

Anja Kjærnes Eilertsen, Dorte Ryste Govasmark,
Ingrid Smisethjell, Johanne Aunemo,
Mari Støen Gussiås

Nettanalyse i forbindelse med transformatorhavari i spolejordet nett

Power grid analysis due to failure of transformer
in transmission grid with compensated neutral

Bacheloroppgave i Elkraftteknikk

Veileder: Hans Kristian Høidalen

Mai 2021

Anja Kjærnes Eilertsen, Dorte Ryste Govasmark,
Ingrid Smisethjell, Johanne Aunemo,
Mari Støen Gussiås

Nettanalyse i forbindelse med transformatorhavari i spolejordet nett

Power grid analysis due to failure of transformer in
transmission grid with compensated neutral

Bacheloroppgave i Elkraftteknikk
Veileder: Hans Kristian Høidalen
Mai 2021

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk
Institutt for elkraftteknikk



Kunnskap for en bedre verden

Bacheloroppgave

Oppgavens tittel: Nettanalyse i forbindelse med transformatorhavari i spolejordet nett Project title: Power grid analysis due to failure of transformer in transmission grid with compensated neutral	Gitt dato: 11.01.21
	Innleavingsdato: 20.05.21
	Gradering <input checked="" type="checkbox"/> åpent <input type="checkbox"/> lukket <input type="checkbox"/> åpent fra _____
Gruppedeltakere: Mari Støen Gussiås tlf.47060056 e-post: marisgus@stud.ntnu.no Ingrid Smisethjell tlf. 95085573 e-post: ingrsmis@stud.ntnu.no Dorte Ryste Govasmark tlf. 48198909 e-post: dorterg@stud.ntnu.no Anja Kjærnes Eilertsen tlf. 90630171 e-post: anjake@stud.ntnu.no Johanne Aunemo tlf. 90267429 e-post: johanaun@stud.ntnu.no	Veileder internt: Hans Kristian Høidalen tlf. 91111536 e-post: hans.hoidalen@ntnu.no
Studieretning: Elektroingeniør, elkraftteknikk	Prosjektnummer: E2134
Oppdragsgiver: Statkraft	Kontaktperson hos oppdragsgiver: Ronny Goin tlf: 91783804

Sammendrag

Beskyttelse av sentrale komponenter i kraftsystemet er viktig for anleggseiere for å ivareta person- og forsyningssikkerhet, i tillegg til økonomiske hensyn. Når en transformator havarerer er det nyttig å undersøke bakenforliggende årsaker for å kunne forebygge lignende feil.

Hovedfokuset i denne bacheloroppgaven har vært å undersøke mulige årsaker til transformatorhavari i spolejordet nett. Transformatoren som har blitt analysert var tilkoblet et 132 kV-nett og havarerte under et uvær i 2017. Problemstillingen har blitt besvart ved hjelp av litteraturstudie, caseanalyse og simulering. Dokumenter som feilrapporter fra berørte aktører, hendelsesliste, samt strøm- og spenningsmålinger har blitt gjennomgått. For å simulere feil og overspenninger har programmet ATPDraw blitt benyttet.

Analysering av ovennevnte dokumenter viste at det oppsto fire etterfølgende jordfeil forskjellige steder i nettet. Første jordfeil skapte overspenninger og ubalanse, og førte trolig til flere jordfeil. Den fjerde jordfeilen oppsto inne i selve transformatoren. På dette tidspunktet var det allerede en stående jordfeil i nettet, noe som resulterte i en dobbel jordfeil. Transformatoren havarerte, og ble koblet fra nettet. Dette til tross for at alle spenningsmålinger viste lavere spenninger enn hva transformatoren skulle tåle av overspenninger. Simulering av feil i nettet med ATPDraw underbygger funnene i analysen.

Året før havariet i 2017 ble det utført en oppløst gass analyse, DGA, av transformatoroljen. Analyse av disse resultatene viste at papirisolasjonen allerede på dette tidspunktet var svekket, da forholdstallet mellom karbondioksid og karbonmonoksid indikerte sterk nedbrytning av papir. DGA utført etter havariet viste også sterk nedbrytning av papirisolasjon, samt dannelse av den oppløste gassen acetylen. Under inspeksjon av transformatoren ble det oppdaget synlige skader etter utladning og lysbue. Dannelse av acetylen underbygger at det hadde oppstått lysbue. Det ble også oppdaget sotdannelse og flytende isolasjonspapir i oljen.

Trolig var ikke svekkelsen av papirisolasjon eller overspenningene i transformatoren alene nok til å forårsake havariet. Transformatoren var dimensjonert for å tåle overspenningene som oppsto i forkant av havariet. Svekket isolasjon i transformatoren kan dermed anses som rotårsaken, og overspenningene var den utløsende årsaken til transformatorhavariet.

Abstract

Protection of vital components in the power grid system is important to ensure safety for personell and reduce downtime, in addition to financial aspects. When a power transformer fails, it will be useful to inspect the underlying causes in order to prevent similar faults in the future.

The main purpose of this bachelor thesis was to find causes for power transformer failure in a power grid with compensated neutral. The power transformer being analyzed was connected to a 132 kV grid and failed during a storm in 2017. Methods used in this study was literature study, case analysis, and simulation. Failure reports from affected parties, sequence of events, current and voltage measurements have been reviewed. ATPDraw was used to simulate earth faults and overvoltages in the power grid.

The analysis of the events indicates that four following earth faults occurred in different places in the grid. The first earth fault created an imbalance in the power grid and resulted into several earth faults and overvoltages. The fourth earth fault occurred inside the power transformer. At this point, there was already an earth fault in the grid and a double earth fault occurred. The transformer failed and was disconnected from the grid, despite the fact that the measured voltages were within what the transformer was designed for. The conclusions from the analysis of events was supported by simulations done in this study. Simulations of the faults gave no voltages that where higher than the transformer should tolerate.

One year prior to the incident a dissolved gas analysis, DGA, where performed at the power transformer. Results shows that the paper insulation in the power transformer had reduced insulation capacity. The ratio of carbon dioxide to carbon monoxide indicates strong degradation of insulation paper. The DGA performed after the incident showed strong degradation of paper insulation. The analysis also showed that the level of dissolved acetylene gas was increased. Damages due to discharge and arc flash was discovered during the inspection of the power transformer. The high level of acetylene upholds the creation of an arc. Soot formation and floating insulation paper were also discovered in the oil.

The reduced insulation capacity of the paper insulation and the overvoltages alone were probably not enough to cause the incident. The power transformer was dimensioned to tolerate the overvoltages that occurred prior to the incident. Reduced insulation capacity in the power transformer is thus the root cause, and the overvoltages were the triggering cause of the failure of the power transformer.

Forord

Denne bachelorrapporten er det avsluttende arbeidet på bachelorprogrammet Elektroingeniør ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, NTNU, i Trondheim. Rapporten er utarbeidet våren 2021 av fem studenter ved Institutt for elkraftteknikk.

Gjennom arbeidet med denne rapporten har vi opparbeidet forståelse for spolejordet nett, transformatorer og feilanalyser. Oppgaven har vært interessant å jobbe med og har gitt et innblikk i hvilke situasjoner som kan oppstå i kraftbransjen.

Vi vil rette en stor takk til vår interne veileder Hans Kristian Høidalen, Professor ved Institutt for elkraftteknikk ved NTNU, for hjelp underveis i prosessen. Vi vil også rette en stor takk til oppdragsgiver Statkraft, ved Ronny Goin, senior specialist.

I tillegg vil vi takke Bjørn Tandstad og Hans Olav Forsaa i Statkraft som har vært behjelpelig ved spørsmål om transformatorer. Til slutt rettes også en takk til alle berørte netteiere og Statnett som har bidratt med deres informasjon og kompetanse.

Anja Kjærnes Eilertsen

Anja Kjærnes Eilertsen

Trondheim 20.05.21

Sted og dato

Dorte Ryste Govasmark

Dorte Ryste Govasmark

Trondheim 20.05.21

Sted og dato

Ingrid Smisethjell

Ingrid Smisethjell

Trondheim 20.05.21

Sted og dato

Johanne Aunemo

Johanne Aunemo

Trondheim 20.05.21

Sted og dato

Mari Støen Gussiås

Mari Støen Gussiås

Trondheim 20.05.21

Sted og dato

Tabelliste

2.1	Utkobling jordfeilvern	15
2.2	Driftstilstand basert på kompenseringsgrad	18
2.3	Normale gassverdier	27
2.4	Forholdstall	29
4.1	Spenninger før hendelsen inntraff	35
4.2	Oljeprøver fra transformatoren	45
4.3	Forholdstall før havari, 15.07.16	47
4.4	Forholdstall etter havari, 22.11.17 og 05.12.17	47
5.1	Peak-verdi av fasespenninger	54
5.2	Målte og simulerte verdier - <i>Stasjon 15</i>	55
5.3	Målte og simulerte verdier - <i>Stasjon 9</i>	56

Figurliste

2.1	Enpolet jordfeil	5
2.2	Dobbel jordfeil	5
2.3	Potensialdiagram i normaltstand	6
2.4	Potensialdiagram ved en enpolet jordfeil i fase L3	6
2.5	Kortslutning, topolet og trepolet	7
2.6	Spolejordet system	11
2.7	Nullsystemet	12
2.8	Jordfeil i trefasesystem med slukkespole	13
2.9	Potensialdiagram ved enpolet jordfeil og innkoblet slukkespole	14
2.10	Ekvivalentkrets ved feil i spolejordet nett	15
2.11	Ideell resonanskurve	17
2.12	Enfase	20
2.13	Trefase	21
2.14	Gjennomføring for én fase	23
2.15	Spenning over transformator	25
2.16	Differensialvern	26
2.17	Gasser i transformatoren	28
4.1	132 kV-nettet	33
4.2	Fasespenning (peak-verdi) i 132 kV-nettet før hendelsen inntraff	34
4.3	Fasespenning (RMS-verdi) i 132 kV-nettet før hendelsen inntraff	35
4.4	Fasespenning (peak-verdi) feilforløp med antatte feil - <i>Stasjon 15</i>	36
4.5	Fasespenning (peak-verdi) feilforløp med antatte feil - <i>Stasjon 9</i>	36
4.6	Retningsbestemte jordfeilvern ved stasjon 16 ved første jordfeil	37
4.7	Fasestrøm (peak-verdi) hele forløpet - <i>Stasjon 9</i>	38
4.8	Fasespenning (peak-verdi) under kortslutningen - <i>Stasjon 15</i>	39
4.9	Fasespenning (peak-verdi) under kortslutningen - <i>Stasjon 9</i>	39
4.10	Overslag mellom kobberledning og gjennomføring	41
4.11	Skader på kobberledning og gjennomføring	42
4.12	Skader på innsiden av gjennomføring	42
4.13	Strømmåling på 132 kV-siden	44
4.14	Strømmåling på 22 kV-siden	44

4.15	Koronaskjold i fase L1 og L2	49
4.16	Ulike løsninger på papirisolasjonen	50
5.1	Simuleringsmodell uten feil innlagt	51
5.2	Resonanskurve	53
5.3	Fasespenning (peak-verdi) i friskt nett	54
5.4	Simulering av fasespenning (peak-verdi) i friskt nett	54
5.5	Fasespenning (peak-verdi) første jordfeil - <i>Stasjon 15</i>	55
5.6	Fasespenning (peak-verdi) første jordfeil - <i>Stasjon 9</i>	56
5.7	Nettbilde med feil	57
5.8	Fasespenning (peak-verdi) målinger - <i>Stasjon 15</i>	58
5.9	Fasespenning (peak-verdi) simulering - <i>Stasjon 15</i>	58
5.10	Fasespenning (peak-verdi) målinger - <i>Stasjon 9</i>	59
5.11	Fasespenning (peak-verdi) simulering - <i>Stasjon 9</i>	59
5.12	Strøm (peak-verdi) simulering - <i>Stasjon 9</i>	60
5.13	Situasjon 1	61
5.14	Spenningsforløp - situasjon 1	62
5.15	Situasjon 2	63
5.16	Spenningsforløp - situasjon 2	63
2	DGA - Normale verdier	D-4
3	DGA - forholdstall	D-4
4	Testspenning	D-5

Akronymer

BIL	Basic impulse level - Isolasjonsnivå
DGA	Dissolved gas analysis - Gass-i-olje-analyse
FEF	Forskrift om elektriske forsyningsanlegg
FIKS	Funksjonskrav i kraftsystemet
IEC	International Electrotechnical Commission
MOA	Metalloksidavledere
NEK	Norsk Elektroteknisk Komite
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
OLTC	On Load Tap Changer - Trinnkobler
RMS	Root Mean Square - Effektivverdi

Innhold

Sammendrag	ii
Abstract	iii
Forord	iv
Tabelliste	iv
Figurliste	v
Akronymer	viii
1 Innledning	1
Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Problemstilling	1
1.3 Avgrensninger	2
1.4 Utfordringer	2
1.5 Oppbygning av rapporten	3
2 Teori	4
2.1 Komponenter og fenomener i høyspenningsanlegg	4
2.1.1 Kabel og linje	4
2.1.2 Jordfeil	5
2.1.3 Kortslutning	7
2.1.4 Konduktiv avledning	8
2.1.5 Partielle utladninger	8
2.1.6 Lysbue	9
2.2 Spolejordet nett	10
2.2.1 Nullsystemet	11
2.2.2 Jordfeil i spolejordet nett	12
2.2.3 Jordfeilvern	15
2.2.4 Resonans	16

2.2.5	Overspenninger	18
2.3	Transformator	20
2.3.1	Oppbygging og virkemåte	20
2.3.2	Transformatorolje	21
2.3.3	Transformatorgjennomføring	22
2.3.4	Transformatorvern	24
2.3.5	Feilanalyse	27
3	Metode	30
3.1	Litteraturstudie	30
3.2	Caseanalyse	30
3.3	Simulering	31
4	Caseanalyse	33
4.1	Nettbildet	33
4.2	Hendelsesforløpet	34
4.2.1	Situasjon før feil	34
4.2.2	Situasjon under feil	36
4.3	Transformatoren	41
4.3.1	Transformatorleverandørens feilanalyserapport	48
5	Simulering	51
5.1	Utgangspunkt	51
5.1.1	Nettets tilstand	52
5.1.2	Usymmetri	53
5.2	Simulering av feil	55
5.3	Simulering av ekstreme tilfeller	61
6	Diskusjon	64
7	Konklusjon	70
7.1	Videre arbeid	71

Vedlegg

1 Innledning

Statkraft er en av Europas største produsenter av fornybar energi og er en verdensomspennende aktør innen energihandel (Statkraft, n.d.). Energi fra kraftproduksjon blir distribuert gjennom nettet for å dekke kundenes behov for energi. Strømnettet i Norge er delt inn i tre nettnivåer: transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett. Statnett er systemansvarlig og eier størstedelen av transmisjonsnettet i Norge. Regionalnett og distribusjonsnett eies av både private, kommunale og fylkeskommunale aktører (Energifakta Norge, 2019).

1.1 Bakgrunn

Denne rapporten dreier seg om transformatorens sentrale rolle i kraftsystemet, i tillegg til spolejordet 132 kV-nett og driftsproblemer som kan oppstå i et slikt nett. Oppgaven ble valgt på bakgrunn av gruppens interesse for å lære mer om strømnettet og tilhørende komponenter. I tillegg er det lærerikt å få en bedre forståelse av reelle problemer som kan oppstå under kraftforsyning.

Forskrift om elektriske forsyningsanlegg i §1-1 i vedlegg D beskriver følgende formål: “Elektriske anlegg skal prosjekteres, utføres, driftes og vedlikeholdes slik at de sikkert ivaretar den funksjonen de er tiltenkt uten å fremby fare for liv, helse og materielle verdier”. Målet med oppgaven er å identifisere mulige årsaker til havari av transformator i spolejordet nett. Dette for potensielt å unngå lignende feil i fremtiden. Statkraft ønsker et resultat som innhenter og sammenfatter informasjon fra de berørte netteierne og transformatorleverandøren.

1.2 Problemstilling

“Utredning av mulige årsaker til transformatorhavari i spolejordet nett”

Hendelsen som analyseres baserer seg på havari av en transformator i 2017. Transformatoren hadde vært i drift i 3,5 år, og var den eneste komponenten som havarerte under hendelsen som analyseres. Under hendelsen var transformatoren tilkoblet et mer utstrakt nett enn ved normal driftssituasjon. Transformatoren var tilkoblet et 132 kV spolejordet nett, og i perioden før havariet var det flere jordfeil. Årsaken til transformatorhavariet har ikke kommet fram ved tidligere utredninger gjennomført av netteierne. Sammenfatning av informasjon fra de berørte netteierne

og transformatorleverandøren, i tillegg til analyser av nettet og driftssituasjonen, kan muligens gi flere svar på dette.

Kraftsensitiv informasjon

Mye av dokumentasjonen som har blitt tilsendt fra Statkraft, Statnett og andre netteiere er kategorisert som kraftsensitiv informasjon. Denne informasjonen er underlagt taushetsplikt etter §9-3 i energiloven og er derfor unntatt offentligheten (Olje- og energidepartementet, 2019). På bakgrunn av dette er nettbildet som analyseres i rapporten anonymisert. Det er også valgt å anonymisere netteierne og transformatorleverandøren i rapporten. Dette gjelder også enkelte referanser som er brukt.

1.3 Avgrensninger

I et strømmnett er det mange faktorer som kan være medvirkende til et transformatorhavari. Strømmnettet med tilhørende komponenter har hver sin funksjon, og samspillet mellom disse kan påvirkes av omgivelser og andre ytre faktorer. Oppgaven begrenser seg til transformatoren som havarerte, samt komponenter som kabler, linjer og vern.

Det aktuelle nettet spenner seg over et stort område og er tilkoblet flere spenningsnivå. Denne oppgaven begrenser seg til 132 kV-nettet ettersom det var på dette spenningsnivået det ble detektert feil. Nettet som analyseres er spolejordet, og denne jordingstypen er derfor hovedfokus i oppgaven.

Rapporten fokuserer på transformatoranalyse, analyse av strøm- og spenningsmålinger samt simulering av feil i nettet. I tillegg tar rapporten for seg spolejordet nett og utfordringer med denne jordingstypen. Rapporten tar utgangspunkt i faglitteratur, samt dokumenter og måleresultater tilsendt fra Statkraft, netteierne og transformatorleverandøren. Mulig tilhørende nett eller tilkoblede komponenter lenger ut i nettet er ikke tatt med. Økonomiske vurderinger er ikke inkludert.

1.4 Utfordringer

Basert på tilgjengelig informasjon har nettet blitt rekonstruert så nøyaktig som mulig. Ettersom hendelsen skjedde i 2017 har det vært utfordrende å finne igjen aktuelle data, som blant annet bryterstillinger, verdier på spoler og laster. Enkelte av de berørte netteierne har byttet driftssentralsystem etter at hendelsen skjedde, og det har derfor vært utfordrende å verifisere data fra hendelsestidspunktet.

Det er også usikkerhet i målinger og dokumentasjon fra hendelsestidspunktet. Måleutstyret er nøyaktig, men de tilkoblede komponentene er ikke nødvendigvis like nøyaktige. Dette kan føre til at viktig informasjon ikke blir inkludert. Retningsbestemte vern viser ikke nøyaktig hvor feilene har vært. Dette har ført til utfordringer ved rekonstruksjon av hendelsen i simuleringen, og antagelser er derfor gjort. Disse antagelsene blir gjennomgått senere. I tillegg kan det være tidsmessige feilmarginer, da systemene til Statkraft, Statnett og aktuelle netteiere har ulik tidsinnstilling. Det er også forsinkelse mellom systemene til de ulike netteierne og Statnett. Dette har gjort det utfordrende å verifisere at hendelsene er plassert i korrekt rekkefølge, med tanke på at situasjonen som analyseres foregikk innenfor en kort tidsperiode.

En annen utfordring er spenningsmålingene som er gjort av de ulike netteierne. Målingene gjort tilgjengelig er fra noen få transformatorstasjoner. Dette gjør det vanskelig å identifisere hvilke feil som oppsto, samt å lokalisere disse. Det foreligger få målinger fra stasjonen hvor havariet fant sted, og detaljer rundt denne er derfor utfordrende å rekonstruere og verifisere.

1.5 Oppbygning av rapporten

Rapporten tar for seg en teoridel som danner et teoretisk grunnlag for oppgaven. Hovedfokuset her er fenomener og komponenter, spolejordet nett og transformator. Videre blir valg av metoder som er brukt i rapporten gjennomgått. Deretter følger caseanalyse og simulering, resultater og diskusjon. Til slutt vil de viktigste funnene bli sammenfattet i konklusjonen.

2 Teori

Strømnettet består av mange ulike komponenter, og samspillet mellom disse er viktig for å oppnå optimal kraftforsyning. Først i dette kapitlet vil ulike komponenter og fenomener i høyspenningsanlegg bli presentert. Deretter blir det gått nærmere inn på spolejording som jordingssystem. Her er fokuset virkemåte, samt fordeler og ulemper med dette jordingssystemet. Til slutt i teoridelen presenteres transformatorer, som har en sentral rolle i strømnettet.

2.1 Komponenter og fenomener i høyspenningsanlegg

2.1.1 Kabel og linje

Et strømnett kan bestå av både kabler under bakken og i vann, og linjer i luft. Kravene til disse er høye siden de blant annet skal kunne fungere i all slags vær. De skal tåle både kulde og varme, i tillegg til mekaniske, kjemiske og elektriske påkjenninger gjennom mange års drift (Draka, 2010). Et nett med mindre enn 90 % linje eller 90 % kabel av total lengde på nettet, kalles et blandet nett (Aabakken *et al.*, 2015).

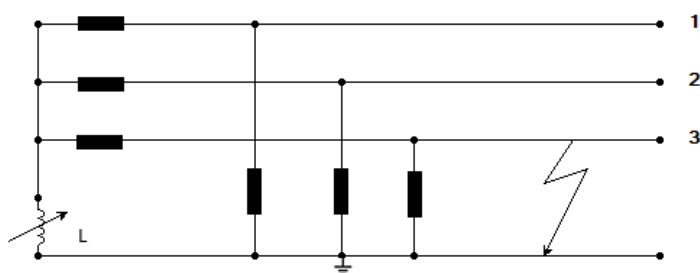
Det finnes flere fordeler med kabel sammenlignet med linje. Kabler har redusert transmisjonstap, de er ikke synlig i naturen, en oppnår større pålitelighet under forsyning og det gir mindre vedlikeholdskostnader. Den største ulempen med kabel er høye investeringskostnader sammenlignet med linjer. Derfor er kabler ofte brukt der det er vanskelig å sette opp linjer, for eksempel i tettbygde strøk eller i vann (Salam, 2009).

Kabler har høy kapasitans mot jord sammenlignet med luftlinjer og gir dermed hovedbidraget til totalt kapasitans i nettet (Høidalen, 2020a). Enkelte jordingstyper medfører at jordfeilstrømmen domineres av total kapasitans mot jord i nettet. Dette gjelder blant annet i spolejordet nett (Særen and Giset, 2017). Likevel avhenger jordfeilstrømmen i feilstedet av kompenseringsgraden til spolen. I et slikt nett kan det være nyttig å regne ut verdi for kapasitivt jordfeilstrømsbidrag, fordi denne kan sammenlignes med total spoleytelse. Den totale kapasitansen i et nett kan regnes om til kapasitivt jordfeilstrømsbidrag ved bruk av formel 2.1 (Særen and Giset, 2017). Her er C total kapasitans mot jord, $\omega = 2\pi f$ og U_N nominell spenning.

$$I_C = j\omega \cdot C \cdot \sqrt{3} \cdot U_N \quad (2.1)$$

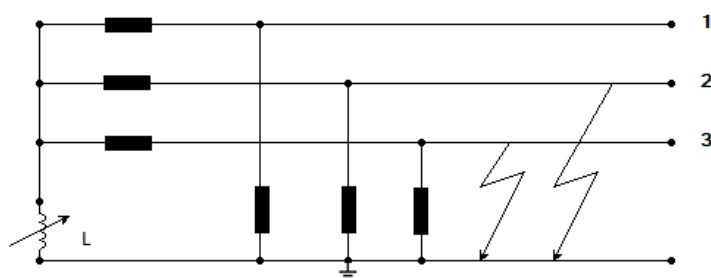
2.1.2 Jordfeil

Jordfeil, også kalt jordslutning, oppstår ved en ledende forbindelse mellom jord og en spenningsførende del. Jordfeil kan oppstå som enpolet og topolet, hvor enpolet jordfeil er den hyppigste feiltypen. Dette innebærer et overslag med etterfølgende lysbue. Jordfeil kan føre til ødelagt isolasjon eller andre varige skader (Rosvold, 2019a). Figur 2.1 viser en enpolet jordfeil. Feilstrømmen går her fra fase L3 ned til jord.



Figur 2.1: Enpolet jordfeil
(Hietalahti, 2010)

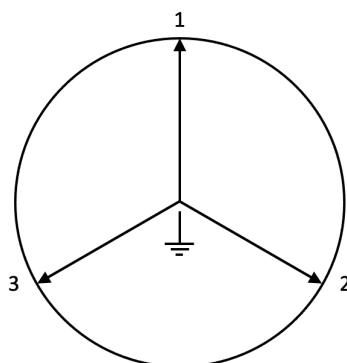
Jordfeil fører til spenningsstigning i de friske fasene. Dette kan medføre flere jordfeil, og to samtidige jordfeil betegnes som dobbel jordfeil. Dette er vist i figur 2.2. Dobbelt jordfeil vil gi en kortslutningskrets gjennom jord. En slik feil medfører store strømmer som ofte gir større konsekvenser enn ved enpolet jordfeil (Røyter and Langeland, 1987).



Figur 2.2: Dobbelt jordfeil
(Hietalahti, 2010)

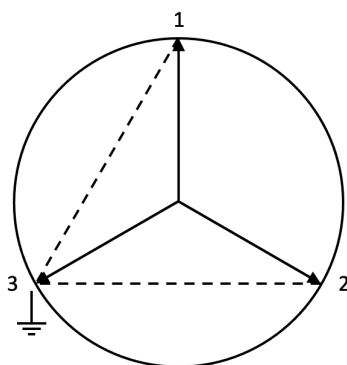
Jordfeil er oftest forbigående, men de kan medføre store skader. Skader kan oppstå som følge av høy berøringspenning, men også som følge av brann (Rosvold, 2019a). Grunner til at jordfeil oppstår er ofte belastning av snø og is, materialfeil i isolatorer som fører til gjennomslag, trefelling eller belegg på isolatorer bestående av salt eller støv (Røyter and Langeland, 1987).

Figur 2.3 viser potensialdiagram i normal isolasjonstilstand. Tallene representerer fasene L1, L2 og L3. Her er det symmetri om jordpotensialet, og det er 120° forskyvning mellom fasene. Spenningene i høyspentnettet, som bestemmes av kapasitans mot jord, er tilnærmet like store for de tre fasene (Røyter and Langeland, 1987).



Figur 2.3: Potensialdiagram i normaltilstand
(Røyter and Langeland, 1987)

Figur 2.4 viser enpolet jordfeil i fase L3. Her er det redusert isolasjon mellom leder og jord, og fase L3 vil ha jordpotensial. Dermed blir spenningen i denne fasen på feilstedet lik null. Fase L1 og L2 vil få en spenningsøkning mot jord, som er avhengig av jordfeilfaktoren i nettet (Røyter and Langeland, 1987).



Figur 2.4: Potensialdiagram ved en enpolet jordfeil i fase L3
(Røyter and Langeland, 1987)

Jordfeilfaktor

$$K_F = \frac{\text{Fasespenning i frisk fase etter feil}}{\text{Fasespenning før feil}} \quad (2.2)$$

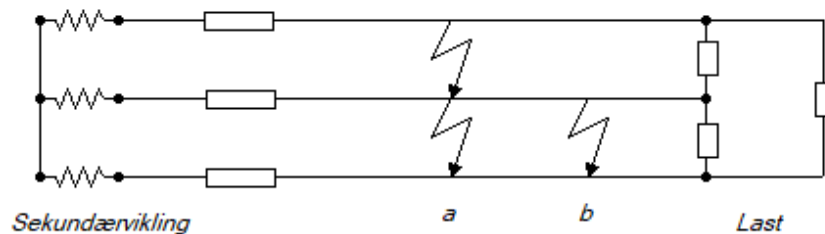
Jordfeilfaktoren er forholdet mellom spenningen i frisk fase etter feilen oppstod og spenningen da systemet var friskt. Jordfeilfaktoren er gitt til hvert nett og nettkonfigurasjon. Den avhenger av utstrekning og hvor stor andel av nettet som er

kabelanlegg (Høidalen, 2020b). I nett med liten utstrekning og liten andel kabel kan jordfeilfaktoren være $\sqrt{3} \approx 1,73$. I nett med stor utstrekning og høy andel kabel kan jordfeilfaktoren i følge Funksjonskrav i kraftsystemet, FIKS, være opp mot 2,2 (Statnett, 2012).

2.1.3 Kortslutning

Kortslutning er når to eller flere faser får en forbindelse til hverandre gjennom en impedans som er mindre enn impedansen i lastene. Dette gjør at spenningsforskjellen på stedet synker mot null, og strømmen vil gå gjennom kortslutningen istedenfor å gå gjennom lasten (Røyter and Langeland, 1987). Vanlige årsaker til kortslutning er blant annet isolasjonssvikt, løse konstruksjonsdeler eller andre objekter som kommer mellom fasene. Det kan være trær eller grener som faller ned over linjene, eller fugler som skaper forbindelse mellom fasene. Det kan også forekomme kortslutning når ledere slår sammen under smeltet islast eller nedblåste linjer (Frode Høyte, 2021).

Figur 2.5 viser sekundærviklingen til for eksempel en transformator, som er tilkoblet en last. Her er det lagt inn en trepolet kortslutning, merket a, hvor alle tre lederne er i kontakt med hverandre. Det er også lagt inn en topolet kortslutning, merket b, hvor to ledere er i kontakt med hverandre (Røyter and Langeland, 1987).



Figur 2.5: Kortslutning, topolet og trepolet
(Røyter and Langeland, 1987)

Kortslutning kan føre til store påkjenninger på strømførende komponenter. Dette oppstår på grunn av at kortslutningsstrømmene er veldig store sammenlignet med laststrømmene. Mekaniske påkjenninger kan komme av den korte avstanden mellom lederne på feilstedet. Termiske påkjenninger kan oppstå ved varmeutvikling i impedansene av kontakt- eller lysbuemotstand (Røyter and Langeland, 1987).

2.1.4 Konduktiv avledning

Konduktans er lekkstrøm i isolasjonskapper og isolatorkjeder, og er et resultat av at isolasjonsmaterialer ikke er ideelle. Konduktansen er minst når det er lite avledning. Det vil si ved tørre, rene og varme forhold. Disse faktorene gjør det utfordrende å fastsette konduktansen for luftliner (Høidalen, 2020a).

Konduktiv avledning kommer som et resultat av konduktans. En tommelfingerregel er at denne er 2 - 7 % av kapasitansen mot jord (Sørum, 2018). Selv om symbolet for konduktans er G, er den i ekvivalentkretser representert med en resistans, R. Dette kommer av sammenhengen i formel 2.3, hvor R og G er inverse størrelser av hverandre.

$$R = \frac{1}{G} \quad (2.3)$$

For å beregne konduktiv avledning av kapasitans mot jord brukes formel 2.4. Her er avledningen beregnet som 2 % av kapasitansen. I formelen er C kapasitans mot jord for luftlinjer.

$$R = \frac{1}{G} = \frac{1}{\omega \cdot 0,02 \cdot C} \quad (2.4)$$

2.1.5 Partielle utladninger

Partiell utladning oppstår når elektriske felt overgår holdfastheten til en begrenset del av isolasjonsmaterialet. I faste isolasjonsmaterialer vil det være delutladning i isolasjonens hulrom eller i materialet som ikke er homogent. Hulromsutladninger oppstår i hulrom i isolasjonsmaterialer og reduserer isolasjonsholdfastheten til isolasjonsmaterialet. I anlegg som er oljeisolert vil det være delutladning i gassblærer som kan oppstå når man får hurtig temperaturendringer (Sivertsen, 2020).

Korona

I anlegg som er luftisolert kan partiell utladning oppstå i form av korona. Korona er et fysisk fenomen og oppstår på grunn av at elektrisk feltstyrke overskrider luftens holdfasthet. Dette gir en delvis utladning på overflaten av luftledningene. Det elektriske feltet rundt overflaten på lederen øker dersom spenningen mellom lederne øker. På grunn av de høye elektriske feltene blir molekylene i lufta rundt ionisert. Korona kan være synlig, og kan observeres som lilla lys på luftledninger og isolatorer når det er mørkt og høy luftfuktighet. Man kan også høre korona som knitring langs luftlinjer. Korona kan være både positive og negative ladninger, og dette bestemmes av polariteten til spenningen på lederen (Salam, 2009).

2.1.6 Lysbue

En elektrisk lysbue er en utladning med buet bane av strøm mellom to elektroder over et isolerende medium. Lysbuen kan brenne mellom elektroder av metall eller kull. Materialet i elektrodene bestemmer hvor høy spenning som skal til for å holde en lysbue mellom de. Spenningen øker med lysbuens lengde (Rosvold, 2018). Den inneholder mye energi da den er sterkt resistiv (Sivertsen, 2020).

2.2 Spolejordet nett

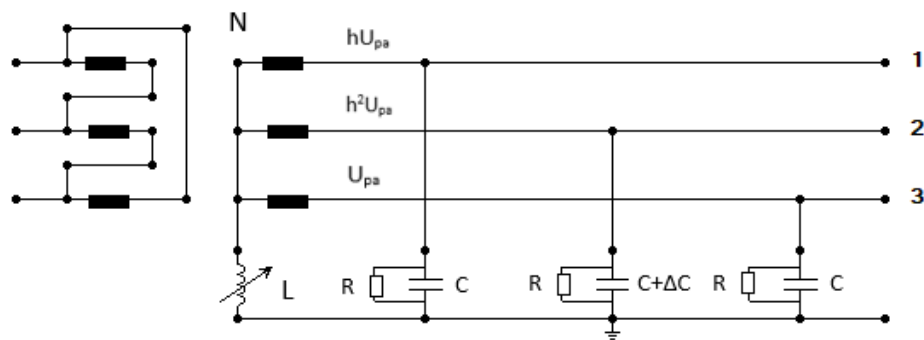
Høyspentnettet kan jordes på flere måter. De fire hovedtypene systemjording som benyttes i Norge i dag er isolert nullpunkt, direkte jording, spolejording og lavohmig jording. I det norske distribusjonsnettet (33-132 kV) er spolejording den vanligste systemjordingen. Spolen har som oppgave å kompensere feilstrømmen i systemet ned til et slikt nivå at nettet kan driftes med jordfeil. Andre navn som brukes om spolejording er resonansjord og kompensert nett (Sivertsen, 2020).

For at spolejording skal kunne realiseres må transformatorens nullpunkt være tilgjengelig. Spolen plasseres mellom nullpunktet og jord, og i distribusjonsnettet er spoletypen som brukes Petersons spoler. Det plasseres flere spoler rundt i nettet. I driftsituasjon er som regel én av spolene automatisk regulert og resten av spolene er stilt inn på faste verdier. Peterson spole, også kalt slukkespole, er en induktiv komponent som er bygd opp med viklinger. Spolene i et 132 kV-nett skal dimensjoneres for å tåle åtte timers drift ved merkestrøm (Statnett, 2012). Så lenge nettet er uten jordfeil, vil det under ideelle forhold ikke ligge spenning over spolen. Dersom det oppstår jordfeil vil den kapasitive jordfeilstrømmen ligge 90° foran spenningen mellom jord og nøytralpunktet til transformatoren. Spenningen vil ha lik størrelse som fasespenningen til transformatoren. Den installerte spolen setter opp en induktiv strøm som kompenserer for jordfeilstrømmen på feilstedet (Sivertsen, 2020). Kompenseringen gjør at spolen kan slukke lysbuer for forbigående jordfeil (Svarte and Sebergsen, 2018). Hvor stor kompenseringsgraden er avhenger av spolens induktive bidrag i forhold til størrelsen på den kapasitive feilstrømmen.

Selv om det er spolens induktive reaktans som gjør at feilstrømmen blir mindre, er det vanlig å oppgi spoletytelsen i Ampere [A] og ikke Henry [H]. Spoletytelsen er gitt av formelen 2.5, hvor I_L er spoletytelse, V_p fasespenning og ωL induktiv reaktans (Høidalen, 2020a).

$$I_L = \frac{V_p}{\omega L} \quad (2.5)$$

Et spolejordet trefasesystem er illustrert i figur 2.6. Spolen kan reguleres, og er illustrert som en induktiv komponent med pil. Hver fase er 120° forskjøvet med fasevridningsoperator h , som vist med hU_{pa} , h^2U_{pa} og U_{pa} . For hver fase har man kapasitiv og resistiv avledning mot jord. Kapsitiv usymmetri er illustrert med ΔC (Høidalen, 2020a).



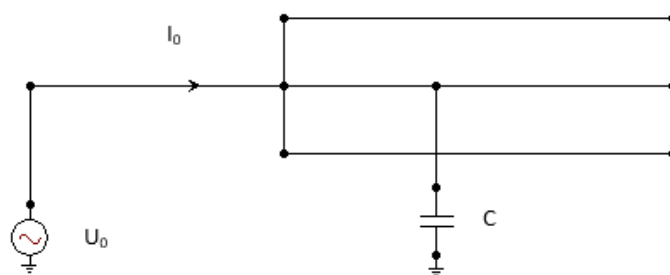
Figur 2.6: Spolejordet system
(Høidalen, 2020a)

Ulempene med spolejording er spolekoordinering, fare for doble jordfeil, økt krav til isolasjon, feil som fører til temporære overspenninger og begrensningen det legger på nettets utstrekning. Dersom det oppstår høy harmonisk overspenning, kan ikke disse kompenseres. I drift av spolejordet nett er det et fåtall varige jordfeil, men flere tilfeller av jordfeil som resulterer i to- eller trepolet kortslutning (Særen and Giset, 2017).

2.2.1 Nullsystemet

Trefasesystemer kan dekomponeres i pluss-, minus- og nullsystemet. Impedansene i pluss- og minussystemet er betydelig mindre enn i nullsystemet ved en jordfeilsituasjon, og kan derfor neglisjeres. Det vil ikke være spenning i nullsystemet dersom nettet er balansert. Trefasesystemets feilproblematikk fremstilles i nullsystemet, og dette benyttes til analyse av ubalanserte feil. I nullsystemet dekomponeres vektorene for strøm og spenning som oppstår ved feilsituasjoner og i usymmetriske nett. Et fysisk strømnnett vil inneholde både kapazitiv usymmetri og konduktiv usymmetri (Guldal, 2007).

Nullsystemet er representert i figur 2.7, og er et system der man kortslutter alle tre fasene. Deretter settes det på en nullsystemspenning, U_0 , før en måler nullsystemstrømmen, I_0 . Ved spolejordet nullpunkt har strømmen ingen vei å gå, slik at kapasitansen mot jord blir det avgjørende (Høidalen, 2020a).



Figur 2.7: Nullsystemet
(Høidalen, 2020a)

I_0 og U_0 finnes ved gjennomsnittet av henholdsvis fasestrømmene og fasespenningene, som vist i formel 2.6 og 2.7. I_0 og U_0 vil ideelt sett, uten jordfeil, være lik null ved normal drift. Ved jordfeil i systemet vil begge verdiene stige (Høidalen, 2020a).

$$I_0 = \frac{I_a + I_b + I_c}{3} \quad (2.6)$$

$$U_0 = \frac{U_a + U_b + U_c}{3} \quad (2.7)$$

Nullsystemstrømmen kan måles av en summetransformator som summerer fasestrømmene, og er en direktemåling av $3 \cdot I_0$. Det vil gi en nøyaktig måling (Høidalen, 2020a). Nullsystemspenningen kan også måles som summen av fasespenningene $3 \cdot U_0$ med spenningstransformatorer ved å koble de i åpen delta (Ingebrigtsen, 2017).

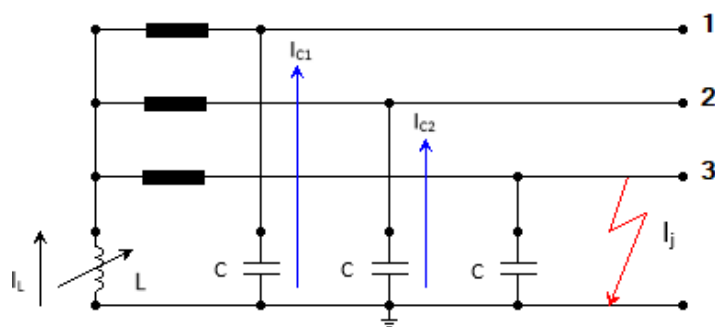
2.2.2 Jordfeil i spolejordet nett

En av fordelene med spolejording er at nettet kan driftes videre med stående jordfeil. Spolens induktive bidrag gjør feilstrømmen mindre, som igjen begrenser omfanget av feilen som oppstår. Etersom strømmen på feilstedet blir såpass liten kan man fortsette drift av nettet som normalt til man får lokalisert feilen og koblet ut (Brede, 1995). I Norge kan man i følge FEF 2006 drifte et spolejordet nett med feil i 120 minutt (Justis- og beredskapsdepartementet, 2006). Dette er vist i tabell 2.1.

Under jordfeil får man spenningsstigning i de friske fasene. Denne avhenger av jordfeilfaktoren i nettet. Feilstrømmene blir små, men de vil øke med kapasitansen mot jord. Jordfeil som fører til en lysbue vil ofte ha så små feilstrømmer at de slukker av seg selv. Dette gjør at nettet kan driftes med stående jordfeil (Røyter and Langeland, 1987). Når spenningen i de friske fasene stiger, øker også faren for at det oppstår

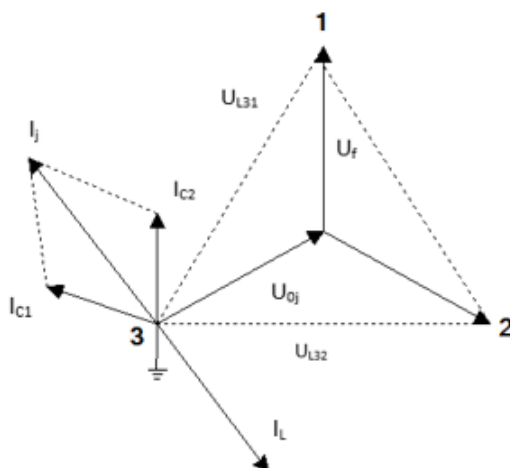
jordfeil i en av disse. Sannsynligheten for at jordfeil nummer to oppstår er avhengig av spenningstigningen og den kan ligge langt unna den første feilen (Ingebrigtsen, 2012). Dette kommer av at ved jordfeil i spolejordet nett vil de høyeste fase-jord spenningene oppstå andre steder i nettet enn på feilstedet. Dette er primært på grunn av spenningsforskjellene som belastningen forårsaker, og forandring i middelveiden til fasespenningen (SINTEF, 1990).

Figur 2.8 viser hvordan et spolejordet system ser ut ved en jordfeil. Her er det en jordfeil i fase L3. I de to friske fasene går det to strømmer, I_{C1} og I_{C2} som resulterer i en total kapazitiv jordfeilstrøm.



Figur 2.8: Jordfeil i trefasesystem med slukkespole (Sivertsen, 2020)

Figur 2.9 viser et potensialdiagram i en ideell situasjon der spolens indre resistans er neglisjert. I dette tilfellet er fase L1 og L2 de friske fasene, og fase L3 har jordfeil. Spenningen over spolen, U_{0j} , er konstant. Reaktansen reguleres slik at spolestrømmen, I_L , blir optimal. I_L er her 180° forskjøvet i forhold til den kapasitive jordfeilstrømmen, I_j . Den resulterende jordfeilstrømmen på feilstedet vil være tilnærmet null. I_L ligger omtrent 90° etter spenningen mellom jord og nøytralpunktet til transformatoren (Sivertsen, 2020).

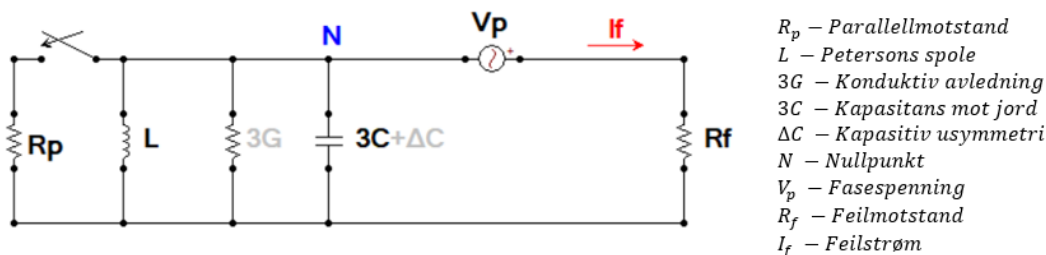


Figur 2.9: Potensialdiagram ved enpolet jordfeil og innkoblet slukkespole
(Sivertsen, 2020)

Høyohmig jordfeil og intermitterende jordfeil kan by på utfordringer for vern i et spolejordet nett. Høyohmig jordfeil i spolejordet nett gir lav I_0 og U_0 . Dette fører til at det er vanskelig for vernene å detektere og lokalisere feilene. Eksempler på høyohmig jordfeil kan være trær og greiner som kommer i berøring med nettet. Intermitterende jordfeil er en gjentakende feil som kommer og går. Eksempel på intermitterende jordfeil i luftlinje kan være svikt i isolasjonen eller vanninntrenging. Intermitterende jordfeil skaper ustabile signaler over tid, og man får kortvarige jordfeil og lysbuer som kommer og går. Siden filosofien bak verninnstillinger i spolejordet nett er basert på at jordfeilen med stor sannsynlighet er forbigående, er vernene innstilt på å vente ut feilen. Dette er utfordrende da utkoblingstiden starter på nytt hver gang feilen gjenoppstår (Høidalen, 2020a).

Ekvivalentkrets under feil

I ekvivalentkretsen i figur 2.10 vises de ulike elementene som inngår ved beregning rundt en feilsituasjon i spolejordet nett. Parallellmotstanden, R_p , kan kobles inn ved behov. Dette er ønskelig siden vernets oppgave er å detektere feil. Ved innkobling av R_p øker man feilstrømmen som hjelper retningsbestemte jordfeilvern med å koble ut riktig avgang (REN, 2020b). Videre er det en induktans, L , som gir spolens bidrag til kretsen. Konduktiv avledning, $3G$, og kapasitiv usymmetri, ΔC , er markert med grått, fordi man ved utregning ofte ser bort fra disse størrelsene (Høidalen, 2020b). $3C$ er nettets kapasitans mot jord. V_p er fasespenningen til nettet. Overgangsmotstanden mot jord på feilstedet, R_f , baserer seg på jordresistiviteten til jordsmonnet som er i området. Denne kan enten beregnes eller måles (REN, 2020a).



Figur 2.10: Ekvivalentkrets ved feil i spolejordet nett

2.2.3 Jordfeilvern

Strømnettet er utrustet med jordfeilvern for å beskytte mot konsekvensene av jordfeil. Jordfeilvern er et relévern, og de fleste relévern som brukes i dag er digitale. I disse blir analoge verdier fra måletransformatorene digitalisert og bearbeidet i reléene. Tabell 2.1 viser krav til utkoblingstider for forskjellige typer nett. Jordfeilvernene må tidsinnstilles i henhold til disse. Frakobling fra nettet gjøres for å unngå skader og farlige situasjoner (Høidalen, 2019b).

Jording	Strøm	Maks tid, FEF 2006
Direkte jordet	kA	8 s
Isolert jord	10-100A	Distribusjon 10 s
Spolejord	1-10A	Regional/Industri 120 min Kabel (global jord) 240 min

Tabell 2.1: Utkobling jordfeilvern
(Justis- og beredskapsdepartementet, 2006)

For at utkoblingen ikke skal ramme store områder, er det viktig at utkobling skjer selektivt (Rosvold, 2013). Med selektivitet skal vernet som er nærmest anleggsdelene som er rammet koble ut feilstedene. Slik unngår man at friske deler av nettet kobles ut unødvendig (Høidalen, 2019b).

Når det oppstår en jordfeil i spolejordet nett vil polariteten på strømmen på den feilbefengte fasen være motsatt av hva som måles i de friske fasene. Siden jordfeilstrømmene blir slukket av spolestrømmen, stilles det krav til hurtig og selektiv detektering. For å fange opp de transiente fenomenene brukes ofte et jordfeilimpulsrelé, kalt Wischerrelé. Disse brukes ofte i 66 og 132 kV-nett. Wischerrelèet ser på forskjellen i fortegn på det kortvarige og kraftige strømstøtet for å bestemme om retningen til feilen ligger forover eller bakover i nettet. Dette er utfordrende i ringnett. Dersom en

jordfeil inntreffer nær spenningens nullgjennomgang, vil ikke reléene reagere. Vernet ser kun retningen til jordfeilen, og ikke avstanden (Ingebrigtsen, 2012).

Når måletransformatorene i et nett skal finne retningen på feilen måles fasevinkelen, ϕ , mellom U_0 og I_0 . I et isolert nett bruker man $I_0 \sin \phi$ til å finne retningen. I et spolejordet nett med kompensering vil ikke dette være mulig, og man må derfor benytte den reelle komponenten $I_0 \cos \phi$. Dette fører til at utløseområdet vil være i forskjellig kvadrant fra isolert nett. Som nevnt tidligere kobler man inn en parallellmotstand, R_p , for å få høye nok verdier i en feilsituasjon (Guldal, 2007).

Det er mange måter å koble målekretsene på, og for at de retningsbestemte vernene skal fungere, må de være koblet riktig. For at man skal kunne forvente at vernet gir korrekt retningsindikasjon allerede ved første jordfeil i nettet, er det viktig med kontroll av målekretsene. I følge Statnett er det mange i bransjen som blander polaritet med jordingen i sekundærkretser. Dette har gjort at enkelte reléer har blitt koblet feil (Ingebrigtsen, 2017).

2.2.4 Resonans

Et system havner i resonans hvis det induktive og kapasitive bidraget i nettet er like store (Lauglo, 2017). Som nevnt vil den induktive spolestrømmen kompensere for den kapasitive feilstrømmen som oppstår ved jordfeil. I resonans vil jordfeilstrømmen kun avhenge av det resistive bidraget til nettet, siden dette bidraget ikke blir påvirket av spolen. Den resistive delen av jordfeilstrømmen vil sette en begrensning for når spolejording ikke lenger vil være hensiktsmessig å bruke. Mer utstrakt nett vil gi større resistivt bidrag (Særen and Giset, 2017).

En resonanssituasjon er ønskelig å unngå fordi det kan gi skader på utstyr. I tillegg kompliserer det vernets oppgave (Lauglo, 2017). Dette kommer som følge av at nett med stor kapasitiv usymmetri vil gi høye og skjeve fasespenninger ved resonans (REN, 2020b). Nullpunktspenningen vil også øke, og dette vil være avgjørende ved dimensjonering av en transformator. Største konsekvens vil være havari av for eksempel spole og transformator (Særen and Giset, 2017).

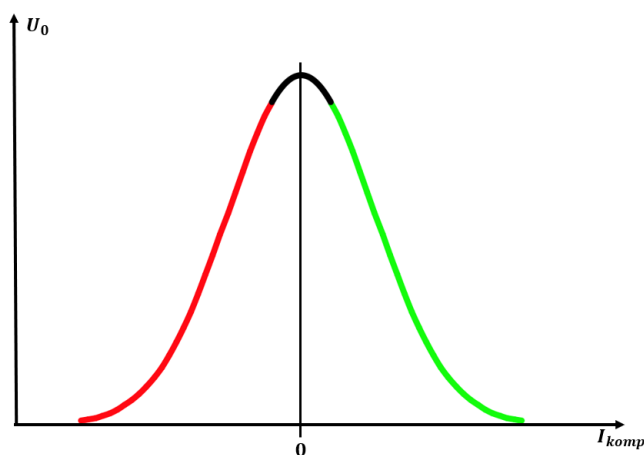
Kapasitiv usymmetri oppstår fordi fasene i et system har ulik kapasitans mot jord. Ulik kapasitans mot jord kommer av forskjellig lengde på fasene (Særen and Giset, 2017). I tillegg vil lastsituasjonen ofte være ubalansert, noe som fører til usymmetriske faser. Usymmetrien i fasene vil føre til at det går en strøm gjennom nullpunktet selv i friskt nett og fører til spenning over spolen.

Resonanskurve

Figur 2.11 viser en ideell resonanskurve, hvor x-aksen viser kompenseringstrøm, I_{komp} , og y-aksen nullpunktspenning, U_0 . Kompenseringstrømmen er den resulterende reaktive strømmen etter at induktiv strøm har kompensert for den kapasitive. Dette gir formel 2.8.

$$I_L - I_C = I_{komp} \quad (2.8)$$

I toppunktet på grafen gjelder $I_{komp} = 0$. Dette er resonanspunktet. Den røde og grønne delen av grafen gir et nett som er henholdsvis underkompensert og overkompensert. Grafen viser at et nett i resonans gir den høyeste spenningen i nullpunktet. Dette kan være utfordrende fordi en slik høy spenning kan forveksles med jordfeil, som igjen kan føre med seg unødvendig utkobling av nettet (Særen and Giset, 2017).



Figur 2.11: Ideell resonanskurve

Som tidligere nevnt oppstår resonans når total spoleytelse er perfekt avstemt mot kapasitivt jordfeilstrømsbidrag. Dette gir formel 2.9. Sammenhengen i denne formelen kan også baseres på impedans som vist i formel 2.10.

$$I_L = I_C \quad (2.9)$$

$$\omega L = \frac{1}{3\omega C} \quad (2.10)$$

Resonanskurven brukes til å bestemme bidraget fra den automatisk regulerte spolen i et nett (Høidalen, 2020a). Dette bidraget vil bestemme størrelsesordenen på feilstrømmen. På en slik resonanskurve plottes U_0 som funksjon av spoleytelsen, I_L , til den regulerbare

spolen. Basert på kurven reguleres spolen automatisk til en verdi som gir ønsket driftstilstand.

For å avgjøre om et nett er i resonans, eventuelt i nærheten av resonans, kan man sammenligne den totale spoleytelsen til et nett og det kapasitive jordfeilstromsbidraget. Tabell 2.2 viser hvilken sammenheng som gjelder for de tre ulike driftstilstandene et spolejordet nett kan ha.

Driftstilstand	Gjeldende sammenheng
Resonans	$I_L = I_C$
Underkompensert	$I_L < I_C$
Overkompensert	$I_L > I_C$

Tabell 2.2: Driftstilstand basert på kompeniseringsgrad

I Norge er det vanlig å drifte et nett overkompensert for å unngå at nettet havner i resonans (Lauglo, 2017). Det kan oppstå situasjoner hvor for eksempel linjer må kobles ut, eventuelt faller ut (Høidalen, 2020a). Bortkobling av linje fører til at den totale kapasitansen i nettet blir redusert, og som følge av dette vil kapasitivt jordfeilstromsbidrag, I_C , bli mindre. Dersom nettet i utgangspunktet driftes underkompensert i en slik situasjon kan det havne i resonans. Et nett driftet overkompensert vil derimot bevege seg lenger unna resonanspunktet ved reduksjon av total kapasitans i nettet.

2.2.5 Overspenninger

Ved enpolet jordfeil i nettet vil det oppstå en spenningsstigning. I et teoretisk scenario, vil det oppstå en spenningstigning på $\sqrt{3}$ mellom de to andre fasene og jord. I praksis vil spenningstigningen avgjøres av jordfeilfaktoren til nettet. På grunn av spenningsstigningen ved jordfeil er kravene til isolasjon økt i spolejordet nett (Sivertsen, 2020).

Dersom nettet er blandet og spolejordet, oppstår det ofte overspenninger som er større enn utstyret er dimensjonert for. Dette gjelder særlig ved intermitterende og stående jordfeil. Disse gir påkjenninger på kabelgjennomføringer, overspenningsavledere og spenningstransformatorer som er høyere enn maksimalt tillatte spenning for utstyret. Komponentene kan da svekkes over tid og føre til havari (Aabakken *et al.*, 2015).

Temporære overspenninger

Temporære overspenninger er oscillerende overspenning mellom fase og jord, eller mellom faser. De temporære overspenningene kan komme som følge av enfase jordfeil, koblingsoperasjoner, feil i nettet eller av ferresonans. Temporære overspenninger er dimensjonerende for avledere (Høidalen, 2020b).

Transiente overspenninger

Transiente overspenninger oppstår på grunn av lynnedslag eller koblinger i nettet. De har en varighet på noen få millisekunder, og blir umiddelbart etterfulgt av temporære overspenninger. Normalt opptrer de som sterkt dempede overspenninger (Schlabbach, 2008). De deles som regel inn i koblingsoverspenninger med frekvenser fra 150-1000 Hz, og høyfrekvente overspenninger/impuls.

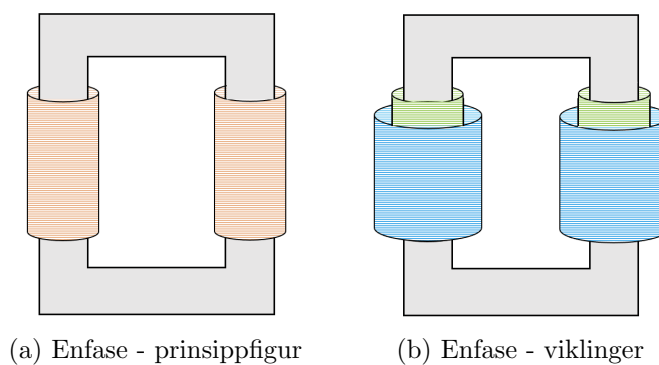
Kapasitiv spenningstransformator er en type måletransformator som er mye brukt i høyspenningsnett (Schlabbach, 2008). En utfordring med slike måletransformatorer er at utgangssignalet varierer med frekvens. Det er ønskelig at utgangssignalet skal være lik det nedskalerte inngangssignalet. Dette oppnår man ved normal driftsfrekvens. Med høyere ordens frekvenser vil dempingen av likestrømskomponenter og sub-synkrone komponenter av signalet bli større, det vil si at utgangssignalet ikke vil være en eksakt kopi av inngangssignalet (Annabattula *et al.*, 2014).

2.3 Transformator

En transformator benyttes til å omsette fra et spenningsnivå til ett eller flere spenningsnivåer (Saugstad, 2018). Enkelte transformatorer har som oppgave å øke spenningsnivået, andre å redusere spenningsnivået. Ved distribusjon over store avstander er det hensiktsmessig med høy spenning. Høyere spenning på effekten som overføres resulterer i redusert strøm, som gir lavere tap (Rosvold, 2019b). Det finnes flere typer transformatorer med ulike formål. I overføringsnettet benyttes en transformator type kalt krafttransformator (Rosvold, 2016).

2.3.1 Oppbygging og virkemåte

Transformatorer har normalt to viklinger på en lukket metallkjerne (Saugstad, 2018). Oppbyggingen av metallkjernen og viklingene kan variere ut fra hvilket spenningsnivå transformatoren skal driftes på. Dersom viklingene omgir kjernen benevnes transformatoren som en kjernetransformator, som vist i figur 2.12. Dersom det er kjernen som omgir viklingene benevnes dette som en manteltransformator (Electronics Tutorials, n.d.). Figur 2.12(b) illustrerer en transformator med to viklinger, der primærviklingen er representert i blått og sekundærviklingen i grønt.

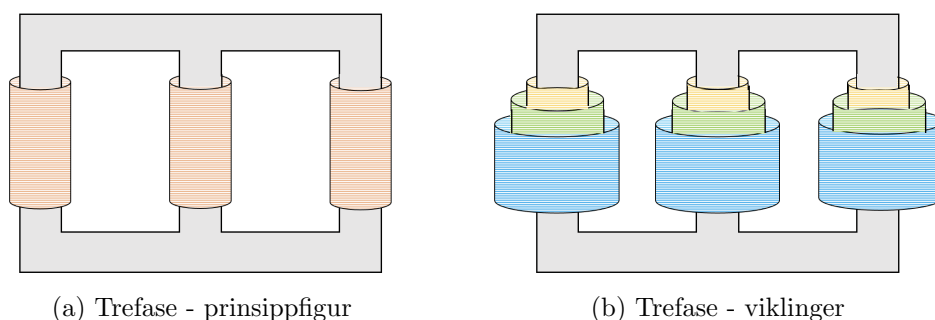


Figur 2.12: Enfase

Vekselstrøm i primærviklingen vil føre til en varierende magnetisk fluks i metallkjernen. Den magnetiske fluksen vil så indukere en elektromotorisk spenning, EMS, i sekundærviklingen (Valmot, 2020). Det er antall vindinger i viklingene som bestemmer om transformatoren transformerer opp eller ned spenning. Dersom det er flere vindinger i primærviklingen enn sekundærviklingen, vil dette være en transformator som omsetter ned spenningsnivået.

I en trefase kjernetransformator er jernkjernen omgitt av viklinger på hvert bein, vist i figur 2.13(a). Hvert bein representerer en fase, og vekselstrømmene er 120°

forskjøvet i forhold til hverandre. I en transformator med primær-, sekundær- og tertiærvikling omgir alle tre viklingene hver fase. Dette er vist i figur 2.13(b) og kalles for en treviklingstransformator. Gult representerer viklingen til tertiærsiden, grønt sekundærsiden og blått primærsiden. Det legges papirisolasjon mellom de ulike viklingene for å forhindre kontakt mellom disse. Trefasetransformatorer er ofte benyttet ved produksjon, overføring og distribuering av elektrisk energi, da den har flere tekniske og økonomiske fordeler sammenlignet med enfasetransformatoren (Gunvaldsen, 2019).



Figur 2.13: Trefase

2.3.2 Transformatorolje

Transformatorer er plassert i beholdere som er fylt med olje. Transformatoroljen består av raffinert mineralolje med høy elektrisk isolasjonsfasthet (Hagland, 2020). Oljen benyttes som kjølemiddel og isolasjonsmateriale for transformatoren. Inne i transformatoren skal oljen isolere strømførende deler fra hverandre og eventuelle jordforbindelser. Når det gjelder krafttransformatorer er det langt bedre med flytende isolasjon som for eksempel olje, sammenlignet med fast isolasjon, luft. Grunnen til dette er at olje har bedre isolasjonsevne enn luft (Saugstad, 2018). Fast isolasjon krever betydelig større avstand mellom de ulike delene inne i transformatoren. Derfor vil krafttransformator med fast isolasjonsnivå være upraktisk store (Nyberg, 2006a).

Oljen fungerer også som en helseindikator for transformatoren (Valmot, 2020). Ved å ta oljeprøver og analysere disse, kan det detekteres feil i transformatoren. Informasjon om de ulike oppløste gassene som oppstår i oljen er verdifullt i drift- og vedlikeholdsarbeid. Ved å se på sammensetning, konsentrasjon og tidsutvikling av disse gassene kan det avdekkes alt fra små feil med papirisolasjonen, til store feil som utladning og varmgang (Sandru, 2018). Aldrings- og forurensningsprodukter i oljen vil være et uttrykk for transformatorens egenskaper, driftsikkerhet og estimerte levetid (Nyberg, 2006a).

Ideelt sett er transformatoren et statisk apparat. På grunn av varierende belastninger på transformatoren vil temperaturendringer føre til at olje og tank beveger seg. Termiske endringer vil skje ved utvidelse og sammentrekning. Når temperaturen i oljen øker,

vil den utvide seg. Dette fører til at gasser blir trykket ut av transformatortanken. Temperaturøkningen vil også føre til at blant annet viklingene utvider seg. Da vil oljenivået i tanken heves. Når oljen og viklingene trekkes sammen, kan luft fra utsiden bli trukket inn i tanken. Dersom luft inneholder fuktighet, vil dette gi et ekstra bidrag til den reduksjonen i oljekvaliteten som oppstår over tid. I følge Bjørn Tandstad i Statkraft forurenses oljen over tid fra den naturlige cellulosedebrytningen i papiret, der det avgis restprodukter i form av fuktighet, partikler og ulike syrer. Slik forurensning vil igjen bidra til ytterligere nedbrytning av cellulose. Forurensning i oljen vil også kunne gjøre at flyten i oljen reduseres, og dette vil redusere kjølekvaliteten. For at kjølingen skal være optimal er det ønskelig å holde driftstemperaturen så lav som mulig. Det anbefales at oljetemperaturen på bunnen av transformatoren er under 35°C (Nyberg, 2006a).

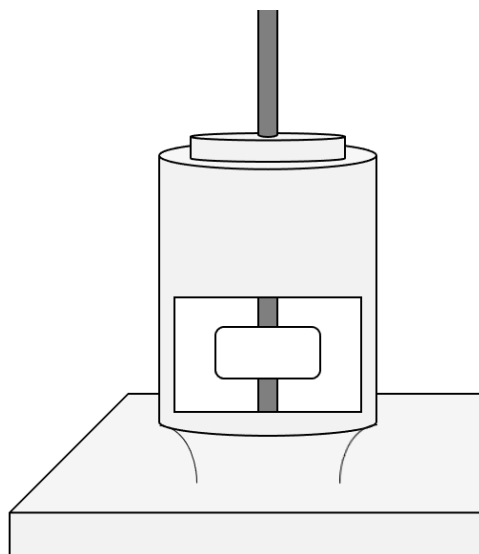
2.3.3 Transformatorgjennomføring

Transformatorgjennomføringer er plassert på sideveggen eller på toppen av transformatortanken, og fungerer som et skall for kabelgjennomføringen. Det er en gjennomføring for hver fase og én for nøytralleder. Inne i gjennomføringen er kabelgjennomføringen plassert sammen med en strømtransformator og et koronaskjold. Kobberledningen er trukket gjennom disse og alt er dekket av transformatorolje. Transformatorleverandører konstruerer tanker med ulike design. Enkelte leverandører benytter ikke utstikkende gjennomføringer, og det er da direkte tilkobling mellom kabelgjennomføringen og transformatortanken. Gjennomføringer er oftere benyttet i store krafttransformatorer. Det er plassert en inspeksjonsluke i hver gjennomføring. Denne benyttes ved inspeksjon av transformatoren og ved utbytting av komponenter (Referanse G - lukket vedlegg).

Ved å plassere gjennomføringen utenfor tanken, trenger ikke transformatortanken å dimensjoneres unødvendig stor. Dette medfører at det kreves mindre mengde olje. I tillegg til dette vil vedlikehold av kabelgjennomføringer forenkles. Uttappingen av olje vil foregå raskere og inspeksjonsluken kan plasseres nærmere kabelgjennomføringen. Luken benyttes ved utbytting av kabelgjennomføringer, da kabelgjennomføringen ikke har like lang levetid som selve transformatoren. Anslått levetid på en transformator er ca. 60 år. Utskifting av kabelgjennomføringer er enten tidsbasert eller tilstandsbasert. Tidsbasert utskifting foregår etter halve levetiden til transformatoren, ca. 30 år. Tilstandsbasert utskifting baserer seg på tilstandskontroller (Aronsen, 2016).

Figur 2.14 viser en illustrasjon av en gjennomføring plassert på toppen av transformatortanken. Inspeksjonsluken er åpen og oljen tappet ut. Kobberledningen kommer inn på oversiden av gjennomføringen. Øverst i gjennomføringen er kabelgjennomføringen, og strømtransformatoren er plassert under. Den hvite

komponenten på figuren er et koronaskjold, og er plassert under strømtransformatoren. Kobberledningen går videre inn i transformatoren, til kjernen.



Figur 2.14: Gjennomføring for én fase

Ved overgangen fra luft til olje som isolasjonsmateriale, kan det oppstå ujevne, elektriske ladninger (Highv, 2020). Dette betegnes som korona. Som resultat av dette oppstår det et ujevnt, elektrisk felt som vil rotere og danne varmepunkter. Funksjonen til koronaskjoldet er å håndtere dette feltet ved å fordele det slik at varmeutvikling forhindres. Strømtransformatoren er plassert øverst, og måler strømmen i fasene og beregner en viklingstemperatur ved hjelp av målt toppoljetemperatur. I følge Hans Olav Forsaa i Statkraft vil temperaturmålinger gi varsler og alarmer til driftsentralen etter hvert som temperaturen stiger.

Enkelte ganger kan sammenkoblingen mellom transformortanken og gjennomføringen være innsnevret. Dette medfører at det er liten avstand mellom den spenningsførende kobberledningen og tanken. Derfor stilles det strenge isolasjonskrav til gjennomføringer ved dette punktet. Hvor stor avstanden er avhenger av driftsspenningen og oppgitt isolasjonsnivå (Sund, 2008).

Kabelgjennomføringer benyttes som et bindeledd mellom kraftnettet og viklingene inne i transformatoren. Kabelgjennomføringen har inntak inn i gjennomføringen eller transformortanken. Den ene delen av kabelgjennomføringen utenfor tanken er luftisolert, og den andre delen inne i transformatoren er oljeisolert (Sund, 2008).

2.3.4 Transformatorvern

Transformatorer er viktige og kostbare komponenter, og vern av disse er derfor prioritert. Den største faren for havari i transformatorer er ved lynoverspenninger, og disse er derfor bestemmende for valg og plassering av overspenningsvern (Høidalen, 2020b). For vern av transformator brukes blant annet overspenningsavleder, gassvakt og differensialvern.

Overspenningsavleder

Overspenningsavledere skal beskytte transformatoren mot overspenninger. Når systemspenningen er lavere enn 300 kV, skal avlederen primært beskytte transformatoren mot lynoverspenninger. Da anbefales metalloksydavledere, MOA. Strøm-spenningskarakteristikken for MOA er ulineær. Dette er gunstig da den ved lav spenning har høy resistans. Når spenningen går over vernenivået for avlederen, avtar resistansen drastisk og avlederen leder mye strøm (Høidalen, 2020b). Når overspenningene blir avledet, blir motstanden så høy at følgestrømmen slukkes. For å unngå at avlederen skal havarere ved enpolte jordfeil i spolejordede nett, må avlederens merkespenning være høy. Dette fører til at vernenivået blir høyt sammenlignet med transformatorens isolasjonsnivå (Gustavsen, 1996).

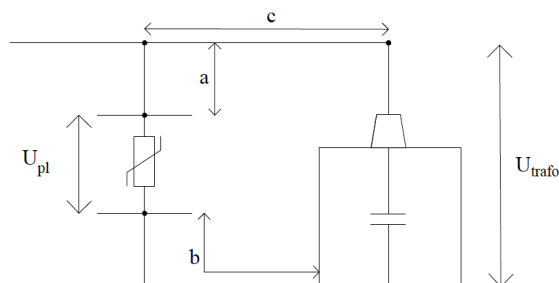
I spolejordet nett velges overspenningsavleder med kontinuerlig driftsspenning, U_c , lik eller høyere enn høyeste systemspenning, U_s . Merkespenning på avlederen, U_r , velges lik eller høyere enn $1,25 \cdot U_s$. Ved planlegging av elektriske anlegg, utføres isolasjonskoordinering. Dette innebærer tiltak for å beskytte komponentene i anlegget. I følge NEK IEC 60071-2 skal det være en beskyttelsesfaktor på minst 1,15 mellom spenning over terminalene på utstyret og standard isolasjonsnivå lynimpuls (Norsk Elektroteknisk Komite, 1996). Vanligvis brukes en faktor på 1,4 i Norge (Olsen, 2020). For utregning av beskyttelsesfaktor benyttes formel 2.11.

$$\text{Beskyttelsesfaktor} = \frac{BIL}{\text{Total spenning over komponent}} \quad (2.11)$$

Her er basic impulse level, BIL, standard isolasjonsnivå for lynimpuls. Dette er verdier på hvor høye spenninger det dimensjoneres for i anlegget. I Norge er det vanlig å benytte det høyeste nivået innenfor aktuelt spenningsnivå. For 132 kV-nett er dette 650 kV (DSB, 2005).

“Total spenning over komponent” er total spenning over komponenten som beskyttes. Når en transformator skal beskyttes gjelder $U_{trafo} = U_{pl} + U_B + U_L$. U_{pl} er avlederens vernenivå, U_B bølgespenningen og U_L induktivt spenningsfall over komponenten (Olsen,

2020). Figur 2.15 viser plassering av overspenningsavleder. Avstanden mellom tilkobling fra avleder til terminalen på transformatoren er merket c , avstanden mellom toppen av avlederen og luftlinjen er merket a og avstanden mellom nedre terminal på avlederen og jordingen på transformatoren er merket b .



Figur 2.15: Spenning over transformator
(Olsen, 2020)

Formel 2.12 viser hvordan bølgespenningen over transformatoren regnes ut. Z er bølgeimpedansen i kabelen eller luftlinjen mellom transformatoren og overspenningsavlederen. $\frac{di}{dt}$ er stigningstallet til lynstrømmen. τ er løpetiden mellom avlederen og transformatoren, gitt av hvor lang tid lynstrømmen bruker på avstanden, c , markert i figur 2.15. Hastigheten til lynimpulsen avhenger av om det er kabel eller linje. Formel 2.13 viser hvordan induktivt spenningsfall beregnes. L er en standardstørrelse per meter, og denne multipliseres med avstanden, $a + b$.

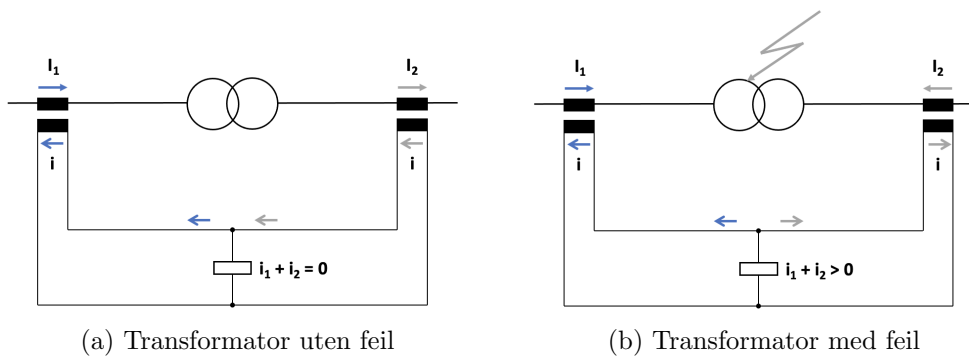
$$U_B = 2 \cdot Z \cdot \frac{di}{dt} \cdot \tau \quad (2.12)$$

$$U_L = L \cdot \frac{di}{dt} \quad (2.13)$$

Differensialvern

Et differensialvern regnes som det viktigste elektriske vernet for beskyttelse av transformatoren. Det brukes vanligvis for transformatorer over 30 MVA (Nyberg, 2006b). Reléet måler strøm inn og ut av transformatoren, og sammenligner disse verdiene. Dersom det er avvik mellom verdiene på strømmene, vil det indikere at det er en intern feil i transformatoren. Slike feil skal føre til at transformatoren blir koblet fra nettet så fort som mulig. Differensialvernet er tilkoblet strømtransformatorer som ligger på hver side av transformatoren. Sekundærsiden av strømtransformatorene er koblet i serie. Figur 2.16 viser prinsippet for et enfase differensialvern. Strømmene I_1 og I_2 viser henholdsvis primærstrømmen og sekundærstrømmen på transformatoren. De

svarte firkantene illustrerer strømtransformatorene, og den hvite firkanten illustrerer differensialreléet. Strømmene, i , viser sekundærsiden av de to strømtransformatorene (Høidalen, 2019a).



Figur 2.16: Differensialvern
(Lamo, 2010)

Differensialstrømmen finnes ved $I_{diff} = i_1 + i_2$. Under normale forhold vil strømmene fra sekundærsiden av strømtransformatorene være like. Da vil det ikke gå noe strøm gjennom reléet, og $I_{diff} = 0$. Dette er vist i figur 2.16(a). Dersom det oppstår en kortslutning eller jordfeil i transformatoren vil hele eller deler av strømmen som mates inn, ta andre veier før den når frem til den andre siden av komponenten. Strømmene på sekundærsiden av strømtransformatorene vil derfor bli ulike. Dette skaper en differanse som vil gå gjennom reléet. Dette er vist i figur 2.16(b). Vernet vil gjøre at transformatoren da løser ut. Differensialvern vil kun identifisere feil som skjer inne i selve transformatoren, og vil ikke finne feil som oppstår utenfor. Vernet er innstilt på to forskjellige verdier, en for tidsforsinket utkobling og en for momentan utkobling 2.16.

Gassvakt

En intern elektrisk feil i en transformator fører som regel til varme- og gassutvikling i oljen på feilstedet. En gassvakt skal fange opp slike feil, og et vanlig gassrelé er Buchholz-relé (Nyberg, 2006b). Buchholz-reléet er plassert på toppen av transformatoren, mellom transformatortanken og konservatortanken. Under normaldrift er reléet fylt med transformatorolje. Gassvakten har tre forskjellige funksjoner. Den skal reagere med varsel på langsom gassutvikling og utkobling ved ekstremt lavt oljenivå og hurtig oljestrøm (Bakken, 2009).

2.3.5 Feilanalyse

Blant de fleste transformatorbrukere er det normalt å ta rutinemessige prøver av oljen. Normalt anbefales årlige prøver av transformatorer på kraftstasjoner og innføringsstasjoner (300 kV) og annethvert år på understasjonene (33 og 47 kV). Disse prøvene omfatter måling av gassinnhold, farge, utseende, nøytralisasjonsverdi, vanninnhold og gjennomslagsverdi. I tillegg til rutinemessige prøver, blir det tatt prøver når det oppstår feil i transformatoren (Nyberg, 2006a).

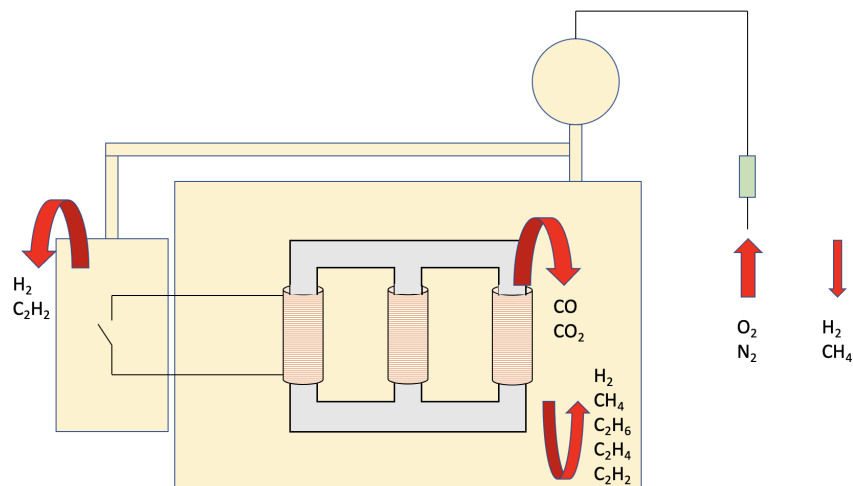
Gassanalyse, DGA

Analyse av oppløste gasser i oljen, ”dissolved gas analysis” DGA, er godt egnet til å kontrollere isolasjonstilstanden til transformatoren. Hvilken type gass, mengden av gassene og forholdet mellom enkelte gasser kan gi et bilde på aldring og eventuelle isolasjonsfeil. Tabell 2.3 viser en oversikt over noen av gassene som kan måles i transformatoroljen. Her vises normale verdier målt i $\mu\text{l/l}$. Dette er et forholdtall som beskriver hvor mange mikroliter gass det er per liter olje. Den normale verdien av acetylen vil variere om transformatoren er utstyrt med eller uten ”on load tap changer”, OLTC (Norsk Elektroteknisk Komite, 2015). Tabell 2.3 tar for seg gassverdier til en transformator uten OLTC.

Gass	Normale gassverdier [$\mu\text{l/l}$]
Hydrogen (H_2)	50 – 150
Metan (CH_4)	30 – 130
Etan (C_2H_6)	20 – 90
Etylen (C_2H_4)	60 – 280
Acetylen (C_2H_2)	2 – 20
Karbonmonoksid (CO)	400 – 600
Karbondioksid (CO_2)	3800 – 14000

Tabell 2.3: Normale gassverdier
(Norsk Elektroteknisk Komite, 2015)

Gassverdiene over er hentet fra et par titalls tusen ulike transformatorer rundt om i verden. Intervallene er ikke fastsatte grenserverdier, men de benyttes som anbefalinger. Selv om enkelte gassverdier i en transformator ikke ligger innenfor intervallene for gassene, er det ikke nødvendigvis kritisk (Norsk Elektroteknisk Komite, 2015). Figur 2.17 viser hvor i transformatoren de ulike gassene utskilles. Den viser også at oksygen og nitrogen kommer inn fra utsiden.



Figur 2.17: Gasser i transformatoren
(ABB AS, 2004)

Hydrogengass dannes blant annet under partielle utladninger og ved koronaaktivitet. Gassene metan, etan og etylen dannes etter nevnt rekkefølge ved stigning i temperatur. Overbelastning av transformatoren med høye temperaturer på hele ledere fører til dannelse av etan. Etylen dannes ved varmgang som oppstår på grunn av løse sammenkoblinger med høy overgangsmotstand. Gassen acetylen trenger ekstremt høy temperatur, over $1000^{\circ}C$, for å dannes. Høye verdier på denne gassen er indikasjoner på utladning og lysbue, da disse fenomenene fører til høye temperaturer. Transformatoroljen vil alltid inneholde oksygen og nitrogen. Unormal verdi av gassene avhenger av hvilket ventilasjonssystem transformatoren er utstyrt med (Nyberg, 2006a).

Forholdstall

Forholdet mellom ulike gasser kan være en god indikasjon på tilstanden til oljen. Forholdstallene vil kunne detektere hvilke type feil som har oppstått inne i transformatoren.

Forholdet mellom karbondioksid og karbonmonoksid kan vise om papir er involvert i en eventuell feil. Dersom forholdet er mindre enn 3, er det sannsynlig at det har vært sterk nedbrytning av papirisolasjon (Nyberg, 2006a).

Tabell 2.4 viser forholdene mellom acetylen og etylen, metan og hydrogen, etylen og etan. Denne metoden betegnes som "Roger ratio method". Symbolet "*" viser til at det ikke er en sammenheng mellom forholdstallet og den eventuelle feilen. For å kunne finne feiltypen må alle kriteriene for de tre forholdstallene være innenfor grensene for den spesifikke feiltypen (Norsk Elektroteknisk Komite, 2015).

Feiltype	$\frac{\text{Acetylen } (C_2H_2)}{\text{Etylen } (C_2H_4)}$	$\frac{\text{Metan } (CH_4)}{\text{Hydrogen } (H_2)}$	$\frac{\text{Etylen } (C_2H_4)}{\text{Etan } (C_2H_6)}$
	Partielle utladninger	*	< 0,1
Utladninger med lav energi	> 1	0,1 – 0,5	> 1
Utladninger med høy energi	0,6 – 2,5	0,1 – 1	> 2
Termisk feil ($T < 300^\circ\text{C}$)	*	> 1 men *	< 1
Termisk feil ($T = 300 - 700^\circ\text{C}$)	< 0,1	> 1	1 – 4
Termisk feil ($T > 700^\circ\text{C}$)	< 0,2	> 1	> 4

Tabell 2.4: Forholdstall
(Norsk Elektroteknisk Komite, 2015)

Partielle utladninger kan resulterer i at det oppstår en vokslignende masse i oljen, som vil føre til dielektriske tap (Nyberg, 2006a). Utladninger med lav energi kan både skje i oljen og/eller papirisolasjonen. Utladningene kan føre til feil som perforering av papirisolasjonen, karbonisering av overflaten på papirisolasjonen og andre feil. Utladninger med høy energi kan også skje i oljen og/eller papirisolasjonen. Utladningene vil resultere i større ødeleggelser på papirisolasjonen, som karbonisering av papiret. I tillegg kan det oppstå metallfusjoner og karbonisering av oljen (Norsk Elektroteknisk Komite, 2015).

Fargeendring av papiret, til brunaktig farge, indikerer termisk feil under 300°C . Karbonisert papirisolasjon indikerer termisk feil mellom 300°C og 700°C . Karbonisering av olje, metallfusjon eller endring i fargen på metallet indikerer termisk feil over 700°C (Norsk Elektroteknisk Komite, 2015).

3 Metode

Studien baserer seg på teori i tillegg til informasjon i form av dokumentasjon og rapporter gitt av Statkraft og andre netteiere. For å kunne identifisere mulige årsaker til transformatorhavariet og belyse flere elementer av problemstillingen, ble det besluttet å benytte metodene litteraturstudie, caseanalyse og simulering. Hvorfor disse ble valgt, samt styrker og svakheter med metodene, blir presentert i hvert av delkapitlene.

3.1 Litteraturstudie

Litteraturstudie ble valgt for å få økt innsikt i tema fra de ulike rapportene, og for å få et bedre grunnlag for å besvare problemstillingen. Litteraturstudien ble gjort underveis i prosjektperioden. Det ble utført søk etter relevant litteratur på søkemotoren Oria via NTNU, i tillegg til søk via andre søkemotorer på internett. Dette for å finne teori om komponenter og fenomener i nettet, spolejording og transformatorer.

Utfordringer med litteraturstudie som metode er knyttet til valg av søkeord og referansen sin validitet. Her er det viktig å være kritisk til utgiver, men også publiseringsdato, for å vurdere referansens aktualitet. I tillegg legger man begrensninger for treff dersom man ikke benytter riktige søkeord. Søk ble gjort både på norsk og engelsk. Problemet med å benytte engelsk faglitteratur om spolejording er at man i andre land drifter nettet i resonans, noe man vil unngå i Norge. I tilfeller der det ble benyttet tidligere studier eller rapporter ble det forsøkt å oppdrive originalkilden for å kvalitetsikre publikasjonen. I tillegg til søk ble det også benyttet kilder fra leverandør av komponenter.

Aktuell litteratur som ble benyttet dannet grunnlaget for teoridelen i rapporten. En vesentlig del av oppgaven ble å trekke ut det som var relevant for oppgaven, for senere å kunne benytte dette i analysedelen. Dokumenter og analyser fra netteierne og andre berørte aktører har også lagt grunnlaget for analysedelen.

3.2 Caseanalyse

Siden rapporten omhandler en situasjon hvor en transformator havarerte, ble caseanalyse benyttet som en av metodene. Formålet med en caseanalyse er at innholdet i dokumenter og tilgjengelig data skal bli gjennomgått for å finne relevant informasjon om en situasjon. Oppdragsgiver Statkraft bidro med dokumenter som kunne vurderes og analyseres. Da hendelsen inntraff var flere aktører involvert for å prøve å finne årsak til havariet.

Transformatorleverandøren utarbeidet feilanalyser, rapporter og kom med sin konklusjon. Disse dokumentene ble gjort tilgjengelig i forbindelse med arbeidet av denne rapporten. Ved analyse av de ulike dokumentene var det viktig å sortere dokumentasjonen i kronologisk rekkefølge, og merke seg avsender av analysene og dokumentene. Siden problemet er komplekst og uten et klart svar, er det viktig å se på saken fra ulike sider.

Svakheten med en slik analyse er blant annet at de tilgjengelige dokumentene er sekundærdata. Tilgjengelig data er samlet inn av Statkraft, andre netteiere, transformatorleverandør og systemoperatør. Dette er alle aktører som har ulike interesser. En annen svakhet er at det ikke har vært tilgjengelige målinger fra alle stasjonene, og dette gjør lokaliseringen av feilene mer krevende.

For å få et bilde på hvordan nettet lå da hendelsen inntraff, ble netteierne i de berørte områdene kontaktet. Informasjon om hvilke stasjoner som var innkoblet under hendelsen, lengde på kabler og linjer, spolestørrelser og typiske kapasitanser måtte innhentes. En del av denne informasjonen er hentet fra detaljskjemaer som er underlagt taushetsplikt etter energiloven. Da denne informasjonen var på plass, ble det tegnet et enlinjeskjema i AutoCAD. På grunn av taushetsplikt er stasjonsnavnene i nettbildet anonymisert.

I etterkant av havariet ble det forsøkt å finne utløsende årsaker. Statkraft var i kontakt med de berørte netteierne i området, i tillegg til Statnett. Via korrespondanse per e-post ble hendelsen og hendelsesforløpet diskutert. Det ble her forsøkt å komme frem til hypoteser og konklusjoner til hvorfor havariet oppsto. Disse korrespondansene ble samlet i ulike dokumenter og gjort tilgjengelig.

I feilrapportene og korrespondansene var det lagt ved grafer med data på blant annet spenningsmålinger og strømmålinger rundt havaritidspunktet. Disse målingene var fra en berørt netteier i området, og ble gjort tilgjengelig for nedlasting. For å kunne åpne disse filene, ble programvaren PQSCADA Sapphire fra Elspec brukt. Generelt gjennom prosjektperioden har ulike fagfolk blitt kontaktet, og dette har vært sentralt i å skape en ytterligere forståelse rundt hendelsen.

3.3 Simulering

Nettet med feil ble simulert for å forsøke å gjenskape spenningsforløpet fra målingene. I tillegg ble det forsøkt å skape høyere spenninger enn hva målingene viser. Simuleringen ble utført i simuleringsprogrammet ATPDraw. Simuleringsmodellen tar utgangspunkt i nettbildet tegnet i AutoCad. For å slippe en unødvendig stor krets i programmet, ble noen linjer og spoler slått sammen. Til tross for forenkling har det vært fokus på å beholde kretsen så detaljert som mulig rundt feilstedene og transformatoren som havarerte.

Spoleverdiene som er brukt i simuleringen er hentet fra Statnett. Ved beregning av kapasitans ble det valgt en generell kapasitans per km linje og kabel. Denne forenklingen ble gjort på grunn av manglende informasjon. I tillegg manglet informasjon om lastverdier, og verdi på disse ble valgt slik at nettet var uten spenningsfall.

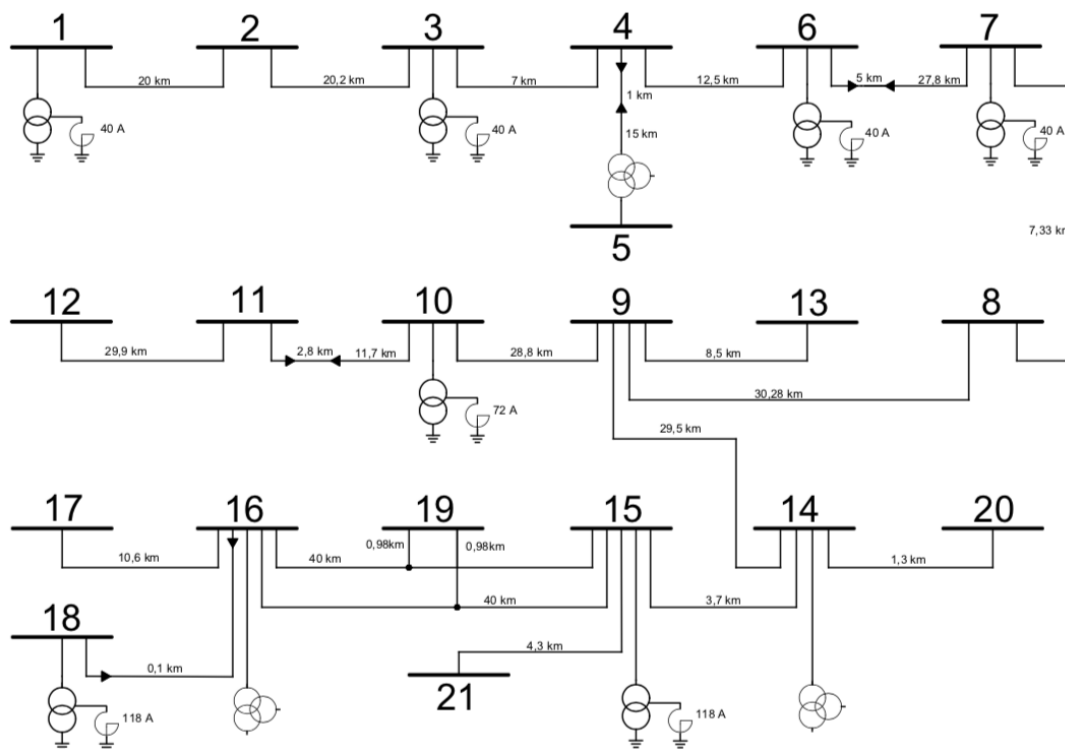
Etter nettet var satt opp ble det lagt inn feil basert på analyse av hendelsesforløpet. Spenningsmålingene fra simuleringen ble sammenlignet med spenningsmålingene fra hendelsen. Deretter ble plasseringene og varighetene på jordfeilene justert, både for å få et likt forløp og for å forsøke og skape høyere overspenninger.

Ulempene med simulering som metode er at det kreves mye informasjon for å få modellen lik det virkelige nettbildet. Mange parametre måtte justeres, og testingen måtte derfor avgrenses. Nøyaktigheten i programmet spiller også inn. Dette gjør at det er noe usikkerhet rundt de oppnådde resultatene.

4 Caseanalyse

4.1 Nettbildet

I dagene rundt 23. november 2017 herjet uværet Ylva med sterk vind i Nord-Norge. Det var ikke registrert lynaktivitet i området, men på grunn av utfordrende vær oppsto flere feil i nettet. Dette medførte at deler av nettet var utkoblet. For å opprettholde forsyningssikkerheten var nettet koblet på en annen måte enn ved normal drift. Figur 4.1 og vedlegg B viser hvordan det sammenkoblede 132 kV-nettet lå under hendelsen. Transformatoren som havareerte ligger i stasjon 14.



Figur 4.1: 132 kV-nettet

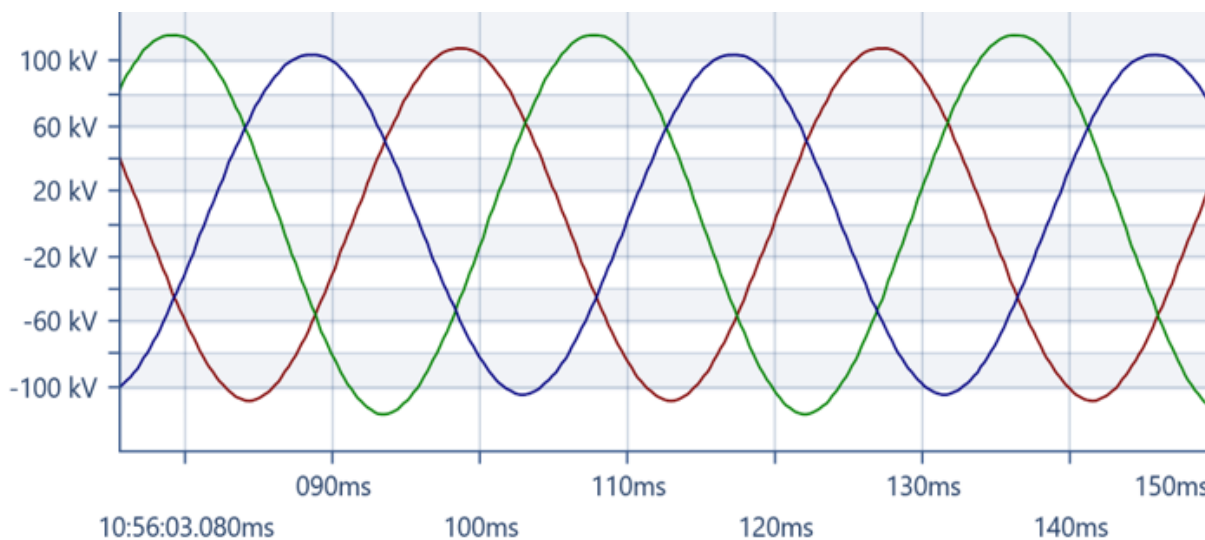
Normalt er det et skille ved stasjon 7. På grunn av problemene som oppsto var flere 420 kV-ledninger i området utkoblet. Dette gjorde at det kun var tilknytning til sentralnettet i stasjon 5 og 16. I stasjon 5, 16 og 14 er det treviklingstransformatorer. I stasjon 1, 3, 6, 7, 10, 15 og 18 er det transformatorer med spole mellom nullpunkt og jord. Tilhørende spoleverdier er merket på bildet. Strekninger med kabel er illustrert med motstående trekkanter. De resterende linjene er luftlinjer.

4.2 Hendelsesforløpet

Hendelsesforløpet baserer seg på strøm- og spenningsmålinger, i tillegg til Statnetts hendelsesliste. Hendelseslisten benyttes i deres driftsavdeling, og inneholder vernmeldinger og informasjon om endring av bryterstillinger. Stasjonsnumrene det refereres til i analysen er hentet fra figur 4.1. Strøm- og spenningsmålingene er fra stasjon 15 og 9. Målingene fra stasjon 15 er på avgang mot stasjon 14, og målingene fra stasjon 9 er på samleskinnen. Tidspunktene på spenningsmålingene er basert på sommertid og hendelseslisten er basert på vintertid. Det tas her utgangspunkt i klokkeslettene fra hendelseslisten. Hendelsene som skjer forplanter seg utover i systemet, og gjør at de fanges opp på forskjellige tidspunkter på ulike steder. Som nevnt innledningsvis i rapporten er det forsinkelse på vernmeldingene til driftsavdelingen til Statnett.

4.2.1 Situasjon før feil

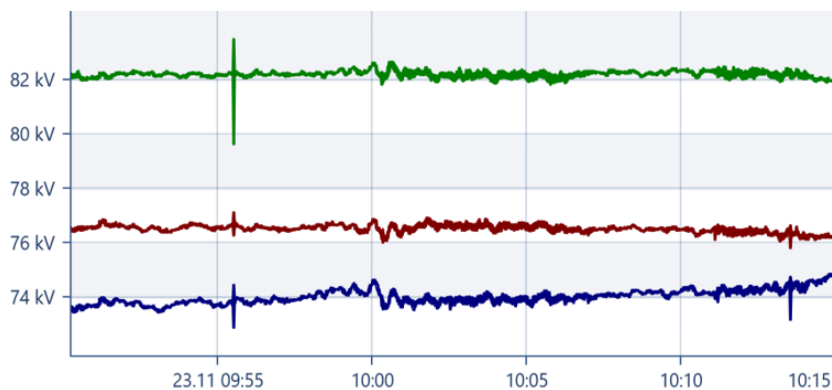
Rundt hendelsen var 132 kV-nettet hardt belastet. Figur 4.2 viser fasespenningene nettet før hendelsen inntraff. Fasespenningene i friskt nett er like for stasjon 15 og 9. Fasespenningens nominelle peak-verdi i et 132 kV-nett er ca. $\frac{132\text{kV}}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{2} = 107,78 \text{ kV}$. Figuren viser at det er usymmetriske spenninger, og som nevnt er dette vanlig i spolejordet nett.



Figur 4.2: Fasespenning (peak-verdi) i 132 kV-nettet før hendelsen inntraff

L1 - rød, L2 - grønn, L3 - blå

Figur 4.3 er RMS-verdier, og gir et tydeligere bilde på usymmetrien i nettet. Her vises spenningsmålinger fra ca. en halvtime på stasjon 15 i perioden rundt hendelsen. Dersom det ikke er usymmetri, er fasespenningens nominelle RMS-verdi i et 132 kV-nett ca. $\frac{132\text{kV}}{\sqrt{3}} = 76,2 \text{ kV}$.



Figur 4.3: Fasespenning (RMS-verdi) i 132 kV-nettet før hendelsen inntraff

L1 - rød, L2 - grønn, L3 - blå

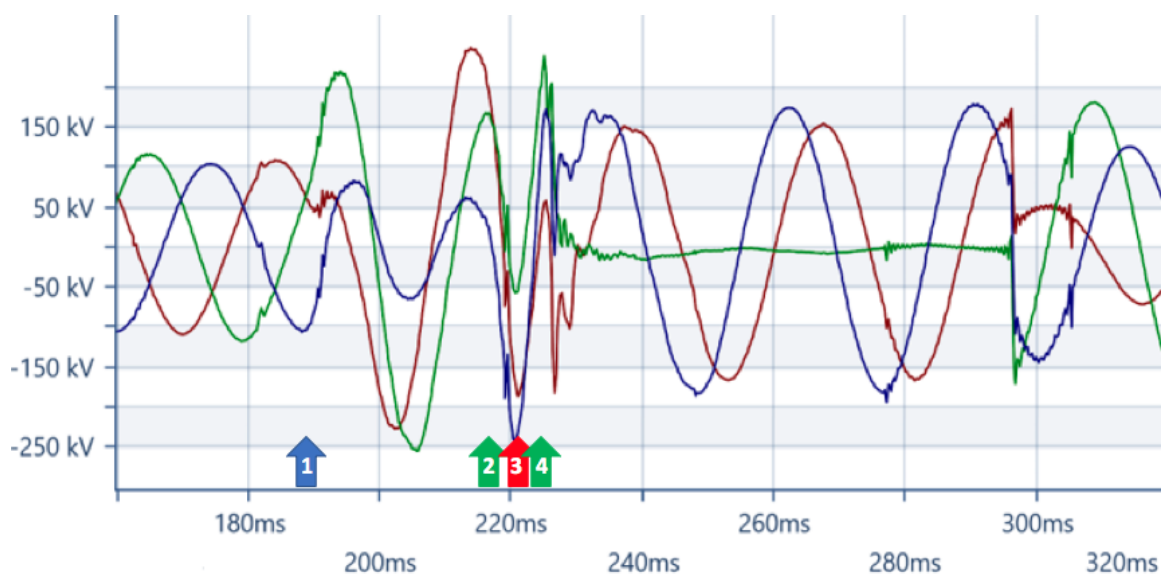
Tabell 4.1 viser verdiene på spenningene fra figur 4.2 og 4.3.

	Fase	Peak-verdi	RMS-verdi
	L1	108 kV	76,5 kV
	L2	116 kV	82 kV
	L3	104 kV	74 kV

Tabell 4.1: Spenninger før hendelsen inntraff

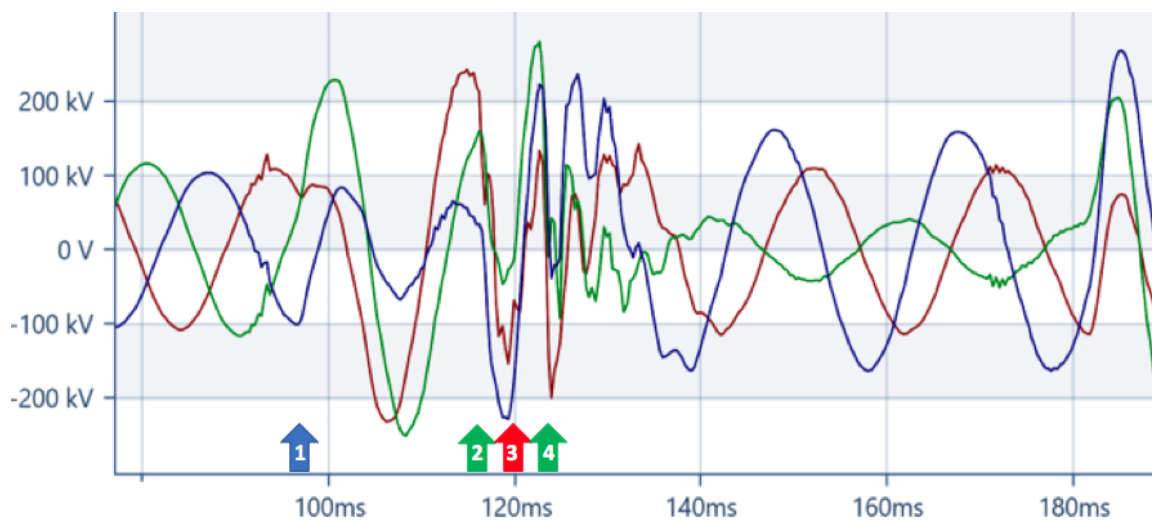
4.2.2 Situasjon under feil

Figur 4.4 og 4.5 viser spenningsmålinger fra henholdsvis stasjon 15 og 9. Begge figurene viser flere ulike feil som ble fanget opp i tidsrommet frem til transformatoren koblet ut. Feilene er markert med tall og vil bli analysert videre. Målingene ble gjort innenfor omtrent samme tidsperiode. Avstanden mellom stasjon 15 og 9 er 33,2 km. Avstanden til feilstedene er avgjørende for størrelse og form på spenningene. Feilene som oppstår forplanter seg gjennom kraftsystemet og fører til forsinkelse mellom målingene. Samtidig vil overgangsmotstanden på feilstedet spille inn på hvor store spenningene blir på feilstedet og videre utover i nettet.



Figur 4.4: Fasespenning (peak-verdi) feilforløp med antatte feil - *Stasjon 15*

L1 - rød, L2 - grønn, L3 - blå

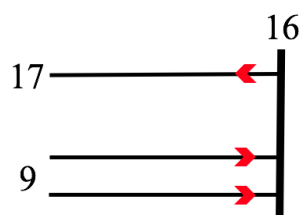


Figur 4.5: Fasespenning (peak-verdi) feilforløp med antatte feil - *Stasjon 9*

L1 - rød, L2 - grønn, L3 - blå

Første jordfeil

Klokken 09:56:03,213 ga tre ulike jordfeilvern indikasjoner på at det var feil i området rundt stasjon 16. Jordfeilvernene på stasjon 16 er retningsbestemte. To av vernene ligger på avganger mot stasjon 9, og begge disse ga varsel om at feilen lå bakover. Dette betyr i retning mot samleskinna på stasjon 16. Det siste vernet ligger på avgangen mot stasjon 17, og ga varsel om at feilen lå forover, det vil si i retning fra samleskinna på stasjon 16. Retningene er illustrert i figur 4.6.



Figur 4.6: Retningsbestemte jordfeilvern ved stasjon 16 ved første jordfeil

Gitt at de retningsbestemte vernene var riktig koblet, indikerte alle tre vernene at feilen lå i retning mot stasjon 17. Figur 4.4 og 4.5 viser at det først oppsto et lite hakk i spenningsmålingene. Dette kan komme av transiente spenninger. Videre inntraff en jordfeil i fase L3, merket 1. Det kan sees på grafene ved at verdien på denne spenningen blir lavere enn i normalsituasjonen, og spenningen i de to friske fasene øker. Jordfeilen førte til at det oppsto skjevspenninger i hele det sammenkoblede galvaniske nettet. Spenningen i fase L3 lå godt over null i de to stasjonene. Dette tyder på at feilen trolig lå et stykke unna både stasjon 15 og 9.

Jordfeilen varte i litt over 20 ms. I løpet av dette tidsrommet, viser figur 4.4 fra stasjon 15 at den høyeste spenningen målt i de friske fasene, L1 og L2, var henholdsvis ca. 249 kV og 253 kV. I den feilbefengte fasen, L3, var de tre første peak-verdiene ca. 83 kV, 64 kV og 62 kV. I figur 4.5 med spenningsmåling fra stasjon 9 var den høyeste spenningen målt i de friske fasene, L1 og L2, henholdsvis ca. 244 kV og 251 kV. I den feilbefengte fasen, L3, var de tre første peak-verdiene ca. 84 kV, 67 kV og 66 kV.

Det at spenningsverdien på den feilbefengte fasen er litt høyere i stasjon 9 enn i stasjon 15, indikerer at feilen antakelig ligger nærmere stasjon 15. Dette kan bety at feilen som vises her er feilen som de retningsbestemte vernene detekterer i retning mot stasjon 17. Stasjon 17 ligger 50,6 km unna stasjon 15 og 83,8 km unna stasjon 9. Samtidig vil også overgangsmotstanden på feilstedet spille inn på spenningene, og man kan derfor ikke fastslå at feilen nødvendigvis er langt unna målingene.

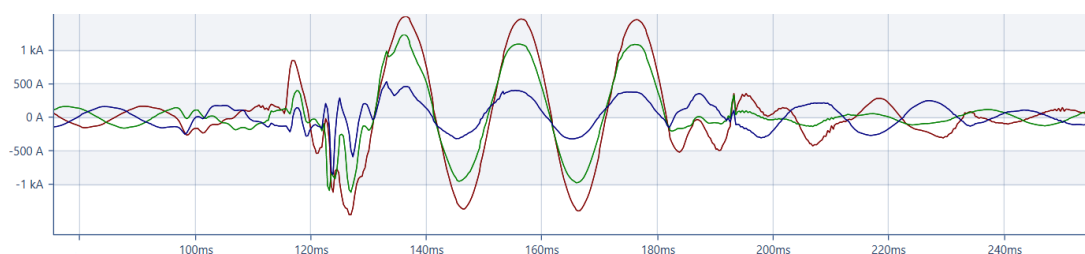
Etterfølgende feil

Som følge av første jordfeil oppsto ubalanse i nettet som førte til overspenninger på de andre fasene. Dette forårsaket flere jordfeil i nettet. I perioden 09:56:03,125 til 09:56:03,725 startet og stoppet distansevernet på stasjon 5 flere ganger. To og to distansevern startet hele tiden samtidig. Det vekslet mellom at L1 og L3 startet samtidig, til at L1 og L2 startet samtidig. Noen av disse varslene kan henge sammen med første jordfeil, men trolig skyldes varslene flere etterfølgende feil.

Videre i forløpet vises en nedgang i spenningen i fase L2, merket 2 i figur 4.4 og 4.5. Dette skjedde mellom 20 og 30 ms etter første jordfeil. Dette kan ha vært på grunn av en jordfeil i fase L2 som varte i noen få millisekund. Verdien på denne fasen var lavest ved stasjon 9. Dette kan indikere at feilen lå nærmere stasjon 9 enn stasjon 15. Rett etter andre jordfeil sank spenningen i fase L1 til å bli den laveste av de tre spenningene, merket 3 i figur 4.4 og 4.5. Det inntraff trolig en jordfeil i denne fasen. Dette skjedde ca. 5 ms etter andre jordfeil, og denne jordfeilen fortsatte videre i forløpet.

Transformatorhavari

Like etter anslått jordfeil i fase L1, oppsto en jordfeil i fase L2 inne i transformatoren i stasjon 14. Jordfeilen resulterte i transformatorhavari. Jordfeilen er merket 4 i figur 4.4 og 4.5. Dette skjedde ca. 40 ms etter første jordfeil. Innenfor samme periode gikk alarmer om lav spenning og høy strøm på vernet i stasjon 5 i 420 kV-nettet. En spenningsdipp i et spenningsnivå skjer ofte på grunn av kortslutninger i lavere spenningsnivå. Spenningsdippen i 420 kV-nettet skjedde derfor trolig som følge av kortslutning i 132 kV-nettet. Dette tyder på at tredje og fjerde jordfeil, i fase L1 og L2, pågikk innenfor samme tidsrom. Dette var da en dobbel jordfeil, som kan sees som en kortslutning via jord mellom disse to fasene. Som vist i figur 4.7 gir den doble jordfeilen høye kortslutningsstrømmer.



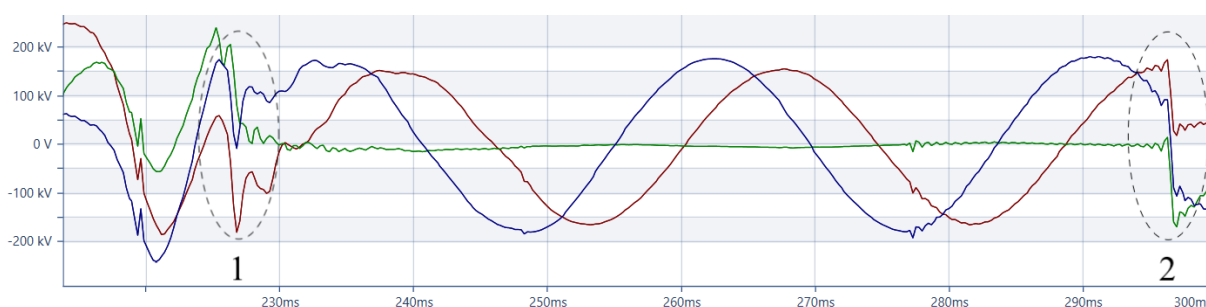
Figur 4.7: Fasestrøm (peak-verdi) hele forløpet - *Stasjon 9*

L1 - rød, L2 - grønn, L3 - blå

Før det oppsto feil lå fasestrømmene på ca. 160 A peak-verdi. Rett før 120 ms på x-aksen økte strømmen i fase L1 til ca. 839 A, fase L2 til ca. 395 A og fase L3 til ca. 147 A.

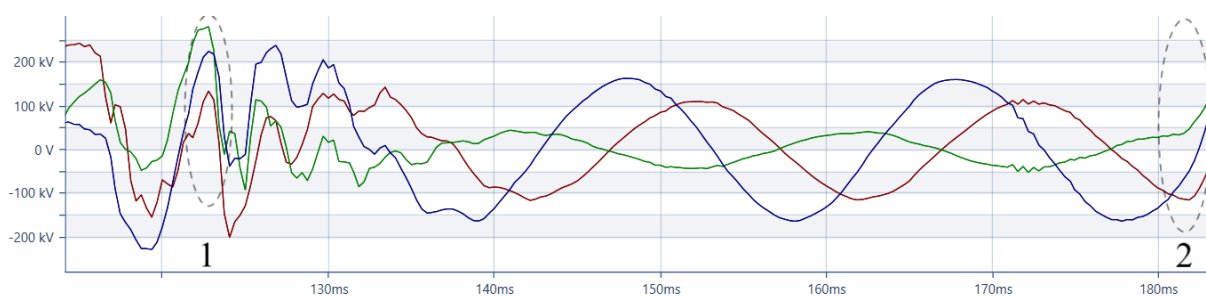
Denne strømøkningen skjedde omtrent samtidig som andre jordfeil inntraff. Like etter steg strømmen i fase L1 til ca. 1,45 kA, L2 til ca. 1,1 kA og L3 til ca. 587 A. Ved topolet kortslutning stiger minst to av strømmene. Strømmene endret fasevinkel, og frekvensen er høyere enn 50 Hz. Dette er på samme tidspunkt som det var mye forstyrrelser i spenningsmålingene. Videre stabiliserte strømmene seg. De tre fasestrømmene var omtrent i fase i noen perioder. Ved en normal kortslutning mellom to faser ville strømmene vært 180° faseforskjøvet. Strømmene var trolig i fase på grunn av at tredje og fjerde jordfeil, som var innblandet i kortslutningen, lå på hver sin side av stasjon 9. Her var strømmen i fase L1 ca. 1,5 kA, L2 ca. 1,1 kA og L3 ca. 400 A.

Klokken 09.56.03,852 ble bryterstillingen på effektbryteren som er tilknyttet transformatoren i stasjon 14 endret. Her ble fjerde jordfeil detektert av transformatorens relévern, og dette gjorde at transformatoren ble koblet fra nettet. Figur 4.8 viser spenningsmålinger fra stasjon 15, som ligger 3,7 km unna stasjon 14. Figur 4.9 viser samme tidsperiode og samme jordfeil som figur 4.8. Her er spenningsmålingene fra stasjon 9, og er 29,5 km unna stasjon 14.



Figur 4.8: Fasespenning (peak-verdi) under kortslutningen - *Stasjon 15*

L1 - rød, L2 - grønn, L3 - blå



Figur 4.9: Fasespenning (peak-verdi) under kortslutningen - *Stasjon 9*

L1 - rød, L2 - grønn, L3 - blå

Målingene viser tydelig at det var en jordfeil i fase L2. Dette kan sees på grafen ved at spenningen i fase L2 i figur 4.8 har tilnærmet jordpotensiale, mens spenningen i den friske fasen øker. I venstre billedkant vises starten på jordfeilen, merket 1 på figur 4.8

og 4.9. I høyre billedkant, der spenningen i fase L2 på figur 4.8 ikke lenger er null, koblet transformatoren seg fra nettet. Dette er merket 2. Ved jordfeil i en fase skal de friske fasene ha en spenningsøkning lik jordfeilfaktoren på feilstedet. Som nevnt tidligere er jordfeilfaktoren i mindre utstrakte nett $\sqrt{3}$, og i nett med mer utstrekning er jordfeilfaktoren opp mot 2,2. I denne grafen er peak-verdien av spenningen i fase L3 mellom 179 kV og 193 kV. Denne fasen var før første feil ca. 104 kV. Dette stemmer bra med $104kV \cdot \sqrt{3} = 180,1kV$. Peak-verdien på fasespenningen i fase L1 var mellom 152 kV og 165 kV. I fase L1 var det en jordfeil fra før, og fasen vil derfor ikke ha spenningsstigning på samme måte som friske faser. Sammenlignet med figur 4.8 var spenningen i fasen med jordfeil, fase L2, noe høyere. Målingene viser at peak-verdien i denne fasen var ca. 42 kV. Peak-verdiene i fase L3 var mellom 159 kV og 164 kV, og peak-verdien i fase L1 var mellom 110 kV og 114 kV. I fase L1 var spenningsverdiene lavere på stasjon 9 enn på stasjon 15. Dette indikerer at tredje feil trolig lå nærmere stasjon 9 enn 15.

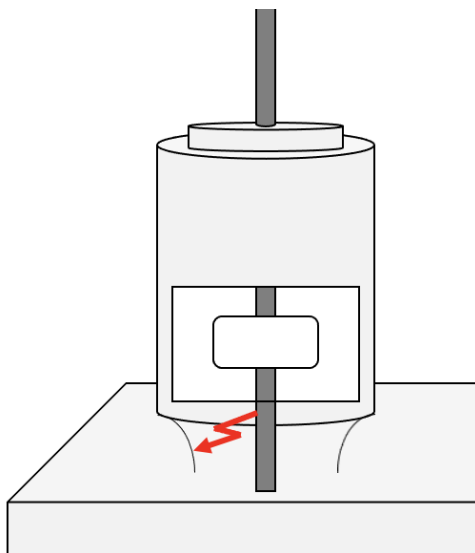
Litt senere viser hendelseslisten at bryterstillingen på effektbryterne i stasjon 4, 6 og 7 ble endret, og dette kan henge sammen med det som skjedde rundt kortslutningen. Dette indikerer at jordfeilen i fase L1 trolig lå i området rundt disse stasjonene, og at feilstrømmene fra kortslutningen var så store at vernene indikerte feil og koblet stasjonene fra nettet. I starten av forløpet lå fasestrømmene på ca. 160 A i peak-verdi. I etterkant av kortslutningen ble fasestrømmene lavere, og lå ca. på 110 A. Dette bekrefter at deler av nettet og de tilhørende lastene ble frakoblet.

Innenfor det samme tidsrommet kan det ikke utelukkes at det oppsto flere jordfeil eller andre feil i nettet. Det var store variasjoner i både strøm og spenning, og det er derfor vanskelig å få oppklart hva som skjedde.

4.3 Transformatoren

Transformatoren som havarerte under hendelsen i 2017 er en krafttransformator med tre viklinger på hver fase. Treviklingstransformatoren har merkeverdier 70/40/60 MVA, 138/24/10 kV, og ble installert innendørs ved stasjon 14 i 2013. Under hendelsen var primærsiden tilkoblet 132 kV-nettet, sekundærsiden tilkoblet 22 kV-nettet og tertiærsiden utkoblet. Generatoren som er koblet til tertiærsiden er normalt i drift ca. halve året, ellers er den frakoblet nettet.

Havariet oppsto i gjennomføringen i fase L2. Bilder tatt av Statkraft og transformatorleverandøren viser skadene inne i transformatorgjennomføringen. Skadene viser at det har oppstått en eller flere lysbuer mellom kobberledningen og innsnevringen mellom gjennomføringen og transformortanken. Antatt overslag er vist i figur 4.10.



Figur 4.10: Overslag mellom kobberledning og gjennomføring

De synlige skadene kan sees i figur 4.11 og 4.12. Det har oppstått høye temperaturer på enkelte punkter, og dette har ført til at metallkonstruksjonene har smeltet.



Figur 4.11: Skader på kobberledning og gjennomføring
(Statkraft, 2017c)



Figur 4.12: Skader på innsiden av gjennomføring
(Statkraft, 2017b)

Avstanden mellom kobberledningen og innsnevringen var 13 - 15 cm. I følge transformatorleverandøren skal denne avstanden være stor nok til å kunne tåle spenninger inntil 2 MV ved normal oljekvalitet. Selve transformatoren er designet for og testet med fasespenning på 275 kV RMS-verdi (Referanse G - lukket vedlegg). Dette tilsvarer $275kV \cdot \sqrt{2} \approx 389$ kV peak-verdi. Testene er utført med nominell frekvens og varighet på 60 sekunder, i henhold til NEK IEC 60076-3 (Norsk Elektroteknisk Komite, 2013). I tillegg er transformatorstasjonen designet for lynoverspenninger på 650 kV.

Overspenningsavleder - isolasjonskoordinering

Transformatoren har en metalloksidavleder fra merket Bowthorpe. Isolatoren på avlederen er polymerisk med to parallelle metalloksid-resistanser. Systemspenningen i 132 kV-nett er 145 kV. Maks kontinuerlig spenning på avlederen var 134,4 kV, noe som er lavere enn systemspenningen på 145 kV. Merkespenningen for avlederen var 168 kV, som er lavere enn $1,25 \cdot 145$ kV = 181 kV (Keison products, 2016). Dette

viser at overspenningsavleder er underdimensjonert. Temporær overspenningsverdi for avleder var 193 kV. Strømklassen for anlegget er 10 kA.

Beskyttelsesfaktoren for transformator finnes ved hjelp av formel 2.11. For dette anlegget er BIL i følge Statkraft 650 kV. U_{pl} for avleder som står i dette anlegget er 420 kV (Keison products, 2016). U_B er gitt av formel 2.12. Bølgeimpedans, Z , er for kabel ca. 40Ω . $\frac{di}{dt}$ er stigningstallet på lynstrømmen i systemet, og det regnes med lynimpuls på $\frac{10kA}{8\mu s}$. Avstanden, c , som vist i figur 2.15 er 16 m, og forplantningshastigheten i kabel er ca $150m/\mu s$ (Høidalen, 2020b). Formel 4.1 viser utregningen.

$$U_B = 2 \cdot Z \cdot \frac{di}{dt} \cdot \tau = 2 \cdot 40 \Omega \cdot \frac{10 kA}{8 \mu s} \cdot \frac{16 m}{150 m/\mu s} = 10,67 kV \quad (4.1)$$

U_L er gitt av formel 2.13. Standardverdi for L er $1 \frac{\mu H}{m}$. Høyden på avleder er 2 m og avstanden b er 8 m. $\frac{di}{dt}$ brukes på samme måte som for bølgespenning. Formel 4.2 viser utregningen.

$$U_L = L \cdot \frac{di}{dt} = 1 \frac{\mu H}{m} \cdot 10 m \cdot \frac{10 kA}{8 \mu s} = 12,5 kV \quad (4.2)$$

Videre gir dette beskyttelsesfaktor(BF) regnet ut i formel 4.3.

$$BF = \frac{BIL}{\text{Total spenning over komponent}} = \frac{650 kV}{(420 kV + 10,67 kV + 12,5 kV)} = 1,47 \quad (4.3)$$

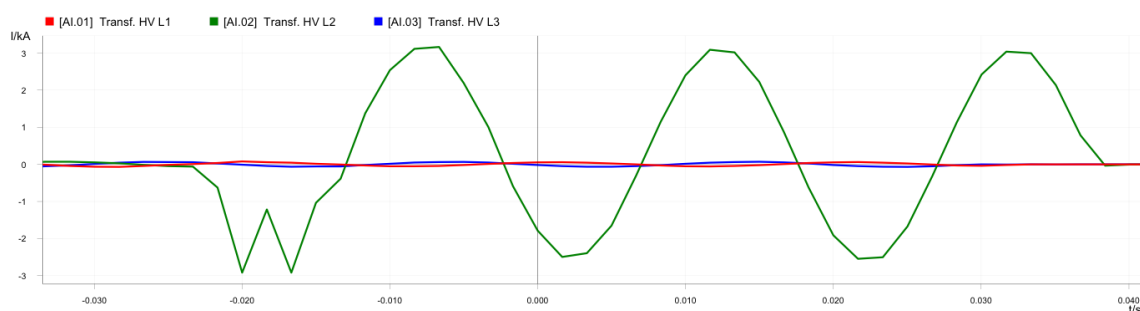
Transformatorer som analyseres i dette tilfellet har en beskyttelsesfaktor på 1,47 og ligger dermed godt innenfor kravet og anbefalingen (Norsk Elektroteknisk Komite, 1996). Siden overspenningsavleder er det viktigste vernet mot lynoverspenninger, er det ikke meningen at disse skal lede så høy strøm på skjevspenningene som kan oppstå ved vanlige jordfeil. Vernnivået er på 420 kV, og det ble ikke målt så høye spenninger under denne hendelsen. Det blir derfor ikke sett videre på tiltak for å øke isolasjonsnivået til transformatorer.

Differensialvern

Transformatorer som analyseres er plassert innendørs. På utsiden av bygget ligger resten av komponentene, og i serie med transformatorer er det effektbrytere og strømtransformatorer. Det er plassert strømtransformatorer ved alle tre viklingene på transformatorer, og disse tar hensyn til viklingsforhold og koblingstype. Primærsiden, sekundærsiden og tertiærsiden er tilkoblet strømtransformatorer med innstillingsverdier på henholdsvis 250/5 A, 1500/5 A og 4000/5 A. Sekundærsiden på de tre

strømtransformatorene er tilknyttet en krets med et differensialvern. Denne er av typen ELIN DRS C2A og har nominell verdi på 5 A. Når det ikke er feil i transformatoren, måler relévernet tilnærmet null differensialstrøm, da differansen mellom de tre sidene skal være null.

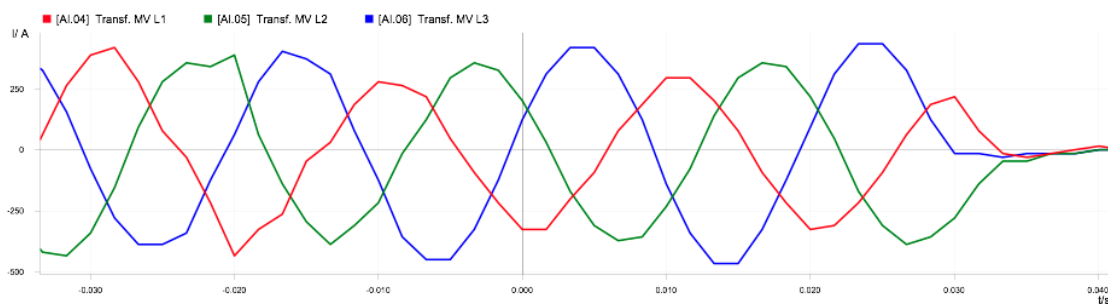
Vernet er innstilt på $I_{diff} > 0,3 \cdot I_n$ og $I_{diff} \gg 10 \cdot I_n$. Det vil si at den starter et tidsur ved differensialstrøm over $0,3 \cdot 5A = 1,5A$ og den har momentan utkobling ved differensialstrøm over $10 \cdot 5A = 50A$. Figur 4.13 viser strømmålinger fra primærsiden av strømtransformatoren på 132 kV-siden av transformatoren. Denne strømtransformatoren er tilknyttet differensialvernet.



Figur 4.13: Strømmåling på 132 kV-siden
(Statkraft, 2017a)

L1 - rød, L2 - grønn, L3 - blå

Grafen viser at feilen kun oppsto i fase L2. I følge Ronny Goin i Statkraft ligger det ikke noe kortslutningsytelse på 22 kV-siden, og feilen blir da kun matet fra nettet. Siden nøytralpunktet er isolert, vises strømmen kun i en fase. Toppverdien på strømmen i denne fasen er ca. 3 kA, og RMS-verdien er ca. 2,1 kA. Figur 4.14 viser grafen fra strømmålinger på 22 kV-siden av transformatoren. Denne strømtransformatoren er også tilknyttet differensialvernet.



Figur 4.14: Strømmåling på 22 kV-siden
(Statkraft, 2017a)

L1 - rød, L2 - grønn, L3 - blå

Figuren viser at det er strøm i alle faser på 22 kV-siden. På denne siden av transformatoren er det last, og strømmen som vises er derfor laststrømmen som er deformert på grunn av feilen. Fra feilen oppsto til differensialvernet detekterte feilen tok det 23,7 ms, og effektbryteren ble koblet ut etter 62,8 ms.

Gassvakt

På toppen av transformatoren er det montert en gassvakt, Buchholz-relé. Like etter differensialvernet koblet transformatoren fra nettet, registrerte Buchholz-reléet flere feil. Dette indikerte at feilen som tidligere ble detektert av differensialvernet skyldtes en intern feil i transformatoren og ga utslag på oljen i transformatortanken. Dette ga indikasjoner på at det var hensiktsmessig å sette i gang inspeksjoner og analyser på innsiden av transformatoren.

Analyse av gassene i transformatoroljen, DGA

Da Buchholz-reléet indikerte feil ble det utført undersøkelser inne i transformatoren. Blant annet ble det tatt oljeprøver fra transformatortanken. Tabell 4.2 viser gassverdier fra disse testene, i tillegg til verdier fra året før. I andre kolonne vises prøvene som ble tatt 16 måneder før havariet, 15. juli 2016. I neste kolonne vises prøvene som ble tatt like etter havariet. Begge disse prøvene er analysert av laboratoriet som Statkraft vanligvis bruker til analyse av olje. Kolonnen lengst til høyre viser prøvene som er analysert av laboratoriet som transformatorleverandøren bruker. Disse ble tatt 5. desember 2017, noen uker etter havariet.

Gassverdi [$\mu\text{l/l}$]	15.07.16	23.11.17	05.12.17
Hydrogen (H_2)	7	68	104,6
Metan (CH_4)	13	29	34,2
Etan (C_2H_6)	1	4,9	3
Etylen (C_2H_4)	< 1	20	28,5
Acetylen (C_2H_2)	< 1	59	62,5
Karbonmonoksid (CO)	1606	1600	1236
Karbondioksid (CO_2)	2208	1900	1889
Oksygen (O_2)	5575	4700	11407
Nitrogen (N_2)	56169	56000	59333

Tabell 4.2: Oljeprøver fra transformatoren
(Referanse A - lukket vedlegg)

Gassene propan (C_3H_8) og propen (C_3H_6) kan også oppstå når oppløste gasser dannes i oljen, men verdier på disse mangler. De blir derfor utelukket i analysen. Transformatoren

er ikke utstyrt med OLTC, og tabell 2.3 er derfor gjeldende.

Verdien på gassene hydrogen og acetylen var høyere etter hendelsen. Dette, i tillegg til relativt lave verdier av de andre hydrokarbongassene, er typiske tegn på kortvarig elektrisk utladning i oljen. De oppløste gassene oppstår ved endring av blant annet last, driftsforhold og årstid (Nyberg, 2006a). Gassene metan, etan og etylen hadde også økning i verdi etter hendelsen. Dette indikerer at temperaturen i oljen har steget. Disse tre gassene, i tillegg til hydrogen, ligger likevel innenfor intervallene for normale verdier fra tabell 2.3.

Den markante økningen av acetylen, fra <1 til $59 \mu\text{l/l}$, indikerer at det har vært svært høye temperaturer i oljen. Det kan tyde på at det har vært utladning og lysbue inne i transformatoren, som samsvarer med skadene transformatoren ble påført i figur 4.11 og 4.12. I følge tabell 2.3 ligger verdien langt over normal verdi.

Verdien på karbonmonoksid var forholdsvis høy etter hendelsen, men denne verdien var allerede høy og utenfor normalområdet i 2016. Høye verdier av karbonmonoksid kommer som følge av nedbrytning av papir. Dette er en verdi som øker i løpet av transformatorens levetid, da papiret gradvis brytes ned. Oljeprøven året før havariet viste en karbonmonoksidverdi på $1606 \mu\text{l/l}$. I følge tabell 2.3 burde verdien på karbonmonoksid ligge innenfor intervallet $400 - 600 \mu\text{l/l}$. Verdien i 2016 var dermed 2,7 ganger høyere enn hva den burde være.

Samme år ble verdien på gassen karbondioksid målt til $2208 \mu\text{l/l}$. Denne verdien ligger under intervallet $3800 - 14000 \mu\text{l/l}$, fra tabell 2.3. I følge Bjørn Tandstad i Statkraft er det normalt at de oppløste gassene har relativt lave verdier de første driftsårene, da de har en gradvis økning gjennom levetiden.

Forholdstall

Utrekning av forholdet mellom karbondioksid og karbonmonoksid viser før hendelsen et forholdstall på $\frac{2208}{1606} \approx 1,4$. Målingene gjort av laboratoriet som Statkraft benytter viste etter hendelsen et forholdstall på $\frac{1900}{1600} \approx 1,2$. Målingene gjort av laboratoriet transformatorleverandøren benytter viste etter hendelsen et forholdstall på $\frac{1889}{1236} \approx 1,5$. Forholdsverdiene fra alle tre målingene var under 3, og understreker sterk nedbrytning av papirisolasjon.

Roger ratio method er brukt for utregning av forholdstall i tabell 4.3 og 4.4. Ved å se på forholdstallene og sammenligne de med verdiene fra tabell 2.4, kan det gi informasjon om hvilke feil som har oppstått inne i transformatoren. For å finne mulig feiltype må alle forholdstallene ligge innenfor grenseområdet til den aktuelle feilen.

Før havari	$\frac{\text{Acetylen (C}_2\text{H}_2\text{)}}{\text{Etylen (C}_2\text{H}_4\text{)}}$	$\frac{\text{Metan (CH}_4\text{)}}{\text{Hydrogen (H}_2\text{)}}$	$\frac{\text{Etylen (C}_2\text{H}_4\text{)}}{\text{Etan (C}_2\text{H}_6\text{)}}$
Statkraft	$\frac{\leq 1}{< 1}$: ikke definert	$\frac{13}{7} = 1,86$	$\frac{\leq 1}{1} = < 1$

Tabell 4.3: Forholdstall før havari, 15.07.16

Forholdsverdiene ligger innenfor grensene for termisk feil under 300°C. Dette indikerer at det har vært høye temperaturer i transformatoren året før havariet.

Etter havari	$\frac{\text{Acetylen (C}_2\text{H}_2\text{)}}{\text{Etylen (C}_2\text{H}_4\text{)}}$	$\frac{\text{Metan (CH}_4\text{)}}{\text{Hydrogen (H}_2\text{)}}$	$\frac{\text{Etylen (C}_2\text{H}_4\text{)}}{\text{Etan (C}_2\text{H}_6\text{)}}$
Statkraft	$\frac{59}{20} = 2,95$	$\frac{29}{68} = 0,43$	$\frac{20}{4,9} = 4,08$
Transformatorleverandør	$\frac{62,5}{28,5} = 2,19$	$\frac{34,2}{104,6} = 0,33$	$\frac{28,5}{3} = 9,50$

Tabell 4.4: Forholdstall etter havari, 22.11.17 og 05.12.17

Forholdsverdiene fra Statkraft sine prøver ligger innenfor grensen for å kunne betegne feiltypen som utladning med lav energi. Forholdsverdiene fra transformatorleverandøren sine målinger ligger innenfor grensen for å kunne betegne to feiltyper, både utladning med lav energi og utladning med høy energi. NEK IEC 60599 viser til at intervallene for forholdstallene ved utladning med lav og høy energi kan overlappe hverandre (Norsk Elektroteknisk Komite, 2015).

Etter inspeksjon og reparasjon av transformatoren ble oljen regenerert. Dette gjorde at verdiene på gassene ble betydelig redusert, men det er fortsatt spor av gassene i oljen. Tester av oljen gjennomført i 2018, 2019 og 2020 viser at verdiene på de fleste gassene holder seg relativt stabile, og godt innenfor de normale gassverdiene i tabell 2.3. Den eneste gassen som ligger over normal verdi er karbonmonoksid. Fra 2018 til 2019 økte denne verdien fra 100 $\mu\text{l/l}$ til 650 $\mu\text{l/l}$. Høsten 2020 ble verdien målt til 730 $\mu\text{l/l}$. Selv om verdien på karbonmonoksid stadig øker, er forholdet mellom karbondioksid og karbonmonoksid over 3 på de tre målingene (Referanse D - lukket vedlegg).

Test av væske

Laboratoriet Statkraft benytter utførte flere prøver to uker etter havariet, 8. desember 2017. Da de tok prøver, ble det utført test av væsken i oljen. Her ble det bekreftet at fargen og klarheten på oljen var normal. Vanninnholdet var på 2,8 mg/kg . Resultatet av denne testen ga dermed ingen unormale utslag.

4.3.1 Transformatorleverandørens feilanalyserapport

Transformatorleverandøren gjennomførte to inspeksjoner av transformatoren, 5. desember 2017 og 16. januar 2018. Formålet med inspeksjonene, i følge transformatorleverandøren, var å verifisere Statkrafts påstand relatert til utslaget av gassvakten og differensialvernet i transformatoren. Dette underkapittelet tar for seg to feilanalyserapporter og et dokument med kommentarer, utarbeidet av leverandør (Referanse A, B og C - lukket vedlegg).

Under den første inspeksjonen ble det gjennomført flere tester, men ingen av testene ga utslag på feil. Det ble også tatt oljeprøver fra transformatoren og gassprøver fra gassvakten, som skulle analyseres og vurderes.

Leverandørens konklusjon etter første inspeksjon 5. desember 2017:

- Viklingene på høyspentsiden ble utsatt for overspenninger med peak-verdi høyere enn spenningen det ble testet for under rutinetestene. Dette gjelder både fasespenning og linjespenning.
- Resultatet av oljeprøvene viste at overspenningen på fase L2 forårsaket en intern elektrisk utladning.
- Installasjonen og koordineringen av overspenningsvernet var ikke tilstrekkelig og feilen oppsto som et resultat av dette. I tillegg kunne dette ha en sammenheng med koblingen av jordingen av nøytralleder gjennom Petersons spole.
- Transformatoren burde bli sendt til inspeksjon for å detektere og reparere eventuelle skader på viklingene.
- Transformatoroljen kunne benyttes igjen. Det var ikke nødvendig å skifte ut oljen.
- Siden skadene på selve transformatoren var moderate, ble det vurdert at inspeksjon og reparasjon kunne foregå i anlegget.

Konklusjonene til transformatorleverandøren ble gjort med utgangspunkt i informasjonen de hadde tilgjengelig etter første inspeksjon, og ble sammenfattet i den første rapporten. Rapporten ble sendt til Statkraft, før de kom med en respons med flere opplysninger. Dette gjorde at transformatorleverandørens konklusjon delvis ble endret. Det kom blant annet frem at transformatorleverandøren nå var klar over at nøytrallederen på høyspentviklingene var beskyttet med et overspenningsvern, og ikke jordet via en Petersons spole. De stilte spørsmål til overspenningsavlederen og isolasjonskoordinering. Det ble også konstatert at høyspenningssiden var testet for 275 kV RMS, og dermed åpenbart burde tåle spenningen den ble utsatt for. De nevner også at oscillogrammene med spenningsmålinger ikke gir et korrekt bilde av de høyfrekvente transiente spenningskomponentene, og at en av fasene kunne hatt høyere spenning mot jord enn hva

den skal tåle. De konkluderte med at utladningen kom av en overspenning med unormal amplitude og form.

Under den andre inspeksjonen 16. januar 2018 ble det utført en vurdering av transformatoren. Deler av oljen ble tappet ut for å kunne gjennomføre inspeksjon av gjennomføringene. Alle inspeksjonslukene inn til gjennomføringene i fasene ble åpnet. Dette ble gjort for å kunne lokalisere feilen. I gjennomføringen for fase L2 ble det oppdaget synlige skader etter den elektriske utladningen. Det kunne da bekreftes at det hadde vært overslag og lysbue mellom kobberledningen og innsnevringen mellom gjennomføringen og transformortanken. Det var tydelige merker på både kobberledningen og innsiden av tanken. Dette kan sees i figur 4.11 og figur 4.12. Figur 4.15 viser det sotede koronaskjoldet i fase L2, et resultat av de høye temperaturene.



Figur 4.15: Koronaskjold i fase L1 og L2
(Statkraft, 2017d)

Dette samsvarer med vurderingene transformatorleverandøren hadde etter første inspeksjon. Basert på resultatene fra inspeksjonen ble det konkludert med at det ikke var nødvendig å undersøke resten av transformatoren. Strømtransformatoren på fase L2 ble testet, og fikk klarsignal på at den fortsatt var funksjonell. Det ble oppdaget små mengder med isolasjonspapir i oljen, rundt koblingen ved fase L2 og L3. Transformatorleverandøren antar at papiret i oljen har kommet av for lite lim under monteringen.

Transformatorleverandørens egne teknikere utførte vedlikeholdsarbeid på kobberledningen i gjennomføringen i fase L2 og L3. Det ble surret nytt papir og teip rundt skadestedet på kobberledningen. Figur 4.16(b) viser løsningen for fase L2 og L3. Det var ikke nødvendig med vedlikeholdsarbeid i gjennomføringen i fase L1, figur 4.16(a).



(a) Originalløsning - Gjennomføring fase L1



(b) Reparert løsning - Gjennomføring fase L2

Figur 4.16: Ulike løsninger på papirisolasjonen
(Referanse C - lukket vedlegg)

Etter to inspeksjoner ble alt sammenfattet i en rapport (Referanse C - lukket vedlegg). Konklusjonen var følgende:

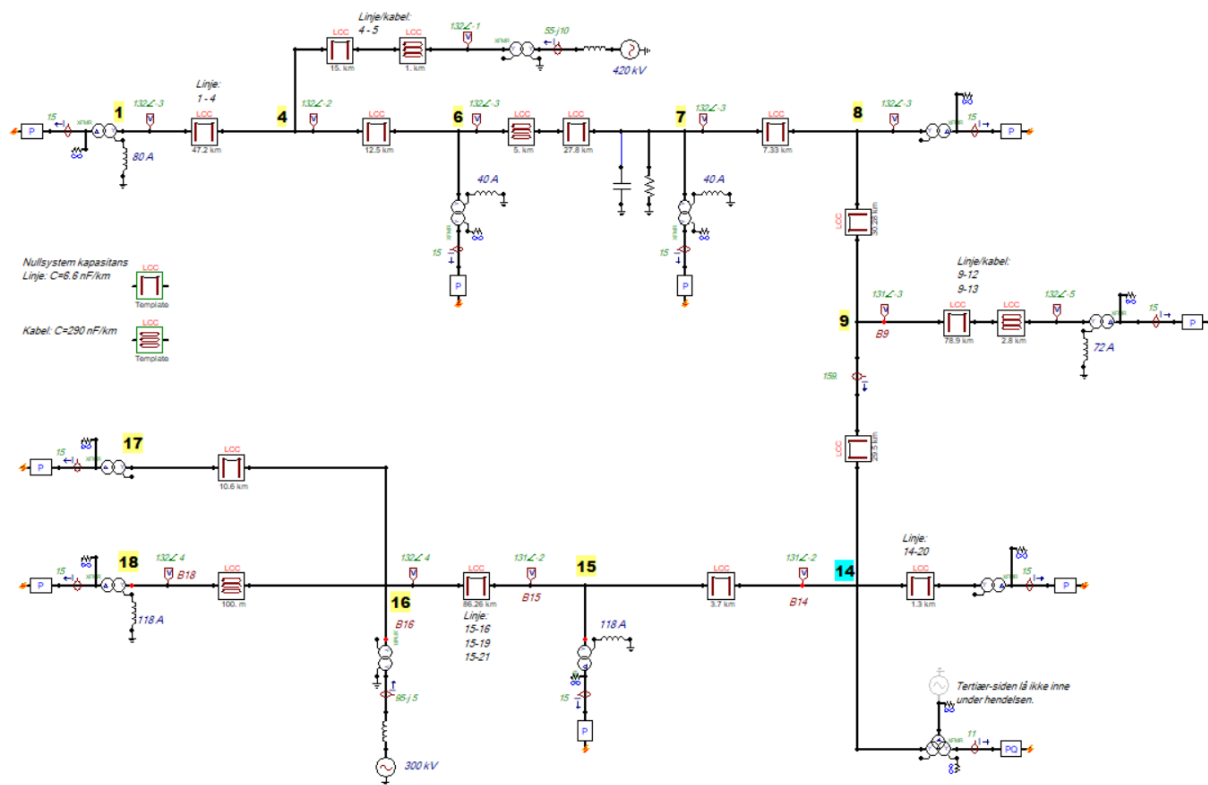
- Transformatorhavariet oppsto grunnet en overspenning i fase L2, som resulterte i en intern elektrisk utladning mellom kobberledningen og gjennomføringen i innsnevringen i transformatoren.
- Oljekvaliteten og avstanden mellom kobberledningen og gjennomføringen samsvarer med kravene fra gjennomføringsproduzentene.
- De små mengdene av isolasjonspapir som ble oppdaget kan ikke være årsaken bak lysbuen, da det ikke ble detektert spor av forurensning under den andre inspeksjonen.
- Transformatoren var ikke ødelagt. Det eneste som var nødvendig før transformatoren kunne settes i drift igjen, var å regenerere oljen.

Arbeidet av transformatorleverandøren ble utført på leverandørens regning til tross for at garantitiden på transformatoren hadde gått ut.

5 Simulering

5.1 Utgangspunkt

Med utgangspunkt i nettbildet i 4.1 viser figur 5.1 og vedlegg C nettet slik det ble satt opp i ATPDraw. Mellom stasjonene er det informasjon om hvilke linjer og kabler som er slått sammen. Transformatorene som havareerte ligger nedenfor stasjon nummer 14, markert i blått.



Figur 5.1: Simuleringsmodell uten feil innlagt

Under hendelsen bestod nettet av syv spoler, og ved stasjon 1 er to av spolene slått sammen. Det er tilkobling til nett med høyere spenningsnivå to steder, ved stasjon 5 til 420 kV og ved stasjon 16 til 300 kV. På alle steder med tilknytning til 11/22 kV-nettet er det lagt inn laster. På transformatorene i stasjon 14 er lasten 11 MW. Denne verdien er hentet fra lastflyten hos Statkraft for det aktuelle tidspunktet. På grunn av manglende data ble de resterende lastene satt til 15 MW. Med denne lasten ble nettet stabilt, og spenningsverdien ble ca. 132 kV i hele nettet. Dette er valgt som utgangspunkt, og utover at de gir et stabilt nett har det ingen spesiell innvirkning på simuleringen. Ved utprøving

med høyere last ble nettet overbelastet, og dette resulterte i spenningsfall utover i nettet. Mellom stasjon 6 og 7 er det satt inn en kondensator mellom en fase og jord, og en resistor mellom linje og jord.

Nettet består totalt av 350,37 km linje og 8,90 km kabel. Generell kapasitans i nettet ble satt til 6,60 nF/km for linje og 290 nF/km for kabel. Disse er basert på et gjennomsnitt av de opprinnelige verdiene for kapasitans per km linje og kabel. De områdene hvor nettet er slått sammen er km linje og kabel lagt sammen hver for seg. Total kapasitans for henholdsvis luftlinje og kabel er regnet ut i formel 5.1 og 5.2. Total kapasitans er regnet ut i 5.3.

$$C_l = 6,60 \frac{nF}{km} \cdot 350,37 km = 2,312 \mu F \quad (5.1)$$

$$C_k = 290 \frac{nF}{km} \cdot 8,90 km = 2,581 \mu F \quad (5.2)$$

$$C_{total} = 2,312 \mu F + 2,581 \mu F = 4,893 \mu F \quad (5.3)$$

5.1.1 Nettets tilstand

Kompenseringsgraden er beregnet ut fra opplysninger om spoleverdiene gitt av Statnett. For å få total spoleytelse, summeres alle spoleverdiene i formel 5.4.

$$I_L = 80 A + 40 A + 40 A + 72 A + 118 A + 118 A = 468 A \quad (5.4)$$

Kapazitivt jordfeilstrømsbidrag beregnes i formel 5.5 ved hjelp av formel 2.1. Total kapasitans, C_{total} er hentet fra formel 5.3.

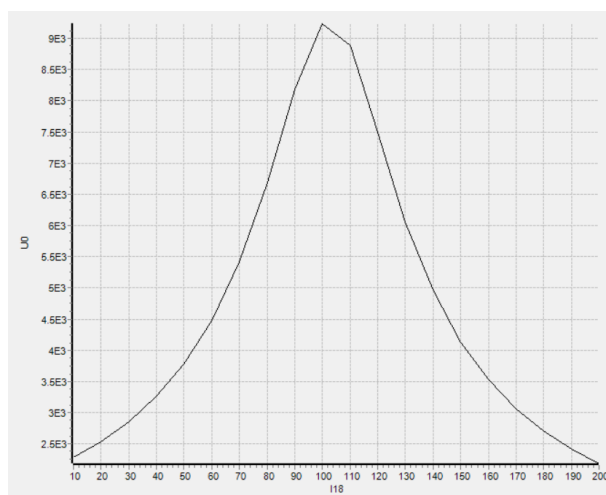
$$I_C = 2\pi \cdot 50 Hz \cdot 4,893 \mu F \cdot \sqrt{3} \cdot 132 kV = 351 A \quad (5.5)$$

For å bestemme driftstilstanden til nettet er det gjort en sammenligning av den totale spoleytelsen og det kapasitive jordfeilstrømsbidraget i formel 5.6.

$$468 A > 351 A \quad (5.6)$$

Spoleytelsen er større enn det kapasitive jordfeilstromsbidraget, og fra tabell 2.2 betyr det at nettet er overkompensert. De utførte beregningene viser at nettet er overkompensert med $468A - 351A = 117A$. Dette betyr at nettet skulle havnet i resonans ved utlegging av en av spolene med spoleytelse på 118 A.

For å plote resonanskurven i ATPDraw ble komponenten WriteMaxMin brukt. Dette er en komponent som plotter ekstremalverdier. WriteMaxMin ble plassert på proben som måler spenningen, U_0 , i nullpunktet til transformatoren i stasjon 18. Spoleytelsen, I_{18} , til spolen i stasjon 18 ble satt som variabel. Figur 5.2 viser U_0 plottet som funksjon av I_{18} . Resonanskurven viser at nettet havner i resonans hvis spolen i stasjon 18 har en spoleytelse på 100 A.

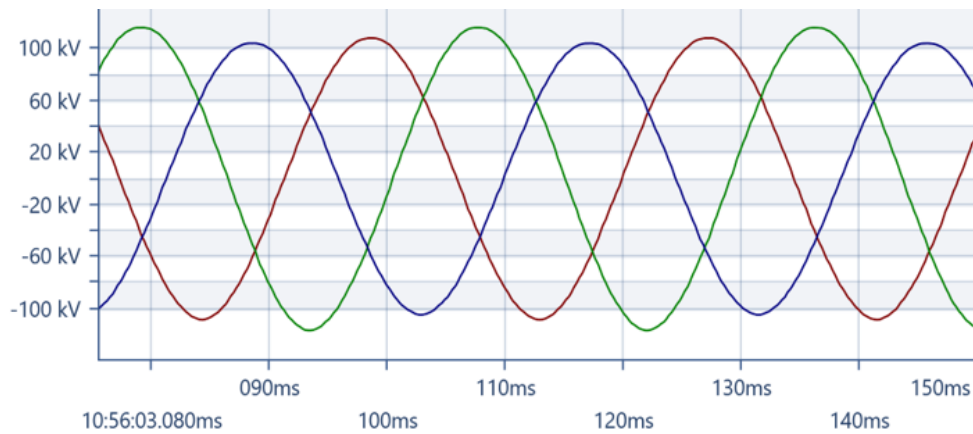


Figur 5.2: Resonanskurve

5.1.2 Usymmetri

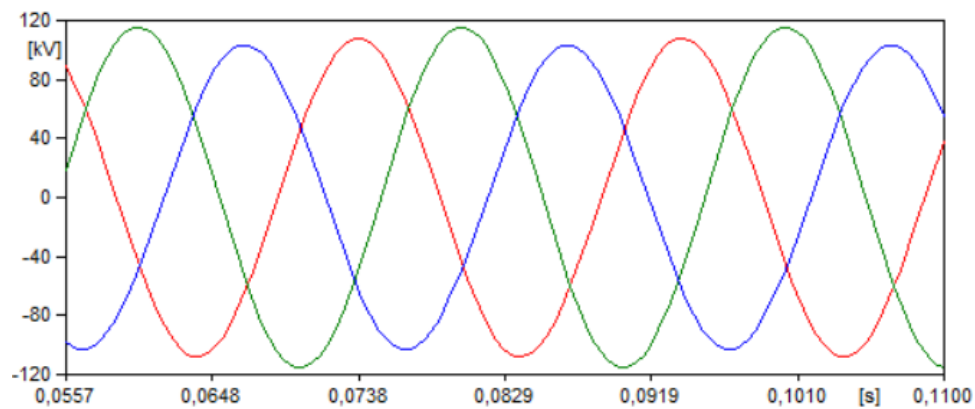
Figur 5.3 viser spenningsmålingene før det oppsto feil i nettet. Usymmetrien ble forsøkt gjenskapt i simuleringen ved å legge inn en kondensator og teste med ulike verdier. Verdien på kondensatoren ble satt til $0,2 \mu F$. Verdien på resistoren har også innvirkning på usymmetrien. Resistoren symboliserer den konduktive avledningen i nettet. Konduktiv avledning beregnes i formel 5.7 ved hjelp av formel 2.4. Konduktansen ble valgt som 10 % av ωC . Total kapasitans for luftlinje, C_l , er hentet fra formel 5.1. Figur 5.4 viser spenningen i friskt nett i simuleringen. I tillegg til gjenskaping av usymmetrien ble nullpunktspenningene i måling og simulering henholdsvis 7,1 kV og 7,2 kV.

$$R = \frac{1}{G} = \frac{1}{2\pi \cdot 50 \text{ Hz} \cdot 0,1 \cdot 2,312 \mu F} = 13767,7 \Omega \quad (5.7)$$



Figur 5.3: Fasespenning (peak-verdi) i friskt nett

L1 - rød, L2 - grønn, L3 - blå



Figur 5.4: Simulering av fasespenning (peak-verdi) i friskt nett

L1 - rød, L2 - grønn, L3 - blå

Tabell 5.1 viser oversikt over peak-verdien av fasespenningen i de to tilfellene. Med dette som utgangspunkt ble det videre forsøkt å simulere feil.

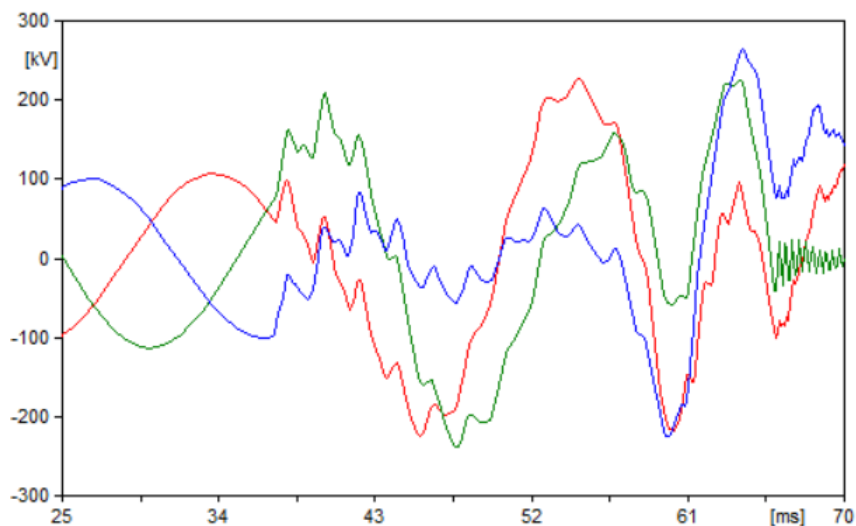
	Fase	Måling	Simulering
	L1	108 kV	107 kV
	L2	116 kV	115 kV
	L3	104 kV	103 kV

Tabell 5.1: Peak-verdi av fasespenninger

5.2 Simulering av feil

Første jordfeil

Analysen av hendelsesforløpet viser at det først oppsto en jordfeil i fase L3. Det er usikkert hvor i nettet denne lå, men basert på vernmeldinger fra retningsbestemte vern har den trolig skjedd i retning mot stasjon 17. Det ble derfor lagt inn en jordfeil mellom stasjon 16 og 17. For å få forløpet mest mulig likt, ble jordfeilen lagt inn på et tidspunkt der fase L1 er synkende, ved ca. 50 kV. Figur 5.5 viser utklipp av spenningsmåling fra stasjon 15 fra forløpet rundt første jordfeil. Første jordfeil starter her ved ca. 37 ms og stoppet ved ca. 56 ms. Denne sammenlignes med første feil i figur 4.4.



Figur 5.5: Fasespenning (peak-verdi) første jordfeil - *Stasjon 15*

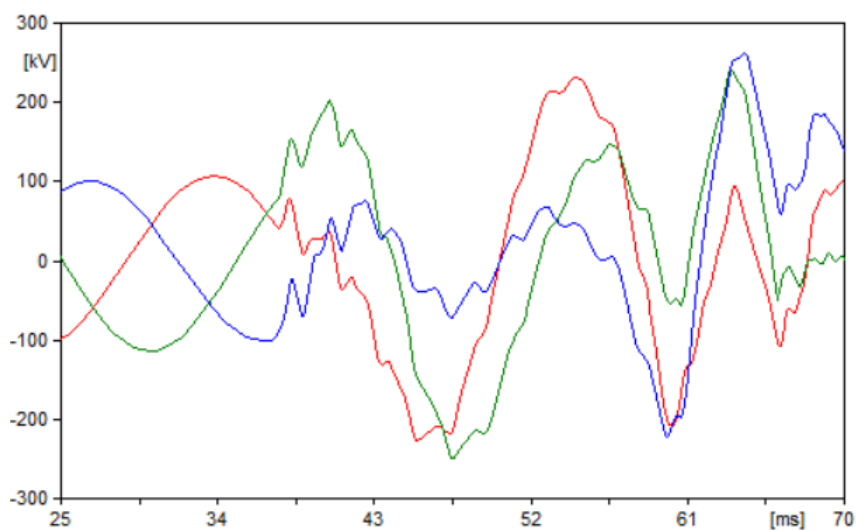
L1 - rød, L2 - grønn, L3 - blå

Verdiene fra målingene og simuleringen vises i tabell 5.2. For de to friske fasene, L1 og L2, vises høyeste spenning. I den feilbefengte fasen, L3, vises tre peak-verdier.

	Fase	Måling - 15	Simulering - 15
	L1	249 kV	226 kV
	L2	253 kV	238 kV
	L3	83 kV, 64 kV, 62 kV	81 kV, 56 kV, 63 kV

Tabell 5.2: Målte og simulerte verdier - *Stasjon 15*

Figur 5.6 viser utklipp av spenningsmåling fra stasjon 9 under fra forløpet rundt første jordfeil. Første jordfeil starter her ved ca. 37 ms og stoppet ved ca. 56 ms. Disse sammenlignes med første feil i figur 4.5.



Figur 5.6: Fasespenning (peak-verdi) første jordfeil - *Stasjon 9*
 L1 - rød, L2 - grønn, L3 - blå

Verdiene fra målingene og simuleringen vises i tabell 5.3. For de to friske fasene, L1 og L2, vises høyeste spenning. I den feilbefengte fasen, L3, vises tre peak-verdier.

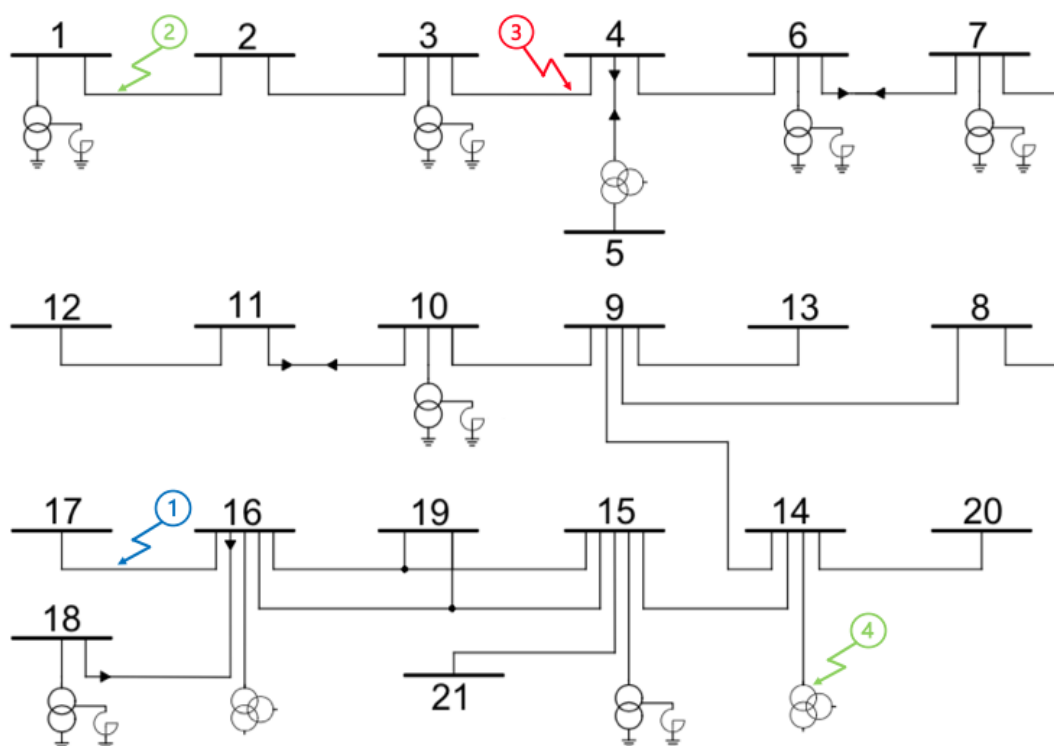
	Fase	Måling - 9	Simulering - 9
	L1	244 kV	230 kV
	L2	251 kV	249 kV
	L3	84 kV, 67 kV, 66 kV	75 kV, 72 kV, 68 kV

Tabell 5.3: Målte og simulerte verdier - *Stasjon 9*

Tabell 5.2 og 5.3 viser at det i de friske fasene er høyere spenninger i stasjon 9 enn i stasjon 15. Verdien på spenningen fra simuleringen i fase L3 på første peak-verdi ble høyest på stasjon 15. På de to neste peak-verdiene ble målingene høyest på stasjon 9. Dette gjelder også målingene fra hendelsen. Tidspunktet for når feilen inntraff spiller inn på målingene, og det er derfor vanskelig å si hva forskjellene fra målingene i hendelsen skyldes. Det ser likevel ut til at verdien på den feilbefengte fasen er lavere i stasjon 15 etterhvert som systemet stabiliserer seg, på samme måte som i målingene fra hendelsen. Samtidig er størrelsen på spenningstoppene relativt like. Dette kan underbygge at feilen under hendelsen ligger nærmere stasjon 15 enn stasjon 9, og at feilen dermed kan ligge i antatt retning mot stasjon 17.

Etterfølgende feil

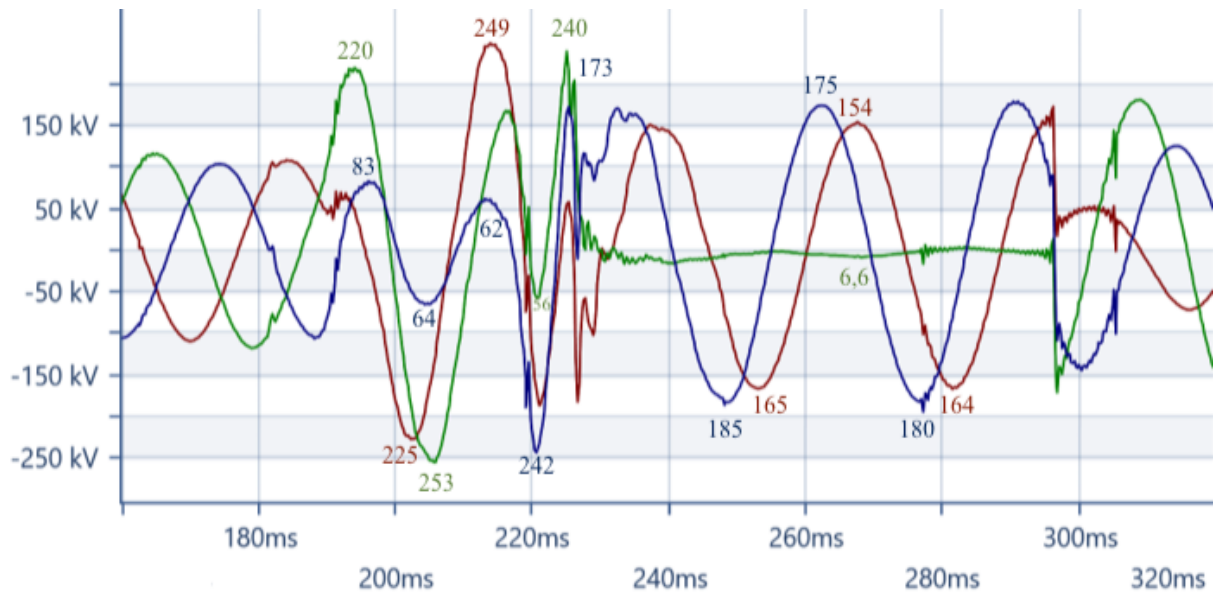
Etter første jordfeil oppsto det ubalanse i nettet som førte til flere feil. Basert på analysen av hendelsesforløpet ble det etter første jordfeil lagt inn en jordfeil med kort varighet i fase L2. Feilen ble lagt inn ved stasjon 1, da dette ga tilnærmet likt spenningsforløp som fra målingene. Deretter ble det lagt inn en jordfeil med lang varighet i fase L1 ved stasjon 4. Lokalisering av denne feilen ble gjort på bakgrunn av opplysninger fra hendelseslisten. Til slutt ble jordfeilen i fase L2 i transformatoren lagt inn. Denne ble lagt inn med ca. lik varighet som fra målingene. Dette ble en dobbel jordfeil, som kan sees som en kortslutning gjennom jord mellom fase L1 og L2. Etter gjennomgang av alle feilene, viser figur 5.7 hvilke feil som er antatt å ha funnet sted. De fire ulike feilene er markert med nummerering etter da de fant sted. Fargen viser til hvilken fase de ulike feilene trolig har inntruffet.



Figur 5.7: Nettbilde med feil

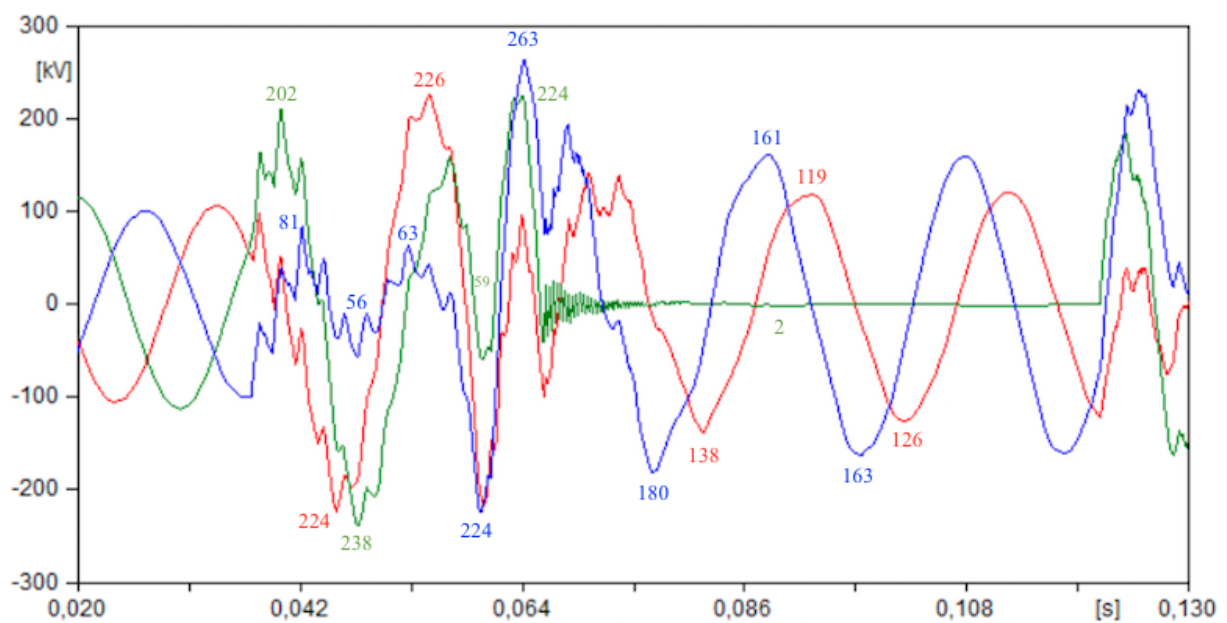
L1 - rød, L2 - grønn, L3 - blå

For å sammenligne verdiene fra simuleringen med verdiene i målingene, er begge lagt inn med påskrevne verdier. Figur 5.8 og 5.9 viser målinger fra hele forløpet fra stasjon 15. Toppverdiene samsvarer ikke eksakt i de to tilfellene, men etter justering av verdier på feilresistansene, feiltidspunktene og feilstedene, var det disse resultatene som ble mest like.



Figur 5.8: Fasespenning (peak-verdi) målinger - *Stasjon 15*

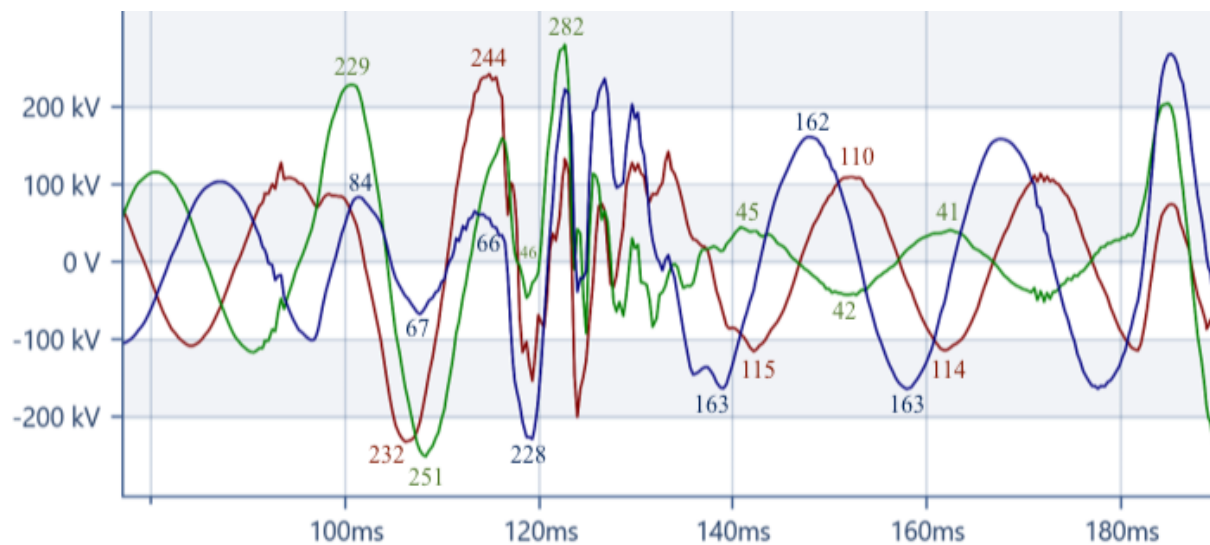
L1 - rød, L2 - grønn, L3 - blå



Figur 5.9: Fasespenning (peak-verdi) simulering - *Stasjon 15*

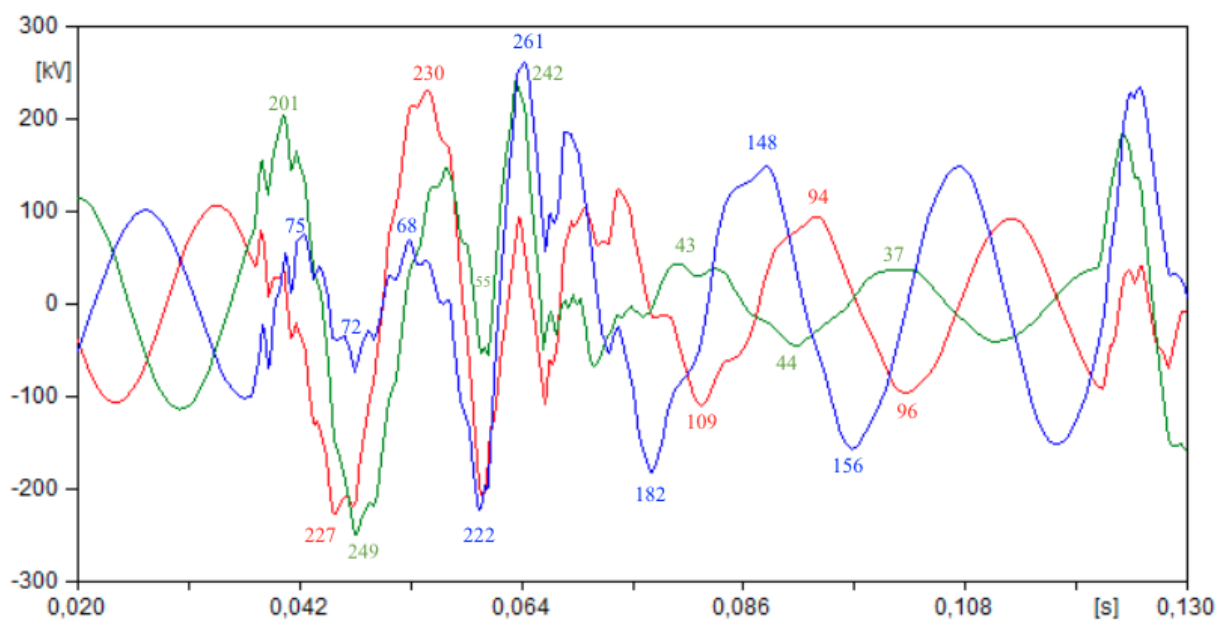
L1 - rød, L2 - grønn, L3 - blå

Figur 5.10 og 5.11 viser målinger fra hele forløpet fra stasjon 9.



Figur 5.10: Fasespenning (peak-verdi) målinger - *Stasjon 9*

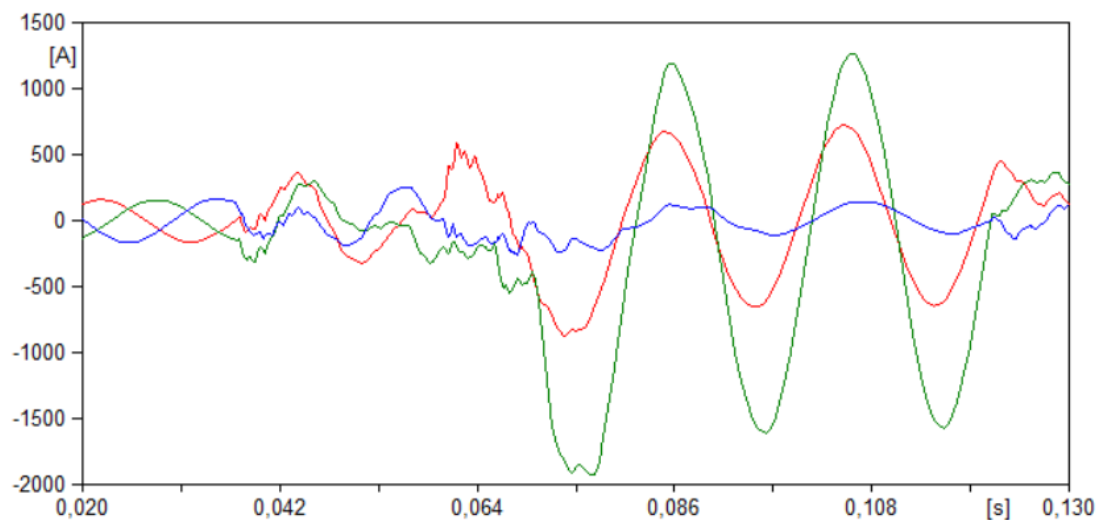
L1 - rød, L2 - grønn, L3 - blå



Figur 5.11: Fasespenning (peak-verdi) simulering - *Stasjon 9*

L1 - rød, L2 - grønn, L3 - blå

I tillegg til spenningsforløpet, ble også strømforløpet i stasjon 9 simulert. Figur 5.12 viser hvordan strømforløpet ble ved alle feilene innlagt.



Figur 5.12: Strøm (peak-verdi) simulering - *Stasjon 9*

L1 - rød, L2 - grønn, L3 - blå

Figur 5.12 viser at strømmene omtrent ligger i fase. Dette stemmer bra med hva som vises i figur 4.7 fra hendelsen. I målingene ble strømmen i fase L1 høyest, og strømmen i fase L2 ble nest høyest. Peak-verdien på begge disse fasestrømmene lå godt over 1 kA. I simuleringen ble verdien på strømmen i fase L2 høyest. Peak-verdien på denne var mellom 1,2 kA og 1,9 kA. Peak-verdien på strømmen i fase L1 var mellom 650 A og 880 A.

5.3 Simulering av ekstreme tilfeller

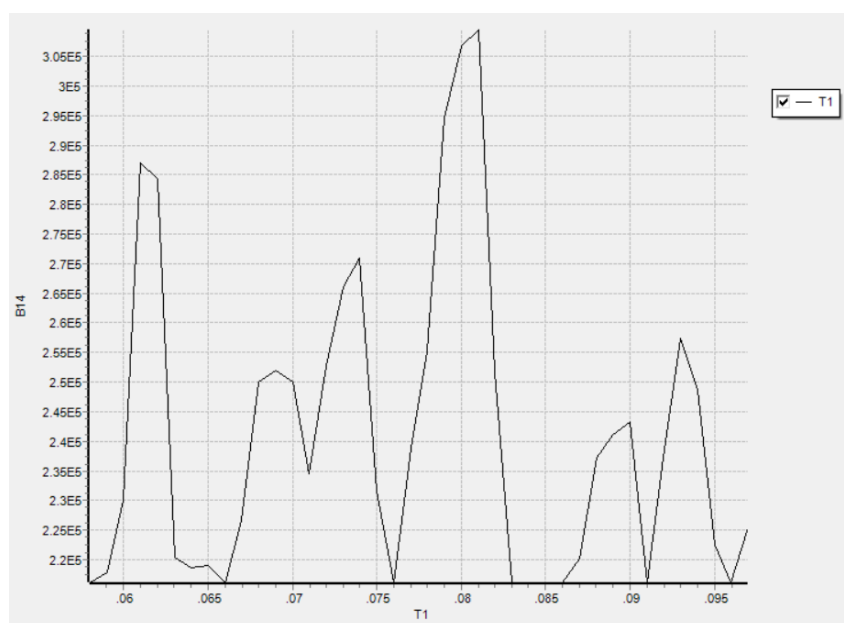
Ved å gjenskape og simulere feilene fra hendelsesforløpet, viser verdiene på overspenningene at disse ikke overgår hva transformatoren skulle tåle. Det ble derfor forsøkt å oppnå større overspenninger i L2 i simuleringen.

I simuleringen er det flere parametre som kan stilles inn for å påvirke spenningsforløpet, og det ble derfor nødvendig å avgrense testingen. Feilene ble ikke flyttet, men hadde samme plassering som i figur 5.7. Parameteren som ble endret på var tidspunktene og varigheten til feilene.

For å finne ut hvilket tidspunkt for tredje jordfeil som ville føre til størst spenningsøkning i fase L2 ble komponenten WriteMaxMin brukt. Dette ble gjort ettersom de høye overspenningene i L2 i forkant av havariet trolig førte til et overslag i transformatoren. WriteMaxMin ble plassert på proben som måler spenningen, B14, på sekundærsiden av transformatoren i stasjon 14. Dette plotter spenningen i stasjon 14 som funksjon av tiden T1.

Situasjon 1

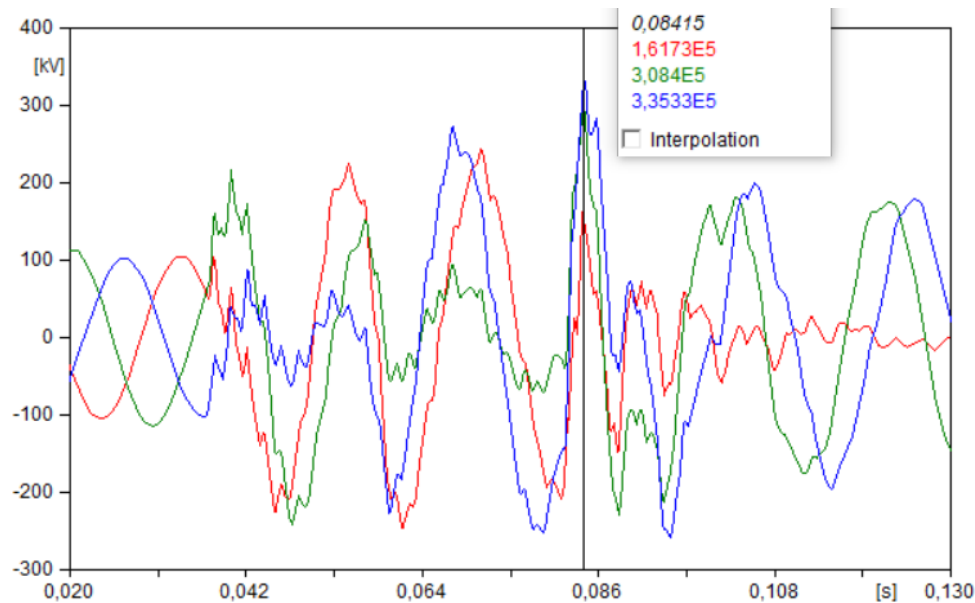
I situasjon 1 ble første og andre jordfeil stående på samme sted og med lik varighet som ved simulering av feil. Proben som måler spenningen er satt inn ved stasjon 14. Resultatet av WriteMaxMin for tredje jordfeil er vist i figur 5.13.



Figur 5.13: Situasjon 1

Figuren viser at den høyeste spenningen ved stasjon 14 i fase L2 vil oppstå dersom

tredje jordfeil inntreffer ved 0.081 s. Dette er senere enn hva som er tilfelle i målingene fra hendelsen. Figur 5.14 viser spenningsgraf ved simulering for stasjon 14 ved denne situasjonen. Dette gir overspenninger i L2 på ca. 308 kV. Overspenningene i L3 på samme tidspunkt er ca. 335 kV. Spenningsforløpet er ulikt fra hendelsen, men viser at det er mulig å oppnå høyere overspenninger i nettet dersom feilene inntreffer på uheldige tidspunkter. I ruten til høyre i figur 5.14 vises verdiene for spenningene ved tidspunktet hvor høyeste spenning i L2 oppsto.

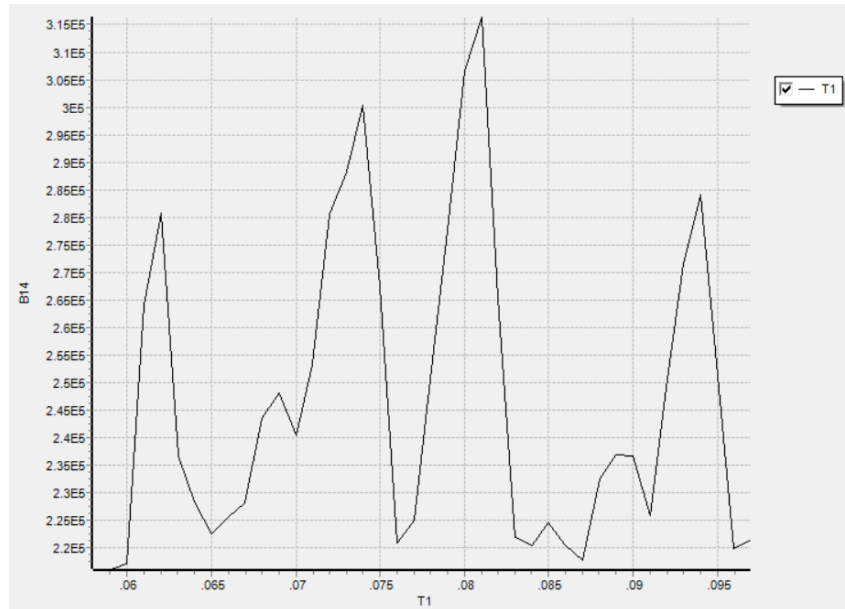


Figur 5.14: Spenningsforløp - situasjon 1

L1 - rød, L2 - grønn, L3 - blå

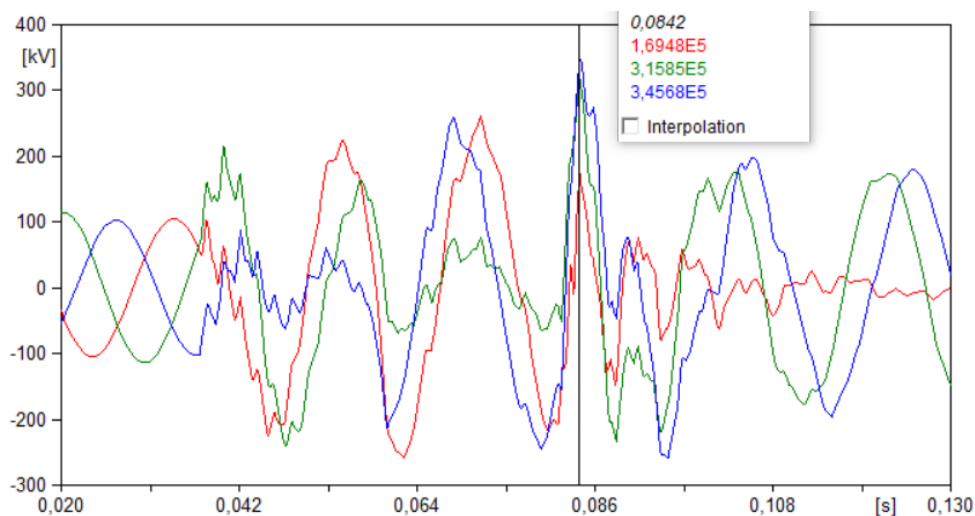
Situasjon 2

I situasjon 2 ble første jordfeil stående på samme sted og med lik varighet som tidligere i simuleringen. Andre jordfeil ble forskjøvet med 1 ms. Resultatet av WriteMaxMin i dette tilfellet er vist i figur 5.15.



Figur 5.15: Situasjon 2

Figuren viser at den høyeste spenningen i fase L2 ved stasjon 14 vil oppstå dersom tredje jordfeil også her inntreffer ved 0,081 s. Spenningsforløpet er vist i figur 5.16. Dette gir overspenninger på ca. 316 kV. I ruten til høyre vises spenningene ved tidspunktet hvor de høyeste spenning i L2 oppsto etter jordfeilen.



Figur 5.16: Spenningsforløp - situasjon 2

L1 - rød, L2 - grønn, L3 - blå

6 Diskusjon

Havariet av transformatoren fant sted 23. november 2017. Denne dagen var det en storm som herjet langs kysten av Nord-Norge. Etter flere feil ble nettet koblet om, og det skapte stor påkjenning på 132 kV-nettet. I perioder med uvær oppstår ofte jordfeil, og det gjør spolejordet nett ekstra sårbart. Siden spolejordet nett kan driftes med stående jordfeil øker sannsynligheten for doble jordfeil.

Hendelsesforløp

Analyse av hendelsesforløpet viser at første jordfeil oppsto i fase L3. Dette sees på grafene ved at det er spenningsstigning i to faser og spenningsnedgang i den feilbefengte fasen, L3. Gitt at de retningsbestemte jordfeilvernene var koblet på riktig måte, viser hendelseslisten at denne jordfeilen inntraff i nærheten av stasjon 16, i retning mot stasjon 17. Det er ingen spenningsmålinger tilgjengelig fra stasjonene i dette området, og det kan derfor ikke sees null spenning i fase L3 på målingene. Simuleringene som er gjort av første jordfeil underbygger at jordfeilen lå mellom stasjon 16 og 17.

Den første jordfeilen skapte overspenninger og ubalanse i nettet, og kan være grunnen til at det oppsto flere feil. Mellom 20 og 30 ms etter første jordfeil kan det sees på grafene at det antagelig oppsto en jordfeil i fase L2, da spenningen i denne fasen blir lavest. Jordfeilen kan se ut til å slukke etter få millisekund. Ved simulering av en kortvarig jordfeil i fase L2 blir spenningsmålingene fra simuleringen forholdsvis lik målingene fra hendelsen. Ca. 5 ms etter andre jordfeil kan det sees på grafene at det trolig oppsto en tredje jordfeil. Denne jordfeilen oppsto i fase L1, da spenningen i denne fasen ble lavest. Deretter oppsto en jordfeil i fase L2 inne i transformatoren i stasjon 14, og de høye overspenningene i forkant var den utløsende årsaken til transformatorhavariet. Dette skjer ca. 40 ms etter første jordfeil.

Tredje og fjerde jordfeil sto på samtidig, og var dermed en dobbel jordfeil. Dette sees som en topolet kortslutning til jord mellom fase L1 og L2. Kortslutningen førte til varsling om spenningsdip i 420 kV-nettet på stasjon 5. Kortslutningen skapte høye kortslutningsstrømmer i fase L1 og L2, og kortslutningen fortsatte videre frem til transformatoren ble koblet fra nettet. Transformatoren på stasjon 14 var beskyttet av et differensialvern. Under jordfeilen i transformatoren ga vernet indikasjoner på at det var en intern feil i transformatoren. Fra jordfeilen i transformatoren inntraff tok det ca. 62 ms før transformatoren ble koblet fra nettet.

Under kortslutningen lå alle strømmene i fase. Dette indikerer at jordfeilene som skapte kortslutningen oppsto i hver sin retning ut fra stasjonen med målinger. Strømmålingene er hentet fra stasjon 9. Jordfeilen i transformatoren, fjerde jordfeil, var i stasjon 14, og tredje jordfeil var derfor i en annen retning ut fra stasjon 9. Hendelseslisten viser videre at bryterstillingene på stasjon 4, 6 og 7 ble endret i etterkant av havariet. Dette gjør det sannsynlig at tredje jordfeil, i fase L1, ligger i området rundt disse stasjonene. Simulering av de fire feilene, plassert som i figur 5.7, viser at spenningsgrafene fra hendelsen og simuleringen blir forholdsvis like. Dette underbygger antakelsen om både tidspunkt og plassering av feilene. I tidsperioden for de fire jordfeilene kan det ikke utelukkes at det oppsto flere jordfeil og lysbuer på forskjellige steder i nettet.

Den høyeste spenningen som ble målt i stasjon 15 i fase L2 rett i forkant av jordfeilen i transformatoren var ca. 253 kV. Denne stasjonen ligger 3,7 km unna transformatoren som havarerte. Stasjon 9 ligger 29,5 km unna, og her ble det målt spenninger på ca. 282 kV. Innenfor dette tidsrommet er det høyfrekvente overspenninger, som trolig var vanskelig å fange opp av måleinstrumentene. Spenningstransformatorene som brukes i målingene er kapasitive, og derfor frekvensavhengige. Dette gjør at man ikke kan være helt sikre på at dette er den høyeste spenningsverdien som har oppstått i nettet. Trolig var det overspenningene i fase L2 som førte til en lysbue mot jord i transformatorgjennomføringen. Jordfeilen sees på grafen for spenningsmålingene fra stasjon 15. Her vises det tydelig at den feilbefengte fasen har jordpotensiale. Ved simulering av feilene ble det ikke oppnådd høyere overspenninger enn det som er målt. Høyeste spenning i fase L2 ble ca. 249 kV. Det ble videre forsøkt å skape høyere overspenninger ved å flytte på tidspunktene for feil. Høyeste målte spenning i L2 ble her 316 kV, noe som er høyere enn hva som ble målt under hendelsen. I denne situasjonen ble spenningen i L3 målt til 345 kV. Grafen fra denne simuleringen ble såpass ulik de faktiske målingene at det er lite trolig at spenningene under hendelsen var så høye. Likevel viser dette at flere etterfølgende jordfeil på uheldige tidspunkt gir høye overspenninger.

Det spolejordede nettet

Det var utfordrende å skaffe en oversikt over hvordan nettet var koblet under hendelsen, og dette tyder på at aktuelle netteiere ikke hadde full kontroll på utstrekningen av nettet. Nettet som analyseres var mer utstrakt enn ved normal drift. Større utstrekning av spolejordet nett vil føre til høyere jordfeilfaktor og større fare for problemer med doble jordfeil. Det ville vært en fordel med bedre oversikt over hvor stort nettet som driftes er til enhver tid. Dette er hensyn som bør vurderes for å opprettholde forsyningsikkerhet ved drift av spolejordet nett.

Basert på verdier fra netteierne og systemoperatør viser beregninger og simulering at nettet var overkompensert under hendelsen. Dette er normalt den ønskede driftstilstanden

i spolejordet nett i Norge. Det anses dermed lite sannsynlig at det oppsto høye overspenninger som følge av resonans. Det skal heller ikke ha vært problemer med høy nullpunktspenning. Det er mulig at nettet har blitt utsatt for påkjenninger ved drift i resonans tidligere, og i løpet av de 3,5 årene før transformatoren havarerte kan det ha oppstått store overspenninger. Spenningsmålinger fra denne perioden har ikke blitt analysert, og kan dermed ikke bekreftes.

Norges vassdrags- og energidirektorat, NVE, har uttrykt bekymring rundt utfordringene knyttet til drift av større spolejordede nett. Regionalnettet bygges stadig ut, og dette har ført til at det er pålagt utredning av flere 132 kV-nett med spolejording i området ved havariet (Referanse E - lukket vedlegg). Siden nettet tidvis har manglet spoleytelse og dermed har vært driftet underkompensert, har en av netteierne i området besluttet å installere en ny spole (Referanse F - lukket vedlegg).

I blandet spolejordet nett kan det oppstå overspenninger som utstyret ikke er dimensjonert for. Nettet var ikke blandet under hendelsen, men det kan ha vært slik tidligere. Overspenninger i blandet nett kan svekke komponenter, og dette kan i verste fall føre til havari. Ved intermitterende og stående jordfeil oppstår overspenninger som gjør at særlig kabelgjennomføringer og overspenningsavledere er utsatt.

Selv om bruk av spolejording i nett er fordelaktig når det kommer til drift med stående jordfeil, har det også flere ulemper. Det er fare for doble jordfeil og temporære overspenninger, i tillegg til at det setter en begrensning for nettets utstrekning. Samtidig er høyohmige og intermitterende feil vanskelig å detektere og lokalisere. Det er også høyere krav til isolasjon, noe som medfører økte kostnader.

Vurdering av transformatoren

Transformatoren er testet for fasespenninger på 275 kV RMS-verdi, som tilsvarer ca. 389 kV peak-verdi. Den høyeste spenningen som ble målt i fase L2 ved stasjon 15 i forkant av overslaget var ca. 253 kV, men målingen er usikker på grunn av høye frekvenser. De målte spenningsverdiene er betydelig lavere enn hva transformatoren med normal isolasjon skulle tåle, og det er dermed ikke grunn til å tro at overspenningene alene førte til havariet.

Etter analyse av overspenningsavleder og isolasjonskoordinering ser denne ut til å tilfredsstillende kravene til beskyttelse mot lynoverspenninger. Overspenningsavlederen som var i anlegget har for lav merkespenning og kontinuerlig driftsspenning i henhold til kravene. Dersom driftsspenning over tid er høyere enn systemspenning, kan dette gi større påkjenninger på avlederen ved feil. Dette kan ha svekket avlederen, men ses ikke på som en direkte årsak til havariet. Likevel burde det vært valgt en overspenningsavleder med høyere merkespenning og kontinuerlig driftsspenning. Differensialvernet ga momentan utkobling under feilen, og fungerte dermed som tiltenkt. Vern av transformatoren blir derfor ikke

videre diskutert.

Gassanalysen, gjennomført med verdiene fra laboratoriet Statkraft benytter, ga utslag på utladninger med lav energi. Under andre inspeksjon ble det oppdaget at papirisolasjonen hadde løsnet og deler av den var nedbrutt. Dette kunne observeres i gjennomføringene i fase L2 og L3, og bekreftet at det hadde oppstått karbonisering av papirisolasjonen. Analysen gjennomført med verdiene fra laboratoriet som transformatorleverandøren benytter, samsvarer også med denne vurderingen. Analyseresultatene fra transformatorleverandøren ga utslag på utladning både med lav og høy energi. Under inspeksjonen ble det også oppdaget løse biter av papir flytende i oljen. Disse løse bitene viser at det var store ødeleggelser på papirisolasjonen.

Verdien på karbonmonoksid var unormalt høy allerede i 2016, og forholdet mellom karbondioksid og karbonmonoksid var under 3. DGA-resultatene viser at det ikke kan utelukkes tidligere feil på isolasjonspapiret. Over tid vil oljen og papirisolasjonen bli forurenset på grunn av den naturlige cellulosenedbrytningen. Papirisolasjonen skal holde ut hele levetiden til transformatoren, både rundt kobberledningen og mellom viklingene i kjernen. Derfor er det viktig at nedbrytningen og forurensning av papiret ikke skjer for hurtig. Den høye verdien av karbonmonoksid burde Statkraft vært oppmerksom på. Resultatene fra samme analyse ga utslag på termisk feil under 300°C. Denne feiltypen resulterer i misfarging av isolasjonspapiret, og reduksjon av isolasjonsholdfastheten til papiret. Basert på disse resultatene kan det diskuteres om det burde vært gjort tiltak med kontroll og oppfølging av gassverdien året før havariet. Den forhøyede karbonmonoksidverdien burde gitt grunnlag for ekstra undersøkelse, for eksempel analyse av papirbiten etter andre inspeksjon. Ved å sammenligne papirbiten med rent papir kunne eventuelle ulikheter blitt detektert og gitt svar på hvorvidt papirisolasjonen var forurenset og svekket.

Under den andre inspeksjonen ble det oppdaget at koronaskjoldet i fase L2 var dekket av sot. Sotdannelse kan oppstå dersom tynt papir blir utsatt for høy strøm. Dersom papiret skapte en strømbane som resulterte i en lysbue, kan sporene ha brent bort. Det kan derfor ikke utelukkes at oljen inneholdt forurensninger som gasslommer, spon, rusk eller støv. Tandstad nevner at det burde blitt tatt prøver av sotdannelsen på koronaskjoldet. Sotprøvene burde da ha blitt analysert og vurdert av eksperter. DGA-verdien av acetylen viser en markant økning fra $< 1 \mu\text{l/l}$ i 2016 til $59 \mu\text{l/l}$ i 2017. Dette bekrefter at det har oppstått utladning og lysbue inne i transformatoren.

Første oljeanalyse for den aktuelle transformatoren var fra 2016. Det kan dermed ikke fastslås om den høye verdien av karbonmonoksid har kommet gjennom driften de første årene eller om den var høy ved installasjon. DGA gjennomført i årene etter havariet, i 2018, 2019 og 2020, viser at forholdet mellom karbondioksid og karbonmonoksid holder

seg over 3. Det er ikke tegn på kraftig nedbrytning av papirisolasjonen etter regenerering av oljen. Likevel har verdien på karbonmonoksid gradvis økt, og på de to siste målingene ligger den over anbefalt normalverdi, i henhold til tabell 2.3. Dette viser at papiret fortsatt brytes ned raskt. Verdien på karbonmonoksid krever muligens ekstra oppfølging ved videre målinger.

Vurdering av transformatorleverandørens transformatoranalyse

Transformatorleverandøren gjennomførte en inspeksjonen rett i etterkant av hendelsen, og utarbeidet en rapport. Transformatorleverandøren manglet detaljer rundt hendelsen på daværende tidspunkt, og det gjør at den første rapporten ikke vurderes her. Det blir tatt utgangspunkt i den siste tilgjengelige rapporten og konklusjonene som punktvis er tatt der.

I første punkt i transformatorleverandørens konklusjon konstanteres det at det har oppstått en overspenning i fase L2. Dette skal ha resultert i en intern elektrisk utladning inne i transformatoren. Dette stemmer overens med resultatene fra analysen av hendelsesforløpet. Det er de første jordfeilene i nettet som har ført til høye spenninger i fase L2. Jordfeilene har ført til ubalanse i nettet og deretter en jordfeil i transformatoren. Samtidig er det ikke funnet målinger som tilsier at denne spenningen skal ha vært høyere enn hva transformatoren var dimensjonert for å tåle.

I andre punkt i konklusjonen hevdes det at oljekvaliteten og avstanden mellom kobberledningen og gjennomføringen samsvarer med kravene fra transformatorleverandøren. Oljeprøvene det refereres til er tatt av leverandør i etterkant av hendelsen, og gir ingen informasjon om kvaliteten på oljen i forkant av hendelsen. Dersom det oppsto utladninger rett før havariet kan dette ha ført til luftbobler i oljen. Luft har bedre ledningsevne enn olje, som igjen kan gi lettere tenning av lysbuen. Samtidig er det ikke sikkert dette vises i oljen etter at lysbuen er tent. Dersom det var forurensninger i oljen i forkant av hendelsen, kan det ikke utelukkes at disse ble brent bort under utladningen.

I det tredje punktet konkluderer transformatorleverandøren med at isolasjonspapiret som hadde løsnet ikke kunne være årsaken til at det oppsto lysbue. Resultatene fra transformatoranalysen i denne oppgaven viser derimot at isolasjonspapiret kan ha vært en medvirkende årsak til havariet. Det kan ikke med sikkerhet sies om papirbitene løsnet helt fra kobberledningen eller om noe fortsatt hang fast i ledningen da havariet inntraff. Dersom papirbitene hadde kontakt med kobberledningen, samtidig som den fløyt i oljen, ville avstanden mellom den strømførende delen og gjennomføringen vært kortere enn 13 - 15 cm. Dette kunne resultert i en forbindelse mellom ledningen og innsnevringen i gjennomføringen. Figur 4.11 viser papir som fortsatt henger fast i kobberledningen og

strekker seg ut mot gjennomføringen.

Det som heller ikke kan vurderes helt sikkert er kvaliteten på papiret som løsnet. Det ble ikke gjennomført analyser av kvaliteten til papirisolasjonen etter havariet, og det kan derfor ikke avgjøres om papirisolasjonen var forurenset. Papirisolasjonen kan ha blitt utsatt for forurensing både under produksjon, ved montering eller under installasjon. Isolasjonspapir har i utgangspunktet ikke lederegenskaper, men dersom det var forurenset kan det ha ledet strøm. Isolasjonen mellom kobberledningen og gjennomføringen kan derfor ha vært delvis svekket.

Kvaliteten på limet burde også vurderes. Papirisolasjonen er festet med lim, og vil gradvis svekkes når transformatoren er i drift. Levetiden til en transformator er på ca. 60 år, og dette gjelder også papirisolasjonen. Papiret var løst under inspeksjonen, og hadde dermed løsnet allerede etter 3,5 år. Isolasjonspapiret i fase L2 og L3 måtte repareres, grunnet dårlig lim. Dersom en streng av lim har løsnet og flytt i oljen, kan den ha vært en årsak til overslag mellom strømførende del og jord.

Kombinasjonen av mulig redusert avstand, forurenset og nedbrutt papir og/eller dårlig lim kan være rotårsak til havariet.

I punkt fire i konklusjonen påpekes det at transformatoren ikke var ødelagt, og at den derfor kunne settes i drift igjen etter reparasjon og regenerering. I følge Statkraft har det ikke vært lignende problemer med transformatoren i senere tid og transformatoren er fortsatt i drift 3,5 år etter havariet. Dette tyder på at reparasjon og regenerering var tilstrekkelig. Innsnevringen i gjennomføringen var det svakeste punktet i nettet under hendelsen. Dette kan ha sammenheng med den svekkede papirisolasjonen, at oljen var forurenset i utgangspunktet eller en kombinasjon av disse. Oljen kan ha fått svekket isolasjonsevne gjennom driftstiden, men den hadde muligens svakheter allerede ved oppstart. Dersom den har blitt svekket gjennom over tre år i drift, kan det stilles spørsmål til om nettet har vært driftet slik at det har ført til stor påkjenning på transformatoren.

Enkelte konklusjoner i feilrapporten til transformatorleverandøren samsvarer med resultatene i denne oppgaven, og andre ikke. Transformatorleverandøren fraskriver seg ansvaret for havariet. Til tross for at garantien var utløpt, valgte leverandør likevel å reparere transformatoren kostnadsfritt.

7 Konklusjon

Denne rapporten hadde som mål å utrede mulige årsaker til transformatorhavari i spolejordet nett. Analysen tar for seg en hendelse som skjedde høsten 2017. Basert på tilgjengelig data, simuleringer og møter med involverte fagpersoner kan følgende konklusjoner trekkes:

- Det aktuelle nettet var mer utstrakt enn ved normalt koblingsbilde, men det var likevel nok spoleytelse tilgjengelig til at det forble overkompensert. Dermed kan man se bort fra utfordringene som oppstår ved drift av nett i resonans under hendelsen. Likevel utelukkes det ikke at det kan ha oppstått svekkelse av transformatorisolasjon som følge av problemene ved resonans før hendelsen.
- Caseanalysen viser at det oppsto overspenninger i forkant av havariet. Disse kom som følge av flere etterfølgende jordfeil på ulike steder i nettet, og simuleringen viser at det var fire jordfeil. Den fjerde jordfeilen analysert var i fase L2 i transformatoren. Denne oppsto som følge av overspenningene i forkant. Da denne oppsto var det en stående jordfeil i nettet og dette resulterte i en dobbel jordfeil. Dette fører til høye kortslutningsstrømmer og er en av ulempene med spolejordet nett.
- Transformatoren var testet for fasespenninger på 389 kV peak-verdi. De høyeste overspenningene som ble målt i nettet i fase L2 før havariet var 282 kV. Ved simulering ble jordfeilene gjenkapt, og høyest oppnådde overspenning i fase L2 var 249 kV. Ved å justere når jordfeilene inntraff ble det under simuleringen oppnådd overspenning på 316 kV i fase L2 og 345 kV i fase L3. Ingen av disse spenningene var så høye at dette skulle resultere i transformatorhavari, da de ligger under verdiene transformatoren er testet og dimensjonert for.
- Resultatene fra DGA året før havariet gir et forholdstall mellom karbondioksid og karbonmonoksid på under 3. Dette antyder at det var sterk nedbrytning av papirisolasjon allerede på dette tidspunktet. Disse prøveverdiene burde blitt fanget opp av Statkraft, slik at de kunne iverksatt eventuelle tiltak.

DGA gjennomført etter havariet viser at det fortsatt var sterk nedbrytning av papirisolasjon. I tillegg var verdien av acetylen høy, som antydte at det hadde vært utladning og lysbue inne i transformatoren. Dette underbygges av skadene i fase L2 i transformatoren.

Kombinasjonen av mulig redusert avstand, forurenset og nedbrutt papir og/eller

dårlig lim kan være delårsak til havariet.

Trolig var ikke svekkelsen av papirisolasjon eller overspenningene i transformatoren alene nok til å forårsake havariet. Transformatoren var dimensjonert for å tåle overspenningene som oppsto i forkant av havariet. Svekket isolasjon i transformatoren kan dermed anses som rotårsaken, og overspenningene som følge av jordfeil var den utløsende årsaken til transformatorhavariet.

7.1 Videre arbeid

Gjennom arbeidet med denne rapporten ble det konkludert med at isolasjonen i transformatoren var svekket før hendelsen. Ved å undersøke spenningsmålinger tilbake i tid, gjerne minst ett år før hendelsen, kunne man identifisert eventuelle overspenninger som kunne bidratt til svekkelse av isolasjonen i transformatoren.

I tillegg ble det gjort funn som tyder på at overspenningsavlederen i anlegget ikke var dimensjonert etter anbefalingene. Det kan derfor vurderes å se nærmere på om overspenningsavlederen i anlegget fungerer som tiltenkt eller om den burde skiftes ut.

Referanser

Aabakken *et al.* (2015), 'Driften av kraftsystemet 2014', (**Hentet: 29. april 2021**).

URL: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015_54.pdf

ABB AS (2004), 'Olje og gassanalyse - fra prøve til beslutning', (**Hentet: 15. mars 2021**).

Annabattula *et al.* (2014), 'Factors influencing the frequency response of capacitive voltage transformer', *Vol. 3 International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*.

Aronsen, E. (2016), 'Kondensatorgjennomføringer', (**Hentet: 15. mars 2021**).

URL: https://www.transformatorbruker.org/attachment_get.php?id=466

Bakken, T. (2009), *Praktisk vedlikehold av transformatorer*, Utgave: Revisjon 1.

Brede, A. P. (1995), *Systemjording av nøytralt punkt i det norske høyspente fordelings- og overføringsnett* (EFI TR A4316), SINTEF gruppen, Trondheim.

Draka (2010), *Teknisk håndbok Kraftkabel*, 4. utg.

DSB (2005), 'Veiledning til forskrift om elektriske forsyningsanlegg', (**Hentet: 22. mars 2021**).

URL: <https://www.dsb.no/lover/elektriske-anlegg-og-elektrisk-utstyr/veiledning-til-forskrift/veiledning-til-forskrift-om-elektriske-forsyningsanlegg/#hoyspenningsinstallasjoner>

Electronics Tutorials (n.d.), 'Transformer construction', (**Hentet: 12. mars 2021**).

URL: <https://www.electronics-tutorials.ws/transformer/transformer-construction.html>

Energifakta Norge (2019), 'Strømnettet', (**Hentet: 2. mars 2021**).

URL: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>

Frode Høyte (2021), 'Kortslutning', *Store norske leksikon* (**Hentet: 15. april 2021**).

URL: <https://snl.no/kortslutning>

Guldal, M. (2007), 'Jordfeildeteksjon i spolejorda distribusjonsnett', *Institutt for elkraftteknikk* (**Hentet: 26. februar 2021**).

URL: https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/256697/350533_FULLTEXT01.pdf?sequence=2&isAllowed=y

Gunvaldsen, I. (2019), 'Trefase (vekselstrøm)', *Store norske leksikon* (**Hentet: 23. mars 2021**).

URL: https://snl.no/trefase_-_vekselstr%C3%B8m

Gustavsen, B. (1996), *Vern av hovedtransformatorstasjoner i 66- og 132 kV nett mot lynoverspenninger - Plassering av vern*, 1. utg, Trondheim: SINTEF Energi AS og SINTEF Energy Research.

Hagland, J. (2020), 'Transformatorolje', *Store norske leksikon* (**Hentet: 3. mars 2021**).

URL: <https://snl.no/transformatorolje>

Hietalahti, A. (2010), 'Compatibility of traditional earth fault protection functions for long cable feeders in compensated networks', (**Hentet: 19. april 2021**), 30.

URL: <https://electrical-engineering-portal.com/res/res5/Earth-fault-protection-functions-for-long-cable-feeders-in-compensated-networks.pdf>

Highv (2020), 'Corona shield', (**Hentet: 11. mars 2021**).

URL: <https://highvpower.com/corona-shield/>

Høidalen, H. K. (2019a), *Data fra vern og feilskrivere*, Utgave: Revisjon 1.

Høidalen, H. K. (2019b), *TELE 3014 Apparat og kontrollanlegg - Relévern*, Utgave: Revisjon 1.

Høidalen, H. K. (2020a), *ET6202 Vern og overvåkning i distribusjonsnett*, 1. utg, Trondheim: NTNU.

Høidalen, H. K. (2020b), *TET4130 Overspenninger og overspenningsvern*, 1. utg, Trondheim: NTNU.

Ingebrigtsen, S. (2012), *Deteksjon og frakobling av jordfeil i isolert/spolejordet nett*, Utgave: Revisjon 1.

Ingebrigtsen, S. (2017), *Jordfeilimpulsrele - Kobling av Målekretser*, 1. utg.

Justis- og beredskapsdepartementet (2006), 'Forskrift om elektriske forsyningsanlegg', (**Hentet: 8. mars 2021**).

URL: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2005-12-20-1626>

Keison products (2016), 'Psa2', (**Hentet: 22. mars 2021**).

URL: <http://www.keison.co.uk/products/bowthorpe/PSA2.pdf>

- Lamo, E. (2010), *Siemens - relévern for transformatorer*, 1. utg.
- Lauglo, M. (2017), *Ground FAult Protection of Transmission*, [Masteroppgave], NTNU.
URL: https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2454956/16979_FULLTEXT.pdf?sequence=1&isAllowed=y#page=100&zoom=100,94,785
- Norsk Elektroteknisk Komite (1996), *Insulation co-ordination. Part 2: Application guide*, 3. utg, Geneva: International Electrotechnical Commission.
- Norsk Elektroteknisk Komite (2013), *NEK IEC 60076-3: 2013 + AMD1: 2018 CSV - Power transformers Part 3: Insulation levels, dielectric testes and external clearances in air*, 3.0.
- Norsk Elektroteknisk Komite (2015), *NEK IEC 60599:2015 RLV - Mineral oil-filled electrical equipment in service*, 1. utg.
- Nyberg (2006a), *Håndbok i Vedlikehold av Krafttransformatorer, Kap. 3: Tank og olje*, Utgave: Beta 1.
- Nyberg (2006b), *Håndbok i Vedlikehold av Krafttransformatorer, Kap. 5: Hjelpetstyr*, 1. utg, Transformatorgruppen.
- Olje- og energidepartementet (2019), 'Forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen', (**Hentet: 7. april 2021**).
URL: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2012-12-07-1157/KAPITTEL_6#%C2%A76-9
- Olsen, P. K. (2020), *Dimensjonering av overspenningsvern*, Utgave: Revisjon 1.
- REN (2020a), 'Prosjektering av jordingsanlegg', (**Hentet: 3. mai 2021**), RENblad NR. 8010 Versjon 3.6.
URL: https://www.ren.no/doc/api/rest/download/renblad/8010?source_company=1327
- REN (2020b), 'Retningslinjer for systemjording med spole for 12-24 kv nett', (**Hentet: 2. mai 2021**), RENblad NR. 7505 Versjon 1.2.
URL: <https://www.ren.no/doc/api/rest/download/renblad/7505>
- Rosvold, K. (2013), 'Relevern (i elektriske anlegg)', *Store norske leksikon* (**Hentet: 2. mars 2021**).
URL: https://snl.no/relevern_-_i_elektriske_anlegg
- Rosvold, K. (2019a), 'Jordfeil', *Store norske leksikon* (**Hentet: 3. mars 2021**).
URL: <https://snl.no/jordfeil>

- Rosvold, K. A. (2016), 'Krafttransformator', *Store norske leksikon* (**Hentet: 24. mars 2021**).
URL: <https://snl.no/krafttransformator>
- Rosvold, K. A. (2018), 'Elektrisk lysbue', *Store norske leksikon* (**Hentet: 22. mars 2021**).
URL: https://snl.no/elektrisk_lysbue#-Bruk
- Rosvold, K. A. (2019b), 'Nettapp', *Store norske leksikon* (**Hentet: 11. mai 2021**).
URL: <https://snl.no/nettapp>
- Røyter, T. and Langeland, J. (1987), *Elektriske anlegg 1*, 3. utg, Porsgrunn: Universitetsforlaget AS.
- Salam, M. A. (2009), *Fundamentals of Power Systems*, ALPHA SCIENCE INTERNATIONAL LTD., Oxford.
- Sandru, M. (2018), 'Gassovervåkning av transformatorolje', (**Hentet: 23. mars 2021**).
URL: <https://www.sintef.no/prosjekter/2017/gassovervaking-av-transformatorolje/>
- Saugstad, K. (2018), 'Transformator', *Store norske leksikon* (**Hentet: 26. februar 2021**).
URL: <https://snl.no/transformator>
- Schlabbach, J. (2008), *Power System Engineering*, 1.utg, WILEY-VCH Verlag GmbH & Co.
- SINTEF (1990), *Temporære overspenninger ved enfase jordfeil i spolejordede og isolerte nett. Del II. Betydningen av nettets utstrekning*, 1. utg, SINTEF Energiforskning AS.
- Sivertsen, L. (2020), *Høyspenningssystemer*, 1.utg, Bergen: Fagbokforlaget.
- Statkraft (2017a), 'Differential trip 23/11-2017 - disturbance analysis', (**Hentet: 15. mars 2021**).
- Statkraft (2017b), 'IMG_2727.jpg', (**Hentet: 15. mars 2021**).
- Statkraft (2017c), 'IMG_2744.jpg', (**Hentet: 15. mars 2021**).
- Statkraft (2017d), 'Sootyv-phase,whitew-phase.jpg', (**Hentet: 18. mars 2021**).
- Statkraft (n.d.), 'Statkraft', (**Hentet: 23. mars 2021**).
URL: <https://www.statkraft.no/var-virksomhet/>
- Statnett (2012), 'Funksjons krav i kraftsystemet', (**Hentet: 21. mars 2021**).

URL: [https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/Nyhetsarkiv-2012/funksjonskrav-i-kraftsystemet-fiks-2012-publisert-/](https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/Nyhetsarkiv-2012/funksjonskrav-i-kraftsystemet-fiks-2012-publisert/)

Sund, J. B. (2008), 'Håndbok i vedlikehold av krafttransformatorer, 4 gjennomføring', (Hentet: 8. mars 2021).

URL: https://www.transformatorbruker.org/attachment_get.php?id=566

Svarte, S. and Sebergsen, J. H. (2018), *Energiproduksjon og energidistribusjon 2*, 9. utg, Oslo.

Særen, M. and Giset, M. (2017), *Systemjording*, [Studentoppgave], Norges vassdrag- og energidirektorat.

URL: <https://www.nve.no/Media/6461/studentrapport-systemjording.pdf>

Sørum, K. (2018), *Fremtidig systemjording av regionalnettet i Agder*, Masteroppgave, Universitetet i Agder.

URL: <https://uia.brage.unit.no/uia-xmlui/bitstream/handle/11250/2563134/S%C3%B8rum%20Katja.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Valmot, O. R. (2020), 'Transformatorene er strømmnettets skjulte kraftkarer', (Hentet: 2. mars 2021).

URL: <https://www.tu.no/artikler/transformatorene-er-stromnettets-skjulte-kraftkarer-485808>

Vedlegg

Vedlegg A - Kontaktpersoner

Vedlegg B - Nettbildet i AutoCAD

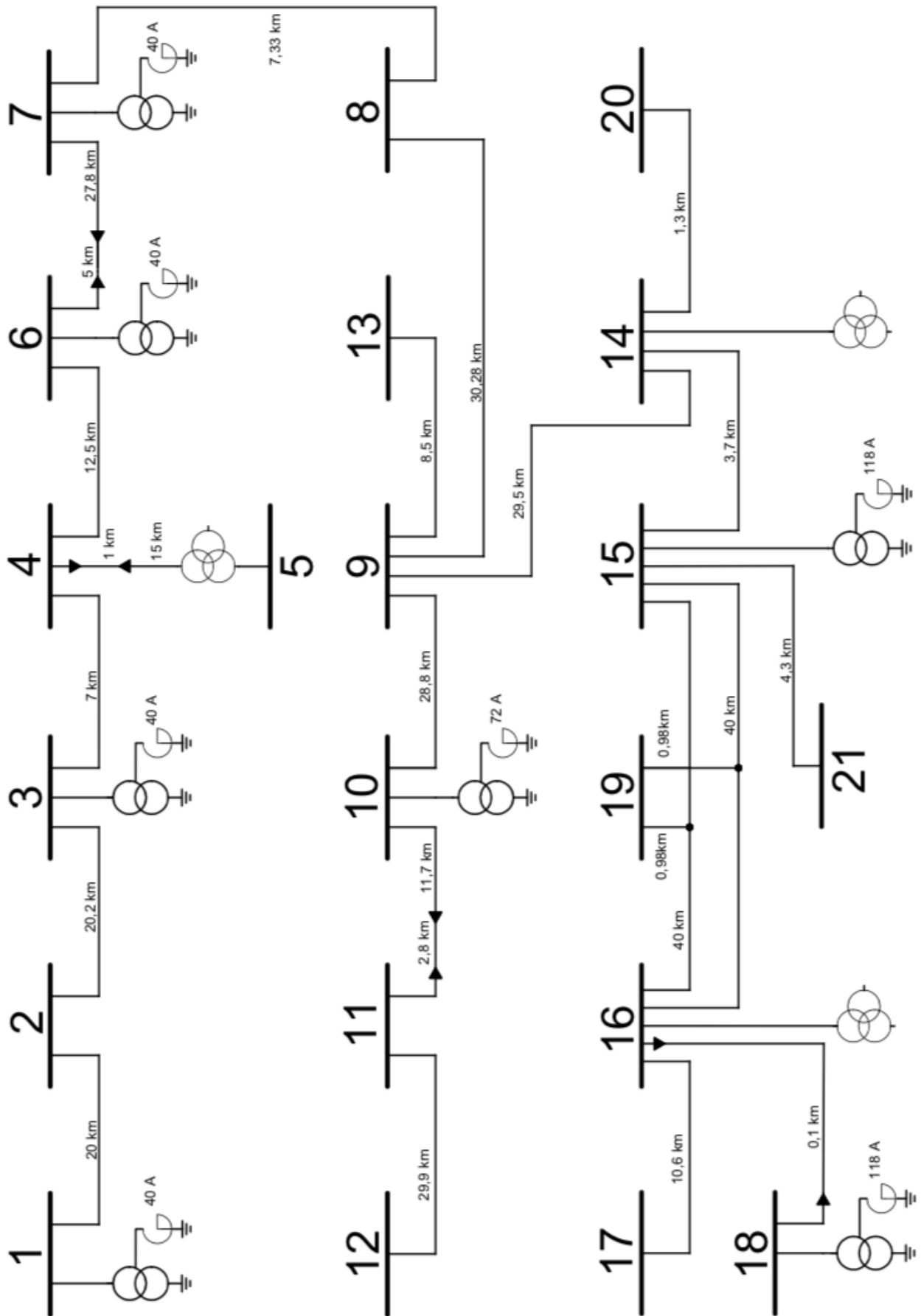
Vedlegg C - Simuleringsmodell i ATPDraw

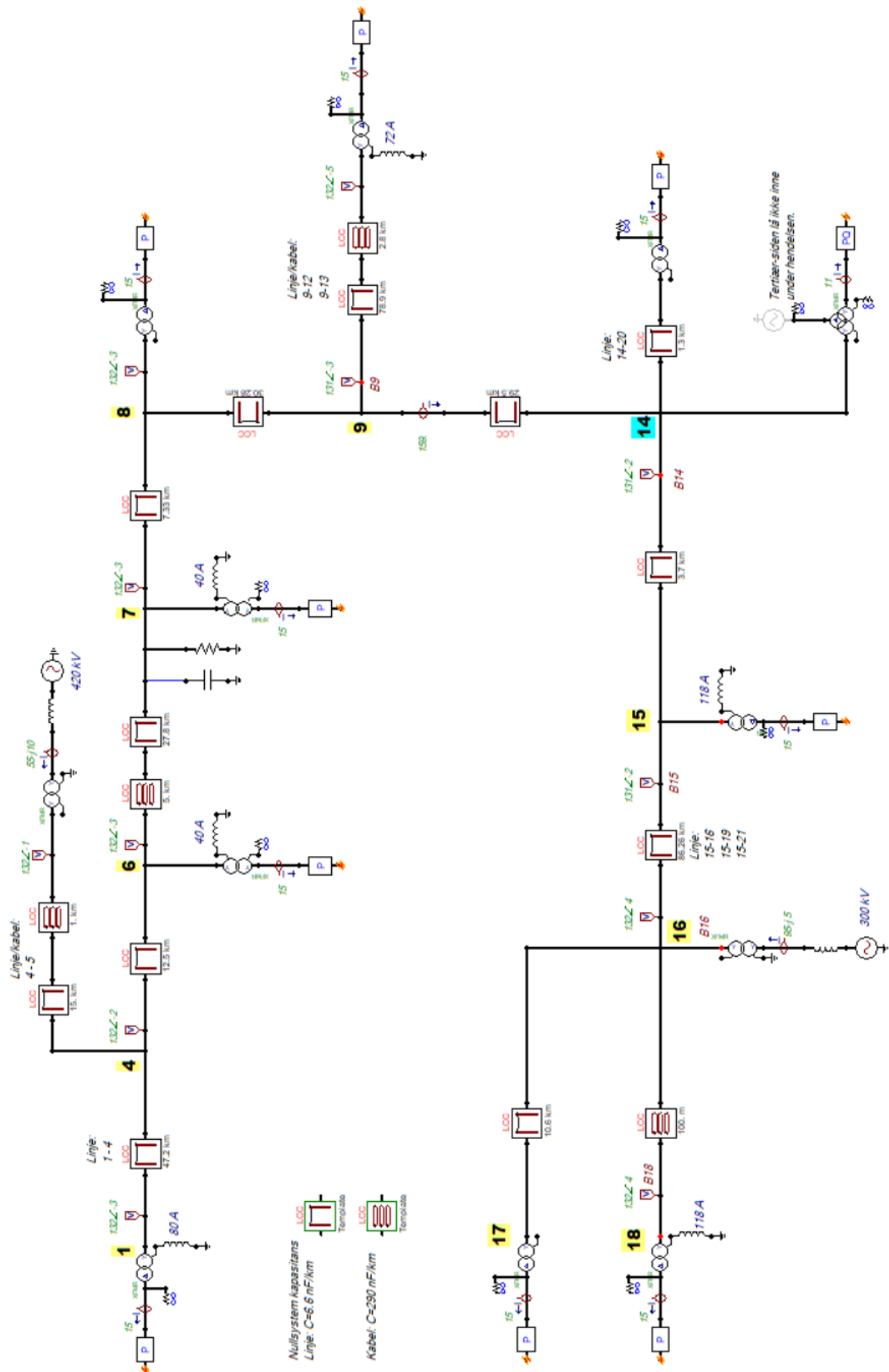
Vedlegg D - Forskrifter

Vedlegg E - Plakat

Kontaktpersoner

Navn	Bedrift	Mailadresse	Bidrag
Forsaa, Hans Olav	Statkraft	hansolav.forsaa@statkraft.com	Transformator
Goin, Ronny	Statkraft	ronny.goin@statkraft.com	Ekstern veileder
Tandstad, Bjørn	Statkraft	bjorn.tandstad@statkraft.com	Transformator





Forskrifter

Forskrift om elektriske forsyningsanlegg

FEF:2006:

§ 1-1. **Formål** Elektriske anlegg skal prosjekteres, utføres, driftes og vedlikeholdes slik at de sikkert ivaretar den funksjon de er tiltenkt uten å fremby fare for liv, helse og materielle verdier.

§ 4-3 **Tiltak ved isolasjonsfeil i høyspenningsnett** - Enpolet jordfeil skal utkoples hurtigst mulig og innen følgende tider. Tidene inkluderer ikke eventuelle gjeninnkoplinger:

Systemjording	Nettkonfigurasjon	Utkoblingstider	[s/min]:
Direktejordet nett	Alle	8	s
Motstandsjordet nett	Alle	30	s
Isolert og spolejordet nett	Luftnett og blandet nett tilknyttet distribusjonstransformator	10	s
	Luftnett og blandet nett uten tilknyttet distribusjonstransformator	120	min
	Industrinett med luftnett og blandet nett	120	min
	Kabelnett med global jording	240	min

Figur 1: Krav fra FEF om utkobling av jordfeil

§ 2-6 Beskyttelse mot farlig overspenning, underspenning og jordfeil

Anlegg skal være slik at det tåler normalt forekommende spenninger, inkludert overspenninger som normalt kan forventes.

Overføring av høye spenninger til lavspenningsanlegg eller andre gjenstander og anlegg skal unngås.

Anlegg skal være slik at underspenninger, jordfeil eller bortfall av faser ikke medfører følgeskader så langt dette med rimelighet kan oppnås.

Funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS)

FIKS:

2.4. Koblingsanlegg / Apparat-anlegg

Alle komponenter i koblingsanlegg skal dimensjoneres for å tåle de strømmer og spenninger som kan oppstå i nettet (bl.a. jordfeil og koblingsoverspenning) uten å forringes. Komponenter og anlegg skal dimensjoneres for å tåle alle påregnelige klimatiske forhold (bl.a. snø, is, vind og forurensning) uten å forringes.

2.2 Kabelanlegg Kabelanlegg skal dimensjoneres for å tåle spenninger og strømmer som kan oppstå i nettet. I spolejordet og isolert nett skal kabelanlegg dimensjoneres for spenningsstigningen som kan oppstå som følge av jordfeil. Denne spenningen (mellom fase og jord) er gitt av nettets jordfeilfaktor multiplisert med merkspenningen, U_0 , med varighet opptil 8 timer.

Nettets jordfeilfaktor avhenger av nettets geografiske utstrekning og andel av kabel i nettet. I mindre utstrakte nett kan jordfeilfaktoren være $\sqrt{3}$ mens den i mer utstrakte nett kan være 2,2

2.12 Krav til måling - Spenningstransformator Skal i spolejordet nett tåle 8 timers drift ved jordfeil, med jordfeilfaktor 2,2.

International Electrotechnical Commission(IEC)

IEC:

IEC60071:1 - 5.5

the highest voltage for equipment is then chosen as the next standard value of U_m equal to or higher than the highest voltage of the system U_s where the equipment will be installed

for equipment to be installed under normal environmental conditions relevant to insulation U_m shall be at least equal to U_s

IEC60071:1 - 5.10

For phase-to-phase insulation, range I, the standard rated short-duration power-frequency and lightning impulse phase-to-phase withstand voltages are equal to the relevant phase-to-earth withstand voltages (Table 2). The values in brackets, however, may be insufficient to prove that the required withstand voltages are met and additional phase-to-phase voltage tests may be needed.

IEC60071:2 - 4.3.2.2 Earth faults

In systems without earth-fault clearing, the duration may be several hours. In such cases, it may be necessary to define the continuous power-frequency voltage as the value of temporary overvoltage during the earth fault.

Attention is drawn to the fact that the highest voltage at power-frequency which can appear on a sound phase during the occurrence of an earth fault depends not on the earth fault factor but also on the value of the operating voltage at the time of the fault which can be generally taken as the highest system voltage U_s

Norsk Elektroteknisk Komite (NEK)

NEK:

NEK IEC 60599:2015 RLV - A.2.4 Typical concentration values

Table A.2 – Ranges of 90 % typical gas concentration values observed in power transformers ~~(all types)~~, in $\mu\text{l/l}$

– 28 –

IEC 60599:2015 RLV © IEC 2015

	C_2H_2	H_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2
All transformers		50 – 150	30 – 130	60 – 280	20 – 90	400 – 600	3 800 – 14 000
No OLTC	2 – 20						
Communicating OLTC	60 – 280						

“Communicating OLTC” in Tables A.2 and A.3 means that some oil and/or gas communication is possible between the OLTC compartment and the main tank or between the respective conservators. Gases produced in the OLTC compartment may contaminate the oil in the main tank and affect concentration values in these types of equipment. “No OLTC” refers to transformers not equipped with an OLTC, or equipped with a tap changer not communicating with or leaking to the main tank.

Figur 2: DGA - Normale verdier

NEK IEC 60599:2015 RLV - 5.4 Basic gas ratios

Table 1 – DGA interpretation table

Case	Characteristic fault	$\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{C}_2\text{H}_4}$	$\frac{\text{CH}_4}{\text{H}_2}$	$\frac{\text{C}_2\text{H}_4}{\text{C}_2\text{H}_6}$
PD	Partial discharges (see notes 3 and 4)	NS ^a	<0,1	<0,2
D1	Discharges of low energy	>1	0,1 – 0,5	>1
D2	Discharges of high energy	0,6 – 2,5	0,1 – 1	>2
T1	Thermal fault $t < 300\text{ °C}$	NS ^a	>1 but NS ^a	<1
T2	Thermal fault $300\text{ °C} < t < 700\text{ °C}$	<0,1	>1	1 – 4
T3	Thermal fault $t > 700\text{ °C}$	<0,2 ^b	>1	>4

NOTE 1 In some countries, the ratio $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_6$ is used, rather than the ratio CH_4/H_2 . Also in some countries, slightly different ratio limits are used.

~~NOTE 2 – The above ratios are significant and should be calculated only if at least one of the gases is at a concentration and a rate of gas increase above typical values (see clause 9).~~

NOTE 2 Conditions for calculating gas ratios are indicated in 6.1 c).

NOTE 3 $\text{CH}_4/\text{H}_2 < 0,2$ for partial discharges in instrument transformers. $\text{CH}_4/\text{H}_2 < 0,07$ for partial discharges in bushings.

NOTE 4 Gas decomposition patterns similar to partial discharges have been reported as a result of ~~the decomposition stray gassing of thin oil film between overheated core laminates at temperatures of 140 °C and above oil~~ (see 4.3 and ~~[1] of annex C~~).

^a NS = Non-significant whatever the value.

^b An increasing value of the amount of C_2H_2 may indicate that the hot spot temperature is higher than 1 000 °C.

Figur 3: DGA - forholdstall

NEK IEC 60076-3:2013 + AMD1:2018 CSV - Power transformers

Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air

7.2.2 Test voltage levels

IEC 60076-3:2013+AMD1:2018 CSV – 15 –
© IEC 2018

In particular, failures have been reported at $U_m = 36$ kV and below where the transformer is energised/de-energised by a vacuum type circuit breaker from the remote end of a cable because a resonant condition might exist causing re-ignitions and repetitive transients. In certain cases increasing the insulation level might not be sufficient and other methods such as the installation of a snubber circuit could be considered. Further information is contained in IEEE C57.142:2010 and CIGRE report 12-14.

Table 2 – Test voltage levels (1 of 2)

Highest Voltage for equipment winding U_m kV	Full Wave Lightning Impulse (LI) kV	Chopped Wave Lightning Impulse (LIC) kV	Switching impulse (SI) kV	Applied voltage or line terminal AC withstand (AV) (LTAC) kV
170	650	715	540 ^a	275
	750	825	620 ^a	325

Figur 4: Testspenning

Nettanalyse i forbindelse med transformatorhavari i spolejordet nett

Anja Kjærnes Eilertsen, Dorte Ryste Govasmark, Ingrid Smisethjell, Johanne Aunemo, Mari Støen Gussiås

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, NTNU, Trondheim

Problemstilling

Utredning av mulige årsaker til transformatorhavari i spolejordet nett.

Hendelsen som analyseres baserer seg på havari av en transformator i 2017. Transformatoren hadde vært i drift i ca. tre år, og var den eneste komponenten som havarerte under hendelsen som analyseres. Under hendelsen var transformatoren tilkoblet et mer utstrakt nett enn ved normal driftsituasjon.

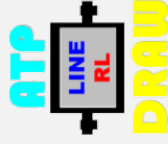
Transformatoren var koblet til et 132 kV spolejordet nett, og i perioden før havariet var det flere jordfeil. Årsaken til transformatorhavariet har ikke kommet fram ved tidligere utredninger gjennomført av netteierne. Sammenfatning av informasjon fra de berørte netteierne og transformatorleverandøren, i tillegg til analyser av nettet og driftsituasjonen, kan muligens gi flere svar på dette.

Metoder

Litteraturstudie, caseanalyse og simulering ble brukt som metoder. Litteraturstudie ble brukt for å danne et grunnlag for videre analyse. Caseanalyse ble brukt for å forsøke å finne årsak til havariet. Simulering ble gjort i ATPDraw for å gjenspeile hendelsesforløpet og finne eventuelle overspenninger som kunne bidra til at transformatoren havarerte.

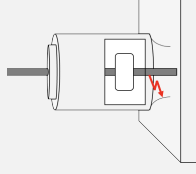
Simulering

Nettbildet under viser hvordan nettet lå under hendelsen. Basert på caseanalysen er det lagt inn fire jordfeil på antatt plassering. Første jordfeil, markert med 1, oppsto i fase L3. Deretter oppsto en jordfeil i fase L2 og en i fase L1, markert med henholdsvis 2 og 3. Fjerde jordfeil oppsto i fase L2 i transformatoren. Tredje og fjerde jordfeil ble til en dobbel jordfeil, som sees som en kortslutning gjennom jord. Med disse fire feilene innlagt ble spenningsmålingene fra simuleringen forholdsvis like målingene fra hendelsen.



Transformatoren

Transformatoren i stasjon 14 havarerte som et resultat av en jordfeil. Det oppsto utlading og lysbue mellom kobberledningen og innsnevringen mellom gjennomføringer og transformortanken, illustrert i figuren under. Analyse av oppløste gasser i oljen, DGA, året før havariet gir et forholdstall mellom karbondioksid og karbonmonoksid på under 3. Dette tyder på sterk nedbrytning av papirisolasjon. DGA gjennomført etter havariet tyder fortsatt på sterk nedbrytning av papirisolasjon. I tillegg var det en markant økning av gassen acetylen, som bekrefter utlading og lysbue inne i transformatoren.



Resultat og konklusjon

- Nettet var mer utstrakt enn ved normal koblingsbilde, og driftet overkompensert. Dermed kan man se bort fra utfordringene som oppstår ved drift av nett i resonans.
- Det oppsto fire etterfølgende jordfeil på ulike steder i nettet. Fjerde jordfeil var i fase L2 i transformatoren og resulterte i havari. Tredje og fjerde jordfeil skapte en dobbel jordfeil, som er en av ulempene med spolejordet nett.
- Transformatoren var testet for spenninger på 389 kV. Høyeste overspenning i fase L2 før havariet var i nettet ca. 282 kV og i simuleringen ca. 242 kV. Ved å justere når jordfeilene inntraff ble det oppnådd overspenning på 316 kV i fase L2 og 345 kV i fase L3.

- DGA etter havariet underbygger skadene i fase L2 på transformatoren. Resultatene fra DGA året før havariet burde blitt fanget opp av rutiner i Statkraft, slik at de kunne iverksette eventuelle tiltak.

Transformatoren var dimensjonert for å tåle overspenningene som oppsto i forkant av havariet. Svekket isolasjon i transformatoren kan dermed anses som rotårsaken, hvor overspenningene var den utløsende årsaken til transformatorhavariet.

Nettbildet

