges i tabellen vilka åtgärder som medför en signifikant förbättring för enskilda industrier.

De förväntade årliga kostnaderna på grund av driftstörningar anges i Tabell 4.5 för varje industri samt sammanlagt för de fem industrierna.

Tabell 4.4. Det beräknade antalet störningar per år för de enskilda industrierna. De gulmarkerade cellerna visar vilka åtgärder som signifikant förbättrat en industris eller nätets prestanda. Siffrorna har justerats för att inkludera att 15 % av driftstörningarna uppstår på grund av fel i stamnätet, vilka inte påverkas av de vidtagna åtgärderna.

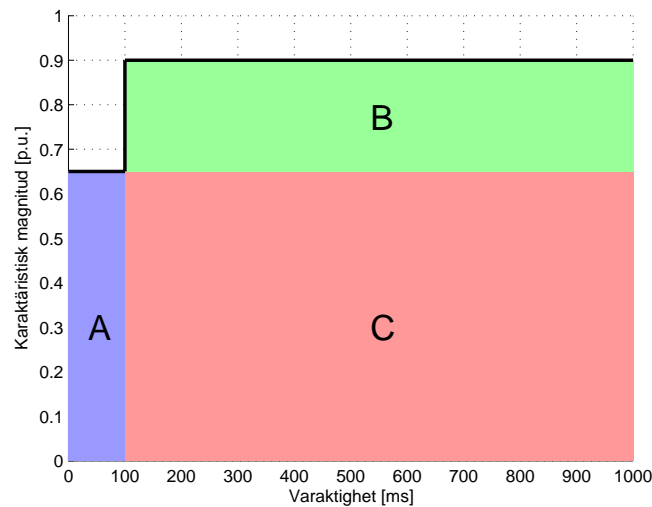
Beräkning	Arvika-Åmotfors	Sunne-Munkfors	Grums	Säffle	Skoghall-Karlstad	Totalt
1	6,27	6,00	6,21	6,00	4,68	29,16
2	4,20	5,84	6,05	5,93	4,86	26,88
3	5,94	5,82	6,18	5,60	4,57	28,11
4	4,35	5,63	6,21	5,78	4,45	26,42
5	6,22	6,30	6,06	5,88	4,71	29,17
6	6,25	6,08	6,35	5,85	4,75	29,28
7	6,10	6,09	6,00	5,94	4,72	28,85
8	6,51	6,05	6,06	5,88	4,60	29,10
9	6,13	6,23	6,00	6,03	4,77	29,16
10	6,39	6,14	6,11	6,05	4,45	29,14
11	6,19	6,00	6,38	5,81	4,87	29,25
12	6,22	5,81	6,11	5,84	4,83	28,81
13	6,16	6,11	6,15	6,03	4,89	29,34
14	5,89	5,91	5,87	5,84	4,63	28,14
15	6,01	5,76	6,03	5,43	4,71	27,94
16	5,92	6,03	6,15	5,82	4,69	28,61
17	5,97	5,70	5,66	5,40	4,48	27,21
18	5,79	5,87	5,60	5,34	4,45	27,05
19	5,73	5,46	5,19	5,09	4,05	25,52
20	5,79	5,72	6,27	5,91	4,80	28,49
21	5,76	5,82	6,30	5,90	4,59	28,37
22	5,59	5,93	6,09	6,11	4,86	28,58
23	6,07	5,81	6,12	5,87	4,66	28,53
24	6,12	6,06	5,81	5,85	4,63	28,47
25	6,13	6,21	6,38	6,02	4,68	29,42
26	6,00	5,73	5,99	5,57	5,01	28,30
27	5,88	5,46	5,78	5,40	4,86	27,38

Tabell 4.5. Den uppskattade årliga kostnaden på grund av störningar för varje industri anges här i tusentals kronor. De gulmarkerade cellerna visar vilka åtgärder som signifikant förbättrat en industris eller nätets prestanda.

Beräkning	Arvika-Åmotfors	Sunne-Munkfors	Grums	Säffle	Skoghall-Karlstad	Totalt
1	1 300	500	15 000	200	8 250	25 250
2	871	487	14 614	198	8 567	24 737
3	1 232	485	14 928	187	8 056	24 888
4	902	469	15 000	193	7 845	24 409
5	1 290	525	14 638	196	8 303	24 952
6	1 296	507	15 338	195	8 373	25 709
7	1 265	507	14 493	198	8 320	24 783
8	1 350	504	14 638	196	8 109	24 797
9	1 271	519	14 493	201	8 408	24 892
10	1 325	512	14 758	202	7 845	24 642
11	1 283	500	15 411	194	8 585	25 973
12	1 290	484	14 758	195	8 514	25 241
13	1 277	509	14 855	201	8 620	25 462
14	1 221	492	14 179	195	8 162	24 249
15	1 246	480	14 565	181	8 303	24 775
16	1 227	502	14 855	194	8 268	25 046
17	1 238	475	13 671	180	7 898	23 462
18	1 200	489	13 527	178	7 845	23 239
19	1 188	455	12 536	170	7 140	21 489
20	1 200	477	15 145	197	8 461	25 480
21	1 194	485	15 217	197	8 091	25 184
22	1 159	494	14 710	204	8 567	25 134
23	1 259	484	14 783	196	8 215	24 937
24	1 269	505	14 034	195	8 162	24 165
25	1 271	517	15 411	201	8 250	25 650
26	1 244	477	14 469	186	8 831	25 207
27	1 219	455	13 961	180	8 567	24 382

4.8 Minskning av felbortkopplingstiden

En typ av åtgärd som inte diskuterats ovan gäller dipparnas varaktighet. I hur stor utsträckning skulle nätets prestanda öka om dipparnas varaktighet kunde kortas? I Figur 4.9 har området för vilka industrierna är känsliga mot dippar delats in i tre delar: A, B och C. De dippar som hamnar i område C kan vi endast komma åt genom att minska antalet fel i nätet. För dippar i område A gäller både åtgärder mot antalet fel och dipparnas magnitud. För dippar i område B gäller både åtgärder mot antalet fel och felens varaktighet genom reläskyddsinställningar.



Figur 4.9. Området för vilket industrierna drabbas av produktionsstopp indelat. (Immunitetskurvan för Skoghall har sin gräns vid 150 ms istället för här visade 100 ms.)

Bara för dippar i område B kan snabbare skydd minska antalet driftavbrott. För att se på vilket sätt snabbare felbortkopplingstider kan påverka antalet produktionsstopp kan man betrakta hur stor andel av dipparna som hamnar i område B enligt Figur 4.9. Detta anges i Tabell 4.6. Här anges också hur stor andel av dipparna som hamnar i område A och alltså kan åtgärdas genom att minska dipparnas djup. Om alla fel skulle kunna åtgärdas inom 100/150 ms så skulle alla störningar flyttas från C till A. De resulterar dock likafullt i driftstopp. Genom förstärkningar i nätet kan också dippar i område C flyttas till område B. Också dessa medför fortfarande driftstörningar. Genomförs båda åtgärderna samtidigt skulle driftstörningar härrörande från område C kunna elimineras. Huvudsakligen kan dock dessa driftstörningar endast elimineras genom att minska felfrekvensen.

Tabell 4.6. Andelen dippar hos de olika industrierna som hamnar i område A, B och C.

Industri	Område A	Område B	Område C
Åmotfors	17 %	67 %	16 %
Rottneros	19 %	65 %	16 %
Gruvön	18 %	64 %	18 %
Säffle	16 %	66 %	18 %
Skoghall	58 %	33 %	9 %

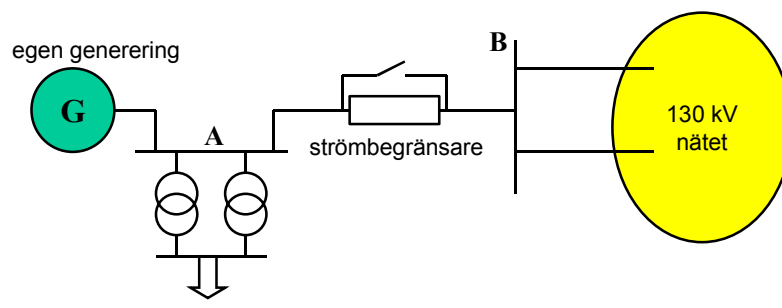
Således kan ungefär två tredjedelar (för Skoghall en tredjedel) av produktionsstoppen teoretiskt elimineras genom att minska bortkopplingstiderna.

Det som inte visas från tabellen är vilka ledningar som bidrar mest till driftstörningar på grund av dippar i område B. Det är för dessa ledningar ett snabbare skydd skulle implementeras först. De berörda ledningarna visas för den nuvarande situationen i Appendix A1.

Observera att procentsatser i tabellerna ger andel av dippar i området B som uppstår på en viss ledning. Till exempel för Skoghall betyder det att fel på ledningen mellan Bråne och Dingelsundet med lång felbortkopplingstid bidrar med 7,43 % av 33 % av 4,68 driftavbrott per år (dvs. 0,11 driftavbrott per år).

4.9 Strömbegränsare nära industrin

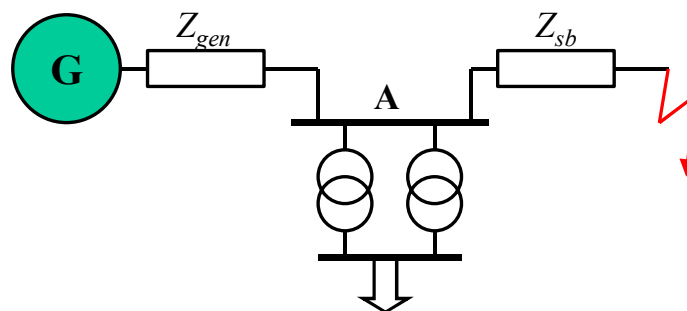
Om en industri har tillgång till en tillräckligt stor anläggning för egengenerering, kan den användas för att upprätthålla spänningen under dippen. Det som behövs därtill är en stor impedans mellan felet och samlingskenan som matar industrin. Upplägget visas i Figur 4.10.



Figur 4.10. Strömbegränsare mellan en industri och regionnätet.

Impedansen mellan skenan A och skenan B är låg under vanlig drift och hög när ett fel inträffar i nätet. Termen ”strömbegränsare” är inte helt rätt i detta fall, eftersom uppgiften inte är att minska felströmmen utan att minska spänningsfallet vid bruket. I denna rapport används dock termen strömbegränsare.

Växelverkan mellan generatoren och strömbegränsaren under fel illustreras i Figur 4.11, där Z_{gen} är generatorimpedansen under felet inklusive impedansen av transformatorn mellan generatoren och 130-kV skenan; Z_{sb} är impedansen av strömbegränsaren under felet.



Figur 4.11. Elektriska modellen under ett fel.

Värsta fallet antas, då felet inträffar strax utanför strömbegränsaren. Vi kommer snart se att strömbegränsarens impedans behöver vara hög, vilket är en bra approximation för de flesta fel i regionnätet.

Spänningen under felet vid industrins samlingskena A är:

$$U_{\text{industri}} = \frac{Z_{sb}}{Z_{sb} + Z_{gen}} \times E \quad (4.3)$$

där E är källspänningen för synkronmaskinen. Om bruket klarar en spänningssänkning ner till U_{min} ska strömbegränsarens impedans vara minst lika med:

$$Z_{sb} = Z_{gen} \times \frac{U_{\text{min}}}{E - U_{\text{min}}} \quad (4.4)$$

Källspänningen varierar beroende på nätspänning och reaktivt effektflöde. I beräkningarna antar vi att källspänningen är lika med nominell spänning.

För dippar med en varaktighet mindre än 100 eller 150 ms (beroende på industri) klarar industrin en spänning ner till 65 % av nominell spänning. Då gäller för strömbegränsarens impedans att:

$$Z_{sb} > 1,7 \times Z_{gen} \quad (4.5)$$

Designkriteriet för strömbegränsaren ska då vara att den går över momentant till sitt högimpedansläge när spänningen understiger 65 % och att impedansen ska vara minst 1,7 gånger generatorimpedansen.

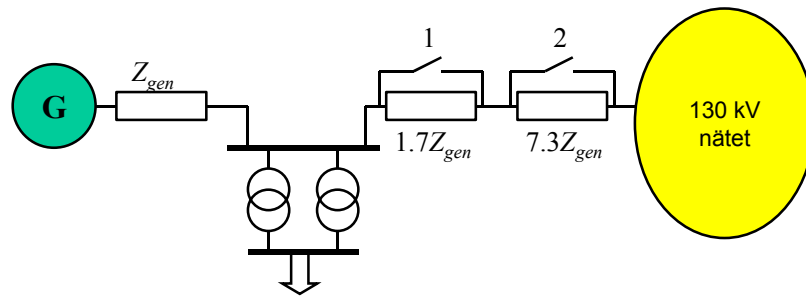
För dippar som är längre än 100 eller 150 ms får spänningen inte vara lägre än 90 % av nominellspänningen. Det ställer följande krav på strömbegränsarens impedans:

$$Z_{sb} > 9 \times Z_{gen} \quad (4.6)$$

Strömbegränsaren ska gå över till denna impedans om spänningen understiger 90 % under en längre varaktighet än 100 eller 150 ms.

Denna stora impedans (framförallt nio gånger generatorimpedansen) kan medföra stabilitetsproblem som bör utredas innan ett beslut fattas. Den stora impedansen kan också ge upphov till ej försumbara förluster under normaldrift, beroende på vilken princip för strömbegränsning som används. Även tillförlitligheten av inmatningen bör utredas; om det finns bara en strömbegränsare betyder ett komponentbortfall ett spänningsavbrott för industrin. Att ha två parallella strömbegränsare skulle öka tillförlitligheten men kan medföra problem med inställningarna.

Ett möjligt upplägg till strömbegränsaren visas i Figur 4.12. Under vanlig drift är både brytare 1 och 2 stängda. Brytare 1 öppnas momentant när spänningen understiger 60 % av nominell spänning. Brytare 2 öppnas när spänningen understiger 90 % längre än 100 eller 150 ms.



Figur 4.12. Möjligt upplägg av strömbegränsaren.

I beräkningarna ovan antas att generatormatar, via några transformatorer, till 130-kV nätet. Skulle generatormata in till mellanspänningsnätet i industrin, skulle impedansen mellan 130-kV och mellanspänningsskenan redan bidra till att upprätthålla spänningen under ett fel. Strömbegränsarens impedans skulle då kunna vara mindre än i exemplet ovan.

5 Slutsatser

I detta avsnitt redovisas de slutsatser som kan dras från de genomförda beräkningarna. De olika åtgärderna och huruvida de medför några förbättringar diskuteras.

5.1 Öppna ledningar

Beräkning 2, 3 och 4 utfördes med olika konfigurationer av nätet där ledningar öppnats. Valet föll på ledningar som inte var nödvändiga för att tillföra energi till en industri, utan kunde ses som enbart en ”antenn” för åsknedslag. Att öppna en ledning i ett maskat nät påverkar naturligtvis tillförlitligheten hos vissa anslutna användare, och någon större analys av detta har inte gjorts här.

Beräkning 2. Det visar sig att med ledningen mellan Jössefors och Rosendahl öppnad erhålls en nätprestanda av 26,88 jämfört med den nuvarande 29,16, en förbättring med 8 %. Dock är det enbart ett enskilt område som får en signifikant bättre situation, nämligen Arvika-Åmotfors, där antalet driftavbrott minskar med 33 %.

Beräkning 4. Med ledningen mellan Jössefors och Rosendahl öppnad samt likaså ledningen mellan Kil och stolpe 87 fås ett prestandavärde av 26,42. Detta är en förbättring med 9 % jämfört med nuvarande situation. Återigen är det bara Arvika-Åmotfors som får en tydlig förbättring.

5.2 Jordade regler

I beräkningarna 5 till och med 13 utrustades vissa ledningar med jordade regler, vilket medför att många fel som tidigare blev flerfasiga istället blir enfasiga. Detta ger dippar med högre karaktäristisk magnitud. Ingen av åtgärderna medförde en signifikant förbättring av nätets prestanda.

5.3 Separata linjeavledare

I beräkningarna 14 till och med 22 placerades linjeavledare (en för varje fas) på vissa ledningar. Detta minskar antalet fel för ledningen och eliminerar antalet flerfasiga fel som uppstår. Några av åtgärderna medförde signifikanta förbättringar av nätets prestanda; största förbättring gav beräkning 19.

Beräkning 19. Med linjeavledare på sträckan mellan Borgvik och Dingelsundet via Karlstad V samt på sträckan mellan Malsjö VL14 och Dingelsundet erhöles en prestanda av 25,52, vilket är en förbättring av den nuvarande situationen med 12 %. Samtliga områden fick en signifikant förbättrad situation. De totala kostnaderna på grund av driftstörningar minskade med mer än 3 700 tkr/år eller 15 %.

5.4 Strömbegränsare

Genom att placera strömbegränsare på vissa ledningar kan felströmmen begränsas och därmed dippens djup. Detta utfördes i beräkningarna 23 till och med 27. Två av dessa

resulterade i en signifikant förbättring av nätets prestanda, dock mycket liten. Anledningen till detta härrör från svårigheterna i att placera strömbegränsarna. Som nämnts tidigare skall placeringen vara mellan felet och industrin, dock inte mellan energiinmatningen och industrin. I ett maskat nät med flera industrier och inmatningspunkter utgör placeringen av strömbegränsarna det största problemet.

Om en industri är försedd med tillräkligt stor egengenerering kan en strömbegränsare mellan industrin och nätet ge en stor minskning av antalet driftavbrott. Det bör göras en stabilitetsstudie innan ett beslut om sådant kan tas.

5.5 Snabbare reläskydd

Genom att ta bort felet snabbare kan antalet driftavbrott minskas. Om alla fel skulle tas bort inom 150 ms skulle det ge en minskning av antalet driftstörningar med omkring 30 % för Skoghall. För de övriga industrier skulle en felbortkopplingstid kortare än 100 ms medföra en minskning av antalet driftstörningar med omkring 65 %.

Det finns inga enskilda ledningar där ett snabbare skydd skulle ha en stor inverkan på antalet driftstörningar. Istället måste en stor del av ledningarna förses med snabbare skydd.

5.6 Allmänna slutsatser

Av de förbättringar i nätet som studerades var det öppning av en ledning som gav största förbättring för ett enskilt område, men den gav ingen märkbar förbättring för de andra områdena.

Sammanlagda antalet driftstörningar och de totala kostnaderna sänktes mest (12 respektive 15 %) genom separata linjeavledare på två sträckor.

Strömbegränsare i nätet medförde en mycket liten förbättring av nätets prestanda. Detta beror inte på brister i funktionen av strömbegränsaren utan i de svårigheter som finns när det gäller placeringen i ett maskat nät. Strömbegränsare vid industrin kan medföra en stor förbättring och kan i teori ta bort alla driftstörningar på grund av dippar.

Snabbare skydd på alla ledningar medförde en minskning av antalet driftstörningar med omkring 25 %. Det fanns ingen enskild ledning där ett snabbare skydd skulle medföra en märkbar sänkning av antalet driftstörningar.

6 Referenser

- [1] Häger, M., Eriksson, A., Karlsson, D., Lundquist, J. och Andersson, O., *Elvis – del 2, Lägre elkvalitetsrelaterade störningskostnader för skogsindustrin*, STRI rapport R02-085, 2002.
- [2] Häger, M., Eriksson, A., *Elvis – del 1, Inledande inventering vid tre industrier och nätbolag*, STRI rapport R02-037, 2002.
- [3] Olofsson, M. m. fl., *Förstudie Elfrid – Elkvalitetrelaterade driftstörningar inom skogsindustrin, förslag till åtgärder*, STRI rapport S99-203, 1999.
- [4] Wämundson, M., *Calculating voltage dips in power systems using probability distributions of dip durations and implementation of the Moving Fault Node method*, examensarbete vid Chalmers tekniska högskola, STRI rapport R07-421, 2007.
- [5] Bengt-Arne Walldén, personlig kommunikation.
- [6] Nordel, Störningsstatistik, www.nordel.org
- [7] Lundquvist, J. och Gutman, I., *Tillförlitlighet hos isolationen i trästolpledningar för 130–220 kV*, STRI rapport R06-342, 2006.
- [8] Avdelningen för elektricitetslära och åskforskning, Ångströmlaboratoriet, http://www.hvi.uu.se/Lightning/aska_blixt.html
- [9] IEC 61000-4-30, *Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and Measurement techniques – Power quality measurement methods*.
- [10] Ulf Thomasson, personlig kommunikation.
- [11] Bollen, M.H.J. och Gu, I.Y.H., *Signal processing of power quality disturbances*, Wiley-IEEE Press, 2006.
- [12] Hütte, *Die Grundlagen der Ingenieurwissenschaften*, 2ee Auflage, Springer, 1989.
- [13] Råde, L. och Westergren B., *Mathematics Handbook for Science and Engineering, Studentlitteratur*, 2004.
- [14] IEEE Std. 1346-1998, *IEEE Recommended Practice for Evaluating Electric Power System Compability With Electronic Process Equipment*.
- [15] Lundquist, J., *Åtgärder mot driftstörningar orsakade av åsknedslag i Vattenfalls 130 kV ledningar i Porjus-Gällivare-Kiruna-området*, STRI rapport R07-382, 2007.
- [16] Bollen, Math H.J., *Understanding power quality problems: voltage sags and interruptions*, New York: IEEE, Inc., 2000.
- [17] Bollen, M. H. J. och Zhang L. D., Different methods for classification of three-phase unbalanced voltage dips due to faults, *Electric Power Systems Research*, Vol. 66, No. 1, July 2003, pp. 59–69.

Appendix

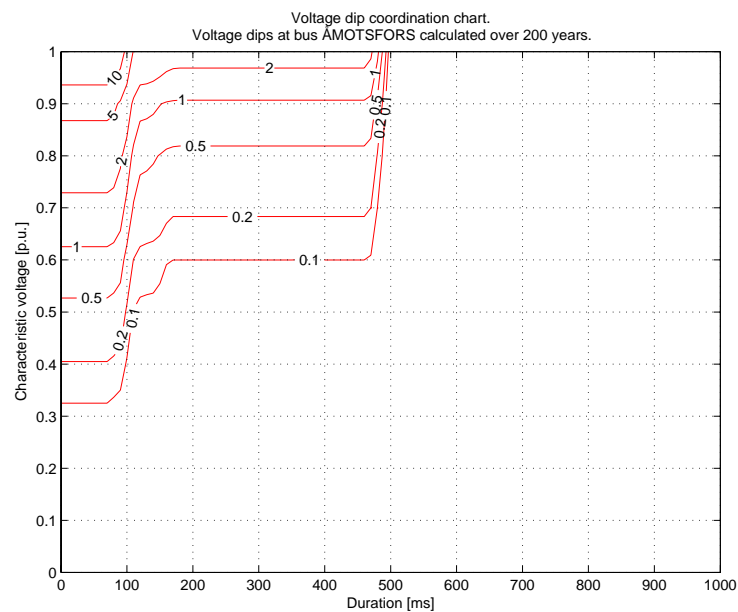
A1 Detaljerade beräkningsresultat

I detta appendix presenteras de konturplottar som genererats för varje enskild industri för var och en av de 27 beräkningar som gjorts.

A1.1 Beräkningsresultat för Åmotfors

Nedan följer de koordinationskartor som erhållits vid de olika beräkningarna för Åmotfors. Immunitetsgränsen för Åmotfors är 100 ms, 0,65 p.u. Antalet dippar i plottarna bör multipliceras med en faktor 1,5 samt 1,1765 för att kompensera för den förhöjda åskfrekvensen i det aktuella området samt de driftstörningar som härrör från stamnätet.

A1.1.1 Nuvarande situation



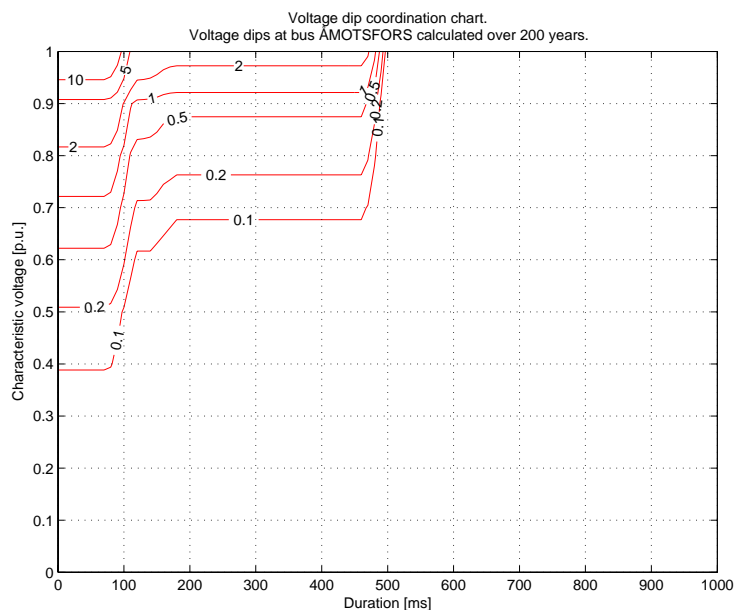
Tabell A1.1.1a. Andelen felorsakande ledningar för fel med en varaktighet större än 100 ms och en magnitud mellan 0,65 och 0,90 p.u. Endast andelar större än 5 % redovisas.

Ledning mellan		Andel fel [%]
ÅMOTSFORS	CHARLOTTENBERG	9,05
JÖSSEFORS	ÅMOTSFORS	6,95
JÖSSEFORS	GLAVA	6,95

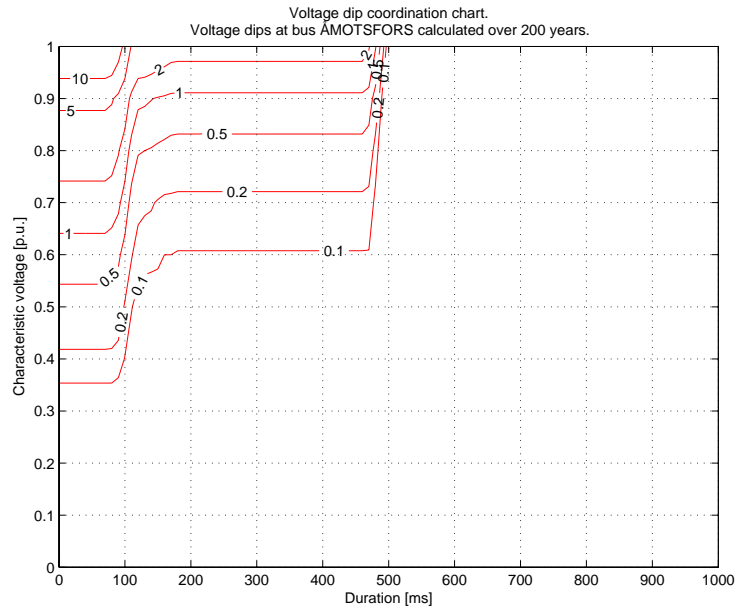
Tabell A1.1.1b. Andelen felorsakande ledningar för fel med en varaktighet mindre än 100 ms och en magnitud lägre än 0,65 p.u. Endast andelar större än 5 % redovisas.

Ledning mellan		Andel fel [%]
ÅMOTSFORS	CHARLOTTENBERG	6,67
JÖSSEFORS	ÅMOTSFORS	5,83
BORGVIK	MALSJÖ_VL13	5,00

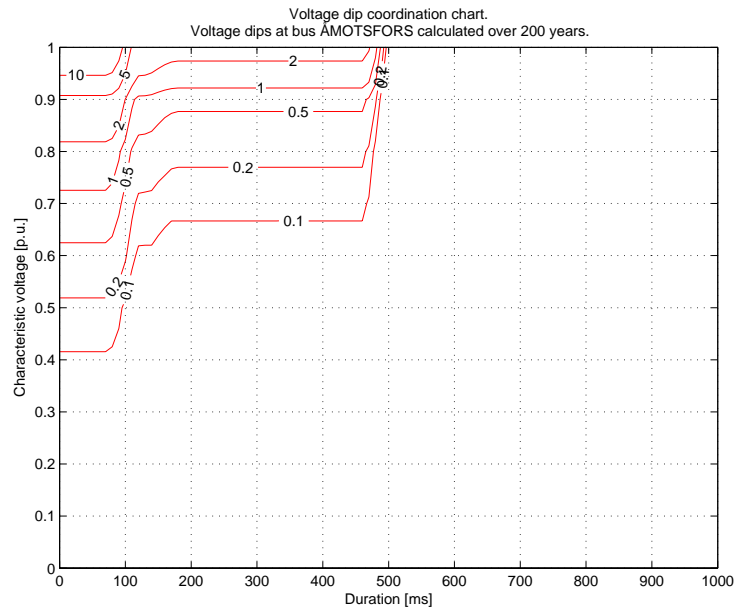
A1.1.2 Öppen ledning mellan Jössefors och Rosendahl



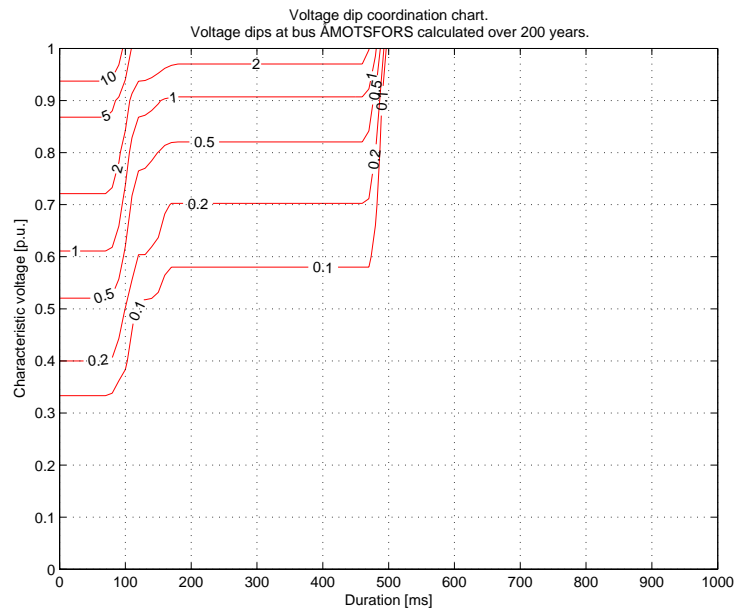
A1.1.3 Öppen ledning mellan Kil och stolpe 87



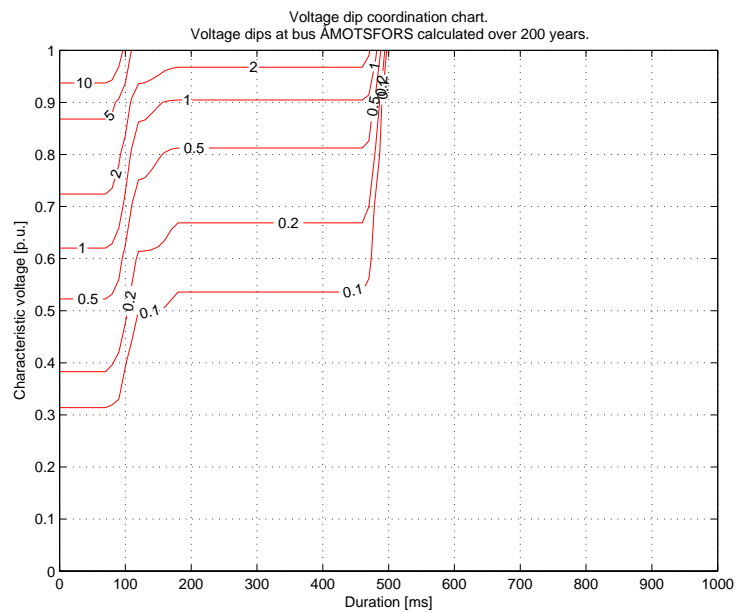
A1.1.4 Kombination av de två föregående driftlägena



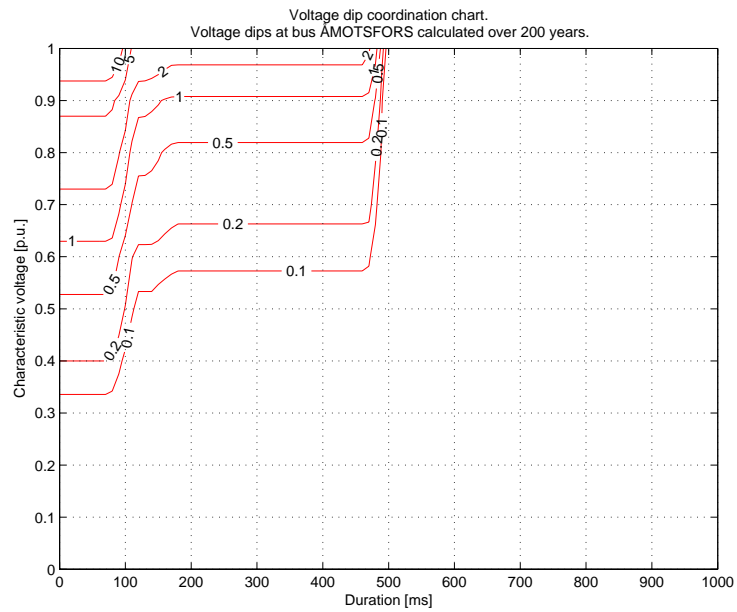
A1.1.5 Jordade regler mellan Borgvik och Kil



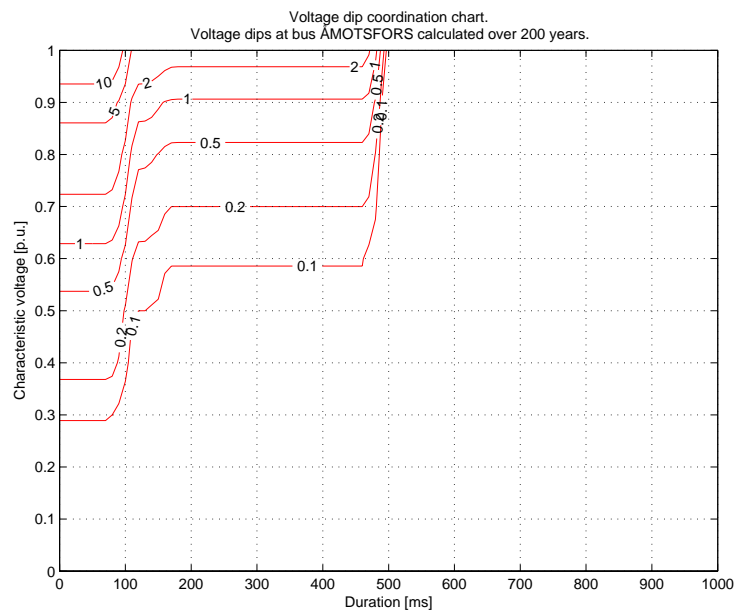
A1.1.6 Jordade regler mellan Borgvik och Säffle



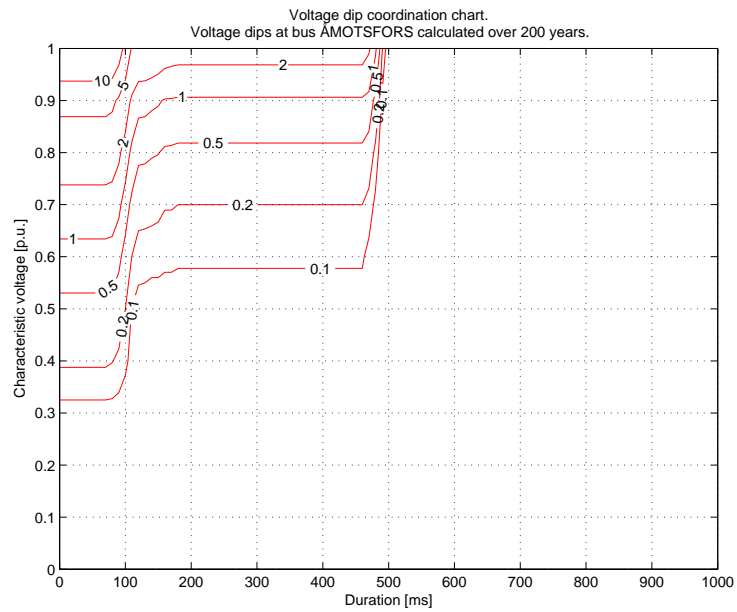
A1.1.7 Jordade regler mellan Orrby A och Värmskog



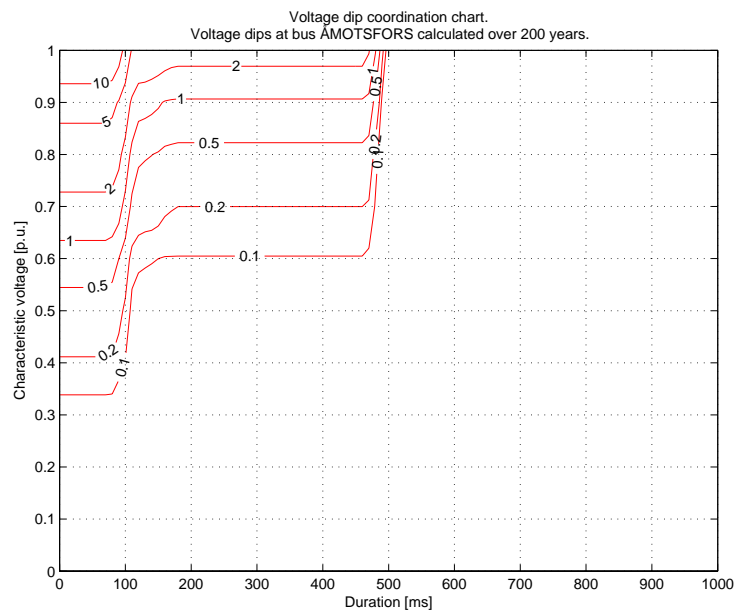
A1.1.8 Jordade regler mellan Borgvik och Karlstad V



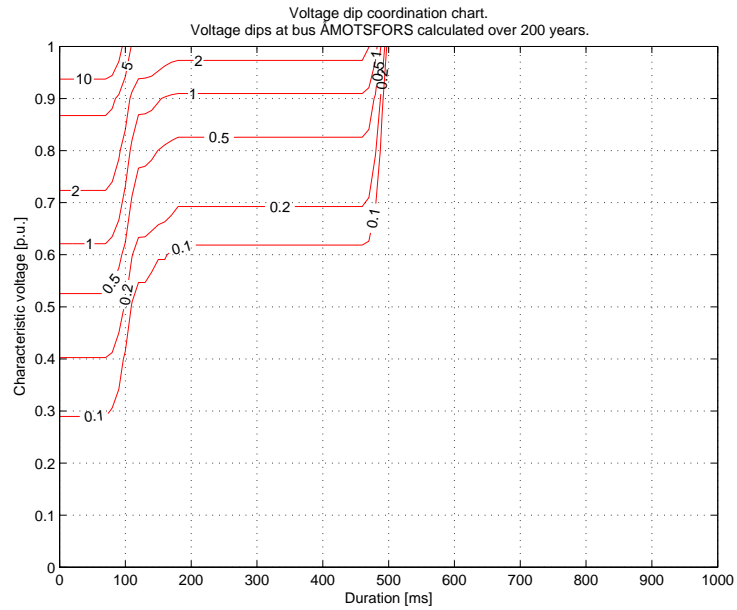
A1.1.9 Jordade regler mellan Borgvik och Dingelsundet via Karlstad V



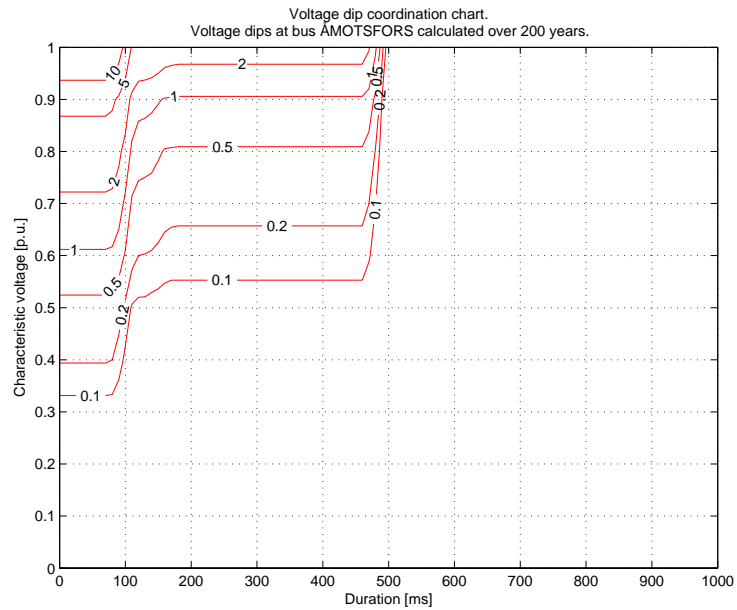
A1.1.10 Föregående driftläge samt jordade regler mellan Malsjö VL14 och Dingelsundet



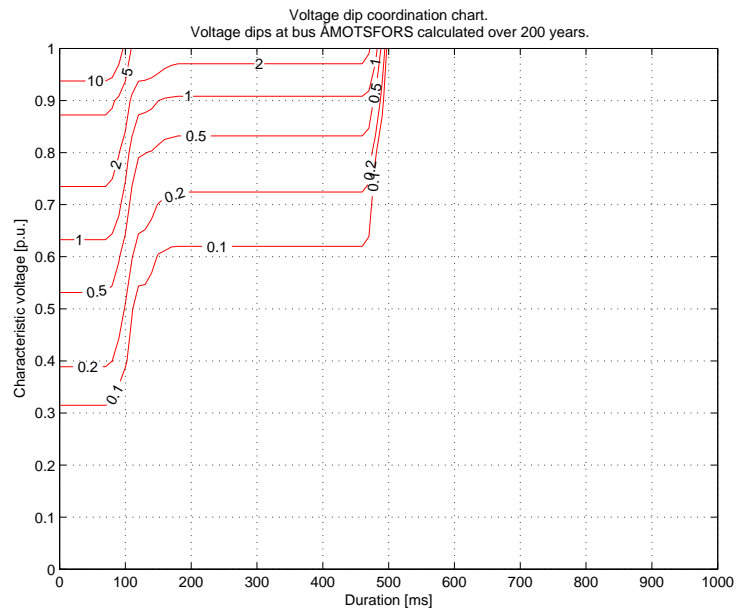
A1.1.11 Jordade regler mellan Kil och Rottneros



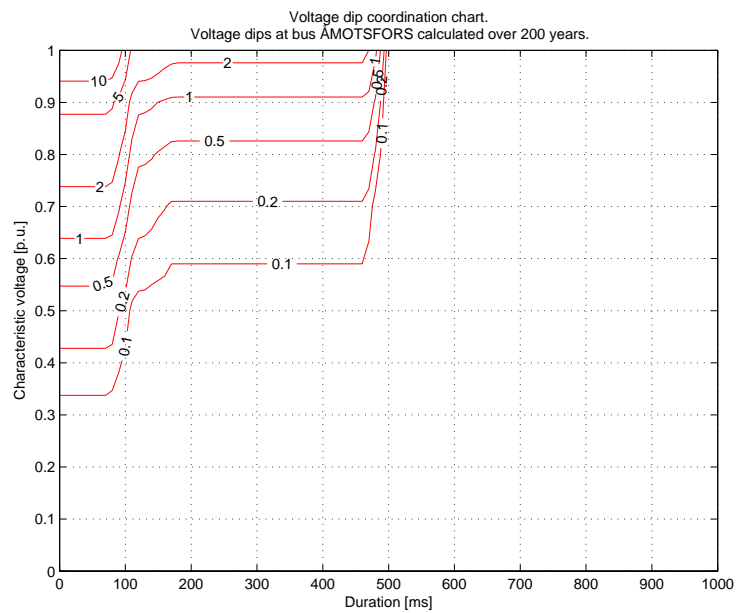
A1.1.12 Jordade regler mellan Åmotfors och Jössefors



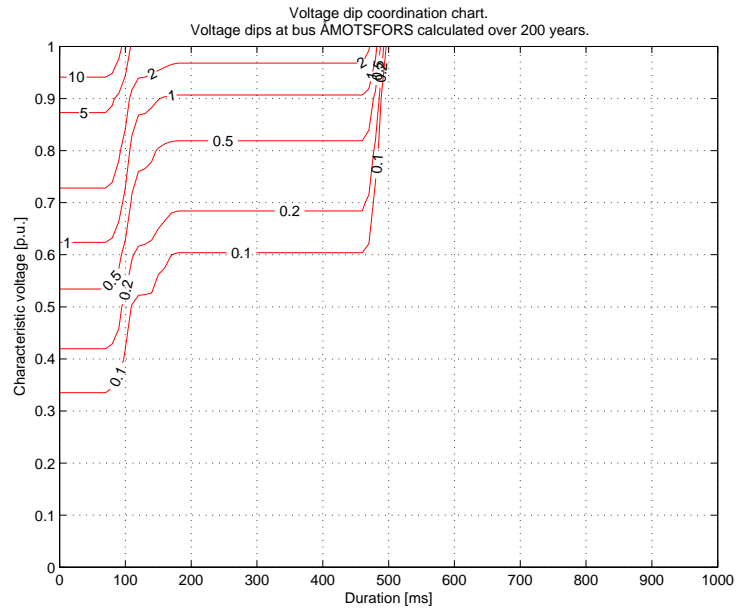
A1.1.13 Jordade regler mellan Åmotfors och Charlottenberg



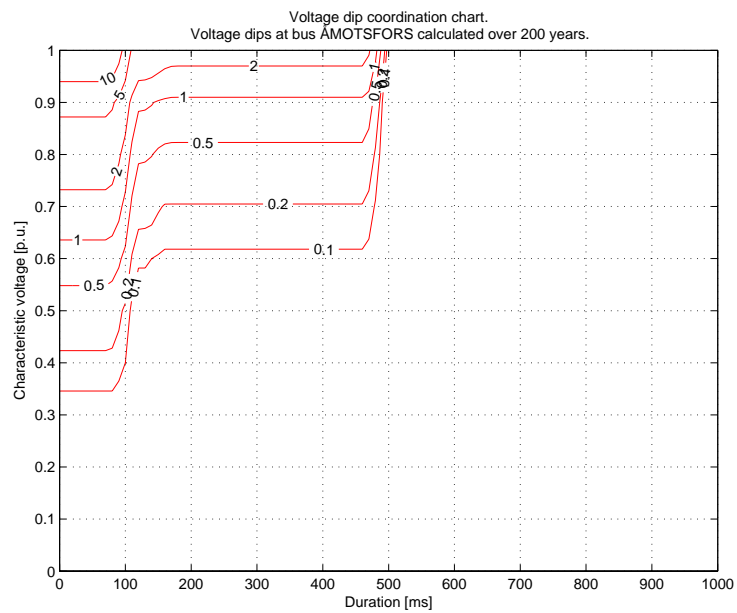
A1.1.14 Separata avledare mellan Borgvik och Kil



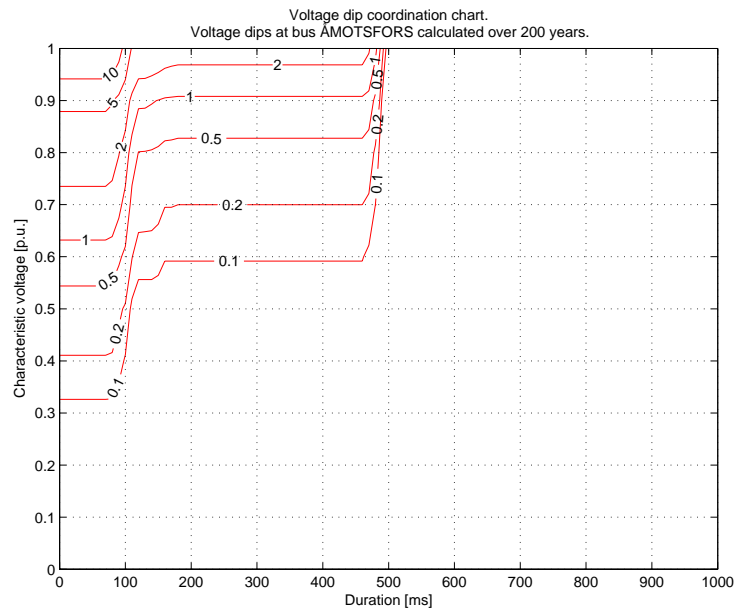
A1.1.15 Separata avledare mellan Borgvik och Säffle



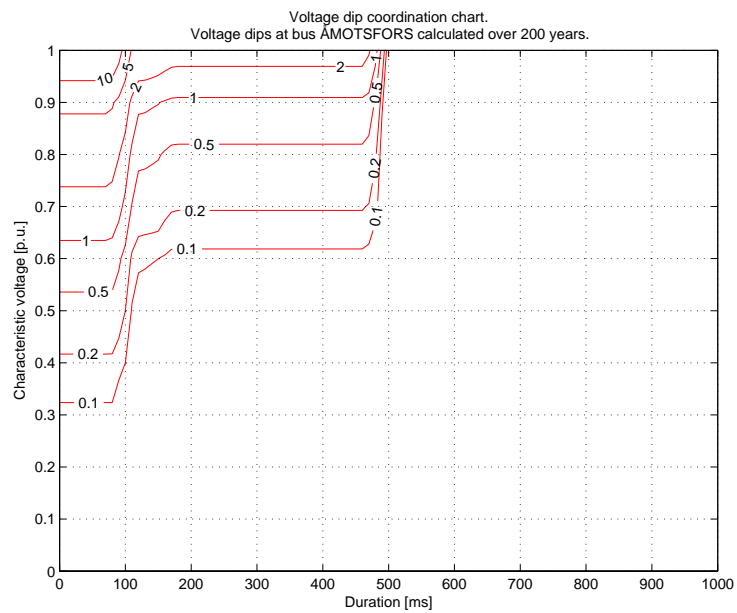
A1.1.16 Separata avledare mellan Orrby A och Värmskog



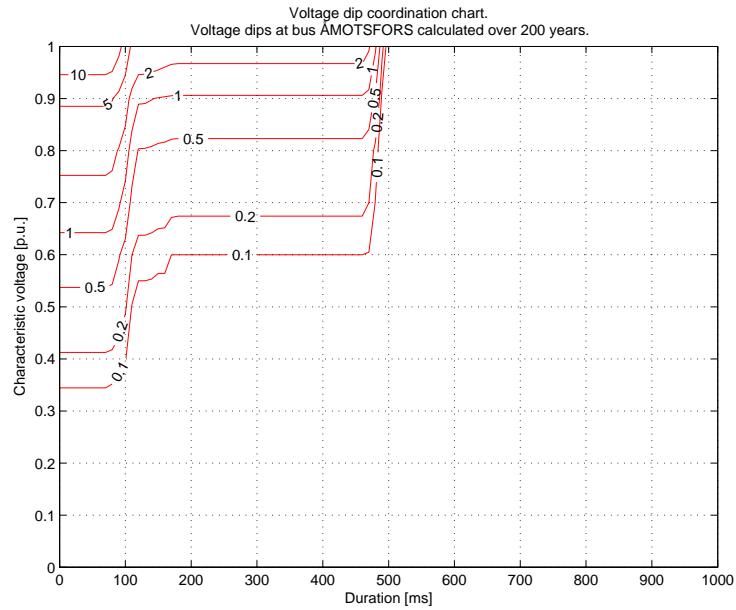
A1.1.17 Separata avledare mellan Borgvik och Karlstad V



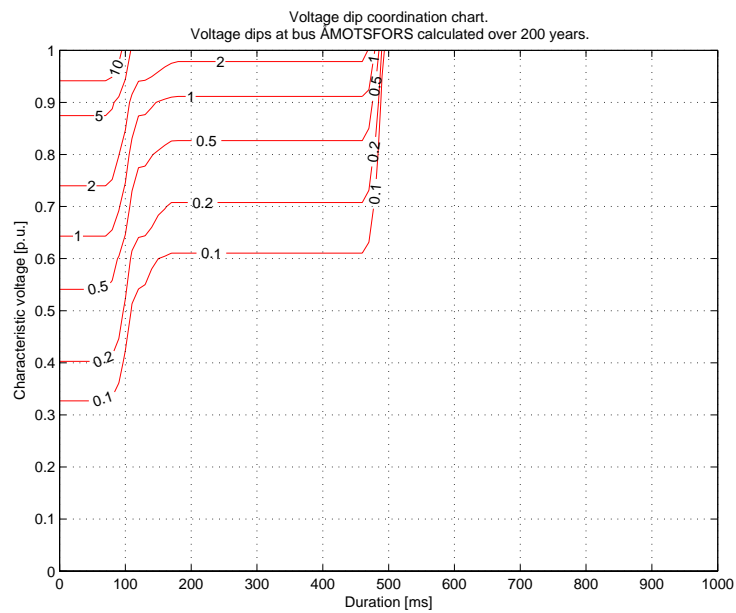
A1.1.18 Separata avledare mellan Borgvik och Dingelsundet via Karlstad V



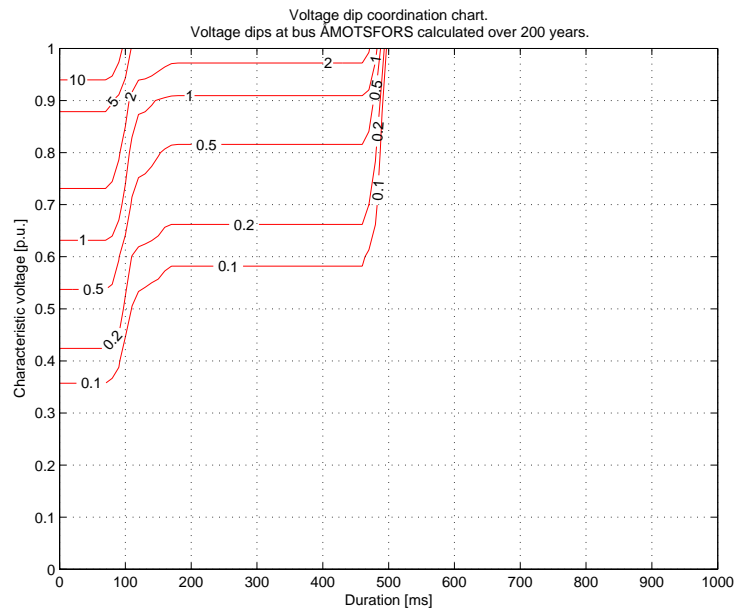
A1.1.19 Föregående driftläge samt separata avledare mellan Malsjö VL14 och Dingelsundet



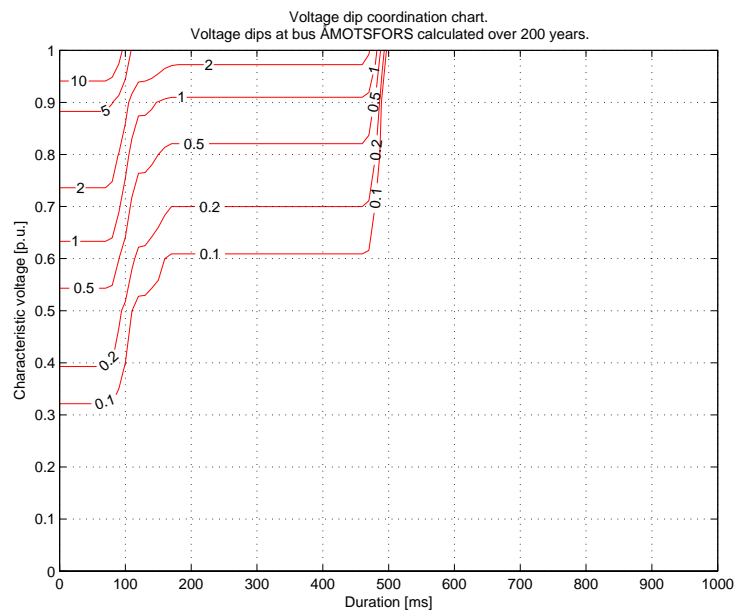
A1.1.20 Separata avledare mellan Kil och Rottneros



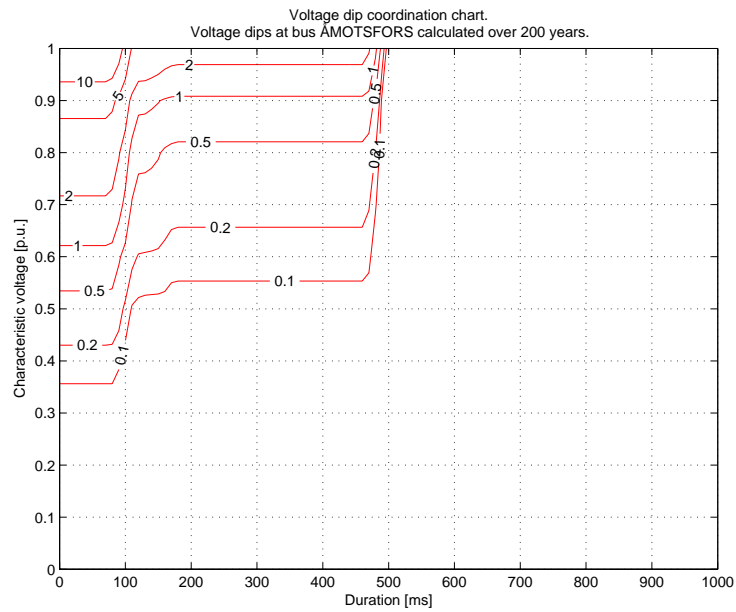
A1.1.21 Separata avledare mellan Åmotfors och Jössefors



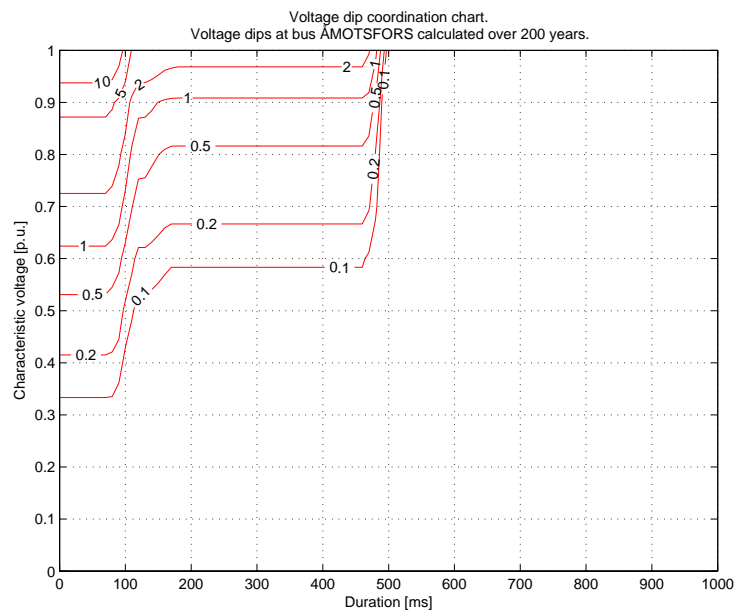
A1.1.22 Separata avledare mellan Åmotfors och Charlottenberg



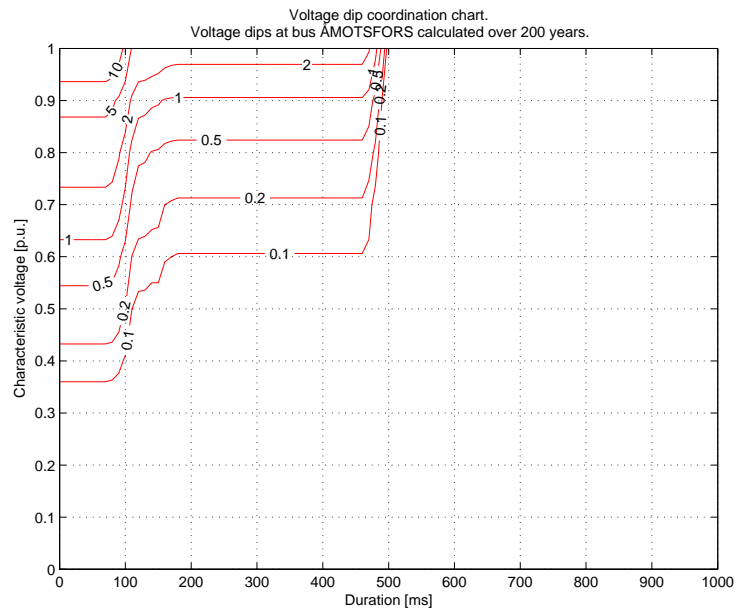
A1.1.23 Strömbegränsare mellan Borgvik och Kil (mot Kil)



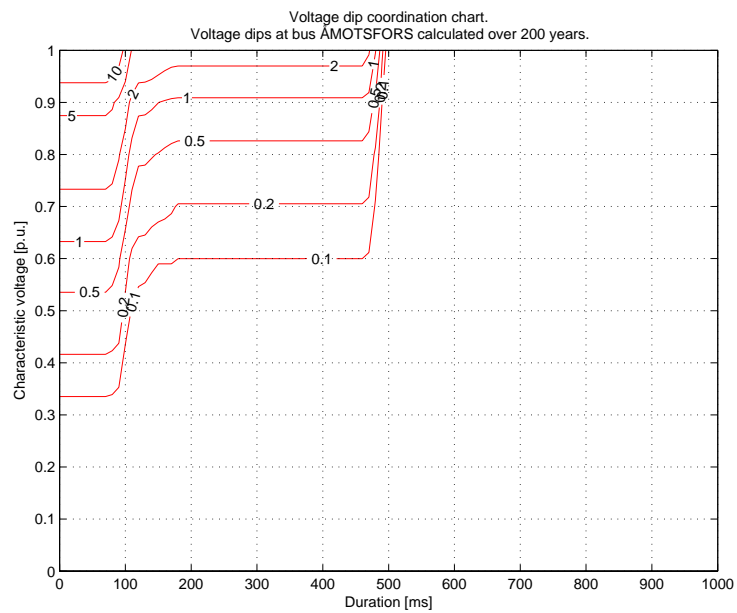
A1.1.24 Strömbegränsare mellan Borgvik och Kil (båda riktningar)



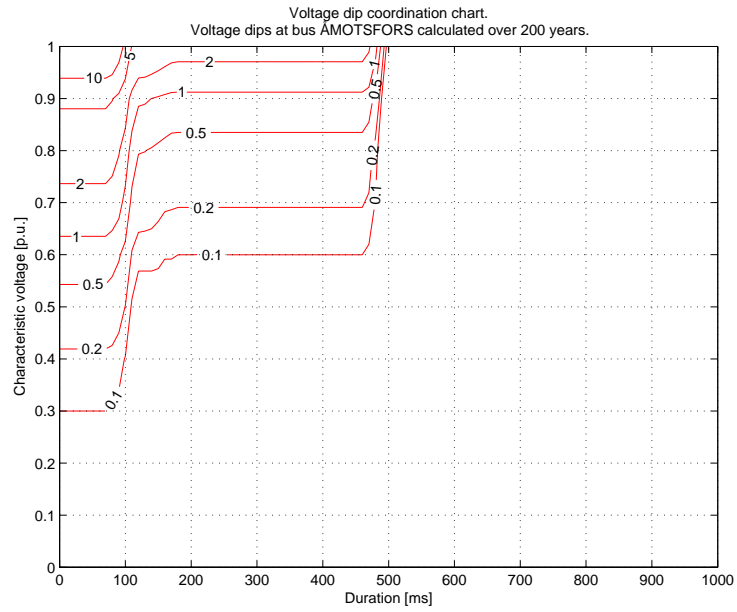
A1.1.25 Strömbegränsare vid Kil (mellan skenorna)



A1.1.26 Strömbegränsare mellan Dingelsundet och Kil (båda linjer, mot Kil)



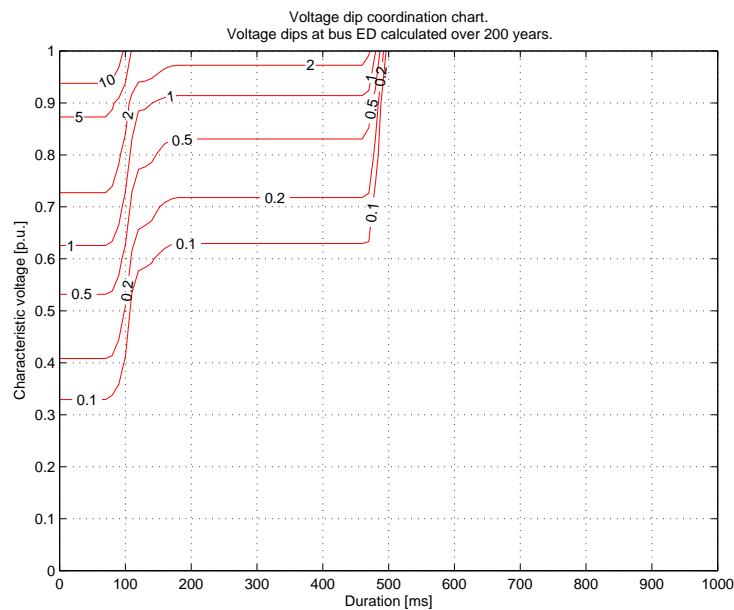
A1.1.27 Strömbegränsare mellan Dingelsundet och Kil (båda linjer, båda riktningar)



A1.2 Beräkningsresultat för Rottneros

Nedan följer de koordinationskartor som erhållits vid de olika beräkningarna för Rottneros. Immunitetsgränsen för Rottneros är 100 ms, 0,65 p.u. Antalet dippar i plottarna bör multipliceras med en faktor 1,5 samt 1,1765 för att kompensera för den förhöjda åskfrekvensen i det aktuella området samt de driftstörningar som härrör från stamnätet.

A1.2.1 Nuvarande situation

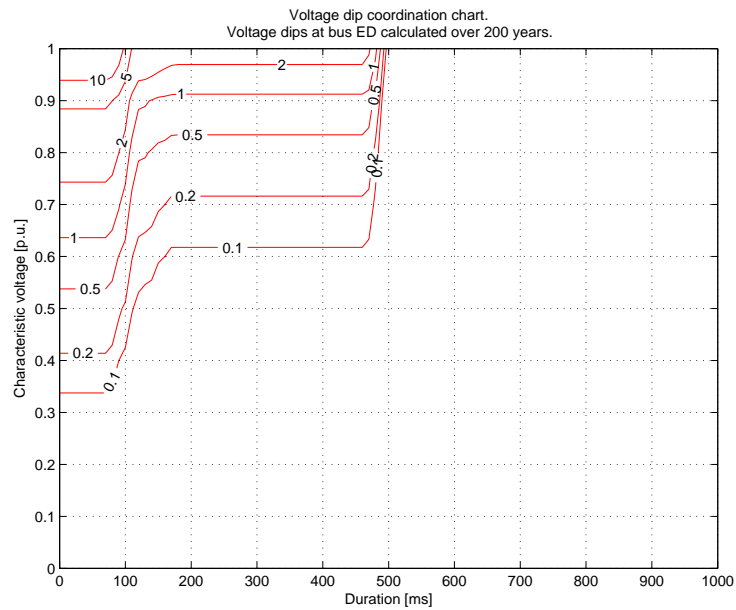


Tabell A1.2.1. Andelen felsakande ledningar för fel med en varaktighet större än 100 ms och en magnitud mellan 0,65 och 0,90 p.u. Endast andelar större än 5 % redovisas.

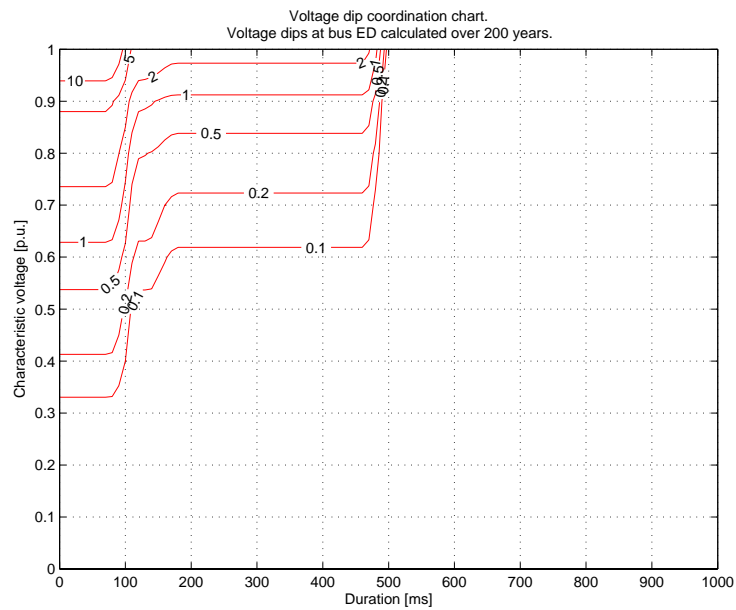
Ledning mellan		Andel fel [%]
ED	KIL	7,03
BORGVIK	SÄFFLE	5,22
KIL	DINGELSUNDET	5,22

Inga ledningar bidrar till mer än 5 % av det totala antalet fel med en varaktighet mindre än 100 ms och en magnitud lägre än 0,65 p.u.

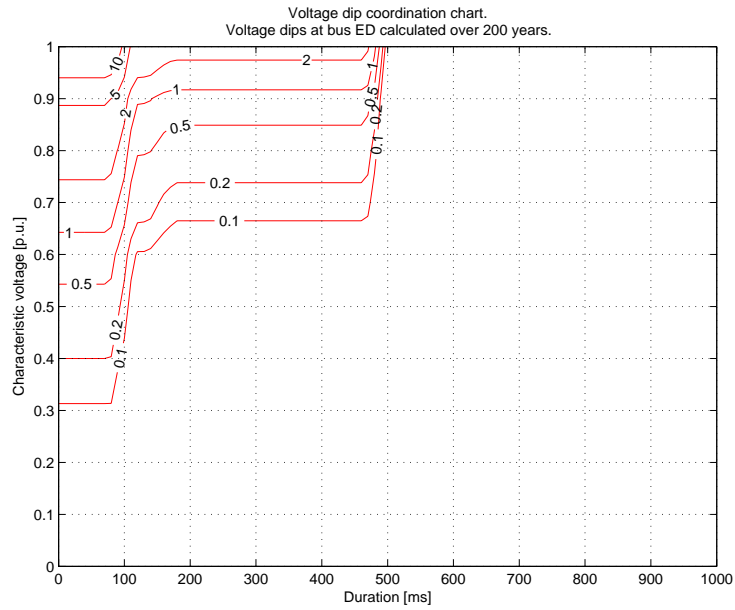
A1.2.2 Öppen ledning mellan Jössefors och Rosendahl



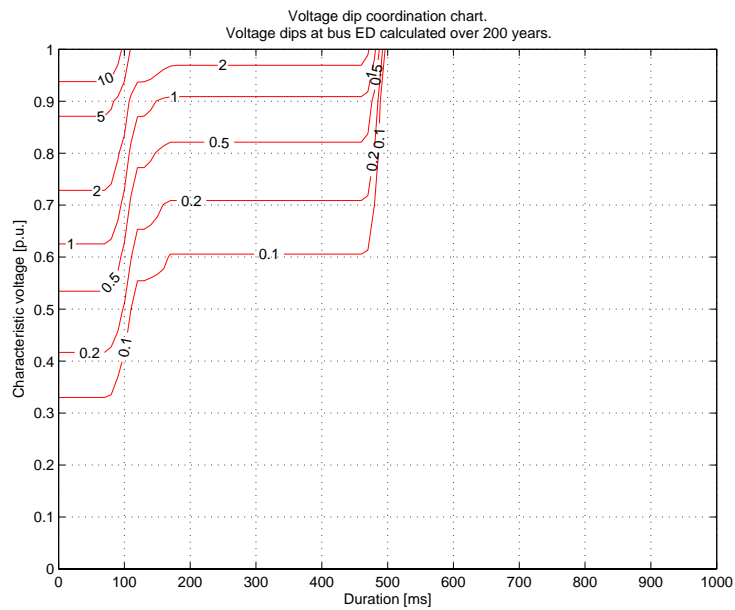
A1.2.3 Öppen ledning mellan Kil och stolpe 87



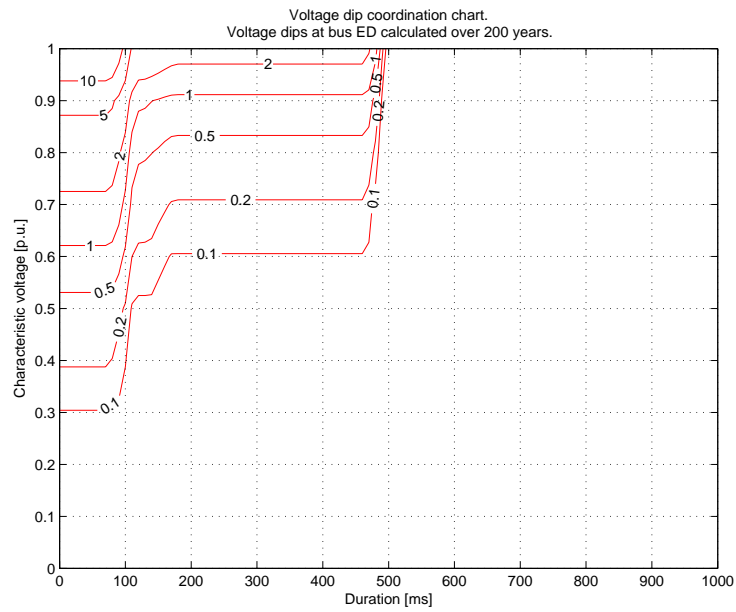
A1.2.4 Kombination av de två föregående driftlägena



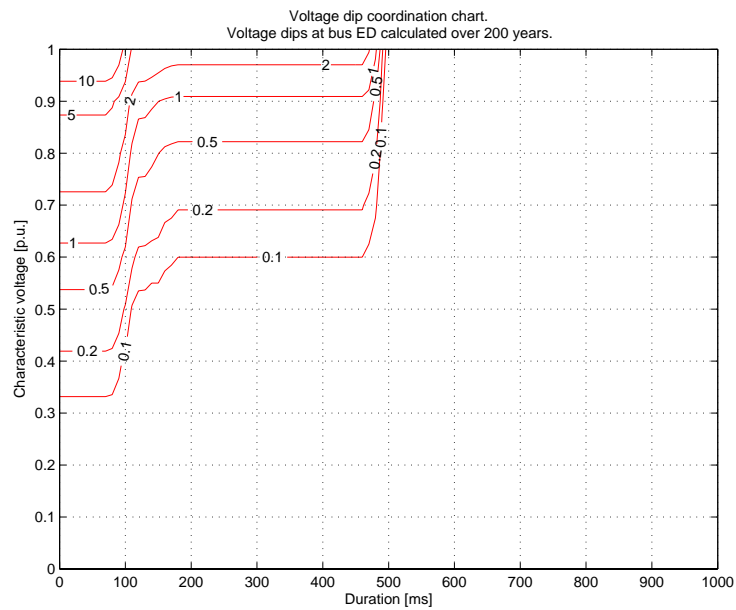
A1.2.5 Jordade regler mellan Borgvik och Kil



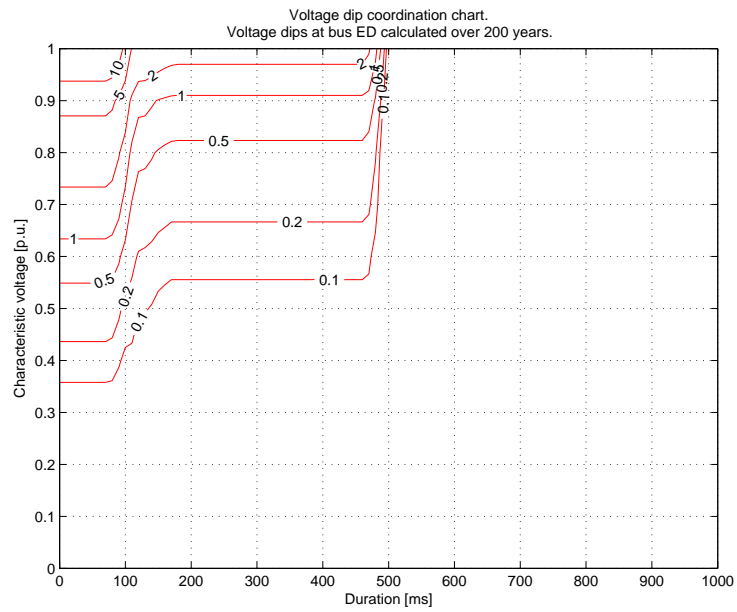
A1.2.6 Jordade regler mellan Borgvik och Säffle



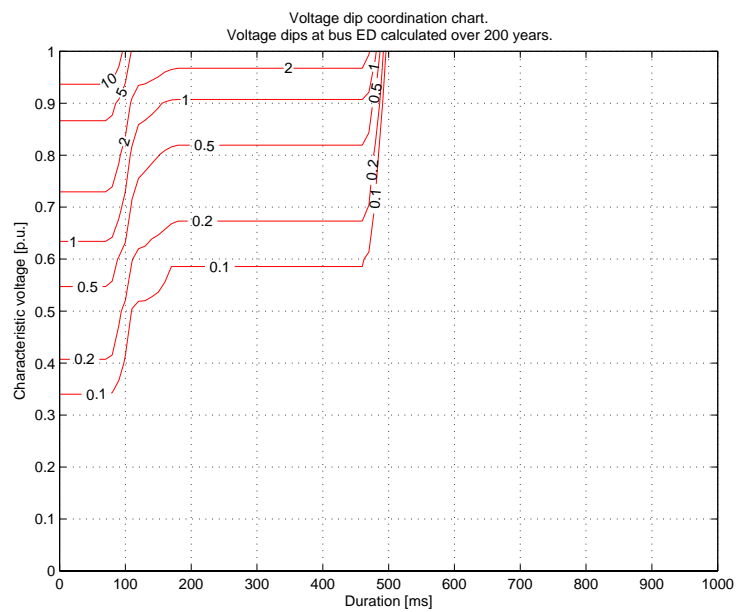
A1.2.7 Jordade regler mellan Orrby A och Värmskog



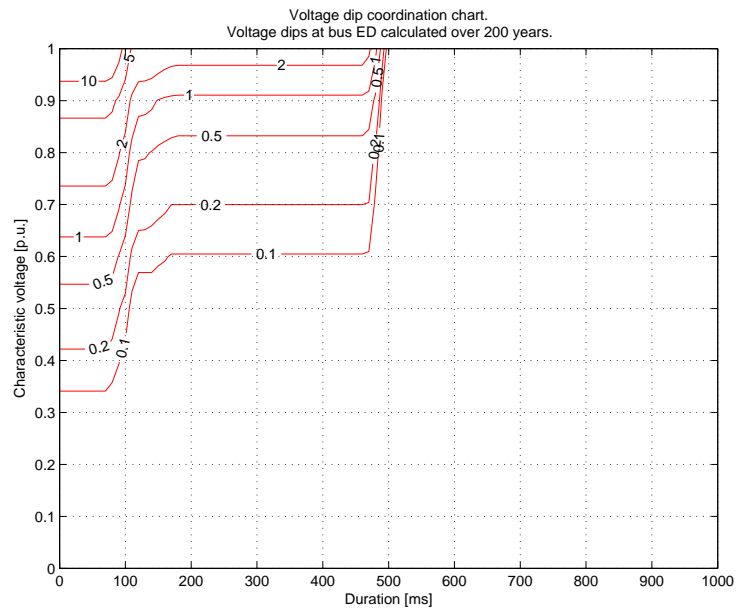
A1.2.8 Jordade regler mellan Borgvik och Karlstad V



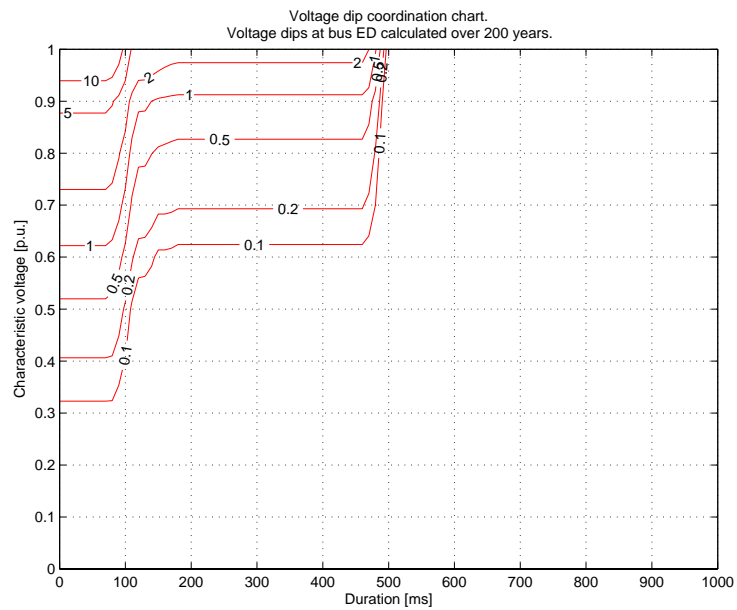
A1.2.9 Jordade regler mellan Borgvik och Dingelsundet via Karlstad V



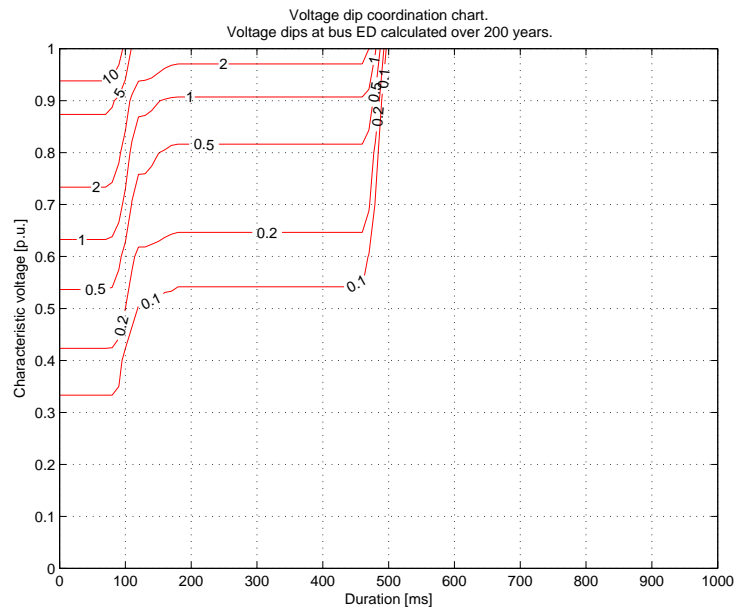
A1.2.10 Föregående driftläge samt jordade regler mellan Malsjö VL14 och Dingelsundet



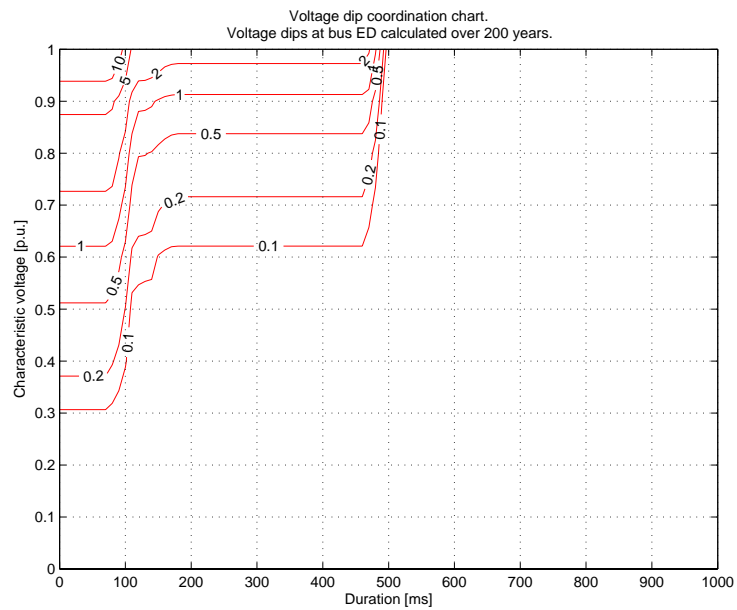
A1.2.11 Jordade regler mellan Kil och Rottneros



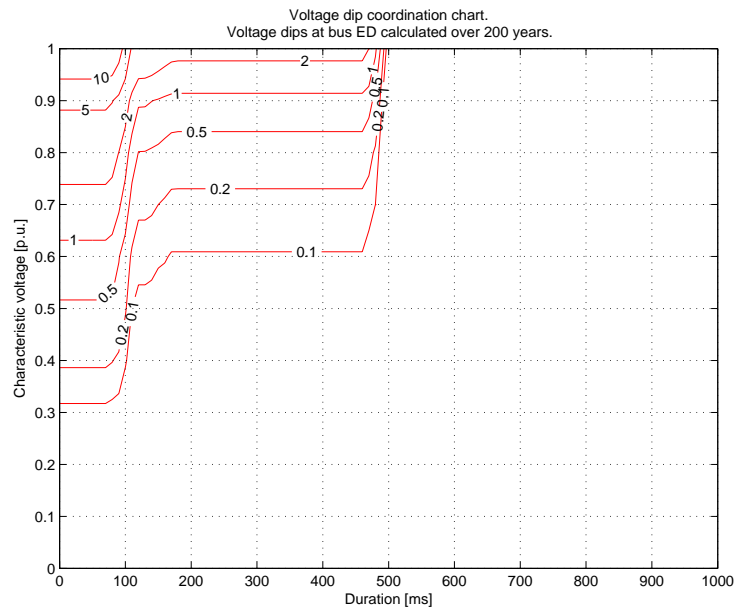
A1.2.12 Jordade regler mellan Åmotfors och Jössefors



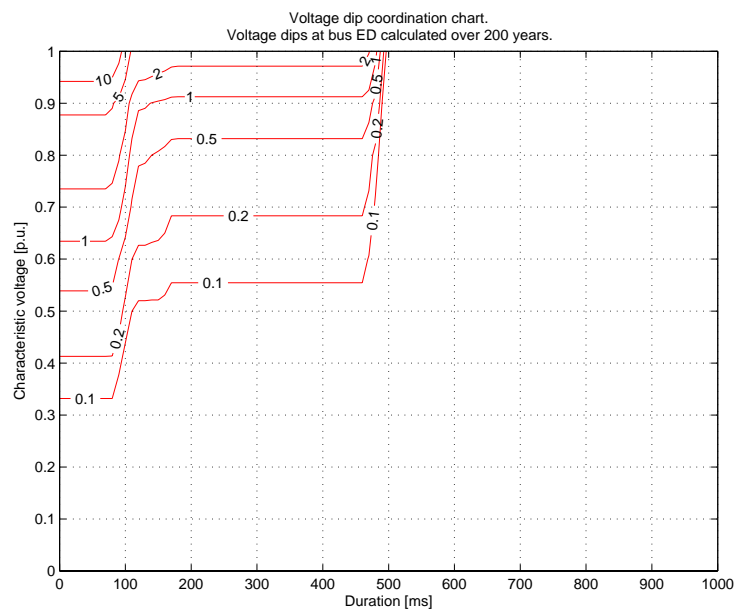
A1.2.13 Jordade regler mellan Åmotfors och Charlottenberg



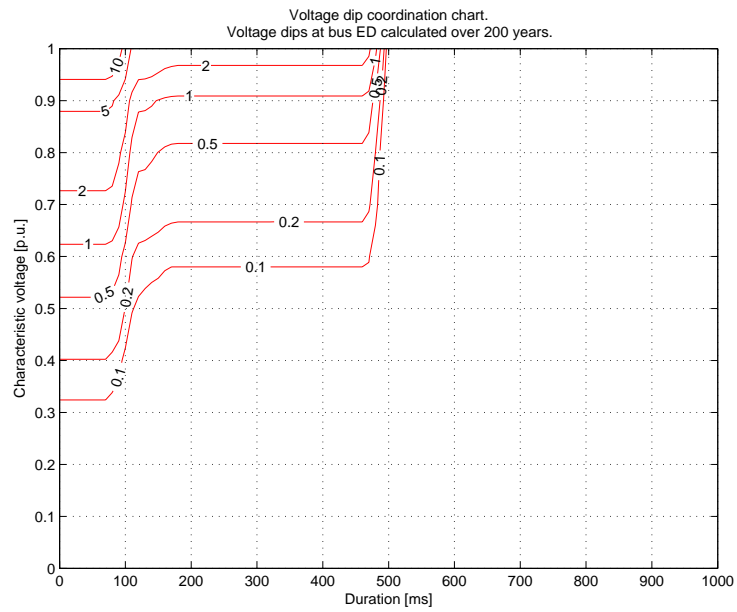
A1.2.14 Separata avledare mellan Borgvik och Kil



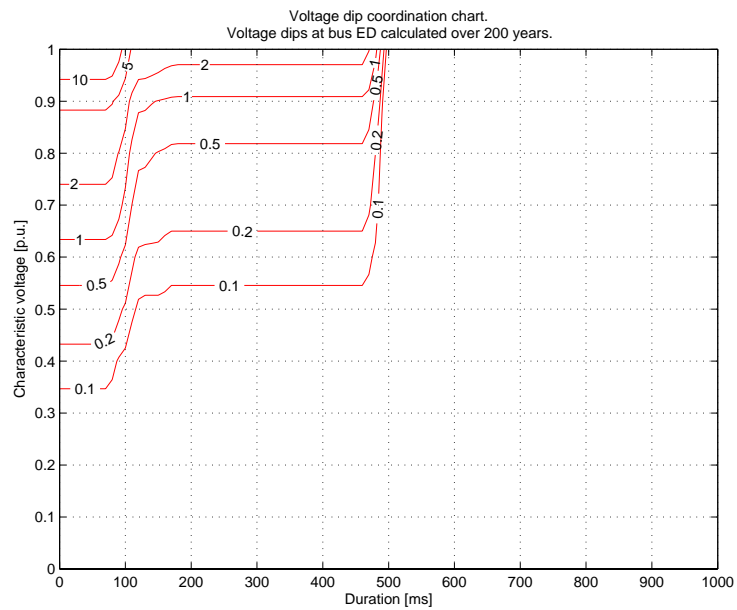
A1.2.15 Separata avledare mellan Borgvik och Säffle



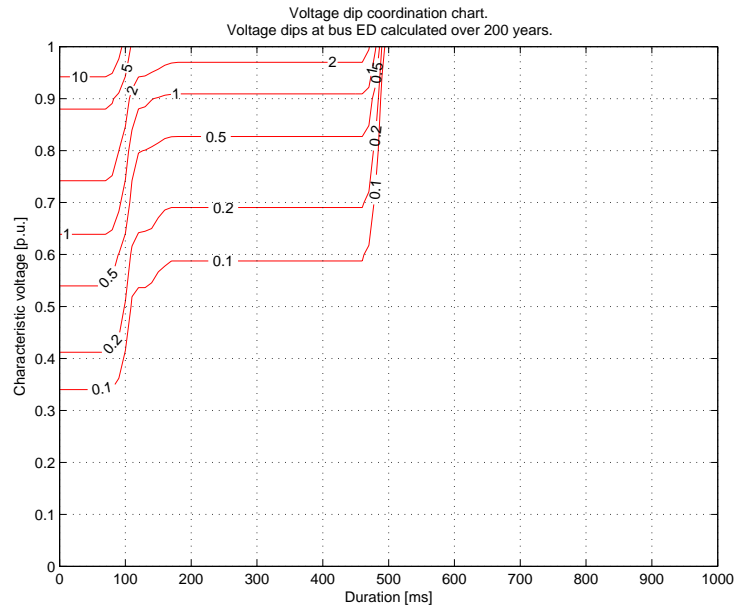
A1.2.16 Separata avledare mellan Orrby A och Värmskog



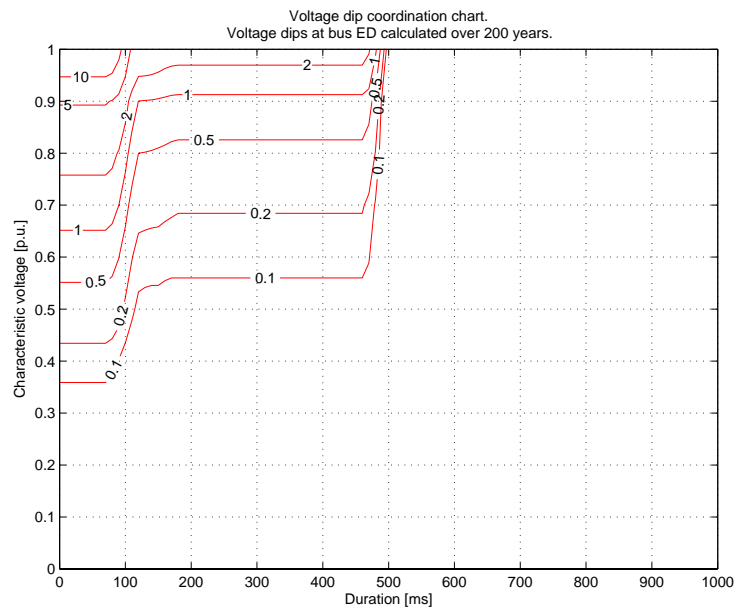
A1.2.17 Separata avledare mellan Borgvik och Karlstad V



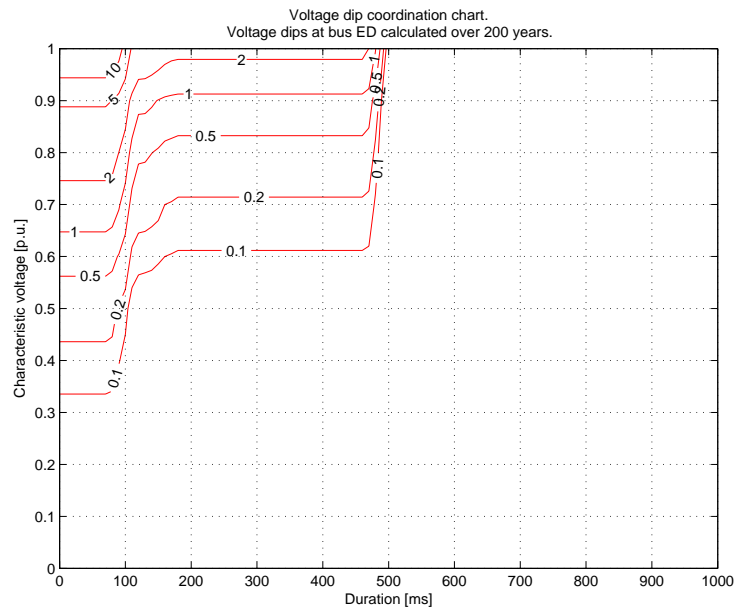
A1.2.18 Separata avledare mellan Borgvik och Dingelsundet via Karlstad V



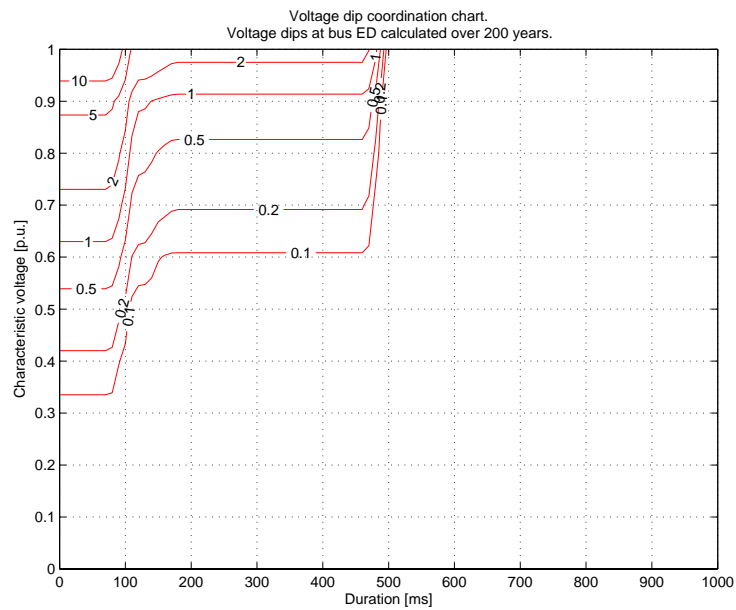
A1.2.19 Föregående driftläge samt separata avledare mellan Malsjö VL14 och Dingelsundet



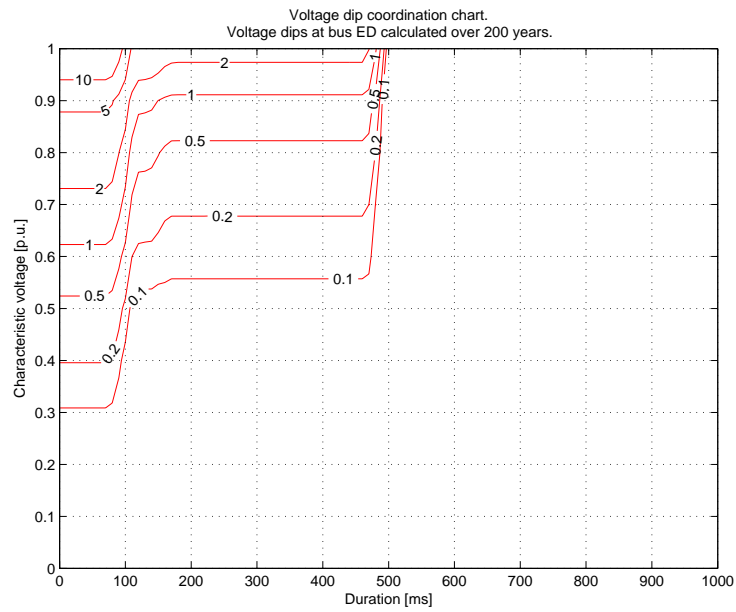
A1.2.20 Separata avledare mellan Kil och Rottneros



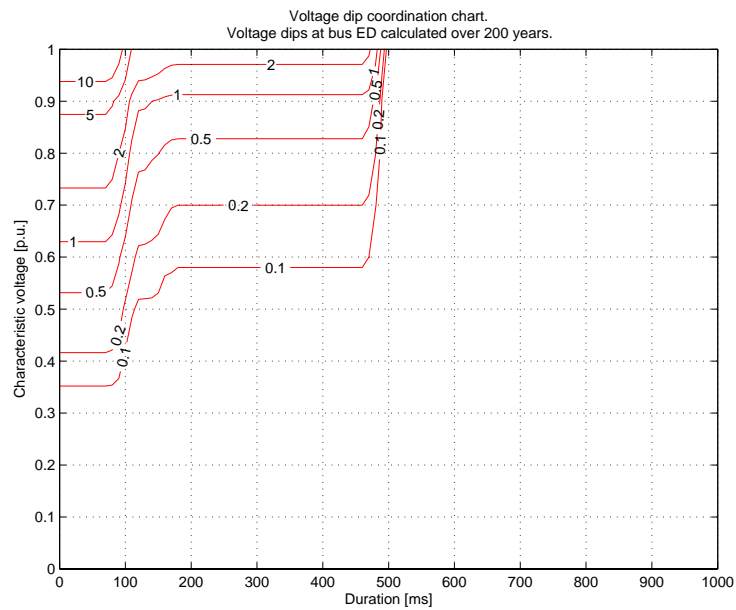
A1.2.21 Separata avledare mellan Åmotfors och Jössefors



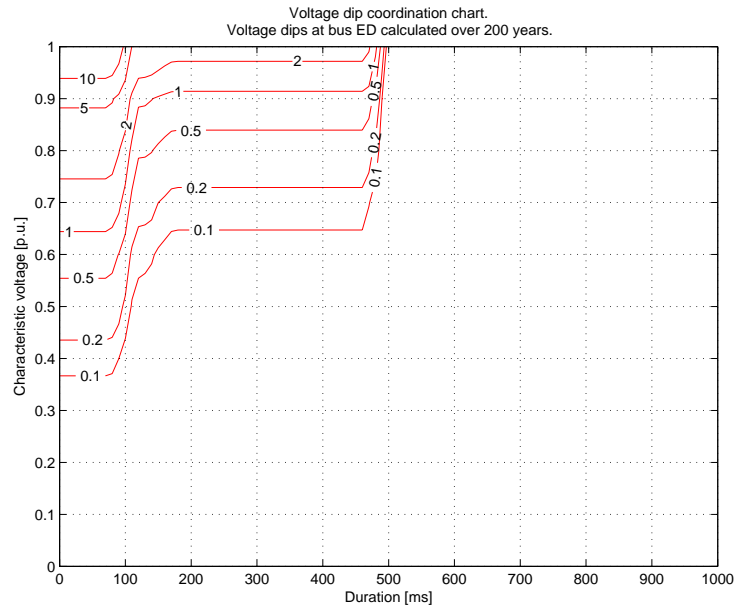
A1.2.22 Separata avledare mellan Åmotfors och Charlottenberg



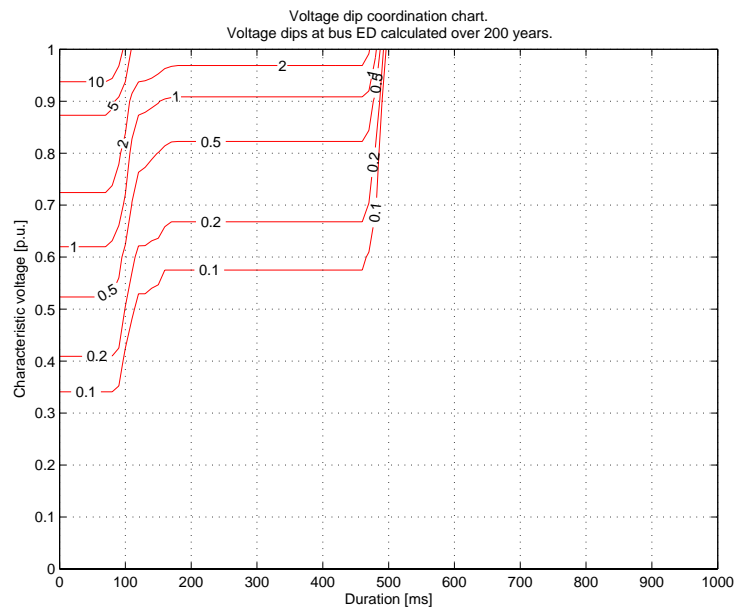
A1.2.23 Strömbegränsare mellan Borgvik och Kil (mot Kil)



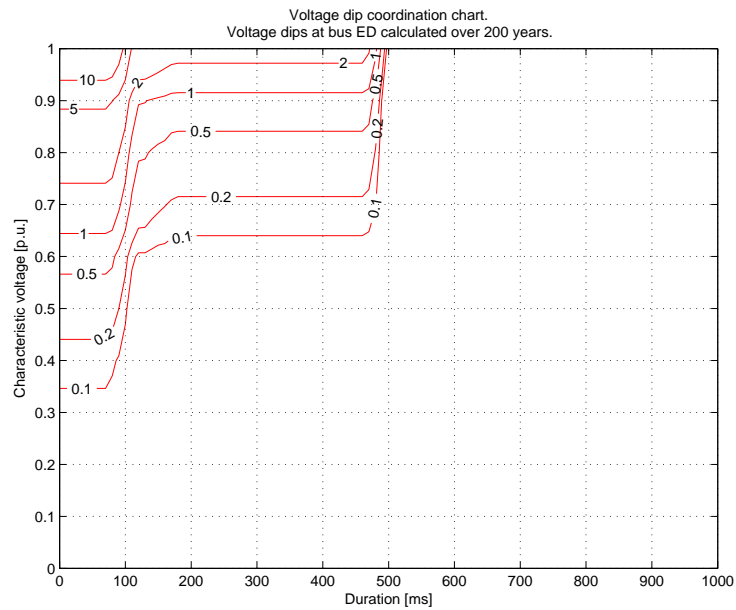
A1.2.24 Strömbegränsare mellan Borgvik och Kil (båda riktningar)



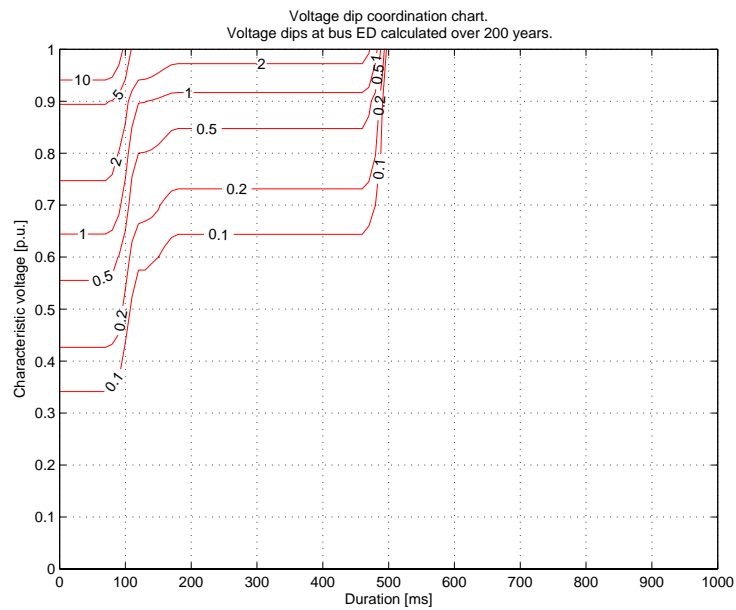
A1.2.25 Strömbegränsare vid Kil (mellan skenorna)



A1.2.26 Strömbegränsare mellan Dingelsundet och Kil (båda linjer, mot Kil)



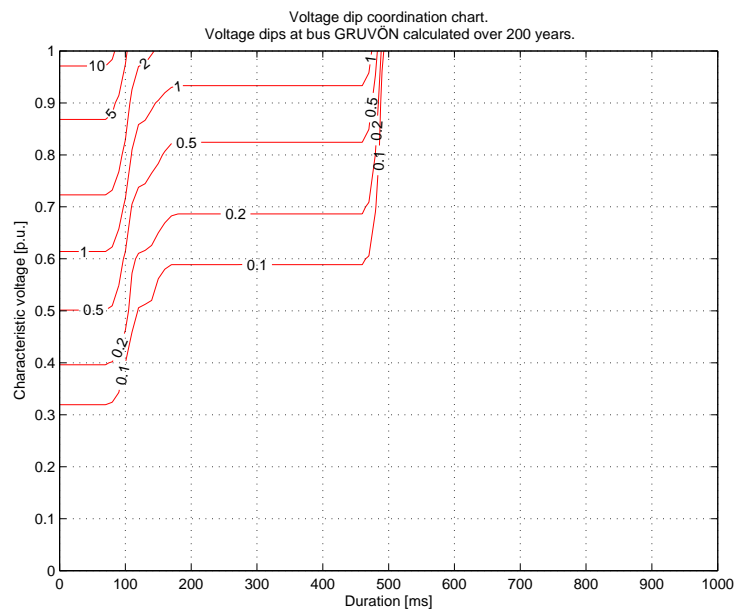
A1.2.27 Strömbegränsare mellan Dingelsundet och Kil (båda linjer, båda riktningar)



A1.3 Beräkningsresultat för Gruvön

Nedan följer de koordinationskartor som erhållits vid de olika beräkningarna för Gruvön. Immunitetsgränsen för Gruvön är 100 ms, 0,65 p.u. Antalet dippar i plottarna bör multipliceras med en faktor 1,5 samt 1,1765 för att kompensera för den förhöjda åskfrekvensen i det aktuella området samt de driftstörningar som härrör från stamnätet.

A1.3.1 Nuvarande situation



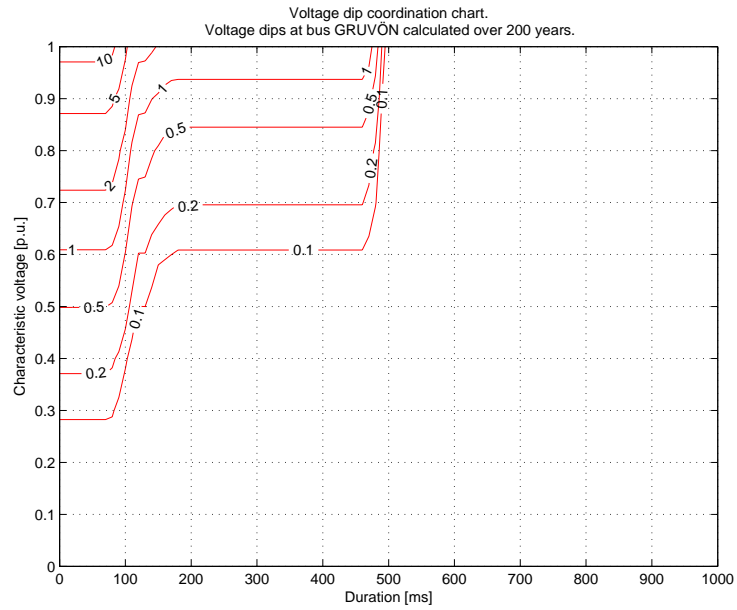
Tabell A1.3.1a. Andelen felorsakande ledningar för fel med en varaktighet större än 100 ms och en magnitud mellan 0,65 och 0,90 p.u. Endast andelar större än 5 % redovisas.

Ledning mellan		Andel fel [%]
RALLARBERG_VL13	AVGR_BERGVIK_	5,08

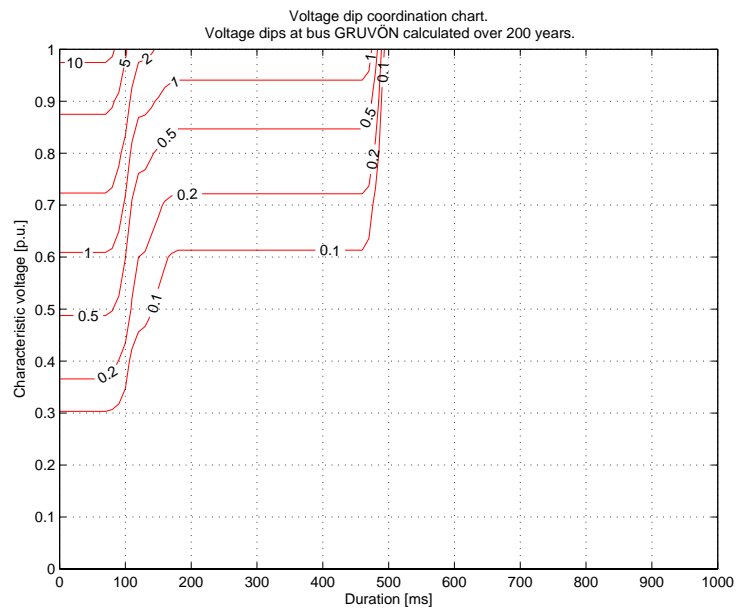
Tabell A1.3.1b. Andelen felorsakande ledningar för fel med en varaktighet mindre än 100 ms och en magnitud lägre än 0,65 p.u. Endast andelar större än 5 % redovisas.

Ledning mellan		Andel fel [%]
BORGVIK	MALSJÖ_VL14	8,80
BORGVIK	MALSJÖ_VL13	7,20
BORGVIK	MALSJÖ_OL3	5,60

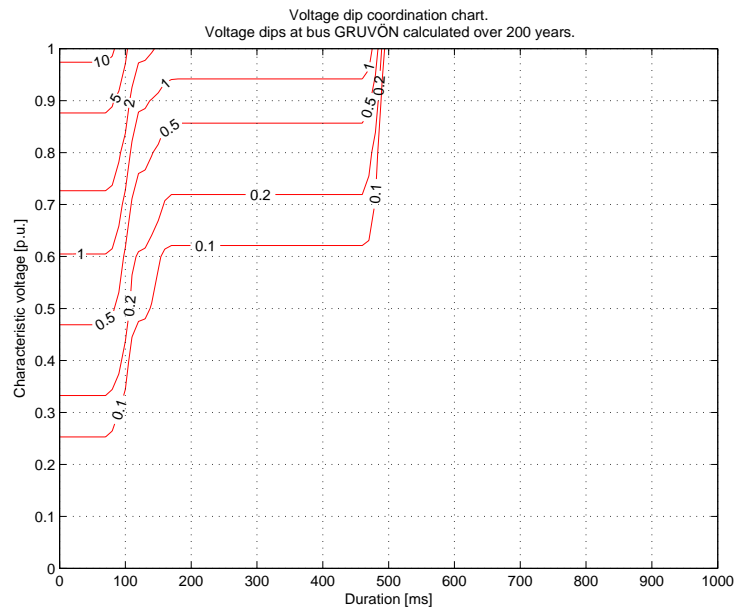
A1.3.2 Öppen ledning mellan Jössefors och Rosendahl



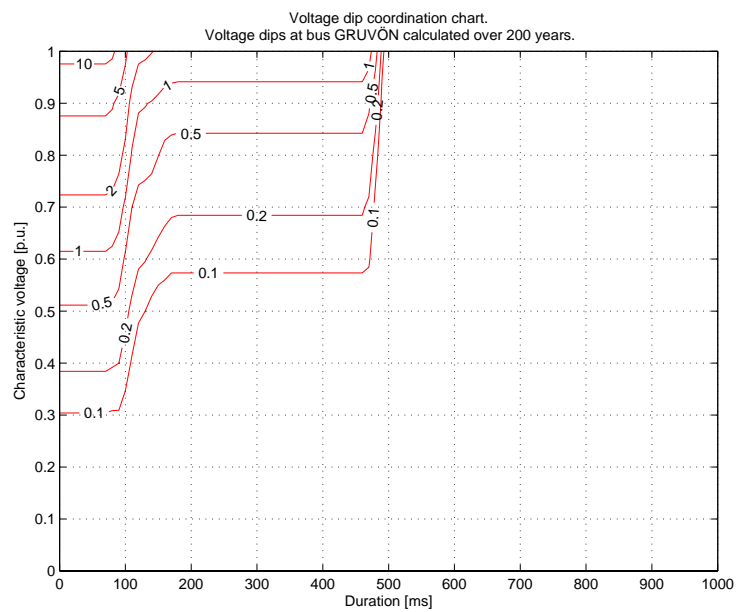
A1.3.3 Öppen ledning mellan Kil och stolpe 87



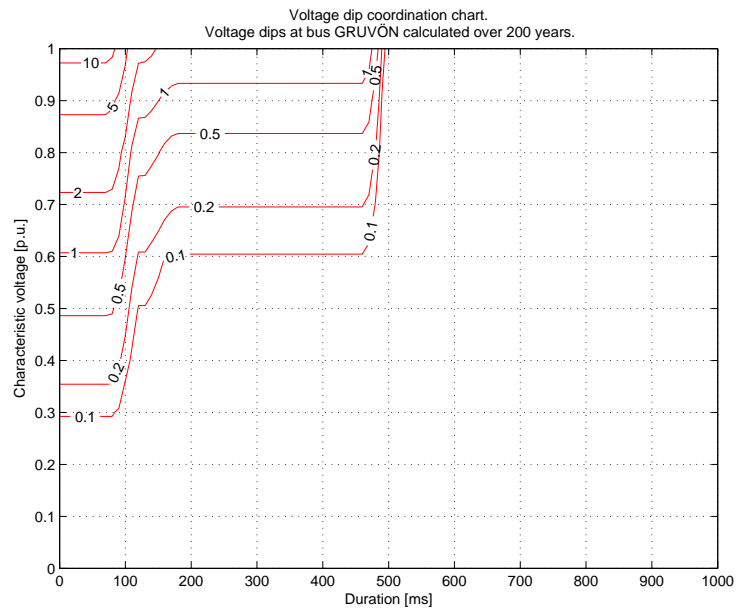
A1.3.4 Kombination av de två föregående driftlägena



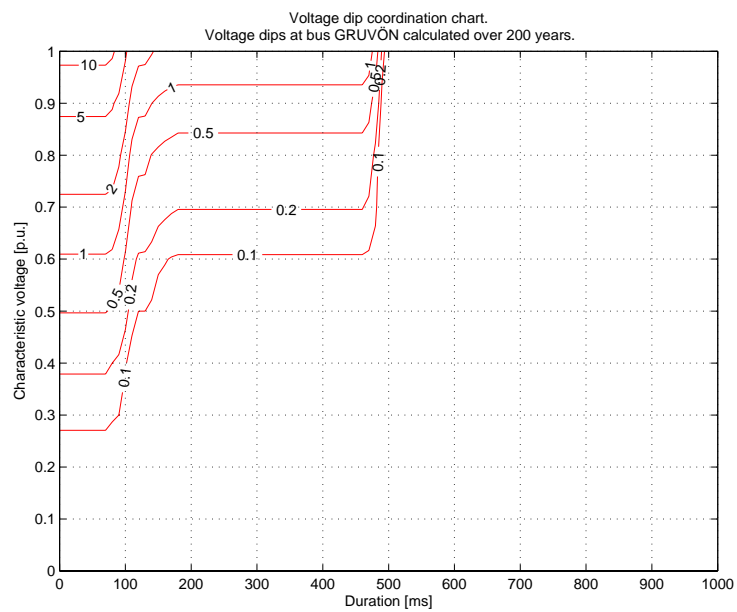
A1.3.5 Jordade regler mellan Borgvik och Kil



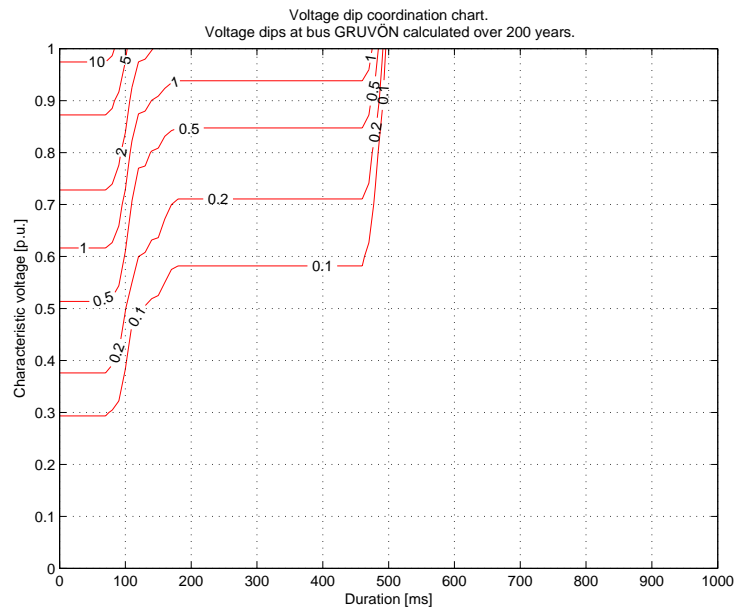
A1.3.6 Jordade regler mellan Borgvik och Säffle



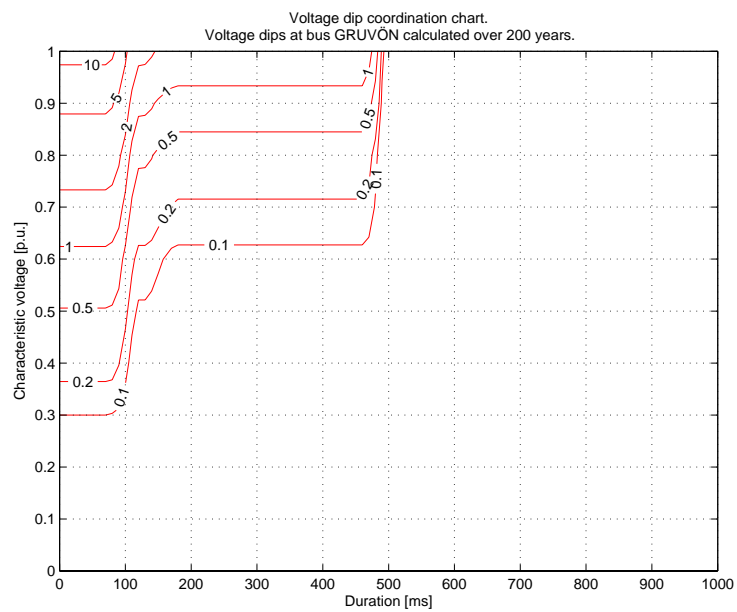
A1.3.7 Jordade regler mellan Orrby A och Värmskog



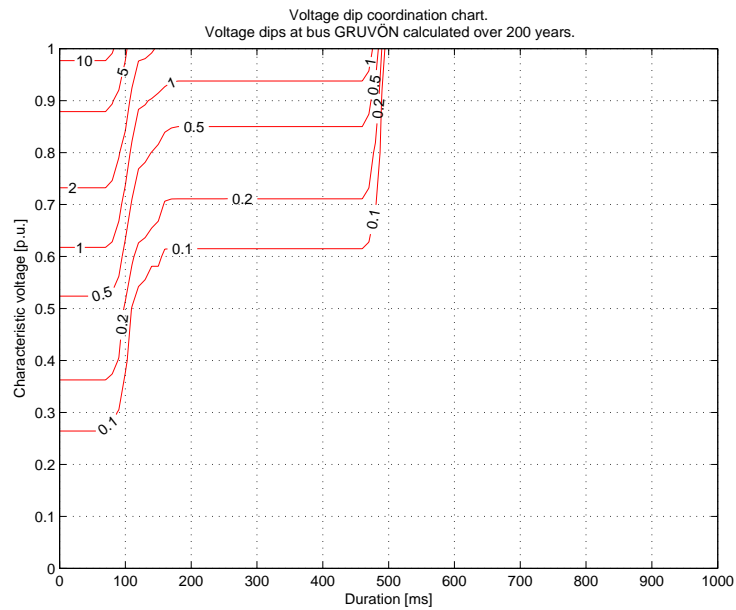
A1.3.8 Jordade regler mellan Borgvik och Karlstad V



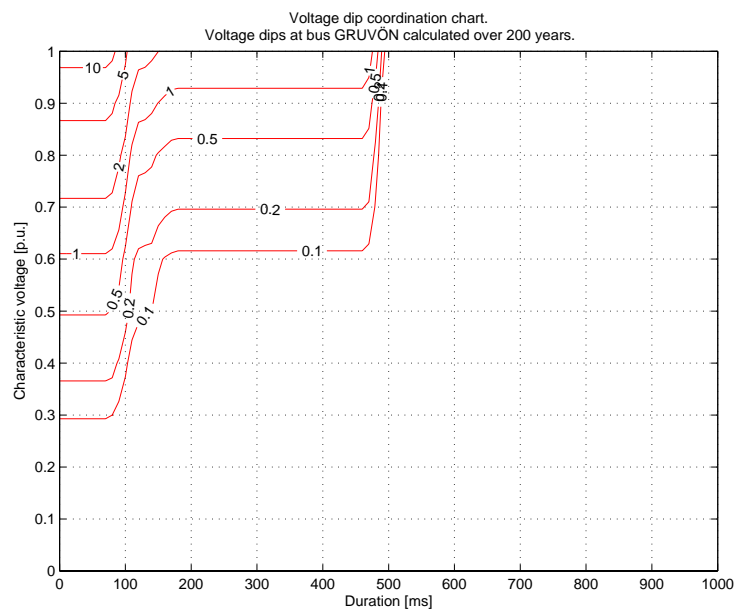
A1.3.9 Jordade regler mellan Borgvik och Dingelsundet via Karlstad V



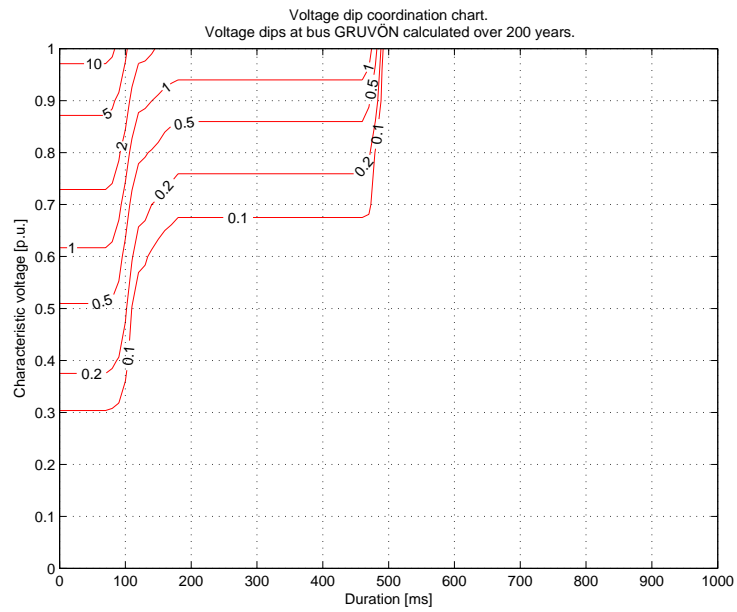
A1.3.10 Föregående driftläge samt jordade regler mellan Malsjö VL14 och Dingelsundet



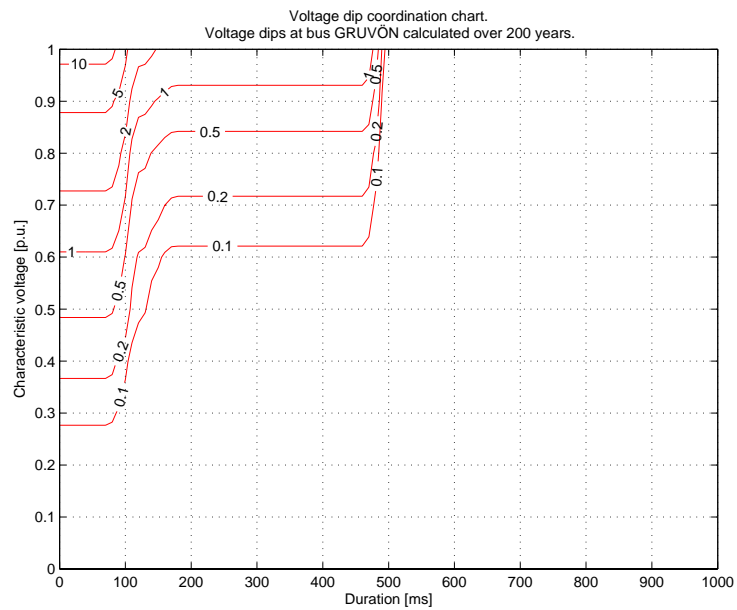
A1.3.11 Jordade regler mellan Kil och Rottneros



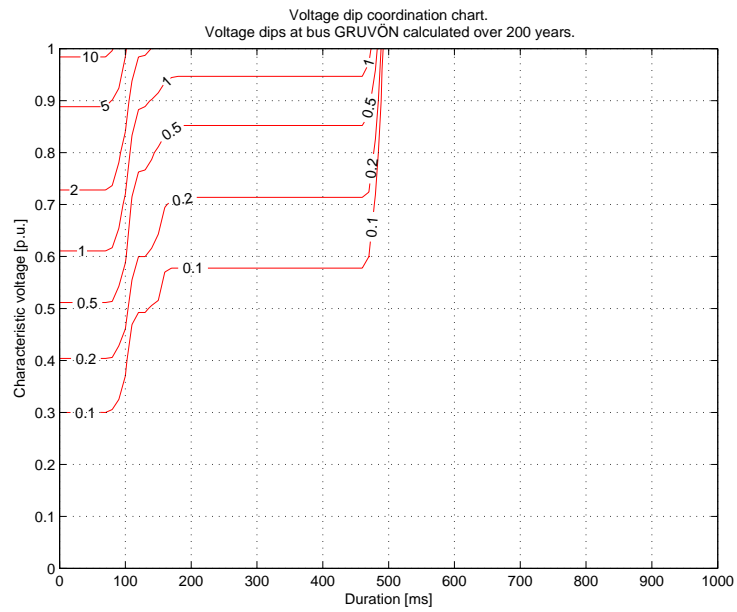
A1.3.12 Jordade regler mellan Åmotfors och Jössefors



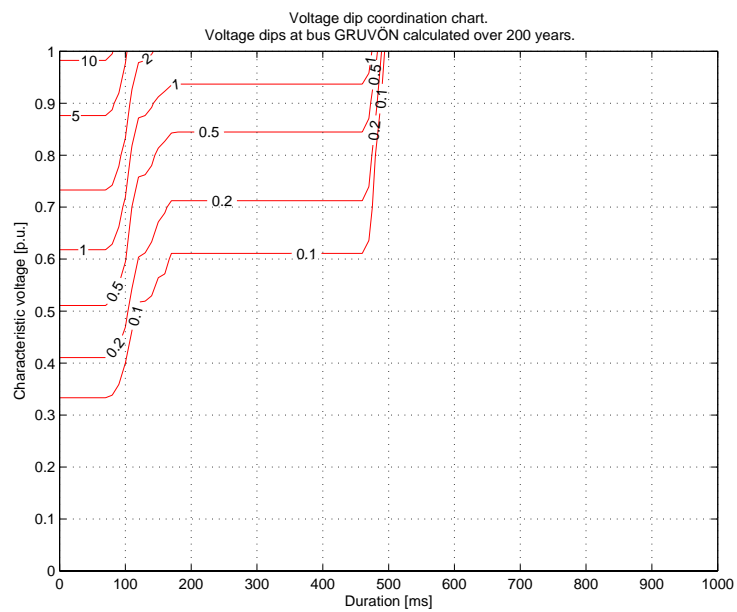
A1.3.13 Jordade regler mellan Åmotfors och Charlottenberg



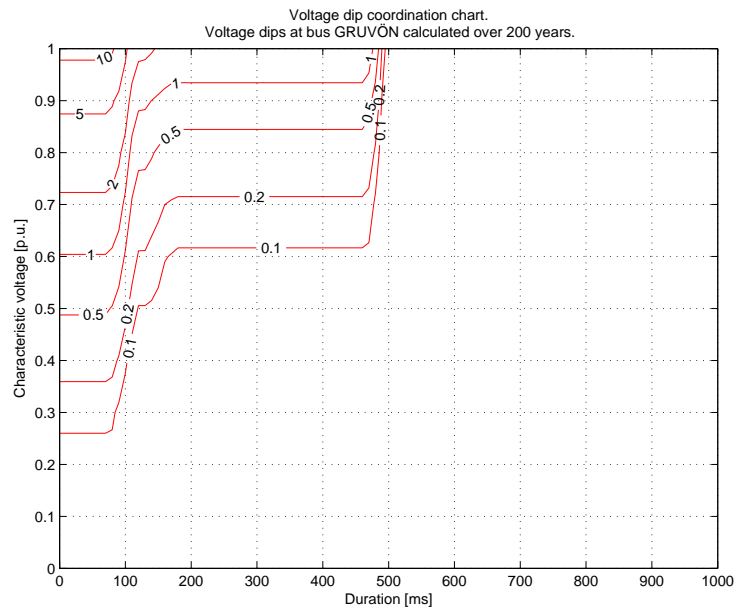
A1.3.14 Separata avledare mellan Borgvik och Kil



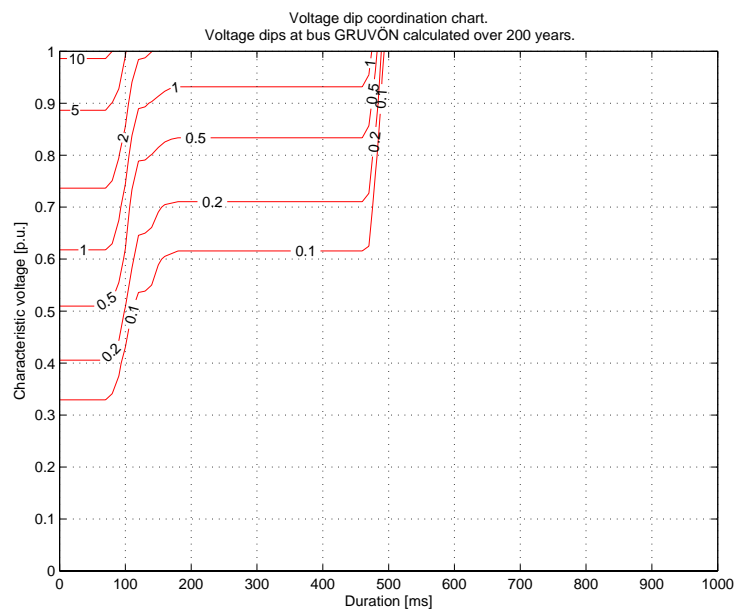
A1.3.15 Separata avledare mellan Borgvik och Säffle



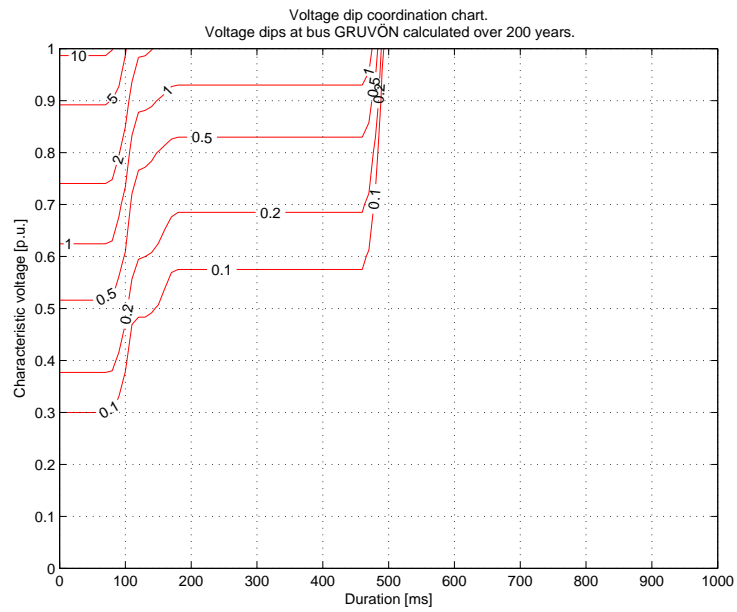
A1.3.16 Separata avledare mellan Orrby A och Värmskog



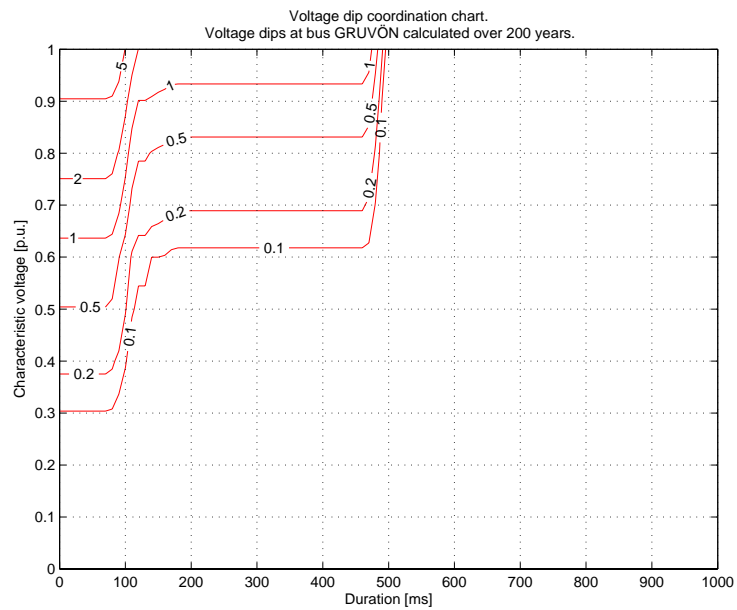
A1.3.17 Separata avledare mellan Borgvik och Karlstad V



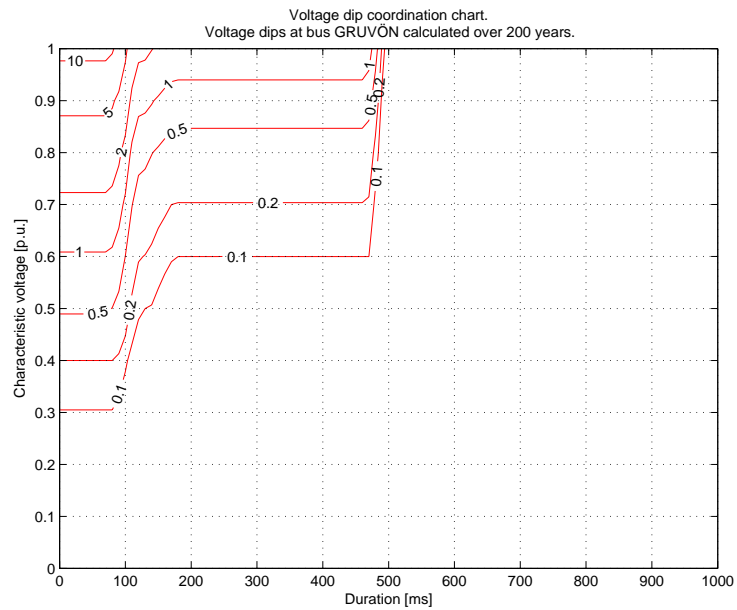
A1.3.18 Separata avledare mellan Borgvik och Dingelsundet via Karlstad V



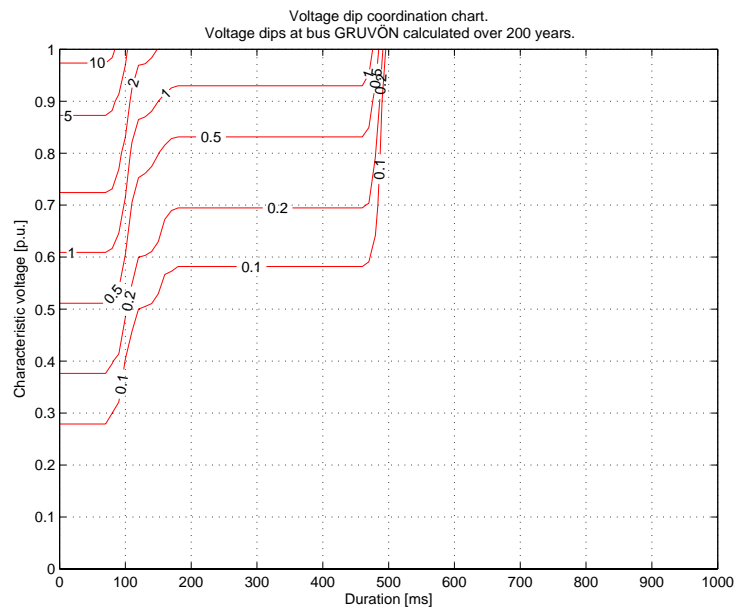
A1.3.19 Föregående driftläge samt separata avledare mellan Malsjö VL14 och Dingelsundet



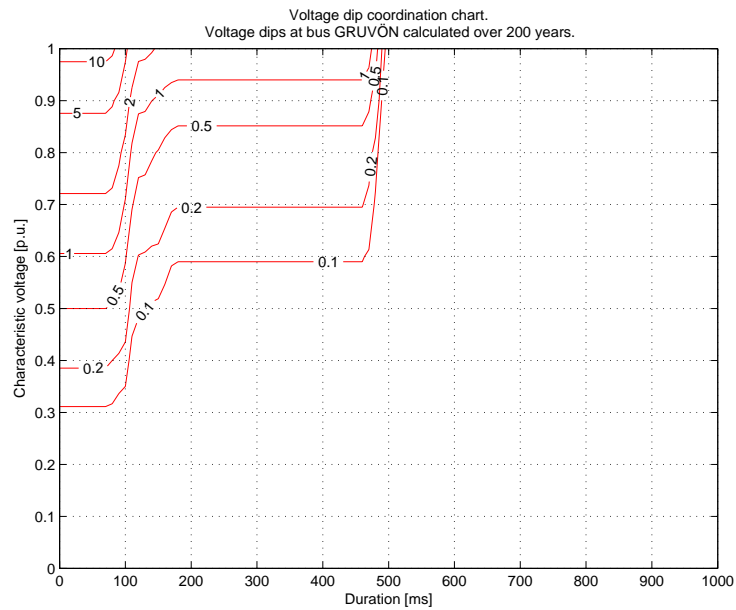
A1.3.20 Separata avledare mellan Kil och Rottneros



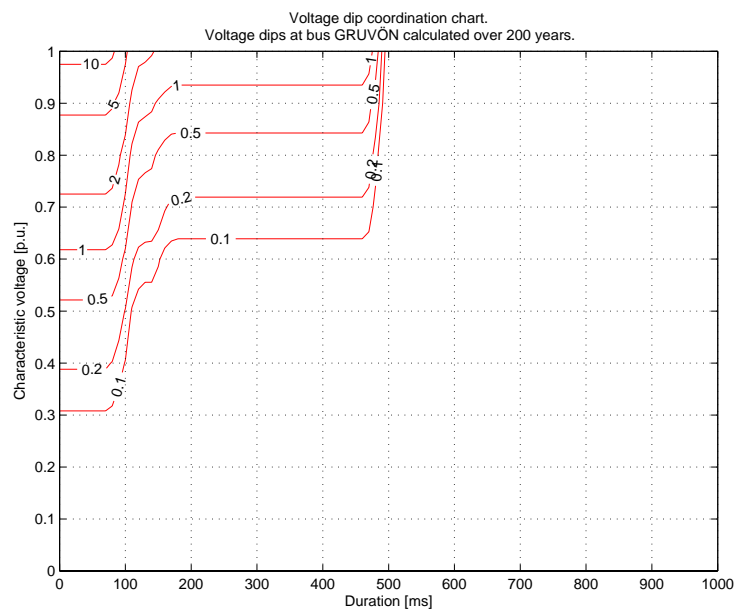
A1.3.21 Separata avledare mellan Åmotfors och Jössefors



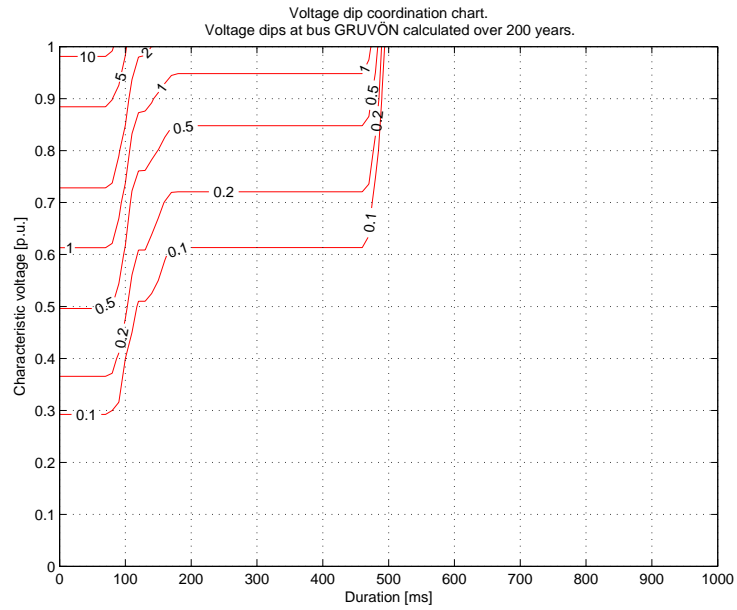
A1.3.22 Separata avledare mellan Åmotfors och Charlottenberg



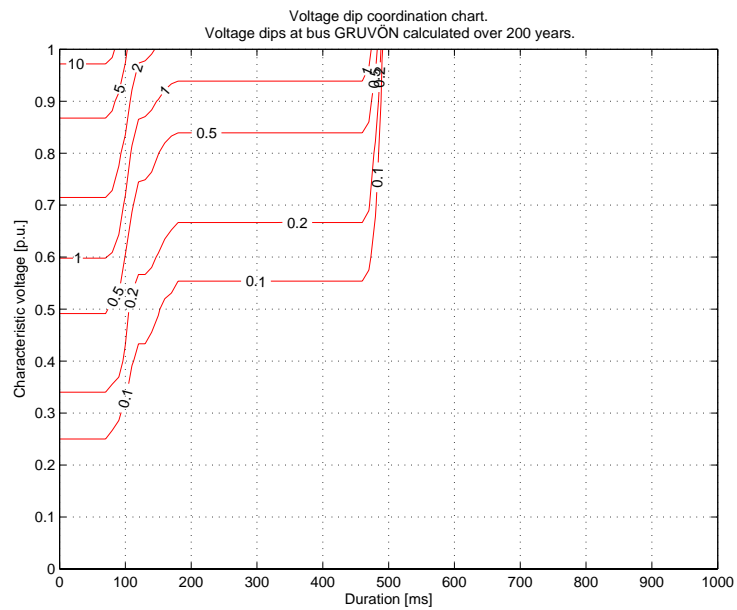
A1.3.23 Strömbegränsare mellan Borgvik och Kil (mot Kil)



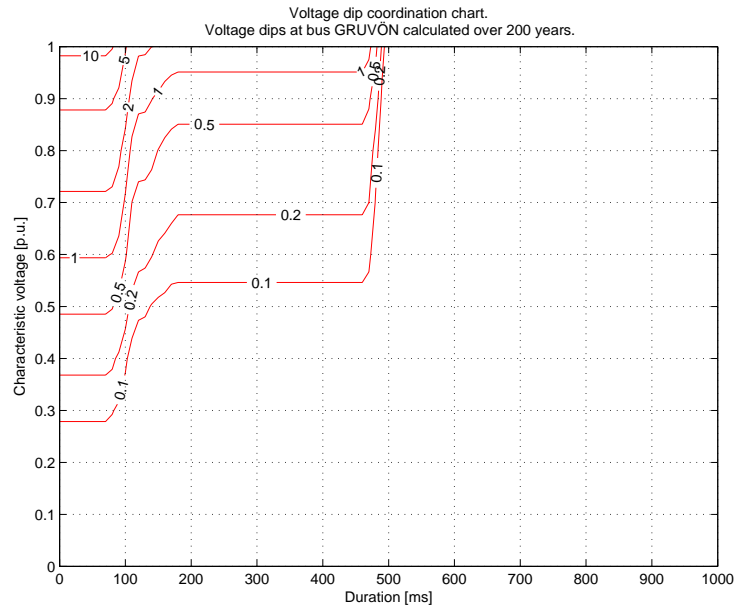
A1.3.24 Strömbegränsare mellan Borgvik och Kil (båda riktningar)



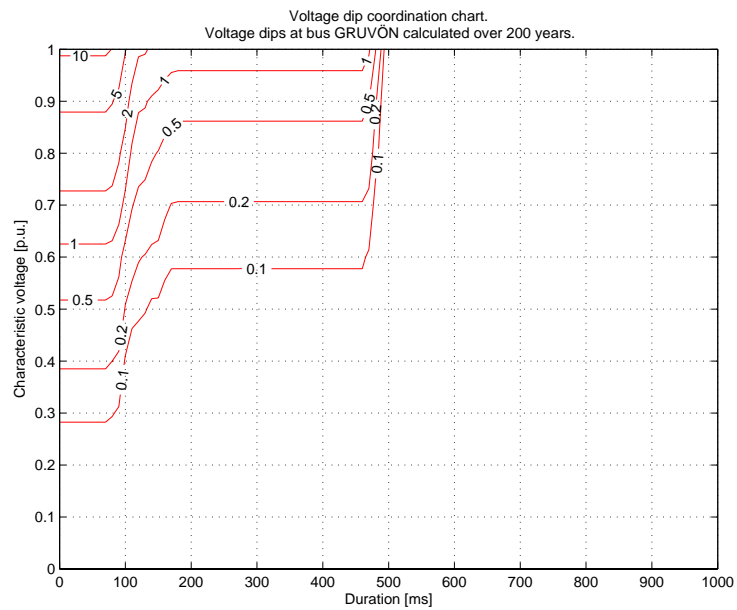
A1.3.25 Strömbegränsare vid Kil (mellan skenorna)



A1.3.26 Strömbegränsare mellan Dingelsundet och Kil (båda linjer, mot Kil)



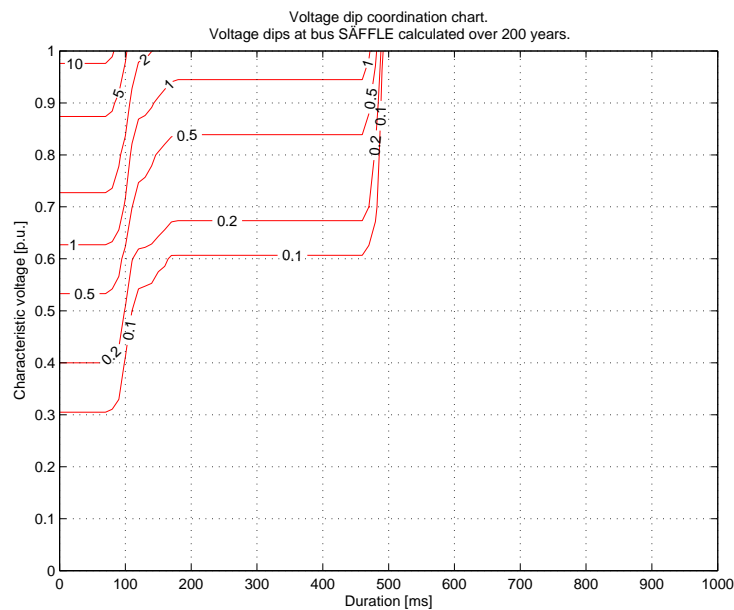
A1.3.27 Strömbegränsare mellan Dingelsundet och Kil (båda linjer, båda riktningar)



A1.4 Beräkningsresultat för Säffle

Nedan följer de koordinationskartor som erhållits vid de olika beräkningarna för Säffle. Immunitetsgränsen för Säffle är 100 ms, 0,65 p.u. Antalet dippar i plottarna bör multipliceras med en faktor 1,5 samt 1,1765 för att kompensera för den förhöjda åskfrekvensen i det aktuella området samt de driftstörningar som härrör från stamnätet.

A1.4.1 Nuvarande situation



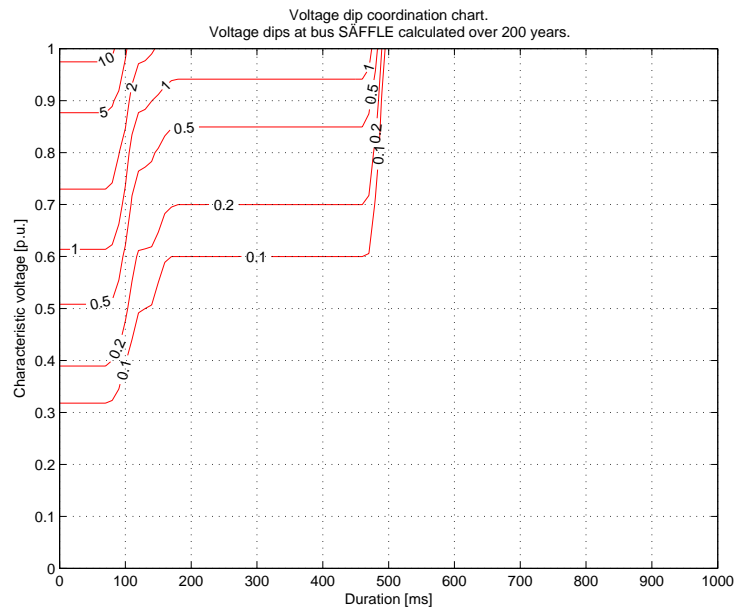
Tabell A1.4.1a. Andelen felorsakande ledningar för fel med en varaktighet större än 100 ms och en magnitud mellan 0,65 och 0,90 p.u. Endast andelar större än 5 % redovisas.

Ledning mellan		Andel fel [%]
BORGVIK	SÄFFLE	8,19

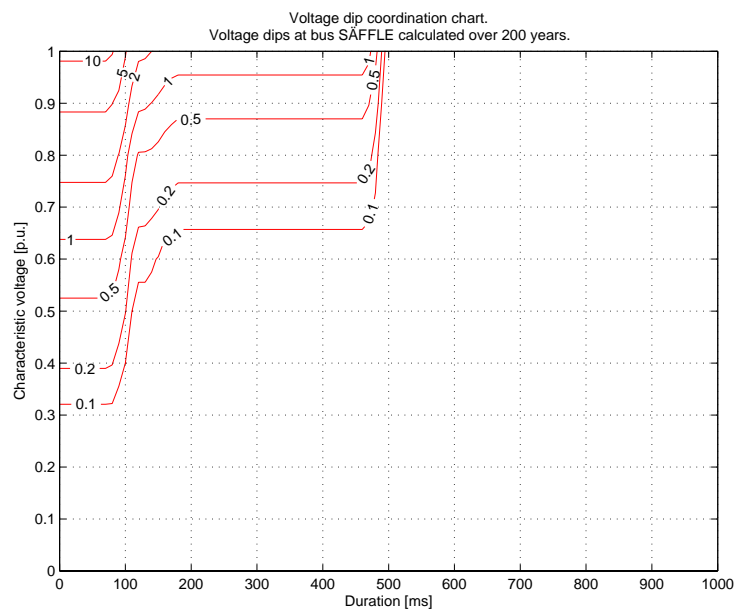
Tabell A1.4.1b. Andelen felorsakande ledningar för fel med en varaktighet mindre än 100 ms och en magnitud lägre än 0,65 p.u. Endast andelar större än 5 % redovisas.

Ledning mellan		Andel fel [%]
BORGVIK	SÄFFLE	8,04
BORGVIK	MALSJÖ_VL13	7,14

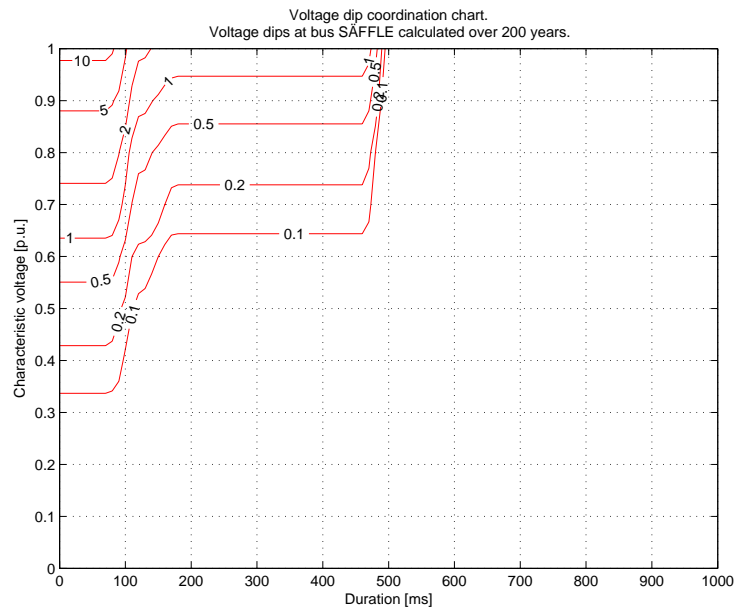
A1.4.2 Öppen ledning mellan Jössefors och Rosendahl



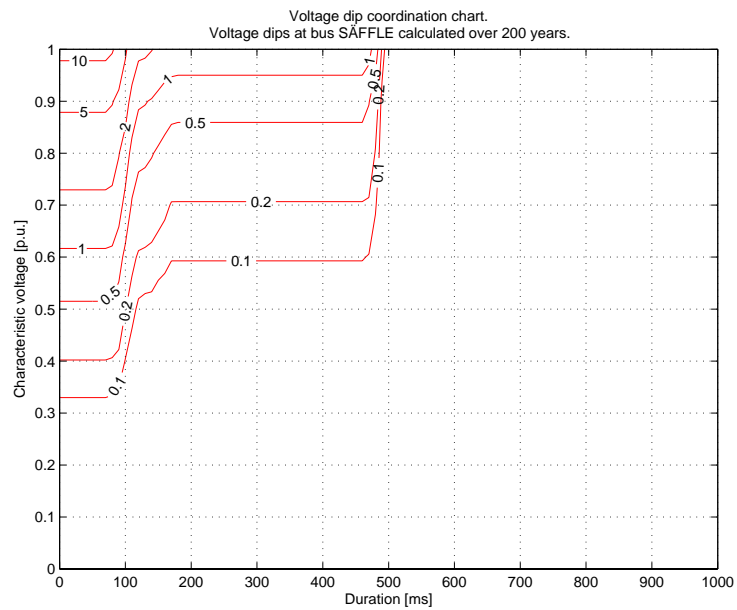
A1.4.3 Öppen ledning mellan Kil och stolpe 87



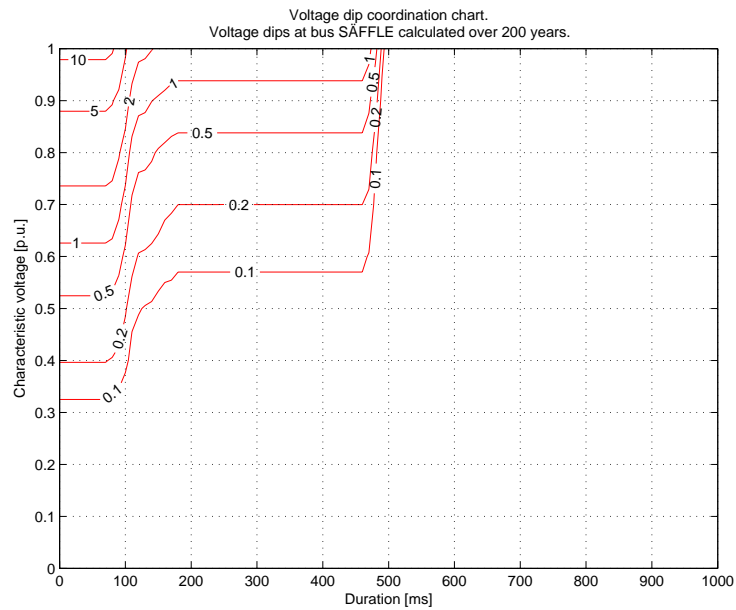
A1.4.4 Kombination av de två föregående driftlägena



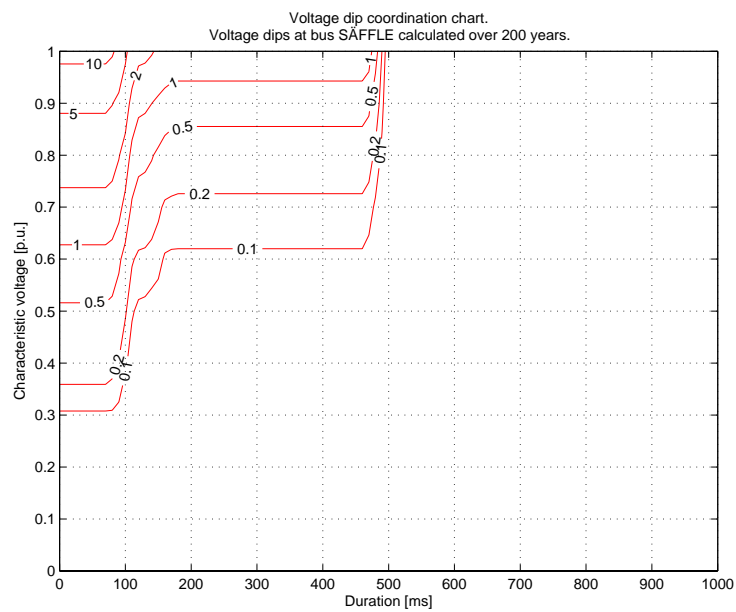
A1.4.5 Jordade regler mellan Borgvik och Kil



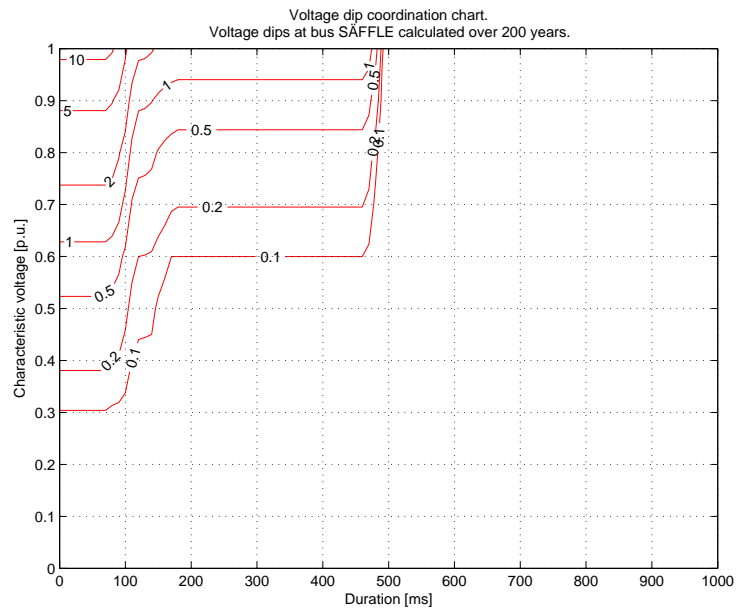
A1.4.6 Jordade regler mellan Borgvik och Säffle



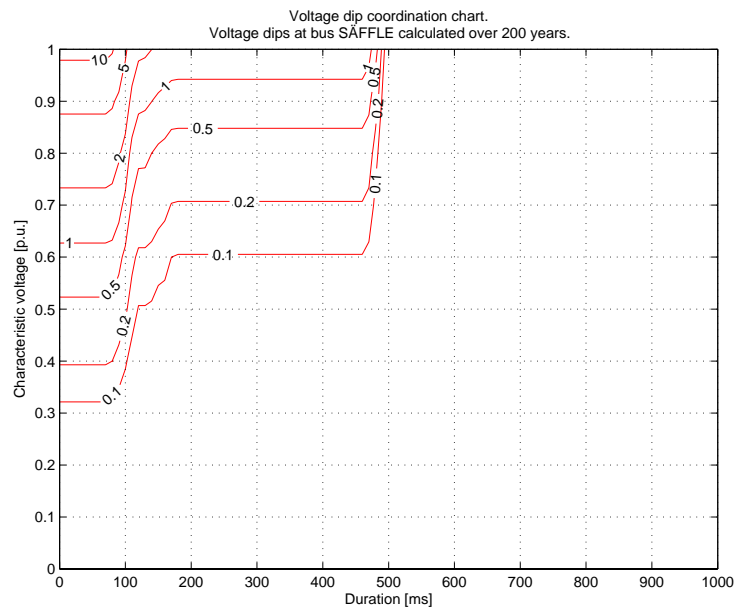
A1.4.7 Jordade regler mellan Orrby A och Värmskog



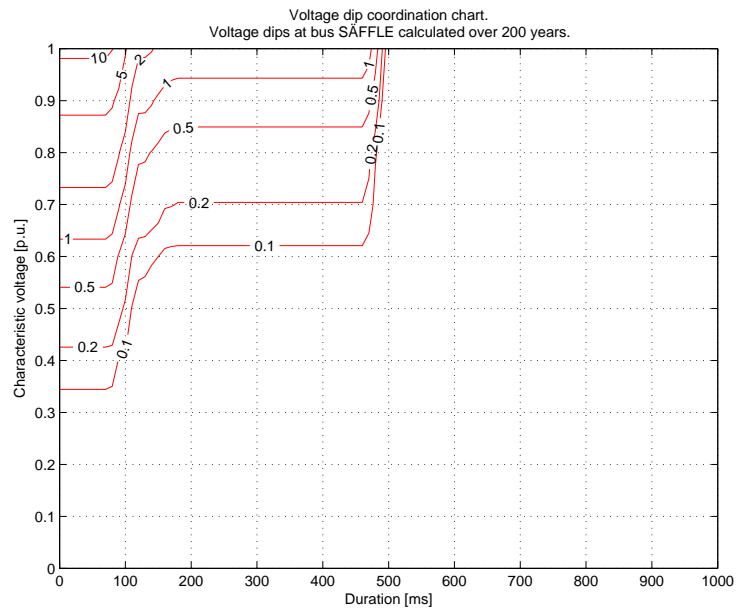
A1.4.8 Jordade regler mellan Borgvik och Karlstad V



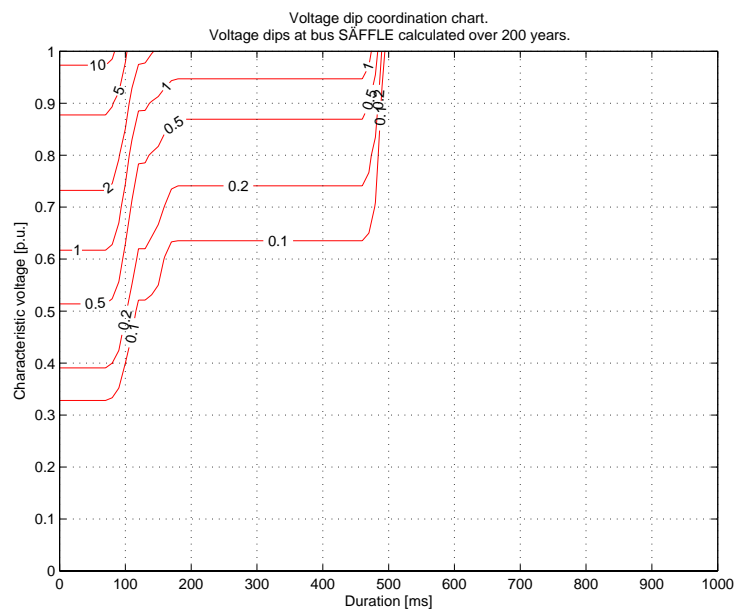
A1.4.9 Jordade regler mellan Borgvik och Dingelsundet via Karlstad V



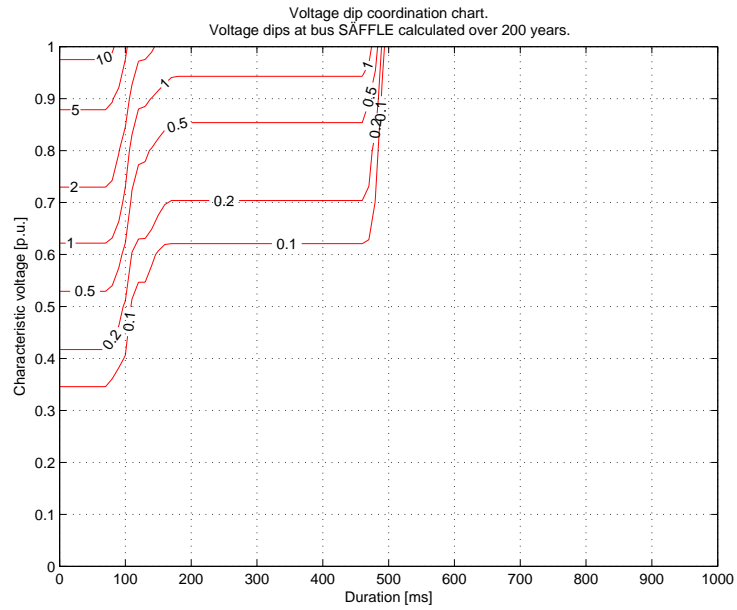
A1.4.10 Föregående driftläge samt jordade regler mellan Malsjö VL14 och Dingelsundet



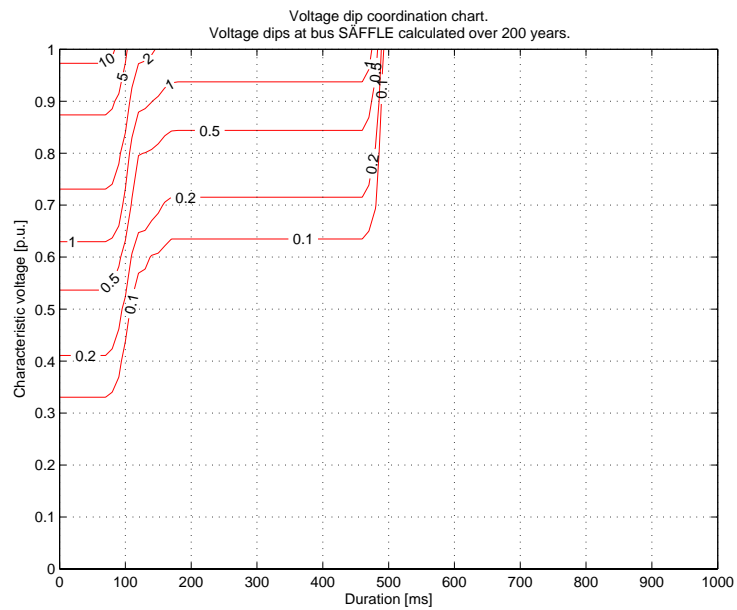
A1.4.11 Jordade regler mellan Kil och Rottneros



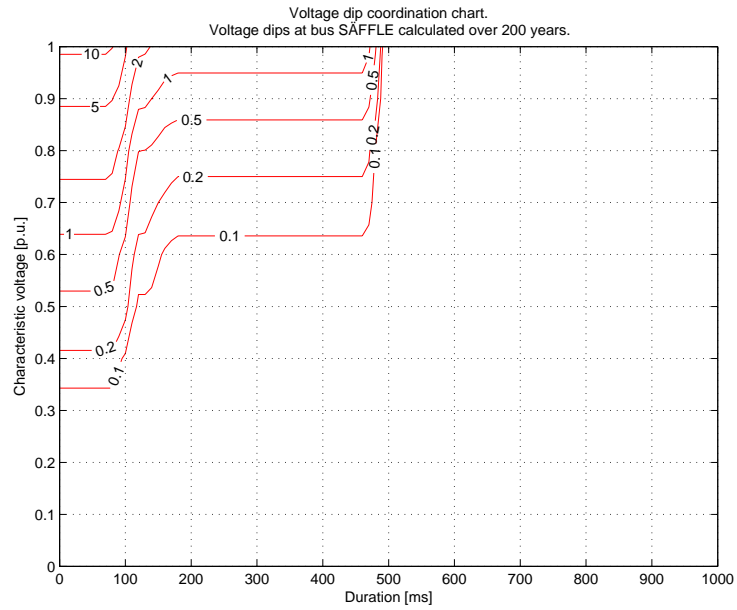
A1.4.12 Jordade regler mellan Åmotfors och Jössefors



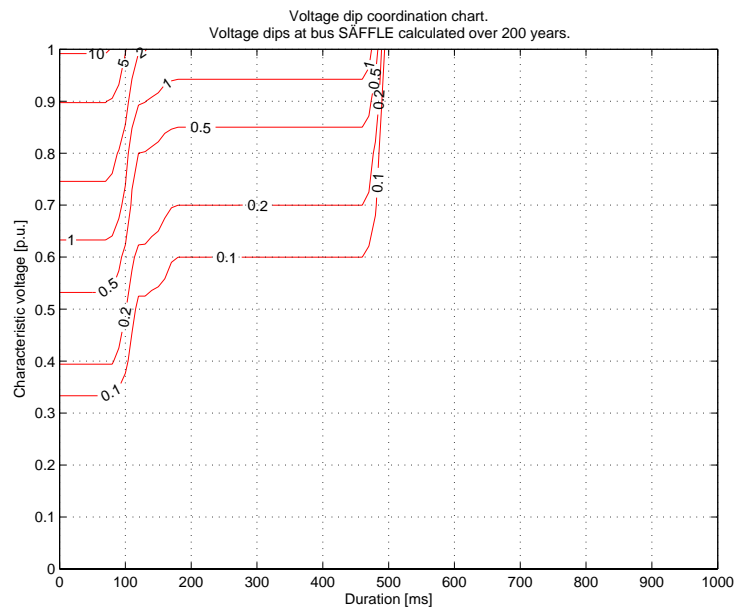
A1.4.13 Jordade regler mellan Åmotfors och Charlottenberg



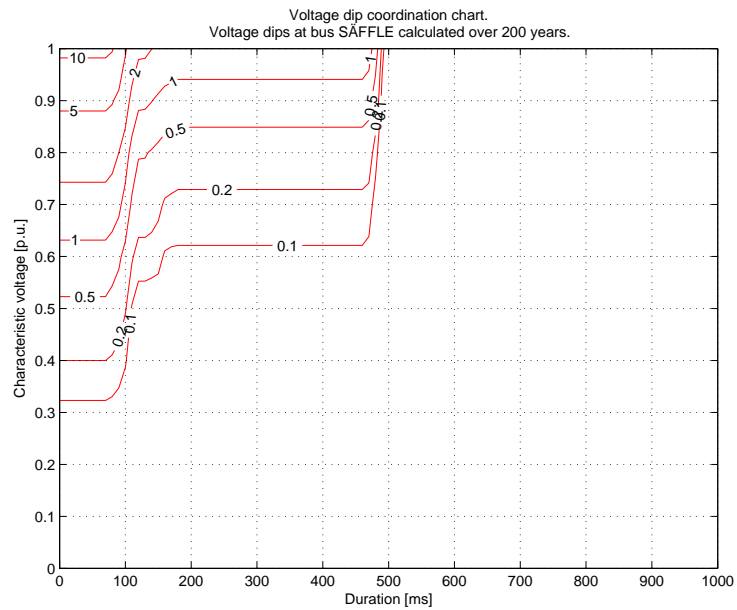
A1.4.14 Separata avledare mellan Borgvik och Kil



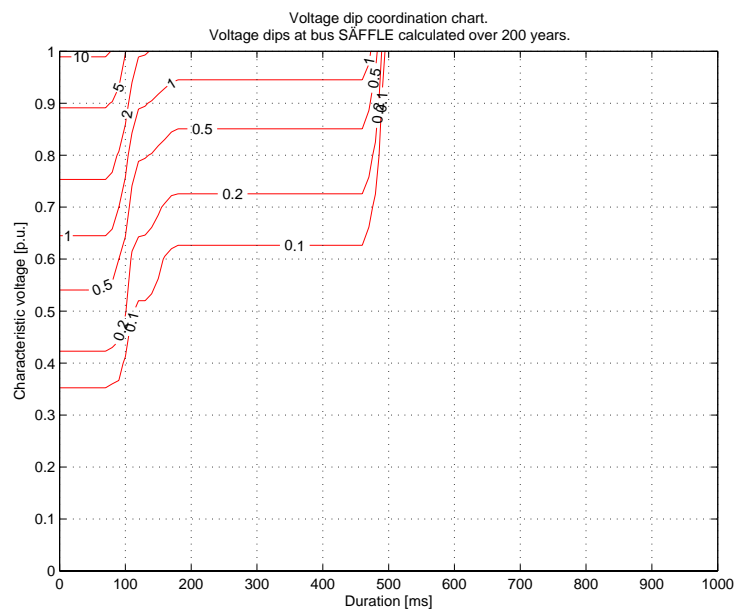
A1.4.15 Separata avledare mellan Borgvik och Säfte



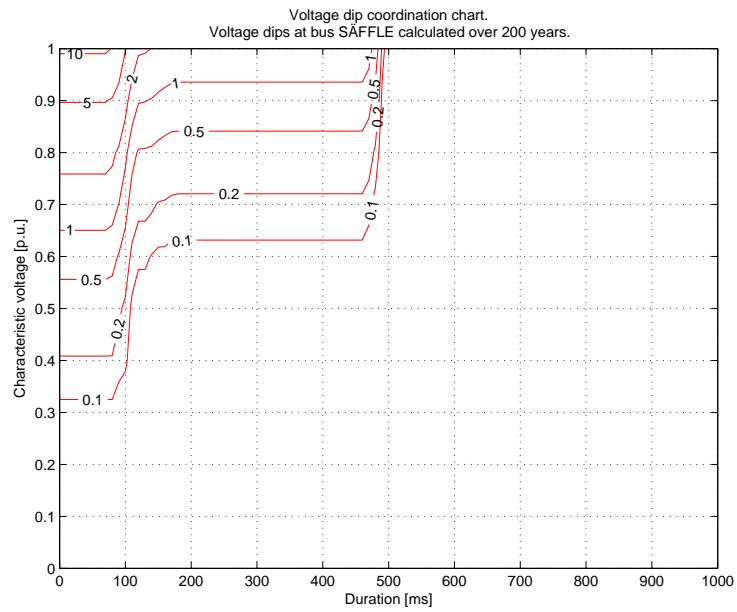
A1.4.16 Separata avledare mellan Orrby A och Värmskog



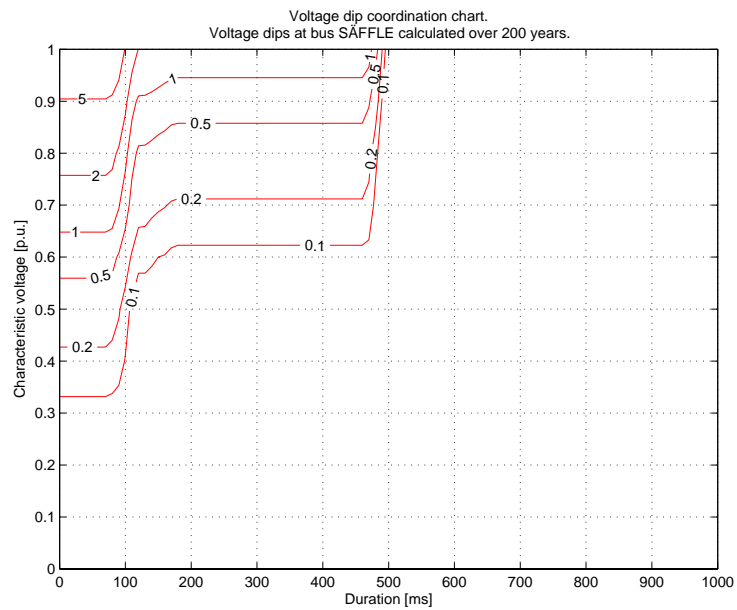
A1.4.17 Separata avledare mellan Borgvik och Karlstad V



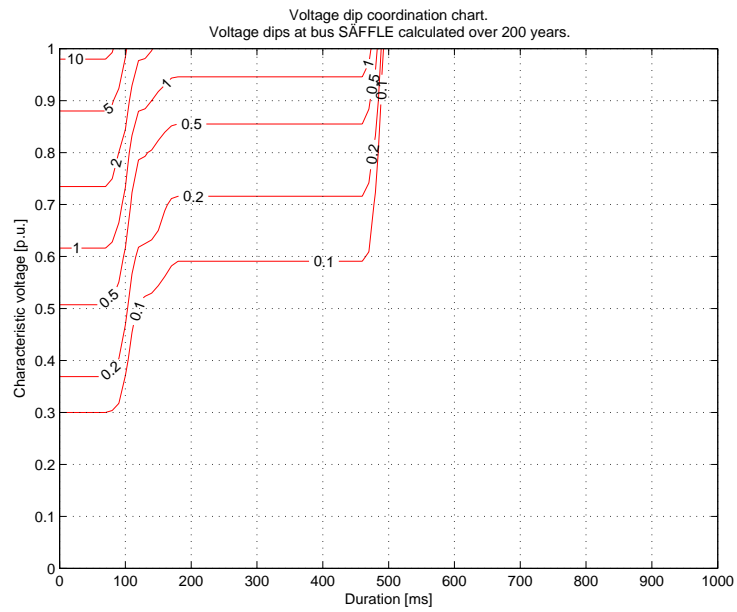
A1.4.18 Separata avledare mellan Borgvik och Dingelsundet via Karlstad V



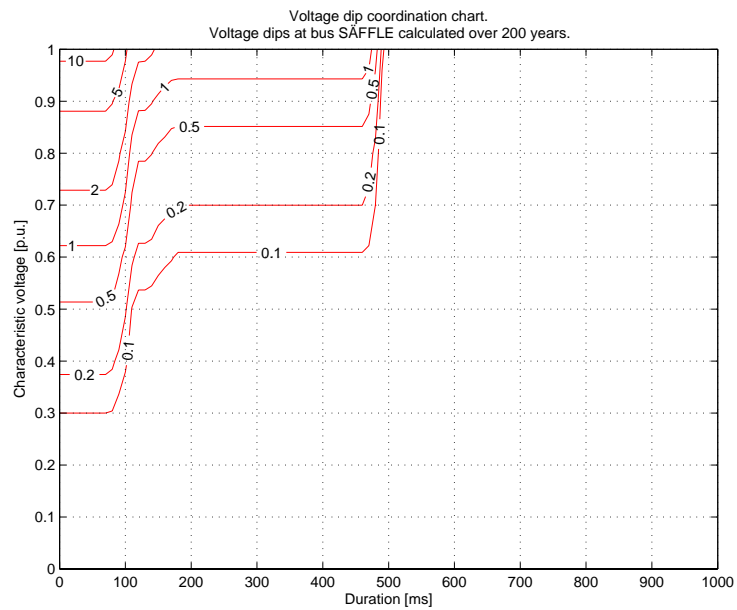
A1.4.19 Föregående driftläge samt separata avledare mellan Malsjö VL14 och Dingelsundet



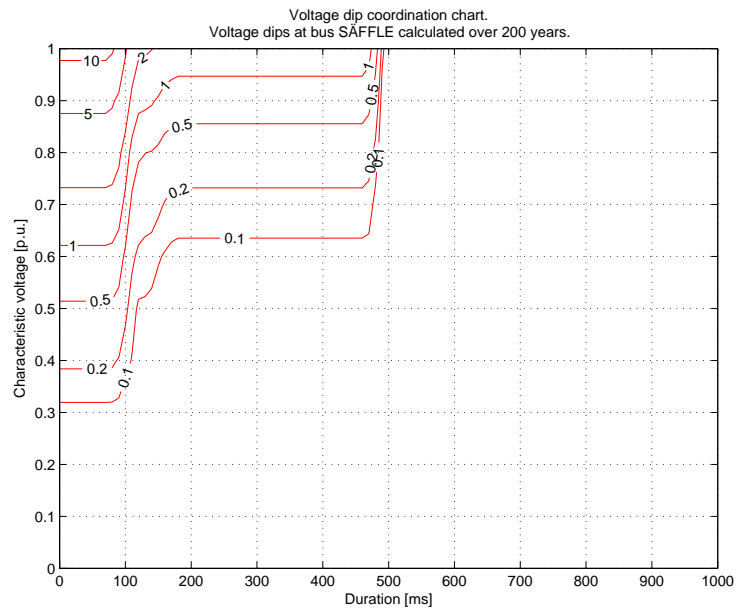
A1.4.20 Separata avledare mellan Kil och Rottneros



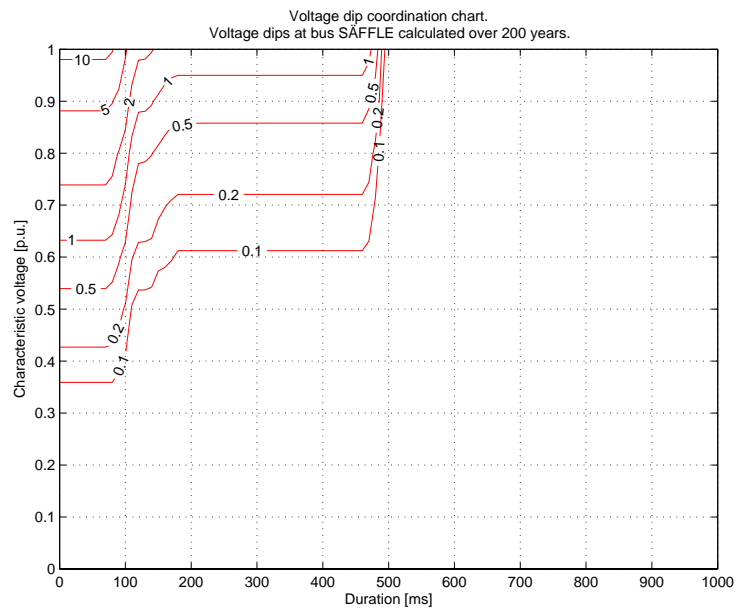
A1.4.21 Separata avledare mellan Åmotfors och Jössefors



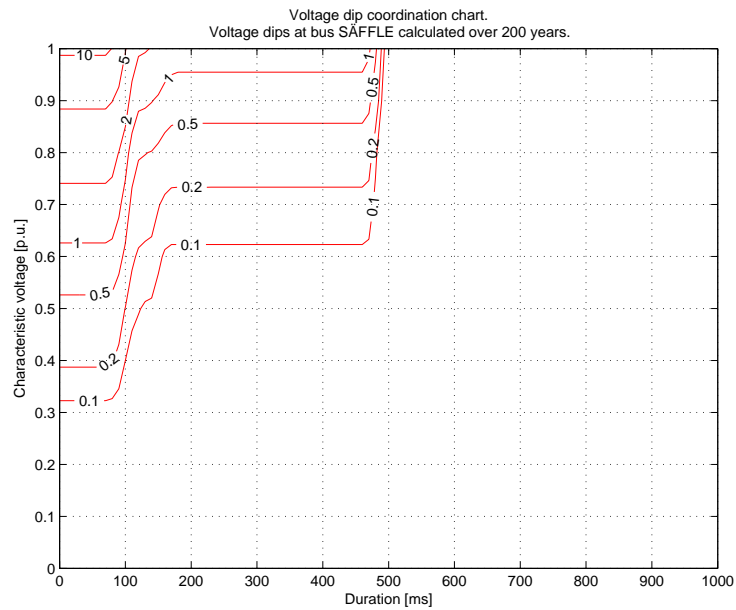
A1.4.22 Separata avledare mellan Åmotfors och Charlottenberg



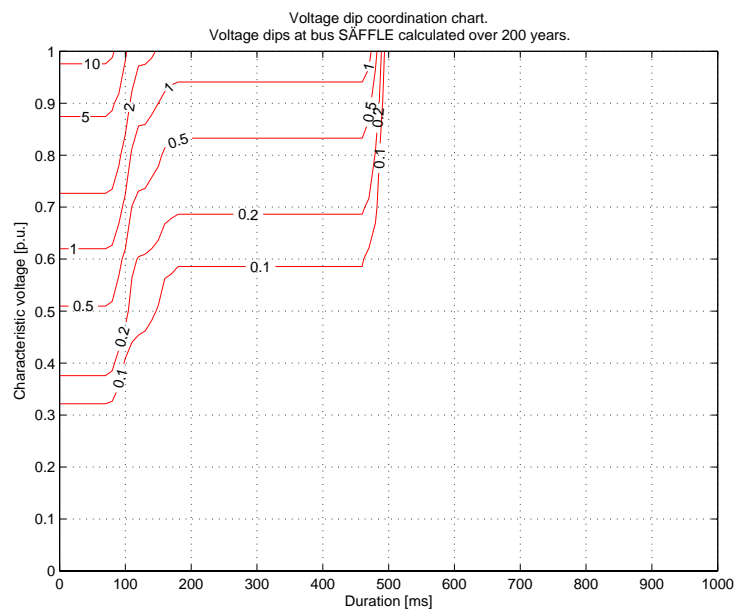
A1.4.23 Strömbegränsare mellan Borgvik och Kil (mot Kil)



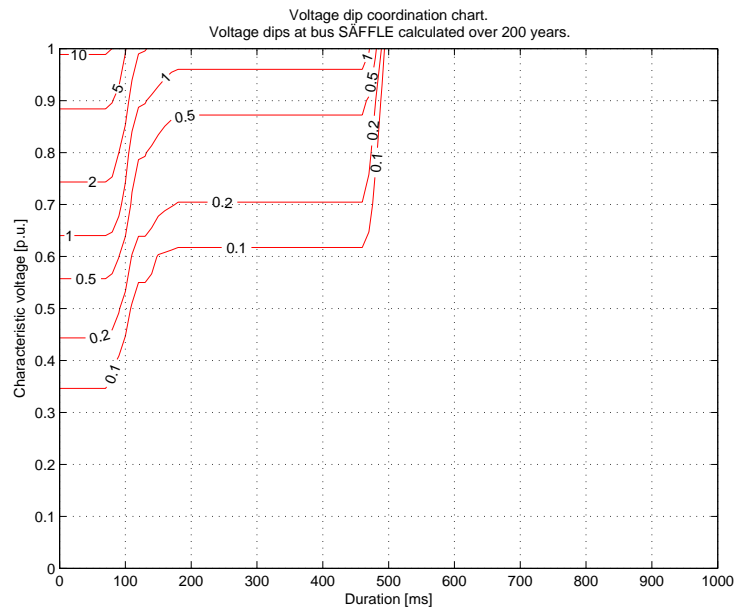
A1.4.24 Strömbegränsare mellan Borgvik och Kil (båda riktningar)



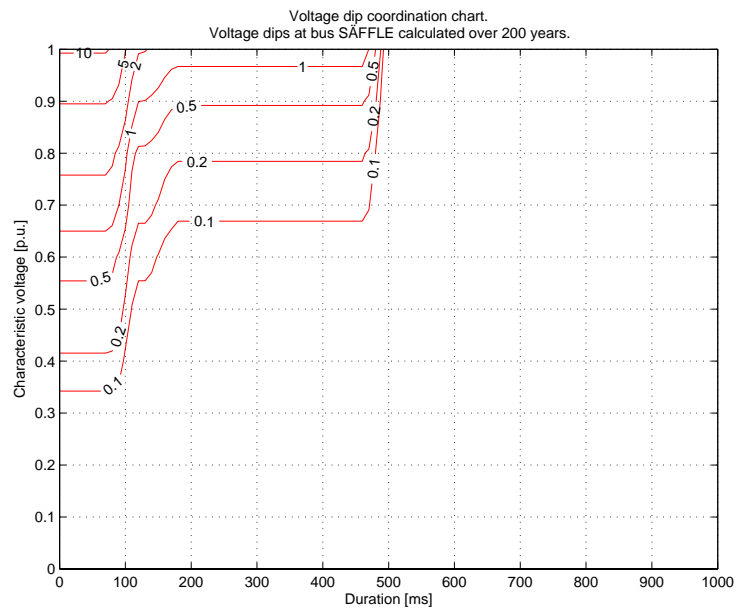
A1.4.25 Strömbegränsare vid Kil (mellan skenorna)



A1.4.26 Strömbegränsare mellan Dingelsundet och Kil (båda linjer, mot Kil)



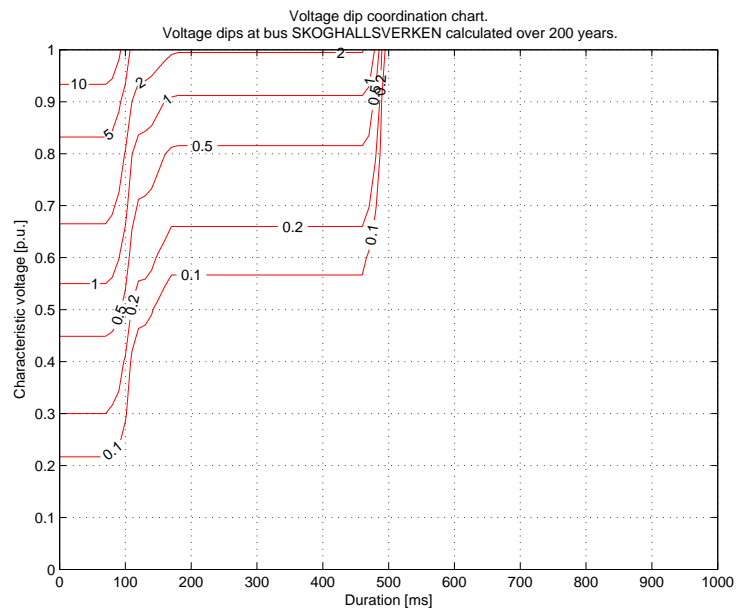
A1.4.27 Strömbegränsare mellan Dingelsundet och Kil (båda linjer, båda riktningar)



A1.5 Beräkningsresultat för Skoghallsverken

Nedan följer de koordinationskartor som erhållits vid de olika beräkningarna för Skoghallsverken. Immunitetsgränsen för Skoghallsverken är 150 ms, 0,65 p.u. Antalet dippar i plottarna bör multipliceras med en faktor 1,5 samt 1,1765 för att kompensera för den förhöjda åskfrekvensen i det aktuella området samt de driftstörningar som härrör från stamnätet.

A1.5.1 Nuvarande situation



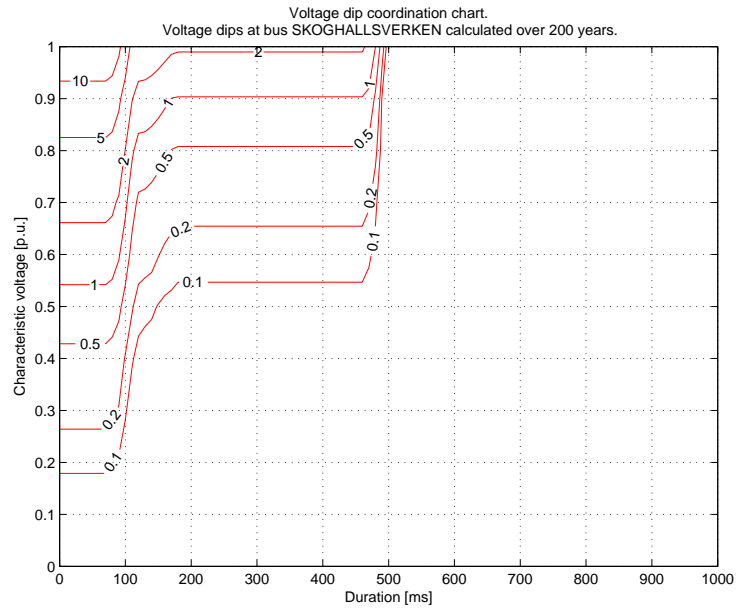
Tabell A1.5.1a. Andelen felorsakande ledningar för fel med en varaktighet större än 150 ms och en magnitud mellan 0,65 och 0,90 p.u. Endast andelar större än 5 % redovisas.

Ledning mellan		Andel fel [%]
BRÅNE	DINGELSUNDET_	7,43
KIL	BRÅNE	6,29
MALSJÖ_OL3S1_2	INL_KIL	5,14

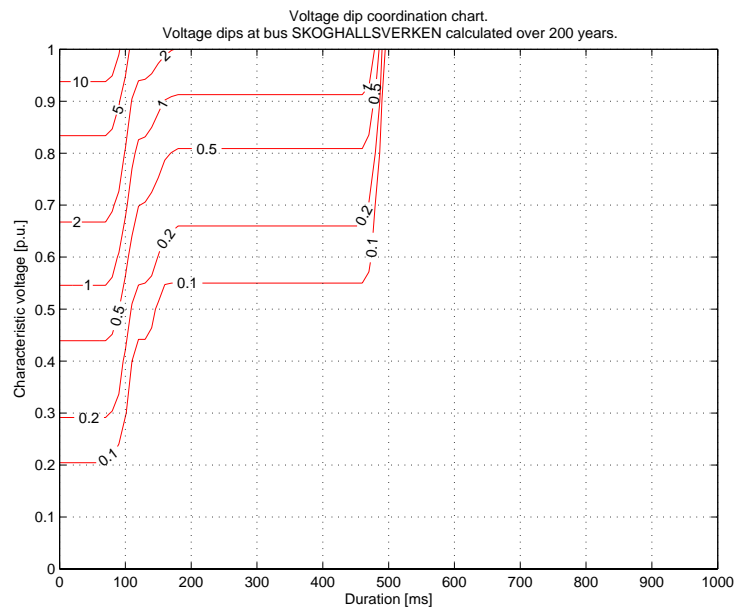
Tabell A1.5.1b. Andelen felorsakande ledningar för fel med en varaktighet mindre än 150 ms och en magnitud lägre än 0,65 p.u. Endast andelar större än 5 % redovisas.

Ledning mellan		Andel fel [%]
KARLSTAD_VÄST	DINGELSUNDET_	6,21
AVGR_BERGVIK_	DINGELSUNDET_	5,88

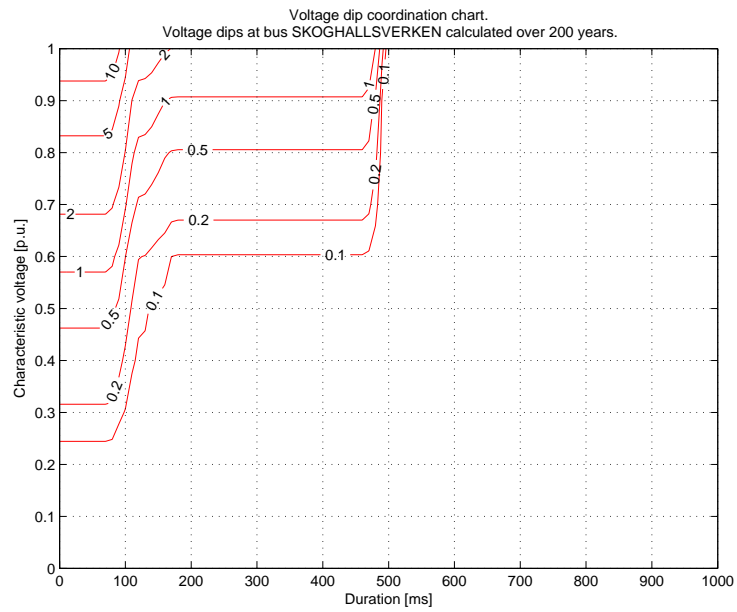
A1.5.2 Öppen ledning mellan Jössefors och Rosendahl



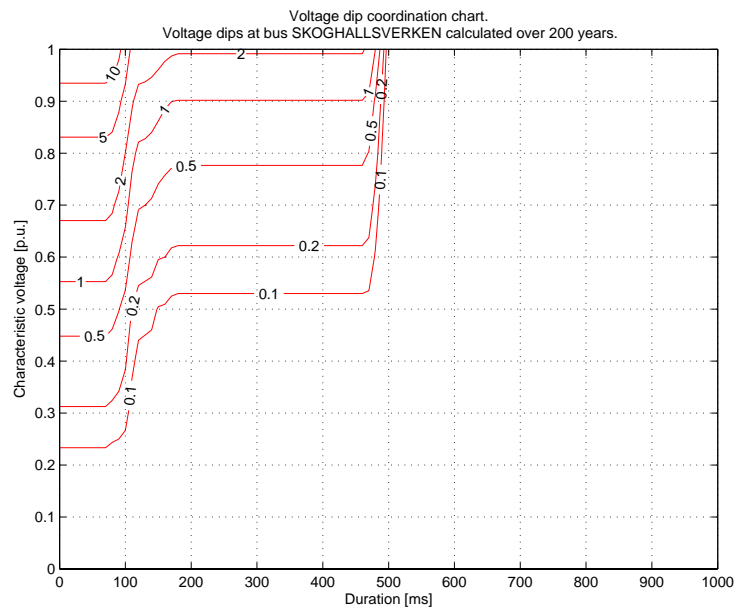
A1.5.3 Öppen ledning mellan Kil och stolpe 87



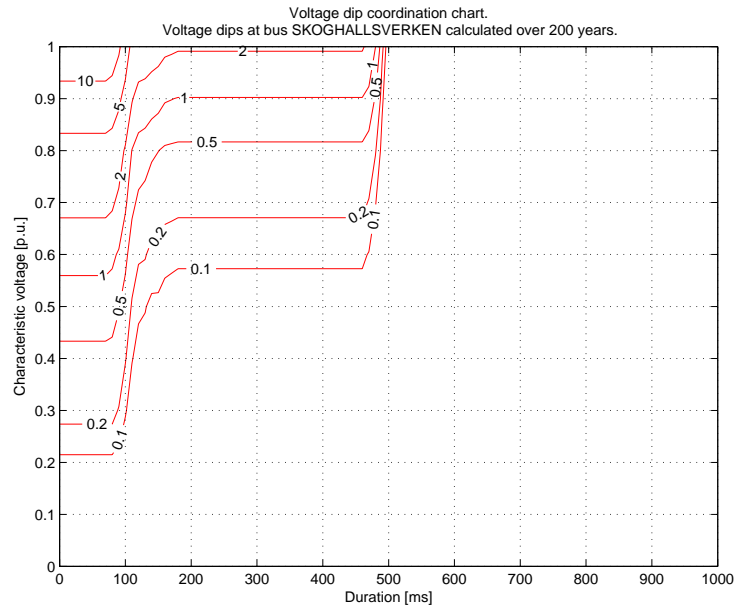
A1.5.4 Kombination av de två föregående driftlägena



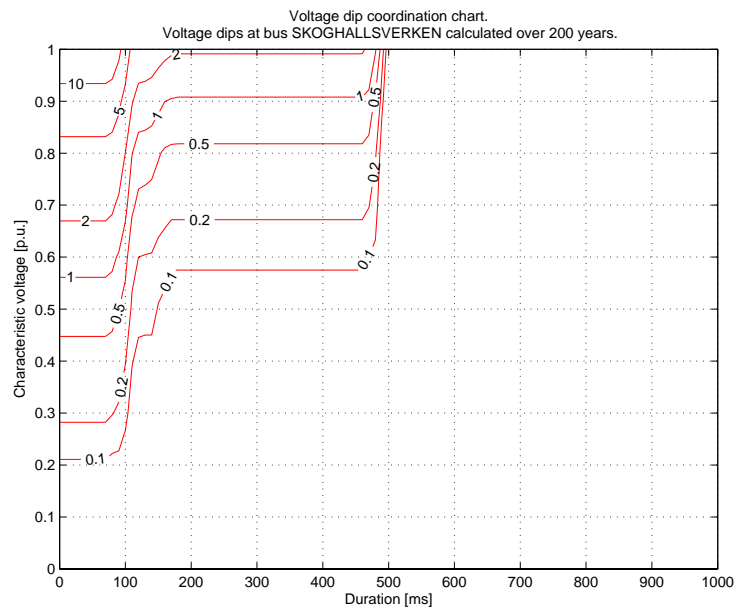
A1.5.5 Jordade regler mellan Borgvik och Kil



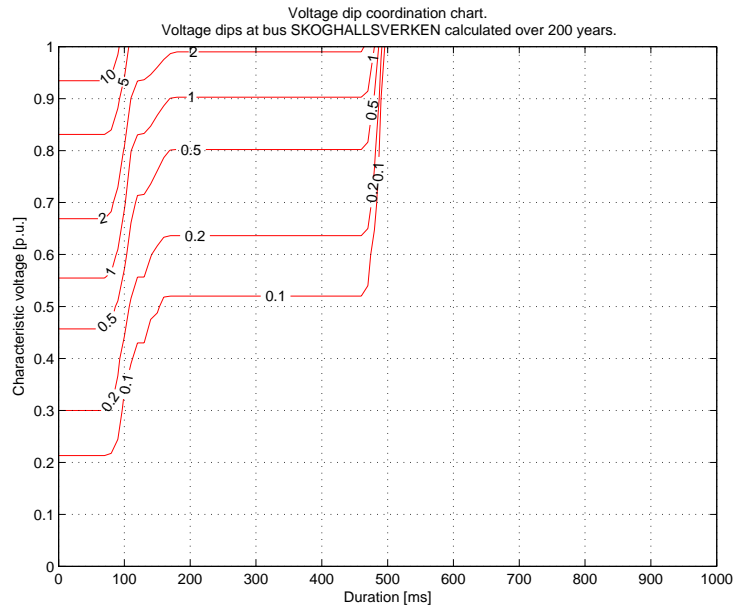
A1.5.6 Jordade regler mellan Borgvik och Säffle



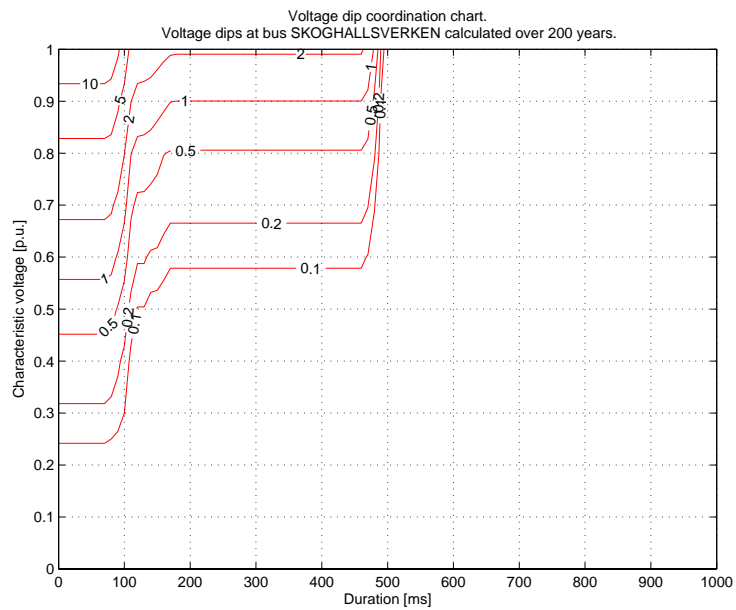
A1.5.7 Jordade regler mellan Orrby A och Värmskog



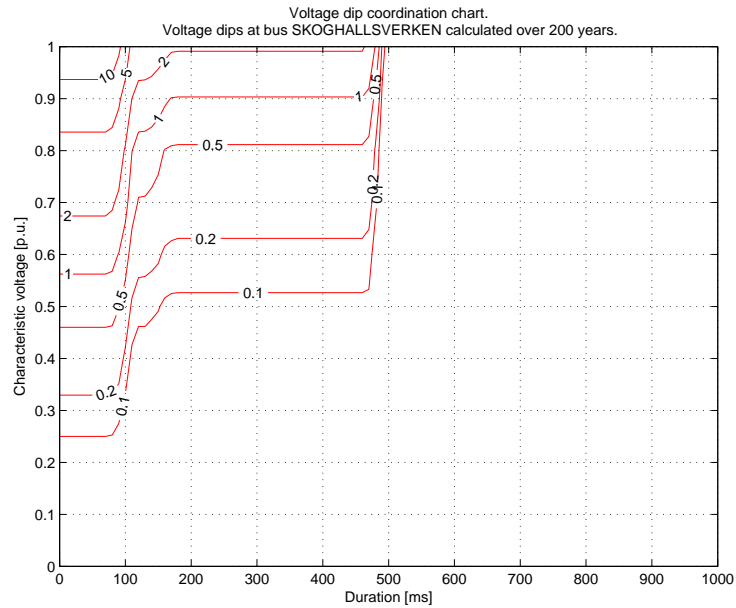
A1.5.8 Jordade regler mellan Borgvik och Karlstad V



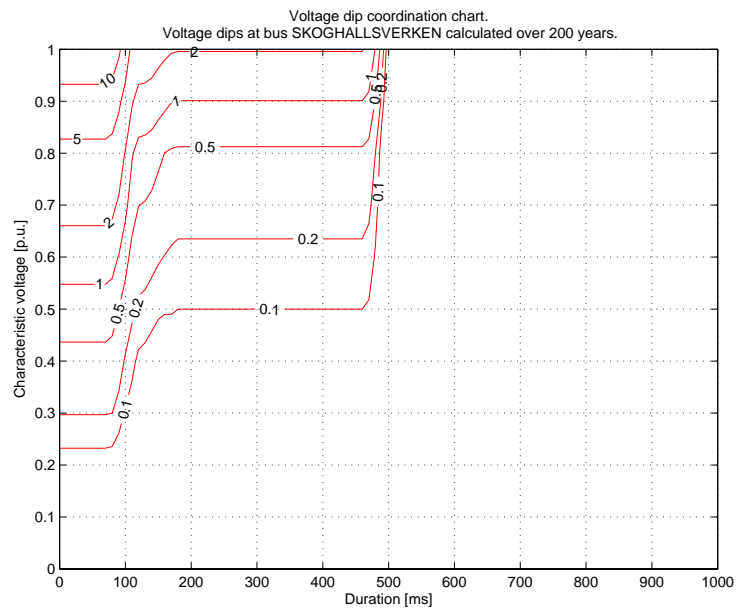
A1.5.9 Jordade regler mellan Borgvik och Dingelsundet via Karlstad V



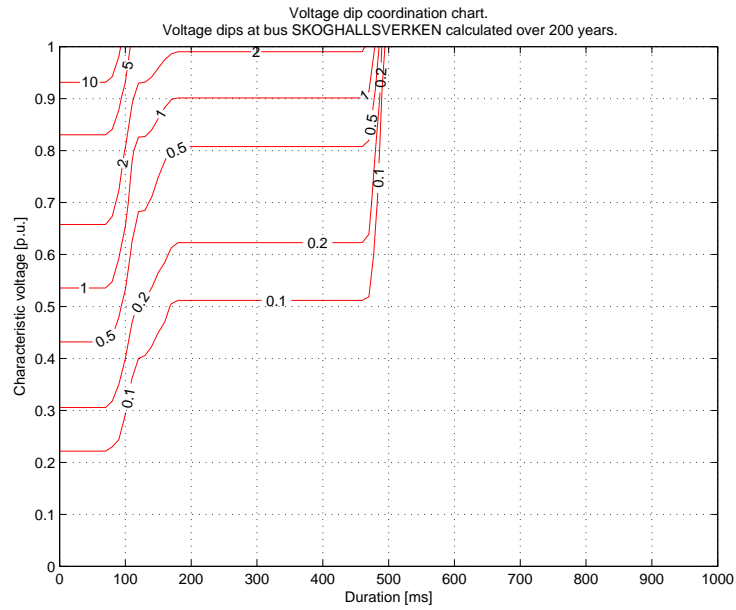
A1.5.10 Föregående driftläge samt jordade regler mellan Malsjö VL14 och Dingelsundet



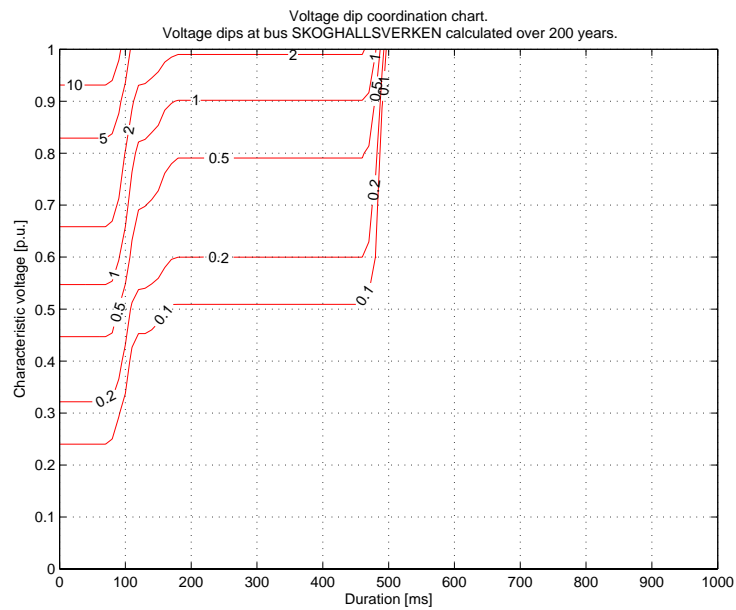
A1.5.11 Jordade regler mellan Kil och Rottneros



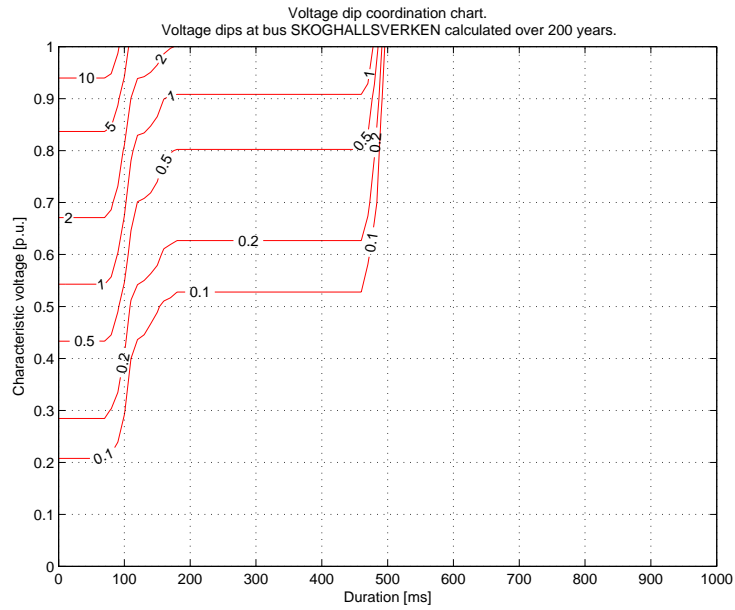
A1.5.12 Jordade regler mellan Åmotfors och Jössefors



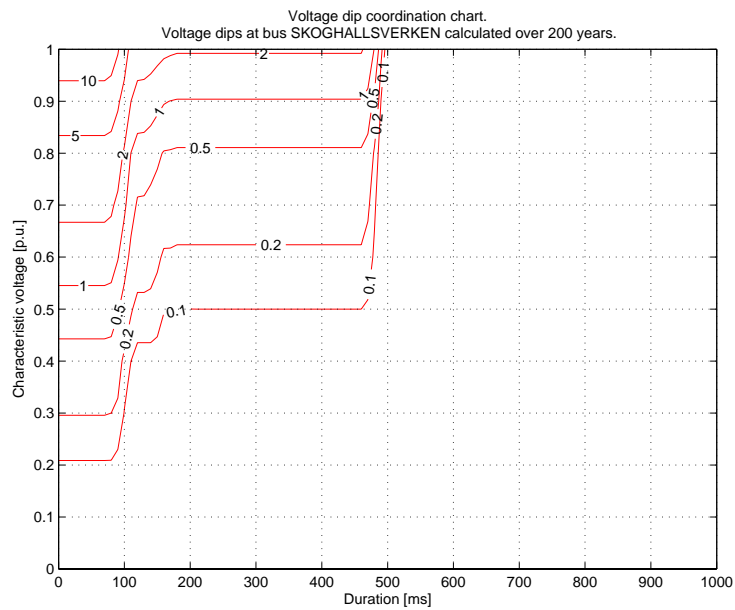
A1.5.13 Jordade regler mellan Åmotfors och Charlottenberg



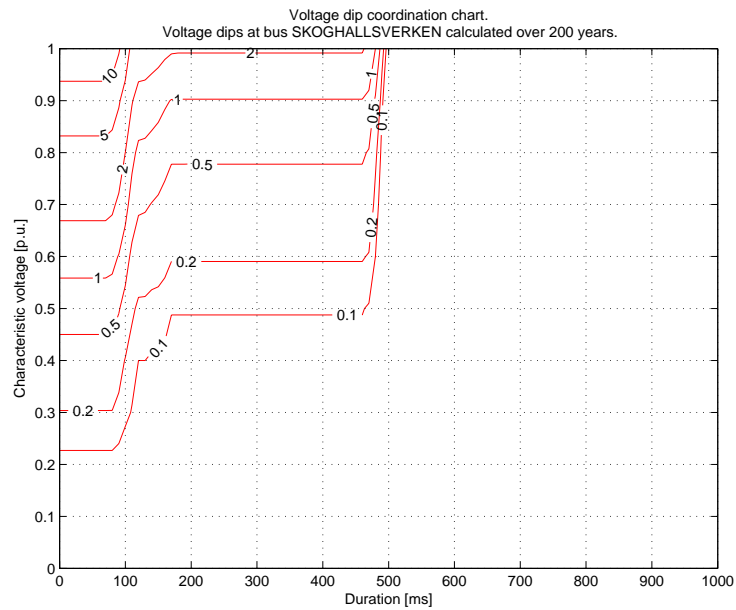
A1.5.14 Separata avledare mellan Borgvik och Kil



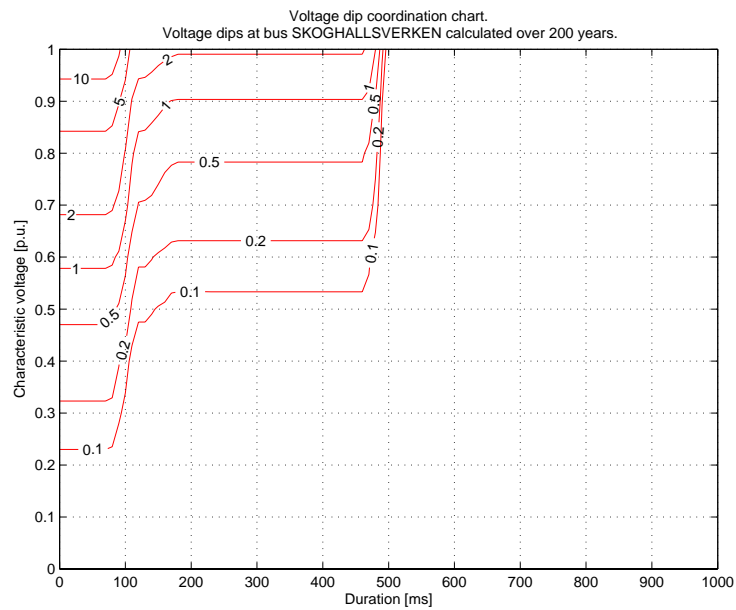
A1.5.15 Separata avledare mellan Borgvik och Säffle



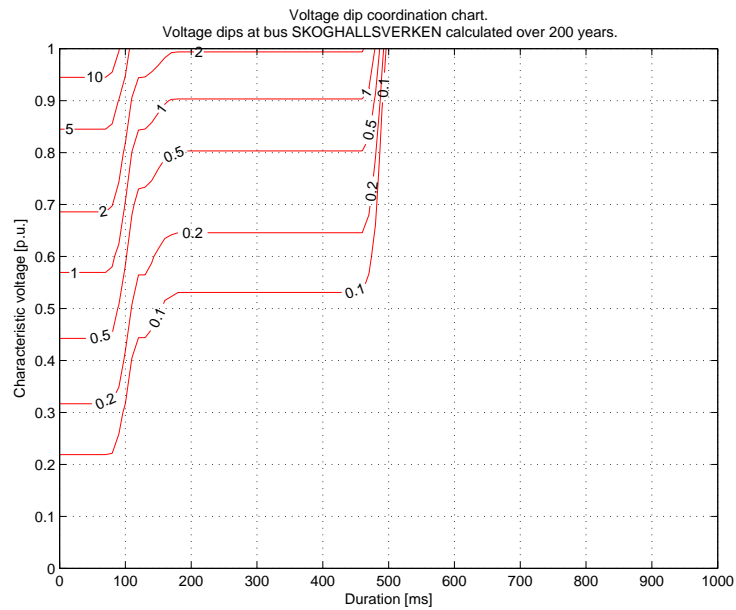
A1.5.16 Separata avledare mellan Orrby A och Värmskog



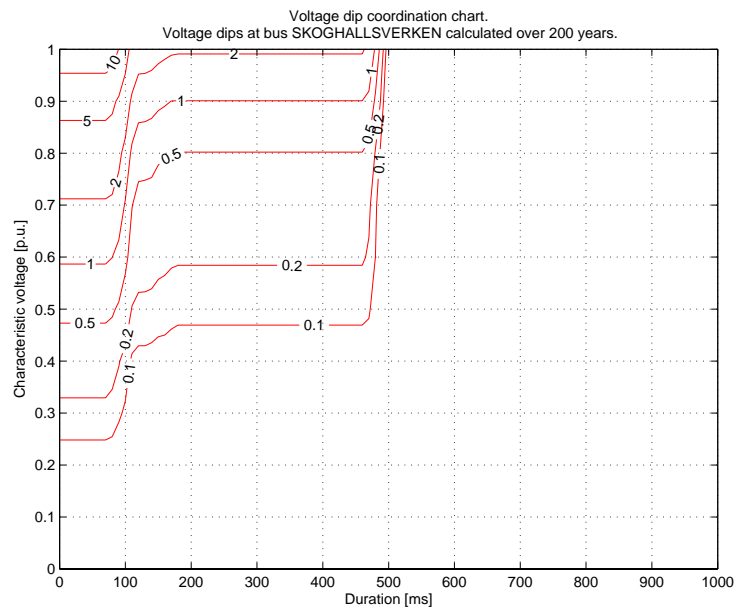
A1.5.17 Separata avledare mellan Borgvik och Karlstad V



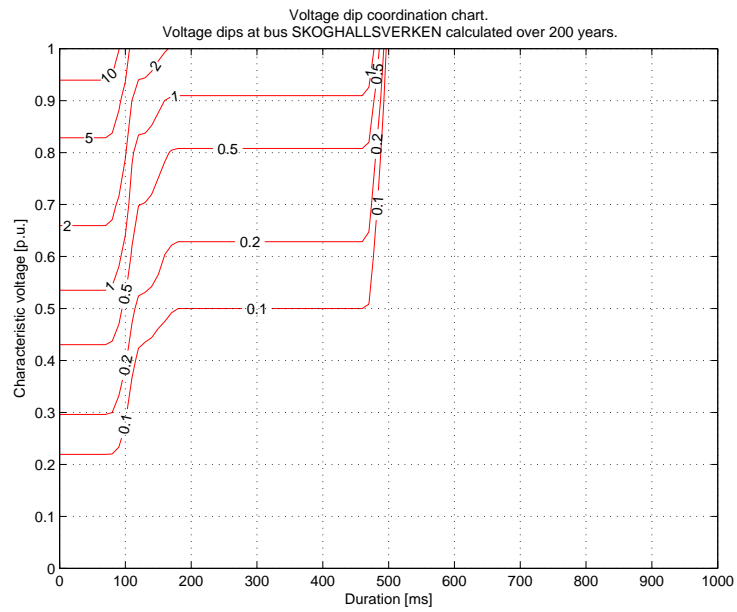
A1.5.18 Separata avledare mellan Borgvik och Dingelsundet via Karlstad V



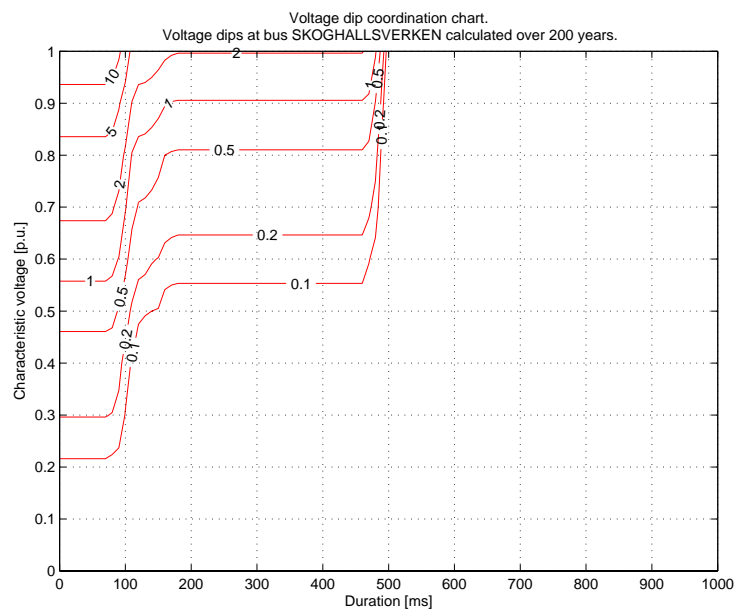
A1.5.19 Föregående driftläge samt separata avledare mellan Malsjö VL14 och Dingelsundet



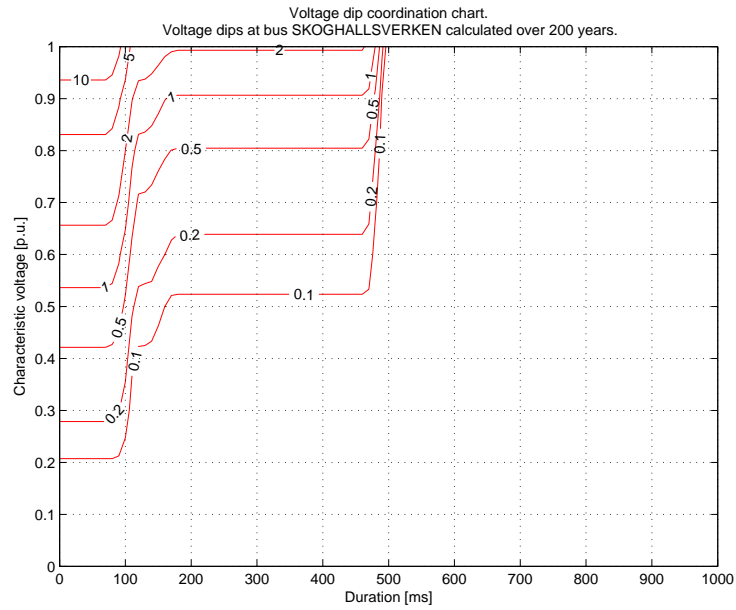
A1.5.20 Separata avledare mellan Kil och Rottneros



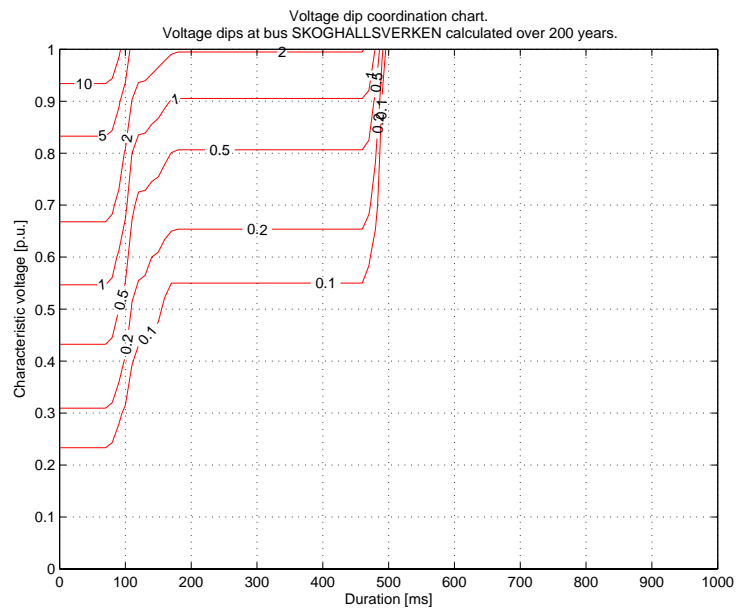
A1.5.21 Separata avledare mellan Åmotfors och Jössefors



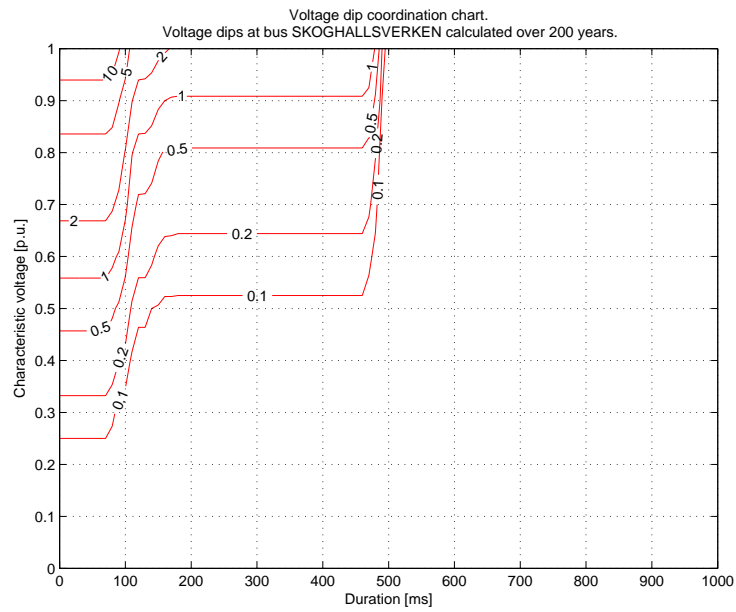
A1.5.22 Separata avledare mellan Åmotfors och Charlottenberg



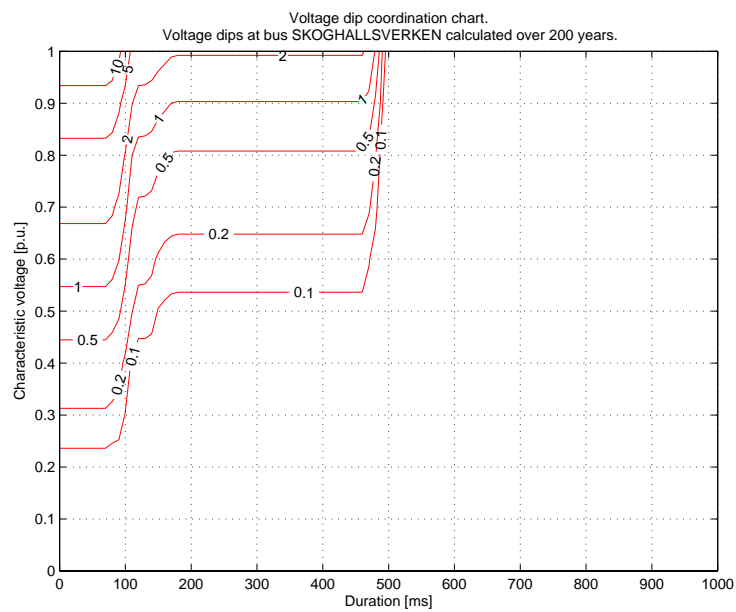
A1.5.23 Strömbegränsare mellan Borgvik och Kil (mot Kil)



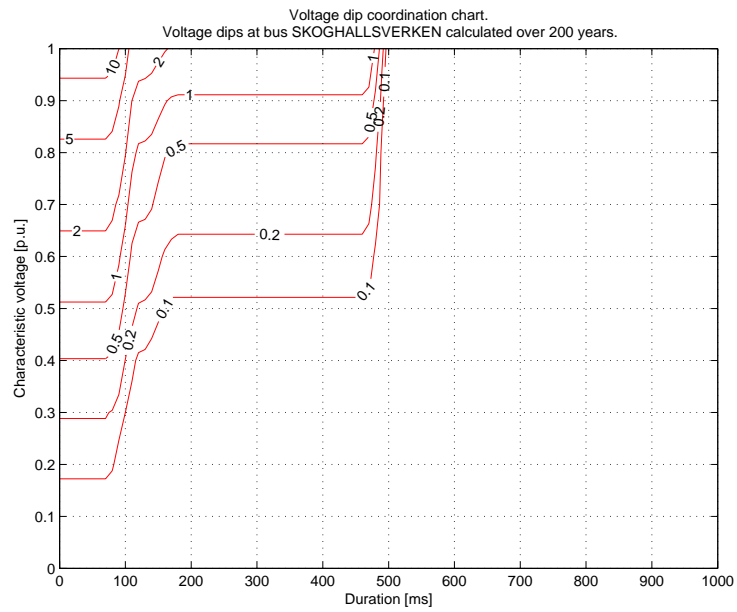
A1.5.24 Strömbegränsare mellan Borgvik och Kil (båda riktningar)



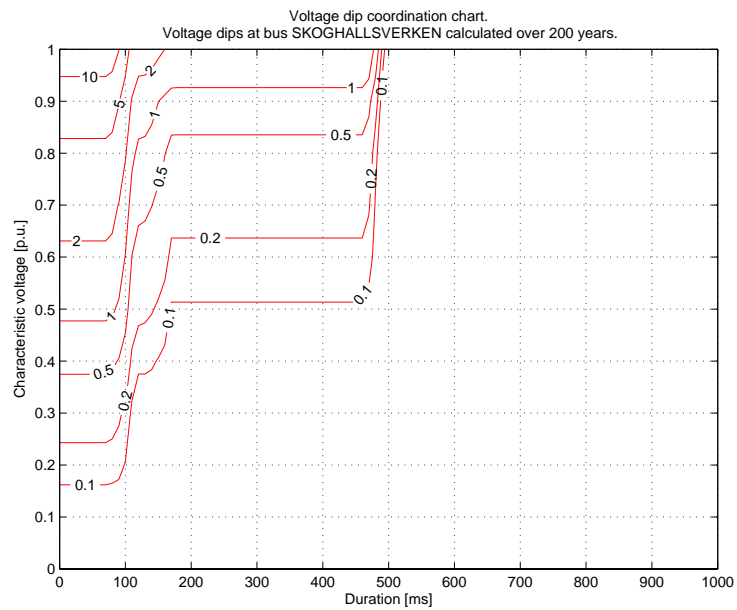
A1.5.25 Strömbegränsare vid Kil (mellan skenorna)



A1.5.26 Strömbegränsare mellan Dingelsundet och Kil (båda linjer, mot Kil)



A1.5.27 Strömbegränsare mellan Dingelsundet och Kil (båda linjer, båda riktningar)



A3 Beräkning av karaktäristisk spänning

I detta appendix beskrivs mer detaljerat beräkningsmetoden för den karaktäristiska spänningen.

Antag att vi har de tre fasspänningarna, U_a , U_b och U_c som komplexa storheter (information om både magnitud och fasvinkel) för tiden kring dippen. Vi kan då beräkna sekvensspänningarna (positiv $U^{(1)}$, negativ $U^{(2)}$ och nollföljd $U^{(0)}$) på följande sätt:

$$\begin{bmatrix} U^{(1)} \\ U^{(2)} \\ U^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix}, \quad (\text{A3.1})$$

där α definieras som

$$\alpha = -\frac{1}{2} + j\frac{1}{2}\sqrt{3}. \quad (\text{A3.2})$$

Sekvensspänningarna blir också komplexa storheter. Dippens typ, T , kan nu beräknas utifrån de positiva och negativa spänningskomponenterna enligt

$$T = \frac{\arg\left(\frac{U^{(2)}}{1-U^{(1)}}\right)}{60^\circ}. \quad (\text{A3.3})$$

T blir ett reellt tal, vilket sedan avrundas till närmaste heltal. T ger information vilken eller vilka faser som påverkats av felet, men används också för att definiera den karaktäristiska spänningen, V samt PN-faktorn, F enligt Tabell A3.1.

Tabell A3.1. Definitioner av karaktäristisk spänning och PN-faktor utifrån dipptyp.

T	Typ	Drabbade faser	Karaktäristisk spänning	PN-faktor
0	Ca	bc	$V = U^{(1)} - U^{(2)}$	$F = U^{(1)} + U^{(2)}$
2	Cb	ac	$V = U^{(1)} - \alpha^2 U^{(2)}$	$F = U^{(1)} + \alpha^2 U^{(2)}$
4	Cc	ab	$V = U^{(1)} - \alpha U^{(2)}$	$F = U^{(1)} + \alpha U^{(2)}$
3	Da	a	$V = U^{(1)} + U^{(2)}$	$F = U^{(1)} - U^{(2)}$
5	Db	b	$V = U^{(1)} + \alpha^2 U^{(2)}$	$F = U^{(1)} - \alpha^2 U^{(2)}$
1	Dc	c	$V = U^{(1)} + \alpha U^{(2)}$	$F = U^{(1)} - \alpha U^{(2)}$

Den karaktäristiska magnituden kan nu definieras som beloppet av den karaktäristiska spänningen, vilken liksom PN-faktorn är en komplex storhet, dvs. $|V|$.

Ur Tabell A3.1 kan man se att kunskap om den karaktäristiska spänningen, V och PN-faktorn, F ger möjlighet att beräkna den positiva och negativa spänningen. V och F tillsammans med $U^{(0)}$ ger därför lika mycket information om spänningen som U_a , U_b och U_c .

Ytterligare information om den karaktäristiska spänningen kan hittas i [16] och [17].