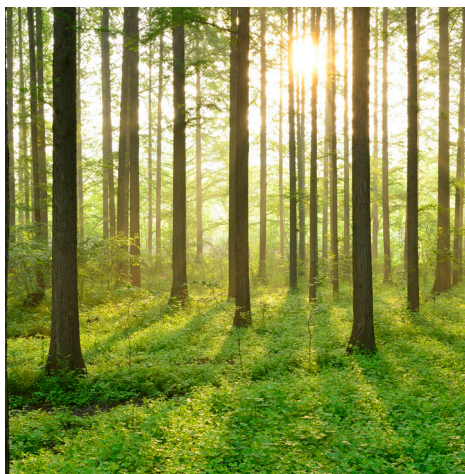


# BERÄKNINGSMETODER FÖR ELNÄT UNDER STOR OSÄKERHET

RAPPORT 2023:912





# **Beräkningsmetoder för elnät under stor osäkerhet**

Med tillämpning mot isolationskoordinering och elkvalitet

OSCAR LENNERHAG

JAN LUNDQUIST

MATH BOLLEN

ISBN 978-91-7673-912-9 | © Energiforsk januari 2023

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: [kontakt@energiforsk.se](mailto:kontakt@energiforsk.se) | [www.energiforsk.se](http://www.energiforsk.se)



## Förord

**Programmet *Risk- och tillförlitlighetsanalys* har initierat och genomfört projektet *Beräkningsmetoder för elnät under stor osäkerhet*. Projektet är en fortsättning på ett tidigare projekt inom det tidigare riskanalysprogrammet – Beräkningsmetoder för elnät under stor osäkerhet. Syftet med projektet är att utveckla effektiva beräkningsverktyg som är lämpliga för elnät med stor osäkerhet. Tillämpningsområden kommer att vara i huvudsak isolationskoordinering och elkvalitet. Projektet bygger upp erfarenhet kring vilka osäkerheter som uppstår till följd av att ny utrustning (kablar, omriktare etc.) ansluts till nätet, samt andra osäkerheter som till exempel nätets driftläge, samt hur dessa osäkerheter kan hanteras.**

Projektet, med PL Oscar Lennerhag från I2G, har genomförts som ett industri-doktorandprojekt och är samfinansierat av Energimyndigheten och Svenska kraftnät.

- Stort tack till programstyrelsen för deras initiativ och stöd till projektet:
- Jenny Paulinder, Göteborg Energi Nät (ordförande)
- Emil Welin, Vattenfall Eldistribution
- Petter Sandberg/Linus Hansson, Ellevio
- Mari Jacobsson Ueda/ Geoffrey Jordaan, Svenska kraftnät
- Göran Hamlund/Fredrik Andersson, Elinorr
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft Elnät
- Mattias Jonsson, Umeå Energi
- Hampus Halvarsson, Jämtkraft
- Johan Mikkelsen, Öresundskraft
- Henric Johansson, Jönköping Energi Nät
- Fredrik Byström Sjödin, Installatörsföretagen
- Carl Johan Wallnerström, Energimarknadsinspektionen (adjungerad)

Följande bolag har deltagit som intressenter till projektet. Energiforsk framför ett stort tack till samtliga för värdefulla insatser.

- Svenska kraftnät
- Ellevio AB
- Vattenfall Eldistribution
- Göteborg Energi
- Elinorr
- Jämtkraft Elnät
- Öresundskraft
- Skellefteå Kraft
- Umeå Energi
- Kraftringen Nät
- Jönköping Energi Nät
- AB PiteEnergi
- Karlstads El och Stadsnät
- Karlskoga Elnät
- Elinorr ekonomisk förening;
- Bergs Tingslags Elektriska
- Blåsjön Nät
- Dala Energi Elnät
- Elektra Nät
- Gävle Energi
- Hamra Besparingsskog
- Hofors Elverk
- Härjeåns Nät
- Härnösand Elnät
- Ljusdal Elnät
- Malungs Elnät
- Sandviken Energi Nät
- Sundsvall Elnät
- Söderhamn Elnät
- Åsele Elnät
- Årsunda Kraft & Belysningsförening
- Övik Energi Nät
- Energimarknadsinspektionen (adjungerad)
- Elsäkerhetsverket (adjungerad)

Stockholm i december 2022

*Susanne Stjernfeldt*

Energiforsk AB  
Forskningsområde Elnät Vindkraft och Sol

## Sammanfattning

**Kraftsystemet genomgår ett flertal förändringar vilka kommer påverka systemet på ett flertal sätt, till exempel i form av en ökad osäkerhet vad gäller möjliga driftlägen samt modellering av olika komponenter.**

**Projektet har kartlagt olika osäkerheter av relevans för isolationskoordinering och spridning av övertoner, t.ex. osäkerheter på grund av variationer i tiden eller på grund av framtida utveckling av nätet och anslutna komponenter.**

Med konventionella metoder för att hantera osäkerheter finns en risk för onödigt stora marginaler och höga kostnader, vilket t.ex. skulle kunna leda till en begränsning i hur mycket förnyelsebar generering som kan anslutas. För att hantera osäkerheter i studier har projektet utforskat matematiska metoder som till exempel gör det möjligt att approximera ett statistiskt resultat (utvärdera risk) utifrån ett begränsat antal beräkningar. I praktiken innebär detta att ett större antal fall kan studeras, vilket leder till ett bättre beslutsunderlag. Metoderna sammanfattas kort nedan:

- En metod för att aggregera ett givet nät på ett sådant sätt att dess stokastiska egenskaper bibehålls, i syfte att minska beräkningsbördan vid övertonsstudier. Metoden kan också användas för att jämföra olika kundlastmodeller eller effekten av distribuerad generering på spridning av övertoner på ett stokastiskt sätt.
- En statistisk metod för att bestämma representativa överspänningar i HVDC luftlednings-/kabelsystem med så få beräkningar som möjligt. Detta möjliggör en optimal dimensionering av kabelisolationen.
- En metod för effektiv beräkning av kopplingsöverspänningar, vilken enbart kräver en tiondel eller en femtedel så många beräkningar som konventionella metoder.
- En metod för effektiv beräkning av övertoner.

Projektet har även resulterat i en metod för att hantera risken för så kallade resonanta överspänningar under drift, baserad på koordinerad bortkoppling av kablar. Metoden verkar på resonanta överspänningar när de uppstår, oberoende av orsaken, och med minimal påverkan på systemet under normal drift. Projektet har också resulterat i en metod för att bedöma påkänningar på avledare då de utsätts för resonanta överspänningar.

För att säkerställa att de simuleringar som genomförts under projektet är realistiska har även ett exemplarnät tagits fram, relevant för svenska förhållanden. Exemplarnätet finns även inkluderat i mjukvaran PowerFactory som en standardmodell. Vidare har exemplarnätet använts i arbete inom CIGRE, samt i exjobb och forskning internationellt.

## Nyckelord

Osäkerheter, övertoner, överspänningar, modellering, stokastiska metoder



## Summary

**The power system is undergoing a number of changes which will affect the system in a number of ways, for example in the form of an increased uncertainty regarding possible operating scenarios and modelling of various components. The project has mapped various uncertainties of relevance for insulation coordination and harmonic propagation, such as uncertainties due to variations in time or due to future development of the network and connected components.**

With conventional methods for dealing with uncertainties, there is a risk of unnecessarily large margins and high costs, which, for example, could lead to a limit on how much renewable generation can be connected. To deal with uncertainties in studies, the project has explored mathematical methods that, for example, make it possible to approximate a statistical result (evaluate risk) based on a limited number of calculations. In practice, this means that a larger number of cases can be studied, which leads to a better basis for decision-making. The methods are summarized briefly below:

- A method for aggregating a network in such a way that its stochastic properties are maintained to reduce the computational burden in harmonic studies. The method can also be used to compare different customer load models or the impact of distributed generation on harmonic propagation in a stochastic way.
- A statistical method for determining representative overvoltages in HVDC overhead line/cable systems using as few calculations as possible. This enables an optimal dimensioning of the cable insulation.
- A method for efficient calculation of switching overvoltages, which requires only one tenth or one fifth as many calculations as conventional methods.
- A method for efficient calculation of harmonics.

The project has also developed a method for managing the risk of so-called resonant overvoltages during operation, based on coordinated disconnection of cables. The method acts on resonant overvoltages when they occur, regardless of the cause, and with minimal impact on the system during normal operation. The project has also developed a method for assessing the impact to arresters when they are exposed to resonant overvoltages.

To ensure that the simulations carried out during the project are realistic, an example network has been developed, relevant to Swedish conditions. The sample network is included in PowerFactory as a standard model. Furthermore, the example network has been used in work within CIGRE, as well as in international research.

# Innehåll

|          |                                                                           |           |
|----------|---------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>Bakgrund</b>                                                           | <b>9</b>  |
| 1.1      | Genomförande                                                              | 10        |
| <b>2</b> | <b>Resultat</b>                                                           | <b>11</b> |
| 2.1      | Ett svenskt exempel nät [C, R, S]                                         | 11        |
| 2.2      | Inverkan av osäkerheter på resonanta överspänningar [A, B, E, H, L, M, O] | 13        |
| 2.3      | En stokastisk aggregerad lastmodell [G, J]                                | 23        |
| 2.4      | Effektiv beräkning av överspänningar i HVDC luftledning-/kabelsystem [K]  | 28        |
| 2.5      | Effektiv beräkning av överspänningar med unscented transform [N, Q]       | 33        |
| 2.6      | Effektiv beräkning av övertoner med unscented transform [I, P]            | 36        |
| <b>3</b> | <b>Diskussion och slutsatser</b>                                          | <b>42</b> |
| <b>4</b> | <b>Publikationslista</b>                                                  | <b>44</b> |
| 4.1      | Konferensartiklar                                                         | 44        |
| 4.2      | Tidskriftsartiklar                                                        | 45        |
| 4.3      | Tekniska rapporter                                                        | 46        |
| 4.4      | Doktorsavhandling                                                         | 46        |
| 4.5      | Bokkapitel                                                                | 46        |
| 4.6      | CIGRE-arbetsgrupper                                                       | 46        |
| <b>5</b> | <b>Referenslista</b>                                                      | <b>47</b> |

# 1 Bakgrund

**Kraftsystemet genomgår ett flertal förändringar, exempelvis i form av storskalig anslutning av förnybara energikällor, kablfiering även på högre spänningsnivåer, samt förändringar i lasternas sammansättning till följd av energieffektivisering. Sammantaget kommer dessa förändringar att påverka kraftsystemet på ett flertal sätt, till exempel i form av ökad osäkerhet vad gäller möjliga driftlägen samt modellering av olika komponenter.**

Osäkerheter kan hanteras deterministiskt eller stokastiskt, där Monte Carlo-metoder är vanligt förekommande. Deterministiska metoder utgår ofta från ett antaget värsta fall. Vid stora osäkerheter riskerar detta att resultera i stora marginaler och höga kostnader, vilket t.ex. skulle kunna leda till begränsningar av hur mycket förnyelsebar generering som kan anslutas. Monte Carlo-metoder gör det möjligt att ta hänsyn till olika sannolikheter genom upprepade slumpmässiga sampling utifrån olika sannolikhetsfördelningar. Sådana metoder kräver dock ett stort antal beräkningar för att säkerställa den statistiska signifikansen, vilken kan vara svår att uppnå beroende på vilken typ av problem som studeras (antal osäkra variabler, hur många tidskrävande beräkningar som krävs, etc.). För att hantera ett stort antal osäkerheter behövs matematiska metoder som gör det möjligt att approximerar ett statistiskt resultat (till exempel utvärdera risker) utifrån ett begränsat antal beräkningar.

Inom projektet har detta åstadkommit på olika sätt, vilka beskrivs mer i detalj i resultatavsnittet. I korthet har följande metoder utvecklats eller applicerats inom områdena isolationskoordinering och elkvalitet (bokstäverna refererar till olika publikationer i publikationslistan):

- En metod för att aggregera ett givet nät på ett sådant sätt att dess stokastiska egenskaper bibehålls, i syfte att minska beräkningsbördan vid övertonsstudier [G, J].
- En statistisk metod för att beräkna representativa överspänningar i HVDC luftledning/kabelsystem genom att använda sig av så få beräkningar som möjligt [K].
- En metod för effektiv beräkning av kopplingsöverspänningar som endast kräver en tiondel eller en femtedel så många beräkningar som konventionella metoder [N, Q].
- En metod för effektiv beräkning av övertoner [I].

Projektet har även resulterat i en metod för att under drift hantera risken för så kallade resonanta överspänningar [M], samt en metod för att bedöma termiska påkänningar på avledare då de utsätts för resonanta överspänningar [O]. Samtliga metoder beskrivs mer i detalj i resultatkapitlet. För att säkerställa att de simuleringar som genomförts under projektet är realistiska har även ett exempelnett tagits fram, relevant för svenska förhållanden [C, R, S].

Projektet utfördes av Independent Insulation Group ([www.i2g.se](http://www.i2g.se)) samt Luleå Tekniska Universitet och var finansierat av Energimyndigheten, Svenska kraftnät,

Energiforsk, samt Independent Insulation Group. Projektet startade 1 september 2017 och avslutades 30 juni 2022. Projektet genomfördes inom ramen för Forsknings- och innovationsprogrammet SamspEL (Energimyndigheten), samt Risk och tillförlitlighetsprogrammet (Energiforsk). Huvuddelen av arbetet har genomförts av Oscar Lennerhag, projektledare och industridoktorand. Handledare på Luleå Tekniska Universitet var Math Bollen. Industrihandledare på Independent Insulation Group var Jan Lundquist. Andreas Dernfalk på Independent Insulation Group har också deltagit i projektet.

## 1.1 GENOMFÖRANDE

Projektet har genomförts i form av litteraturstudier och simuleringar i olika beräkningsprogram som Matlab, DIgSILENT PowerFactory och PSCAD. För att simuleringarna ska vara realistiska har ett publikt tillgängligt exempelnett tagits fram, relevant för svenska förhållanden [X-Y]. Exempelnätet täcker spänningsnivåer från 400 kV ner till 400 V och har använts i ett flertal projekt på Luleå Tekniska Universitet, inom CIGRE arbetsgrupp C4.46, samt i forskning internationellt. Exempelnätet finns även inbyggt som en standardmodell i mjukvaran DIgSILENT PowerFactory.

## 2 Resultat

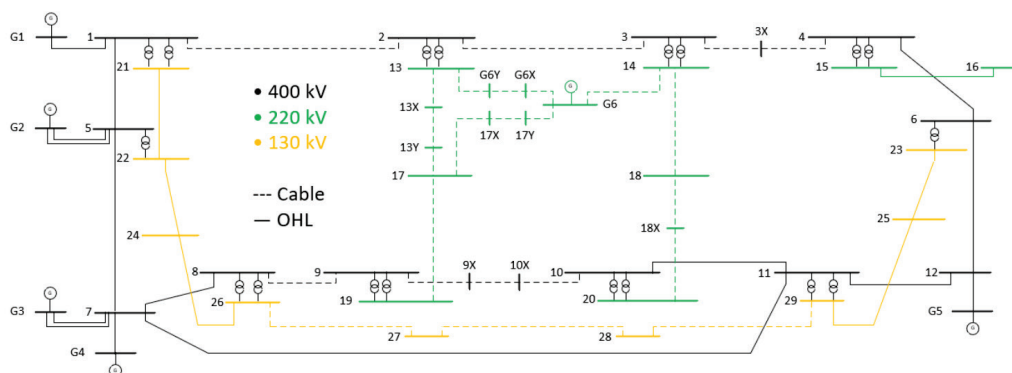
Följande avsnitt sammanfattar resultat från olika delar av projektet.

### 2.1 ETT SVENSKT EXEMPELNÄT [C, R, S]

För att kunna studera inverkan av osäkerheter på överspänningar och spridning av övertoner behövs realistiska nätmodeller. Inom ramen för projektet har ett exempel nät utvecklats, lämpligt för svenska förhållanden. Exemplet är delvis baserat på ett befintligt nät. Ledarter, stolpkonfigurationer, kablar etc. är också baserade på vad som är typiskt i det svenska kraftsystemet. Exemplet representerar spänningsnivåer från 400 kV till 400 V, med alla relevanta parametrar för modellering av olika komponenter inkluderade. Exemplet och alla parametrar är offentligt tillgängliga [R], tillsammans med en uppdaterad lista över revisioner [S]. Exemplet har använts t.ex. i [A-C, L, M, O] för olika typer av studier. Det har även använts i ett flertal projekt på Luleå Tekniska Universitet, inom CIGRE arbetsgrupp C4.46, samt i ett flertal studier hos Aalborg University of Technology [1]–[4]. Exemplet finns även inbyggt i mjukvaran DigSILENT PowerFactory. Exemplet är avsett för följande studier:

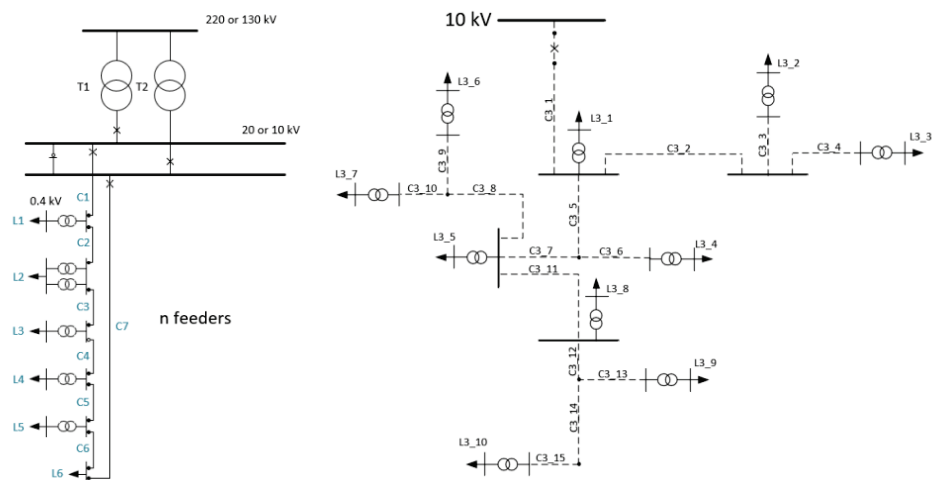
- Beräkning av transienter t.ex. vid fel eller vid koppling av transformatorer, kondensatorbatterier, kablar etc., med hänsyn till resonanser
- Spridning av övertoner till och från transmissions- och distributionsnät

En översikt av exemplet (400 kV, 220 kV och 130 kV) visas i Figur 1.

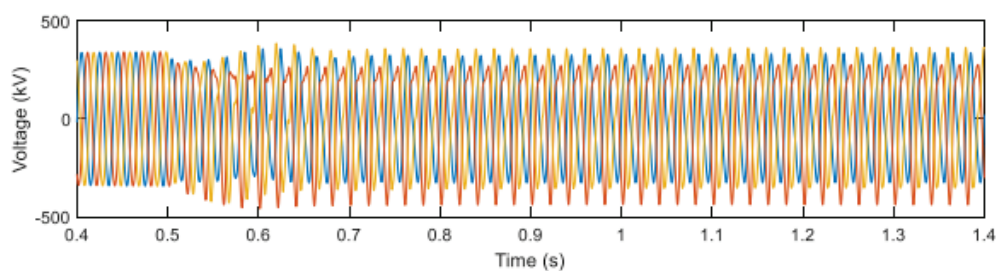


Figur 1. Enlinjeschema över exemplet (400 kV, 220 kV och 130 kV visas).

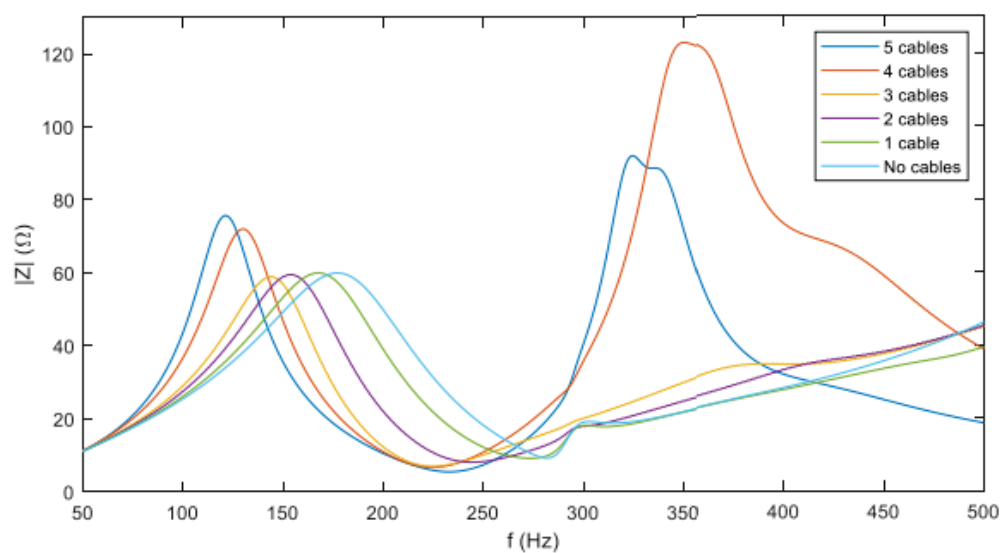
Lägre spänningsnivåer har modellerats utifrån tidigare arbete inom Elforsk/Energiforsk [5], [6]. Ett exempel på representativt stadsnät och landsbygdsnät visas i Figur 2. Exempel på resultat från beräkningar med exemplet visas i Figur 3 och Figur 4.



Figur 2. Exempel på ett representativt stadsnät (vänster) och landsbygdsnät (höger).



Figur 3. Exempel på beräknade överspänningar vid spänningssättning av en transformator.



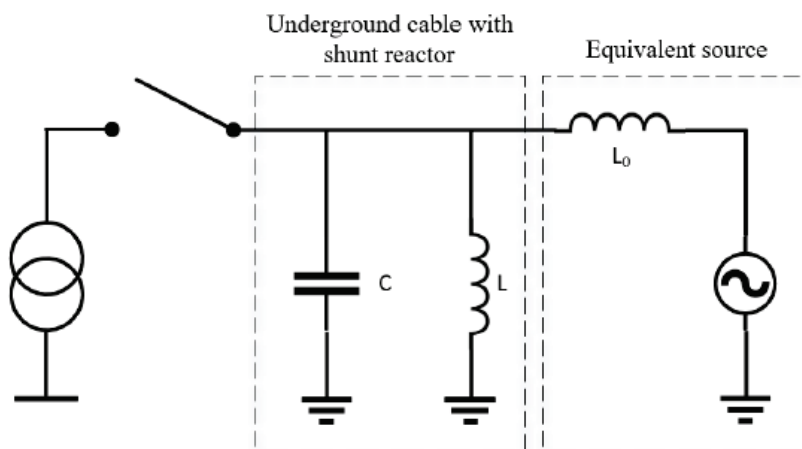
Figur 4. Exempel på beräknad impedanskaraktäristik vid olika andel kabel på 400 kV.

## 2.2 INVERKAN AV OSÄKERHETER PÅ RESONANTA ÖVERSPÄNNINGAR [A, B, E, H, L, M, O]

Kraftsystemet genomgår ett flertal förändringar, till exempel i form av en storskalig anslutning av förnybara energikällor, kablifiering även på högre spänningsnivåer, samt förändringar i lasternas sammansättning till följd av energieffektivisering. Dessa förändringar leder till ökad risk för allvarligare resonanser i elnätet och en ökad osäkerhet vad gäller resonansfrekvenser och dämpning av dessa resonanser [A], [7]–[14]. Detta kan ha stor inverkan på spridningen av övertoner och risken för så kallade resonanta överspänningar (temporära överspänningar orsakade av resonanser).

På grund av lägre resonansfrekvenser finns det en ökad risk för förstärkning av lägre ordningar av övertoner, som 5:e eller 7:e, samt en ökad risk för resonanta överspänningar [7]–[10], [14]–[16]. I [12], [17]–[21] beskrivs resonansfrekvenser så låga som 100–150 Hz vilket bland annat ökar risken för resonanta överspänningar vid mättning av transformatorer till följd av felbortkoppling eller inkoppling. En annan aspekt som bör beaktas är den ökade osäkerheten vad gäller resonanser och övertonskällor. Enligt IEC 60071–4 genomförs studier på TOV:er vanligtvis på ett deterministiskt eller kvasi-statistiskt sätt, med målet att hitta eller uppskatta de värsta möjliga fallen. I fall med många osäkerheter kan detta ge alltför pessimistiska resultat, vilket kan hindra integrationen av förnyelsebara energislag eller på annat sätt hindra utvecklingen av kraftsystemet.

Ett typiskt exempel på resonanta överspänningar är mättning av transformatorer, t.ex. till följd av felbortkoppling eller inkoppling i kombination med en parallellresonans vid låga frekvenser. En parallellresonans karaktäriseras av en hög impedans vid resonansfrekvensen. Då en transformator går i mättning, t.ex. vid inkoppling, kommer den att bete sig som en övertonsströmkälla. Om övertonsströmmen sammanfaller med parallellresonansen kan detta leda till höga överspänningar. Ett exempel på en parallellresonanskrets triggad av transformatorinkoppling visas i Figur 5.



Figur 5. Exempel på parallellresonans triggad av transformatorinkoppling.

## Sammanfattning av fallstudier

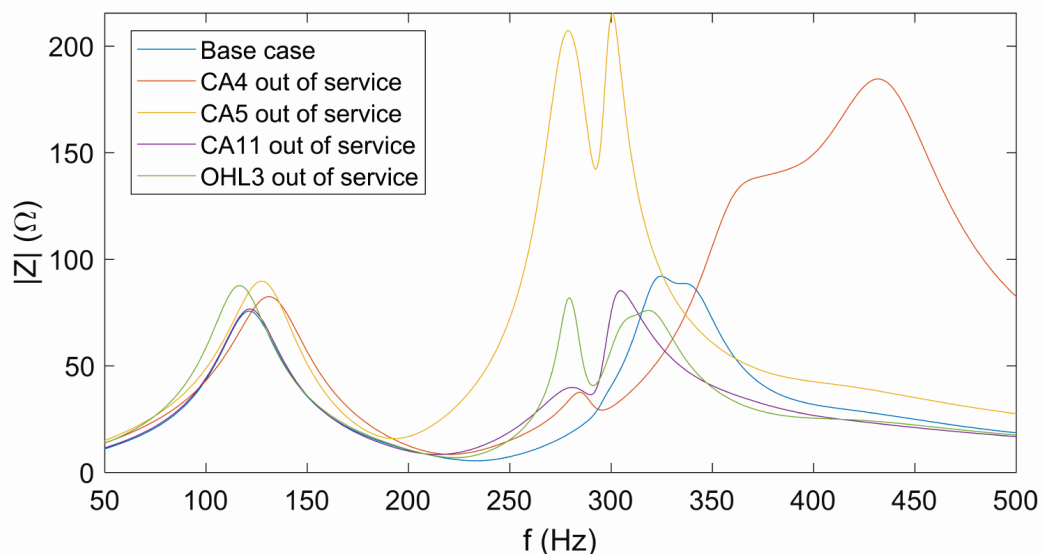
Osäkerheter som påverkar risken för höga resonanta överspänningar är t.ex.:

- Osäkerheter som beror på variationer i tiden, t.ex. driftläge i nätet [B, L, E]
- Osäkerheter på grund av framtida utveckling av nätet och anslutna komponenter [B, L, E]
- Osäkerheter relaterade till underliggande nät och laster [B, L, E]
- Osäkerheter relaterade till mätning av transformatorer [B, L, E]
- Osäkerheter kring utvärdering av resonanta överspänningar [H, O]

Nedan presenteras utvalda resultat från [B, L, E, H, O].

### *Osäkerheter som beror på variationer i tiden*

I takt med att kraftsystemet förväntas bli mer flexibelt blir det också mer osäkert vad gäller möjliga driftlägen. Om en stor generator är ur drift kommer detta att försvaga nätet, vilket resulterar i en sänkning av resonansfrekvenserna. Om en kabel eller luftledning kopplas bort kan den frekvensberoende impedansen, sedd från en viss nod, ändras drastiskt beroende på hur maskat nätet är [15], [22]. Som ett exempel kopplades olika kablar och ledningar i exempelnätet bort en i taget och den frekvensberoende impedansen beräknades. Figur 6 visar den resulterande impedansprofilen sedd från nod 9 för olika driftlägen.



Figur 6. Frekvensberoende impedans vid nod 9 för olika driftlägen.

Förnyelsebara kraftslag som ansluts till nätet med omriktare påverkar nätet, både när det gäller resonansfrekvensen (t.ex. på grund av kapacitiva element i filter) och emission [23]–[27]. Förnybar generering som sol- och vindkraft är intermittent av naturen, och även om det är möjligt att förutsäga den installerade kapaciteten, kan variationer i driftpunkt (som är svårare att förutsäga) påverka övertonsimpedansen och emissionen [22]. Det bör också noteras att även om nya kraftslag vanligtvis ger mindre bidrag till kortslutningseffekten i systemet jämfört



med traditionella källor, behövs mer forskning för att förstå effekten vid övertonsfrekvenser.

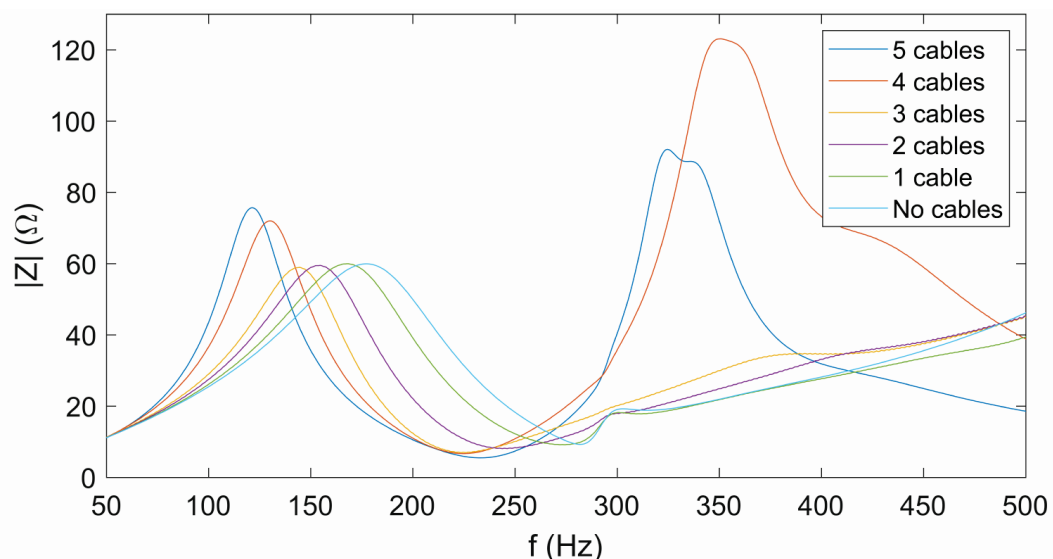
Förbrukningen varierar också med tiden, och även om det kan vara möjligt att förutsäga generella belastningsmönster är det inte möjligt att exakt förutsäga vilken utrustning som kommer att anslutas vid varje given tidpunkt.

*Osäkerheter på grund av framtida utveckling av nätet och anslutna komponenter*

Tillförlitlighet är ett viktigt kriterium i alla faser av kraftsystemplanering. För att säkerställa erforderlig redundans kan flera parallella kablar installeras även om en kabel är tillräcklig för att hantera den överförda effekten. Detta kommer att leda till en betydande ökning av kapacitansen för just den anslutningen, vilket kommer att resultera i en sänkning av resonansfrekvensen.

Under planeringsstadiet kan den slutliga sträckningen för en viss sträcka vara okänd. Detta kommer att påverka valet av teknik, där t.ex. tunnelkablar, markkablar eller luftledningarna kan tänkas bli använda, och även sträckningens längd. Dessa aspekter kommer att påverka de elektriska parametrarna och därmed resonansfrekvensen. Andra aspekter relaterade till kabelinstallationer som kabellayouten (t.ex. triangulär eller plan förläggning) och skärmjordning har också påverkan på impedansen [10], [22].

Som ett exempel undersöktes effekten av att ersätta luftledningarna med kablar i exempelnätet. Först ersattes samtliga 400 kV-kablar (CA 1-CA 5) av luftledningarna med samma längd. Sedan ökades andelen kablar genom att ersätta luftledningarna med kablar en efter en. Den frekvensberoende impedansen (plusföljd) sedd från nod 9 vid en ökande andel kablar visas i figur 7.



Figur 7. Frekvensberoende impedans sett från nod 9 vid olika andel 400 kV-kabel.

En annan osäkerhet är relaterad till framtida laster och annan utrustning kopplad till nätet. PV-omriktare och apparater utrustade med kraftelektronik tillför

kapacitans till lågspänningsnät, och de ger också typiskt mindre dämpning jämfört med icke-elektroniska (resistiva) laster [23], [26], [28]. Det är dock inte känt i förväg vilka kunder som kommer att installera solceller, och påverkan på dämpningen är svår att bedöma på grund av brist på jämförande mätningar av nätverksimpedansen [29].

Ett annat exempel på påverkan av förnyelsebara energislag är shunkapacitansen som introduceras av uppsamlingsnät i sol- eller vindparker [11], [12], [17], [18], [30]–[32].

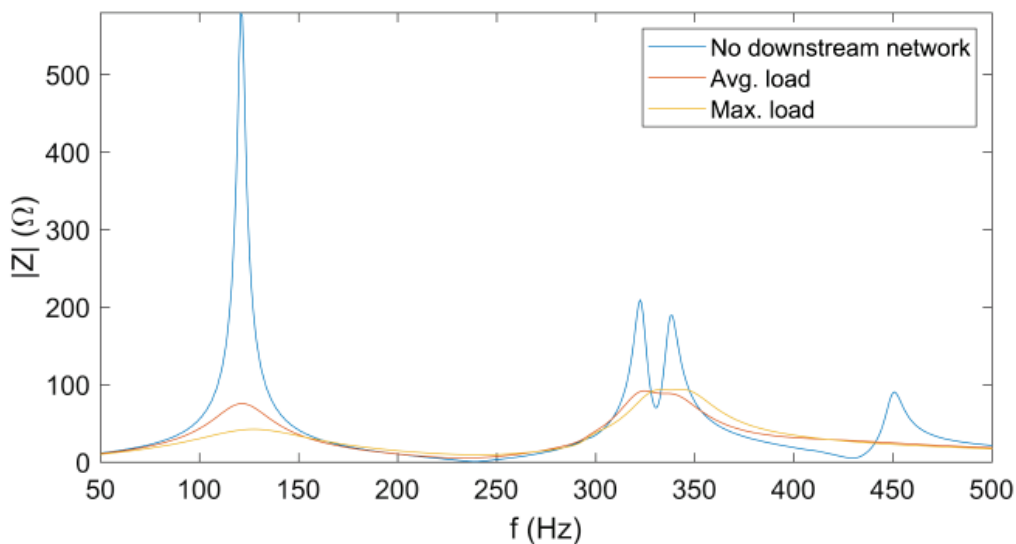
HVDC-länkar kommer också att påverka systemet, både vad gäller resonanser och i form av emission. Modellering av omriktare kräver specifik information relaterad till t.ex. omvandlarens kontroller, för alla driftfall av relevans [22], [33].

#### *Osäkerheter relaterade till underliggande nät och laster*

På grund av brist på information och andra begränsningar beaktas vanligtvis underliggande nät och laster på ett förenklat sätt. En av de största osäkerheterna är relaterad till modellering av kundinstallationer och deras inverkan på dämpningen. Valet av modell, d.v.s. en parallell- eller seriemodell, eller en fullständig representation av nätet vid lägre spänningsnivåer, inklusive laster, kan också ha stor inverkan på resultatet [22], [34], [35]. Det bör också noteras att många lastmodeller parameteriseras utifrån aktiv och reaktiv effekt vid 50 Hz [22], men för moderna typer av laster är detta troligen inte en bra representation för övertonsfrekvenser.

Med hjälp av exempel nätet jämfördes den frekvensberoende impedansen för tre fall: ingen belastning (näten nedströms är fränkopplade, t.ex. vid nätåteruppbyggnad), en uppskattad genomsnittlig förbrukning (referensfall) och maximal förbrukning. Resultatet visas i Figur 8. Att försumma underliggande nät

och laster kommer att leda till en kraftig underskattning av dämpningen, vilket kan leda till orealistiskt höga överspänningar.



Figur 8. Exempel på frekvensberoende impedans vid olika lastnivå.

Beräkningar har även genomförts för inkoppling av transformatorer i exempel nätet under olika förutsättningar. Tabell 1 visar en sammanställning av de resulterande överspänningarna vid olika belastning. Resultatet visar att även en liten andel last har stor inverkan på de resulterande överspänningarna.

Tabell 1. Inverkan av lastnivå på resulterande överspänningar (last angiven i procent av medellast).

| Case | $f_{res}$ (Hz) | Load | Switching | Remanence (pu) | $L_{air}$ (pu) | $V_{max}$ (pu) | % >1.1 pu | % >1.2 pu | % >1.4 pu | % >1.6 pu |
|------|----------------|------|-----------|----------------|----------------|----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 29   | 100            | 100% | Random    | 0.8            | 0.2            | 1.10           | 0%        | 0%        | 0%        | 0%        |
| 29b  | 100            | 75%  | Random    | 0.8            | 0.2            | 1.12           | 27%       | 0%        | 0%        | 0%        |
| 29c  | 100            | 50%  | Random    | 0.8            | 0.2            | 1.15           | 69%       | 0%        | 0%        | 0%        |
| 29d  | 100            | 25%  | Random    | 0.8            | 0.2            | 1.18           | 74%       | 0%        | 0%        | 0%        |
| 29e  | 100            | 10%  | Random    | 0.8            | 0.2            | 1.31           | 84%       | 72%       | 0%        | 0%        |
| 5    | 100            | 0%   | Random    | 0.8            | 0.2            | 2.02           | 89%       | 88%       | 82%       | 77%       |

#### Osäkerheter relaterade till mättning av transformatorer

Osäkerheter relaterade till komponentmodellering beror vanligtvis på att information saknas, eller i vissa fall på brister i tillgängliga modeller. En kritisk parameter i studier som rör mättning av transformatorer är transformatorernas mättningskaraktäristik. Tomgångsprover ger inte tillräcklig information för att modellera mättningen, varför antaganden ofta behövs. Andra viktiga parametrar är inkopplingsögonblicket i respektive fas (vid spänningssättning), samt eventuell remanens [36]–[38]. Tabell 2 visar en jämförelse av inkopplingsströmmen vid olika förutsättningar.

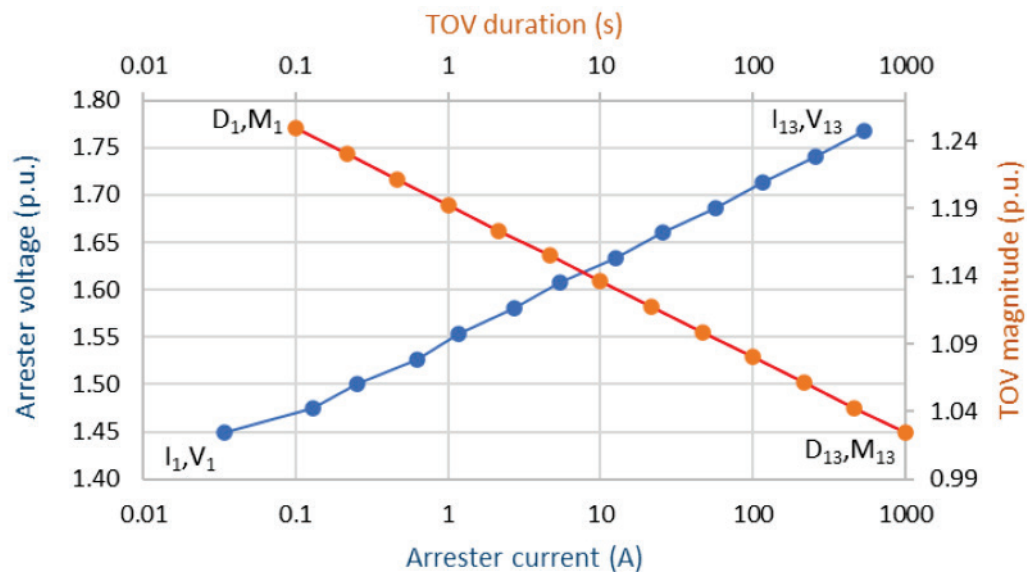
Tabell 2. Jämförelse av inkopplingsström vid olika förutsättningar.

| Strategy               | Remanence<br>(pu) | Mean current<br>(kA) | Max. current<br>(kA) |
|------------------------|-------------------|----------------------|----------------------|
| Random closing         | 0                 | 1.2                  | 2.0                  |
| Random closing         | 0.5               | 1.5                  | 3.0                  |
| Random closing         | 0.8               | 1.9                  | 3.7                  |
| Synchronized switching | 0                 | 0.06                 | 0.6                  |
| Synchronized switching | 0.5               | 0.9                  | 1.5                  |
| Synchronized switching | 0.8               | 1.6                  | 2.3                  |

#### *Osäkerheter relaterade till utvärdering av resonanta överspänningar*

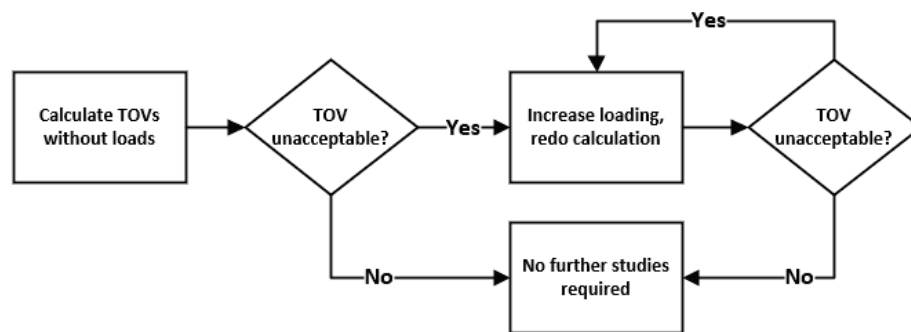
Resonanta överspänningar utsätter komponenter som avledare och transformatorer för dielektriska och termiska påkänningar. CIGRE har tidigare publicerat en uppsättning kurvor som representerar TOV-hållfastheten hos olika komponenter [39]. Dessa kurvor är dock endast giltiga för grundfrekvensen, och försiktighet bör iakttas om de används för att utvärdera resonanta överspänningar. Även om det för närvarande inte finns några tydliga riktlinjer som täcker utvärderingen av resonanta överspänningar och deras inverkan på olika komponenter pågår arbete inom CIGRE (t.ex. [40]) för att ta fram sådana rekommendationer.

Avledare är bland de mest sårbara komponenterna med avseende på TOV:er. Tåligheten mot TOV:er hos en avledare är relaterad till dess termiska egenskaper och uttrycks i form av en TOV-kapacitetskurva som tillhandahålls av tillverkaren. Kurvan visar den maximalt tillåtna TOV-magnituden som en funktion av varaktigheten. TOV-kurvan är användbar för att välja märkspänningen för en avledare när den faktiska TOV-magnituden är praktiskt taget konstant under en given varaktighet, vilket t.ex. är fallet i de friska faserna under ett jordfel. TOV-kurvan kan dock inte enkelt appliceras vid resonanta överspänningar vilka kännetecknas av varierande magnitud och frekvensinnehåll. I [O] presenteras en metod för att utvärdera påkänningar från resonanta överspänningar på avledare. Metoden utnyttjar TOV-kurvan för att fastställa en lägsta VI-karaktäristik som kan implementeras i EMT-beräkningar för direkt beräkning av den resulterande energin när avledaren utsätts för resonanta överspänningar. Ett exempel visas i Figur 9.



Figur 9. Exempel på TOV-kurva (orange) och estimerad VI-karaktäristik (blå).

För att undvika att behöva genomföra detaljerade beräkningar för ett stort antal fall har ett förslag till screeningmetod tagits fram [H]. Metoden använder sig av beräknade gränsvärden för impedansen vid olika frekvenser för att bedöma om detaljerade beräkningar behövs. Gränsvärdena beräknas genom simuleringar under olika förutsättningar. Ett flödesschema som beskriver framtagande av gränsvärden vid en given frekvens ges i Figur 10.



Figur 10. Flödesschema för framtagande av impedanskriterium.

### Hantering av osäkerheter under drift

När en transformator spänningssätts kan den gå i mättning på grund av avvikelser mellan flödet som härrör från nätspänningen och det remanenta flödet. Det asymmetriska flödet kommer att resultera i höga inkopplingsströmmar, med lång varaktighet (om transformatorn är obelastad) [41]. I kombination med resonanser vid låga frekvenser kan detta leda till långvariga temporära överspänningar, vilket utsätter komponenter som avledare och transformatorer för påkänningar [15], [41], [L].

En annan möjlig orsak till mättning är felbortkoppling. Under felet kommer samtliga transformatorer i närheten av felet att utsättas för en stor spänningsminskning (en djup spänningsdipp). När felet kopplas bort kommer den återvändande spänningen att ge upphov till ett scenario som liknar okontrollerad inkoppling av dessa transformatorer, vilket kan resultera i höga övertonsströmmar och möjligen höga resonanta överspänningar [15]. Mättning till följd av transformatorinkoppling kan hanteras till exempel genom synkroniserad inkoppling eller genom att införa begränsningar i nätets driftläge, men det finns inga etablerade metoder för att undvika konsekvenserna av mättning i händelse av felbortkoppling.

En metod har tagits fram för att hantera resonanta överspänningar genom att automatiskt skifta systemresonanserna. Metoden verkar på resonanta överspänningar när de uppstår, oberoende av orsaken, och med minimal påverkan på systemet under normal drift.

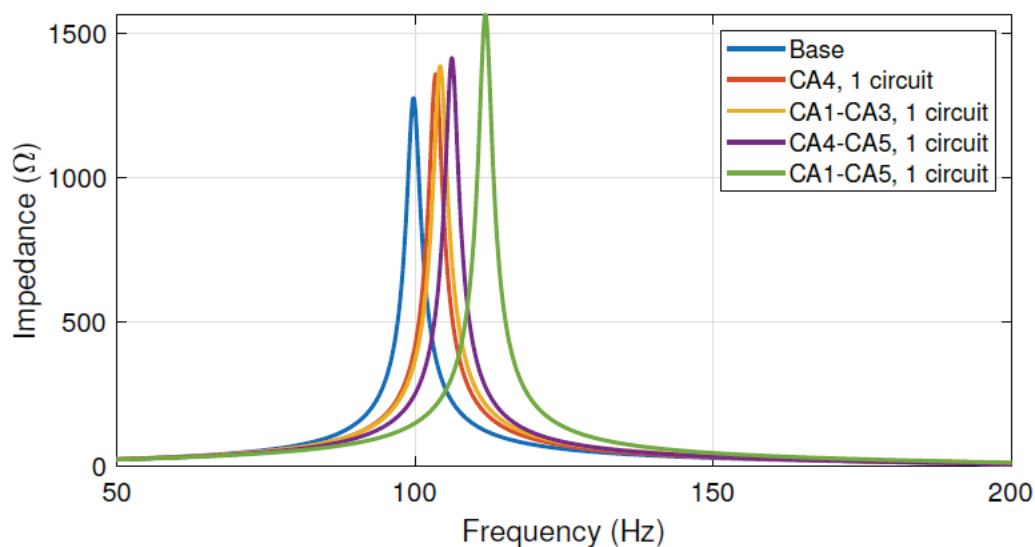
Metoden kan förklaras enligt följande:

1. Mät spänningen och extrahera de frekvenskomponenter som förväntas förstärkas av resonanser (100 Hz, 150 Hz, etc.).
2. Om någon övertonsspänningskomponent överskrider en specificerad tröskel under en given varaktighet, kopplas vissa kablar i systemet från enligt ett förutbestämt schema.
3. Efter fränkopplingen av kablarna ändras systemets resonansfrekvens, vilket minskar de resonanta överspänningarna.
4. Efter att inkopplingsströmmen har avtagit kan kablarna återanslutas.

Eftersom distorsionen vid 100 Hz och 150 Hz vanligtvis är låg i transmissionsnätet är det möjligt att detektera en resonant överspänning vid dessa frekvenser på ett snabbt och tillförlitligt sätt.

Metoden har demonstrerats för olika fall av felbortkoppling i det framtagna exempelnätet. Simuleringar utfördes med och utan avledare i 400-kV-stationerna för att illustrera effekten av den föreslagna metoden på överspänningarna, och för att visa skillnaden i avledarnas energiabsorption för olika kopplingsscheman.

Figur 11 visar effekten av fyra olika kopplingsstrategier på impedansen. Påverkan beror på den totala längden hos de fränkopplade kablarna. Tabell 3 sammanfattar inverkan av olika kopplingsstrategier på impedansen vid 100 Hz.



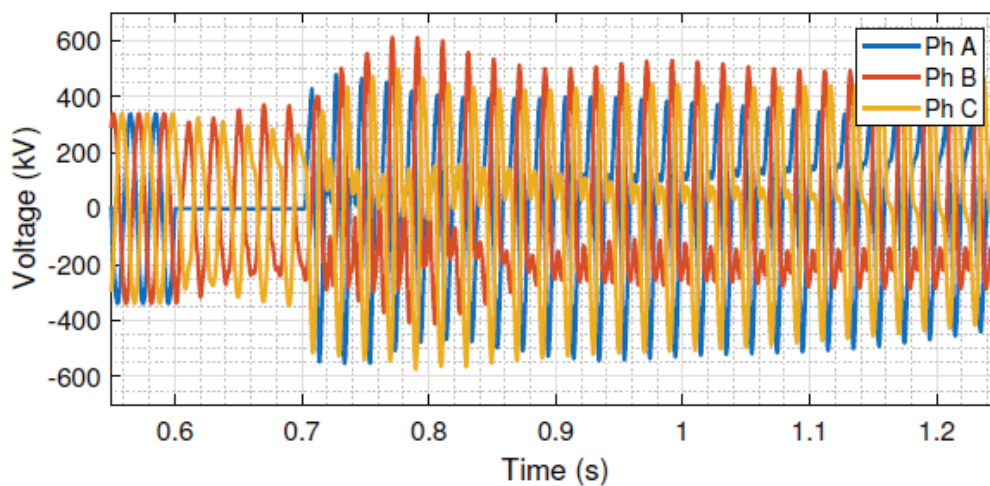
Figur 11. Inverkan av olika kopplingsstrategier på den frekvensberoende impedansen.

Tabell 3. Inverkan av olika kopplingsstrategier på impedansen.

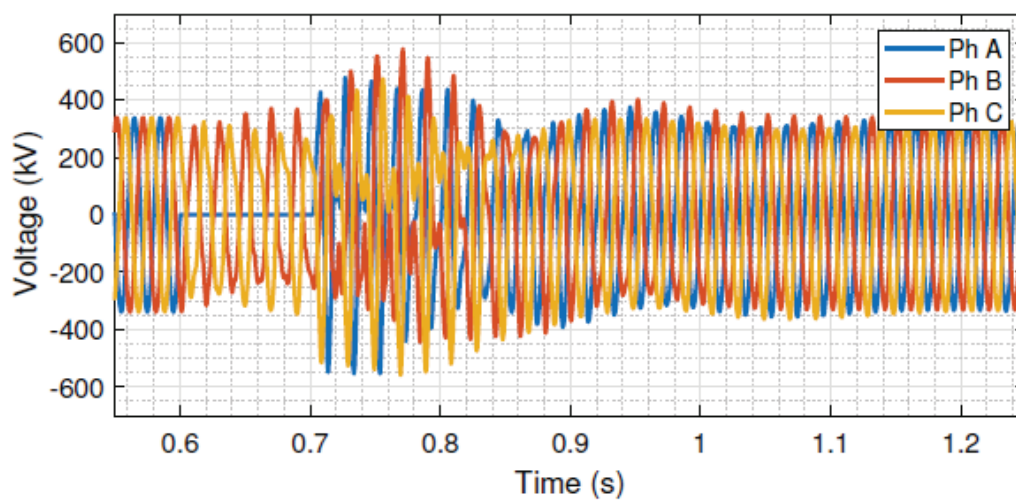
| Case | Cable(s) | No. of disconnected circuits | Disconnected length (km) | $ Z $ (Ω) | Reduction (%) |
|------|----------|------------------------------|--------------------------|-----------|---------------|
| 1a   | CA1      | 1                            | 2.1                      | 998       | 20            |
| 1b   |          | 2                            | 4.3                      | 631       | 49            |
| 2a   | CA2      | 1                            | 4.5                      | 797       | 36            |
| 2b   |          | 2                            | 9                        | 452       | 64            |
| 3a   | CA3      | 1                            | 2.9                      | 905       | 28            |
| 3b   |          | 2                            | 5.7                      | 532       | 57            |
| 4a   | CA4      | 1                            | 5.5                      | 413       | 67            |
| 4b   |          | 2                            | 10.9                     | 209       | 83            |
| 5a   | CA5      | 1                            | 4.1                      | 592       | 53            |
| 5b   |          | 2                            | 8.2                      | 306       | 75            |
| 6a   | CA1-CA3  | 1                            | 9.5                      | 362       | 71            |
| 6b   |          | 2                            | 19                       | 192       | 85            |
| 7a   | CA4, CA5 | 1                            | 9.6                      | 247       | 80            |
| 7b   |          | 2                            | 19.1                     | 124       | 90            |
| 8a   | CA1-CA5  | 1                            | 19.1                     | 147       | 88            |
| 8b   |          | 2                            | 38.1                     | 75        | 94            |

Med hänvisning till Figur 1 appliceras ett jordfel eller en trefasig kortslutning på luftledningen mellan nod 10 och 11 vid  $t=0,6$  s. När felet kopplas bort vid  $t=0,7$  s leder detta till en snabb återhämtning av spänningen i de felbehäftade faserna. Denna händelse liknar en okontrollerad inkoppling av flera transformatorer i närheten av felet, vilket medför risk för höga inkopplingsströmmar och resonanta överspänningar. Figur 12 och Figur 13 visar de resulterande överspänningarna utan respektive med den föreslagna metoden (ett kabelförband i kabeln mellan nod 8 och 9 bortkopplas). Som framgår av resultatet reduceras varaktigheten för överspänningarna avsevärt när man använder den föreslagna strategin, vilket är viktigt med tanke på avledarna. Figur 14 visar den resulterande avledarenergin för

olika impedanser vid resonansfrekvensen; ju lägre impedans, desto lägre termisk påkänning.

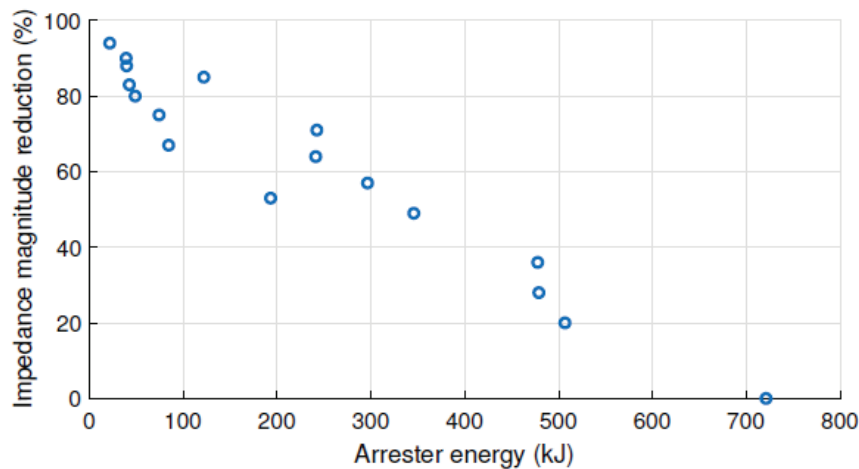


Figur 12. Resultande överspänningar vid fel och efterföljande felbortkoppling.



Figur 13. Resultande överspänningar vid fel och efterföljande felbortkoppling, med bortkoppling av ett förband i CA 4.





Figur 14. Avledarenergi för olika impedansmagnitud vid 100 Hz.

### 2.3 EN STOKASTISK AGGREGERAD LASTMODELL [G, J]

Underliggande nät och laster bör beaktas vid beräkning av övertonsutbredning eller resonanta överspänningar eftersom de kan ha en betydande inverkan på både frekvensen och amplituden hos resonanserna [24], [28], [42]. Att inkludera dem i studier är dock utmanande av flera skäl, t.ex.:

- Kundimpedansen varierar med tiden beroende på vilka enheter som är anslutna.
- Det råder en allmän brist på kunskap om kundimpedansen vid övertonsfrekvenser.
- På grund av energieffektivisering och distribuerad produktion förväntas lasternas sammansättning förändras [7], [26].
- Detaljerad modellering av underliggande nät kräver betydande ansträngningar med tanke på datainsamling och modellering.

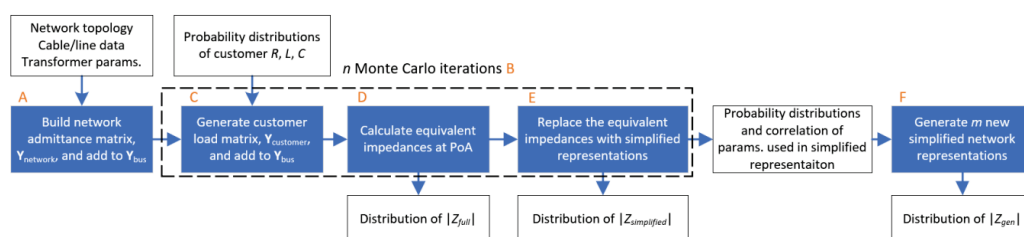
För att kunna studera inverkan av befintliga och framtida laster på spridningen av övertoner och resonanta överspänningar finns behov av stokastiska modeller, både för enskilda kunder samt på en aggregerad nivå. Det finns flera exempel på stokastiska lastmodeller för övertonsstudier i litteraturen, men dessa tenderar att fokusera på emission snarare än impedans [43]–[47]. I [24] föreslår författarna ett stokastiskt tillvägagångssätt för att studera käll- och transferimpedanser i lågspänningsnät med hjälp av admittansmatrisen.

En metod har tagits fram som kan aggregera ett givet nät till ekvivalenta impedanser, samtidigt som dess stokastiska beteende bevaras. Metoden kan användas för att inkludera de stokastiska egenskaperna hos laster (eller andra osäkerheter) i underliggande nät när studier utförs på högre spänningsnivåer, samtidigt som modellerings- och beräkningsbördan minskar. Metoden kan också användas för att jämföra olika kundlastmodeller eller effekten av distribuerad generering på spridning av övertoner på ett stokastiskt sätt. Metoden kan beskrivas på följande sätt:

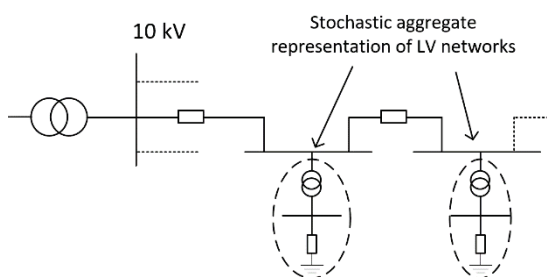
Anta ett lågspänningsnät där lasterna varierar stokastiskt. Metoden kan sedan tillämpas enligt följande (en översikt av metoden ges i Figur 15 och Figur 16):

1. Konstruera admittansmatrisen utifrån nätets topologi och komponentparametrar.
2. Utför  $n$  Monte Carlo-iterationer (MC). För varje iteration utförs följande steg:
  - a. Generera lastmatrisen utifrån sannolikhetsfördelningar för kunderna och kombinera den med admittansmatrisen för nätet.
  - b. Beräkna ekvivalenta impedanser som representerar nätet sett från en given punkt (*Point of Aggregation, PoA*).
  - c. Byt ut de ekvivalenta impedanserna med förenklade representationer.
3. Beräkna de associerade sannolikhetsfördelningarna och korrelationerna för parametrarna som används i de förenklade representationerna (över  $n$  iterationer).
4. Generera  $m$  nya förenklade nätverksrepresentationer. Detta görs med hjälp av Copula-metoden utifrån de beräknade sannolikhetsfördelningarna och parametrarna som bestäms i 3.

Det bör noteras att metoden inte är begränsad till den ovan beskrivna tillämpningen; den kan användas till exempel för att representera det stokastiska beteendet för samtliga nät givet att data är tillgängliga för att modellera nätet.



Figur 15. Översikt av metoden.



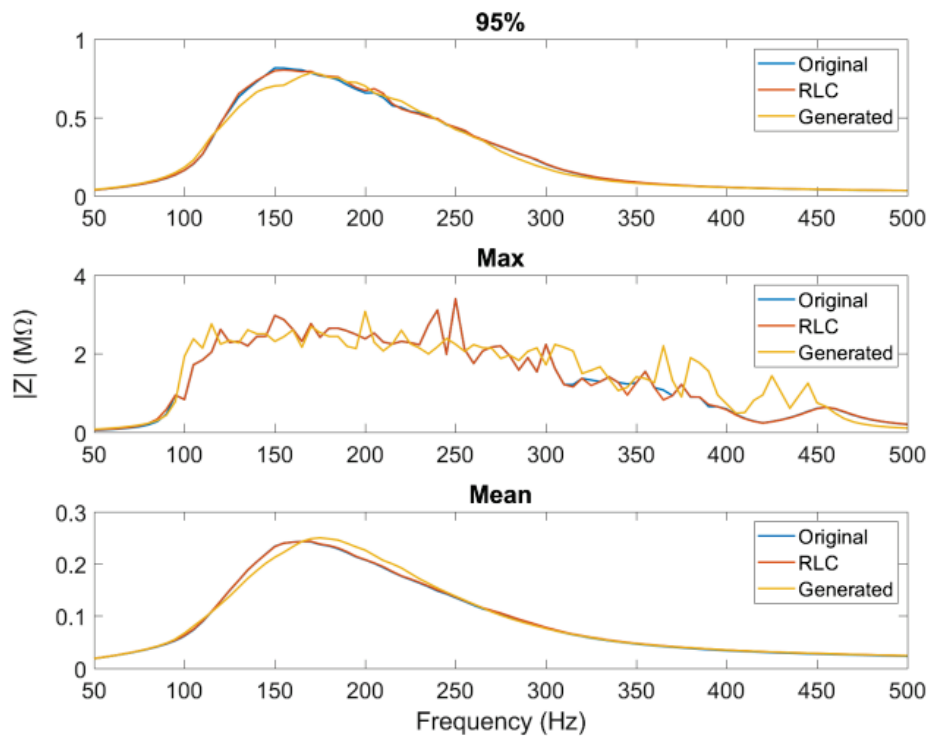
Figur 16. Exempel på ett 10 kV-nät med en stokastisk aggregerad representation av lågspänningsnäten.

### Sammanfattning av fallstudie

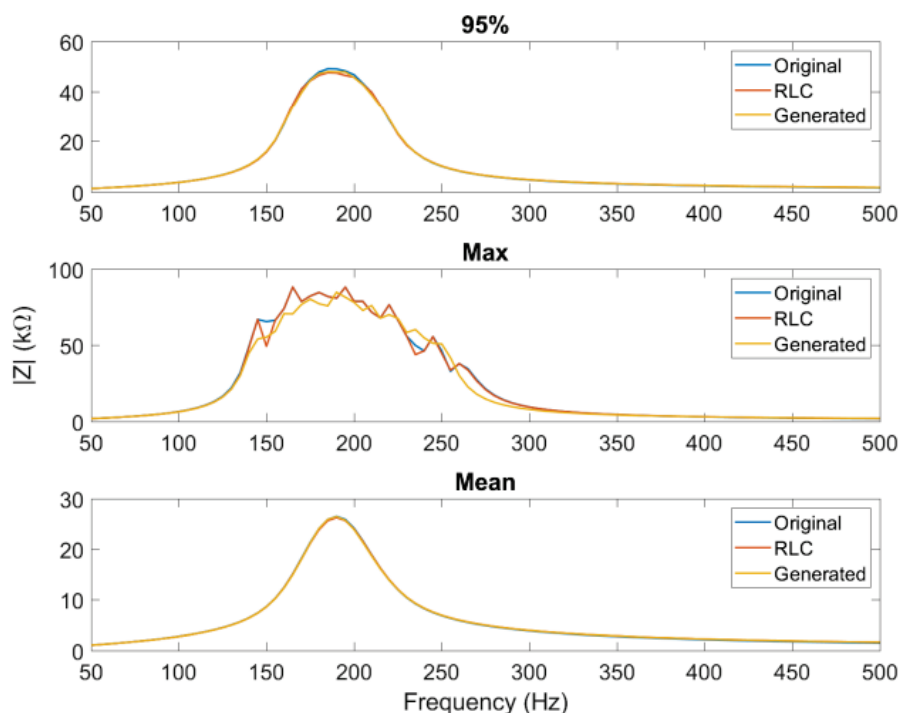
Metoden illustrerades med hjälp av två fallstudier [G, J]. Fyra svenska lågspänningsnät (230 V, 50 Hz) samt två mellanspänningsnät (10 kV, 50 Hz) har studerats. Lågspänningsnäten har 6, 28, 39 samt 83 kunder. Mellanspänningsnäten

har 181 och 124 kunder. Ytterligare information om data som används ges i [G, J]. 10 000 MC-iterationer har simulerats för respektive fall.

Figur 17 och Figur 18 visar en jämförelse mellan beräknad impedans med komplett nät, med den förenklade representationen (RLC) samt genererade data. Resultat visas för lågspänningsnät med 6 respektive 83 kunder. Som framgår av resultaten motsvarar genererade data det stokastiska beteendet hos ursprungliga data. Lågspänningsnäten har en liknande karaktäristik, förutom att frekvensbandet med resonanser minskar med ökande antal kunder.

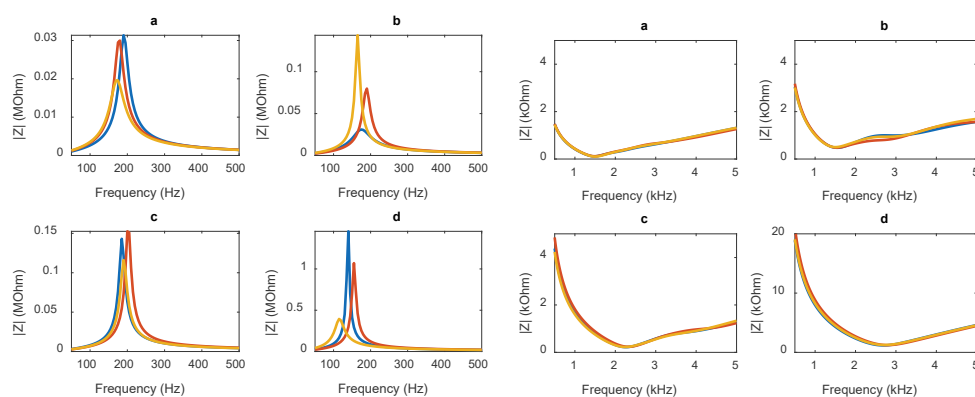


Figur 17. 95 %, max och medelvärde för den fullständiga representationen, den förenklade representationen (RLC) och genererade data för nätet med 6 kunder.

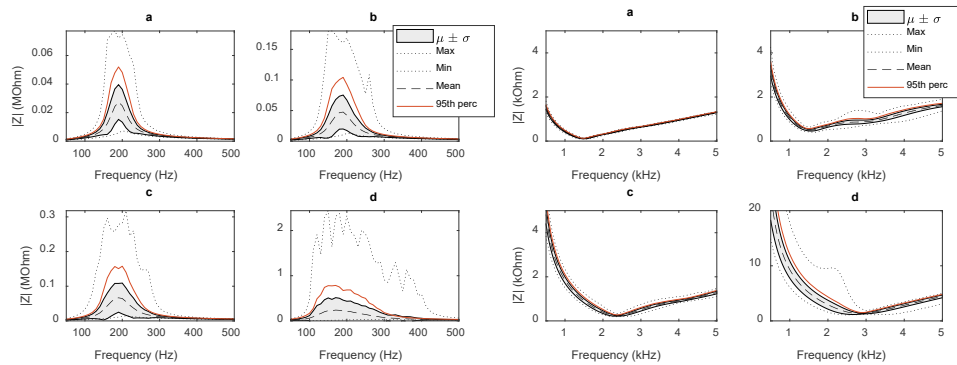


**Figur 18.** 95 %, max och medelvärde för den fullständiga representationen, den förenklade representationen (RLC) och genererade data för nätet med 83 kunder.

Figur 19 och Figur 20 visar en jämförelse mellan tre iterationer samt en statistisk sammanfattning av den resulterande impedansen i PoA för de fyra lågspänningsnäten. Resultat visas för två olika frekvensområden. Det finns distinkta resonansstoppar i frekvensbandet mellan 100 och 450 Hz. Resonanserna uppträder i ett smalare frekvensband och med en lägre amplitud med ökande antal kunder. Vid högre frekvenser är osäkerheten mindre.

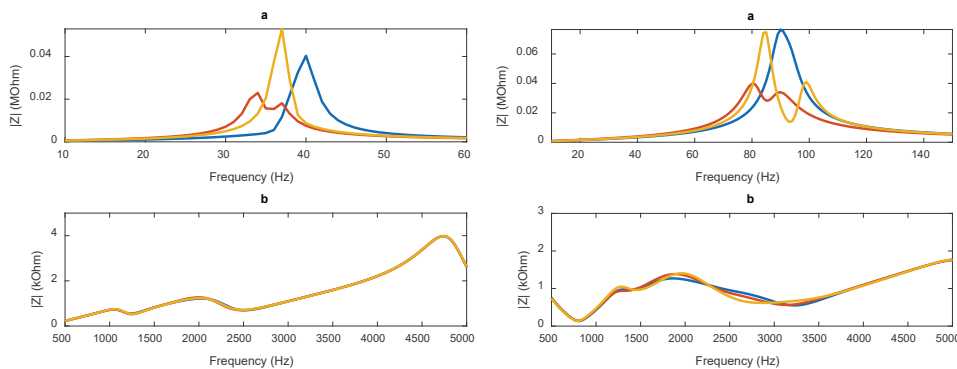


**Figur 19.** Jämförelse av resulterande impedans i PoA för tre iterationer för lågspänningsnät med 83 (a), 39 (b), 28 (c) respektive 6 (d) kunder.

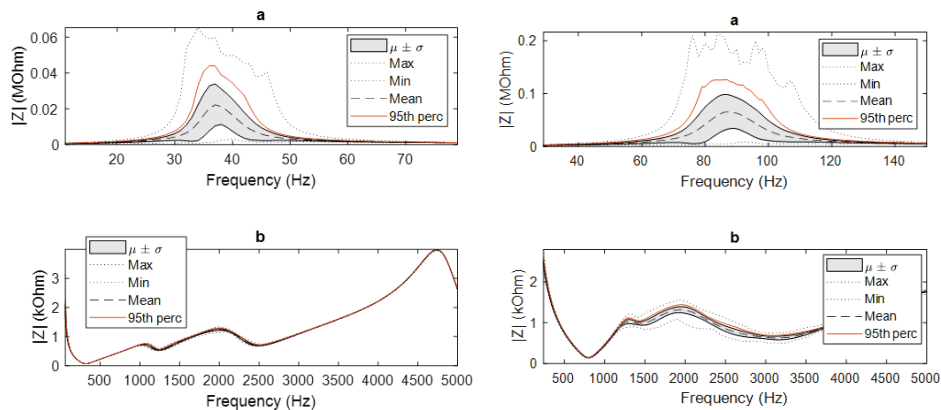


**Figur 20.** Fördelning av resulterande impedans i PoA för lågspänningsnät med 83 (a), 39 (b), 28 (c) respektive 6 (d) kunder.

Figur 21 och Figur 22 visar en jämförelse mellan tre iterationer samt en statistisk sammanfattning av den resulterande impedansen i PoA för de två mellanspänningsnäten. Resultat visas för två olika frekvensområden. I det låga frekvensområdet (10 till 60 Hz för nätverk A och 20 till 150 Hz för nät B) skiljer sig resonansfrekvensen och antalet resonanser mellan iterationerna. Detta indikerar att osäkerheten i impedansen är stor i detta frekvensområde. I frekvensområdet mellan 500 och 5000 Hz är dock skillnaden mellan de tre iterationerna mindre, vilket indikerar att osäkerheten i impedansen är liten i detta frekvensområde.



**Figur 21.** Jämförelse av resulterande impedans i PoA för tre iterationer för mellanspänningsnät med 181 (vänster) och 124 (höger) kunder.



Figur 22. Fördelning av resulterande impedans i PoA för mellanspänningsnät med 181 (vänster) och 124 (höger) kunder.

## 2.4 EFFEKTIV BERÄKNING AV ÖVERSPÄNNINGAR I HVDC LUFTLEDNING-/KABELSYSTEM [K]

HVDC möjliggör effektiv överföring av stora mängder effekt över långa avstånd och är en viktig del i omställningen till ett hållbart energisystem, t.ex. som en del av ett storskaligt införande av förnybara energikällor. Mer och mer HVDC-system utgörs av blandade luftlednings-/kabelsystem. HVDC-kabelsystem anslutna till HVDC-luftledningar utsätts för överspänningar som härrör från blixtnedslag i ledningen [48], [49]. Man skiljer på backöverslag, vilket avser överslag över isolatorerna då blixten slår ner i en topplina, och skärmfel, vilket avser blixtnedslag till en av polledarna.

Representativa överspänningsnivåer för HVDC-kabelsystem anslutna till luftledningar fastställs vanligtvis utan att ta hänsyn till överspänningarnas statistiska egenskaper. Detta kan leda till alltför konservativ dimensionering av kabelisolationen. Tidigare arbete har resulterat i en statistisk metod för att fastställa representativa överspänningsnivåer för kabelsystem med fokus på typprovskrav för  $\pm 320$  kV DC [50]. Syftet med metoden är att minimera antalet simuleringar som behövs för att bestämma de överspänningar kablarna utsätts för, relaterat till en acceptabel *Mean Time Between Failure (MTBF)* för kabelsystemet. Metoden bygger på det statistiska konceptet för skydd av stationer mot åsköverspänningar som beskrivs i [51]–[53]. För stationer är brantheten hos den infallande överspänningsvågen av primärt intresse, men för kabelsystem är överspänningens magnitud dimensionerande. Den ursprungliga metoden [50] fokuserar på backöverslag och tar hänsyn till den statistiska fördelningen av blixtrörelsens storlek samt dämpning av överspänningarna på grund av koronauraddningar på ledningen, detta eftersom denna effekt dominerar för systemspänningar upp till ca  $\pm 320$  kV. För att kunna använda metoden även för högre systemspänningar har en förbättrad statistisk metod tagits fram som också tar hänsyn till dämpning genom resistiva effekter, inverkan av markjonisering, samt statistisk behandling av överspänningar på grund av skärmfel.

Den förbättrade statistiska metoden är uppdelad i tre steg:

*Steg 1: Karakterisering av ledningen*

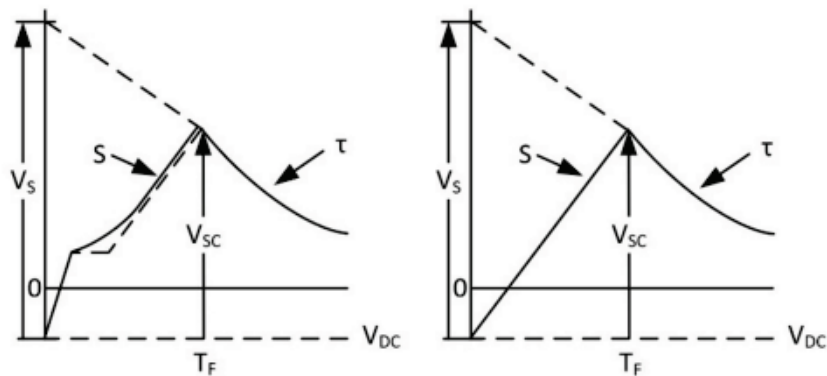
Luftledningens respons vid blixtnedslag i en topplina eller fasledare karakteriseras genom transientberäkningar. I detta skede beaktas inte kabeln. Luftledningen karakteriseras utifrån följande parametrar:

- förhållandet mellan blixtnedslagsström och överspänningens magnitud i punkten där blixten slår ner,
- formen på överspänningsvågens rygg, och
- dämpningen av överspänningen på grund av spänningsfall i topplinor, ledare och jordsystem, främst orsakade av resistiva effekter.

Simuleringarna utförs utan att direkt beakta effekten av koronadämpning, detta i syfte att minimera komplexiteten i simuleringsmodellen. Korona-dämpning beaktas istället i Steg 2.

*Steg 2: Statistisk bedömning*

Koronaurladdningar minskar överspänningsfrontens branthet och därmed magnituden av överspänningsvågen när den propagerar längs ledningen [51]–[53]. Inverkan av koronadämpning illustreras i Figur 23, där  $S$  representerar brantheten,  $T_F$  fronttiden, och  $\tau$  tidskonstanten för den exponentiellt avtagande ryggen.



**Figur 23.** Överspänningsvåg (backöverslag) efter att ha färdats en bit på ledningen (vänster), och den approximerade överspänningsvågen med linjär front (höger).

Överspänningens magnitud  $V_{sc}$  på ett avstånd  $d$  från punkten där blixten slår ner kan beräknas med hjälp av följande uttryck:

$$V_{sc} = V_s \cdot e^{-T_F/\tau}, \quad T_F = V_{sc}/S, \quad S = K_c/d$$

$V_s$  avser överspänningens magnitud vid punkten för blixtnedslaget och  $K_c$  är en koefficient för koronadämpningen. Om inverkan av resistiv dämpning,  $r(d)$ , beaktas erhålls följande uttryck:

$$V_{scr} = V_{sc} \cdot r(d)$$

Som en förenkling antas att alla blixtnedslag träffar en stolptopp. Uttrycket för  $V_{scr}$  tillsammans med förhållandet mellan överspänningen och blixtnedslagsströmmen

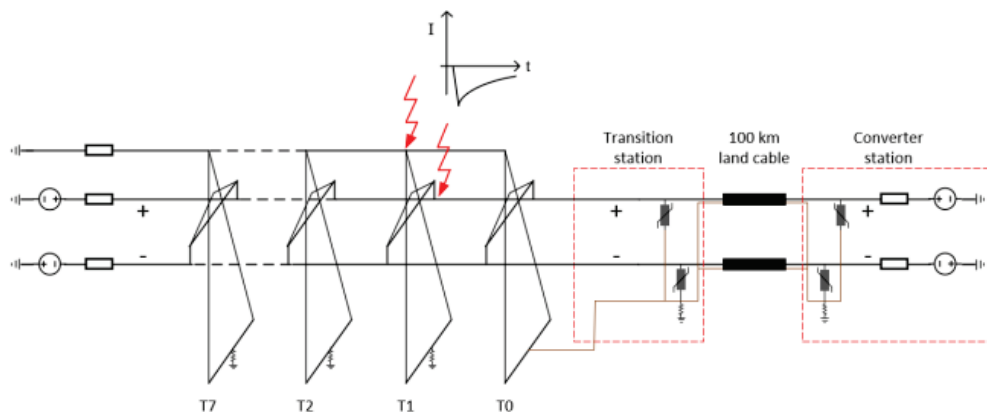
magnitud kan användas för att bestämma vilken blixtrörsamplitud som krävs vid varje stolpe för att få en viss  $V_{scr}$  vid övergången mellan kabel och luftledning. Den ackumulerade risken att överskrida ett givet  $V_{scr}$  kan beräknas genom att beakta blixtnedslag vid samtliga stolpar som resulterar i samma  $V_{scr}$  vid övergångsstationen. Med hänsyn till blixtrörmens statistiska fördelning samt det årliga antalet blixtnedslag till topplinor eller fasledare kan blixtrörmarna relateras till en statistisk period, uttryckt som *Mean Time Between Surges (MTBS)*. Slutligen itereras  $V_{scr}$  tills MTBS är lika med acceptabel MTBF för kabelsystemet. Detta resulterar i en uppsättning blixtrömmar som kan användas för att bestämma representativa överspänningsnivåer i kabelsystemet.

### Steg 3: Representativa blixttöverspänningsnivåer i kabelsystemet

Blixtrörmens magnituder, beräknade i Steg 2, resulterar alla i samma  $V_{scr}$  vid övergången från kabel till luftledning då de injiceras vid respektive stolpe; därför fordras endast en transientberäkning. För att minimera effekten av att försumma koronadämpning i simuleringsmodellen injiceras blixtrörmarna företrädesvis vid den första stolpen utanför övergångsstationen.

### Sammanfattning av fallstudie

För att illustrera den förbättrade metoden har den tillämpats på en fallstudie för en  $\pm 525$  kV DC-ledning. En översikt visas i Figur 24.



Figur 24. Översikt över modell som använts för att beräkna åsköverspänningar i kabelsystemet.

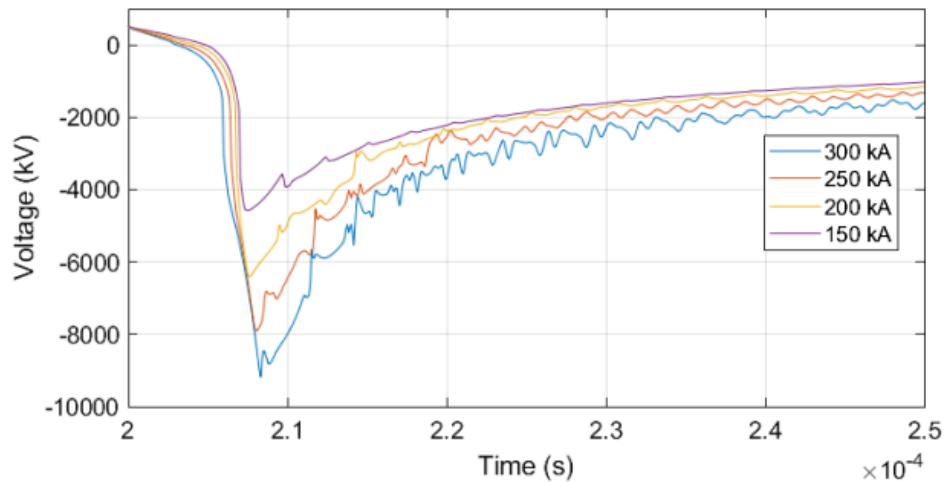
Blixten modellerades utifrån [54]. En kombinerad statistisk fördelning för negativa och positiva blixtrömmar användes [55]. Ytterligare detaljer om de parametrar som används i studien finns i [K]. Följande avsnitt sammanfattar resultat för backöverslag utan hänsyn till markjonisering. Resultat med hänsyn till markjonisering, samt resultat för skärmfel redovisas i detalj i [K].

### Karaktärisering av ledningen

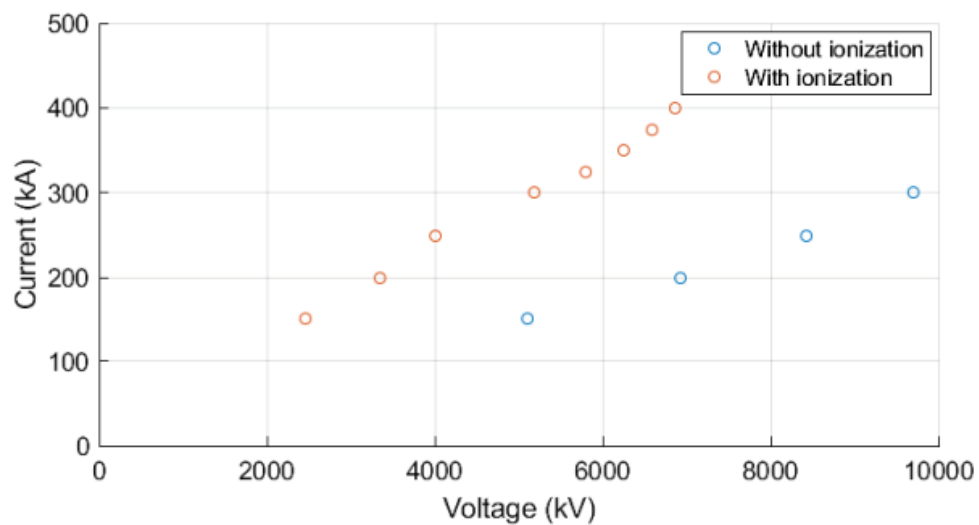
Ledningen karaktäriseras genom att injicera negativ blixtröm till en ledningsmodell bestående av 40 spann. Figur 25 och Figur 26 illustrerar förhållandet mellan blixtröm och överspänningsmagnitud. Figur 27 visar den



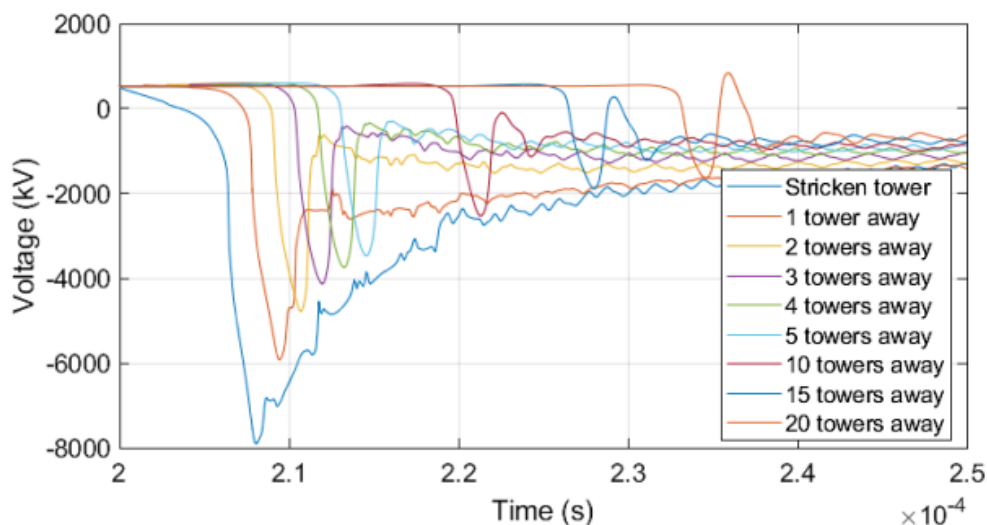
resultaterande överspänningen vid olika avstånd från stolpen där blixten slog ned, vilket används för att bestämma den resistiva dämpningen.



Figur 25. Spänning i positiv pol vid ett blixtnedslag i någon av topplinorna för olika blixtrömsstyrkor.



Figur 26. Förhållande mellan blixtrömsström och överspänning, med och utan markjonisering, vid blixtnedslag i en topplina.



Figur 27. Spänning i positiv pol vid olika avstånd från platsen för blixtnedslaget.

#### Statistisk bedömning

Resultaten från karaktäriseringen av ledningen användes som indata till den statistiska bedömningen. MTBS valdes till 300 år, vilket motsvarar en ackumulerad årlig risk av 0,00333. Tabell 4 visar ett utdrag ur den statistiska beräkningen för backöverslag, utan hänsyn till markjonisering. Tabellen visar vilken blixtröm som krävs vid varje stolpe för att åstadkomma en given överspänning  $V_{scr}$  vid övergångsstationen. Genom att ställa in  $V_{scr}$  till 4370 kV erhöles en MTBS på 300 år. I det här fallet bidrog bara de första 8 spannen till risken (mer avlägsna spann gav ett försumbart bidrag till den ackumulerade risken).

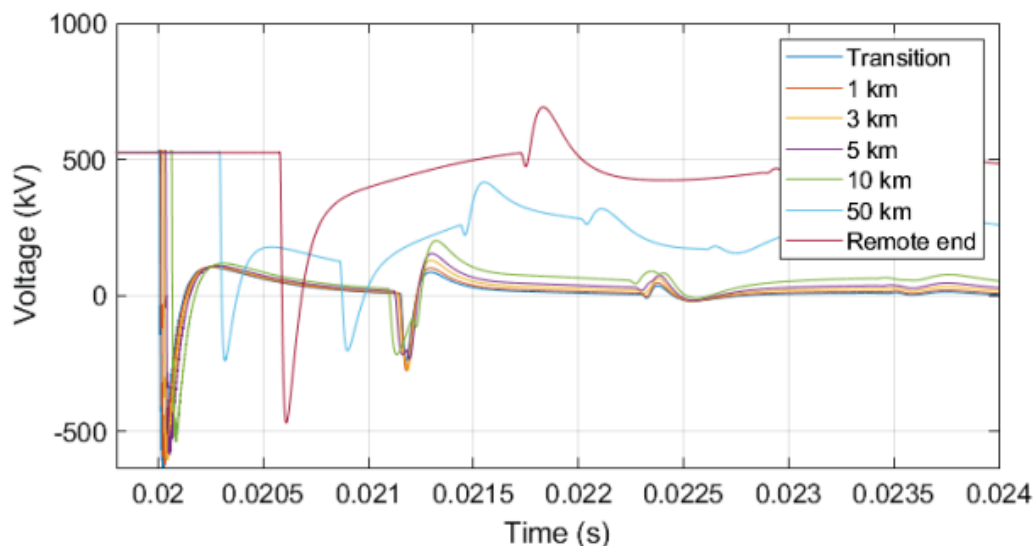
Tabell 4. Statistisk beräkning för backöverslag, utan hänsyn till markjonisering.

| Tower no. | $d$<br>m | $S$<br>kV/ $\mu$ s | $T_f$<br>s | $r(d)$ | $V_s$<br>kV | $V_{scr}$<br>kV | $I$<br>kA | Accumulated annual risk |
|-----------|----------|--------------------|------------|--------|-------------|-----------------|-----------|-------------------------|
| 1         | 400      | 4250               | 1.0        | 0.754  | 6204        | 4370            | 182       | 0.00199                 |
| 2         | 800      | 2125               | 2.1        | 0.637  | 7869        | 4370            | 236       | 0.00275                 |
| 3         | 1200     | 1417               | 3.1        | 0.561  | 9569        | 4370            | 291       | 0.00307                 |
| —         | —        | —                  | —          | —      | —           | —               | —         | —                       |
| 8         | 3200     | 531                | 8.2        | 0.384  | 19682       | 4370            | 619       | 0.00333                 |

#### Beräkning av överspänningar i kabelsystemet

De beräknade blixtrömsstyrkorna användes som indata till modellen (visad i Figur 24). Överspänningarna som kabelsystemet utsätts för beräknades genom att injicera negativ blixtröm i topplinorna vid den första stolpen utanför övergångsstationen. Figur 28 visar de resulterande överspänningarna över kabelisoleringen i den positiva polen vid olika punkter längs kabeln. En

strömstyrka på 182 kA var tillräcklig för att orsaka backöverslag på ledningen, med en maximal negativ överspänningsnivå på -631 kV vid övergångsstationen. De beräknade överspänningarna är betydligt lägre jämfört med de värden som föreslås för provning i samband med prekvalificering [56].



Figur 28. Spänning på den positiva polen vid olika punkter längs kabeln vid backöverslag.

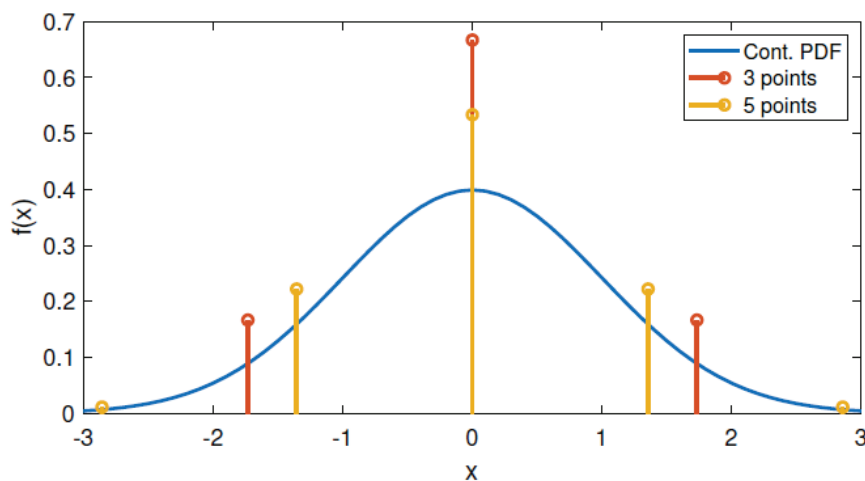
## 2.5 EFFEKTIV BERÄKNING AV ÖVERSPÄNNINGAR MED UNSCENTED TRANSFORM [N, Q]

Den statistiska karaktären hos överspänningar som uppstår vid spänningssättning av luftledningssystem är välkänd [57]. Under de senaste åren har en ökad andel kablar på högre spänningsnivåer lett till flera studier som fokuserat på de statistiska egenskaperna hos kopplingsöverspänningar vid spänningssättning av kablar och kombinerade kabel/luftledningssystem [58], [59].

I planeringsstadiet måste studier beakta ett stort antal möjliga driftförhållanden och framtida utbyggnadsscenarier. I detta skede är det ofta av större vikt att genomföra simuleringar under många olika förhållanden, snarare än att studera ett fåtal fall i detalj. Således finns ett behov av att utföra simuleringar så effektivt som möjligt i kombination med acceptabel noggrannhet. En annan motivering till att ta fram effektiva beräkningsmetoder är inkludering av koronadämpning. Koronadämpning kan ha stor inverkan på de resulterande överspänningarna, och det finns ett flertal modeller för koronadämpning beskrivna i litteraturen [60]. Att inkludera koronadämpning vid beräkning av kopplingsöverspänningar är dock väldigt beräkningstungt, varför det sällan inkluderas i sådana beräkningar.

För att studera kopplingsöverspänningar effektivt har en metod utvecklats baserat på den så kallade "Unscented Transform" (UT) tillsammans med Cornish-Fisher-expansion. Metoden används för att beräkna 2%-värdet av kopplingsöverspänningar vid spänningssättning av luftledningssystem, och kräver färre beräkningar än konventionella metoder.

I Monte Carlo-metoder (MC) beaktas osäkerheter genom att representera varje variabel med en lämplig sannolikhetsfördelning. Sedan samplas slumpmässigt från fördelningen (precisionen i resultaten ökar med antalet sampel som används), vilket resulterar i en fördelning av möjliga utfall. I UT väljs sampel på ett systematiskt sätt så att sannolikhetsfördelningen approximeras med så få sampel som möjligt. På detta sätt kan antalet beräkningar som krävs reduceras. Sampel i UT kallas sigmapunkter och väljs på ett förutbestämt sätt beroende på vilken sannolikhetsfördelning som ska approximeras. En grafisk illustration ges i Figur 29, där en normalfördelning uppskattas med 3 eller 5 sigma-punkter. Med hjälp av UT kan statistiska moment som medelvärde, standardavvikelse, skevhet och kurtos approximeras utifrån ett begränsat antal beräkningar. Med hjälp av Cornish-Fisher-expansion kan sedan percentilvärden uppskattas utifrån de beräknade momenten. Mer detaljer om UT samt Cornish-Fisher-expansion ges i [N].



Figur 29. Sannolikhetsfördelning av en normalfördelning ( $\mu=0$ ,  $\sigma=1$ ) approximerad med 3 respektive 5 sigmapunkter.

### Sammanfattning av fallstudie

Vid beräkning av kopplingsöverspänningar för ledningar eller kablar är en grundläggande osäkerhet brytarnas tillslagsögonblick i respektive fas. Vid okontrollerad inkoppling är ett typiskt tillvägagångssätt att anta att fas A kopplas in när som helst under en period (likformig fördelning), med fas B och C normalfördelade runt inkopplingsögonblicket för fas A. Typiskt hade inkopplingsögonblicket i respektive fas modellerats med en sannolikhetsfördelning, varefter MC-simuleringar hade genomförts. Med UT väljs istället ett antal tidpunkter ut deterministiskt varefter beräkningar utförs för dessa. På detta sätt är det möjligt att uppnå ett statistiskt relevant resultat med ett begränsat antal beräkningar. Metoden har utvärderats genom att beräkna 2%-värdet av kopplingsöverspänningar vid spänningssättning av luftledningar under olika förutsättningar: ledningens längd, det matande nätets egenskaper, eventuell kvarvarande laddning på ledningen, samt inverkan av koronadämpning. Vad gäller modellering av koronadämpning så har en modell lämplig för svenska förhållanden tagits fram [Q]. Samtliga beräkningar har genomförts med och utan

avledare i ledningsändarna. Detaljer kring genomförda fallstudier samt använda parametrar för modellering av ledningar, etc., ges i [N, Q].

Exempel på resultat ges nedan för en lång ledning matad från en komplex källa. Kvarvarande laddning och koronadämpning har beaktats, och beräkningar har genomförts utan avledare. Överspänningar presenteras separat för positiv och negativ polaritet, samt för kombinerad polaritet. I figurerna avser MC500 och MC200 MC med 500 respektive 200 iterationer, att jämföra med 40 iterationer UT.

Tabell 5-Tabell 7 visar resultat för de första fyra momenten (medelvärde, standardavvikelse, skevhet och kurtos), samt det uppskattade 2%-värdet med Cornish-Fisher-expansion. Figur 30 visar en jämförelse mellan den faktiska och uppskattade kumulativa fördelningsfunktionen.

Från resultatet framgår att metoden kan uppskatta 2%-värdet med några procents felmarginal. För att jämföra metoden med den metod som används i branschen idag (200 MC-iterationer) har 10 000 MC-simuleringar genomförts, var och en med 200 iterationer. För varje simulering har felet i 2%-värde beräknats, och den kumulativa fördelningen presenteras i Figur 31. Från resultatet framgår att det största fel som erhålls med MC är större än felet med UT, vilket innebär att den framtagna metoden ger mindre fel trots att den kräver färre beräkningar.

**Tabell 5. Sammanställning av resultat, positiv polaritet. Utan kvarvarande spänning, korona och avledare.**

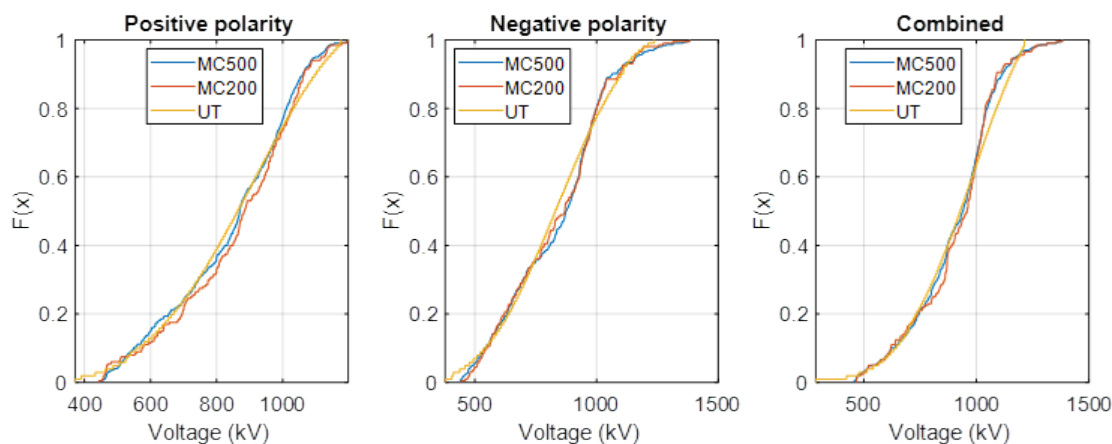
| Metod | $\mu$<br>(kV) | Fel<br>(%) | $\sigma$<br>(kV) | Fel<br>(%) | Skevhet | Fel<br>(%) | Kurtos | Fel<br>(%) | 2%<br>(kV) | Fel<br>(%) |
|-------|---------------|------------|------------------|------------|---------|------------|--------|------------|------------|------------|
| MC500 | 843           | 0.0        | 186.4            | 0.0        | -0.41   | 0          | -0.81  | 0          | 1136       | 0.0        |
| MC200 | 859           | 1.9        | 186.6            | 0.1        | -0.54   | 31         | -0.56  | -32        | 1140       | 0.4        |
| UT    | 854           | 1.3        | 192.5            | 3.3        | -0.50   | 21         | -0.82  | 1          | 1167       | 2.7        |

**Tabell 6. Sammanställning av resultat, negativ polaritet. Utan kvarvarande spänning, korona och avledare.**

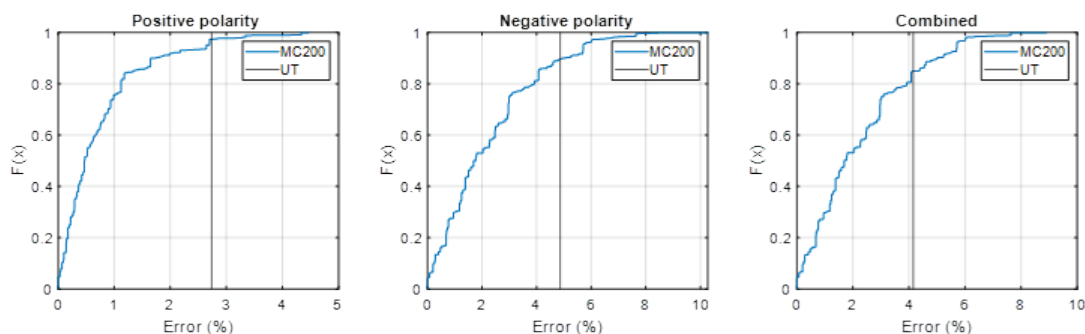
| Metod | $\mu$<br>(kV) | Fel<br>(%) | $\sigma$<br>(kV) | Fel<br>(%) | Skevhet | Fel<br>(%) | Kurtos | Fel<br>(%) | 2%<br>(kV) | Fel<br>(%) |
|-------|---------------|------------|------------------|------------|---------|------------|--------|------------|------------|------------|
| MC500 | 837           | 0.0        | 206.4            | 0.0        | -0.02   | 0          | -0.58  | 0          | 1262       | 0.0        |
| MC200 | 834           | -0.3       | 203.6            | -1.4       | 0.00    | -101       | -0.75  | 29         | 1224       | -3.0       |
| UT    | 826           | -1.2       | 204.8            | -0.8       | -0.14   | 465        | -0.94  | 62         | 1201       | -4.9       |

**Tabell 7. Sammanställning av resultat, kombinerad polaritet. Utan kvarvarande spänning, korona och avledare.**

| Metod | $\mu$<br>(kV) | Fel<br>(%) | $\sigma$<br>(kV) | Fel<br>(%) | Skevhet | Fel<br>(%) | Kurtos | Fel<br>(%) | 2%<br>(kV) | Fel<br>(%) |
|-------|---------------|------------|------------------|------------|---------|------------|--------|------------|------------|------------|
| MC500 | 905           | 0.0        | 186.9            | 0.0        | -0.36   | 0          | -0.11  | 0          | 1262       | 0.0        |
| MC200 | 910           | 0.6        | 186.6            | -0.1       | -0.45   | 24         | -0.03  | -74        | 1262       | 0.0        |
| UT    | 913           | 0.9        | 191.3            | 2.4        | -0.67   | 84         | -0.41  | 286        | 1210       | -4.2       |



Figur 30. Jämförelse av beräknad och uppskattad kumulativ fördelningsfunktion.



Figur 31. Kumulativ fördelning av felet i 2%-värdet med 200 MC-iterationer. Felet med UT visas som ett vertikalt streck.

## 2.6 EFFEKTIV BERÄKNING AV ÖVERTONER MED UNSCENTED TRANSFORM [I, P]

Vid anslutning av vindkraftparker eller andra produktionsanläggningar till kraftsystemet utförs vanligtvis studier för att utvärdera deras inverkan på systemet, t.ex. med avseende på övertoner och andra elkvalitetsparametrar. Kravuppfyllnad för övertoner kan bedömas genom mätningar eller genom övertonsstudier.

För att genomföra övertonsstudier för vindparker behövs följande information [22], [I], [P]:

- Frekvensberoende impedans för det matande nätet vid olika driftlägen
- Bakgrundsdistorsion vid olika driftlägen
- Uppsamlingsnätets frekvensberoende impedans
- Turbinernas frekvensberoende impedans och emission

För att bestämma nätets frekvensberoende impedans krävs lämplig mjukvara och lämpliga modeller av komponenter.

Bestämningen av impedansegenskaper kräver lämplig simuleringsmjukvara och modeller. Modellens geografiska utsträckning beror på vilket frekvensområde

beräkningarna omfattar; lägre frekvenser kräver modellering av ett större geografiskt område än högre frekvenser [22], [61]. Förenklade representationer av matande nät baserade på grundtonens (50 Hz) kortslutningsimpedans rekommenderas inte [22], [61], [P]. En annan osäkerhet är modellering av underliggande nät och laster. Lasten modelleras ofta utifrån aktiv och reaktiv effekt vid grundtonen, men detta kommer sannolikt att leda till en överskattning av dämpningen (impedansens amplitud vid resonansfrekvensen) [22], [62].

Bakgrundsdistorsion bör mätas över en tillräckligt lång period för att fånga variationer med tiden såväl som olika driftlägen [22], [61]. I många fall är dock sådana mätningar otillgängliga innan anslutning, särskilt om vindkraftparken ansluter till en ny station. Vid högre spänningsnivåer (och för högre övertonsordningar) kan de använda spänningstransformatorerna vara olämpliga för övertonsmätningar [63]. Försiktighet bör iaktas vid analys av bakgrundsdistorsion tillsammans med impedansdata eftersom mätningarna enbart är representativa för de driftlägen som förekom under mätperioden. Genom att försumma detta finns det en risk för onödigt pessimistiska resultat [22], [61].

Även om detaljerad information om vindkraftparkers uppsamlingsnät (som består av kablar, transformatorer etc.) vanligtvis är tillgänglig när parken är nära att driftsättas, är detta inte alltid fallet vid planeringsstadiet. Olika driftlägen för uppsamlingsnät och eventuell kompensationsutrustning bör också beaktas i övertonsstudier [61], [64], [65].

Emission från vindkraftverk varierar slumpmässigt [25], [66]–[68]. CIGRE och IEC rekommenderar modellering av turbiner med Norton- eller Thévenin-ekvivalenter erhållna av tillverkaren. Värden för emission och impedans bör anges vid olika driftlägen [22], [69]. I praktiken kommer sådana data att innehålla en viss grad av osäkerhet beroende på hur modellen tagits fram (från mätningar eller simuleringar). Som ett exempel är användningen av mätningar för att utveckla sådana modeller en utmaning eftersom det är svårt att separera primär- och sekundäremission vid mätning av övertoner från nätanslutna turbiner [P], [70].

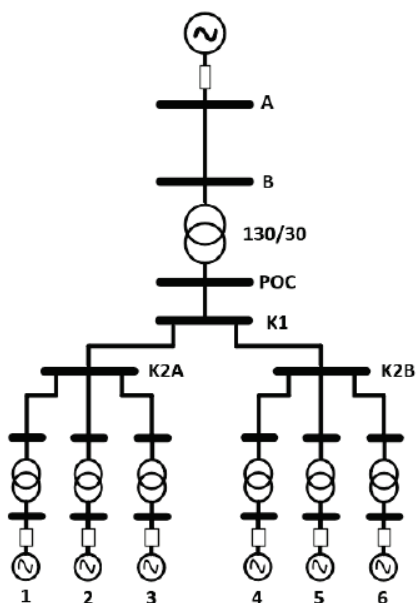
För att addera emissionen från flera källor krävs fasvinkeldata. Sådan information är dock vanligtvis otillgänglig och approximationer måste användas såsom till exempel IECs summeringslag [71].

Med hänsyn till de osäkerheter som finns vid övertonsstudier av vindparker behövs stokastiska metoder som gör det möjligt att bedöma risken för höga övertonsnivåer stokastiskt. Som nämnts i tidigare kapitel kan UT användas för att minimera antalet beräkningar som krävs för att approximera statistiska mått som medelvärde eller percentilvärden.

### **Sammanfattning av fallstudie**

I syfte att utvärdera UT för övertonsstudier har beräkningar genomförts i DIgSILENT PowerFactory. Figur 32 visar en översikt över den studerade vindkraftparken. Den består av två radialer med tre turbiner per radial. Kablar modellerades med hjälp av distribuerade parametrar. Turbinernas impedans, inklusive filter, modellerades utifrån [P]. En förenklad representation användes för det externa nätet, som var anslutet genom en 4 km lång 130 kV-kabel (mellan nod

A och B). Övertonsnivån utvärderades vid anslutningspunkten (POC) med hjälp av summeringslagen från IEC 61000-3-6 [70]. Två osäkerheter beaktades: amplituden av emissionen från varje turbin och längden på 130 kV-kabeln.



Figur 32. Översikt över studerad vindpark.

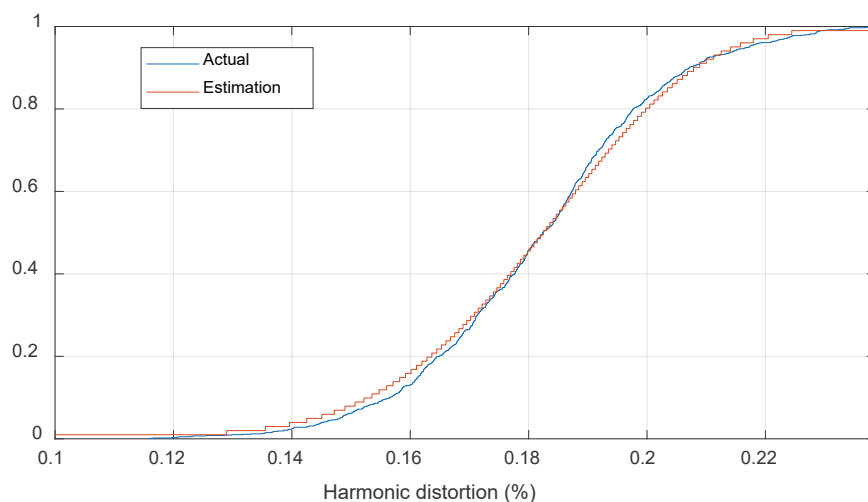
#### *Variation i emission*

För att illustrera metoden antogs amplituden för den 23:e övertonsströmmen vara normalfördelad med ett medelvärde på 0,1 % (av märkström) och en standardavvikelse på 0,03 %. 1000 MC-iterationer utfördes. UT applicerades sedan med 64 iterationer (2 sigma-punkter per variabel, 6 variabler), och de approximerade momenten användes för att uppskatta 95 %-värdet. Tabell 8 visar en sammanfattning av resultatet och Figur 33 visar en jämförelse av den kumulativa fördelningsfunktionen beräknad med MC och uppskattad med UT och Cornish-Fisher. Resultaten visar att UT framgångsrikt approximerar medelvärdet (0,3 % fel) och standardavvikelsen (2,1 % fel), samt 95 %-värdet med ett fel på enbart 1,1 %. Medan felen i uppskattningen av högre ordningars moment som skevhet och kurtosis är jämförelsevis stora, är själva värdena små, vilket betyder att de har liten betydelse vid Cornish-Fisher-expansion.

Tabell 8. Sammanfattning av resultat för 23:e överton. Fel i procent inom parentes.

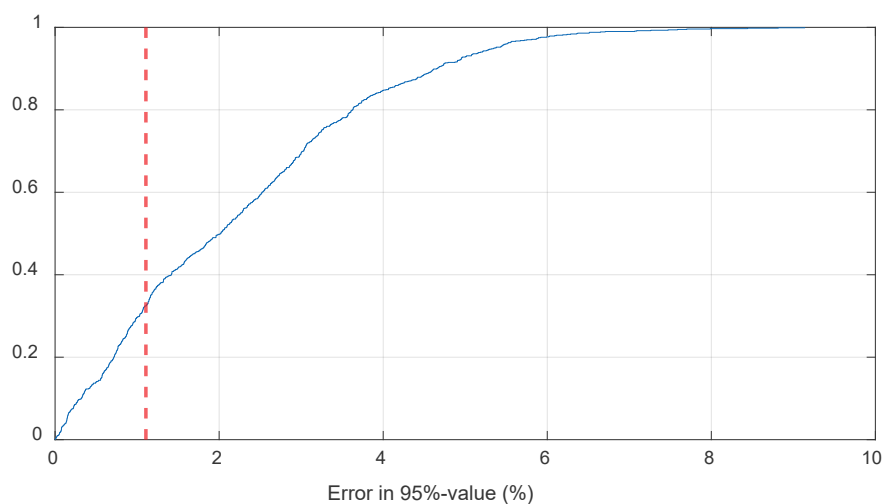
|                        | MC1000  | UT             |
|------------------------|---------|----------------|
| Mean ( $\mu$ )         | 0.1819  | 0.1815 (0.3%)  |
| Std. dev. ( $\sigma$ ) | 0.0205  | 0.0210 (2.1%)  |
| Skewness               | -0.0701 | -0.3068 (77%)  |
| E. kurtosis            | 0.2039  | -0.1240 (264%) |
| 95%-value              | 0.2172  | 0.2149 (1.1%)  |





**Figur 33.** Kumulativ fördelning från MC1000 (actual) och approximation med Unscented Transform och Cornish-Fisher, för 23:e överton.

Som en jämförelse utvärderades även prestandan för MC med samma antal iterationer som UT (64) genom att utföra 10 000 MC-simuleringar, var och en med 64 iterationer. Figur 34 visar resulterande kumulativ fördelningsfunktion av felet i 95%-värde för den 23:e övertonen vid POC. MC med 64 iterationer resulterade i ett större fel än UT i ca 70 % av fallen; det maximala felet var runt 9,1 %, att jämföra med 1,1 % vid användning av UT.



**Figur 34.** Kumulativ fördelning av fel i 95 %-värde vid beräkning med MC med 64 iterationer. Fel med UT visas som en röd streckad linje.

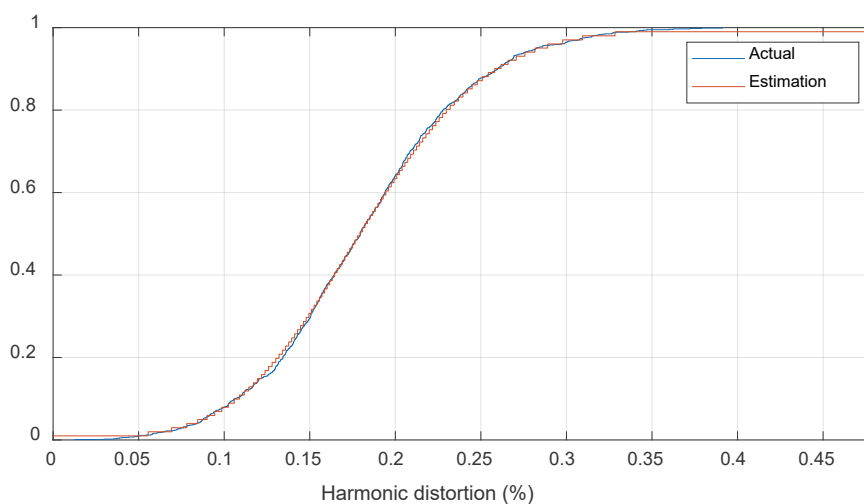
### Variation i emission och kabellängd

I det andra fallet antogs även längden på 130 kV-kabeln vara en slumpmässig variabel (normalfördelad med  $\mu = 4$  km och  $\sigma = 0,5$  km). När längden på kabeln ändras, ändras också transferimpedansen från turbiner till POC.

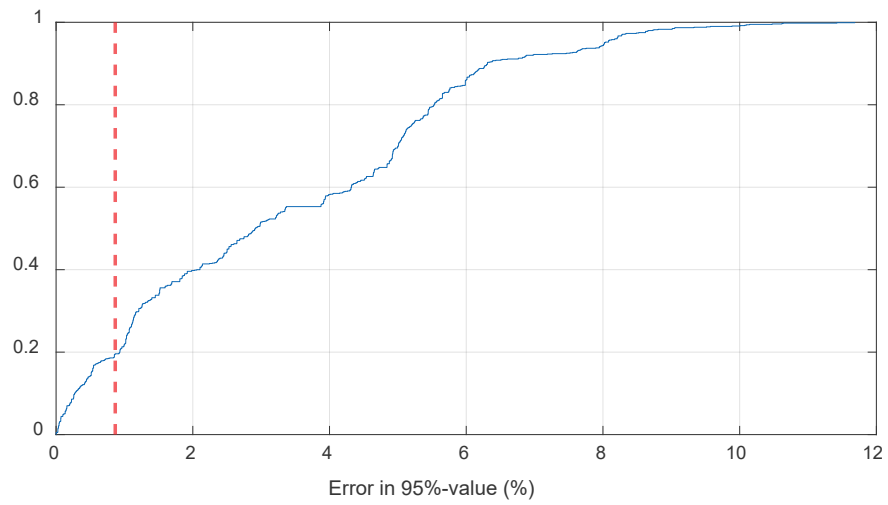
UT applicerades med 192 iterationer (2 sigmapunkter för emissionen från varje turbin och 3 sigmapunkter för kabellängden). Resultatet sammanfattas i Tabell 9, Figur 35 och Figur 36. Det största felet vid användning av MC med 192 iterationer var 11,7 %, vilket är mer än 10 gånger större än felet vid användning av UT.

**Tabell 9.** Sammanfattning av resultat för 23:e överton. Fel i procent inom parentes.

|                        | MC1000  | UT             |
|------------------------|---------|----------------|
| Mean ( $\mu$ )         | 0.1819  | 0.1815 (0.3%)  |
| Std. dev. ( $\sigma$ ) | 0.0205  | 0.0210 (2.1%)  |
| Skewness               | -0.0701 | -0.3068 (77%)  |
| E. kurtosis            | 0.2039  | -0.1240 (264%) |
| 95%-value              | 0.2172  | 0.2149 (1.1%)  |



**Figur 35.** Kumulativ fördelning från MC1000 (actual) och approximation med Unscented Transform och Cornish-Fisher, för 23:e överton.



**Figur 36.** Kumulativ fördelning av fel i 95 %-värde vid beräkning med MC med 192 iterationer. Fel med UT visas som en röd streckad linje.

### 3 Diskussion och slutsatser

#### Energirelevans

Omställningen till ett hållbart energisystem kräver en storskalig integrering av förnyelsebar generering, till exempel i form av land- och havsbaserad vindkraft, vilka ansluts till nätet genom växelströmskablar eller likströmsförbindelser. Detta kommer att påverka kraftsystemet på olika sätt, t.ex. vad gäller spridning av övertoner eller risken för oönskade interaktioner. Vidare kommer en storskalig integrering av förnyelsebar generering ställa större krav på transmissionsnätet. Behovet av detaljerade studier redan på planeringsstadiet kommer att öka, samtidigt som osäkerheterna då är större. Ny teknik (t.ex. omriktare) innebär också större osäkerheter i modeller och modellparametrar. De metoder som tagits fram i detta projekt gör det möjligt att genomföra beräkningar effektivare; detta gör det möjligt att studera fler kombinationer, vilket ger ett bättre beslutsunderlag.

För att kunna driva systemet på ett säkert sätt utan att i onödan begränsa mängden förnybar generering som kan anslutas, är det nödvändigt att kunna utföra beräkningar för ett stort antal förutsättningar samtidigt som relevanta fenomen med stor påverkan på resultaten beaktas. Ett exempel på ett sådant fenomen är koronadämpning. Koronadämpning kan ha stor inverkan på de resulterande överspänningarna, men försummas ofta vid beräkning av åsk- eller kopplingsöverspänningar, detta eftersom resultatet då anses konservativt samtidigt som koronadämpning är väldigt beräkningstungt. Med de metoder som tagits fram i projektet är det möjligt att ta hänsyn till koronadämpning samtidigt som beräkningstiden hålls på en rimlig nivå, vilket gör det möjligt att beräkna överspänningar mer noggrant, varför det är möjligt att dimensionera systemet på ett optimalt sätt.

Det bör också beaktas att det finns olika typer av osäkerheter. Ett exempel är inkopplingsögonblicket vid spänningssättning av en ledning eller kabel. Inkopplingsögonblicket i respektive fas kan modelleras utifrån en given sannolikhetsfördelning, varefter Monte Carlo-metoder kan användas för att studera utfallet. När det kommer till nätets driftläge, å andra sidan, är det inte möjligt att modellera som en sannolikhetsfördelning; istället kommer det att finnas ett antal distinkta driftlägen för vilka beräkningar bör genomföras. Med de metoder som tagits fram i projektet krävs färre beräkningar per driftläge jämfört med Monte Carlo-metoder, vilket gör att fler driftlägen kan studeras på en kortare tid.

För att kunna genomföra realistiska studier krävs realistiska nätmodeller. Det är ovanligt att nätbolag publicerar detaljer om deras nät och därtill anslutna komponenter. Det exempelnät som har tagits fram i projektet gör det möjligt att studera olika fenomen eller jämföra olika metoder under realistiska förhållanden.

## Framtida arbete

Lämpligheten hos Unscented Transform kombinerat med Cornish-Fisher-expansion bör undersökas för ytterligare applikationer, till exempel beräkning av överspänningar vid transformatorinkoppling eller beräkning av åsköverspänningar. Vidare bör det undersökas vidare huruvida det är möjligt att ytterligare minimera antalet beräkningar som behövs.

Antalet beräkningar som krävs med UT ges av  $n^d$  (där  $n$  är antalet sigmapunkter per slumpvariabel och  $d$  antalet slumpvariabler). Detta innebär att UT lämpar sig bäst för problem som är beräkningstunga men med ett fåtal slumpvariabler. Det finns exempel från litteraturen där UT har kombinerats med olika metoder för dimensionsreduktion [72], [73], vilket skulle kunna möjliggöra liknande besparingar i beräkningstid även vid ett stort antal slumpvariabler. Detta bör undersökas vidare för olika applikationer.

Mer arbete behövs för att ta fram lämpliga modeller för lasten (kunderna) vid övertonsfrekvenser, både med avseende på impedans och emission. Här kommer stokastiska metoder vara ett viktigt verktyg.

Mer arbete behövs för att utvärdera övertonsmodeller för sol- och vindkraft. Arbete pågår inom detta område i CIGRE arbetsgrupp C4.65 [74], där Oscar Lennerhag deltar som svensk representant. Vidare leder I<sup>2</sup>G med Oscar Lennerhag som projektledare ett Energiforsk-projekt som syftar till att ge rekommendationer kring tilldelning, uppföljning och verifiering av övertonsgränser för sol- och vindparker [75].

Det finns ett stort behov av realistiska och publikt tillgängliga modeller över nät, produktionsanläggningar, laster, etc., varför mer arbete behövs för att ta fram exempelmät, alternativt att tillgängliggöra information från riktiga nät.

## Konsekvenser för samhället

Projektet bidrar med ökade kunskaper om elnät och olika fenomen, med fokus på inverkan av olika typer av osäkerheter och hur dessa kan hanteras. Detta kommer att ge nätbolag och andra verksamma inom industri och akademi bättre förutsättningar att hantera osäkerheter i studier vilket i slutändan ger bättre förutsättningar för att uppnå ett hållbart och driftsäkert kraftsystem.

## 4 Publikationslista

**Projektet resulterade i 9 konferensartiklar, 8 tidskriftsartiklar, en doktorsavhandling (vilken kommer att publiceras hösten 2022), 3 tekniska rapporter, samt ett bokkapitel. Projektet har även bidragit till framtagandet av ett flertal CIGRE-broschyrer.**

### 4.1 KONFERENSARTIKLAR

- A. O. Lennerhag, M. Bollen, "Power system impacts of decreasing resonance frequencies", International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2018, Ljubljana, Slovenia
  - <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8378880>
- B. O. Lennerhag, M. Bollen, "Impact of uncertainties on resonant overvoltages", IPST, 2019, Perpignan, France
  - [https://www.ipstconf.org/papers/Proc\\_IPST2019/19IPST030.pdf](https://www.ipstconf.org/papers/Proc_IPST2019/19IPST030.pdf)
- C. O. Lennerhag, M. Bollen, "A power system model for resonance studies", CIRED, 2019, Madrid, Spain
  - <https://www.cired-repository.org/handle/20.500.12455/200>
- D. T. Karmokar, O. Lennerhag, "Simplified approach for investigating overvoltages in DC cables in a  $\pm 320$  kV Symmetrical Monopolar HVDC System", International Symposium on High Voltage Engineering (ISH), 2019, Budapest, Hungary
  - [https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-030-31676-1\\_131](https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-030-31676-1_131)
- E. O. Lennerhag, R. Rogersten, S. Råström, "A Parallel Resonance Investigation in Stockholm's Future Cablified Transmission Grid: A Prospective Study on Transformer Energization", IEEE PES Transmission and Distribution, 2020
  - <https://ieeexplore.ieee.org/document/9300025>
- F. O. Lennerhag, A. Dernfalk, P. Nygren, "Supraharmonics in the Presence of Static Frequency Converters Feeding a 16 2/3 Hz Railway System", International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2020
  - <https://ieeexplore.ieee.org/document/9177901>
- G. O. Lennerhag, M. Bollen, "Application of a stochastic aggregate harmonic load model to distribution networks", CIRED 2021, Genève, Switzerland.
  - <https://ieeexplore.ieee.org/document/9692114/>

- H. O. Lennerhag, G. Sundberg, R. Rogerstern, S. Råström, "Towards an Impedance-Based Criterion for Efficient Analysis of Resonant Overvoltages in the Swedish Transmission System", International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Naples, Italy, 2022.
  - <https://ieeexplore.ieee.org/document/9808573>
- I. O. Lennerhag, M. Bollen, "Managing Uncertainties in Wind Farm Harmonic Studies Using Unscented Transform", International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Naples, Italy, 2022.
  - <https://ieeexplore.ieee.org/document/9808772>

#### 4.2 TIDSKRIFTSARTIKLAR

- J. O. Lennerhag, M. Bollen, "A stochastic aggregate harmonic load model", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 35, no. 5, 2020
  - <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8939467>
- K. O. Lennerhag, J. Lundquist, C. Engelbrecht, T. Karmokar, M. Bollen, "An improved statistical method for calculating lightning overvoltages in HVDC overhead line/cable systems", Energies, 2019
  - <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/16/3121>
- L. O. Lennerhag, M. Bollen, "Impact of uncertainties on resonant overvoltages following transformer energization", Elsevier – Electric Power Systems Research 187, 106503, 2020.
  - <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779620303060>
- M. O. Lennerhag, J. Lundquist, M. Bollen, "Temporary Detuning of Cablified Transmission Grids for Mitigation of Resonant Overvoltages", IEEE Transactions on Power Delivery, 2021
  - <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9419779>
- N. O. Lennerhag, M. Bollen, "Application of Unscented Transform for Efficient Calculation of Statistics for Electromagnetic Transients", IEEE Transactions on Power Delivery, 2021
  - <https://ieeexplore.ieee.org/document/9623501>
- O. Lundquist, O. Lennerhag, "Minimum Voltage-Current Characteristic for Calculating Surge Arrester Energy Dissipation in Temporary Overvoltage Conditions", IEEE Transactions of Power Delivery, 2021
  - <https://ieeexplore.ieee.org/document/9527130>

- P. D. Schwanz, M. H.J. Bollen, O. Lennerhag, A. Larsson, "Harmonic Transfers for Quantifying Propagation of Harmonics in Wind Power Plants", *Energies*, 14(18), 5798, 2021
  - <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/18/5798>
- Q. O. Lennerhag, M. Bollen, J. Lundquist, "Efficient Calculation of Switching Overvoltages Considering Impact of Corona", in review in *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2022

#### 4.3 TEKNISKA RAPPORTER

- R. O. Lennerhag, "Power system model for resonance studies", Luleå University of Technology, 2018, ISBN: 978-91-7790-213-3 (digital)
  - <https://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:ltu:diva-70914>
- S. O. Lennerhag, "Power System Model for Resonance Studies - List of revisions", 2020.
  - <https://i2g.se/phd/>
- T. O. Lennerhag, "Calculation Methods for Power Systems Facing Large Uncertainties", Luleå University of Technology, 2020, ISBN: 978-91-7790-606-3 (digital)
  - <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:ltu:diva-78729>

#### 4.4 DOKTORSAVHANDLING

- U. O. Lennerhag, "Managing uncertainties through efficient calculation of transients and harmonic propagation in power systems", Luleå University of Technology, 2022, ISBN: 978-91-8048-116-8 (digital)
  - <http://ltu.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A1677841&dswid=403>

#### 4.5 BOKKAPITEL

- V. O. Lennerhag, M. Bollen, "Power Quality", chapter in *Springer Handbook of Power Systems*, pages 1205-1238, 2021, Springer Singapore
  - <https://link.springer.com/book/10.1007/978-981-32-9938-2>

#### 4.6 CIGRE-ARBETSGRUPPER

- W. CIGRE JWG C4/B4.38, "TB 766: Network modelling for harmonic studies," CIGRE, Paris, 2019.
- X. CIGRE WG C4.46, "Evaluation of Temporary Overvoltages in Power Systems due to Low Order Harmonic Resonances", to be published. Tutorial was given at 2022 CIGRE symposium in Paris.



## 5 Referenslista

- [1] E. M. Stenseth och J. Poulsen, "Harmonic amplification and mitigation in a modern meshed transmission system", Master thesis, 2019.
- [2] C. Liu, Z. Gong, F. Faria da Silva, Q. Lai, och P. Hu, "A study of harmonic spatial propagation along AC power lines of meshed power systems", *IET Circuits, Devices & Systems*, 2021.
- [3] G. Zhen, C. Liu, och F. M. F. da Silva, "Analysis of Harmonic Spatial Distribution along AC Power Lines of Meshed Power Systems", 2020.
- [4] F. F. da Silva *m.fl.*, "Propagation of harmonics in electrical grids: a review of selected issues", *Electrical Engineering*, s. 1–8, 2022.
- [5] M. Jakobsson Ueda, *Representativa testnät för svenska eldistributionsnät*. 2008.
- [6] J. Lundquist, *Optimalt gränssnitt mellan regionnät och lokalnät*. Elforsk, 2009.
- [7] S. Rönnerberg och M. Bollen, "Power quality issues in the electric power system of the future", *The Electricity Journal*, vol. 29, nr 10, s. 49–61, dec. 2016, doi: 10.1016/j.tej.2016.11.006.
- [8] S. Rönnerberg *m.fl.*, "The expected impact of four major changes in the grid on the power quality: A review", *Cigre Science & Engineering*, vol. 8, s. 5–13, 2017.
- [9] C. Flytkjaer *m.fl.*, "Power quality trends in the transition to carbon-free electrical energy system", *CIGRE Science & Engineering*, vol. 17, nr February, s. 21–29, 2020.
- [10] C. F. Jensen, "Harmonic background amplification in long asymmetrical high voltage cable systems", *Electric Power Systems Research*, vol. 160, s. 292–299, juli 2018, doi: 10.1016/j.epsr.2018.03.009.
- [11] M. V. Escudero, A. Martin, L. Fisher, och I. Dudurych, "Technical challenges associated with the integration of long HVAC cables and inverter based renewable generation in weak transmission networks: The Irish experience", 2018.
- [12] M. Bollen, S. Mousavi-Gargari, och S. Bahramirad, "Harmonic resonances due to transmission-system cables", i *The Renewable Energies and Power Quality Journal (RE&PQJ)*, 2014, nr 12.
- [13] J. Kilter *m.fl.*, "Critical PQ phenomena and sources of PQ disturbances in PE rich power systems", *MIGRATE*, 2016.
- [14] C. F. Jensen, Ł. Kocewiak, och Z. Emin, "Amplification of harmonic background distortion in wind power plants with long high voltage connections", i *Proc. CIGRE Biennial Session*, 2016, s. 4–112.
- [15] W. G. Cigré, "Power System Technical Performance Issues Related to the Application of Long HVAC Cables: Cigré Technical brochure WG C4. 502", 2013.
- [16] Z. Emin, M. V. Escudero, M. Martinez, och R. Adams, "Resonance and ferroresonance in power networks", *Cigre Technical Brochure*, 2014.
- [17] K. Jansen, B. Van Hulst, C. Engelbrecht, P. Hesens, K. Velitsikakis, och C. Lakenbrink, "Resonances due to long HVAC offshore cable connections: studies to verify the immunity of dutch transmission network", i *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, 2015, s. 1–6.

- [18] K. Velitsikakis, N. Papazacharopoulos, C. Engelbrecht, K. Jansen, och B. van Hulst, "Future offshore grid connections via long HVAC cables: Impact study to the 400-kv Dutch transmission system", 2016.
- [19] N. Cuniffe, M. V. Escudero, A. Mansoldo, E. Fagan, M. Norton, och C. Ellis, "Investigating the methodology and implications of implementing long HVAC cables in the Ireland and Northern Ireland power system", *Proceedings of CIGRE Paris Session, paper C4-208*, 2016.
- [20] Y. Fillion och S. Deschanvres, "Background harmonic amplifications within offshore wind farm connection projects", *Proceedings of Power Systems Transient (IPST 2015)*, 2015.
- [21] Y. Vernay, S. Deschanvres, och Y. Fillion, "RTE experiences with the insertion of long EHVAC insulated cables", *C4-303, Paris Cigre Session*, 2014.
- [22] CIGRE WG C4/B4.38, TB 766: *Network modelling for harmonic studies*. Paris.
- [23] X. Wang, F. Blaabjerg, Z. Chen, och W. Wu, "Modeling and analysis of harmonic resonance in a power electronics based AC power system", i *2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, 2013, s. 5229–5236.
- [24] T. Busatto, A. Larsson, S. K. Rönnberg, och M. H. Bollen, "Including uncertainties from customer connections in calculating low-voltage harmonic impedance", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 34, nr 2, s. 606–615, 2018.
- [25] K. Yang, M. H. Bollen, E. A. Larsson, och M. Wahlberg, "Measurements of harmonic emission versus active power from wind turbines", *Electric Power Systems Research*, vol. 108, s. 304–314, 2014.
- [26] H. Hu, Q. Shi, Z. He, J. He, och S. Gao, "Potential harmonic resonance impacts of PV inverter filters on distribution systems", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, nr 1, s. 151–161, 2014.
- [27] S. T. Tentzerakis och S. A. Papathanassiou, "An investigation of the harmonic emissions of wind turbines", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, nr 1, s. 150–158, 2007.
- [28] D. Chakravorty, J. Meyer, P. Schegner, S. Yanchenko, och M. Schocke, "Impact of modern electronic equipment on the assessment of network harmonic impedance", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, nr 1, s. 382–390, 2016.
- [29] V. Čuk, J. F. G. Cobben, W. L. Kling, och P. F. Ribeiro, "Considerations on harmonic impedance estimation in low voltage networks", i *2012 IEEE 15th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, 2012, s. 358–363.
- [30] M. V. Escudero, S. Murray, J. Ging, B. Kelly, och M. Norton, "Harmonic analysis of wind farm clusters using HV-AC underground cables in the Irish transmission network", 2014.
- [31] R. De Groot, F. van Erp, K. Jansen, J. B. van Waes, M. Hap, och L. Thielman, "Method for Harmonic and TOV Connection Impact Assessment of Offshore Wind Power Plants: Part I: Harmonic distortion", i *Wind Integration workshop 2018*, 2018, s. 6C\_2\_WIW18\_124.
- [32] K. Velitsikakis och C. Engelbrecht, "Proposed Method for Evaluating Temporary Overvoltages in Transmission Systems due to Low Harmonic Order Resonances", 2017.
- [33] W. G. Cigré, "B4. 67 AC side harmonics and appropriate harmonic limits for VSC HVDC", *Technical Brochure*, vol. 754, 2019.

- [34] F. Barakou, A. Pitsaris, P. Wouters, och E. F. Steennis, "Study of series resonance overvoltage at LV side of transmission transformer during EHV cable energization", i *Int. Conf. Power Syst. Transients*, 2017, nr June.
- [35] G. Ye, J. Van Waes, V. Cuk, och J. F. G. Cobben, "Downstream network modeling with generalized distribution networks for harmonic studies", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, nr 5, s. 2495–2505, 2020.
- [36] M. M. Duró och R. Denis, "Parameter uncertainty assessment in the calculation of the overvoltages due to transformer energization in resonant networks", *paper C4-204, CIGRE Session, Paris*, 2012.
- [37] CIGRE WG A3.07, TB 263: *Controlled switching of HVAC circuit breakers - Guidance for further applications including unloaded transformer switching, load and fault interruption and circuit-breaker uprating*. Paris, 2004.
- [38] W. CIGRE, "C4. 307, "Transformer energization in power systems: A study guide," CIGRE, Paris", France, Tech. Rep. TB 568, 2014.
- [39] W. G. Cigre, "33.10. "Temporary Overvoltage Withstand Characteristics of Extra High Voltage Equipment""", *Electra*, vol. 179, s. 38–49, 1998.
- [40] CIGRE WG C4.46, *Evaluation of Temporary Overvoltages in Power Systems due to Low Order Harmonic Resonances*.
- [41] J. H. Brunke och K. J. Frohlich, "Elimination of transformer inrush currents by controlled switching. I. Theoretical considerations", *IEEE Transactions on power delivery*, vol. 16, nr 2, s. 276–280, 2001.
- [42] F. Barakou, M. H. J. Bollen, S. Mousavi-Gargari, O. Lennerhag, P. A. Wouters, och E. F. Steennis, "Impact of load modeling on the harmonic impedance seen from the transmission network", i *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 2016, s. 283–288.
- [43] M. T. Au och J. V. Milanovic, "Development of stochastic aggregate harmonic load model based on field measurements", *IEEE transactions on power delivery*, vol. 22, nr 1, s. 323–330, 2006.
- [44] D. Salles, C. Jiang, W. Xu, W. Freitas, och H. E. Mazin, "Assessing the collective harmonic impact of modern residential loads—Part I: Methodology", *IEEE transactions on power delivery*, vol. 27, nr 4, s. 1937–1946, 2012.
- [45] V. Cuk, J. F. Cobben, W. L. Kling, och P. F. Ribeiro, "Analysis of harmonic current summation based on field measurements", *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 7, nr 12, s. 1391–1400, 2013.
- [46] A. M. Blanco, A. Greverer, S. Müller, J. Meyer, och P. Schegner, "Stochastic harmonic load model of residential users based on measurements", i *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, 2015, s. 1–6.
- [47] A. M. B. Castañeda, "Stochastic harmonic emission model of aggregate residential customers", 2017.
- [48] IEC 60071-1, *Insulation co-ordination—part 1: definitions, principles and rules*. Geneva, Switzerland: IEC, 2006.
- [49] I. E. Commission, "IEC 60071-2: Insulation Coordination-Part 2: Application Guide", *Switzerland. IEC Publication*, vol. 1, 1996.
- [50] J. Lundquist, C. Engelbrecht, E. Thunberg, V. Dubickas, H. Jansson, och T. Worzyk, "Lightning impulse test levels for extruded HVDC cable systems", *Proceedings of the CIGRE Session, Paris, France*, 2014.
- [51] A. R. Hileman, *Insulation coordination for power systems*. CRC Press, 2018.

- [52] I. Std 1313.2, "IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination", 1999.
- [53] I. S. Grant, "A simplified method for estimating lightning performance of transmission lines a report prepared by the working group on lightning performance of transmission lines", *IEEE Power Engineering Review*, nr 4, s. 48–48, 1985.
- [54] J. Takami och S. Okabe, "Observational results of lightning current on transmission towers", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, nr 1, s. 547–556, 2006.
- [55] W. CIGRE, "C4. 407, Technical Brochure 549", *Lightning Parameters for Engineering Applications*, 2013.
- [56] T. B. 496 CIGRÉ, *Recommendations for Testing DC Extruded Cable Systems for Power Transmission at a Rated Voltage up to 500 kV*. International Council on Large Electric Systems Paris, France, 2012.
- [57] W. G. Cigre, "Switching overvoltages in EHV and UHV systems with special reference to closing and reclosing transmission lines", *Electra*, vol. 30, s. 70–122, 1973.
- [58] H. Khalilnezhad, M. Popov, L. van der Sluis, J. A. Bos, och A. Ametani, "Statistical analysis of energization overvoltages in EHV hybrid OHL–cable systems", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, nr 6, s. 2765–2775, 2018.
- [59] T. Ohno, C. L. Bak, A. Ametani, W. Wiechowski, och T. K. Sørensen, "Statistical distribution of energization overvoltages of EHV cables", *IEEE transactions on power delivery*, vol. 28, nr 3, s. 1423–1432, 2013.
- [60] E. Stracqualursi, R. Araneo, och S. Celozzi, "The Corona Phenomenon in Overhead Lines: Critical Overview of Most Common and Reliable Available Models", *Energies*, vol. 14, nr 20, s. 6612, 2021.
- [61] M. Bradt *m.fl.*, "Harmonics and resonance issues in wind power plants", i *PES T&D 2012*, 2012, s. 1–8.
- [62] R. Burch *m.fl.*, "Impact of aggregate linear load modeling on harmonic analysis: A comparison of common practice and analytical models", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, nr 2, s. 625–630, 2003.
- [63] IEC/TR 61869-103, *Instrument transformers – The use of instrument transformers for power quality measurement*. IEC, 2012.
- [64] D. Patel, R. K. Varma, R. Seethapathy, och M. Dang, "Impact of wind turbine generators on network resonance and harmonic distortion", i *CCECE 2010*, 2010, s. 1–6.
- [65] L. Sainz, J. J. Mesas, R. Teodorescu, och P. Rodriguez, "Deterministic and stochastic study of wind farm harmonic currents", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 25, nr 4, s. 1071–1080, 2010.
- [66] R. Zheng, M. H. Bollen, och J. Zhong, "Harmonic resonances due to a grid-connected wind farm", i *Proceedings of 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power-ICHQP 2010*, 2010, s. 1–7.
- [67] K. Yang, M. H. Bollen, H. Amaris, och C. Alvarez, "Decompositions of harmonic propagation in wind power plant", *Electric Power Systems Research*, vol. 141, s. 84–90, 2016.
- [68] K. Yang, M. H. Bollen, och E. A. Larsson, "Aggregation and amplification of wind-turbine harmonic emission in a wind park", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, nr 2, s. 791–799, 2015.

- [69] IEC 61400-21-1:2019, *Wind energy generation systems - Part 21-1: Measurement and assessment of electrical characteristics - Wind turbines*. Geneva, Switzerland: IEC, 2019.
- [70] M. H. Bollen och S. K. Rönnerberg, "Primary and secondary harmonics emission; harmonic interaction-a set of definitions", i *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 2016, s. 703–708.
- [71] IEC TR 61000-3-6:2008, *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems*. Geneva, Switzerland: IEC, 2008.

# BERÄKNINGSMETODER FÖR ELNÄT UNDER STOR OSÄKERHET

Kraftsystemet genomgår ett flertal förändringar vilka kommer påverka systemet på ett många sätt, till exempel i form av en ökad osäkerhet vad gäller möjliga driftlägen samt modellering av olika komponenter. Projektet har kartlagt olika osäkerheter av relevans för isolationskoordinering och spridning av övertoner, t.ex. osäkerheter på grund av variationer i tiden eller på grund av framtida utveckling av nätet och anslutna komponenter.

Med konventionella metoder för att hantera osäkerheter finns en risk för onödigt stora marginaler och höga kostnader, vilket till exempel skulle kunna leda till en begränsning i hur mycket förnyelsebar generering som kan anslutas. För att hantera osäkerheter har projektet utforskat matematiska metoder som till exempel gör det möjligt att approximera ett statistiskt resultat (utvärdera risk) utifrån ett begränsat antal beräkningar. I praktiken innebär detta att ett större antal fall kan studeras, vilket leder till ett bättre beslutsunderlag.

## Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. [www.energiforsk.se](http://www.energiforsk.se)



Energiforsk