

VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

Fakulta elektrotechniky
a komunikačních technologií

HABILITAČNÍ PRÁCE

Brno, 2019

Ing. David Topolánek, Ph.D.



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION

ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

BEZPEČNOST A SPOLEHLIVOST PROVOZU DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV

SAFETY AND RELIABILITY OF DISTRIBUTION NETWORK OPERATION

HABILITAČNÍ PRÁCE

HABILITATION THESIS

AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Ing. David Topolánek, Ph.D.

BRNO 2019

ABSTRAKT

Habilitační práce je zaměřena na problematiku bezpečnosti a spolehlivosti provozu distribučních soustav. Právě tyto dva klíčové aspekty jsou v posledních letech díky dynamickému rozvoji distribučních soustav poměrně výrazně ovlivňovány, a to ne vždy pozitivně. Tato práce v úvodu stručně mapuje vybrané problémy a výzvy, které byly autorem řešeny v uplynulých pěti letech. S ohledem na velmi rozsáhlou problematiku jsou vybrány tři základní oblasti, které jsou detailněji vysvětleny a komentovány s využitím autorem publikovaných článků.

První oblast je zaměřena na problematiku indikace a lokalizace poruch v distribučních soustavách, kde jsou popsány jak přístupy založené na výpočtu reaktance do místa poruchy, tak i přístupy využívající pro lokalizaci poruchy napětí měřená na sekundárních stranách distribučních transformačních stanic. Detailněji je zde diskutována metoda Vdip, která vychází z řešení zpětných složek napětí a proudů, přičemž jsou zde pro doložení její funkce prezentovány i výsledky z pilotního testu v reálné kompenzované soustavě 22 kV.

Druhá oblast je zaměřena na popis metody pro snížení úrovně proudu zemního spojení procházejícího místem poruchy. V práci je detailně vysvětlen princip této metody, jsou zde analyzovány její výhody a nevýhody. V práci jsou dále prezentovány výsledky fungování této metody, které byly získány jak z matematického modelu, tak i z desítek provedených praktických zkoušek, které hodnotily výkonnost metody v reálných provozních podmínkách městských a mimoměstských kompenzovaných soustav.

Třetí a současně poslední část práce je zaměřena na pravděpodobnostní přístup pro hodnocení bezpečnosti zemnicí soustavy. V této části práce je rozpracován jeden z možných přístupů pro kvantifikaci rizika úrazu elektrickým proudem, který je vysvětlen a popsán s využitím případové studie zjednodušené distribuční soustavy. V závěru této části je prezentována i citlivostní analýza individuální pravděpodobnosti úmrtí, která dokladuje jednu z možností využití popsánoho pravděpodobnostního přístupu.

KLÍČOVÁ SLOVA: bezpečnost distribučních soustav; spolehlivost distribučních soustav; lokalizace poruch; zemní spojení; přizemnění postižené fáze; omezení poruchového proudu; kvantifikace rizika; návrh zemnicí soustavy; distribuční soustava

ABSTRACT

Habilitation thesis is focused on problems related to safety and reliability of distribution system operation. Those two aspects are significantly influenced by the dynamic development of distribution systems in recent years, but not always positively. This thesis briefly describes selected problems and challenges that have been addressed by the author over the past five years. With regards to the very extensive issue, only three basic areas are selected and explained in detail and commented with use of articles published by the author.

The first area is focused on the problems of an earth fault indication and localization in distribution systems, where both the reactance-to-fault calculation approaches and approaches utilizing the voltage monitoring on the secondary side of distribution transformer for earth fault location are described. The Vdip method, which is based on analysis of negative sequence component of voltages and currents recorded in the distribution network, is discussed in more detail, while the results from pilot test in real compensated 22 kV system are presented here to demonstrate its function.

The second area is focused on describing a method for reducing the level of an earth fault current flowing through a fault location. The principle of the method is explained in detail, and also its advantages and disadvantages are discussed. Further results obtained from mathematical model and from dozens of field tests evaluating the performance of the method in real operating conditions of urban and extra-urban resonant earthed systems are presented.

The third and as well the last part of the thesis is focused on the probabilistic approach to the evaluation of the earthing system safety criteria, where one of the possible approaches to quantifying the risk of fatal injury is discussed and explained with use of a case study of a simplified distribution system. At the end of this part is presented also the sensitivity analysis of the individual risk probability, which presents one of the possibilities of usage of the described probabilistic approach.

KEY WORDS: distribution system safety; distribution system reliability; fault localization; earth fault; faulty phase earthing; earth fault current limitation; risk quantification; earthing system design; distribution network

OBSAH

ABSTRAKT	4
ABSTRACT	5
OBSAH	6
SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK	8
1 ÚVOD	14
2 INDIKACE A LOKALIZACE PORUCH V DISTRIBUČNÍCH SÍTÍCH	17
2.1 INDIKÁTORY PORUCHOVÝCH STAVŮ	17
2.2 ZPŘESNĚNÍ MÍSTA JEDNOPÓLOVÉ PORUCHY S VYUŽITÍM LOKÁTORŮ PORUCH	18
2.2.1 JEDNOSTRANNÝ PŘÍSTUP PRO VÝPOČET VZDÁLENOSTI PORUCHY LOKÁTOREM	19
2.2.2 OBOUSTRANNÝ PŘÍSTUP	22
2.3 LOKALIZACE NESYMETRICKÝCH PORUCH S VYUŽITÍM MĚŘENÍ V DISTRIBUČNÍCH TRAFOSTANICÍCH	24
2.3.1 METODA VDIP PRO URČENÍ PRAVDĚPODOBNOTI MÍSTA VÝSKYTU NESYMETRICKÉ PORUCHY	25
2.3.2 LOKALIZACE PORUCHY NA ZÁKLADĚ ANALÝZY TRANSIENTNÍHO SIGNÁLU	29
2.4 PŘÍNOS AUTORA K DANÉ PROBLEMATICE	34
3 SNÍŽENÍ ÚROVNĚ ZEMNÍCH PORUCHOVÝCH PROUDŮ	35
3.1 METODA PŘIZEMNĚNÍ POSTIŽENÉ FÁZE	36
3.1.1 STANOVENÍ PORUCHOVÉHO PROUDU PO PŘIZEMNĚNÍ POSTIŽENÉ FÁZE	37
3.2 NEGATIVNÍ VLIV PŘIZEMNĚNÍ POSTIŽENÉ FÁZE	38
3.2.1 ZHODNOCENÍ VLIVU PPF NA ÚROVEŇ REZIDUÁLNÍHO PROUDU.....	40
3.3 POROVNÁNÍ VÍCE TYPŮ PPF	42
3.3.1 PŘÍPADOVÁ STUDIE	42
3.3.2 ANALÝZA REDUKCE PORUCHOVÉHO PROUDU	43
3.3.3 ANALÝZA VLIVU ZATÍŽENÍ NA ÚROVEŇ PORUCHOVÉHO PROUDU	44
3.3.4 ANALÝZA PŘEPĚTÍ.....	45
3.3.5 ZHODNOCENÍ AUTOMATIK PPF.....	47
3.4 PŘÍNOS AUTORA K DANÉ PROBLEMATICE	48
4 HODNOCENÍ BEZPEČNOSTI ZEMNÍCÍCH SOUSTAV	49
4.1 ÚVOD DO PRAVDĚPODOBNOTNÍHO POSUZOVÁNÍ BEZPEČNOSTI ZEMNÍCÍCH SOUSTAV	49
4.2 NÁVRH PRAVDĚPODOBNOTNÍHO PŘÍSTUPU PRO HODNOCENÍ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV	50
4.3 VÝPOČET INDIVIDUÁLNÍ PRAVDĚPODOBNOTI ÚMRTÍ	51
4.4 ZHODNOCENÍ INDIVIDUÁLNÍ PRAVDĚPODOBNOTI ÚMRTÍ	53
4.5 CBA ANALÝZA RIZIKA	53
4.6 VÝPOČET PRAVDĚPODOBNOTI ÚMRTÍ - PŘÍPADOVÁ STUDIE	54

4.6.1 POSOUZENÍ PRAVDĚPODOBNOTI VZNIKU PORUCHY	55
4.6.2 UVAŽOVANÉ RIZIKOVÉ SCÉNÁŘE.....	57
4.6.3 PROVOZ POSUZOVANÉ ZEMNÍCI SOUSTAVY A TRANSFER POTENCIÁLU	58
4.6.4 VÝPOČET ZEMNÍHO ODPORU	59
4.6.5 PARAMETRY TESTOVACÍ DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY	60
4.7 VYHODNOCENÍ A ANALÝZA PRAVDĚPODOBNOTI ÚMRTÍ.....	61
4.7.1 CITLIVOSTNÍ ANALÝZA VSTUPNÍCH PARAMETRŮ	62
4.8 SHRUTÍ.....	65
4.9 PŘÍNOS AUTORA K DANÉ PROBLEMATICE	65
BUDOUCÍ VÝZVY A CÍLE	67
POUŽITÁ LITERATURA	69
SEZNAM PUBLIKACÍ AUTORA.....	73
IMPAKTOVANÉ PUBLIKACE	73
OSTATNÍ	73
SEZNAM PROJEKTŮ AUTORA.....	83
PROJEKTY PODPOROVANÉ Z VEŘEJNÝCH ZDROJŮ.....	83
OSTATNÍ PROJEKTY	83
SEZNAM PATENTŮ A PRODUKTŮ AUTORA.....	85
PATENTY A UŽITNÉ VZORY.....	85
PRODUKTY.....	85
PŘÍLOHA 1 VYBRANÉ PUBLIKACE - OBLAST 1	86
PUBLIKACE P1.A.....	86
PUBLIKACE P1.B.....	101
PUBLIKACE P1.C.....	116
PŘÍLOHA 2 VYBRANÉ PUBLIKACE - OBLAST 2	129
PUBLIKACE P2.A.....	129
PUBLIKACE P2.B.....	137
PUBLIKACE P2.C.....	143
PŘÍLOHA 3 VYBRANÉ PUBLIKACE - OBLAST 3	149
PUBLIKACE P3.A.....	149
PUBLIKACE P3.B.....	162
CURRICULUM VITAE	167

SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK

<i>Veličina</i>	<i>Jednotka</i>	<i>Popis</i>
ARC	[-]	pravděpodobnost trvání poruchy po aplikaci opětovného zapnutí
c	[-]	napěťový součinitel
d, d_{feeder}	[m]	vzdálenost poruchy od napájecí rozvodny
\bar{E}	[V]	napětí společného ekvivalentního zdroje
[E]	[V]	vektor celkových chyb
E_{max}	[V]	maximální hodnota prvků vektoru celkové chyby
E_{min}	[V]	minimální hodnota prvků vektoru celkové chyby
EPR	[V]	navýšení potenciálu zemnicí soustavy
EPR_{LV}/EPR_{MV}	[-]	poměr přenosu EPR z VN části do NN části zemnicí soustavy
F_N	[%]	procentuální pravděpodobnost poruchy v uzlu N
F_n	[-]	celkový počet poruch za rok
f_c	[Hz]	estimovaná dominantní frekvence transientního jevu
f_n	[-]	počet zemních poruch za rok
f_d	[s]	trvání poruchy
f	[Hz]	síťová frekvence
f_{nP_DTS}	[-]	roční četnost zemních poruch v DTS vypnuté vývodovou ochranou
f_{nF_DTS}	[-]	roční četnost zemních poruch v DTS vypnuté pojistkou
f_{n_Line}	[-]	roční četnost poruch na 1 km vedení, které má připojeno stínění (zemní lano) na posuzovanou zemnicí soustavu
\bar{I}_{1x}	[A]	fázor sousledné složky proudu měřeného lokátorem v místě x
I_{k_3p}	[A]	počáteční symetrický zkratový proud daný soustavou VVN
\bar{I}_{2x}	[A]	fázor zpětné složky proudu měřeného lokátorem v místě x
\bar{I}_{0x}	[A]	fázor netočivé složky proudu měřeného lokátorem v místě x
\bar{I}_{1y}	[A]	fázor sousledné složky proudu měřeného lokátorem v místě y
\bar{I}_{2y}	[A]	fázor zpětné složky proudu měřeného lokátorem v místě y
\bar{I}_{0y}	[A]	fázor netočivé složky proudu měřeného lokátorem v místě y
\bar{I}_{0x}	[A]	fázor netočivé složky proudu linky s poruchou
$\bar{I}_{0x \text{ par}}$	[A]	fázor netočivé složky proudu paralelní linky
\bar{I}_{Ex}	[A]	fázor zemního proudu v místě x konce vedení
\bar{I}_{Ey}	[A]	fázor zemního proudu v y konce vedení

\bar{I}_{ix}^{in}	[A]	fázor vstupní hodnoty fázoru proudů dvojbranu z místa lokátoru x (index $i = 1, 2, 0$ podle složky)
\bar{I}_{iy}^{in}	[A]	fázor vstupní hodnoty fázoru proudů dvojbranu z místa lokátoru y (index $i = 1, 2, 0$ podle složky)
\bar{I}_f	[A]	fázor poruchového proudu
I_f	[A]	efektivní hodnota poruchového proudu
$I_{f \text{ rel}}$	[%]	relativní hodnota poruchového proudu
\bar{I}_x	[A]	fázor proudu měřený lokátorem v místě x
\bar{I}_y	[A]	fázor proudu měřený lokátorem v místě y
$I_{\text{Res SH}}$	[A]	poruchový proud po přizemnění postižené fáze
I_{Res}	[A]	zbytkový proud kovového zemního spojení
I_{SH}	[A]	proud místem přizemnění postižené fáze
$I''_{k \text{ EE}}$	[A]	maximální zkratový proud dvojitého zemního spojení
$\Delta I^{(2)}$	[A]	změna zpětné složky proudu
$I_{\text{nap}}, I_{\text{napA}}, I_{\text{napB}}$	[A]	celkový napájecí proud, složka A a B celkového napájecího proudu
I_c	[A]	celkový kapacitní proud soustavy
I_R	[A]	jmenovitý proud uzlového odporníku
I_{aux}	[A]	jmenovitý proud pomocného odporníku přepočtený na primární stranu
I_E	[A]	zemní poruchový proud
$[\Delta I_f^{(2)}]^{(N)}$	[A]	je vektor změny zpětné složky proudu sestavený pro poruchu v uzlu N ($N = 1, 2, \dots, n$); kurzivou jsou značeny jednotlivé prvky
\bar{k}_E	[-]	zemní poměr
K_n	[-]	celková doba trvání poruch za rok
l	[m]	délka vedení
$L_f(t)$	[H]	proměnlivá indukčnost
$L_{\text{km}}^{(i)}$	[H]	indukčnost vedení vztažená na km délky (index $i = 1, 2, 0$ značí souslednou, zpětnou a netočivou složku)
l_{Line}	[km]	délka vedení jehož stínění je připojeno k zemnicí soustavě DTS
$P_{Z\text{max}}$	[W]	zatížení distribučního transformátoru
P_{Risk}	[-]	individuální pravděpodobnost úmrtí
P_{Coinc}	[-]	pravděpodobnost koincidence porucha/kontakt
P_{Fib}	[-]	pravděpodobnost fibrilace
ΔP_k	[W]	celkové ztráty nakrátko
p_n	[dotyk/rok]	přítomnosti člověka v uvažovaném rizikovém scénáři situaci za rok

p_d	[s]	doba trvání přítomnosti člověka v dané situaci
PV	[Kč]	současná hodnota realizovaných opatření (úprav) zemnicí soustavy, včetně vícenákladů na provoz a údržbu
R_f	[Ω]	odpor poruchy
R_{ZS}	[Ω]	odpor zemního spojení
R_p	[Ω]	pomocný odporník
$R_{E\ SH}$	[Ω]	odpor zemnicí soustavy napájecí rozvodny a příslušenství automatiky PPF
R_E	[Ω]	odpor poruchou postižené zemnicí soustavy
R_{SH}	[Ω]	omezující odpor systému pro přizemnění postižené fáze
R_{SHz}	[Ω]	omezující odpor pro přizemnění postižené fáze spolu s odporem zemnicí soustavy transformovny
R_{ZEM}	[Ω]	zemní odpor
R_z	[Ω]	odpor zemnicí soustavy
R_{NN}	[Ω]	celkový odpor zemnicí soustavy nízkého napětí
R_{TR}	[Ω]	rezistance vinutí transformátoru
R_{FAZ}	[Ω]	rezistance fázového vodiče
R_{ZAT}	[Ω]	rezistance respektující zatížení
R_{PEN}	[Ω]	rezistance středního vodiče
R_{zPEN}	[Ω]	rezistance zemniče středního vodiče
R_{zDTS}	[Ω]	rezistance zemniče distribuční trafostanice
R_k	[Ω/km]	rezistance přívodního vedení na km
R_{0k}/R_{1k}	[-]	poměr netočivé s sousledné složky rezistance přívodního napájecího vedení
R_{MV}	[Ω]	odpor zemnicí soustavy VN strany distribuční transformační stanice
r	[-]	redukční faktor
T_{op}	[rok]	období po které je plánován provoz předmětné zemnicí soustavy (životnost zemnicí soustavy v rocích)
t_p	[s]	vypínací čas vývodové ochrany
t_F	[s]	vypínací čas VN pojistky
t_{clear}	[s]	vypínací čas poruchy
u_k	[%]	napětí nakrátko transformátoru
\bar{U}_{if}	[V]	fázor jednotlivých složek napětí měřeného v místě poruchy (index $i = 1, 2, 0$ podle složky)
\bar{U}_{ix}	[V]	fázor jednotlivých složek napětí měřeného lokátorem v místě x (index $i = 1, 2, 0$ podle složky)
\bar{U}_{iy}	[V]	fázor jednotlivých složek napětí měřeného lokátorem v místě y

		(index $i = 1, 2, 0$ podle složky)
\bar{U}_{ix}^{in}	[V]	vstupní hodnoty napětí dvojbranu z místa lokátoru x (index $i = 1, 2, 0$ podle složky)
\bar{U}_{iy}^{in}	[V]	vstupní hodnoty napětí dvojbranu z místa lokátoru y (index $i = 1, 2, 0$ podle složky)
$\bar{U}_{ix}^{\text{out}}$	[V]	výstupní hodnoty napětí dvojbranu z místa lokátoru x (index $i = 1, 2, 0$ podle složky)
$\bar{U}_{iy}^{\text{out}}$	[V]	výstupní hodnoty napětí dvojbranu z místa lokátoru y (index $i = 1, 2, 0$ podle složky)
\bar{U}_x	[V]	fázor napětí měřený lokátorem v místě x
\bar{U}_y	[V]	fázor napětí měřený lokátorem v místě y
$\Delta U^{(2)}$	[V]	změna zpětné složky napětí
U_n	[V]	jmenovité napětí
U_0	[V]	netočivá složka napětí
U_{r1}	[V]	jmenovité napětí primární strany transformátoru
U_{r2}	[V]	jmenovité napětí sekundární strany transformátoru
U_s	[V]	provozní napětí soustavy
$U_{T/EPR}$	[%]	procentuální úroveň zdrojového napětí pro dotyk vztaženého k napětí EPR hodnocené zemnicí soustavy
U_{vT}	[V]	zdrojové napětí pro dotyk
$[\Delta \bar{U}_{UM}^{(2)}]^{(N)}$	[V]	vektor vypočtených změn zpětné složky napětí v měřicích uzlech UM při uvažování poruchy v uzlu N ($N = 1, 2, \dots, n$); kurzivou jsou značeny jednotlivé prvky
$[\Delta \bar{U}_{UP}^{(2)}]^{(N)}$	[V]	je vektor vypočtených změn zpětné složky napětí v pomocných uzlech UP při uvažování poruchy v uzlu N ($N = 1, 2, \dots, n$); kurzivou jsou značeny jednotlivé prvky
$[\Delta U_{MV}^{(2)}]$	[V]	vektor změřených změn zpětných složek napětí v příslušných uzlech UM přepočtených na primární VN stranu příslušných distribučních transformátorů; kurzivou jsou značeny jednotlivé prvky
$VoSL$	[Kč]	je hodnota (cena) ztraceného lidského života (Value of a Statistical Life)
X_{SH}	[Ω]	omezující reaktance systému přizemnění postižené fáze
X_k	[Ω/km]	reaktance přívodního vedení na km
X_{0T}/X_{1T}	[-]	poměr netočivé a sousledné složky podélné reaktance transformátoru
X_{0k}/X_{1k}	[-]	poměr netočivé a sousledné složky reaktance přívodního napájecího vedení
\bar{Y}_{iL}	[S]	fázor jednotlivých složkových admitancí linky (index $i = 1, 2, 0$ podle složky)

$[\bar{Y}^{(2)}]$	[S]	admitanční matice zpětných složek; kurzivou jsou značeny jednotlivé prvky
\bar{Z}_{0M}	[Ω]	fázor netočivé složky vzájemné impedance
\bar{Z}_{iL}	[Ω]	fázor jednotlivých složkových impedancí linky (index $i = 1, 2, 0$ podle složky)
\bar{Z}_{iv}	[Ω]	vlnová impedance pro i -tou složku
\bar{Z}_{xs}	[Ω]	zkratová impedance na konci x
\bar{Z}_{ys}	[Ω]	zkratová impedance na konci y
$\bar{Z}_I(t)$	[A]	analytický signál proudu
$\bar{Z}_V(t)$	[V]	analytický signál napětí
\bar{Z}_{SH}	[Ω]	omezující impedance systému pro přizemnění postižené fáze
$\bar{Z}_d^{(1)}$	[Ω]	sousledná zkratová impedance do místa instalace PPF
$\bar{Z}_f^{(1)}$ a $\bar{Z}_f^{(0)}$	[Ω]	sousledná a netočivá impedance vedení mezi místem instalace PPF a místem druhého zemního spojení
\bar{Z}_{v1}	[Ω]	impedance vedení do místa poruchy
\bar{Z}_{EL}	[Ω]	zemní impedance vedení
$\bar{\gamma}_i$	[km ⁻¹]	konstanta přenosu pro i -tou složku
$\bar{\gamma}_1$	[km ⁻¹]	konstanta přenosu pro souslednou složku
δ	[°]	úhel vzájemného fázového natočení mezi veličinami v místě x a y
Δ	[km]	délka maximálního elementu vedení
$[\varepsilon]^{(N)}$	[V]	vektor odchylek vypočtených a změřených změn zpětných složek napětí pro všechny uzly měřící v případě poruchy uvažované v uzlu N ; kurzivou jsou značeny jednotlivé prvky
ρ_s	[Ωm]	rezistivita půdy

Použité zkratky:

CWT	Waveletova transformace (Continuous Wavelet Transformation)
CIREN	International Conference on Electricity Distribution
CIGRE	International Council on Large Electric System
CBA	Analýza nákladů a přínosů (Cost-Benefit Analysis)
DER	Distribučné zdroje elektrické energie (výrobní moduly)
DS	Distribuční soustava
DTS	Distribuční transformační stanice
EPR	Navýšení potenciálu zemnicí soustavy (Earth Potential Rise)

<i>FFT</i>	Rychlá Fouierova transformace (Fast Fourier Transform)
<i>MZSP</i>	Monitor zpětné složky proudu
<i>MZSN</i>	Monitor zpětné složky napětí
<i>N-DER</i>	Nesynchronní distribuované zdroje elektrické energie (výrobní moduly)
<i>NN</i>	Nízké napětí
<i>OZ</i>	Opětovného zapnutí
<i>PPF</i>	Přizemnění postižené fáze
<i>PDS</i>	Provozovatel distribuční soustavy
<i>PNE</i>	Podniková norma
<i>SAIFI</i>	Průměrný počet přerušení u každého zákazníka (System Average Interruption Frequency Index)
<i>SAIDI</i>	Průměrná doba trvání přerušení dodávky (System Average Interruption Duration Index)
<i>TAČR</i>	Technologická agentura České republiky
<i>UP</i>	Pomocný uzel
<i>UM</i>	Měřicí uzel
<i>VN</i>	Vysoké napětí
<i>VVN</i>	Velmi vysoké napětí
<i>ZS</i>	Zemní spojení

1 ÚVOD

Provoz elektrizační soustavy lze s ohledem na její účel rozdělit do tří oblastí, a to výroba, přenos a distribuce elektrické energie. Právě oblast distribuce elektrické energie je částí, ve které dochází v posledních letech k velmi dynamickému vývoji s významným a mnohdy i negativním dopadem na bezpečnost a spolehlivost provozu. Tento trend je patrný i přes snahu vývoje distribučních soustav směrem ke konceptům chytrých sítí (SmartGrids). Jako jedny z hlavních příčin lze uvést například instalaci velkého množství distribuovaných nesynchronních zdrojů, které díky finanční motivaci byly instalovány v krátkém časovém horizontu a ve velkém objemu, přičemž jak technologie, tak i pravidla pro jejich provoz nedokázala tento trend dostatečně kvalitně kopírovat. V oblasti zpětných vlivů těchto zdrojů na distribuční soustavu (DS) je stále aktuální problematika zaměřená na definici či verifikaci chování inverterů nesynchronních výroben, která má podstatný dopad zejména na oblast spolehlivosti provozu. V současnosti jsou sice definovány požadavky na chování těchto zdrojů z hlediska stabilizace napětí, tj. charakteristiky $Q(U)$ či $P(U)$, jejich nastavení a požadovaná odezva výroben na změnu napětí, reálné chování těchto nesynchronních výroben však bohužel může být, respektive mnohdy je navzdory snaze výrobců naplnit tyto požadavky, odlišné.

Podobné problémy lze spatřovat i v oblasti poruchových či nestandardních provozních stavů. Zde je opětovně významná snaha definovat požadavky na tyto nesynchronní distribuované zdroje energie (N-DER) tak, aby byly schopny i v těchto případech poskytnout podporu distribuční soustavě a v případě, je-li to žádoucí, se i samočinně odpojily či opětovně po odeznění nepříznivých stavů připojily. S ohledem na současný systém chránění je problémový zejména nízký zkratový příspěvek N-DER. Nízký zkratový příspěvek těchto zdrojů znemožňuje samočinné odpojení poruchou postižené části od zdroje s využitím konvenčních nadproudových ochran. Proto jsou poslední vědecko-výzkumné aktivity této oblasti zaměřeny především na vývoj algoritmů pro centrální či adaptabilní ochrany. Z této problematiky dále vyplývá i nutnost rozpoznání přechodu části soustavy do ostrovních režimů, kdy musí dojít k jednoznačné identifikaci ostrovního provozu, a to bez ohledu na to, zda se jedná o žádoucí či nežádoucí jev. Pokud by nedošlo ke včasné identifikaci ostrovního provozu výrobní (skupiny výroben), který byl zapříčiněn například poruchou, nemuselo by dojít v případě poruchy k samočinnému odpojení této výrobní, což by mohlo ve výsledku vést k dlouho trvajícím výskytům nebezpečných dotykových či krokových napětí a zvýšení pravděpodobnosti vážného úrazu. Z tohoto důvodu může mít selhání v indikaci přechodu do ostrovního režimu fatální dopad na bezpečnost provozu či významný dopad na spolehlivost provozu vyčleněné části DS.

Současnou problematiku chránění distribučních sítí rovněž prohlubuje i snaha o kruhování vývodů na úrovni VN či provoz mřížových sítí NN. Přechodem na tyto "zauzlené" soustavy lze docílit snížení zkratové impedance, jejímž pozitivem je vyšší schopnost soustavy odolat zpětným vlivům distribuovaných zdrojů či z hlediska kvality elektrické energie problémovým odběrům. Vzhledem k rostoucí četnosti výskytu jak N-DER, tak i těchto problémových zátěží, je změna topologie soustavy jednoduchá cesta, jak v krátkém čase a při zanedbatelných nákladech zvýšit kvalitu elektrické energie bez nutnosti řešení problému na straně odběrných a předávacích míst. Na druhou stranu si přechod na zauzlené sítě vyžaduje poměrně nákladná a technicky komplikovaná řešení, která by zajistila požadovanou spolehlivost a selektivitu použitého systému chránění. Z pohledu provozu soustav VN si přechod na okružní způsob zapojení vyžaduje využití inovovaných či nových algoritmů lokátorů poruch a nasazení recloserů, které by umožnily bez

zásahu dispečerů automaticky vymanipulovat poruchou postiženou oblast. S ohledem na současný systém chránění a nedostatečné množství nasazených recloserů se jedná o poměrně komplikovanou problematiku, která může mít při chybném způsobu řešení dopad jak na spolehlivost, tak i bezpečnost provozu distribučních sítí.

Vlivem rostoucího požadavku na zlepšení nepřetržitosti dodávky elektrické energie dochází ke stále významnější kabelizaci venkovního vedení VN, v průměru lze hovořit až o cca 3 % plánovaném meziročním nárůstu kabelových vedení [1]. Tlak na kabelizaci dále vychází z vysoké hustoty zalidnění v městských a příměstských oblastech, která omezuje možnost výstavby venkovních vedení ať již z pohledu estetické stránky, tak i z pohledu dodržení bezpečných vzdáleností, vhodného přístupu či nemožnosti výstavby podpěrných bodů. Je zřejmé, že při prvotních úvahách přispěje kabelizace vedení ke snížení počtu poruch, a tedy i zlepšení ukazatelů spolehlivosti dodávky elektrické energie SAIFI a SAIDI, ale ve svém výsledku může rovněž vést k významnému snížení bezpečnosti provozu DS. Příčinou tohoto nežádoucího efektu kabelizace je nárůst celkové vlastní kapacity vedení v soustavě napájené jedním transformátorem VVN/VN, která se nepříznivě projevuje zejména v navýšení kapacitní složky poruchového proudu v případě jednopólové poruchy. S ohledem na současně platné normy, je velikost tohoto kapacitního proudu soustavy v případě kompenzovaných sítí VN omezena na úroveň, jejichž dodržení je problémové i v současných provozních podmínkách. Problematická je zejména oblast smíšených sítí, kde je maximální hodnota kapacitního proudu (300 A dle [2]) již překračována a je nutné zvažovat přechod na jiný způsob uzemnění uzlu napájecího transformátoru, nejčastěji na uzlový odporník 600 A či 1 kA. Tento krok si vyžaduje změnu v systému chránění vylučující využití citlivých zemních směrových ochran, které jsou schopné vybavit či indikovat i odporové zemní poruchy. Výsledkem této vynucené změny v systému chránění je nemožnost detekovat a v krátkém čase selektivně vypnout odporové poruchy, které jsou z hlediska četnosti výskytu ve smíšených soustavách VN naprosto dominantní. Jednou z možností, jak zmírnit negativní dopad kabelizace na bezpečnost provozu, je rozdělení na více oblastí napájených samostatnými transformátory VVN/VN, což nemusí být v praxi vždy možné. Omezení výskytu nebezpečných dotykových napětí lze pak docílit pouze dvěma způsoby, a to využitím prostředků pro snížení úrovně poruchového proudu nebo precizním návrhem a ověřováním zemnicích soustav, případně jejich kombinací.

S ohledem na minimalizaci vzniku nebezpečných dotykových či krokových napětí je dominantní role kladena především na provedení zemnicích soustav. Způsob návrhu zemnicích soustav v podmínkách ČR vychází v současnosti z norem a předpisů, které jsou založeny na deterministickém způsobu posouzení bezpečnosti, kdy se berou v úvahu ty nejméně příznivé okolnosti. Při tomto návrhu je tedy pravděpodobnost možného úrazu minimalizována, respektive je dána závislostí dotykového napětí na době trvání poruchy stanovené pro 5 % pravděpodobnost fibrilace [3], tzn. že pravděpodobnost smrtelného úrazu při tomto návrhu není nulová. Podobné návrhy zemnicích soustav vedou při nárůstu zemního poruchového proudu k navýšení investic, a to mnohdy i bez významného dopadu na pravděpodobnost smrtelného úrazu. Z tohoto důvodu je nutné zkoumat a vyvíjet nové metody či postupy, které by zajistily vyšší efektivitu vynaložených prostředků na návrh a výstavbu zemnicích soustav. Jednou z možností jsou pravděpodobnostní přístupy návrhu, které zajišťují všeobecně akceptovatelnou bezpečnost při optimalizovaných nákladech, případně postupy vycházející z detailního modelování zemnicích soustav při zohlednění místní rezistivity půdy a jejího rozložení.

S ohledem na aktuálnost a závažnost všech v úvodu nastíněných témat jim byla zejména během uplynulých pěti let věnována maximální pozornost, což dokládá řada publikací, řešených

projektů či patentů, které jsou souhrnně uvedeny na straně 73 až 85. Jak vyplývá z výše uvedeného souhrnu řešených problémů, tak oblast spolehlivosti a bezpečnosti je velmi rozsáhlá. Z tohoto důvodu byly vybrány jen tři základní oblasti (I. až III.), které budou využity pro doložení přínosu autora k oblasti bezpečnosti a spolehlivosti provozu distribučních soustav. Každá z vybraných oblastí tvoří hlavní kapitulu práce a je detailněji popsána s využitím relevantních výsledků autora. Tyto tři vybrané oblasti lze stručně charakterizovat následovně:

I. Indikace a lokalizace poruch v distribučních sítích

Přesná a rychlá lokalizace poruch je základním předpokladem pro zajištění maximální bezpečnosti a spolehlivosti provozu distribučních soustav. Jak rychlost, tak i přesnost lokalizace poruchy, mají přímý dopad jak na dobu trvání průchodu poruchového proudu, tak i na délku a četnost přerušování dodávky elektrické energie při vyhledávání poruchy. S ohledem na provoz distribučních soustav stále neexistuje řešení, které by uspokojilo moderní standardy provozu distribučních sítí. Z tohoto důvodu jsou v kapitole 2. prezentovány přínosy autora k této problematice.

II. Snížení úrovně zemních poruchových proudů

Jednou z možností, jak plošně snížit současné riziko úrazu dotykovým či krokovým napětím při zemních spojeních je omezení úrovně poruchového proudu. Jednou z možností pro dosažení tohoto cíle je využití metody přizemnění postižené fáze. Princip této metody spočívá ve vytvoření paralelní cesty poruchovému proudu a v následném přenesení části poruchového proudu do místa s kvalitní zemnicí soustavou, běžně napájecí transformační stanice VVN/VN. Tímto krokem dojde ke snížení úrovně poruchového proudu procházejícího místem poruchy, čímž se sníží riziko úrazu osob vyskytujících se v oblasti vlivu původní poruchy. Detailní rozbor této problematiky, spolu s komentářem vybraných publikací, je uveden v kapitole 3.

III. Nové přístupy pro hodnocení bezpečnosti zemnicích soustav

Ověření bezpečnosti stávající či nově navrhované zemnicí soustavy patří mezi klíčové úkony, které zajišťují přijatelnou bezpečnost všech osob během poruchových stavů. Naplnění tohoto cíle je možné realizovat jak na úrovni návrhu zemnicí soustavy, tak i na úrovni omezení poruchového proudu, které je diskutováno v oblasti II. Oblasti II. a III. jsou vzájemně komplementární a definují nám obecný bezpečnostní rámec provozu DS. S ohledem na přínosy autora je tato část zaměřena zejména na problematiku hodnocení bezpečnosti zemnicích soustav s využitím pravděpodobnostního přístupu, který může vzhledem k současně užívaným postupům přinést řadu benefitů. Úvod do této problematiky je spolu s příkladem uplatnění podrobně diskutován v kapitole 4.

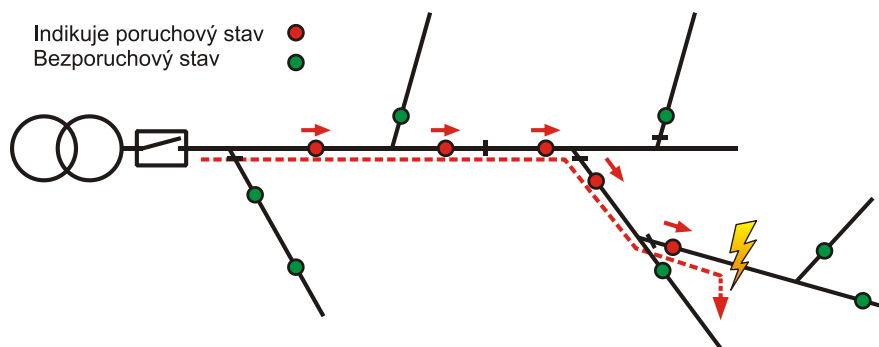
2 INDIKACE A LOKALIZACE PORUCH V DISTRIBUČNÍCH SÍTÍCH

Problematika lokalizace poruch má poměrně zásadní dopad na oblast spolehlivosti a bezpečnosti provozu distribučních sítí. Klíčové jsou zejména požadavky na rychlost a přesnost lokalizace poruch uvnitř poměrně rozsáhlých distribučních sítí. Požadavkem na rychlou lokalizaci či indikaci poruchy lze rozumět schopnost v co nejkratším čase vyhledat a vymezit poruchou postižený úsek tak, aby doba trvání průchodu poruchového proudu byla co nejkratší. Z tohoto pohledu je problémové především zemní spojení (ZS), které nemusí být vypínáno bezprostředně po vzniku poruchy podobně jak je tomu u zkratů, ale je vypnuto trvale až ve chvíli, kdy je porucha lokalizována a tedy postižený úsek vývodu je vymezen. Požadavek na přesnost lokalizace poruchy lze pak chápat jako schopnost určit pozici poruchy tak, aby doba jejího fyzického nalezení provozovatelem distribuční soustavy (PDS) byla co nejkratší. Rychlé nalezení poruchy pak přispěje ke zlepšení spolehlivosti dodávky elektrické energie a rovněž i ke zvýšení bezpečnosti, jelikož může dojít k rychlému zajištění tohoto místa či jeho vypnutí.

Problematika lokalizace zemních spojení je v oblasti provozu distribučních soustav řešena již desítky let, avšak uspokojivých výsledků rychlosti a přesnosti lokalizace dosud nebylo dosaženo. Příčinou tohoto neúspěchu je především vysoká členitost distribučních soustav a nízká úroveň poruchového proudu vlivem jeho kompenzace, tj. jednotky, max. desítky ampér. S ohledem na současný stav DS je poměrně dobře zvládnutá identifikace postiženého vývodu, avšak lokalizace ZS dosud není uspokojivě vyřešena. Jednou z nejvíce využívaných metod pro vymezení postiženého úseku je postupné rozpínání postiženého vývodu. Tento proces však s sebou nese poměrně zásadní nevýhody spočívající v několikanásobném přerušení dodávky elektrické energie, což má dopad na nepřetržitost dodávky, a rovněž i v opakovaném znovu-zapálení poruchy bez znalosti jejího umístění, což výrazně zvyšuje riziko úrazu zejména v případech, kdy se porucha nachází v hustě obydlené oblasti. Z tohoto pohledu je tedy současný stav neuspokojivý a vytváří tak tlak na vývoj a výzkum dalších nových či inovovaných metod a prostředků. Z pohledu lokalizace zemního spojení lze spatřovat tři dílčí oblasti, které se stále vyvíjí a mají i potenciál pro praktické uplatnění tj. využití indikátorů poruchových stavů, využití lokátorů poruch na bázi distanční ochrany a metody, které využívají nově instalované technologie, jako jsou například monitory napětí instalované na sekundární stranu transformátoru VN/NN. Tyto jednotlivé oblasti budou detailněji rozvedeny v podkapitolách 2.1 až 2.3.

2.1 Indikátory poruchových stavů

Indikátor poruchových stavů je zařízení, které na základě analýzy proudových a napěťových poměrů dokáže indikovat průchod poruchového proudu případně i určit jeho směr ([4] až [8]). Dle směrovosti těchto indikátorů a znalosti topologie sítě lze definovat postižený úsek, jak zobrazuje Obr. 2-1. Místo poruchy lze dohledat stopováním indikátorů, které indikují průchod poruchového proudu (červená signalizace), až do místa zemního spojení. Nepostižená vedení nebo nepostižené úseky jsou indikovány zeleně. Pokud je indikátor vybaven dálkovou signalizací, lze vytipovat postižený úsek sítě předem a vyslat techniky přímo k tomuto místu. Pokud indikátor není vybaven dálkovou signalizací, ale pouze optickou, je nutné, aby obsluha stopovala indikátory podél vedení až do místa poruchy.



Obr. 2-1: Lokalizace místa zemního spojení pomocí indikátorů poruch signalizace

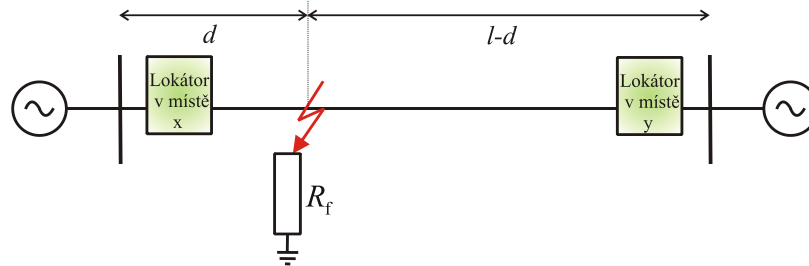
Výhodou těchto zařízení je poměrně nízká pořizovací cena a možnost instalace pod napětím přímo na vedení či na podpěrné body monitorované soustavy. Velikost vymezené oblasti s poruchou je však dána množstvím instalovaných indikátorů resp. jejich hustotou osazení a topologií soustavy. S ohledem na pořizovací a provozní náklady není vždy instalován uspokojivý počet indikátorů, což si vyžaduje využití jiného doplňkového prostředku pro zpřesnění místa poruchy, např. ruční rozpínání indikátorem vymezeného úseku. Jelikož se jedná o poměrně užitečná zařízení, která jsou přínosem zejména v soustavách s malým počtem instalovaných dálkově ovládaných spínacích prvků, byla část výzkumných aktivit směřována i na oblast vývoje nových algoritmů pro indikátory poruch. Na základě těchto aktivit byl vytvořen prototyp [24] a obslužný SW [25] kombinovaného indikátoru, který vznikl v rámci podpory projektu TAČR [26]. Navržené algoritmy spolu s ověřením jejich funkčního principu jsou uvedeny v [27], avšak s ohledem na komerční charakter konečného výstupu není možné tyto výsledky veřejně publikovat.

2.2 Zpřesnění místa jednopólové poruchy s využitím lokátorů poruch

Dalším nástrojem či metodou užívanou pro lokalizaci místa poruchy je využití lokátorů či metod založených na estimaci reaktance do místa poruchy. Z této reaktance se následně provede dopočet odpovídající vzdálenosti, jak je popsáno např. v příspěvcích [9] až [15]. V rozvětvené topologii distribuční soustavy však může estimovaná vzdálenost odpovídat několika místům, případně díky chybně odhadnuté hodnotě netočivé reaktance nemusí být vlivem vysoké nepřesnosti možné tuto poruchu ani dohledat. Mimo tuto negativní vlastnost se čím dál častěji objevuje daleko závažnější problém, který je spojen s oboustranně napájeným vedením či vedením s integrovanými distribuovanými zdroji. V případě, kdy je vedení napájeno z více než jedné strany (více než jeden napáječ) dochází u odporových poruch k chybnému výpočtu reaktance vedení lokátorem, a tedy i ve výsledku k chybnému doměření vzdálenosti poruchy. Pro korekci této poměrně významné chyby je nutné využít poruchových záznamů ze všech napájecích míst, tj. v případě nejčastějšího oboustranně napájeného vedení se jedná o dva poruchové záznamy - oboustranný přístup. Právě problematika vhodné úpravy algoritmu lokátorů pro využití v oboustranně napájených soustavách/vedení je zpracována v rámci této kapitoly a vychází z příspěvku autora vysvětlujícího danou problematiku na vedení 110 kV, který je přílohou této práce (Příloha 1 - P1.A).

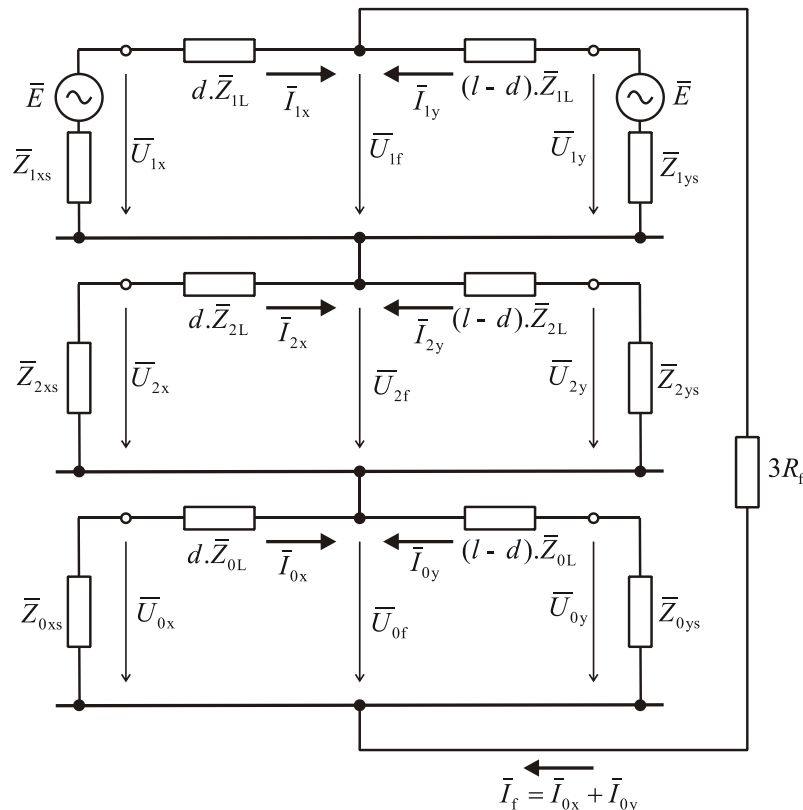
2.2.1 Jednostranný přístup pro výpočet vzdálenosti poruchy lokátorem

Běžně používané lokátory poruch integrované v distančních ochranách vedení vyhodnocují impedanci poruchy, a tedy i její vzdálenost na základě jednostranného přístupu za předpokladu známých parametrů chráněného vedení. Takový přístup vede k nepřesnostem při vyhodnocování vzdálenosti především zemních (jednofázových) zkratů. Velikost chyby, s jakou lokátor určí vzdálenost jednofázové poruchy, bude ovlivňovat nejen nesymetrie parametrů vedení, které lokátor uvažuje jako symetrické, ale také odpor poruchy a zcela zásadním způsobem pak souběžné paralelní vedení. Představu o velikosti chyb lokátorů je možno si udělat pomocí jednoduchého příkladu řešení jednofázové poruchy s odporem R_f , který je popsán v Obr. 2.2.



Obr. 2.2 Schéma poruchy

Pro náhradní schéma poruchy se použije vzájemného propojení schémat souměrných složek přes odpor poruchy – viz Obr. 2.3.



Obr. 2.3 Náhradní schéma jednofázové poruchy

Na základě I. a II. KZ v jednotlivých smyčkách náhradního schématu můžeme dle postupu v (Příloha 1 - P1.A) vyhodnotit lokátor v místě x z podílu fázového proudu \bar{I}_x a napětí \bar{U}_x zaznamenaného ochranou vyhodnotí vzdálenost poruchy d :

$$\frac{\bar{U}_x}{\bar{I}_x} = d \cdot \bar{Z}_{1L} \left(1 + \bar{k}_E \frac{\bar{I}_{Ex}}{\bar{I}_x} \right) + R_f \frac{\bar{I}_{xE} + \bar{I}_{yE}}{\bar{I}_x}, \quad (2.1)$$

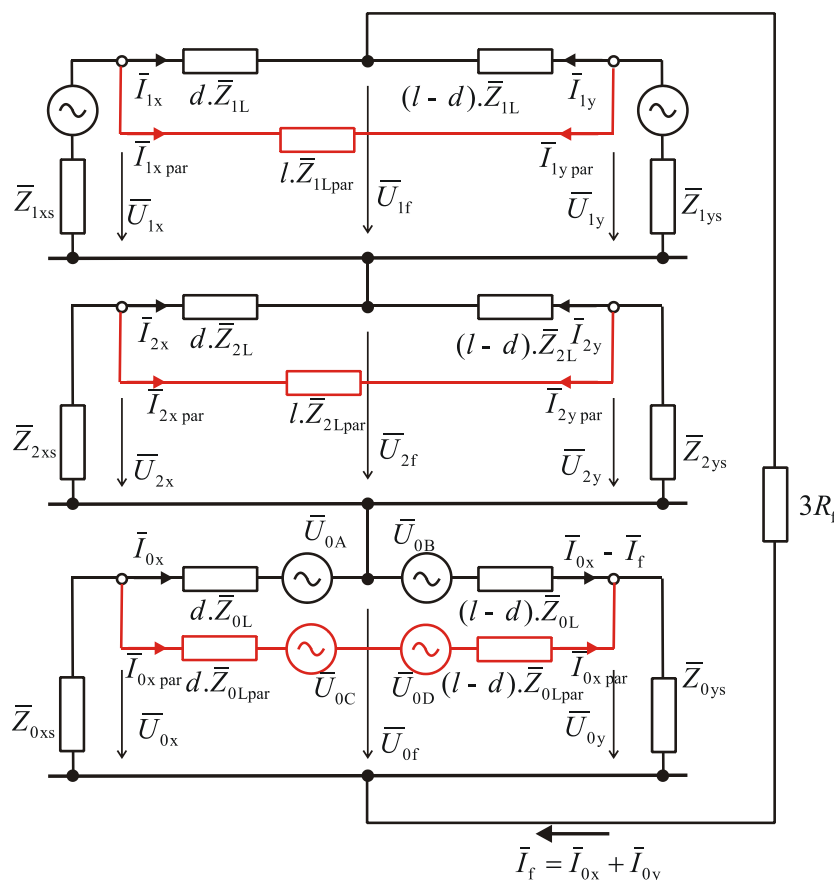
kde \bar{Z}_{1L} je sousledná impedance vedení vztažená na km, \bar{k}_E je zemní poměr daného vedení (poměr sousledné impedance vedení \bar{Z}_{1L} k zemní impedanci vedení \bar{Z}_{EL}), \bar{I}_{xE} resp. \bar{I}_{yE} je zemní proud zaznamenaný ochranu v místě x resp. y a R_f je odpor poruchy.

Obdobně i pro lokátor v místě y , který měří fázový proud \bar{I}_y a napětí \bar{U}_y podobně platí:

$$\frac{\bar{U}_y}{\bar{I}_y} = (l-d) \cdot \bar{Z}_{1L} \left(1 + \bar{k}_E \frac{\bar{I}_{Ey}}{\bar{I}_y} \right) + R_f \frac{\bar{I}_{xE} + \bar{I}_{yE}}{\bar{I}_y}. \quad (2.2)$$

Z rovnice (2.1) a (2.2) lze přesně určit vzdálenost poruchy d jen za předpokladu znalosti parametrů vedení \bar{Z}_{1L} a \bar{k}_E , odporu poruchy R_f a hodnot zemních proudů \bar{I}_{Ey} a \bar{I}_{Ex} z obou konců vedení. Pokud nejsou uvedené hodnoty k dispozici, bude korekce chyby lokátoru vždy pouze odhadem a vzhledem k tomu, že jednotlivé členy součtu na pravé straně rovnic (2.1) a (2.2) mohou nabývat kladnou i zápornou hodnotu, nelze vyloučit ani to, že odhadované korekce posunou údaj lokátoru dále od skutečného místa poruchy.

Ještě mnohem komplikovanější situace nastává v případě paralelních vedení, kdy náhradní schéma poruchy musí zahrnovat i složkové impedance paralelního vedení – na Obr. 2.4 červeně.



Obr. 2.4 Náhradní schéma poruchy v případě souběžného paralelního vedení

Ze schématu je patrné, že z pohledu impedancí měřených lokátorem zůstane sousledná i zpětná složka stejná, v případě netočivé složky to však platit nebude. Je to dáno společnou cestou zpětného proudu pro obě paralelní linky, kterou je zem a jediné zemní lano. Vzájemná vazba se v netočivé složce projeví čtveřicí přidavných indukovaných napětí

$$\bar{U}_{0A} = d \cdot \bar{Z}_{0M} \cdot \bar{I}_{0x \text{ par}} \quad (2.3)$$

a

$$\bar{U}_{0B} = (l-d) \cdot \bar{Z}_{0M} \cdot \bar{I}_{0x \text{ par}} \quad (2.4)$$

v netočivé složce linky s poruchou, která jsou indukována netočivou složkou proudu paralelní linky $\bar{I}_{0x \text{ par}}$ a

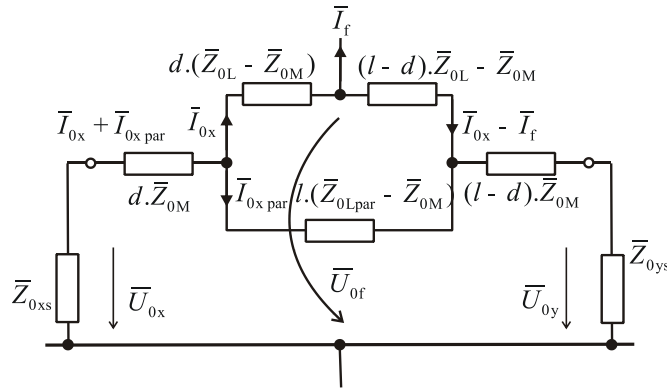
$$\bar{U}_{0C} = d \cdot \bar{Z}_{0M} \cdot \bar{I}_{0x} \quad (2.5)$$

a

$$\bar{U}_{0D} = (l-d) \cdot \bar{Z}_{0M} \cdot (\bar{I}_{0x} - \bar{I}_f) \quad (2.6)$$

v netočivé složce paralelní linky bez poruchy, která jsou indukována netočivou složkou proudu linky s poruchou \bar{I}_{0x} , kde \bar{Z}_{0M} je vzájemná indukčnost mezi paralelními linkami a \bar{I}_f je poruchový proud.

Nahradíme-li jednotlivá napětí součinem proudů, které je indukují a netočivé složky vzájemné indukčnosti mezi paralelními linkami \bar{Z}_{0M} tak, jak je uvedeno v rovnicích (2.3) až (2.6), můžeme upravit i náhradní schéma netočivé složky podle Obr. 2.5.



Obr. 2.5 Náhradní schéma netočivé složky v případě souběžného paralelního vedení

Měřená impedance, ze které lokátor v místě x vyhodnotí poruchu potom bude po úpravách vypadá následovně:

$$\frac{\bar{U}_x}{\bar{I}_x} = d \cdot \bar{Z}_{1L} \left(1 + \bar{k}_E \frac{\bar{I}_{Ex}}{\bar{I}_x} \right) + R_f \frac{(\bar{I}_{xE} + \bar{I}_{yE})}{\bar{I}_x} + l \frac{\bar{I}_{0x \text{ par}} \bar{Z}_{0M}}{\bar{I}_x} - (l-d) \frac{\bar{I}_{0y} \bar{Z}_{0L}}{\bar{I}_x}, \quad (2.7)$$

kde l je délka monitorovaného vedení.

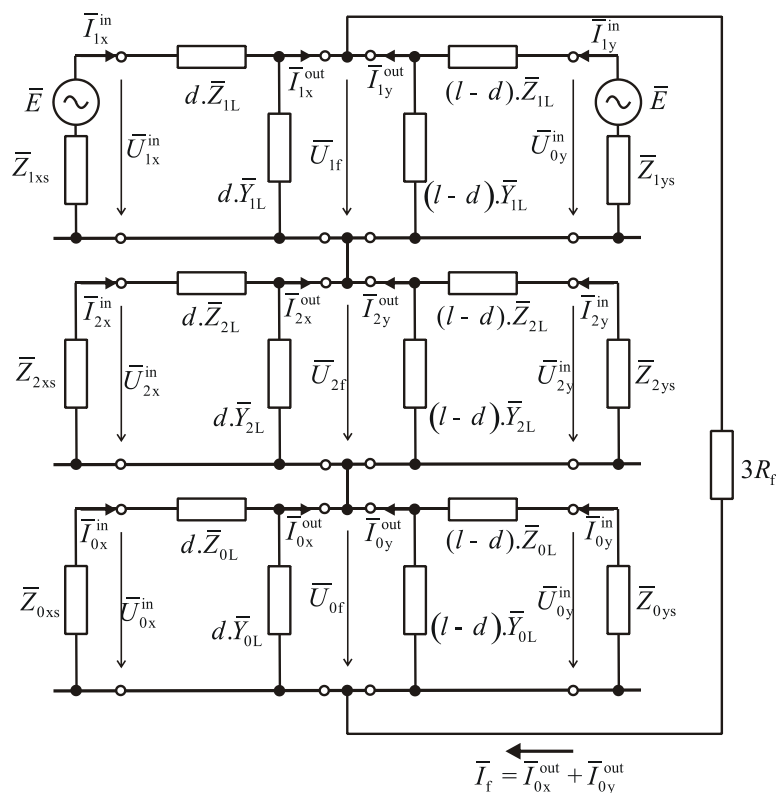
Analogicky pro lokátor v místě y můžeme psát

$$\frac{\bar{U}_y}{\bar{I}_y} = (l-d) \cdot \bar{Z}_{1L} \left(1 + \bar{k}_E \frac{\bar{I}_{Ey}}{\bar{I}_y} \right) + R_f \frac{(\bar{I}_{xE} + \bar{I}_{yE})}{\bar{I}_y} + l \frac{\bar{I}_{0y \text{ par}} \bar{Z}_{0M}}{\bar{I}_y} - (l-d) \frac{\bar{I}_{0x} \bar{Z}_{0L}}{\bar{I}_y} \quad (2.8)$$

Jak vyplývá z rovnic (2.7) a (2.8), tak pro přesné určení vzdálenosti poruchy je již nutné využití poruchových záznamů z obou konců chráněného vedení, tzv. oboustranného přístupu. V jiném případě bude doměřená vzdálenost výrazně ovlivněna jak chybou vlivem přítomnosti odporu poruchy, tak i vlivem případného paralelního vedení.

2.2.2 Oboustranný přístup

Při určení vzdálenosti poruchy prostřednictvím tzv. oboustranného přístupu se část vedení mezi zdrojem a poruchou modeluje jako vedení s rovnoměrně rozloženými parametry s uvažováním podélných impedancí a příčných admítancí. Náhradní schéma jednofázové poruchy tedy tvoří vzájemné propojení dvojbranů jednotlivých symetrických složek přes odpor poruchy R_f - viz Obr. 2.6.



Obr. 2.6 Náhradní schéma jednofázové poruchy – rovnoměrně rozložené parametry

Výpočet vzdálenosti poruchy pak vychází z rovnic pro výpočet jednotlivých složkových napětí v místě poruchy \bar{U}_{if} , kde $i = 1, 2, 0$. Tato napětí jsou určena vždy jako výstupní napětí dvojbranu ze vstupních hodnot proudů \bar{I}_{ix}^{in} a napětí \bar{U}_{ix}^{in} z místa lokátoru x

$$\bar{U}_{if} = \bar{U}_{ix}^{\text{out}} = \bar{U}_{ix}^{\text{in}} \cosh(\bar{\gamma}_i d l) - \bar{I}_{ix}^{\text{in}} \bar{Z}_{iv} \sinh(\bar{\gamma}_i d l) \quad (2.9)$$

nebo ze vstupních hodnot proudů \bar{I}_{iy}^{in} a napětí \bar{U}_{iy}^{in} z místa lokátoru y

$$\bar{U}_{if} = \bar{U}_{iy}^{\text{out}} = \bar{U}_{iy}^{\text{in}} \cosh(\bar{\gamma}_i (1-d)l) - \bar{I}_{iy}^{\text{in}} \bar{Z}_{iv} \sinh(\bar{\gamma}_i (1-d)l), \quad (2.10)$$

kde $\bar{\gamma}_i = \sqrt{\bar{Z}_{iL} \cdot \bar{Y}_{iL}}$ je konstanta přenosu a $\bar{Z}_{iv} = \sqrt{\frac{\bar{Z}_{iL}}{\bar{Y}_{iL}}}$ vlnová impedance chráněného vedení vždy pro $i = 1, 2, 0$ – souslednou, zpětnou a netočivou složku.

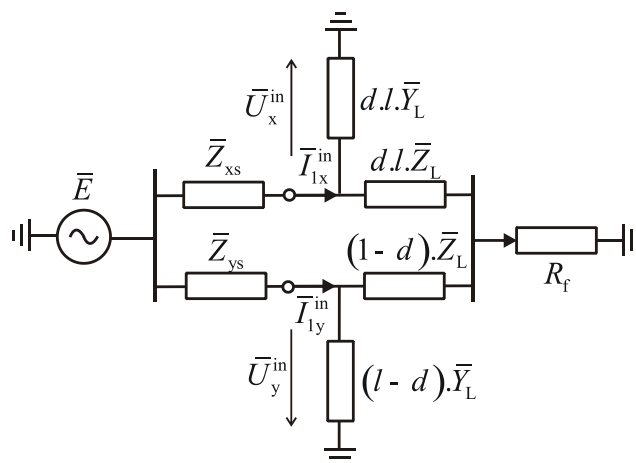
Vzdálenost poruchy d lze určit z podmínky rovnosti složkových napětí $\bar{U}_{if} = \bar{U}_{ix}^{\text{out}} = \bar{U}_{iy}^{\text{out}}$. K výpočtu lze použít pouze souslednou složku napětí, pro jejíž výpočet jsou parametry vedení $\bar{\gamma}_1 = \sqrt{\bar{Z}_{1L} \cdot \bar{Y}_{1L}}$ a $\bar{Z}_{1v} = \sqrt{\frac{\bar{Z}_{1L}}{\bar{Y}_{1L}}}$ vždy jednoznačně určeny. Do jejich výpočtu nevstupuje vliv rezistivity půdy.

Nezbytnou podmínkou jednoznačného učení vzdálenosti poruchy d uvedeným způsobem je, aby vstupní proudy a napětí byly v místě x a y změřeny synchronně. To je ovšem v současném provozu distribučních sítí nemožné, jelikož nedisponují časovou synchronizací. Z tohoto důvodu musí lokalizaci poruchy předcházet časová synchronizace obou poruchových záznamů. Tato synchronizace lze provést jak na základě synchronizace transientního průběhu v časové rovině, např.: dle okamžiku vzniku poruchy u poruchových proudů v místě x a y při zanedbání vlivu vlnového charakteru vedení (nutným předpokladem je však dostatečná vzorkovací frekvence záznamu), tak i na základě korekce fázorů pomocí výpočtu vzájemného fázového natočení mezi vstupními "synchronizačními" veličinami v místě x a v místě y , kterými jsou spřaženy vstupní fázory na obou koncích chráněné linky. Na základě estimovaného fázového natočení, je pak nutno posunout spřažené veličiny vůči sobě o úhel δ - tzv. synchronizační operátor. Příklad provedení při uvažování synchronizační veličiny \bar{I}_i^{in} \bar{I}_i^{in} je následující:

- korekce fázorů v bodě x : $\bar{I}_{ix}^{\text{in}} = I_{ix}^{\text{in}} \angle(\alpha - \alpha)$, $\bar{U}_{ix}^{\text{in}} = U_{ix}^{\text{in}} \angle(\beta - \alpha)$,
- korekce fázorů v bodě y : $\bar{I}_{iy}^{\text{in}} = I_{iy}^{\text{in}} \angle(\varphi - \varphi + \delta)$, $\bar{U}_{iy}^{\text{in}} = U_{iy}^{\text{in}} \angle(\gamma - \varphi + \delta)$,

kde α , β , φ a γ jsou úhly nesynchronně zaznamenaných fázorů a δ je synchronizační operátor daný chybou fázového natočení vlivem časové desynchronizace proudů \bar{I}_{ix}^{in} a \bar{I}_{iy}^{in} .

Vzhledem ke způsobu provozu sítě 110 kV lze na posun mezi vstupními proudy δ usuzovat na základě úhlů daných zkratovými impedancemi dle zjednodušeného schématu zobrazeného na Obr. 2.7.



Obr. 2.7 Zjednodušené náhradní schéma jednofázové poruchy

Způsob synchronizace je nutné volit z pohledu dostupnosti přenesených veličin, přičemž jako vhodnější lze považovat synchronizaci na základě okamžitých hodnot/transientu v okamžiku vzniku poruchy, který však musí mít dostatečnou vzorkovací frekvenci. V opačném případě je nutné využít synchronizace s využitím synchronizačního operátoru. Při hledání úhlu δ , který reprezentuje potřebnou časovou korekci mezi nesynchronními záznamy lokátorů na straně x a na straně y je možno použít záznam vstupních proudů a napětí před poruchou nebo v průběhu poruchy, nebo kombinaci obou.

V příloženém příspěvku (Příloha 1 - P1.A) je provedeno detailní srovnání konvenčních (jednostranných) přístupů pro vyměření vzdálenosti poruchy a diskutovaného oboustranného přístupu. S využitím numerického modelu je zde provedena analýza chyby při určení vzdálenosti poruchy, a to jak ve vztahu k různým hodnotám odporu poruchy, přítomnosti paralelního vedení, nesymetrii vedení, tak i ve vztahu k chybně provedené časové synchronizaci. Veškeré tyto výsledky dokládají, že v případě oboustranně napájeného vedení je pro lokalizaci odporových poruch nezbytné využití oboustranného přístupu, a to zejména u vedení, která jsou vybavena souběžným/paralelním vedením. Nezbytností pro zajištění správné funkce lokátorů je i vhodný algoritmus pro časovou synchronizaci nesynchronně zaznamenaných poruchových záznamů, který v případě dlouhých vedení respektuje i jejich vlnový charakter. S ohledem na tyto závěry je nutné i do budoucna modifikovat současně používané algoritmy lokátorů poruch.

2.3 Lokalizace nesymetrických poruch s využitím měření v distribučních trafostanicích

Jak již bylo zmíněno, tak problematika lokalizace zemních spojení je řadu let řešený problém, který stále nebyl efektivně a spolehlivě vyřešen. Problémem je zejména nízká úroveň poruchového proudu, složitá topologie distribuční soustavy, omezené množství měřicích míst (např. reclosery) a vysoká četnost jednopólových poruch rozdílného charakteru, jako je například přerušované, obloukové nebo odporové zemní spojení. Díky pokroku v digitalizaci a komunikaci distribučních sítí však dochází k otvírání nových možností, které před několika lety nebyly využitelné. Příkladem může být instalace monitorů nízkého napětí do distribučních transformačních stanic (DTS), které jsou realizovány v rámci různých projektů "Smart DTS". Primárním účelem těchto zařízení je monitoring napěťových a výkonových poměrů v soustavách nízkého napětí, případně i monitoring kvality napětí v těchto místech. Některé z těchto monitorů mají rovněž implementovány i logické funkce, které umožňují indikovat nestandardní provozní

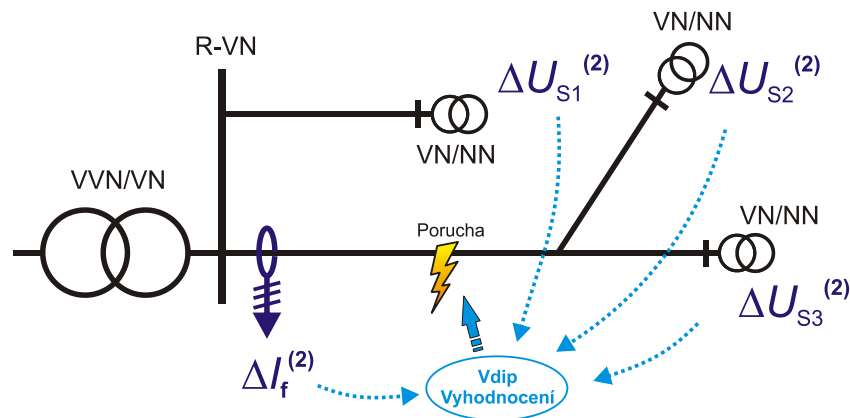
stavy v soustavě nízkého napětí (např. poškození VN pojistky) či dálkově ovládat hlavní jistič (deon) [16]. Pro maximalizaci přínosu těchto zařízení je však nutné postupně doplňovat užitečné funkce, které by umožnily provozovateli distribuční soustavy zvyšovat nejen kvalitu napětí, ale také nepřetržitost dodávky elektrické energie. S ohledem na nepřetržitost provozu VN (potažmo NN) soustavy je možné využít data z měření zmíněných monitorů k lokalizaci poruch v soustavě vysokého napětí. Právě využití monitorů napětí k lokalizaci zemního spojení, či nesymetrických poruch obecně, bylo předmětem výzkumu v uplynulých několika letech, jak dokládá kapitola 2.3.1 a 2.3.2.

2.3.1 Metoda Vdip pro určení pravděpodobnosti místa výskytu nesymetrické poruchy

Klíčové výstupy z této oblasti navazují na disertační práci autora [17] a publikaci [18], kde byla prezentována metoda pro lokalizaci zemního spojení na základě dat z monitorů napětí umístěných na sekundárních stranách distribučních transformátorů VN/NN. Tato původní myšlenka popisovala metodu, kde na základě poklesu fázové hodnoty napětí bylo možné vymezit poruchou postiženou oblast. Zásadní nevýhodou této metody byla velikost vymezené oblasti, která v závislosti na množství DTS a členitosti soustavy mohla dosahovat jednotek až desítek kilometrů. Hlubším rozpracováním této myšlenky do symetrických složek došlo během několika let k tak zásadnímu zdokonalení, které vyústilo až v udělení užitého vzoru (č. 28054) [19], národního patentu (č. 305209) [20] a evropského patentu (EP2940483) [21], který je přílohou této práce (Příloha 1 - P1.B). S ohledem na pokles NN napětí měřeného na sekundární straně DTS, kterého se využívá jako vstupní informace pro lokalizaci poruchy, je metoda nazývána "Vdip".

Popis principu metody Vdip

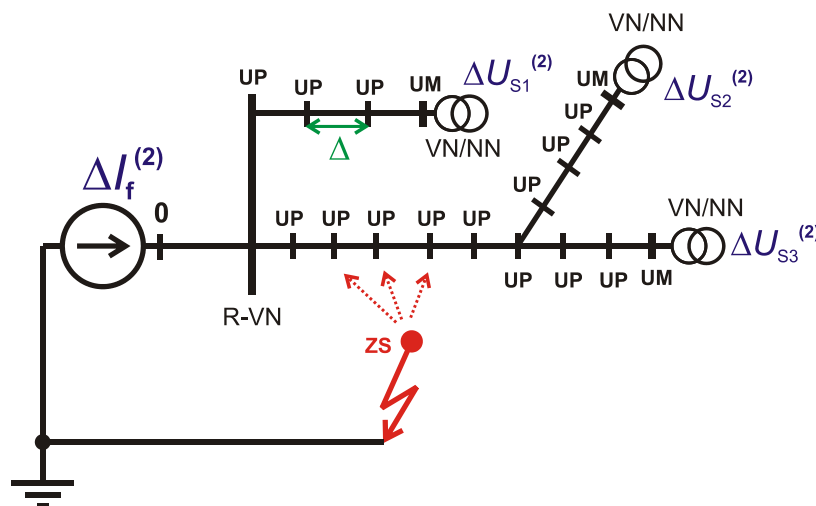
Lokalizační algoritmus Vdip je navržen tak, aby na základě zaznamenaných změn zpětné složky napětí $\Delta U^{(2)}$ a proudu $\Delta I^{(2)}$ stanovil pravděpodobnost výskytu nesymetrické poruchy v jednotlivých místech distribuční sítě. Hodnoty $\Delta U^{(2)}$ jsou měřeny na sekundárních stranách distribučních transformátorů 22/0,4 kV pomocí instalovaných monitorů napětí a hodnoty $\Delta I^{(2)}$ pak v napájecí rozvodně 22 kV v poli postiženého vývodu, jak je zobrazeno na Obr. 2-8. Hodnotu $\Delta I^{(2)}$ lze tedy určit i z poruchového záznamu vývodové ochrany. Takto získané hodnoty $\Delta U^{(2)}$ a $\Delta I^{(2)}$ jsou dále konfrontovány s hodnotami určenými výpočtem v numerickém modelu soustavy.



Obr. 2-8: Zjednodušený princip metody Vdip

V prvním kroku se každý úsek monitorované soustavy rozdělí na jednotlivé elementy o délce Δ , čímž dojde k vytvoření pomocných uzlů UP potřebných pro přesné určení místa poruchy.

Přesnost lokačního algoritmu je vyšší pro menší délky elementu Δ (dojde k určení pravděpodobnosti poruchy ve více bodech soustavy). Schéma zpětné složky soustavy je pak tvořeno z uzlů pomocných UP a uzlů měřících UM odpovídajících místům s instalovanými monitory zpětné složky napětí (MZSN), tj. monitor napětí s implementovanou funkcí záznamu zpětné složky napětí, jak naznačuje Obr. 2-9 pro jednoduchou distribuční soustavu z Obr. 2-8. Pro toto zpětné impedanční schéma se vytvoří náhradní admitanční matice $[\bar{Y}^{(2)}]$, která je vstupem pro metodu Vdip.



Obr. 2-9: Zjednodušené schéma zpětné složky soustavy pro metodu Vdip

Lokační algoritmus metody Vdip vychází z postupného připojování místa uvažované poruchy (uzel ZS na Obr. 2-9) k jednotlivým uzlům s číslem 1 až n , kde n je celkový počet uzlů UP a UM. Je tedy řešena soustava rovnic (2.11) pro $N = 1, 2, \dots, n$.

$$\begin{bmatrix} \Delta \bar{U}_{UM}^{(2)} \\ \Delta \bar{U}_{UP}^{(2)} \end{bmatrix}^{(N)} = [\bar{Y}^{(2)}]^{-1} \cdot [\Delta I_f^{(2)}]^{(N)}, \quad (2.11)$$

kde $[\Delta \bar{U}_{UM}^{(2)}]^{(N)}$ je vektor vypočtených změn zpětné složky napětí v měřících uzlech UM při uvažování poruchy v uzlu N ($N = 1, 2, \dots, n$), $[\Delta \bar{U}_{UP}^{(2)}]^{(N)}$ je vektor vypočtených změn zpětné složky napětí v pomocných uzlech UP při uvažování poruchy v uzlu N ($N = 1, 2, \dots, n$) a $[\Delta I_f^{(2)}]^{(N)}$ je vektor změny zpětné složky proudu sestavený pro poruchu v uzlu N ($N = 1, 2, \dots, n$). Pokud budeme uvažovat poruchu v uzlu 1 ($N = 1$), můžeme jednotlivé vektory rovnice (2.11) rozepsat dle (2.12) a (2.13).

$$[\Delta \bar{U}_{UM}^{(2)}]^{(1)} = \begin{bmatrix} \Delta \bar{U}_{UM1}^{(2)} \\ \Delta \bar{U}_{UM2}^{(2)} \\ \vdots \\ \Delta \bar{U}_{UMi}^{(2)} \end{bmatrix}^{(1)}, \quad [\Delta \bar{U}_{UP}^{(2)}]^{(1)} = \begin{bmatrix} \Delta \bar{U}_{UP(i+1)}^{(2)} \\ \Delta \bar{U}_{UP(i+2)}^{(2)} \\ \vdots \\ \Delta \bar{U}_{UPn}^{(2)} \end{bmatrix}^{(1)} \quad (2.12)$$

$$\left[\Delta \bar{\mathbf{I}}_f^{(2)} \right]^{(1)} = \begin{bmatrix} 1 & & & \\ & i & & \\ & & (i+1) & \\ & & & n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \left[\Delta \bar{\mathbf{I}}_f^{(2)} \right]^{(1)} \\ \left[\Delta \bar{\mathbf{I}}_f^{(2)} \right]^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & & & \\ & i & & \\ & & (i+1) & \\ & & & n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\Delta \bar{\mathbf{I}}_f^{(2)} \\ \mathbf{0} \\ \vdots \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \\ \vdots \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Inverzní matice zpětných složek impedance může být následně rozdělena na čtyři submatice s ohledem na počet použitých měřících uzlů UM, jak je ukázáno v (2.14).

$$\left[\bar{\mathbf{Y}}^{(2)} \right]^{-1} = \begin{bmatrix} \left[\bar{\mathbf{Y}}_{\text{Inv } 1}^{(2)} \right] & \left[\bar{\mathbf{Y}}_{\text{Inv } 2}^{(2)} \right] \\ \left[\bar{\mathbf{Y}}_{\text{Inv } 3}^{(2)} \right] & \left[\bar{\mathbf{Y}}_{\text{Inv } 4}^{(2)} \right] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11}^{(2)} & \cdots & \bar{Y}_{1i}^{(2)} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{i1}^{(2)} & \cdots & \bar{Y}_{ii}^{(2)} \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} \bar{Y}_{1(i+1)}^{(2)} & \cdots & \bar{Y}_{1n}^{(2)} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{i(i+1)}^{(2)} & \cdots & \bar{Y}_{in}^{(2)} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} \bar{Y}_{(i+1)1}^{(2)} & \cdots & \bar{Y}_{(i+1)i}^{(2)} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{n1}^{(2)} & \cdots & \bar{Y}_{ni}^{(2)} \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} \bar{Y}_{(i+1)(i+1)}^{(2)} & \cdots & \bar{Y}_{(i+1)n}^{(2)} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{n(i+1)}^{(2)} & \cdots & \bar{Y}_{nm}^{(2)} \end{bmatrix} \end{bmatrix}, \quad (2.14)$$

kde i je počet použitých monitorů napětí (UM uzlů).

Pro efektivnější resp. rychlejší výpočet matice $\left[\Delta \bar{\mathbf{U}}_{\text{UM}}^{(2)} \right]^{(N)}$, která je zapotřebí pro vyčíslení pravděpodobnosti poruchy v jednotlivých uzlech, může být rovnice (2.1) upravena na rovnici (2.15).

$$\left[\Delta \bar{\mathbf{U}}_{\text{UM}}^{(2)} \right]^{(N)} = \left[\bar{\mathbf{Y}}_{\text{Inv } 1}^{(2)} \right] \cdot \left[\Delta \bar{\mathbf{I}}_{\text{FED}}^{(2)} \right]^{(N)} + \left[\bar{\mathbf{Y}}_{\text{Inv } 2}^{(2)} \right] \cdot \left[\Delta \bar{\mathbf{I}}_f^{(2)} \right]^{(N)}, \quad (2.15)$$

V první fázi výpočtu je rovnice (2.15) vypočtena pro všechny uvažovaná místa poruchy, tj.: uzly $N = 1, 2, \dots, n$.

V dalším kroku se řeší rovnice (2.16) pro $N = 1, 2, \dots, n$, tzn.: provede se výpočet chyby (odchylky), která je dána rozdílem vypočtených a naměřených hodnot změn zpětné složky napětí pro každý uzel UM v případě uvažované poruchy v uzlech 1 až n .

$$\left[\varepsilon \right]^{(N)} = \left[\Delta \bar{\mathbf{U}}_{\text{UM}}^{(2)} \right]^{(N)} - \left[\Delta \mathbf{U}_{\text{MV}}^{(2)} \right], \quad (2.16)$$

kde $\left[\varepsilon \right]^{(N)}$ je vektor odchylek vypočtených a změřených změn zpětných složek napětí pro všechny uzly UM v případě poruchy uvažované v uzlu N , i je počet uzlů UM, $\left[\Delta \mathbf{U}_{\text{MV}}^{(2)} \right]$ je vektor změřených změn zpětných složek napětí v příslušných uzlech UM přepočtených na primární VN stranu příslušných distribučních transformátorů. Pro přehlednost lze rovnici (2.16) rozepsat na tvar (2.17).

$$\begin{bmatrix} \varepsilon_1^{(N)} \\ \varepsilon_2^{(N)} \\ \vdots \\ \varepsilon_i^{(N)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left| \Delta \bar{U}_{UM1}^{(2)} \right|^{(N)} \\ \left| \Delta \bar{U}_{UM2}^{(2)} \right|^{(N)} \\ \vdots \\ \left| \Delta \bar{U}_{UMi}^{(2)} \right|^{(N)} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \Delta U_{MV1}^{(2)} \\ \Delta U_{MV2}^{(2)} \\ \vdots \\ \Delta U_{MVi}^{(2)} \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

V následujícím kroku se na základě vyčíslených odchylek $[\varepsilon]^{(N)}$ vypočte vektor celkových chyb $[E]$, která vyjadřuje globální chybu změřené a vypočtené hodnoty změny zpětné složky napětí monitorované soustavy pro jednotlivé uzly $N = 1, 2, \dots, n$ dle rovnice (2.18).

$$[E] = \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ \vdots \\ E_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{p=1}^i |\varepsilon_p^{(1)}| \\ \sum_{p=1}^i |\varepsilon_p^{(2)}| \\ \vdots \\ \sum_{p=1}^i |\varepsilon_p^{(N)}| \end{bmatrix}, \quad (2.18)$$

Následně se pro každý uzel N vyjádří procentuální hodnota pravděpodobnosti výskytu asymetrické poruchy F dle vzorce (2.19).

$$F_N = \frac{E_{\max} - E_N}{E_{\max} - E_{\min}} \cdot 100, \quad (2.19)$$

kde E_{\max} a E_{\min} je maximální, respektive minimální hodnota prvků vektoru celkové chyby $[E]$, E_N je hodnota celkové chyby daného uzlu N .

Jako místo poruchy je označen uzel N , který dosahuje nejvyšší hodnoty pravděpodobnosti (100 %). Analogicky, na základě velikosti a rozložení hodnot F , lze vyjádřit pravděpodobnost výskytu poruchy pro všechny uzly (UP a UM). Pro účely prezentace v dispečerském řídicím systému či uživatelském rozhraní lze pak použít grafické vyjádření pravděpodobnosti výskytu nesymetrické poruchy ve schématu distribuční sítě.

Praktické ověření metody Vdip

V roce 2018 bylo provedeno experimentální ověření této metody v reálné kompenzované soustavě VN, jehož účelem bylo ověření potenciálu metody. Jednotlivé testy probíhaly v kompenzované soustavě VN s připínáním pomocného odporníku na dobu 1s, hodnota pomocného odporníku R_p byla 0,5 Ω (353 Ω primárně) nebo 1 Ω (707 Ω primárně). Kapacitní rozsah soustavy byl 80 A a soustava nebyla rozladěna. Díky variabilitě zapojení vybraného vývodu (možnost spojení do kruhu) bylo možné ověřit dva provozní stavy během jedné série testů. Během prvního provozního stavu byla vzdálenost poruchy 35 km a v druhém 23 km. Celkem bylo provedeno 15 testů v konfiguracích dle Tab. 2.1, tzn. pro každý test byl měněn charakter zemního spojení (ZS): odporové zemní spojení (elektrolytický odpor - 1,5 k Ω až 200 Ω), obloukové ZS (poškozený kabel), přímé ZS (přímé připojení na zemnicí soustavu odpojovače - 13 Ω).

Pro posouzení přesnosti metody je v Tab. 2.1 vyjádřena chyba lokalizace metody Vdip, která je dána rozdílem vzdálenosti určeného a skutečného místa poruchy. Z hodnot uvedených v tabulce vyplývá, že průměrná odchylka výsledku lokalizace od skutečného místa poruchy je 1,06 km. Maximální chyba lokalizace poruchy je 2,8 km a minimální 0 km při respektování zvolené elementace vedení 0,2 km. Jak z pohledu hodnoty připnutého pomocného odporu ($0,5 \Omega$ vs 1Ω), tak i ze vzdálenosti poruchy (35 km vs. 23 km) nejsou ve výsledcích (chybách lokalizace) patrný zásadní rozdíly. Detailnější popis výsledků je uveden v [22].

Tab. 2.1: Chyba lokalizace zemního spojení metodou Vdip během testu v reálné VN soustavě

Test	Typ ZS	Konfigurace testu	Chyba lokalizace [km]
1	1,2 k Ω	R _p = 0,5 Ω / 35 km do místa ZS	-0,40
2	430 Ω	R _p = 0,5 Ω / 35 km do místa ZS	-1,19
3	210 Ω	R _p = 0,5 Ω / 35 km do místa ZS	-1,19
4	obloukové	R _p = 0,5 Ω / 35 km do místa ZS	-0,80
5	přímé ZS, 13 Ω	R _p = 0,5 Ω / 35 km do místa ZS	-0,60
6	1,1 k Ω	R _p = 1 Ω / 35 km do místa ZS	-1,19
7	440 Ω	R _p = 1 Ω / 35 km do místa ZS	-2,19
8	280 Ω	R _p = 1 Ω / 35 km do místa ZS	-0,60
9	obloukové	R _p = 1 Ω / 35 km do místa ZS	-1,39
10	přímé ZS, 13 Ω	R _p = 1 Ω / 35 km do místa ZS	-0,80
11	1,1 k Ω	R _p = 1 Ω / 23 km do místa ZS	-2,80
12	430 Ω	R _p = 1 Ω / 23 km do místa ZS	0,20
13	270 Ω	R _p = 1 Ω / 23 km do místa ZS	-0,64
14	obloukové	R _p = 1 Ω / 23 km do místa ZS	-0,19
15	přímé ZS, 13 Ω	R _p = 1 Ω / 23 km do místa ZS	-1,75

Aplikace metody Vdip

S ohledem na vysoký potenciál využití metody Vdip v reálných provozních podmínkách se v rámci podpory projektu TAČR [23] v letech 2018 až 2021 pracuje na vývoji systému pro lokalizaci nesymetrických poruch Vdip. Cílem tohoto projektu je vytvořit autonomní systém s integrovanou metodou Vdip, který bude navázán na dispečerské řídicí systémy tak, aby umožnil autonomně lokalizovat místo poruchy s ohledem na aktuální konfiguraci distribuční soustavy. Plánovaným výsledkem projektu je rovněž i poloprovoz systému uvnitř reálné distribuční kompenzované soustavy v období 9/2020 až 6/2021. S ohledem na tento projekt a úspěšné pilotní ověření metody Vdip je poměrně vysoký potenciál aplikace zmiňovaných patentů (právní ochrana metody) a užitého vzoru (právní ochrana celého systému lokalizace).

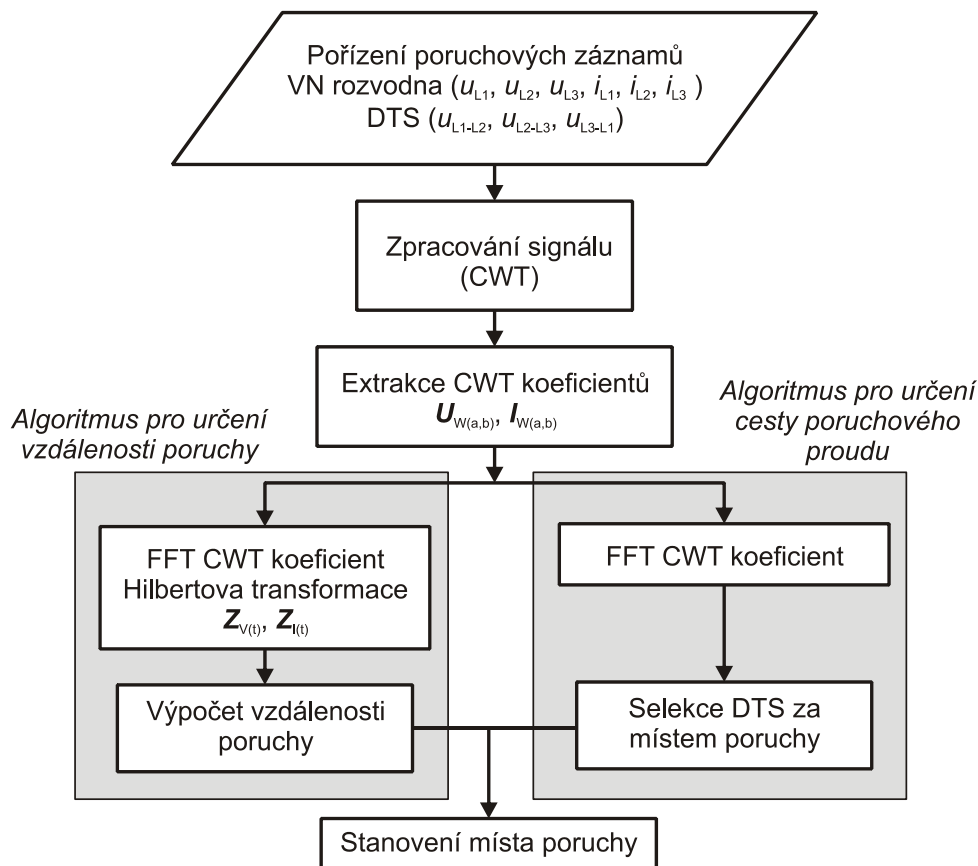
2.3.2 Lokalizace poruchy na základě analýzy transientního signálu

Podobná myšlenka vycházející z využití záznamů napětí pořízených na sekundární straně DT byla rozpracována na základě mezinárodní spolupráce s Aalto University (Finsko), jejímž výsledkem bylo zpracování nové metody pro lokalizaci zemního spojení v izolované či kompenzované distribuční soustavě prezentované v publikaci, která je přílohou této práce (Příloha 1 - P1.C).

Podstata metody

Vlastní metoda lokalizace zemního spojení je založena na analýze transientního signálu poruchového záznamu pořízeného jak v napájecí rozvodně VN, tak i na sekundárních stranách

distribučních transformátorů. Metoda analyzuje s využitím Waveletovy transformace frekvenční složky, které jsou způsobeny vybíjecím proudem postižené fáze (dle reálných měření se frekvence tohoto děje pohybuje v rozsahu od 500 Hz do 2500Hz) a nabíjecím proudem nepostižených fází (100 Hz až 800 Hz). Funkční princip metody je naznačen s využitím vývojového diagramu na Obr. 2-10.

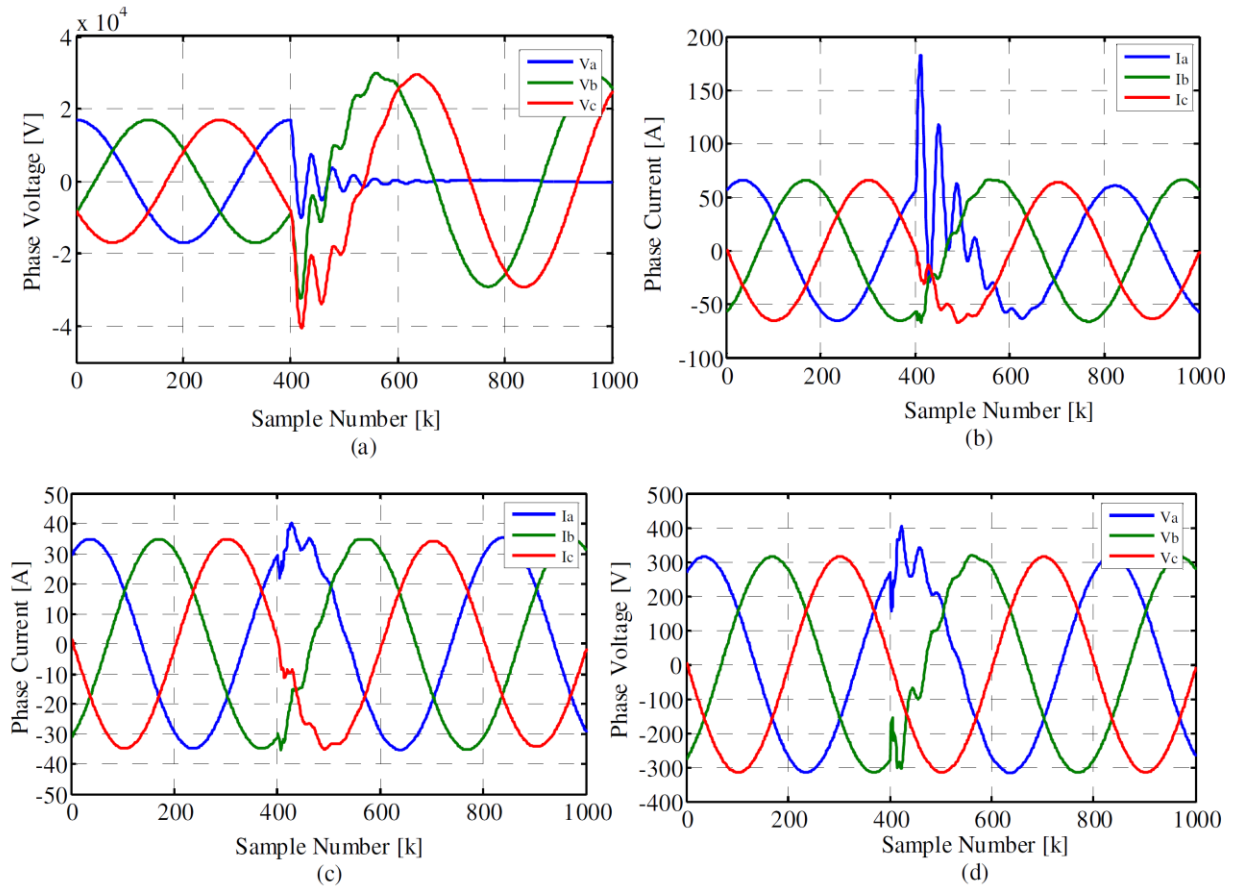


Obr. 2-10: Princip metody lokalizace zemního spojení

Jak vyplývá z Obr. 2-10, tak do lokalizačního algoritmu vstupují záznamy z:

- VN rozvodny - poruchový záznam okamžitých hodnot fázových napětí a proudů na postiženém vývodu, přičemž lze s výhodou využít poruchového záznamu vývodové ochrany pokud disponuje dostatečným vzorkováním (alespoň 5 kS/s),
- NN strany DTS - poruchový záznam okamžitých hodnot sdružených napětí zaznamenaných na sekundárních stranách distribučních transformátorů v postižené oblasti.

Příklad těchto záznamů s detailem transientního jevu při vzniku ZS ve fázi a) je zobrazen na Obr. 2-11.



Obr. 2-11: Oscilogramy vzniku ZS: (a) Fázová napětí v napájecí rozvodně, (b) Proudů na postiženém vývodu v napájecí rozvodně, (c) Proudů nepostiženého vývodu v napájecí rozvodně, (d) Sdružené napětí na sekundární straně DTS

V dalším kroku musí být zjištěna dominantní frekvence vybíjecích proudů f_c , k tomuto účelu je využita Waveletova transformace (continuous wavelet transformation CWT) v kombinaci s FFT analýzou. Pro tuto frekvenční složku je provedena extrakce Waveletových koeficientů (a , b) u jednotlivých proudových a napěťových signálů. V další fázi algoritmu jsou pak prováděny dva paralelní procesy, a to estimace vzdálenosti poruchy od napájecí rozvodny d_f a určení postižené větve, která je využita v případech kdy jedné vzdálenosti poruchy odpovídá více bodů v distribuční síti.

Estimace vzdálenosti poruchy

S využitím Hilbertovy transformace a obdržených Waveletových koeficientů je nejprve získán analytický signál proudu $\bar{Z}_1(t)$ a napětí $\bar{Z}_v(t)$ zaznamenaných v napájecí rozvodně ve fázi s poruchou, tj. nejvyšší úroveň transientního signálu. Proces výpočtu těchto analytických signálů je detailně popsán v příložené publikaci (Příloha 1 - P1.C). Analytické signály $\bar{Z}_1(t)$ a $\bar{Z}_v(t)$ jsou pak dále použity pro výpočet časově proměnlivé indukčnosti $L_f(t)$ dle vzorce (2.20)

$$L_f(t) = \frac{1}{2\pi f_c} \cdot \text{im} \left[\frac{\bar{Z}_v(t)}{\bar{Z}_1(t)} \right], \quad (2.20)$$

kde f_c je estimovaná dominantní frekvence transientního jevu.

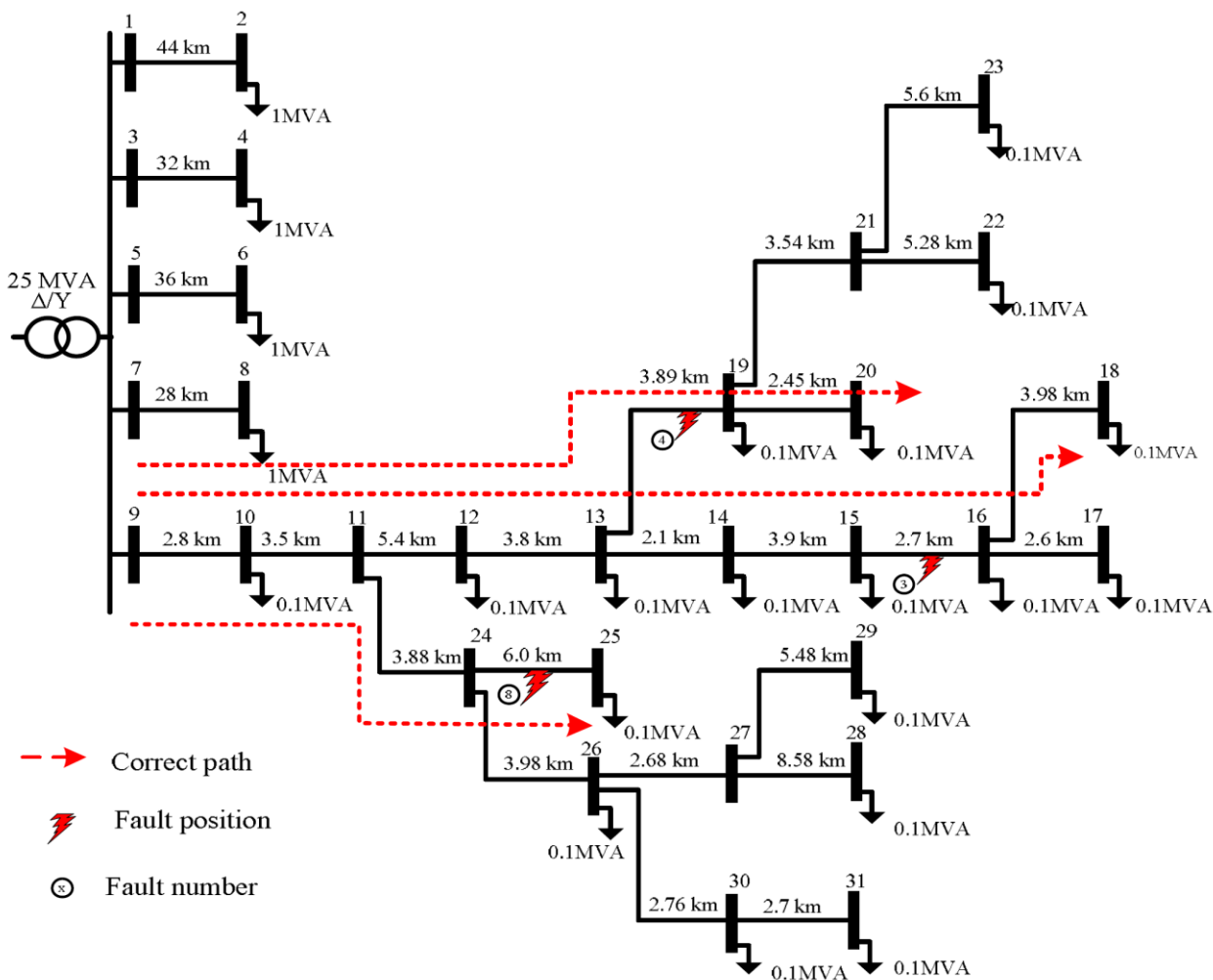
Výsledná vzdálenost poruchy je pak dána vztahem (2.21)

$$d_f(t) = \frac{L_f(t)}{\frac{1}{3}(L_{km}^{(0)} + L_{km}^{(1)} + L_{km}^{(2)})}, \quad (2.21)$$

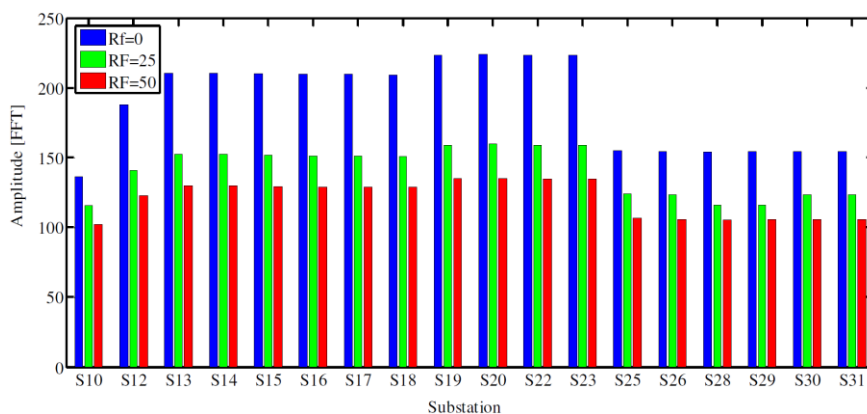
kde $L_{km}^{(0)}$, $L_{km}^{(1)}$, $L_{km}^{(2)}$ jsou netočivá, sousledná a zpětná indukčnost vedení vztažená na km délky. Výsledná hodnota vzdálenosti poruchy je pak dána střední hodnotou $d_f(t)$.

Výběr poruchou postižené větve

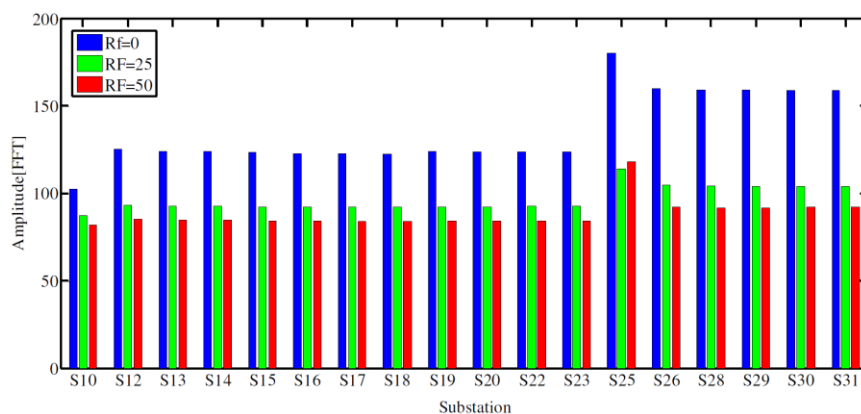
Cílem této části algoritmu je porovnání amplitudy dominantní frekvenční složky, která je obsažena v transienčním signálu zaznamenaných sdružených napětí na sekundární straně jednotlivých DTS. K extrakci této frekvenční složky a její úrovně je rovněž použita FFT analýza koeficientů CWT. Výběr poruchou postižené větve lze vysvětlit s využitím testovací soustavy na Obr. 2-12, kde jsou postupně simulovány zemní spojení s odporem poruchy 0Ω , 25Ω a 50Ω ve třech vybraných uzlech soustavy 4, 3 a 8. Během těchto poruch byla provedena FFT analýza koeficientů CWT ve všech 31 monitorovaných distribučních trafostanicích VN/NN. Srovnání zaznamenaných amplitud plynoucích z FFT analýzy všech monitorovaných DTS je pro jednotlivá místa poruchy a uvažované odpory poruchy uvedeno na Obr. 2-13 až Obr. 2-15.



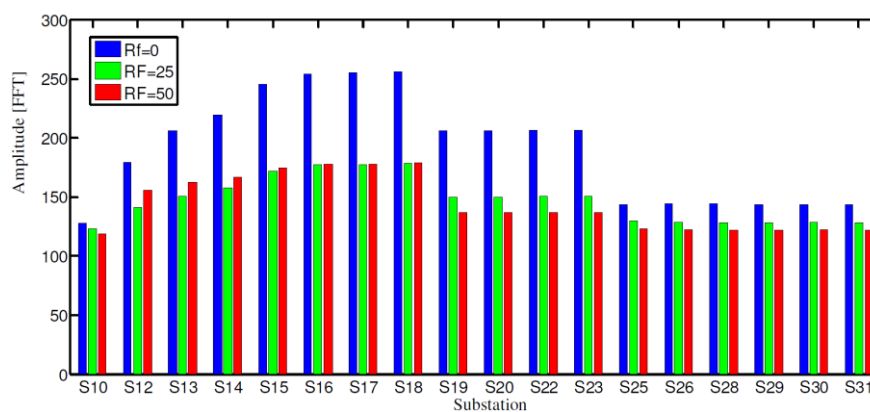
Obr. 2-12: Schéma testovací sítě prezentující metodu nalezení poruchou postižené větve



Obr. 2-13: Zaznamenané amplitudy FFT waveletových koeficientů jednotlivých DTS pro ZS v uzlu č. 4 (17,5 km)



Obr. 2-14: Zaznamenané amplitudy FFT waveletových koeficientů jednotlivých DTS pro ZS v uzlu č. 8 (12,53 km)



Obr. 2-15: Zaznamenané amplitudy FFT waveletových koeficientů jednotlivých DTS pro ZS v uzlu č. 3 (22,8 km)

Jak vyplývá z amplitud jednotlivých DTS na Obr. 2-12 až Obr. 2-15, tak na základě jejich úrovně lze vysledovat poruchou postiženou větev tak, že DTS za místem poruchy budou mít vždy nejvyšší úroveň této složky a zbylé DTS pak úměrně nižší, resp. odpovídající délce/impedanci vedení protékané jak proudem poruchy, tak i zátěžným proudem dané DTS. Na základě tohoto pravidla jsou v Obr. 2-12 doplněny cesty průchodu poruchového proudu definující poruchou postiženou větev soustavy.

Na základě vypočtené vzdálenosti poruchy a identifikace poruchou postižené větve distribučního vedení lze jednoznačně lokalizovat zemní spojení v kompenzované či izolované distribuční soustavě. Navržená metoda pak byla testována s využitím jak simulace části

distribuční soustavy, tak i na základě poruchových záznamů pořízených během experimentálního měření kovového zemního spojení v kompenzované distribuční soustavě 22 kV. Nevýhodou této metody je nemožnost jejího využití v případech odporové poruchy, kdy dochází k výraznému utlumení analyzovaného vybíjecího, resp. nabíjecího proudu. Detailní vyhodnocení těchto testů je uvedeno v příloženém příspěvku (Příloha 1 - P1.C).

2.4 Přínos autora k dané problematice

Díky dlouholetým zkušenostem autora s problematikou lokalizace poruch bylo možné vyvinout a zformulovat novou metodu pro lokalizaci nesymetrických poruch nazvanou Vdip. Aktivita spojená s výzkumem této nové metody vyústila v roce 2015 v udělení užitého vzoru a národního patentu č. 305209, které zajišťují nejen právní ochranu metody Vdip popsané v kapitole 2.3.1, ale i systému zajišťujícího naplnění podstaty metody. S ohledem na poměrně vysoký potenciál praktického využití metody byl následně podán a v roce 2017 udělen i Evropský patent č. EP2940483, který ve vybraných státech Evropy zajišťuje její právní ochranu. Uvedené patenty tak dokládají přínos autora v oblasti základního výzkumu, a to zejména problematiky lokalizace nesymetrických poruch uvnitř všech typů distribučních soustav (provoz kompenzovaný, izolovaný, odporově uzemněný případně i účinně uzemněný).

V návaznosti na výše uvedené úspěchy v základním výzkumu byl v roce 2018 projeven zájem provozovatele distribuční soustavy E.ON Česká republika, a.s. o ověření metody Vdip, které vyústilo v provedení pilotního testu metody v reálné kompenzované soustavě 22 kV. Na základě výsledků tohoto provozního ověření byl potvrzen vysoký potenciál metody pro lokalizaci zejména zemních spojení do odporu poruchy cca 1,5 k Ω v soustavách kompenzovaných s připínáním pomocného odporníku. Úspěšnost těchto testů a zájem PDS pak ve výsledku vedly k podání přihlášky a úspěšnému udělení podpory projektu TAČR (TK01020107), jehož cílem je vytvoření autonomního systému Vdip, který bude umožňovat automatickou lokalizaci nesymetrických poruch s přímým navázáním na systémy PDS. Úspěšné zvládnutí tohoto projektu je pak podmínkou pro širší uplatnění výsledků jak základního, tak i aplikovaného výzkumu autora. S ohledem na současný stav bude možné plně zhodnotit skutečný přínos autora k dané problematice až po dlouhodobějším ověření funkce systému Vdip v reálných provozních podmínkách.

3 SNÍŽENÍ ÚROVNĚ ZEMNÍCH PORUCHOVÝCH PROUDŮ

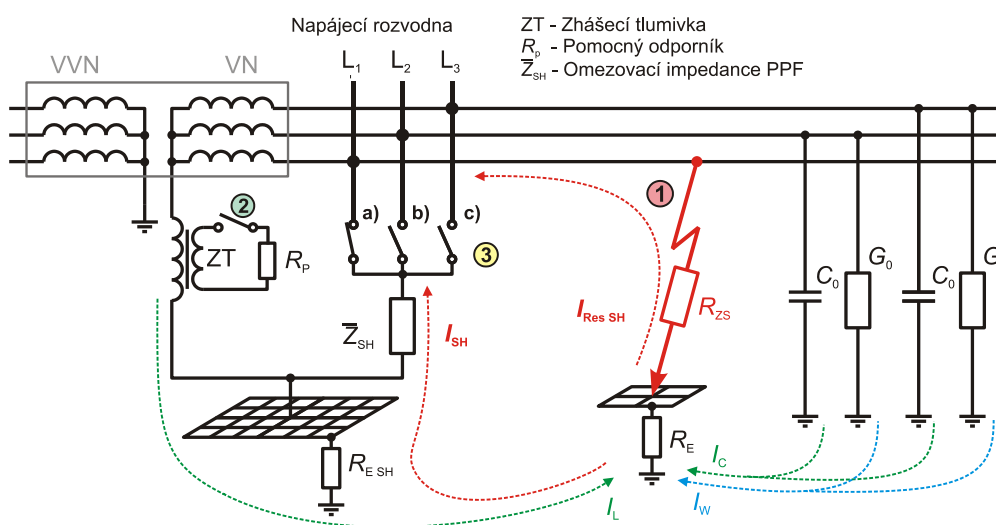
Provozování kompenzovaných elektrických sítí sebou nese v případě provozu sítě s trvajícím zemním spojením vždy riziko možného výskytu nebezpečných dotkových či krokových napětí v místě poruchy. Toto riziko mimo jiné závisí na rozsahu provozované sítě (kapacitním proudem sítě), kde s rostoucí velikostí kapacitního proudu narůstá. S ohledem na trend postupné kabelizace sítí VN, meziročně lze hovořit o 3% nárůstu kabelových VN vedení [1], je nezbytné vyvíjet a aplikovat nové techniky a postupy, které by mohly snížit či omezit poruchový proud na úroveň, která by maximálně snížila pravděpodobnost výskytu nebezpečných dotkových či krokových napětí v postižené oblasti.

Jedním z řešení pro zajištění požadované bezpečnosti provozu je respektování doporučení normy ČSN 33 3070 (1979), která omezuje velikost maximálního zbytkového/residuálního proudu v místě poruchy na 60 A, přičemž doporučuje venkovní síť provozovat do rozsahu 100 A kapacitního proudu, smíšené do rozsahu 300 A a kabelové do rozsahu 450 A kapacitního proudu. Tyto velikosti sítí jsou v ČR převážně respektovány, avšak díky neustálému rozvoji sítí a rostoucímu počtu kabelových úseků se tyto rozsahy postupně jeví jako nedostatečné. Dalším problémem je i dočasný provoz sítí s větším kapacitním proudem (např. dvě soustavy jsou propojeny z důvodu odstávky jednoho z napájecích transformátorů), přičemž může kapacitní proud překročit i úroveň 800 A. Typickým příkladem jsou stanice 110/22 kV na okrajích velkých měst, kde jeden transformátor napájí odporově uzemněnou městskou kabelovou síť a druhý venkovní kompenzovanou smíšenou síť. Pokud jsou v rozvodně pouze dva transformátory 110/22 kV, je nutné při odstavení jednoho transformátoru provozovat celou síť z transformátoru druhého. Toto je možné pouze v případě, že výkon transformátorů je dostatečný pro napájení celé oblasti. Jelikož překročení normou ČSN 33 3070 povolených hodnot kapacitních proudů nemusí vést k překročení i úrovně reziduálního proudu 60 A, která je považovaná za mezní hodnotu pro samozhášení poruchy, je nutné do budoucna počítat se zrušením/změnou této normy. Nutno podotknout, že podobně striktní omezení úrovně kapacitního proudu v okolních zemích není zavedeno.

Jedním z možných řešení, jak zvýšit bezpečnost soustav provozovaných s vysokou hodnotou kapacitního proudu (hodnoty větší než 300 A), je využití metody přizemnění postižené fáze (PPF). Této metody lze využít k redukci poruchového proudu během trvajících zemních spojení, případně i ke zlepšení nepřetržitosti dodávky elektrické energie, pokud jsou požadavky na bezpečnost naplněny. Zmínky či praktické zkušenosti s metodou PPF jsou v zahraničních publikacích prezentovány například v příspěvcích [28] až [31]. Aby bylo možné tuto metodu využívat v reálných distribučních soustavách, bylo nutné v uplynulých letech provést detailnější analýzu metody, a to jak z pohledu teoretického, tak i praktického, tj. reálné ověření přínosu metody ve smíšených distribučních soustavách. S ohledem na získané poznatky je tato kapitola dále zaměřena na detailní popis metody PPF, její výhody a nevýhody, zhodnocení přínosu v oblasti redukce poruchového proudu a porovnání nasazených pilotních systémů PPF. Veškeré níže uvedené skutečnosti vycházejí z tří klíčových publikací doložených v příloze (Příloha 2 - publikace P2.A až P2.C). Zkušenosti a závěry z vědecko-výzkumných aktivit autora pak byly využity při přípravě podnikové normy PNE 33 3301-2 ed. 1 (zveřejněné 10/2018) [32] definující požadavky na systém PPF za účelem jeho využití pro zvýšení bezpečnosti provozu distribučních soustav.

3.1 Metoda přizemnění postižené fáze

Princip metody PPF je patrný z Obr. 3-1, kde je zobrazeno zjednodušené schéma kompenzované sítě se zemním spojením, která je v napájecí stanici vybavena třemi jednopólovými vypínači (3), s jejichž pomocí lze kteroukoliv fázi spojit se zemnicí soustavou přes omezující impedanci \bar{Z}_{SH} . V případě zemního spojení (1) v síti je sepnutím a) pólu vypínače (3) vytvořena paralelní cesta poruchovému proudu, který se přerozdělí mezi místo poruchy ($I_{Res SH}$) a místo přizemnění postižené fáze (I_{SH}) - viz Obr. 3-1. Dojde tak zpravidla k redukci proudu místem zemního spojení a ke snížení dotykového a krokového napětí v místě poruchy. Podstatná část poruchového proudu se po přizemnění postižené fáze uzavře přes uzemňovací soustavu stanice $R_{E SH}$ a paralelní impedanci PPF \bar{Z}_{SH} ($I_{SH} \gg I_{Res SH}$), zejména v případech odporových zemních spojení, kdy $R_{ZS} \geq 100 \Omega$.



Obr. 3-1: Princip metody přizemnění postižené fáze

Podle hodnoty omezující impedance \bar{Z}_{SH} rozlišujeme tři způsoby provedení PPF:

- 1) přímé přizemnění postižené fáze k zemnicí soustavě,
- 2) přizemnění přes výkonový rezistor do hodnoty odporu $16 \Omega^1$,
- 3) přizemnění přes reaktor do hodnoty reaktance $16 \Omega^1$.

Při volbě vhodné omezující impedance \bar{Z}_{SH} se vychází z následujících kritérií:

a) redukce poruchového proudu

Z principu metody je zřejmé, že klíčovým parametrem pro posouzení účinnosti omezení poruchového proudu automatikou je hodnota impedance poruchové smyčky vůči impedanci paralelní větve automatiky PPF. Právě poměr těchto impedancí určuje efektivitu zvoleného řešení PPF, přičemž maximální redukce poruchového proudu se dosahuje přímým přizemněním postižené fáze přes zanedbatelnou hodnotou \bar{Z}_{SH} .

b) redukce harmonických složek poruchového proudu

¹ Při použití omezující impedance \bar{Z}_{SH} s maximální hodnotou 12Ω (soustava 22 kV) a 16Ω (soustava 35 kV) lze dosáhnout omezení zkratového proudu dvojitého zemního spojení do maximální úrovně cca 1,5 kA. Vyšší hodnoty omezující impedance nejsou z hlediska potřeby redukce proudu zemního spojení automatikou PPF doporučeny.

Díky kvalitním automatikám zhašecích tlumivek je základní harmonická složka kapacitního proudu téměř zcela kompenzována a zbytkový proud je tvořen nezanedbatelným množstvím nekompensovaných harmonických složek zejména 3., 5. a 7. harmonické. Úroveň těchto složek je významná zejména v městských či příměstských kompenzovaných soustavách velkých měst. Při posuzování vhodného řešení PPF je nutné brát ohled i na poměr impedancí v oblasti frekvencí uvedených harmonických. Maximální redukce harmonických složek poruchového proudu se dosahuje u automatik s přímým přizemněním postižené fáze.

c) eliminace přenosu části zatížení přes místo poruchy

Přizemněním postižené fáze v napájecí trafostanici se v určitých případech může přenášet část zatížení postiženého vývodu přes místo poruchy, což vede k navýšení poruchového proudu a ke zvýšení dotykových/krokových napětí v postižené oblasti. K tomuto jevu může dojít pouze u kovových ZS, která vznikla v blízkosti významně zatížené oblasti (distribuční trafostanice). Pro eliminaci tohoto negativního efektu je vhodnější využít omezující impedanci \bar{Z}_{SH} . Tato problematika je detailněji rozpracována v kapitole 3.2.

d) eliminace přepětí v nepostižených fázích

Díky nízké hodnotě omezující impedance \bar{Z}_{SH} dojde po přizemnění postižené fáze v napájecí trafostanici vždy ke zvýšení napětí nepostižených fází (nejméně na sdruženou hodnotu provozního napětí) a to bez ohledu na odpor poruchy vzniklého zemního spojení. Vysoká úroveň přepětí pak může zapříčinit překročení elektrické pevnosti s následným průrazem izolace a dvojitým zemním spojením. Z tohoto důvodu může být zavádění metody PPF doprovázeno zvýšeným výskytem dvojitých ZS.

e) redukce poruchového proudu druhého zemního spojení (ZS)

S ohledem na nebezpečí úrazu elektrickým proudem během PPF je největším rizikem dvojitě zemní spojení. Vysoká úroveň zemního zkratového proudu vytváří navýšení potenciálu zemnicí soustavy (EPR) nejen v napájecí rozvodně a jejím okolí, ale i v místě druhého zemního spojení. Pro redukci proudu druhého zemního spojení je vhodnější zvolit řešení s vyšší hodnotou \bar{Z}_{SH} .

S ohledem na výše zmíněná kritéria je vhodné volit mezi přímým přizemněním a přizemněním postižené fáze přes rezistor do hodnoty odporu 16Ω (max. 12Ω pro 22 kV a max. 16Ω pro 35 kV). V případě starých soustav vyznačujících se nízkou izolační pevností a soustav s častým výskytem dvojitých zemních spojení je vhodnější využití varianty s omezující rezistancí, která přispěje k redukci přepětí a zkratového proudu dvojitého ZS. V jiných případech je výhodné využití přímého PPF pro maximalizaci efektu redukce reziduálního proudu. Výjimkou mohou být pouze silně zatížené soustavy, kde hrozí efekt přetoku části zatížení přes zemnicí soustavu během kovových ZS.

3.1.1 Stanovení poruchového proudu po přizemnění postižené fáze

Pro stanovení maximální úrovně poruchového proudu po přizemnění postižené fáze během trvajících zemního spojení, tj. nejméně příznivý stav, lze využít vztahu (3.1)

$$I_{\text{Res SH}} = I_{\text{Res}} \cdot \left| \frac{\bar{Z}_{SH} + R_{E SH}}{\bar{Z}_{SH} + R_{E SH} + R_E + \bar{Z}_L} \right|, \quad (3.1)$$

kde $I_{\text{Res SH}}$ je velikost zbytkového proudu kovového zemního spojení procházejícího po aplikaci PPF přes posuzovanou zemnicí soustavu, I_{Res} je zbytkový proud kovového zemního

spojení (může se uvažovat 10 % kapacitního proudu soustavy dle ČSN EN 50 522), \bar{Z}_{SH} je impedance vloženého omezovacího prvku automatiky PPF, R_{ESH} je odpor zemnicí soustavy napájecí rozvodny a příslušenství automatiky PPF (vedení, přechodové odpory apod.), R_E je odpor poruchou postižené zemnicí soustavy, \bar{Z}_L je impedance vedení do místa poruchy.

Pozn.: Postup dle vzorce (3.1) nerespektuje případný vliv přenosu zatížení přes zemnicí soustavu a vliv rozladění způsobený přizemněním postižené fáze (porucha v blízkosti napájecí rozvodny).

Orientační stanovení maximálního zemního proudu po aplikaci PPF při vzniku dvojitého zemního spojení lze pro radiální vedení vypočítat na základě ČSN EN 60909-3 dle vztahu (3.2).

$$I''_{kEE} = \frac{3 \cdot c \cdot U_n}{\left| 6\bar{Z}_d^{(1)} + 2\bar{Z}_f^{(1)} + \bar{Z}_f^{(0)} + 3R_E + 3R_{ESH} + 3\bar{Z}_{SH} \right|}, \quad (3.2)$$

kde I''_{kEE} je maximální zkratový proud dvojitého zemního spojení, c je napěťový součinitel, U_n je jmenovité napětí soustavy, $\bar{Z}_d^{(1)}$ je sousledná zkratová impedance do místa instalace PPF, $\bar{Z}_f^{(1)}$ a $\bar{Z}_f^{(0)}$ je sousledná a netočivá impedance vedení mezi místem instalace PPF a místem druhého zemního spojení.

Výpočtu maximálního poruchového proudu dle vzorce (3.1) a (3.2) lze využít zejména při posuzování bezpečnosti zemnicích soustav v soustavách s instalovaným systémem PPF.

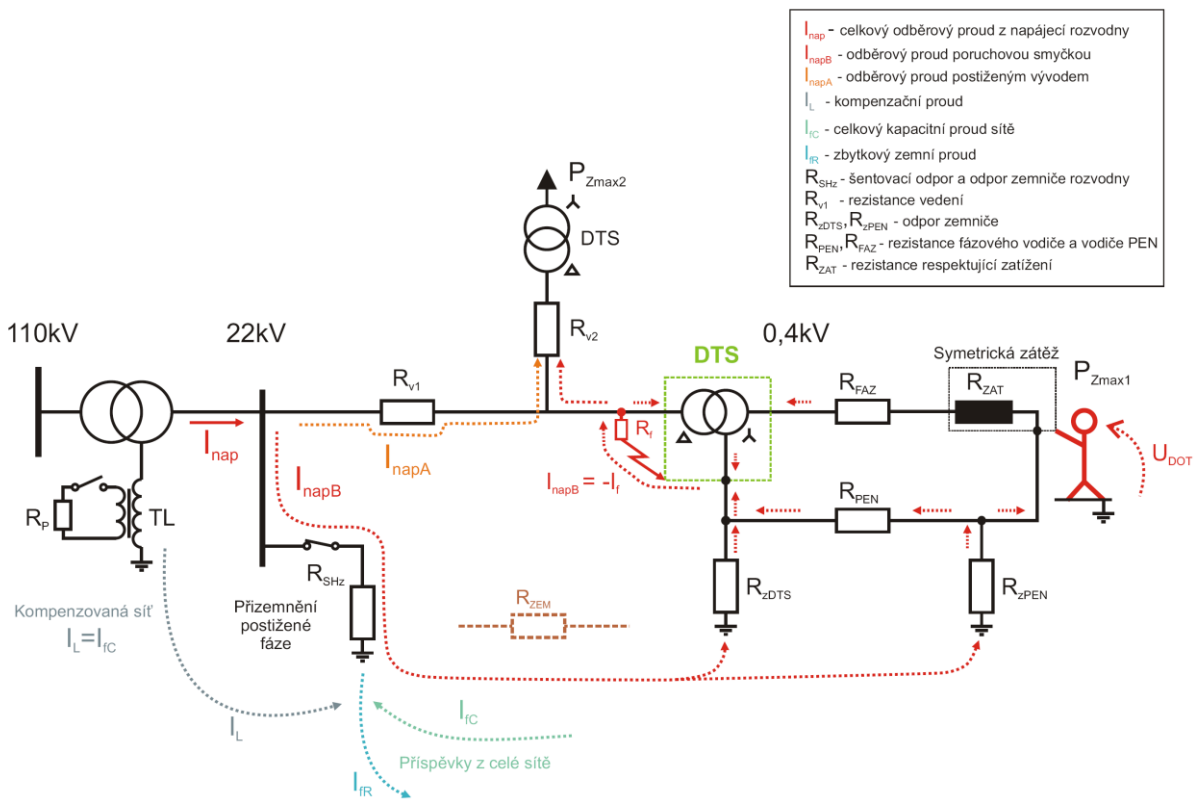
3.2 Negativní vliv přizemnění postižené fáze

Zásadní vliv na navýšení potenciálu zemnicí soustavy má velikost poruchového proudu uzavírající se přes danou zemnicí soustavu. V této kapitole je popsán případ, kdy důsledkem přizemnění postižené fáze nedojde ke snížení poruchového proudu v místě poruchy, ale naopak k jeho navýšení, a tím i ke zvýšení rizika úrazu dotykovým/krokovým napětím u odběratele.

Na Obr. 3-2 je schematicky naznačena síť popisující negativní vliv techniky přizemnění postižené fáze na úroveň proudu procházejícího místem poruchy. Jedná se o kompenzovanou síť 22 kV, která napájí napájecím transformátorem 110/22 kV dva distribuční transformátory se zatížením P_{Zmax1} a P_{Zmax2} . Ve zjednodušeném schématu sítě je naznačeno zemní spojení způsobené dotykem postižené fáze na neživou část DTS, která je spojena s uzemněním transformovny a s uzemněním středního vodiče sítě NN. Během trvajících zemního spojení došlo k přizemnění postižené fáze přes rezistanci R_{SHz} v rozvodně 22 kV. Pro jednoduchost jsou ve schématu i ve výpočtech uvažovány pouze rezistance.

Po přizemnění fáze dojde ve většině praktických případů (odporové ZS) k „přenesení“ poruchového proudu z místa poruchy do rozvodny, kde došlo k PPF. Výjimkou je však stav, kdy je impedance poruchové smyčky srovnatelná s impedancí vedení postiženého vývodu do místa poruchy (stav na Obr. 3-2). V tomto případě dojde k přerozdělení celkového napájecího proudu I_{nap} v poměru impedancí poruchové smyčky a impedance vedení (3.5) na dva napájecí proudy I_{napA} a I_{napB} . Napájecí proud I_{napA} napájí zatížení běžnou cestou přes napájecí vedení postižené fáze. Napájecí proud I_{napB} napájí zatížení poruchovou smyčkou, to je přes odpor R_{SHz} (součet odporu R_{SH} a odporu uzemnění transformovny 110/22 R_{zTR}), zemní odpor R_{ZEM} , celkový odpor zemnicí soustavy R_z , celkovou impedancí soustavy NN reprezentovanou rezistancí R_{NN} ,

a v neposlední řadě přes odpor poruchy R_f . Zásadní vliv na úroveň poruchového proudu I_f má tedy celková impedance poruchy (impedance mezi postiženou fází a zemí) a zatížení nejbližších distribučních stanic.

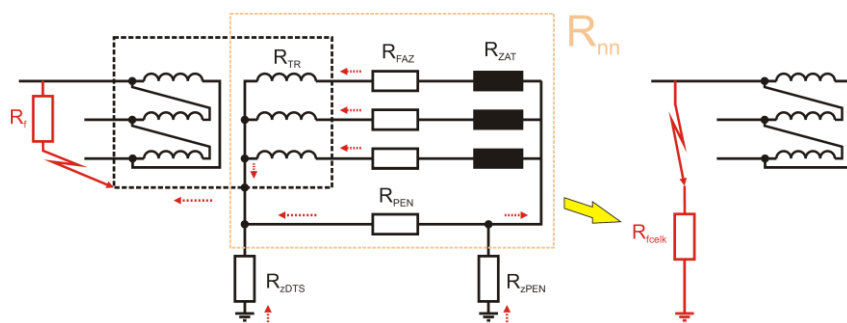


Obr. 3-2: Schéma sítě popisující negativní vliv přizemnění postižené fáze (pro jednoduchost jsou ve schématu i ve výpočtech uvažovány pouze rezistance)

Na Obr. 3-3 je zobrazeno schéma postižené DTS a soustavy NN spolu s procházejícím poruchovým proudem. Naznačený poruchový proud se uzavírá zemničí a napájecí soustavou NN. Celková impedance soustavy NN (vinutí transformátoru, fázové vodiče spolu se středním vodičem a zatížení) se dá zjednodušeně vyjádřit jako

$$R_{NN} = \left(\left(\frac{R_{TR} + R_{FAZ} + R_{ZAT}}{3} \right)^{-1} + R_{PEN}^{-1} \right)^{-1}, \quad (3.3)$$

kde R_{TR} je rezistance vinutí transformátoru, R_{FAZ} je rezistance fázového vodiče, R_{ZAT} je rezistance respektující zatížení a R_{PEN} je rezistance středního vodiče.



Obr. 3-3: Cesta poruchového proudu soustavou NN a náhrada celkovou rezistancí poruchy

Pro celkovou rezistanci poruchy platí, že

$$R_{\text{fcelk}} = \left((R_{\text{NN}} + R_{\text{zPEN}})^{-1} + R_{\text{zDTS}}^{-1} \right)^{-1} + R_f, \quad (3.4)$$

kde R_{zPEN} je rezistance zemniče středního vodiče, R_{zDTS} je rezistance zemniče distribuční trafostanice a R_f je odpor poruchy.

Pro příklad uvedený na Obr. 3-2 se napájecí proud rozdělí v poměru rezistancí následovně

$$\frac{I_{\text{napA}}}{I_{\text{napB}}} = \frac{R_{\text{SHz}} + R_{\text{ZEM}} + R_{\text{fcelk}}}{R_{\text{v1}}}. \quad (3.5)$$

Pro přibližný odhad úrovně poruchového proudu po přizemnění postižené fáze lze použít výraz

$$I_f = I_{\text{napB}} = I_{\text{nap}} \cdot \frac{R_{\text{v1}}}{R_{\text{SHz}} + R_{\text{ZEM}} + R_{\text{fcelk}} + R_{\text{v1}}}, \quad (3.6)$$

kde velikost I_{nap} vychází ze zatížení jednotlivých DTS v bezprostředním okolí místa ZS (úroveň poruchového proudu I_f je přímo závislá na zatížení DTS v blízkosti poruchy a uvedeném poměru impedancí).

Pokud budeme uvažovat nejméně příznivý stav, tj. stav kdy se odpor země blíží nule ($R_{\text{ZEM}} = 0 \Omega$), zemnicí soustava DTS a středního vodiče bude vyhovovat požadavkům kladeným na společné uzemnění (max. 2Ω), uvažuje se přímé přizemnění postižené fáze (R_{SHz} je max $0,2 \Omega$) a kovové ZS ($R_f = 0 \Omega$) bude mít zásadní vliv na přerozdělení napájecího proudu impedance vedení do místa poruchy (\bar{Z}_{v1}). K přenosu 50 % zatížení tak může v extrémním případě dojít již při ZS ve vzdálenosti nejméně cca 4,5 km (při $|\bar{Z}_{\text{v1}}| \sim 0.5 \Omega/\text{km}$) viz (3.6).

$$I_f = I_{\text{napB}} \sim I_{\text{nap}} \cdot \frac{|\bar{Z}_{\text{v1}}|}{2,2 + |\bar{Z}_{\text{v1}}|} \quad (3.7)$$

Rozbor vlivu přenosu části zatížení na úroveň poruchového proudu v místě poruchy je spolu s posouzením vlivu odporu PPF uveden detailněji v příloženém příspěvku (Příloha 2 - P1.A)

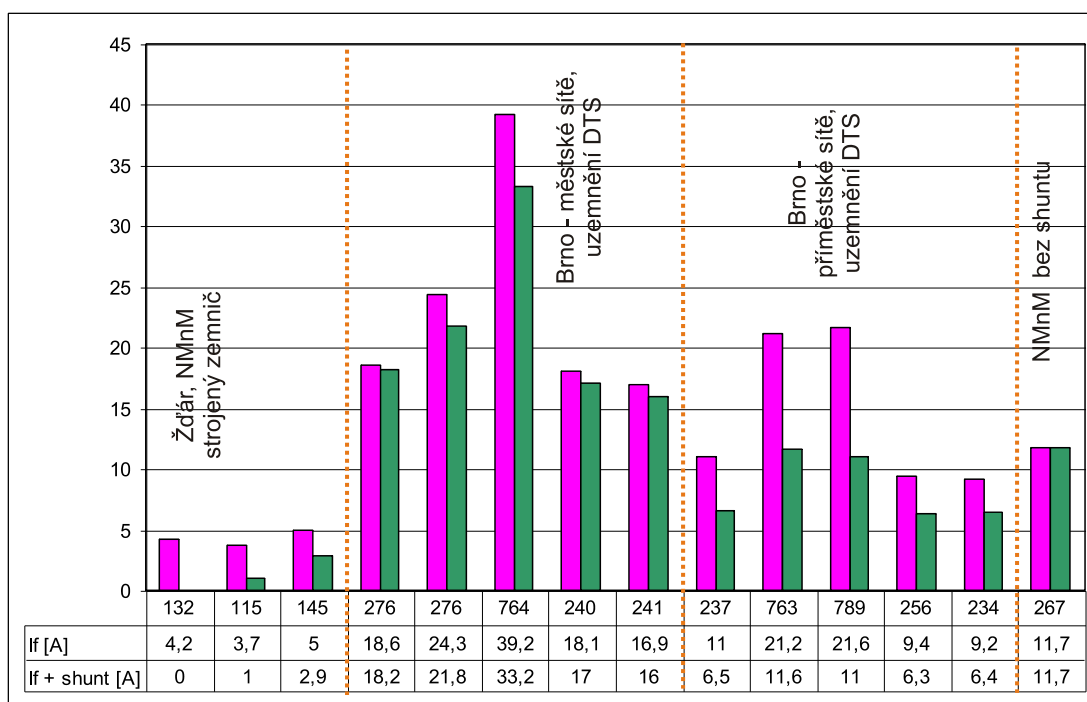
3.2.1 Zhodnocení vlivu PPF na úroveň reziduálního proudu

V této části je prezentován přínos metody PPF na základě dat z reálných měření v kompenzovaných distribučních soustavách, které byly provedeny v rámci spolupráce s distribuční společností E.ON. Charakteristika jednotlivých typů sítí je uvedena níže v Tab. 3.1. Předmětem těchto testů bylo ověření efektivity PPF, tj. schopnosti redukovat poruchový proud, v případech kovových zemních spojení. S ohledem na odlišný charakter zemnicích soustav, kdy městské lokality jsou charakteristické nízkou úrovní odporů zemnicích soustav, a obsah harmonických složek v poruchovém proudu, byly vybrány městské a mimoměstské (venkovské) lokality.

Tab. 3.1: Charakteristika měřených soustav a konfigurace testu

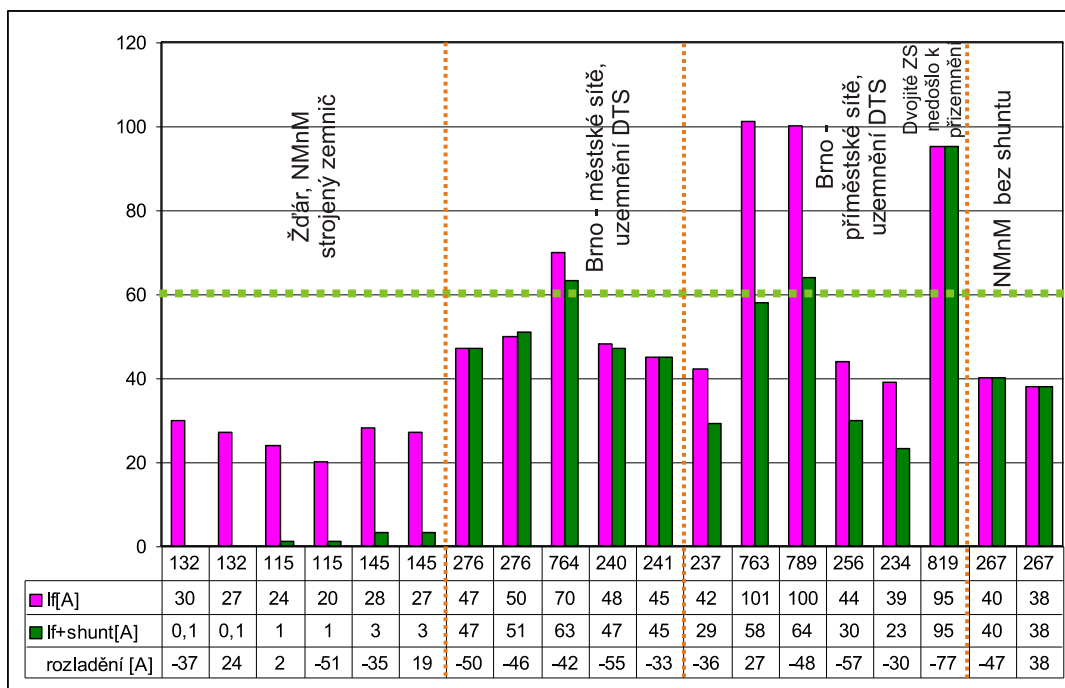
místo poruchy	vzdálenost poruchy	rozsah sítě	napájecí rozvodna	provedení kovové poruchy	typ sítě	Omezující impedance
Ždár n. Sáz.	500 m	132 A	Ždár n. Sáz.	na uzemnění stožáru	venkovská	přímé PPF
Radostice - Račín	25 km	115 A				
Nové Město na M.	10 km	145 A				
Brno - Bystrc	5 km	276 A 764 A	Brno - Medlánky	na uzemnění DTS	městská	$R_{SH} = 10 \Omega$
Brno - Komín	4,5 km	240 A				
Jinačovice	6 km	256 A 789 A				
Moravské Knínice	10 km	234 A				
Nové Město na M.	14 km	267 A			Bystřice nad Pernštejnem	

V grafu na Obr. 3-4 jsou vyneseny zaznamenané hodnoty residuálních proudů zemního spojení (I_f) naměřené během kovových poruch provedených vždy při vyladěné síti. Celkový kapacitní proud sítě je uveden na horizontální ose grafu. Zelené sloupce reprezentují hodnotu proudu po přizemnění postižené fáze ($I_f + \text{shunt}$), odkud je patrné, že v žádném z experimentů nedošlo po přizemnění postižené fáze ke zvýšení residuálního proudu vlivem přenosu části zatížení, jak bylo teoreticky popsáno v kapitole 3.2.



Obr. 3-4: Vliv přizemnění postižené fáze ve vyladěném stavu sítě

K podobným závěrům lze dojít i po analýze výsledků experimentálního měření kovového zemního spojení v uvažovaných soustavách při úmyslném rozladění zážecí tlumivky. Zaznamenané hodnoty poruchového proudu před a po PPF jsou vyneseny v Obr. 3-5. Opětovně se neprojevil negativní efekt PPF daný přenosem části zatížení skrze zemnicí soustavu během kovové poruchy.



Obr. 3-5: Vliv přizemnění postižené fáze v rozladěném stavu sítě

Provedené experimentální měření potvrdilo předpoklad, že poměry, které by vedly k navýšení úrovně poruchového proudu po PPF, jsou v reálných smíšených VN soustavách jen obtížně dosažitelné. Z obecného pohledu je i výskyt kovových zemních spojení v reálné DS jen výjimečnou záležitostí, což zásadně snižuje i riziko projevu popsaného negativního projevu PPF. Významný přínos má automatika PPF zejména v případech odporových a obloukových poruch, jichž je z pohledu četnosti výskytu v reálné DS naprostá většina. Přínos metody PPF pro redukci poruchového proudu v reálných provozních podmínkách je detailně zhodnocen v přiložené publikaci (Příloha 2 - P1.B).

3.3 Porovnání více typů PPF

S ohledem na možné variantní provedení systému PPF (viz. kap. 3.1) je v této části vyhodnoceno několik v současné době na území ČR instalovaných systémů PPF. Podobné vyhodnocení je nezbytné pro posouzení výhod a nevýhod variant provedení systému PPF před jejich širším nasazením do reálných soustav. V českých distribučních soustavách jsou v současnosti instalovány v rámci pilotních projektů tři typy prototypů systému PPF. Tyto systémy přizemňují postiženou fázi dle varianty provedení přímo, přes rezistor či přes reaktor. Jednotlivé typy se tedy liší omezující impedancí \bar{Z}_{SH} , která je zapojena mezi postiženou fází a místo přizemnění, jak ukazuje Obr. 3-1. Jako **Typ 1** (T1) je označeno provedení kdy dochází k přímému přizemnění $\bar{Z}_{SH} = 0 \Omega$. **Typ 2** (T2) je označeno provedení PPF přes výkonový rezistor o hodnotě $R_{SH} = 10 \Omega$. Poslední typ využívá reaktor s reaktancí v rozsahu $X_{SH} = 4 \div 10 \Omega$ (budou posuzovány pouze řešení s minimální a maximální dodávanou reaktancí, tj. **Typ 3** (T3), kde $X_{SH} = 10 \Omega$ a **Typ 4** (T4), kde $X_{SH} = 4 \Omega$).

3.3.1 Případová studie

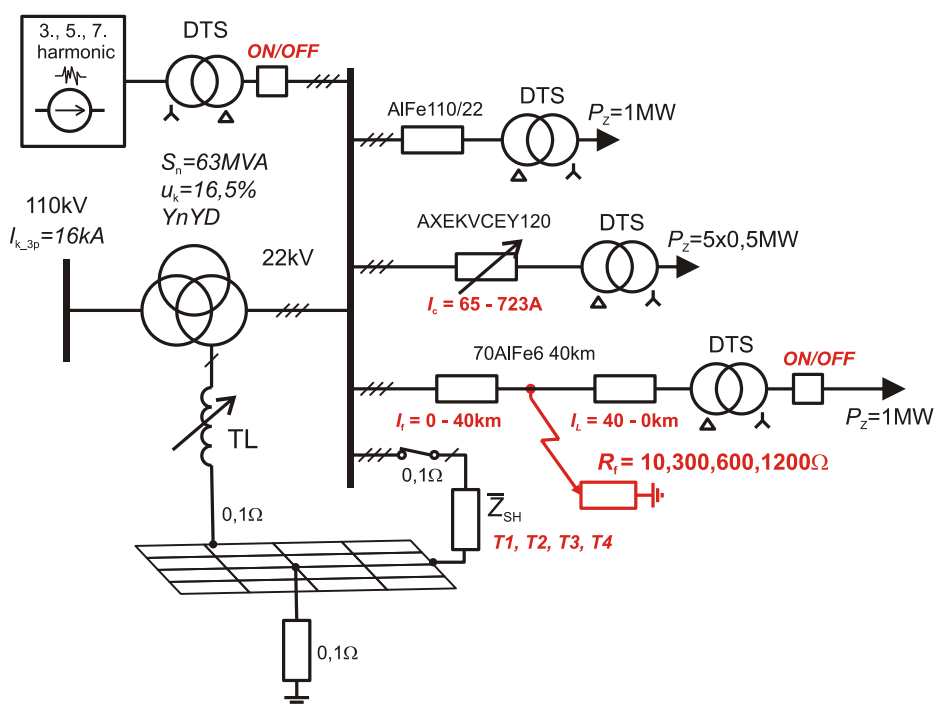
Pro zhodnocení okolností uvedených v bodech a) až e) kapitoly 3.1 pro jednotlivé typy PPF byla uvažována testovací soustava zobrazená na Obr. 3-6. Vlastní testovací síť představuje smíšenou soustavu 22 kV, která je napájena ze soustavy 110 kV přes třívinutový transformátor

Y_{nYD} o výkonu 63 MVA a $u_k = 16,5\%$, symetrický zkratový proud přispívající ze soustavy 110 kV je pro potřeby simulace uvažován 16 kA. Distribuční soustava VN je pak tvořena venkovním AlFe110/22 a kabelovým vedením AXEKVCEY120, který mění svou délku dle příslušné provozní varianty dle Tab. 3.2.

Tab. 3.2: Parametry soustavy pro provozní varianty V1-6

Provozní varianty	Kapacitní proud	Zbytkový proud (I_w)
V1	6,1 A	4,3 A
V2	65 A	4,6 A
V3	212 A	8,2 A
V4	357 A	12,8 A
V5	494 A	18,5 A
V6	723 A	50 A

Třetí vývod venkovního vedení 70AlFe6 o délce 40 km je zatížen výkonem 1 MW. Tento vývod je určen pro simulace místa poruchy ve vzdálenostech od napájecí rozvodny: 0, 10, 20, 30 a 40 km (P1-P5) daného vedení. Pro vyhodnocení potřebných parametrů a pro porovnání jednotlivých systémů PPF jsou uvažovány čtyři hodnoty odporu zemního spojení R_f , a to 10 Ω , 300 Ω , 600 Ω a 1200 Ω . Pro zhodnocení všech vlivů je posuzován jak ideálně kompenzovaný stav, tak i stav podladěný - kompenzační proud je o 20 % nižší než proud kapacitní a stav přeladěný - kompenzační proud je o 20 % vyšší. Pro ověření schopnosti systémů PPF omezit harmonické složky (3., 5. a 7. harmonickou) je do testovací soustavy přidán i jejich zdroj.

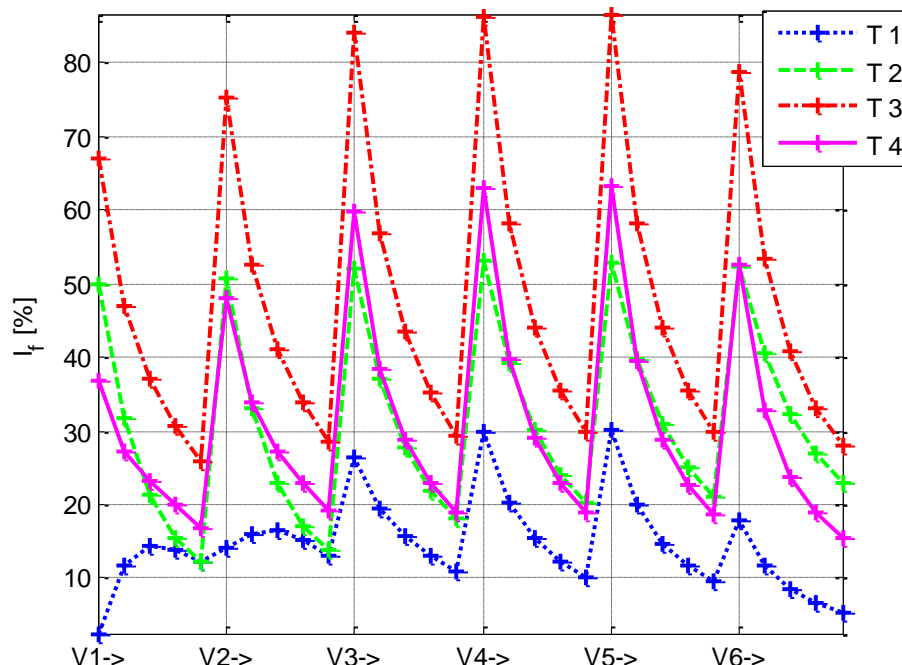


Obr. 3-6: Zjednodušené schéma testovací soustavy

3.3.2 Analýza redukce poruchového proudu

Rozdíl v účinnosti jednotlivých typů PPF je možné posoudit na základě Obr. 3-7, který zobrazuje relativní hodnotu poruchového proudu po přizemnění postižené fáze během odporu poruchy 10 Ω pro stav kompenzované sítě. Tato relativní hodnota $I_{f \text{ rel}}$ udává procentuální

hodnotu poruchového proudu vzniklého zemního spojení, která prochází místem poruchy po aplikaci PPF. Z pohledu efektivity jednotlivých typů PPF, lze v tomto případě označit jako nejeftektivnější řešení Typ 1 (nejnižší impedance \bar{Z}_{SH}), kde hodnota poruchového proudu dosahuje úrovně 0 - 30 % a nejméně efektivní Typ 3, kde úroveň poruchového proudu dosahuje hodnoty až 90 %.



Obr. 3-7: Relativní hodnota poruchového proudu po PPF - komp.stav, $R_f=10\Omega$ (osa X udává pro každou provozní variantu V1-6 měnící se místo poruchy od začátku do konce postiženého vývodu)

Pro vzájemné porovnání jednotlivých typů PPF je níže uvedena tabulka shrnující průměrnou, maximální a minimální hodnotu relativního proudu zaznamenaného během všech modelovaných stavů v ideálně kompenzované síti kategorizované dle hodnoty odporu poruchy 10, 300, 600 a 1200 Ω .

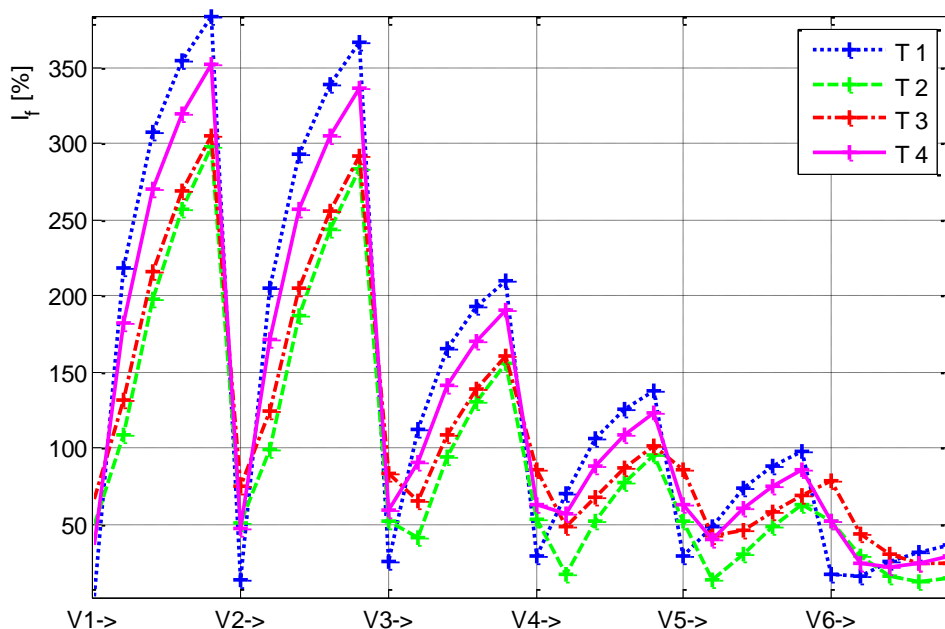
Tab. 3.3: Zhodnocení relativní hodnoty poruchového proudu po PPF - kompenzovaný stav

R_f	Relativní hodnota poruchového proudu po PPF											
	Typ 1			Typ 2			Typ 3			Typ 4		
	min	max	prum.	min	max	prum.	min	max	prum.	min	max	prum.
10 Ω	2.5%	30.0%	15.0%	12.2%	53.0%	31.0%	25.9%	87.0%	48.0%	15.6%	63.0%	31.0%
300 Ω	0.9%	3.0%	2.0%	1.1%	6.0%	3.0%	3.7%	8.0%	6.0%	1.7%	4.0%	3.0%
600 Ω	0.9%	2.0%	1.0%	0.3%	5.0%	2.0%	2.2%	6.0%	4.0%	1.3%	3.0%	2.0%
1,2k Ω	0.8%	2.0%	1.0%	0.1%	4.0%	1.0%	1.6%	5.0%	3.0%	1.2%	3.0%	2.0%

3.3.3 Analýza vlivu zatížení na úroveň poruchového proudu

Jak je patrné z Obr. 3-8, tak podle očekávání zvyšující se odpor poruchy zvyšuje účinnost PPF (snižuje míru zatížení přenášenou přes zemnicí soustavu), podobně i rostoucí vzdálenost místa poruchy od místa zatížení snižuje úroveň přenášeného zatížení skrz zemnicí soustavu, což je ve shodě s teoretickým popisem viz. kapitola 3.2. Z pohledu srovnání vlivu jednotlivých řešení PPF, tak v tomto případě hraje klíčovou roli absolutní hodnota impedance použitého omezovacího prvku automatiky PPF, kdy nejnižší účinnosti při uvažování vlivu zatížení dosahuje

Typ 1 (přímé přizemnění), dále pak Typ 4 ($|\bar{Z}_{SH}| = 4\Omega$). Řešení Typ 2 a Typ 3 pak jsou z pohledu redukce poruchového proudu při uvažování vlivu zatížení rovnocenné, mají téměř stejnou hodnotu impedance omezovacího prvku ($|\bar{Z}_{SH}| = 10\Omega$).



Obr. 3-8: Relativní hodnota poruchového proudu po PPF - komp.stav, $R_f=10\Omega$

Pro vzájemné porovnání jednotlivých typů PPF s ohledem na vliv zatížení je níže uvedena Tab. 3.4 shrnující průměrnou, maximální a minimální hodnotu relativního proudu poruchy zaznamenaného pro modelované stavy kategorizované dle hodnoty odporu poruchy 10, 300, 600 a 1200 Ω .

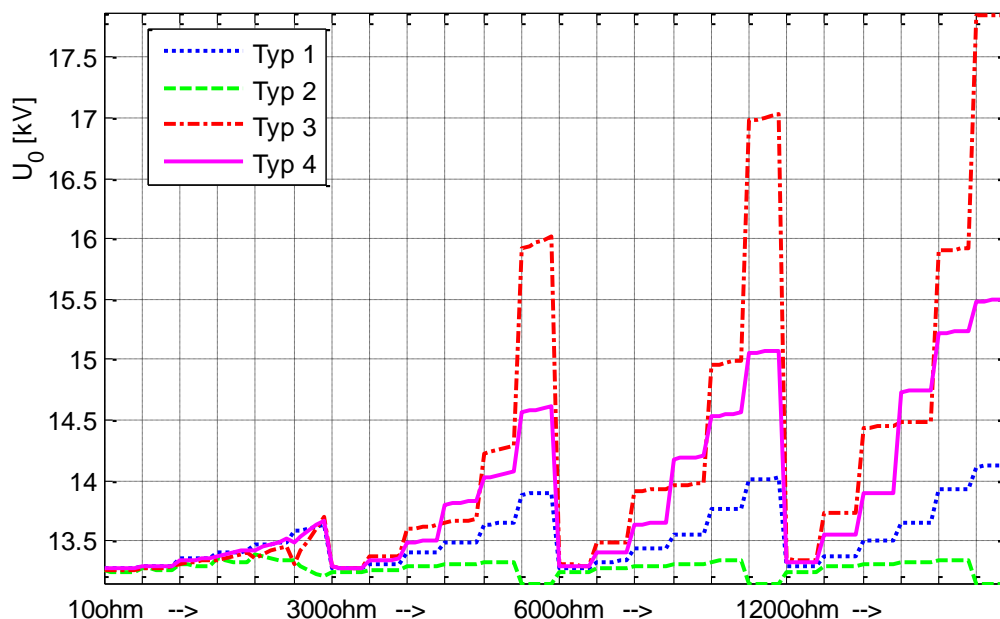
Tab. 3.4: Zhodnocení relativní hodnoty poruchového proudu po PPF - vliv zatížení

R_f	Relativní hodnota poruchového proudu po PPF											
	Typ 1			Typ 2			Typ 3			Typ 4		
	min	max	prum.	min	max	prum.	min	max	prum.	min	max	prum.
10 Ω	2.5%	384.0%	138.0%	13.0%	298.0%	96.0%	24.3%	306.0%	113.0%	22.0%	352.0%	128.0%
300 Ω	0.9%	51.0%	15.0%	1.3%	47.0%	13.0%	3.7%	49.0%	15.0%	1.7%	50.0%	15.0%
600 Ω	0.9%	29.0%	9.0%	0.8%	27.0%	8.0%	2.2%	28.0%	9.0%	1.3%	29.0%	9.0%
1,2k Ω	0.8%	18.0%	6.0%	0.1%	17.0%	5.0%	1.6%	17.0%	6.0%	1.2%	18.0%	6.0%

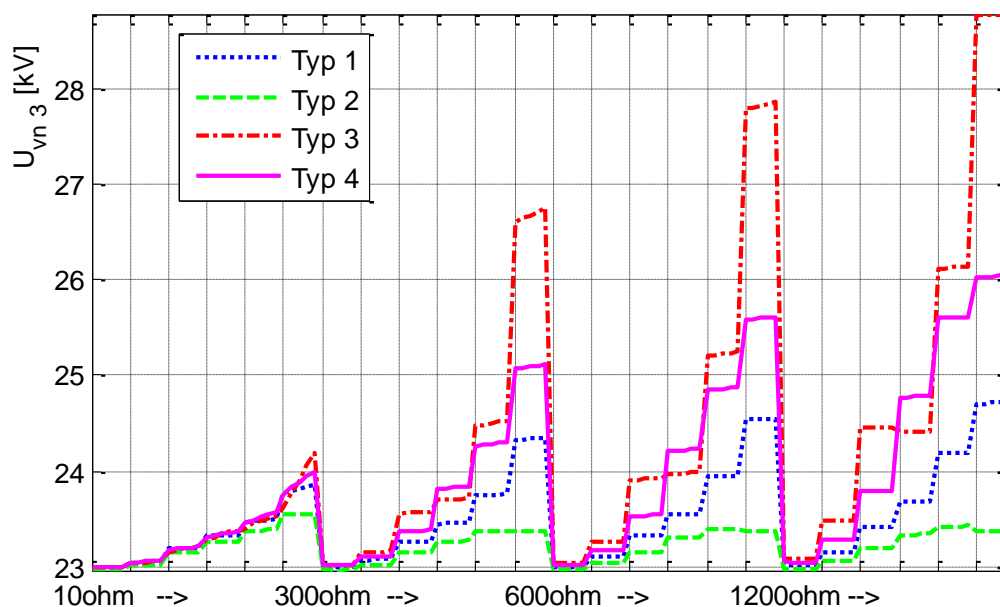
3.3.4 Analýza přepětí

Z hlediska vzniku nebezpečných přepětí jsou problémové zejména stavy, kdy je PPF použito během vysoko-odporových ZS (300, 600 a 1200 Ω) a to zejména v případech soustavy s velkým kapacitním proudem $I_c > 300$ A (V4, V5 a V6). Z tohoto důvodu jsou s ohledem na úroveň přepětí po aplikaci PPF nejhorší zejména řešení Typ 3 a Typ 4, kde přepětí v nepostižených fázích překračuje hodnotu 25 kV. V nejhorších simulovaných případech je úroveň přepětí 28,8 kV (Typ 3) a 26 kV (Typ 4). Toto přepětí je vyvoláno oscilací potenciálu nulového bodu transformátoru vyvolané indukčností omezovacího prvku PPF (Z_{SH}). Čím bude tato indukčnost větší a rovněž i proud procházející přes tento prvek (I_{SH}), tím vyšší úroveň přepětí lze dosáhnout. Co se týče řešení Typ 1, tak vlastní míra přepětí je v tomto případě zapříčiněna zejména vybíjecím proudem, jehož doba trvání je velmi krátká (cca čtvrt periody) a zpravidla bývá

v reálných systémech tlumena. Zaznamenané hodnoty uzlového napětí a napětí nepostižené fáze L3 jsou pro všechny modelované stavy zobrazeny na Obr. 3-9 a Obr. 3-10.

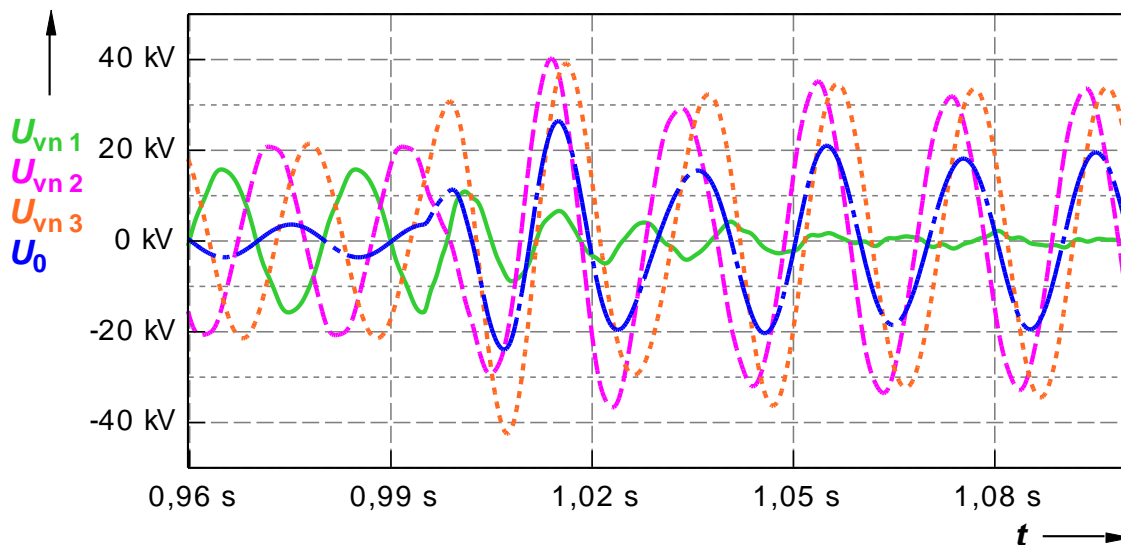


Obr. 3-9: Maximální efektivní hodnota uzlového napětí - kompenzovaný stav (osa X udává pro každý odpor poruchy měnící se provozní variantu V1-6 a místo poruchy od začátku do konce postiženého vývodu)



Obr. 3-10: Maximální efektivní hodnota fázového napětí nepostižené fáze L3 - kompenzovaný stav

Na Obr. 3-11 je zobrazen oscilografický průběh napětí pro případ přizemnění postižené fáze přes reaktor 10Ω (Typ 3). Zde je patrné extrémní přepětí překračující v okamžité hodnotě napětí 40 kV ($> 210 \%$ jmenovitého fázového napětí). Doba trvání tohoto přepětí je přibližně jednu periodu a je způsobeno oscilací potenciálu nulového bodu transformátoru U_0 , které dosahuje úrovně efektivní hodnoty blízké se 19 kV (140% jmenovitého napětí). Z pohledu vznikajícího přepětí je proto varianta využívající automatiku Typ 3 nejméně vhodná.



Obr. 3-11: Okamžité hodnoty fázových napětí (Typ 3, $R_f=1200\Omega$)

3.3.5 Zhodnocení automatik PPF

Z výše uvedeného vyplývá, že každé řešení automatiky má své výhody i nevýhody s ohledem na vlastnosti daného zemního spojení a konfiguraci distribuční soustavy. Komplexní srovnání jednotlivých řešení v podmínkách testovací soustavy je možné na základě Tab. 3.5, která zobrazuje procentuální hodnotu vhodnosti jednotlivých typů automatiky. Pro toto srovnání je hodnota 100 % použita u nejvhodnějšího řešení a zbylé typy automatik jsou úměrně poníženy s ohledem na jejich schopnost (efektivitu) při redukci poruchového proudu a přepětí.

Tab. 3.5: Vzájemné porovnání jednotlivých typů PPF

Typ PPF	Redukce poruchového proudu						Vliv zatížení	Všechny vlivy	Přepětí
	Základní harmonická			Vyšší harmonické					
	komp.	podkomp.	překomp.	3.	5.	7.			
$R_{SH} = 0 \Omega$	100%	100%	100%	100%	100%	100%	70%	75%	92%
$R_{SH} = 10 \Omega$	48%	15%	13%	12%	8%	16%	100%	100%	100%
$X_{SH} = 10 \Omega$	31%	12%	10%	6%	4%	6%	85%	77%	79%
$X_{SH} = 4 \Omega$	48%	23%	20%	6%	6%	5%	75%	68%	87%

Pozn.: Konkrétní zhodnocení jednotlivých řešení je do značné míry závislé na parametrech testovací sítě a konfiguraci jednotlivých scénářů (zejména na úrovni zatížení a úrovni harmonických složek) testovací sítě.

Pokud vyjdeme z respektovaných parametrů testovací soustavy, tak jako nejvhodnější způsob provedení lze považovat přizemnění postižené fáze přes odpor $R_{SH} = 10 \Omega$. Tento typ automatiky PPF dosahuje nejlepších výsledků při souhrnném respektování všech klíčových vlivů (vliv zatížení, harmonických složek, přepětí, úrovně poruchového proudu), a to nejen během přizemnění postižené fáze, ale i během nastávajícího dvojitého zemního spojení. Zhodnocení jednotlivých typů PPF v podmínkách dvojitého zemního spojení je prezentováno v příložené publikaci (Příloha 2 - P2.C).

V případě starých soustav vyznačujících se nízkou izolační pevností a soustav s častým výskytem dvojitých zemních spojení je vhodnější využití varianty s omezující rezistancí, která přispěje k redukci přepětí a zkratového proudu dvojitého ZS. V jiných případech může být výhodné využití přímého PPF pro maximalizaci efektu redukce reziduálního proudu. Výjimkou mohou být pouze silně zatížené soustavy, kde hrozí efekt přetoku části zatížení přes zemnicí soustavu během kovových ZS.

Na závěr je však nutné podotknout, že výběr nejvhodnějšího řešení bude vždy záviset na konkrétních vlastnostech předmětné distribuční soustavy a musí k nim být přihlédnuto při volbě optimálního typu PPF.

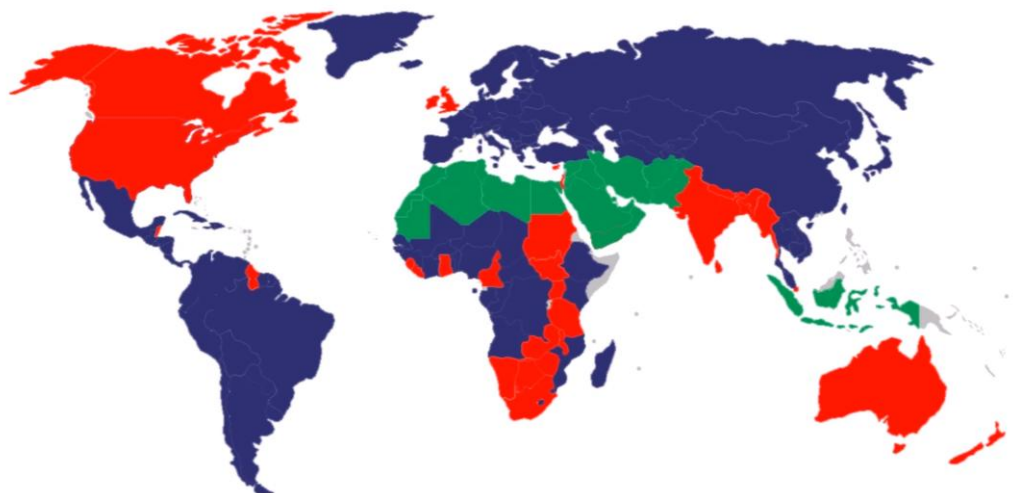
3.4 Přínos autora k dané problematice

Na základě publikací, studií a provedených reálných měření, které byly z části prezentovány v kapitolách 3.1 až 3.3 byla vytvořena podniková norma PNE 33 3301-2 Přizemňování postižené fáze při jednopólových poruchách [32]. Tato norma definuje provozní podmínky, technické požadavky a kritéria umožňující využít metodu přizemnění postižené fáze během krátkodobých nebo trvalých zemních spojení v distribučních soustavách ke zvýšení jejich bezpečnosti provozu. Vytvořená podniková norma tedy definuje technický rámec, který umožňuje bezpečné a spolehlivé užití této metody pro zvýšení bezpečnosti provozu DS při respektování všech platných norem.

Získané poznatky autora v této oblasti pak budou dále využity pro zpracování návrhu další podnikové normy, která bude zaměřena na definování bezpečnostních kritérií provozu kompenzovaných soustav s cílem nahradit stávající ČSN 33 3070 (1/1979) [2]. Důvodem této náhrady je aktualizace bezpečnostních opatření s cílem změnit požadavky na maximální povolené úrovně kapacitních zemních proudů soustavy, které jsou s ohledem na současný stav provozu DS zastaralé. Plánovaný rok vydání této nové PNE je 2020.

4 HODNOCENÍ BEZPEČNOSTI ZEMNÍCÍCH SOUSTAV

Ověření bezpečnosti stávající či nově navrhované zemnicí soustavy patří mezi klíčové úkony, které zajišťují přijatelnou bezpečnost všech osob vyskytujících se v oblasti jejího vlivu. Budeme-li se dále bavit o návrhu nové zemnicí soustavy, pak je nutné se ujistit, že v oblasti navržené zemnicí soustavy nedojde vlivem poruchy k vytvoření dotykového či krokového napětí, které by vedlo k překročení uvažované pravděpodobnosti srdeční fibrilace osob vyskytujících se v dané oblasti. Jednotlivé požadavky na zajištění bezpečnosti včetně hodnotících postupů se liší napříč světem, dle místních provozních zvyklostí a tamního právního rámce (obecné/angloamerické právo vs. občanské právo) či náboženských tendencí, viz Obr. 4-1.



Obr. 4-1: Státy s přiřazenými právními tendencemi: červená - obecné právo, modrá - občanské právo, zelená - náboženské tendence [33]

Z pohledu návrhu zemnicí soustavy dle evropských předpisů se vychází z deterministického způsobu návrhu. Tento deterministický způsob hodnocení neposuzuje pravděpodobnost koincidence (náhodnosti) současného vzniku poruchy a dotyku (přítomnosti) osoby a bere v úvahu nejméně příznivé podmínky (max. poruchový proud, nejhorší možný scénář dotyku apod.), což ve svém důsledku může vést k předimenzování zemnicí soustavy bez významně pozitivního dopadu na bezpečnost, např. v případě odlehle či málo přístupné zemnicí soustavy. S ohledem na posuzování efektivity vynaložených investic postupně vyvstává požadavek na revizi dosavadních deterministických přístupů. Tento požadavek vede k vývoji nových metod, nejčastěji založených na pravděpodobnostních přístupech, či zpřesnění dosud využívaných způsobů výpočtu rozložení potenciálu v okolí zemniče (modely respektující nehomogenity v rezistivitě půdy apod.). Obě tyto problematiky jsou předmětem příložených publikací (Příloha 3 - publikace P3.A a P3.B), jejichž náplň a závěry budou prezentovány v podkapitolách níže.

4.1 Úvod do pravděpodobnostního posuzování bezpečnosti zemnicích soustav

Posouzení bezpečnosti navržené zemnicí soustavy dle evropských standardů vychází ze znalosti velikosti poruchového proudu, přičemž je nutné respektovat jeho maximální možnou hodnotu a to i s respektováním rozvoje DS po dobu životnosti zemnicí soustavy (navyšování zkratového výkonu, kapacitního proudu soustavy apod.). Z daného proudu a geometrického

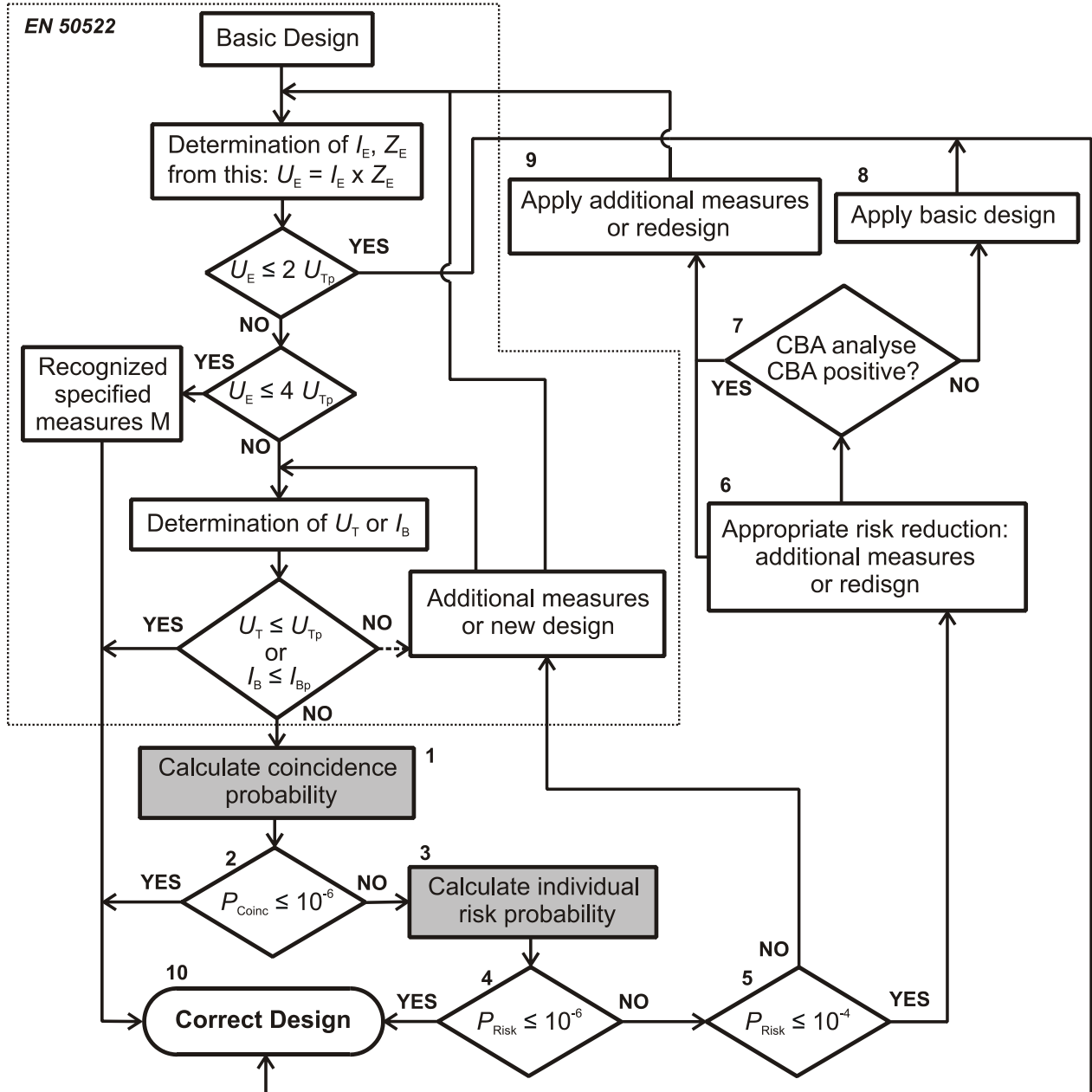
uspořádání zemnicí soustavy je pak možné stanovit velikost nárůstu potenciálu na uzemnění (EPR) a stanovit tak velikost možného dotykového napětí, které je rozhodující z hlediska bezpečnosti dané uzemňovací soustavy. Pro zhodnocení bezpečnosti dotykového napětí je v ČSN EN 50522 (2010) [34] definována hodnota dovoleného dotykového napětí v závislosti na době trvání (V-t křivka), přičemž tato křivka vychází z 5 % pravděpodobnosti fibrilace srdce při uvažování impedance lidského těla odpovídající výskytu s 50 % pravděpodobností. Je tedy nutné brát na zřetel, že jak úroveň poruchového proudu, tak i mezní hodnoty proudu lidským tělem či impedance lidského těla mají pravděpodobnostní charakter. Další proměnnou, která je stanovena s určitou pravděpodobností či nejistotou je impedance uzemnění. Tato impedance je vypočtená na základě změřené hodnoty rezistivity půdy, která se od skutečné může výrazně lišit. Důvodem mohou být nehomogenity v půdě (viz. [35] až [37]). Obvykle je lepší půdu modelovat jako složenou z více vrstev s různou rezistivitou, a také je zapotřebí uvážit její závislost na počasí [38]. Pravděpodobnostní problematikou velikosti poruchového proudu se pak zabývají publikace [39] až [42], kde byla simulována četnost výskytu a úroveň poruchového proudu při respektování jejich pravděpodobnostního charakteru za pomoci metody Monte Carlo. Z výsledků simulace pak bylo dokázáno, že deterministický přístup jednoho „nejhoršího scénáře“ není příliš pravděpodobný, a tak navrhované uzemňovací soustavy mohou být příliš robustní, předimenzované a tedy neekonomické. Zjednodušený postup pravděpodobnostního přístupu hodnocení byl také implementován do národní přílohy NA a NB britské verze standardu EN 50522 (BS) [43]. Upravený a poměrně rozsáhlý a ucelený popis pravděpodobnostního přístupu pro návrh zemnicích soustav byl pak publikován v příručce [33]. Pravděpodobnost výskytu poruchy a současná koincidence výskytu člověka vystaveného vzniklému riziku (dotykovému napětí) byla v této příručce modelována pomocí Poissonovy pravděpodobnostní distribuční funkce, což činí tento přístup komplexnějším oproti zjednodušenému britskému přístupu [43].

Z uvedeného pak vyplývá, že současný/deterministický přístup nemusí být vždy vhodný a může vést k předimenzování výsledné zemnicí soustavy. Pro některé ztížené případy, nebo pro snadnější kvantifikování míry rizika a zohlednění ekonomičnosti daného návrhu pak může být pravděpodobnostní přístup lepší variantou vedoucí k úspoře nákladů při současném udržení tolerovatelné míry rizika. Proto je i tato část práce zaměřena na popis inovovaného přístupu pro hodnocení bezpečnosti zemnicí soustavy kombinujícího jak současný deterministický způsob, tak i způsob pravděpodobnostní, který by mohl být akceptovatelný veřejností. Navržený postup je rovněž doplněn komentářem výsledků případové studie realizované na zjednodušené DS, detailní popis je uveden v příloženém příspěvku (Příloha 3 - P3.A). Tato problematika byla zpracována v rámci činnosti mezinárodní pracovní skupiny založené v září 2013 CIGRE JWG B3.35/CIREN – Substation earthing system design optimization through the application of quantified risk analysis, které byl autor členem.

4.2 Návrh pravděpodobnostního přístupu pro hodnocení distribučních soustav

Nejšetrnější způsob implementace pravděpodobnostního přístupu do poměrně konzervativního Evropského prostředí pro posuzování bezpečnosti zemnicích soustav, je jeho začlenění do již všeobecně přijatého postupu daného normou EN 50522 [34]. Z tohoto důvodu je v této kapitole navržen postup, který kombinuje postup pro posuzování zemnicích soustav vycházející z vývojového diagramu normy EN 50522 doplněný o pravděpodobnostní přístup dle Obr. 4-2. Jak je patrné z tohoto obrázku, tak vlastní postup pro posouzení zemnicí soustavy dle EN 50522 není nijak dotčen, pouze je doplněn o možnost přistoupit k pravděpodobnostnímu

posouzení rizika úmrtí člověka doplněného o analýzu nákladů a přínosů (CBA) zohledňující účelnost vynaložených více-nákladů na úpravu zemnicí soustavy tak, aby vyhovovala mezní hodnotě pravděpodobnosti úmrtí. Jelikož vychází úvodní část diagramu Obr. 4-2 z normy [34], kde je postup podrobně popsán, bude se další popis věnovat pouze navazující části vycházející z pravděpodobnostního posouzení (bloky 1 až 10).



Obr. 4-2: Integrace pravděpodobnostního přístupu do stávající metodiky pro hodnocení bezpečnosti zemnicích soustav

4.3 Výpočet individuální pravděpodobnosti úmrtí

Klíčovou částí pro provedení pravděpodobnostního posouzení bezpečnosti (nebezpečnosti) navržené zemnicí soustavy a případného opatření ke zmírnění rizika je výpočet pravděpodobnosti úmrtí člověka vlivem výskytu nebezpečných krokových či dotykových napětí (Box 3) a jemu předcházející výpočet pravděpodobnosti koincidence dotyku a poruchy (Box 1). Tento krok je velmi náročný zejména s ohledem na velké množství informací, které je nutné zjistit či odhadnout

(estimovat), jako je např. četnost výskytu člověka v okolí posuzované zemnicí soustavy, doba výskytu člověka v nebezpečných situacích, četnost poruch způsobujících nárůst potenciálu zemnicí soustavy, koincidence člověka a poruchy, a jiné faktory, které je mnohdy složité do budoucna korektně odhadnout.

Vzhledem k náročnosti vyčíslení individuální pravděpodobnosti úmrtí P_{Risk} , byly přebrány postupy a klíčové vzorce z příručky pro hodnocení zemnicích soustav zpracované Energy Network Association [33]. Tato příručka velmi podrobně zpracovává problematiku a okolnosti pro vyčíslení P_{Risk} , které vychází z australských provozních zkušeností. Z důvodu maximální přehlednosti byl postup pro výpočet P_{Risk} maximálně zjednodušen, avšak tak, aby výsledek těchto zjednodušení nevedl k závažnému chybnému snížení vypočteného rizika úmrtí člověka v posuzované zemnicí soustavě.

Individuální pravděpodobnost úmrtí P_{Risk} je možné vyjádřit pro roční období dle [33] na základě pravděpodobnosti koincidence porucha/kontakt P_{Coinc} a pravděpodobnosti fibrilace P_{Fib} dle vzorce (4.1)

$$P_{\text{Risk}} = P_{\text{Coinc}} \cdot P_{\text{Fib}}, \quad (4.1)$$

kde P_{Coinc} popisuje roční pravděpodobnost výskytu osoby v zóně vlivu uzemňovací soustavy během poruchy a lze ji dle [33] vyjádřit jako

$$P_{\text{Coinc}} = \frac{f_n \cdot p_n \cdot (f_d + p_d) \cdot T \cdot CRF}{365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60}, \quad (4.2)$$

kde f_n je počet zemnicích poruch za rok, f_d je trvání poruchy v sekundách, p_n je četnost přítomnosti člověka v uvažované situaci za rok, p_d je doba trvání přítomnosti člověka v dané situaci v sekundách, T je posuzované období v rocích - pro tento příklad je uvažován jeden rok, CRF je redukční faktor koincidence respektující povědomí lidí o nebezpečí vyskytujících se v blízkosti uzemňovací soustavy [33] (základní hodnota je 1).

Jak vyplývá ze vzorce (4.1), tak součástí výpočtu P_{Risk} je i výpočet pravděpodobnosti fibrilace pro konkrétní případy ohrožení. Tato pravděpodobnost je závislá na době trvání poruchy během kontaktu, na způsobu dotyku (ruka/noha/pravá/levá), na přídatné impedanci (podrážky bot, rukavice apod.) na impedanci těla, která je závislá na zdrojovém napětí pro dotyk apod. Pro estimaci pravděpodobnosti fibrilace lze použít postup popsáný v [44], který vychází z mezních křivek proudu tělem C1 až C3 definovaných v normě IEC TS 60479-1 (2005) [45].

Pokud je uvažován více než jeden rizikový scénář, pak se výsledná pravděpodobnost úmrtí vypočte jako suma pravděpodobnosti úmrtí všech uvažovaných scénářů dle vzorce (4.3).

$$P_{\text{Risk}} = \sum_n P_{\text{Fib}(n)} \cdot P_{\text{Coinc}(n)}, \quad (4.3)$$

kde n je počet uvažovaných rizikových scénářů.

Určitého zjednodušení v pravděpodobnostním postupu lze dosáhnout při zanedbání vlivu pravděpodobnosti fibrilace, kdy budeme uvažovat případ $P_{\text{Fib}} = 1$ ve vzorci (4.3). Při tomto předpokladu bude pravděpodobnost úmrtí rovna pravděpodobnosti koincidence, tzn. že každý jednotlivec, který bude v čase poruchy v blízkosti zemnicí soustavy zemře, resp. dosáhne fibrilace. Tento přístup umožní posoudit bezpečnost zemnicí soustavy pouze na základě prvotního posouzení koincidence osoba/porucha, viz. podmínka 2 (Obr. 4-2). Pokud tato podmínka není splněna (je vysoce pravděpodobný výskyt osoby během poruchy v okolí zemnicí

soustavy), pak je nutné provést výpočet pravděpodobnosti úmrtí s uvažování adekvátní pravděpodobnosti fibrilace pro jednotlivé scénáře dle vzorce (4.3) (viz. blok 3) a následně ověřit splnění podmínky 4 a 5 (Obr. 4-2).

4.4 Zhodnocení individuální pravděpodobnosti úmrtí

Dalším podstatným krokem je zhodnocení vypočtené pravděpodobnosti P_{Risk} s ohledem na míru rizika úmrtí. Na základě [33] lze rozlišovat tyto úrovně rizika:

a) Vysoké nebo netolerovatelné riziko pro $P_{\text{Risk}} \geq 10^{-4}$ - musí se provést opatření bez ohledu na cenu,

b) Střední riziko pro $P_{\text{Risk}} = (10^{-4}; 10^{-6})$ - musí se zvážit opatření vedoucí ke snížení rizika s ohledem na efektivnost vynaložených investic (analýza nákladů a přínosů - CBA analýza),

a) Nízké nebo tolerovatelné riziko $P_{\text{Risk}} \leq 10^{-6}$ - riziko úmrtí je všeobecně přijatelné, není nutné zvyšovat bezpečnost pokud to nevybočuje z běžné praxe.

S ohledem na míru všeobecně přijatelného rizika je v případě splnění podmínky 4 (Obr. 4-2) možné prohlásit navržené řešení zemnicí soustavy za korektní i v případě nesplnění normou [34] definovaných kritérií. Toto je možné pouze v případě, kdy je vyčíslená individuální pravděpodobnost úmrtí menší nebo rovna všeobecně přijatelné míře rizika úmrtí 10^{-6} . Pokud je vyčíslená hodnota $P_{\text{Risk}} \geq 10^{-4}$ (podmínka 5 - Obr. 4-2), tzn. jedná se o neakceptovatelné riziko, je nezbytné provést změnu návrhu či jiné dodatečné opatření s následným posouzením takto modifikované zemnicí soustavy. V případě, že je vyčíslená hodnota P_{Risk} v rozsahu hodnot 10^{-4} až 10^{-6} , je možné rovněž provést CBA analýzu (Obr. 4-2, blok 7) pro posouzení ekonomické efektivnosti zvoleného opatření (nový návrh nebo přídavné opatření - Obr. 4-1, blok 6), které by zajistilo dodržení podmínek bezpečnosti. Tento návrh však musí být cílen na maximální poměr bezpečnosti provozu zemnicí soustavy a vynaložených investičních nákladů.

4.5 CBA analýza rizika

V rámci této analýzy jsou porovnávány náklady za ztrátu lidského života způsobené nebezpečným dotykovým napětím v oblasti vlivu posuzované zemnicí soustavy s náklady potřebnými pro realizaci a případné provozování zemnicí soustavy v inovovaném provedení dle kroku 6 (Obr. 4-2). Zhodnocení analýzy CBA vychází ze vzorce (4.4)

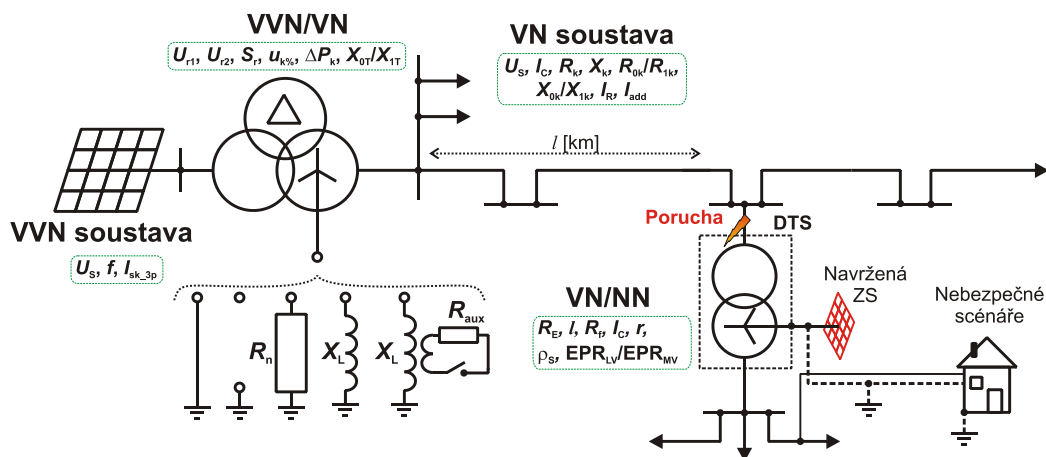
$$CBA = VoSL \cdot P_{\text{Risk}} \cdot T_{\text{op}} - PV, \quad (4.4)$$

kde $VoSL$ je hodnota (cena) ztraceného lidského života, T_{op} je období, po které je plánován provoz předmětné zemnicí soustavy (životnost zemnicí soustavy v rocích), PV je čistá současná hodnota realizovaných opatření (úprav) zemnicí soustavy, včetně vícenákladů na provoz a údržbu.

Pozitivní výsledek CBA analýzy indikuje, že celkové náklady zmařeného lidského života vlivem nedokonalé zemnicí soustavy jsou vyšší nežli náklady na přídavná opatření či výstavbu modifikované zemnicí soustavy dle nového (z hlediska dotykových napětí bezpečného) návrhu. V tomto případě je nutné realizovat zemnicí soustavu dle návrhu s inovovaným designem nebo s uvažováním navržených přídavných opatření dle kroku 6. V opačném případě, kdy CBA (4.4) je negativní, je možné realizovat zemnicí soustavu dle původního návrhu (krok 8, Obr. 4-2) s tím, že ušetřené finanční prostředky budou alokovány pro případné odškodnění za zmařený lidský život.

4.6 Výpočet pravděpodobnosti úmrtí - případová studie

Výše uvedená metodika pro pravděpodobnostní posouzení zemnicí soustavy bude dále detailněji vysvětlena na konkrétním případu zjednodušené části distribuční soustavy vysokého napětí. Pro tento účel posouzení pravděpodobnosti rizika je vybrána zemnicí soustava distribuční trafostanice (DTS), která je umístěna na radiálním vývodu z napájecí transformační stanice VVN/VN. Konfigurace této charakteristické testovací soustavy spolu se základními parametry je naznačena na Obr. 4-3.



Obr. 4-3: Zjednodušené schéma příkladné distribuční soustavy pro demonstraci pravděpodobnostního přístupu

Navržená testovací soustava a její charakteristické parametry jsou zvoleny tak, aby respektovaly provozní stavy, které jsou běžně používány v oblasti evropských distribučních soustav. Z tohoto důvodu bude při výpočtu respektován způsob zapojení nulového bodu napájecího transformátoru dané DS jako účinně uzemněný, izolovaný, kompenzovaný a kompenzovaný s pomocným odporníkem. Způsob zapojení nulového bodu transformátoru má zásadní vliv na úroveň zemních poruchových proudů a jejich dobu trvání. Dalším z hlediska výpočtu podstatným variantním řešením, je způsob propojení zemnicí soustavy vysokého a nízkého napětí. Rozdíly v provedení těchto zemnicích soustav mají podstatný vliv na úroveň EPR (nárůst potenciálu zemniče) postižené zemnicí soustavy a na úroveň transferu potenciálu do zemnicí soustavy nízkého napětí. Jednotlivé rozdíly budou detailněji okomentovány a popsány v kapitole 4.6.3. Další klíčovou provozní odlišností, která významně ovlivňuje pravděpodobnost rizika, je typ vedení (venkovní/kabelové vedení) a způsob zapojení stínění, zemních lan či dalších náhodných zemničů na posuzovanou zemnicí soustavu. Dopad jednotlivých odlišností při posuzování pravděpodobnosti rizika je komentován v kapitole 4.6.1.

Aby bylo možné testovací soustavu co nejvíce přizpůsobit národním zvyklostem při zachování maximální přehlednosti a jednoduchosti, byly vybrány charakteristické parametry soustavy, které jsou z hlediska výpočtu pravděpodobnosti rizika klíčové. Tyto parametry jsou definovány pro každý prvek testovací soustavy (Obr. 4-3) následovně:

a) Soustava VVN

U_s je jmenovité/provozní napětí soustavy, f je síťová frekvence, I_{k3p} je počáteční symetrický zkratový proud daný soustavou VVN.

b) Napájecí transformátor VVN/VN

U_{r1} je jmenovité napětí primární strany, U_{r2} je jmenovité napětí sekundární strany, S_r je jmenovitý výkon transformátoru, $u_{k\%}$ je procentní napětí nakrátko, ΔP_k jsou celkové ztráty nakrátko, X_{0T}/X_{1T} je poměr netočivé a sousledné složky podélné reaktance transformátoru.

c) Soustava VN

U_s je provozní napětí soustavy, I_c je kapacitní proud soustavy, R_k a X_k je rezistance a reaktance přívodního vedení na km, R_{0k}/R_{1k} a X_{0k}/X_{1k} poměr netočivé a sousledné složky rezistance a reaktance přívodního napájecího vedení, I_R je jmenovitý proud uzlového odporníku, I_{aux} je jmenovitý proud pomocného odporníku přepočtený na primární stranu (kompenzovaná soustava s krátkodobým připnutím pomocného odporníku).

d) Distribuční transformační stanice VN/NN

R_E je celkový zemní odpor poruchou postižené zemnicí soustavy, l je vzdálenost zemnicí soustavy od napájecí rozvodny, R_f je odpor poruchy (respektuje rezistance zpětné cesty poruchového proudu vyjma R_E - odpor poruchy, zemní odpor napájecí zemnicí soustavy, apod.), r je redukční faktor, ρ_s je rezistivita půdy, EPR_{LV}/EPR_{MV} je úroveň přenosu EPR z MV do LV zemnicí soustavy.

4.6.1 Posouzení pravděpodobnosti vzniku poruchy

Dalším důležitým parametrem, který vstupuje do výpočtu jsou data o četnosti, typu a době trvání jednotlivých poruch v posuzované soustavě. Tyto informace je potřeba uchovávat zejména pro potřeby výpočtu pravděpodobnosti koincidence resp. individuální pravděpodobnosti úmrtí. V případě, že podobná data nejsou pro posuzovanou část sítě známa, lze použít data získaná z podobné distribuční soustavy, případně je nutné tyto informace kvalifikovaně odhadnout. Aby bylo možné vyčíslit pravděpodobnost vzniku relevantních poruch, tzn. těch, které povedou k navýšení potenciálu posuzované zemnicí soustavy, je nutné u sledovaných statistik rozlišovat jednotlivá místa vzniku poruchy (na venkovním/kabelovém vedení, na distribučních transformátorech apod.) a okolnosti jejich vzniku pro posouzení, zda mohlo dojít k navýšení EPR vlivem poruchy.

Příklad zpracování statistiky poruch je prezentován s využitím Tab. 4.1. Tato tabulka uvádí data tak, aby na jejich základě bylo možné korektně vyčíslit pravděpodobnost úmrtí s využitím výše popsaného způsobu. Tabulka sdružuje úhrnnou statistiku jednotlivých typů poruch pro jednotlivé typy soustav, přičemž je zde rozlišována četnost poruch na kabelovém, resp. venkovním vedení a v jednotlivých DTS, která je dále kategorizovaná dle času/způsobu vypnutí, a to na vývodovou ochranu a pojistku, jak je naznačeno na Obr. 4-4.

Obecně je za účelem zvýšení přesnosti výpočtu vhodné zpracovávat tuto statistiku pro jednotlivé části distribuční soustavy, např. pro oblasti napájené z jednoho napájecího transformátoru VVN/VN.

Tab. 4.1: Příklad vedení roční statistiky poruch pro potřeby uplatnění při aplikaci pravděpodobnostního přístupu

Země: ČR		PDS: smyšlený			Rok: 2019-2020				
Napětová hladina	Typ soustavy	Typ poruchy	Počet poruch na vedení		Počet poruch v DTS		Rozsah sítě venkovní/ka belové (km)	Počet DTS (ks)	ARC (opětovné zapnutí)
			Kabel	Venko.	Ochrana	Pojistka			
VN	kompenzovaná	L-N	5	120	20	x	50000/500	2500	0
		dvojitě L-L	2	6	1	x			0,3
VN	odporově uzemněná	L-N	10	10	1,6	x	3000/1300	200	0,3
		dvojitě L-L	0	0	0	x			0,3
VN	izolovaná	L-N	3	20	2	x	5000/20	250	0
		dvojitě L-L	0	4	0,1	x			0,3
VN	účinně uzemněná	L-N	4	20	4,4	x	10000/1000	550	0,3
		L-L-N	2	6	0,5	x			0,3
		dvojitě L-L	0	0	0	x			0,3

V rámci řešeného případu na Obr. 4-3 lze rozeznávat z hlediska posuzování pravděpodobnosti vzniku poruchy dva případy, které se liší zejména v množství uvažovaných poruch s následným vznikem EPR na posuzované zemnicí soustavě DTS. Rozdílné přístupy jsou charakteristické pro způsob připojení napájecího vedení s ohledem na k zemnicí soustavě připojená stínění či zemní lana.

a) DTS napájena venkovním vedením nebo kabelovým vedením bez uzemněného stínění

V případě venkovní distribuční soustavy (venkovní vedení bez zemnicích lan) může dojít ke vzniku EPR v případě, že dojde k zemní poruše (L-N, L-L-N, dvojitému zemnímu spojení či nesoumírnému zkratu - dvojitě L-L) na distribučním transformátoru, jak naznačuje Obr. 4-4. V tomto případě je redukční činitel r roven 1 (lze uvažovat pouze redukční poměr směrem k zemnicí soustavě NN) a při výpočtu je respektována pouze četnost zemnicích poruch vzniklých na distribučním transformátoru (hodnocené zemnicí soustavě dané DTS). Podobný přístup lze využít i v případě kabelové soustavy, kdy stínění kabelu není napojeno na zemnicí soustavu DTS.

Pokud se vzorec (4.2) při úvaze $T = 1$ rok a $CRF = 1$ upraví do podoby

$$P_{\text{Coinc}} = \frac{p_n \cdot (K_n + F_n \cdot p_d)}{365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60}, \quad (4.5)$$

pak lze pro tento případ vypočítat jednotlivé koeficienty F_n (celkový počet poruch za rok) a K_n (celková doba trvání poruch za rok) na základě vztahů (4.6) a (4.7).

$$F_n = f_{nP_DTS} (1 + ARC) + f_{nF_DTS}, \quad (4.6)$$

kde f_{nP_DTS} nebo f_{nF_DTS} je roční četnost zemnicích poruch v DTS vypnutých vývodovou ochranou (index P) nebo pojistkou (index F), ARC je pravděpodobnost že porucha je po aplikaci opětovného zapnutí (OZ) stále přítomna/neúspěšný OZ (pokud není OZ použito pak $ARC = 0$).

$$K_n = (f_{nP_DTS} \cdot t_p) \cdot (1 + ARC) + f_{nF_DTS} \cdot t_F, \quad (4.7)$$

kde t_p je vypínací čas vývodové ochrany, t_F je vypínací čas VN pojistky.

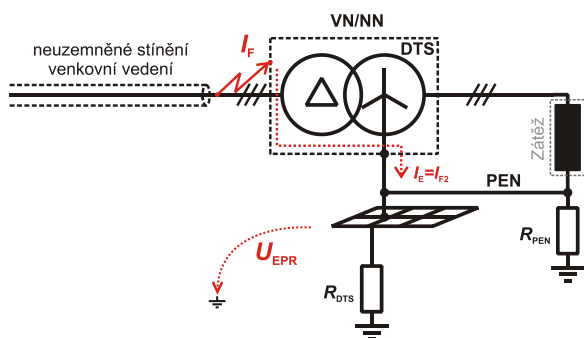
b) DTS napájená kabelovým vedením s uzemněným stíněním

V případě kabelové distribuční soustavy, kdy je stínění kabelů připojeno k posuzované zemnicí soustavě může dojít ke vzniku EPR vlivem zemní poruchy jak na distribučním transformátoru (porucha F2), tak i na vlastním kabelu (porucha F1) jak ukazuje Obr. 4-5. V obou případech je nutné uvažovat při výpočtu s pravděpodobností výskytu všech těchto poruch a příslušným redukčním faktorem r . Jednotlivé koeficienty F_n a K_n lze v tomto případě vypočítat na základě níže uvedených vztahů (4.8) a (4.9).

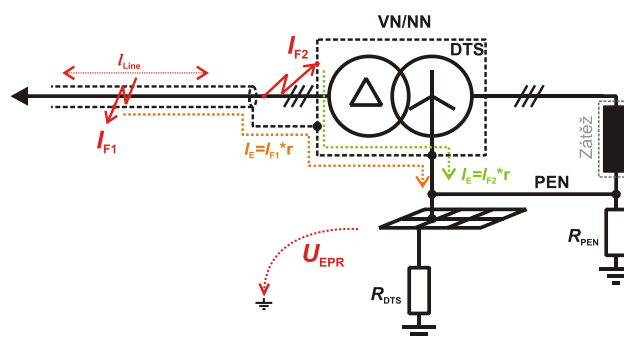
$$F_n = (f_{n_Line} \cdot l_{Line} + f_{nP_DTS})(1 + ARC) + f_{nF_DTS}, \quad (4.8)$$

kde f_{n_Line} je roční četnost poruch na 1 km vedení, které má připojeno stínění (zemní lano) na posuzovanou zemnicí soustavu, l_{Line} je délka vedení jehož stínění je připojeno k zemnicí soustavě DTS.

$$K_n = (f_{n_Line} \cdot l_{Line} + f_{nP_DTS}) \cdot t_p \cdot (1 + ARC) + f_{nF_DTS} \cdot t_F, \quad (4.9)$$



Obr. 4-4: Příklad poruchy v DTS způsobující EPR



Obr. 4-5: Příklad poruchy na kabelovém vedení s přizemněným stíněním způsobující EPR

4.6.2 Uvažované rizikové scénáře

Dalším klíčovým krokem je definování možných scénářů, které jsou z hlediska výskytu nebezpečných dotykových napětí v okolí posuzované zemnicí soustavy rizikové. Pro jednotlivé scénáře je nutné definovat parametry, které jsou nezbytné pro výpočet pravděpodobnosti úmrtí, tj. četnost dotyku p_n (četnost výskytu daného scénáře) pro osobu a rok, předpokládanou délku trvání dotyku p_d a dále pak parametry, které umožní zhodnotit výskyt nebezpečného dotykového napětí během daného scénáře, tj. přídavná izolace (boty, rukavice apod.) a procentuální úroveň zdrojového napětí pro dotyk vztaženého k napětí EPR hodnocené zemnicí soustavy $U_{T/EPR}$. Příklad scénářů pro uvažovanou studii je uveden v Tab. 4.2. Veškeré uvedené scénáře uvažují s přenosem potenciálu na zemnicí soustavu NN, kde mohou způsobit nebezpečná dotyková či kroková napětí. Očekávané dotykové napětí je pro jednotlivé scénáře počítáno na základě faktoru $U_{T/EPR}$, který definuje očekávané dotykové napětí jako procentuální hodnotu vzniklého EPR viz (4.11).

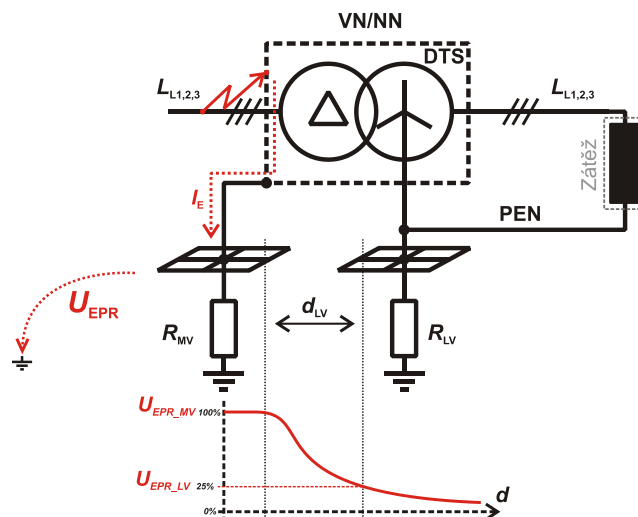
Tab. 4.2: Respektované rizikové scénáře pro posouzení rizika úmrtí

Respektované rizikové scénáře	Obuv 1000 Ω	$U_{T/EPR}$	ρ_n	ρ_d [s]	Kontaktní plocha	Podmínky	Pravděpodobnost impedance lidského těla	Typ kontaktu
		[%]	Kontakt /rok	Trvání				
a) Sprcha	Ano	30	1000	4	Velká	Vlhko	50%	LHBF
b) Zahradní kohoutek	Ne	50	100	4	Velká	Vlhko	50%	LHBF
c) Kuchyňský dřez	Ne	20	3000	4	Velká	Vlhko	50%	LHBF
d) Prádelna/práčka	Ne	30	300	4	Velká	Sucho	50%	BHBF
e) Nářadí v blízkosti zemnicí soustavy	Ano	40	100	4	Velká	Sucho	50%	BHBF
f) Nářadí vzdálené od zemnicí soustavy (míchačka)	Ano	80	10	4	Velká	Vlhko	50%	BHBF

Pozn.: LHBF – levá ruka obě nohy, BHBF obě ruce obě nohy

4.6.3 Provoz posuzované zemnicí soustavy a transfer potenciálu

Zásadní vliv na posouzení dotykových či krokových napětí, a tedy i na stanovení pravděpodobnosti úmrtí má způsob provedení posuzované zemnicí soustavy a jejího případného napojení na další zemnicí soustavy. V případě hodnocení bezpečnosti zemnicí soustavy DTS mohou nastat dva případy. V prvním případě je zemnicí soustava VN (dané DTS) přímo propojena se zemnicí soustavou NN (PEN vodičem) jak zobrazuje Obr. 4-4 a Obr. 4-5. V tomto případě se celé EPR přenesou na PEN vodič, který přenesou nebezpečný potenciál až ke konečným odběratelům, kde je riziko vystavení osob nebezpečným napětím nejvyšší. V druhém případě je zemnicí soustava VN oddělena od soustavy NN, v tomto případě může být rovněž část potenciálu z VN přenesena do zemnicí soustavy NN v závislosti na jejich vzájemném uspořádání, jak ukazuje Obr. 4-6.



Obr. 4-6: Transfer potenciálu z VN zemnicí soustavy do NN

Způsob provedení obou zemnicích soustav je v rámci studie prezentován poměrem EPR_{LV}/EPR_{MV} , který udává míru EPR, která se přenesou z VN zemnicí soustavy do NN. Pro případ propojených zemnicích soustav je tento poměr roven jedné a pro případ uvedený na Obr. 4-6 pak 25 % resp. 0.25 p.u. (zjištění tohoto koeficientu je možné výpočtem či měřením).

Výpočet napětí U_{EPR_LV} zemnicí soustavy nízkého napětí lze pak provést na základě vztahu (4.10)

$$U_{EPR_LV} = R_E \cdot I_E \cdot (EPR_{LV} / EPR_{MV}), \quad (4.10)$$

kde R_E je celkový zemní odpor poruchou postižené soustavy a I_E je zemní poruchový proud ($I_E = I_F \cdot r$), r je redukční faktor. Pro zemní odpor R_E v případě propojených zemnicích soustav VN a NN platí $R_{MV} // R_{LV}$ a v případě oddělených zemnicích soustav $R_E = R_{MV}$, přičemž v daném případě je hodnota R_{MV} dána zemním odporem navržené DTS, která je určena dle jejího geometrického uspořádání a uvažované resistivity půdy.

Vlastní zdrojové napětí pro dotyk lze pak pro jednotlivé scénáře viz Tab. 4.2 vypočítat následně

$$U_{vT} = U_{EPR_LV} \cdot U_{T/EPR}. \quad (4.11)$$

4.6.4 Výpočet zemního odporu

Jak vyplývá z rovnice (4.10), tak klíčovým parametrem pro posouzení bezpečnosti zemnicí soustavy je odpor zemnicí soustavy. Jelikož jeho hodnota má zásadní vliv na posouzení bezpečnosti, je nutné ji vyčíslit postupem, který bude co nejdříve kopírovat reálné provozní podmínky. Postupy uplatňované na výpočet zemního odporu dle současně platných norem vychází obecně z analytického řešení při respektování homogenní resistivity půdy. Právě tento zjednodušující předpoklad může s ohledem na reálné podmínky vést k výrazným odchylkám při estimaci zemního odporu, které jsou zapříčiněny nehomogenitou resistivity půdy či změnou jejího rozložení během životnosti zemnicí soustavy. Vhodnou alternativou k analytickým postupům je numerické řešení rozložení elektromagnetického pole s využitím SW aplikací. Tyto aplikace využívají pro výpočet elektromagnetického pole nejčastěji metody konečných prvků s respektováním 3D modelu jak navržené zemnicí soustavy, tak i skladby a rozložení resistivity půdy. Vzhledem k přítomnosti komerčních SW nástrojů (např. CDEGS [46]), které jsou optimalizovány speciálně pro potřeby analýzy rozložení elektrického pole v oblasti zemnicí soustavy za účelem výpočtu zemního odporu či zhodnocení výskytu dotykových/krokových napětí, transferu potenciálu do blízkých metalických částí apod., je využití podobných nástrojů vhodnější volbou. Problematice posouzení rozdílnosti obou výše zmíněných metod (analytické vs. numerické) v kontextu uvažování nehomogenity resistivity půdy se věnuje detailně příspěvek uvedený v příloze (Příloha 3 - P3.B). V tomto příspěvku je detailně popsán postup pro estimaci zemního odporu tří vybraných zemnicích soustav při uvažování dvouvrstvého modelu půdy s variabilní hloubkou horní vrstvy. Konfrontován je analytický výpočet vycházející z předpisu platných norem ([47][43]) spolu s numerickým řešením metody konečných prvků v programu Ansoft Maxwell. Příklady chyby v určení zemního odporu kioskové DTS zobrazené na Obr. 4-7 při uvažování nehomogenního rozložení resistivity půdy jsou pro ilustraci uvedeny v Tab. 4.3. Daná tabulka zobrazuje několik scénářů rozložení resistivity půdy při uvažování dvouvrstvého modelu, kde ρ_1 je resistivita horní a ρ_2 spodní vrstvy, ρ_{PNE} je resistivita určená z dvouvrstvého modelu pro potřeby aplikace analytického řešení (určeno Wennerovou metodou z modelu v Ansoft Maxwell), h je hloubka horní vrstvy, R_{FEM} je zemní odpor určený z numerického řešení elektromagnetického pole, R_{PNE} je zemní odpor určený z analytického řešení a ΔR je procentuální rozdíl analytického a numerického řešení.

Tab. 4.3: Rozdíl v estimaci zemního odporu kioskové DTS při analytickém a numerickém způsobu řešení

ρ_1/ρ_2	ρ_{PNE}	h	R_{FEM}	R_{PNE}	ΔR
[Ωm]	[Ωm]	[m]	[Ω]	[Ω]	[%]
100/100	100	Homogenní	4.73	4.59	3.0
500/100	119.1	0.2	4.87	5.46	12.3
40/100	81.1		4.56	3.72	18.5
500/100	252.2	0.5	5.06	11.57	128.8
40/100	60.7		4.29	2.78	35.2
500/100	376.3	1	7.40	17.26	133.1
40/100	49.1		3.51	2.25	36.0
500/100	495.0	5	17.00	22.70	33.5
40/100	40.5		2.46	1.86	24.5

Výsledky zpracované pro další dvě běžně používané konfigurace zemnicích soustav DTS jsou prezentovány v příloze (Příloha 3 - P3.B). Z výsledků obecně vyplývá, že analytické řešení (dle PNE 33 0000-4) je daleko konzervativnější, přičemž v případě vyšší rezistivity první vrstvy půdy může vést k výraznému předdimenzování zemnicí soustavy, respektive k nadbytečnému zvýšení spočtené pravděpodobnosti úmrtí. Z tohoto důvodu je pro přesnější posouzení rizika úrazu vhodnější využívat SW aplikací analyzujících elektromagnetické pole zemnicí soustavy nežli analytických řešení.

4.6.5 Parametry testovací distribuční soustavy

Pro prezentaci pravděpodobnostního hodnocení bezpečnosti zemnicích soustav jsou v této části definovány parametry testovací soustavy. Pro srovnání jsou uvažovány tři základní provozní stavy 22 kV distribuční soustavy a to: kompenzovaný provoz s připínáním pomocného odporníku (dodatečný proud 20 A), izolovaný, odporově uzemněný (odporník 1 kA) a účinně uzemněný (pouze pro srovnání dopadu na bezpečnost provozu). Jednotlivé provozní stavy vychází ze stejné konfigurace soustavy zobrazené na Obr. 4-3, jejíž parametry jsou souhrnně uvedeny níže.

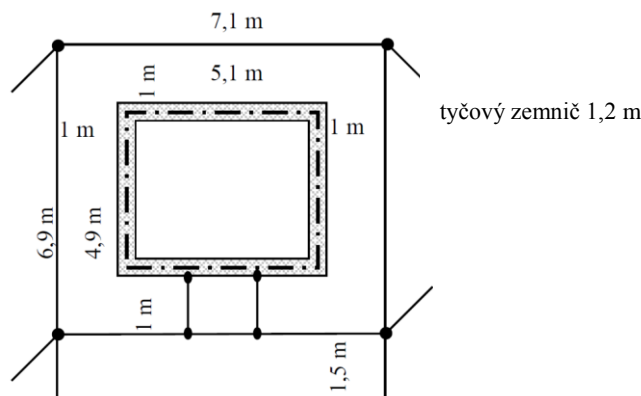
a) VVN soustava: $U_s = 110$ kV, $f = 50$ Hz, $I_{k_3p} = 15$ kA

b) Napájecí rozvodna VVN/VN: $U_{T1} = 110$ kV, $U_{T2} = 22$ kV, $S_T = 40$ MVA, $u_{k\%} = 10$ %, $\Delta P_k = 0,09$ MW, $X_{0T}/X_{1T} = 1,5$

c) VN soustava: $U_s = 22$ kV, $I_c = 200$ A, $R_k = 0,224$ Ω/km , $X_k = 0,287$ Ω/km , $R_{0k}/R_{1k} = 1$, $X_{0k}/X_{1k} = 1$, $I_R = 1000$ A, $I_{aux} = 20$ A

d) Distribuční transformátor VN/NN: R_E (je dopočteno dle ρ_s), $l = 20$ km, $R_f = 5$ Ω , $r = 1$, $\rho_s = 100$ Ωm , $EPR_{LV}/EPR_{MV} = 1$

Provedení posuzované zemnicí soustavy DTS je zobrazeno na Obr. 4-7. Rezistance této zemnicí soustavy je vypočten s využitím analytického řešení daného geometrického provedení jako $R_{DTS} = 0,04556 \cdot \rho_s$ a rezistance zemnicí soustavy NN je vyčíslena za předpokladu $R_{PEN} = \rho_s/100$ ($R_{PEN} = 2$ Ω pro $\rho_s < 200$ Ωm). Výsledná celková rezistance propojené zemnicí soustavy VN a NN je pak spočtena jako $R_E = R_{DTS} // R_{PEN}$.



Obr. 4-7: Konstrukční provedení posuzované zemnicí soustavy distribuční trafostanice

Pro studii jsou uvažovány rizikové scénáře definované v Tab. 4.2 a pro statistiku poruch jsou použita data z Tab. 4.1. Detailní popis postupu výpočtu je uveden v příložené publikaci viz Příloha 3 - P3.B.

4.7 Vyhodnocení a analýza pravděpodobnosti úmrtí

Pro porovnání jsou v Tab. 4.4 zobrazeny vypočtené celkové pravděpodobnosti úmrtí P_{risk} pro jednotlivé způsoby provozu testovací DS. Jak je patrné z tohoto srovnání, tak mezní hodnota 10^{-6} nebyla překročena ani v jednom případě. Proto s ohledem na postup uvedený na Obr. 4-2 lze přistoupit k realizaci zemnicí soustavy dle původního návrhu i v případě, že by nebylo možné naplnit kritéria definovaná normou ČSN EN 50522. Zde je nutno zmínit, že tato norma na rozdíl od aplikovaného pravděpodobnostního přístupu neukládá povinnost posuzovat bezpečnost provozu soustavy pro případy dvojitého zemního spojení, které s přihlédnutím k úrovni poruchového proudu a běžným hodnotám rezistancí zemnicích soustav jsou z pohledu dotykových napětí velmi nebezpečné. Při vzájemném porovnání lze rovněž zhodnotit vliv zapojení uzlu napájecího transformátoru na bezpečnost provozu, kde na základě vstupních parametrů (viz kap. 4.6.5) a provozních předpokladů testovací soustavy (viz. Tab. 4.1) je nejméně bezpečný její provoz jako účinně uzemněné a nejvíce bezpečný pak provoz kompenzovaný. V Tab. 4.4 jsou dále uvedeny dílčí pravděpodobnosti úmrtí strukturované dle rizikového scénáře a typu poruchy pro uvažované poměry v DS a četnosti poruch. Na základě těchto dílčích pravděpodobností lze rovněž posoudit vliv jednotlivých poruch na pravděpodobnost úmrtí pro jednotlivé rizikové scénáře, na základě čehož lze zhodnotit možné kroky pro optimalizaci provozu DS za účelem zvýšení její bezpečnosti.

Pro daný případ je nutné podotknout, že s ohledem na odlišnou četnost poruch pro jednotlivé provozu DT (viz. Tab. 4.1), je nutné pohlížet na dané výsledky jako na výsledky několika různých DS. Nelze tedy v tomto případě provádět přímé porovnání vlivu zapojení uzlu napájecího transformátoru na bezpečnost, resp. individuální riziko úmrtí.

Obecně lze konstatovat, že navržené a prezentované řešení výpočtu pravděpodobnosti úmrtí lze tedy využít nejen pro účely hodnocení bezpečnosti navržené zemnicí soustavy, ale i pro účely posouzení vlivu způsobu uzemnění uzlu dané DS či pro účely posouzení vlivu četnosti jednotlivých poruch, doby trvání poruchy (změna nastavení vypínacích charakteristik ochran) a úrovně poruchového proudu na bezpečnost provozu, např. pro účely vhodné volby bezpečnostních opatření, jako je možnost využití izolovaných vodičů, kabelových vedení apod.

Tab. 4.4: Souhrnná tabulka dílčích a výsledných individuálních pravděpodobností úmrtí

Scen.	Účinně	Izolovaná	Odporová	Kompen.	Komp.+R	
L-N	a)	5,79E-07	5,19E-08	1,50E-09	1,27E-20	4,22E-18
	b)	1,39E-07	7,69E-08	3,77E-08	3,45E-16	3,96E-15
	c)	5,63E-08	2,72E-09	2,44E-12	2,63E-25	2,38E-21
	d)	3,90E-07	1,12E-07	3,13E-08	2,21E-19	6,16E-18
	e)	2,04E-08	7,68E-09	6,71E-11	1,27E-21	4,22E-19
	f)	1,34E-08	1,04E-08	3,59E-09	3,42E-13	4,61E-13
Cross L-L	a)	0	2,56E-08	0	2,56E-08	2,56E-08
	b)	0	6,94E-09	0	6,94E-09	6,94E-09
	c)	0	2,05E-09	0	2,05E-09	2,05E-09
	d)	0	1,91E-08	0	1,91E-08	1,91E-08
	e)	0	8,67E-10	0	8,67E-10	8,67E-10
	f)	0	6,63E-10	0	6,63E-10	6,63E-10
L-L-N	a)	3,55E-09	0	0	0	0
	b)	1,13E-08	0	0	0	0
	c)	2,77E-11	0	0	0	0
	d)	1,69E-08	0	0	0	0
	e)	1,22E-10	0	0	0	0
	f)	9,40E-10	0	0	0	0
P_{risk}	1,23-06	3,17E-06	7,41E-07	5,52E-08	5,52E-08	

4.7.1 Citlivostní analýza vstupních parametrů

Při posuzování bezpečnosti libovolné zemnicí soustavy je nezbytné zhodnotit možnost vlivu chybně stanovených vstupních parametrů či jejich možný vývoj v čase. Jelikož výpočet rizika může vycházet z nepřesných či chybně estimovaných parametrů, které mohou výrazně ovlivnit výslednou pravděpodobnost úmrtí, je nutné provést citlivostní analýzu či alespoň zhodnocení jejich možného dopadu na bezpečnost provozu. Příkladem může být zejména rezistivita půdy, která se v čase mění (vliv povětrnostních podmínek), podobně jako četnost poruch, výskyt osob, vypínací čas apod. Pro objektivní posouzení rizika a doložení vývoje pravděpodobnosti úmrtí s ohledem na změnu, resp. uvažovanou chybu odhadnutých vstupních parametrů případové studie, je provedena citlivostní analýza níže uvedených parametrů.

Parametry zvolených rizikových scénářů:

f_n - procentní hodnota četnosti poruch vztažená k hodnotám v Tab. 4.1

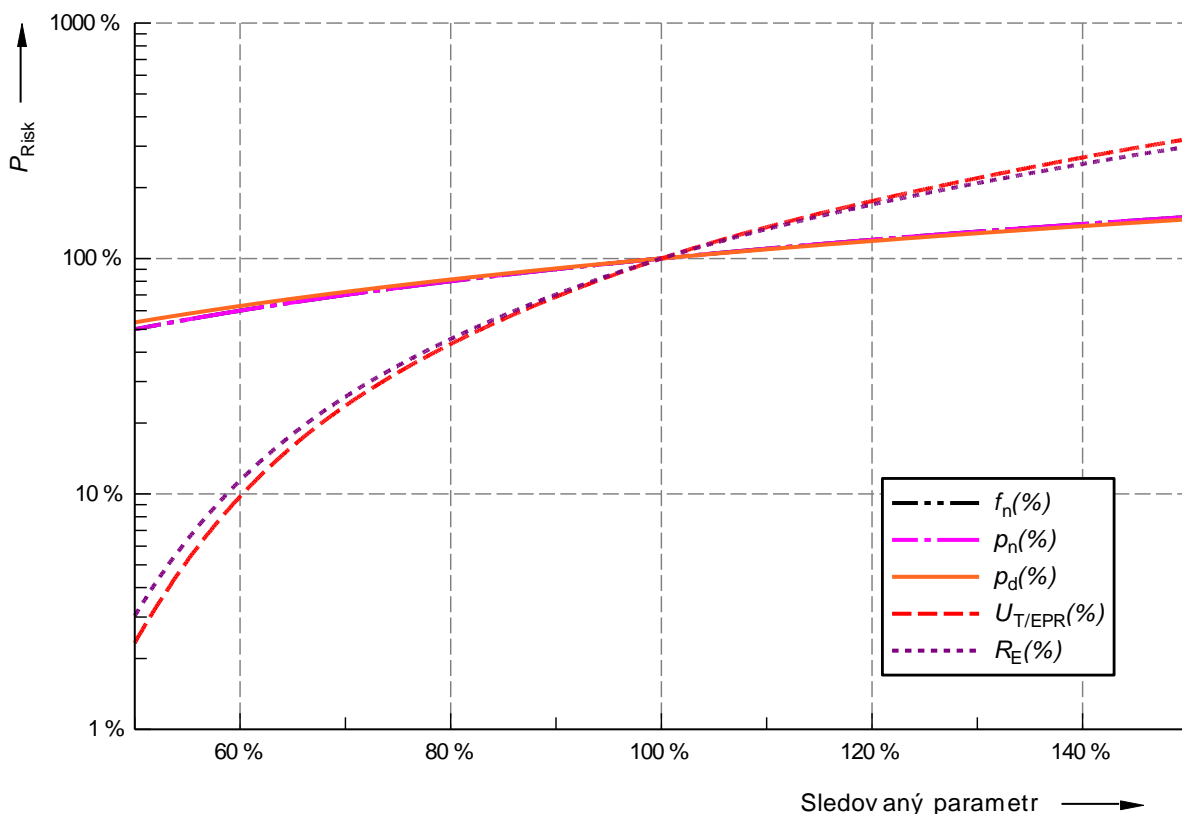
p_n - procentní hodnota četnosti výskytu za rok vztažená k hodnotám v Tab. 4.2

p_d - procentní doba trvání dotyku vztažená k hodnotám uvedeným v Tab. 4.2

$U_{T/EPR}$ - procentní hodnota očekávaného dotykového napětí vztažené k hodnotám uvedeným v Tab. 4.2

R_E - procentní hodnota odporu zemnicí soustavy vztažená k základní hodnotě odporu vypočteného pro případ $\rho_s = 100 \Omega\text{m}$

Každý z uvedených vstupních parametrů je v rámci citlivostní analýzy měněn v rozsahu od 50 % do 150 %. Výsledné hodnoty pravděpodobnosti úmrtí jsou pak vyneseny jako procentuální, vztažené k základní hodnotě uvedené v Tab. 4.4 jednotlivých způsobů provozu DS. Nutno poznamenat, že pro tuto případovou studii je vliv parametrů f_n a p_n na pravděpodobnost úmrtí totožný, jak vyplývá z rovnice (4.2). Příklad provedené citlivostní analýzy pro případ kompenzované soustavy s připínáním pomocného odporníku je uveden na Obr. 4-8.



Obr. 4-8: Poměrný vliv vstupních parametrů rizikových scénářů na pravděpodobnost úmrtí pro kompenzovanou soustavu s pomocným odporníkem

V rámci citlivostní analýzy byl dále posuzován i dopad změny níže uvedených charakteristických parametrů:

t_{clear} - vypínací čas, rozsah od 33 % do 500 % uvažovaného vypínacího času

d_{feeder} - vzdálenost poruchy, rozsah od 0,5 km do 50 km

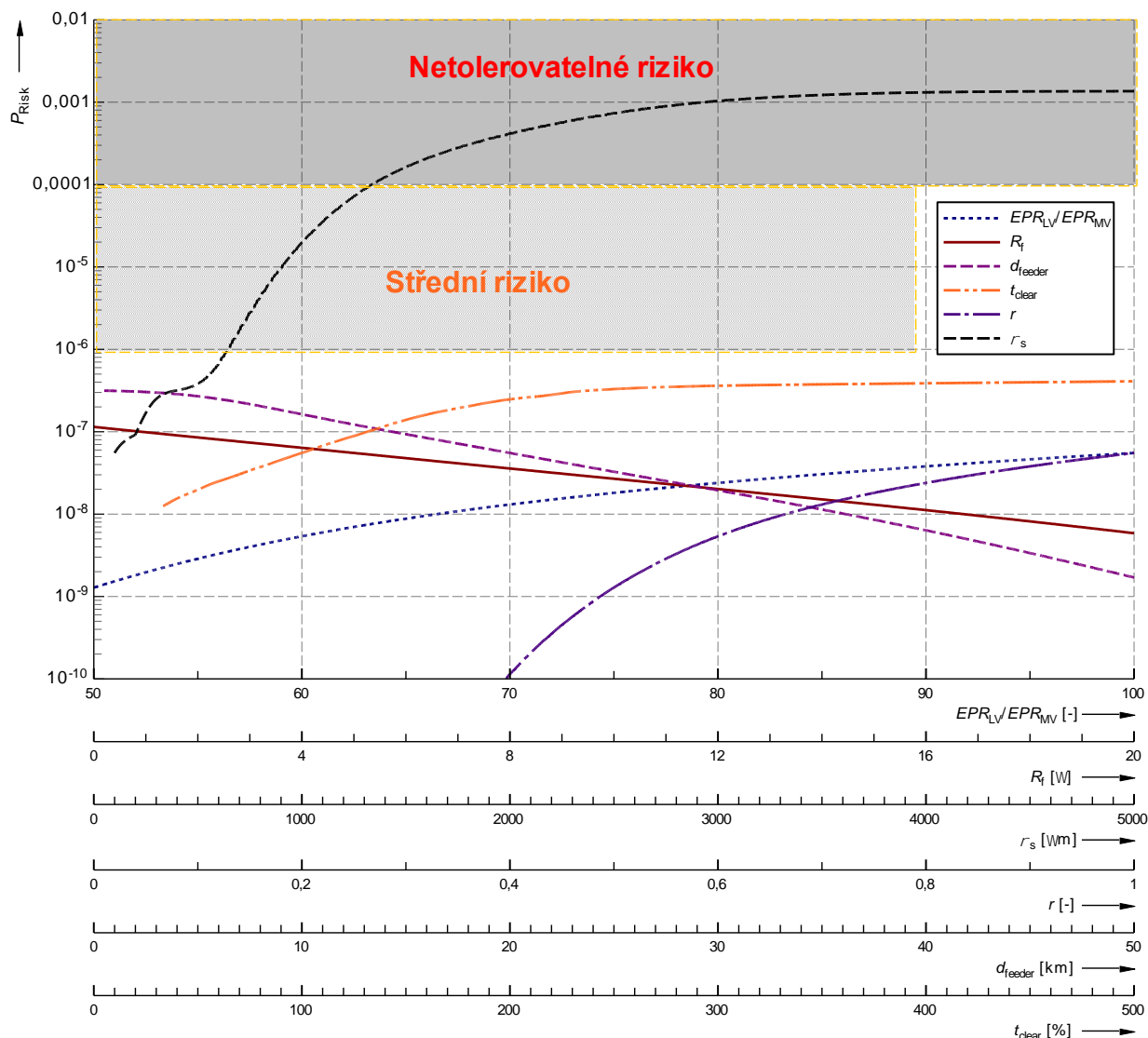
r - redukční faktor, rozsah od 0,1 do 1

ρ_s - rezistivita půdy, rozsah od 100 Ωm do 5000 Ωm

R_f - odpor poruchy, rozsah od 0 Ω do 20 Ω

EPR_{LV}/EPR_{MV} - poměr přeneseného potenciálu (EPR) ze zemnicí soustavy VN do NN, rozsah od 50 % do 100 %

Výsledky této analýzy jsou prezentovány na Obr. 4-9.



Obr. 4-9: Citlivostní analýza parametrů případové studie pro kompenzovanou soustavu s připojáním pomocného odporníku

Zhodnocení senzitivity individuální pravděpodobnosti úrazu na vstupní parametry:

Rezistivita půdy - Výrazný vliv rezistivity půdy na pravděpodobnost úrazu lze spatřovat zejména v oblasti rezistivity 100 - 1500 Ωm , kde při navýšení hodnoty nad 650 Ωm dochází k překročení meze středního rizika a při překročení 1360 Ωm k překročení neakceptovatelného rizika. S ohledem na tento typ analýzy lze posoudit, zda v průběhu doby životnosti zemnicí soustavy je podobný nárůst rezistivity půdy reálný, pokud ano, pak je třeba zvážit další opatření. Dále je patrné, že pravděpodobnost úmrtí konverguje k hodnotě $1,38 \cdot 10^{-3}$ při $\rho_s > 3 \text{ k}\Omega\text{m}$, toto riziko odpovídá pravděpodobnosti koincidence všech uvažovaných rizikových scénářů a poruch, tzn. stavu, kdy je pravděpodobnost fibrilace 100 %. V průběhu rizika jsou dále patrné dvě diskontinuity, první z nich (100 - 200 Ωm) je zapříčiněna zjednodušeným výpočtem odporu zemnicí soustavy, kde je pro odpor NN soustavy uvažováno s $R_{\text{PEN}} = \rho_s/100$ pro $\rho_s > 200 \text{ }\Omega\text{m}$ a $R_{\text{PEN}} = 2 \text{ }\Omega$ pro $\rho_s < 200 \text{ }\Omega\text{m}$. Druhá diskontinuita (200 - 400 Ωm) respektuje saturaci pravděpodobnosti úrazu na hodnotu koincidence dvojitého zemního spojení L-L-N ($3,2 \cdot 10^{-7}$), tzn. pravděpodobnost fibrilace v souvislosti s touto poruchou se blíží 100 %.

Vypínací čas - Zde je patrná konvergence pravděpodobnosti úrazu při maximálním vypínacím času k hodnotě $3,2 \cdot 10^{-7}$. Tato hodnota odpovídá koincidenci dvojitého zemního spojení, kdy se pravděpodobnost fibrilace blíží 100 % (případ, kdy je vypínací čas 250 % výchozí hodnoty, viz. Obr. 4-9).

Rezistance a vzdálenost poruchy - Negativní vliv těchto parametrů na pravděpodobnost úmrtí je vyloučen, jelikož vzdálenost poruchy má zanedbatelný vliv a je dána topologií soustavy, přičemž vzrůstající odpor poruchy povede ke snížení rizika, jak je patrné z Obr. 4-9.

Redukční faktor - Gradient této závislosti je značný, jak vyplývá z Obr. 4-9. Z tohoto důvodu je nezbytné respektovat možnou změnu redukčního faktoru v čase (koroze apod.) u případů, kdy byla zvolena výchozí hodnota nižší než 1.

Transfer potenciálu EPR_{LV}/EPR_{MV} - Vliv tohoto parametru na výsledné riziko úrazu je shodné jako v případě redukčního faktoru.

4.8 Shrnutí

Na základě popisu pravděpodobnostního přístupu a příkladové studie lze doložit, že pravděpodobnostní přístup má poměrně široký potenciál pro jeho využití v oblasti posuzování bezpečnosti zemnicích soustav jejichž hodnoty zemních odporů hraničí či překračují normou definované meze. Právě v těchto případech je aplikace deterministického způsobu značně neefektivní a může vést k porušování předepsaných postupů. Z tohoto důvodu a právě v těchto případech je vhodné přistupovat k objektivnímu posuzování rizika úmrtí člověka, což nabízejí právě pravděpodobnostní přístupy. Na druhou stranu je nutné si uvědomit riziko, které může být spojeno se značnou nepřesností vstupních parametrů a problematickým definováním potenciálně nebezpečných scénářů pro posouzení míry rizika. Aby bylo možné tuto nevýhodu v maximální míře eliminovat, je nutné ze strany provozovatelů distribučních/přenosových soustav monitorovat, resp. vést statistiky relevantních parametrů, jako je roční četnost poruch, typy poruch, příčina poruchy, doby trvání poruchy, podíl poruch působících EPR v soustavě apod. Detailně a dlouhodobě vedená statistika poruch je nezbytnou podmínkou pro využití jakéhokoliv pravděpodobnostního přístupu pro hodnocení zemnicích soustav. V souvislosti s tímto úkolem je rovněž nezbytné také realizovat studie či reálná měření, která mohou popsat problematiku transferu potenciálu, úrovně dotykových napětí vztažené k EPR, které napomohou definovat kritické scénáře, a to pro jednotlivé typy zemnicích soustav.

4.9 Přínos autora k dané problematice

Zkušenosti autora v problematice bezpečnosti provozu distribučních soustav byly aktivně uplatněny v pracovní skupině JWG (Joint Working Group) B3.35 organizací CIGRE a CIREC (aktivním členem 2/2014 až 9/2018). V rámci této pracovní skupiny vznikla technická příručka (Substation earthing system design optimisation through the application of quantified risk analysis) v rozsahu 198 stran, popisující detailně všechny aspekty problematiky navrhování zemnicích soustav s využitím kvantifikace rizika [48]. Výsledky této práce budou dále využity při tvorbě mezinárodních norem (např. revize EN 50 522) a pravidel zajišťujících bezpečný návrh a provoz zemnicích soustav jak na úrovni distribuční soustavy, tak i přenosové soustavy. Výsledky byly rovněž prezentovány v rámci pracovních skupin CIREC a CIGRE. V rámci oblasti Českých distribučních soustav je přínos autora patrný v oblasti zpracování návrhu nové podnikové normy, která je plánována jako náhrada stávající ČSN 33 30770, jejíž cílem je

revidovat a optimalizovat bezpečnostní kritéria tak, aby byl možný provoz soustav s kapacitním proudem překračující limity uvedené v dosud platné ČSN33 30770.

BUDOUCÍ VÝZVY A CÍLE

Velmi konzervativní elektroenergetické odvětví prochází v současné době dynamickým vývojem, který je mimo jiné zapříčiněn technologickým pokrokem a snahou o maximalizaci využití elektrické energie z obnovitelných zdrojů. Jak bylo popsáno v úvodu práce, tak tyto trendy mají či mohou mít poměrně zásadní dopad jak na spolehlivost, tak i bezpečnost provozu distribuční soustavy. To je také důvodem, proč byly dosavadní odborné aktivity autora zaměřeny primárně na tuto oblast. S ohledem na rozsah dané problematiky a zachování přehlednosti byla v rámci této práce konkretizována tři témata, tj. lokalizace poruch, omezení průchodu poruchového proudu a využití pravděpodobnostního přístupu pro hodnocení bezpečnosti zemnicích soustav, která jsou detailněji popsána a s využitím publikací autora komentována v kapitolách 2, 3 a 4. Vlastní přínosy autora k těmto tématům jsou uvedeny jednotlivě u dílčích kapitol. S ohledem na budoucí rozvoj DS a na požadavky pro zvyšování její kvality je rovněž nezbytně nutné definovat klíčové výzvy.

Na základě současného stavu poznání autora se jeví jako nezbytně nutné v budoucím vývoji provozu DS upřednostňovat spíše „pro-technická“ řešení nad řešeními, která jsou zcela tendenční a mohou spíše vycházet z přílišného tlaku zájmových skupin na instalaci nových indikačních, měřicích a ochranných zařízení bez jasně definovaných technických požadavků, což ve výsledku znemožňuje zcela či věrohodně naplnit očekávané cíle. Právě prosazování předem dostatečně uvážených, technicky propracovaných a s ohledem na technologické požadavky, a tedy i cenu, přiměřených řešení, lze považovat za jeden z hlavních globálních cílů, který by měl být do budoucna naplňován odbornou veřejností.

Budoucí výzvou bude jednoznačně vývoj systémů pro komplexní sběr a využití dat z měřicích zařízení, jako jsou monitory napětí či kvality instalované v DTS, elektroměry apod. Pro maximalizaci využití těchto dat bude nutné formulovat pro PDS užitečné funkce a s ohledem na tyto funkce následně volit požadavky na podobná zařízení. Lze předpokládat, že jedním z hlavních cílů bude využití v oblasti indikace nežádoucích provozních stavů, optimalizace/rekonfigurace zapojení na základě monitorovaných parametrů, výpočet indexů kvality elektrické energie či indexů kondice jednotlivých oblastí DS. Monitorované parametry soustavy lze rovněž využít i v oblasti indikace nežádoucích zpětných vlivů ze strany DER, které mohou vést jak k nadbytečnému vypínání těchto zdrojů, tak i k významným finančním škodám či zvyšování rizika úrazu.

Zvyšování spolehlivosti a problematická výstavba venkovních vedení sebou do budoucna nese požadavek na rostoucí kabelizaci, která ve svém výsledku povede k výraznému ovlivnění provozních aspektů distribučních soustav. Proto další výzvou, kterou je nutné se do budoucna zabývat, je definice bezpečnostních kritérií pro provoz zejména smíšených soustav v podmínkách zvyšujícího se celkového kapacitního proudu soustavy. Vzhledem k zásadnímu dopadu na bezpečnost, a tedy i systém chrnění, lze za cíl považovat stanovení mezních kritérií a požadavků pro provoz smíšených soustav VN, které by umožnily bezpečný a spolehlivý provoz i při výrazném navýšení počtu kabelových vedení.

Z pohledu aplikace pravděpodobnostních přístupů pro hodnocení bezpečnosti zemnicích soustav je nezbytné shromažďovat a vhodně klasifikovat informace o výskytu poruch a o rizikových scénářích, které mohou v běžných provozních podmínkách nastat. Za cíl lze tedy považovat centrální registraci a klasifikaci poruch, které umožní selektovat relevantní statistiky

pro různé optimalizační a kvantifikační úlohy, jako je např. v kapitole 4 zmíněná kvantifikace rizika úrazu. V oblasti kvantifikace rizika pak může být dílčím cílem studie jevů vedoucích k přenesení potenciálu do míst s významným výskytem osob a současně i studium možných rizikových scénářů a jejich parametrů, jak bylo popsáno v kap. 4.6.2.

POUŽITÁ LITERATURA

- [1] ORSÁGOVÁ, J.; TOPOLÁNEK, D.; WASSERBAUER, V.; BUKVIŠOVÁ, Z. *Problematika kapacitních zemních proudů v sítích vn.* 2018. s. 1-33.
- [2] ČSN 33 30770. *Kompenzace kapacitních zemních proudů v sítích vysokého napětí.* Praha: Vydavatelství Úřadu pro normalizaci, metrologii a měření, 1979.
- [3] ČSN EN 50522. *Uzemňování elektrických instalací AC nad 1 kV.* Praha: Úřad pro technickou normalizaci, metrologii a státní zkušebnictví, 2011.
- [4] C. Dzienis, M. Kereit and A. Stücker, "Fault localization in medium voltage networks with compensated and isolated star-point grounding," *2010 Modern Electric Power Systems*, Wroclaw, 2010, pp. 1-6.
- [5] Karsenti, L., Oddi, M.: "A new generation of directional fault indicators in the ERDF network." *Electricity Distribution - Part 1, CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition*, June 2009, pp. 8-11
- [6] Topolanek, D., Pernica, D., Pospichal, L., Hoder, K.: "Identification of Ground Faults According to the Analysis of Electromagnetic Field of MV Lines". In *The 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, Praha: 2009, pp. 1-4. ISBN: 978-1-84919-126- 5
- [7] Kumpulainen, L., Pettissalo, S., Sauna-Aho, S.: "A. Secondary Substation Monitoring Based Method for Earth-Fault Indication in MV Cable Networks". Kaunas University of Technology and Aalto University organized seminar on Methods and techniques for earth fault detection, indication and location, 2011, Espoo (Finland)
- [8] Roman, H., Druml, G.: "Distance Location of Earth Faults in Compensated Medium Voltage Networks." *15th International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*. 1999. Nice (France).
- [9] G. Achleitner, C. Obkircher, L. Fickert, M. Sakulin and C. Raunig, "An earth fault distance location algorithm in compensated networks with additional estimation of the fault impedance and fault current," *2008 Power Quality and Supply Reliability Conference*, Parnu, 2008, pp. 193-198. doi: 10.1109/PQ.2008.4653760
- [10] N. I. Elkalashy, N. G. Tarhuni, A. M. Elhaffar and M. Lehtonen, "Evaluation of chirp detector-based travelling wave localization of earth faults in MV networks," *10th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change*, Manchester, 2010, pp. 1-5. doi: 10.1049/cp.2010.0314
- [11] C. Dzienis and A. Jurisch, "Accurate localisation of ground faults in non-solidly earthed networks based on transients analysis," in *CIRED - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 911-915, 10 2017. doi: 10.1049/oap-cired.2017.0759
- [12] D. Raisz and J. Gönczi, "Fault location methods at compensated MV networks," *2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Cluj-Napoca, 2014, pp. 1-5.

- [13] R. Marguet and B. Raison, "Fault distance localization method for heterogeneous distribution networks," *2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, National Harbor, MD, 2014, pp. 1-5. doi: 10.1109/PESGM.2014.6939025
- [14] Druml, G., Klein, R.W., Seifert, O.: "New adaptive algorithm for detecting low- and high ohmic faults in meshed networks." *Electricity Distribution - Part 1*, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition, June 2009, pp. 8-11
- [15] Nikander, A., Jarventausta, P.: "Methods for earth fault identification and distance estimation in a compensated medium voltage distribution network." *Energy Management and Power Delivery. Proceedings of EMPD '98*, 3-5 Mar 1998, pp.595-600, vol.2
- [16] Jiříčka, J.; Jurík M.; Kašpírek. M; Topolánek D. ; Toman P., Kraus J. Monitoring elektrických veličin v trafostanicích VN/NN ve společnosti E.ON Distribuce, a.s. In *Sborník konference ČK CIRED 2017*. 1. České Budějovice: EGC České Budějovice, 2017. s. 1-19. ISBN: 978-80-905014-6-1.
- [17] TOPOLÁNEK, D. *Lokalizace místa zemního spojení v kompenzované distribuční síti*. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2011. 148 s. Vedoucí dizertační práce doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.
- [18] TOPOLÁNEK, D.; LEHTONEN, M.; ADZMAN, M.; TOMAN, P. Earth fault location based on evaluation of voltage sag at secondary side of medium voltage/ low voltage transformers. *IET GENER TRANSM DIS*, 2015, roč. 9, č. 14, s. 2069-2077. ISSN: 1751-8687.
- [19] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; ORSÁGOVÁ, J.; Vysoké učení technické v Brně, Brno, CZ: *Monitorovací systém k určení pravděpodobnosti místa výskytu nesymetrických poruch v elektrických sítích*. 28054, užitečný vzor. (2015)
- [20] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; ORSÁGOVÁ, J.; VUT v Brně: *Způsob určení pravděpodobnosti místa výskytu nesymetrických poruch v elektrických sítích a monitorovací systém určený k provádění této metody*. 305209, patent. (2015)
- [21] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; ORSÁGOVÁ, J.; Vysoké učení technické v Brně Antonínská 548/1 60190 Brno / CZ: *Evaluation method for determining of the probability of an asymmetrical fault location in a distribution network and a monitoring system for performing such method*. EP2940483, patent. (2017)
- [22] D. Topolánek, P. Toman, J. Drapela, V. Jurak, M. Jurík, J. Jiricka, "Evaluation of the new method Vdip for an earth fault location," in *CIRED 2019 - 25th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, Madrid, Spain, 2019, pp. 1-5.
- [23] TK01020107, Vývoj systému pro lokalizaci nesymetrických poruch V-dip, zahájení: 01.07.2018, ukončení: 30.06.2021
- [24] PERNICA, D.; TOPOLÁNEK, D.; BABKA, J.; TOMAN, P.; DVOŘÁK, P.; BAJER, M.: TA04021491-2016V002; *Prototyp kombinovaného indikátoru poruchových stavů*. <http://e-mega.cz/DL/MEg614T/>. URL: <http://e-mega.cz/DL/MEg614T/>. (prototyp)
- [25] PERNICA, D.; TOPOLÁNEK, D.; BABKA, J.; VYČÍTAL, V.; SEHNAL, S.; ORSÁGOVÁ, J.; KUBEŠ, A.: TA04021491-2016V002; *Obslužný software pro jednotku kombinovaného indikátoru poruchových stavů*. <http://e-mega.cz/DL/MEg614T/>. URL: <http://e-mega.cz/DL/MEg614T/>. (software)
- [26] TA04021491, Vývoj kombinovaného indikátoru poruchových stavů, zahájení: 01.07.2014, ukončení: 30.09.2017
- [27] TOPOLÁNEK, D.; ORSÁGOVÁ, J.; TOMAN, P. *Návrh funkčního principu vhodného pro detekci směru jednopólové poruchy ve všech typech distribučních sítí*. 2014. s. 1-142.

- [28] N. McDonagh, W. Phang, "Use of Faulted Phase Earthing using a Custom Built Earth Fault Controller", in *Proc. 2010 IET Developments in Power Systems Protection*.
- [29] M. Gonzalez, "Improvement of SAIDI and SAIFI reliability indices using a shunt circuit-breaker in ungrounded MV networks," presented at the CIRED, Stockholm, Sweden, Jun. 2013
- [30] Jacques Dutoit, P-A. Chamorel, "Shunt circuit-breaker installed in ungrounded medium voltage systems". Cired 2005
- [31] A. Nikander, P. Lauri, J. Saarinen, and P. Järventausta, "Improving the quality of supply in MV distribution network applying modern shunt circuit-breaker," presented at the CIRED, Frankfurt, Germany, Jun. 2011
- [32] TOPOLÁNEK, D.; ORSÁGOVÁ, J.; TOMAN, P. *PNE 33 3301-2 Přizemňování postižené fáze při jednopólových poruchách*. ČSRES, 2018. s. 1-20.
- [33] EG-0 Power system earthing guide – Part 1: Management principles. Canberra: Energy Network Association; May 2010.
- [34] EN 50522:2010: Earthing of power installations exceeding 1 kV a.c. European Committee for Electrotechnical Standardization; 2010.
- [35] Griffiths H, Pilling N. Earthing. In: Haddad A, Warne D, editors. *Advances in high voltage engineering*. IET Power Energy Ser. 40, London: The Institution of Electrical Engineers; 2004, p. 349–413.
- [36] Lee HS, Kim JH, Dawalibi FP, Ma J. Efficient ground grid designs in layered soils. *IEEE Trans Power Deliv* 1998;13:745–51. doi:10.1109/61.686969.
- [37] Southey RD, Siahraing M, Fortin S, Dawalibi FP. Using fall-of-potential measurements to improve deep soil resistivity estimates. *IEEE Trans Ind Appl* 2015;51:5023–9. doi:10.1109/TIA.2015.2428679.
- [38] Gustafson RJ, Pursley R, Albertson VD. Seasonal grounding resistance variations on distribution systems. *IEEE Trans Power Deliv* 1990;5:1013–8. doi:10.1109/61.53115.
- [39] El-Kady M a., Hotte PW, Vainberg MY. Probabilistic assessment of step and touch potentials near transmission line structures. *IEEE Trans Power Appar Syst* 1983;PAS-102:640–5. doi:10.1109/TPAS.1983.317985.
- [40] El-kady M. Probabilistic short-circuit analysis by Monte Carlo simulations. *IEEE Trans Power Appar Syst* 1983;PAS-102:1308–16. doi:10.1109/TPAS.1983.318078.
- [41] El-kady M, Ford G. An Advanced probabilistic short-circuit program. *IEEE Trans Power Appar Syst* 1983;PAS-102:1240–8. doi:10.1109/TPAS.1983.318069.
- [42] El-kady M, Vainberg M. Risk assessment of grounding hazards due to step and touch potentials near transmission line structures. *IEEE Trans Power Appar Syst* 1983;PAS-102:3080–7. doi:10.1109/TPAS.1983.318114.
- [43] BS EN 50522:2010: Earthing of power installations exceeding 1 kV a.c - National annexes NA, NB. (British-adopted European Standard). British Standards Institution; 2012.
- [44] Dimopoulos A, Griffiths H, Harid N, Haddad A, Ainsley A, Mpofu G. Probability surface distributions for application in grounding safety assessment. *IEEE Trans Power Deliv* 2012;27:1928–36. doi:10.1109/TPWRD.2012.2204442.
- [45] IEC TS 60479-1:2005: Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission; ed.4.0, 2005.
- [46] F. Dawalibi, F. Donoso, 1993, "Integrated analysis software for grounding, EMF, and EMI", *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 6, 19-24.

-
- [47] PNE 33 0000-4(3): Příklady výpočtu uzemňovacích soustav v distribuční a přenosové soustavě dodavatele elektřiny (Examples of earthing system calculation for distribution and transmission networks, In Czech)., Prague, ÚJV Řež, 2011
- [48] Carman, B.; Palmer, S.; Fickert, L.; Connor, T.; Griffiths, H.; Vycital, V.; Topolanek, D.; Toman, P.; Partal, E.; Cardos, C.; Deschanvers, S.; Guo, D.; Hanratty, B.; Koing, P.; Louro, M.; Moller, C.; Strelec, G.; Wahlberg, M. *Substation earthing system design optimisation through the application of quantified risk analysis*. Paris, France: CIGRE-INTERNATIONAL COUNCIL ON LARGE ELECTRIC SYSTEMS, 2018. 198 s. ISBN: 978-2-85873-451-1.

SEZNAM PUBLIKACÍ AUTORA

Impaktované publikace

- [1] BUKVIŠOVÁ, Z.; ORSÁGOVÁ, J.; TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P. Two-Terminal Algorithm Analysis for Unsymmetrical Fault Location on 110 kV Lines. *ENERGIES*, 2019, roč. 12, č. 7, s. 1-14. ISSN: 1996-1073.
- [2] TOPOLÁNEK, D.; VYČÍTAL, V.; TOMAN, P.; CARMAN, B. Application of the probabilistic approach for earthing system evaluation in distribution network. *INTERNATIONAL JOURNAL OF ELECTRICAL POWER & ENERGY SYSTEMS*, 2018, roč. 20, č. 110, s. 268-279. ISSN: 0142-0615.
- [3] TOPOLÁNEK, D.; LEHTONEN, M.; ADZMAN, M.; TOMAN, P. Earth fault location based on evaluation of voltage sag at secondary side of medium voltage/ low voltage transformers. *IET GENER TRANSM DIS*, 2015, roč. 9, č. 14, s. 2069-2077. ISSN: 1751-8687.
- [4] ADZMAN, M.; TOPOLÁNEK, D.; LEHTONEN, M.; TOMAN, P. An Earth Fault Location Scheme For Isolated and Compensated Neutral Distribution Systems. *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, 2013, roč. 8, č. 5, s. 1520-1531. ISSN: 1827- 6660.

Ostatní

2019

- [5] TOPOLÁNEK, D., JURÍK M., TOMAN, P. , JIŘIČKA J., ORSÁGOVÁ. J. Vyhodnocení pilotního testu nové metody pro lokalizaci zemních spojení Vdip. *Energetika*, 2019, roč. 69, č. 1, s. 12-16. ISSN: 0375-8842.
- [6] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; DRÁPELA, J.; JURÁK, V.; JURÍK, M.; JIŘIČKA, J. Evaluation of the new method Vdip for an earth fault location. In *CIREC 2019, The 25th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. CIREC, International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*. Madrid: IET, 2019. s. 1-5. ISSN: 2032-9644.
- [7] DRÁPELA, J.; TOPOLÁNEK, D.; HÁLA, T.; VRÁNA, M.; VYČÍTAL, V. Assessment of effectiveness of distributed generation support for voltage evaluation by means of power control. In *Proceedings of the 2019 20th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*. Ostrava: VSB - Technical University of Ostrava, 2019. s. 1-6. ISBN: 978-1-7281-1334-0.

2018

- [8] JURÍK M., HLAVNIČKA J., VACULÍK J., JIŘIČKA J., TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P. Testování technologií pro detekci a lokalizaci zemních spojení v podmínkách distribuční sítě VN. In *22. Konference ČK CIREC*. České Budějovice: EGC České Budějovice, 2018. s. 1-18. ISBN: 978-80-905014-7-8.

- [9] Orságová, J., Topolánek D., Bukvišová Z. *Analýza možnosti implementace korekčního algoritmu lokátorem vypočtené vzdálenosti poruchy v sítích 110 kV - etapa II.* 2018. s. 1-24.
- [10] CARMAN, B.; PALMER, S.; FICKERT, L.; CONNOR, T.; GRIFFITHS, H.; VYČÍTAL, V.; TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; PARTAL, E.; CARDOSO, C.; DESCHANVRES, S.; GUO, D.; HANRATTY, B.; KONIG, P.; LOURO, M.; MOLLER, C.; STRELEC, G.; WAHLBERG, M. *Substation earthing system design optimisation through the application of quantified risk analysis.* Paris, France: CIGRE- INTERNATIONAL COUNCIL ON LARGE ELECTRIC SYSTEMS, 2018. 198 s. ISBN: 978-2-85873-451-1.
- [11] TOMAN, P.; DRÁPELA, J.; TOPOLÁNEK, D.; PTÁČEK, M.; VYČÍTAL, V.; MLÝNEK, P.; ZAMPHIROPOLOS, J. Využití SMART METERING dat pro plánování, monitorování a řízení provozu sítí. In *22. Konference ČK CIGRE*. České Budějovice: EGC České Budějovice, 2018. s. 1-18. ISBN: 978-80-905014-7-8.
- [12] TOPOLÁNEK, D.; ORSÁGOVÁ, J.; TOMAN, P.; WASSERBAUER, V. *Analýza vlivu přechodu kompenzované soustavy na odporově uzemněnou.* 2018.
- [13] ORSÁGOVÁ, J.; TOPOLÁNEK, D.; WASSERBAUER, V.; BUKVIŠOVÁ, Z. *Problematika kapacitních zemních proudů v sítích vn.* 2018. s. 1-33.
- [14] BUKVIŠOVÁ, Z.; ORSÁGOVÁ, J.; TOPOLÁNEK, D. Unsymmetrical Fault Location on 110 kV Lines. In *Proceedings of the 2018 19th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*. 1. Brno: Brno University of Technology, 2018. s. 180-184. ISBN: 978-1-5386-4611-3.
- [15] TOPOLÁNEK, D.; ORSÁGOVÁ, J.; TOMAN, P. *PNE 33 3301-2 Přizemňování postižené fáze při jednopólových poruchách.* ČSRES, 2018. s. 1-20.

2017

- [16] TOPOLÁNEK, D.; VYČÍTAL, V. *Analýza vlastností sestav monitorů napětí pro distribuční trafostanice.* 2017.
- [17] TOMAN, P.; MLÝNEK, P.; TOPOLÁNEK, D.; DRÁPELA, J.; VYČÍTAL, V.; PTÁČEK, M. *Smart Metering Data Analytics for Grid Monitoring and Automation.* 2017.
- [18] ORSÁGOVÁ, J.; TOMAN, P.; MLÝNEK, P.; SUMEC, S.; TOPOLÁNEK, D. *Analýza možností využití sampled values v R22kV Medlánský, fáze I.* 2017.
- [19] TOMAN, P.; TOPOLÁNEK, D.; ORSÁGOVÁ, J. *Návrh metodiky začlenění přizemňování postižené fáze při jednopólových poruchách do provozu distribučních sítí.* 2017.
- [20] TOMAN, P.; TOPOLÁNEK, D.; VYČÍTAL, V.; ORSÁGOVÁ, J. *Analýza paralelního chodu sítí 22 kV.* 2017.
- [21] TOPOLÁNEK, D.; VYČÍTAL, V. *Testování univerzálního monitoru NN.* 2017.
- [22] PERNICA, D.; TOPOLÁNEK, D. *Uživatelská a obchodní dokumentace.* 2017. s. 1-44.

- [23] PERNICA, D.; TOPOLÁNEK, D.; POSPÍCHAL, L.; TOMAN, P. *Odborná zpráva o postupu prací a dosažených výsledcích za rok 2017*. 2017. s. 1-21.
- [24] VYČÍTAL, V.; TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; PTÁČEK, M. Výpočet zemních odporů s koeficienty využití podle PNE 33-0000-4 a jejich správnost. In *Sborník konference ČK CIRED 2017*. 1. České Budějovice: EGC České Budějovice, 2017. s. 1-19. ISBN: 978-80-905014-6-1.
- [25] VYČÍTAL, V.; TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; PTÁČEK, M. Sensitivity Analysis of Earthing System Impedance for Single and Multilayered Soil. In *CIRED 2017, The 24th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. CIRED – Open Access Proceedings Journal*. Glasgow, UK: CIRED, 2017. s. 1-5. ISBN: 978-1-78561-483-5. ISSN: 2515-0855.
- [26] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; PTÁČEK, M.; DVOŘÁK, J. Evaluation of different solutions of faulted phase earthing technique for an earth fault current limitation. In *CIRED 2017, The 24th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. CIRED, International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*. Glasgow (UK): IET, 2017. s. 1-5. ISBN: 978-1-78561-483-5. ISSN: 2032-9644.
- [27] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; ORSÁGOVÁ, J.; VYČÍTAL, V. Zhodnocení využívaných typů automatik pro přizemnění postižené fáze. In *Sborník konference ČK CIRED 2017*. 1. České Budějovice: EGC České Budějovice, 2017. s. 1-12. ISBN: 978-80-905014-6-1.
- [28] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; MASTNÝ, P.; MORÁVEK, J.; RADIL, L.; TEPLÝ, J. *Analýza možností využití akumulace pro PDS*. 2017. s. 1-88.
- [29] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; ORSÁGOVÁ, J.; VYČÍTAL, V.; KOPIČKA, M. *Analýza vlivu přizemnění postižené fáze na velikost dotkových a krokových napětí*. 2017. s. 1-79.
- [30] VYČÍTAL, V.; PTÁČEK, M.; TOMAN, P.; TOPOLÁNEK, D. Earthing System Resistance Calculation Using Analytical Approach with Mutual Coefficients. In *Proceedings 2017 18th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*. Ostrava: VSB - Technical University of Ostrava, Faculty of Electrical Engineering and Computer Science, Department of Electrical Power Engineering, 2017. s. 67-72. ISBN: 978-1-5090-6405-2.
- [31] TOPOLÁNEK, D.; VYČÍTAL, V. *Analýza vlastností sestav monitorů napětí pro distribuční trafostanice*. 2017. s. 1-20.
- [32] JIŘIČKA, J., JURÍK, M., KAŠPÍREK, M., TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P., KRAUS, J. Monitoring elektrických veličin v trafostanicích vn/nn ve společnosti E.ON Distribuce a.s. In *Sborník konference ČK CIRED 2017*. 1. České Budějovice: EGC České Budějovice, 2017. s. 1-13. ISBN: 978-80-905014-6-1.

- [33] TOMAN, P.; MLÝNEK, P.; BÁTORA, B.; KOPIČKA, M.; TOPOLÁNEK, D. *Analýza možností a přínosů breaker/limiter*. 2016.
- [34] TOMAN, P.; TOPOLÁNEK, D.; ORSÁGOVÁ, J. *Analýza funkčnosti Metody V-dip*. 2016.
- [35] TOPOLÁNEK, D. *Analýza vlivu známých způsobů přizemnění postižené fáze na provoz distribučních soustav*. 2016. s
- [36] NOVOTNÝ, J.; DRÁPELA, J.; TOPOLÁNEK, D. Frequency response of revenue meters in measured active energy. In *Proceedings of the 2016 IEEE 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*. Belo Horizonte, Brazil: IEEE Power & Energy Society, 2016. s. 524-529. ISBN: 978-1-5090-3792- 6.
- [37] ORSÁGOVÁ, J.; TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P. MOŽNOSTI ZPŘESNĚNÍ LOKÁTORŮ NA VEDENÍCH 110 KV. In *Sborník příspěvků konference ČK CIRED*. Tábor: 2016. s. 1-10. ISBN: 978-80-905014-5- 4.
- [38] TOPOLÁNEK, D.; VYČÍTAL, V.; TOMAN, P. Pravděpodobnostní přístup pro hodnocení zemnicích soustav distribučních sítí. In *Sborník konference ČK CIRED 2016*. 1. České Budějovice: EGC České Budějovice, 2016. s. 1-16. ISBN: 978-80-905014-5- 4.
- [39] TOMAN, P.; TOPOLÁNEK, D.; ORSÁGOVÁ, J. *Analýza vlivu známých způsobů přizemnění postižené fáze na provoz distrib. soustav*. 2016.
- [40] TOPOLÁNEK, D.; VYČÍTAL, V. *Testování prototypu univerzálního monitoru NN*. 2016. s. 1-68.

2015

- [41] WASSERBAUER, V.; BAJÁNEK, T.; ORSÁGOVÁ, J.; TOPOLÁNEK, D. Ground faults simulation model in comparison with performed experiments. In *Proceedings of the 2015 16th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*. 2015. s. 88-93. ISBN: 978-1-4673-6787- 5.
- [42] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P. Verification of the Earth Fault Location Method Based on Evaluation of Voltage Sag in Real Distribution Network. In *CIRED 23rd International Conference on Electricity Distribution. CIRED 2015 23rd International Conference on Electricity Distribution*. Lyon, France: CIRED, 2015. s. 1-5. ISSN: 2032- 9644.
- [43] KOPIČKA, M.; SÍTAŘ, M.; TOPOLÁNEK, D.; DVOŘÁK, J. Měření rozložení potenciálu povrchu země u zemnicích soustav transformoven VN/ NN a dotykových napětí v okolí stanic. In *Sborník konference ČK CIRED 2015*. 1. České Budějovice: EGC České Budějovice, 2015. s. 1-13. ISBN: 978-80-905014-4- 7.
- [44] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P. Ověření metody pro lokalizaci zemního spojení založené na vyhodnocování napěťových poklesů. In *Sborník konference ČK CIRED 2015*. 1. České Budějovice: EGC České Budějovice, 2015. s. 1-12. ISBN: 978-80-905014-4- 7.
- [45] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P. *Analýza vhodných provozních stavů pro snížení poklesu napětí v soustavě během poruchy*. 2015. s. 1-75.

- [46] KOPIČKA, M.; TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; SÍTAŘ, M. *Hodnocení zemnicích soustav a dotykových napětí v okolí odlehlých, příměstských a městských distribučních transformátorů*. 2015. s. 1-53.
- [47] ORSÁGOVÁ, J.; TOMAN, P.; TOPOLÁNEK, D. *Algoritmus pro zpřesnění výpočtu délky lokátorů 110kV*. 2015. s. 1-2.
- [48] TOPOLÁNEK, D.; WASSERBAUER, V.; PERNICA, D. *Provozní ověření snímače napěťových a proudových signálů*. 2015. s. 1-89.
- [49] PERNICA, D.; TOPOLÁNEK, D.; POSPÍCHAL, L.; TOMAN, P. *Odborná zpráva o postupu prací a dosažených výsledcích za rok 2015*. 2015. s. 1-19.

2014

- [50] TOPOLÁNEK, D.; ORSÁGOVÁ, J.; TOMAN, P.; DVOŘÁK, J. The Earth Fault Location Method Based on Additional Earthing of Healthy Phase in Compensated Networks. In *CIDEL Argentina 2014, International Conference on Electricity Distribution*. Buenos Aires, Argentina: CIDEL 2014, 2014. s. 1-6. ISBN: 978-987-97399-6- 9.
- [51] TOPOLÁNEK, D.; ORSÁGOVÁ, J.; TOMAN, P.; DVOŘÁK, J. Analýza možnosti eliminace přepětí vznikajícího během krátkodobého přizemnění postižené fáze při lokalizaci zemního spojení. In *Referáty 18. konference ČK CIRED 2014*. Na Hroudě 1492/4, 100 05, Praha 10: Český komitét CIRED, 2014. s. 1-11. ISBN: 978-80-905014-3- 0.
- [52] PERNICA, D.; TOPOLÁNEK, D.; POSPÍCHAL, L.; TOMAN, P. *Odborná zpráva o postupu prací a dosažených výsledcích za rok 2014*. 2014. s. 1-25.
- [53] TOMAN, P.; TOPOLÁNEK, D.; ORSÁGOVÁ, J.; DVOŘÁK, J. The Influence of Additional Earthing of Healthy Phase for Earth Fault Location on Overvoltage in Distribution Networks. In *CIDEL Argentina 2014, International Conference on Electricity Distribution*. Buenos Aires, Argentina: CIDEL 2014, 2014. s. 1-7. ISBN: 978-987-97399-6- 9.
- [54] TOPOLÁNEK, D.; ORSÁGOVÁ, J.; TOMAN, P. *Návrh funkčního principu vhodného pro detekci směru jednopólové poruchy ve všech typech distribučních sítí*. 2014. s. 1-142.
- [55] ORSÁGOVÁ, J.; TOMAN, P.; TOPOLÁNEK, D.; WASSERBAUER, V. Localization Method for the Resistive Earth Faults in Compensated Network Based on Simultaneous Earth Faults Evaluation. In *The 12th International Conference on Developments in Power System Protection DPSP2014*. Six Hills Way, Stevenage, Hertfordshire, SG1 2AY, UK: 2014. s. 1-6. ISBN: 978-1-84919-813- 4.
- [56] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; ORSÁGOVÁ, J.; KOPIČKA, M. The Evaluation of Overvoltage During Short- Time Additional Earthing of Healthy Phase for Fault Location in MV Networks. In *The 12th International Conference on Developments in Power System Protection DPSP2014*. Six Hills Way, Stevenage, Hertfordshire, SG1 2AY, UK: The Institution of Engineering and Technology IET, 2014. s. 1-6. ISBN: 978-1-84919-834- 9.

- [57] KOPIČKA, M.; DRÁPELA, J.; TOPOLÁNEK, D. Voltage Regulation Optimization in Low Voltage Network Based on Voltage Quality Index. In *Proceedings of the 2014 15 th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*. Brno, Czech Republic: Brno Univ Technol, Fac Elect Engn & Commun, 2014. s. 1-6. ISBN: 978-1-4799-3807- 0.
- [58] ORSÁGOVÁ, J.; TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; DVOŘÁK, J. Zhodnocení funkce lokátoru poruchy využívajícího krátkodobého přizemnění nepostíženě fáze během trvalého zemního spojení. In *Sborník 18. konference ČK CIREĐ*. 2014. s. 1-5. ISBN: 978-80-905014-3- 0.

2013

- [59] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; ORSÁGOVÁ, J.; DVOŘÁK, J. Practical Experience of Using Additional Earthing of the Faulty Phase During a Ground Fault. In *Ieee Proceedings Power Tech 2013*. Grenoble (France): IEEE, 2013. s. 1-6. ISBN: 978-1-4673-5667- 1.
- [60] ORSÁGOVÁ, J.; TOMAN, P.; TOPOLÁNEK, D. Method of the Short Time Additional Earthing of Healthy Phase for Localization of The Earth Fault. In *Proceedings of the 7th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering*. Košice: 2013. s. 463-465. ISBN: 978-80-553-1441- 9.
- [61] TOMAN, P.; TOPOLÁNEK, D.; ORSÁGOVÁ, J.; DVOŘÁK, J. The Influence of Additional Earthing of Healthy Phase for Earth Fault Location on Safety of Compensated Networks. In *CIREĐ 2013 22nd International Conference on Electricity Distribution*. Stockholm (Sweden): CIREĐ, 2013. s. 1-4. ISBN: 978-1-84919-732- 8.
- [62] TOPOLÁNEK, D.; ORSÁGOVÁ, J.; TOMAN, P.; DVOŘÁK, J. Vliv přizemnění zdravé fáze při zemním spojení v síti VN na velikost dotykových napětí. In *Referáty 17. konference ČK CIREĐ 2013*. Na Hroudě 1492/ 4, 100 05, Praha 10: Český komitét CIREĐ, 2013. s. 1-14. ISBN: 978-80-905014-2- 3.

2012

- [63] TOPOLÁNEK, D.; ORSÁGOVÁ, J.; TOMAN, P.; DVOŘÁK, J. Vliv provozování kompenzovaných sítí velkého kapacitního rozsahu na velikost dotykových napětí. In *Referáty konference ČK CIREĐ 2012*. Na Hroudě 1492/ 4, 100 05, Praha 10: Český komitét CIREĐ, 2012. s. 1-11. ISBN: 978-80-905014-1- 6.
- [64] ORSÁGOVÁ, J.; TOMAN, P.; TOPOLÁNEK, D. Analysis of Earth Fault Experiments in Actual Distribution Network. In *In Proceedings of the 13th International Scientific Conference Electric Power Engineering 2012*. Brno: Brno university of technology, 2012. s. 159-164. ISBN: 978-80-214-4514- 7.
- [65] TOMAN, P.; DVOŘÁK, J.; ORSÁGOVÁ, J.; TOPOLÁNEK, D. Using of Additional Earthing of Affected Phase for Limiting of The Touch Voltage During Earth Faults in MV Large Compensated Networks. In *Proceedings of IET Developments in Power System Protection 2012*. 1. Birmingham: The Institution of Engineering and Technology, 2012. s. 1-5. ISBN: 978-1-84919-620-8.

- [66] ORSÁGOVÁ, J.; TOMAN, P.; TOPOLÁNEK, D. Earth Fault Analysis using Measured Data from Fault Experiments in Actual Distribution Network. In *Proceedings of IET Developments in Power System Protection 2012*. 1. Birmingham: The Institution of Engineering and Technology, 2012. s. 1-5. ISBN: 978-1-84919-620- 8.
- [67] TOMAN, P.; TOPOLÁNEK, D.; ORSÁGOVÁ, J.; DVOŘÁK, J. Experimental Measuring of the Touch Voltages in Large Compensated Networks. In *Proceedings of 2012 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference*. 1. Tallin: Tallin University of Technology, 2012. s. 199-204. ISBN: 978-1-4673-1978-2.
- [68] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; DVOŘÁK, J.; ORSÁGOVÁ, J.; ŠÁTEK, V. Evaluation of the Touch Voltage Recorded in the Compensated Network 22 kV During Earth Fault. In *In Proceedings of the 13th International Scientific Conference Electric Power Engineering 2012*. Brno: Brno university of technology, 2012. s. 159-164. ISBN: 978-80-214-4514- 7.
- [69] ŠÁTEK, V.; KUNOVSKÝ, J.; TOPOLÁNEK, D.; VOPĚNKA, V. Telegraph Equation and its Application in Medium Voltage Line. In *Proceeding of the 13th International Scientific Conference Electric Power Engineering 2012*. Brno: Faculty of Electrical Engineering and Communication BUT, 2012. s. 175-180. ISBN: 978-80-214-4514- 7.

2011

- [70] PAAR, M.; TOPOLÁNEK, D. Influence Power Losses Costs to Optimization Focused to Minimization Interruption Costs. In *Proceedings of the 12th International Scientific Conference Electric Power Engineering 2011*. Ostrava: VSB - Technical University of Ostrava, 2011. s. 580-583. ISBN: 978-80-248-2393- 5.
- [71] TOMAN, P.; DRÁPELA, J.; MIŠÁK, S.; ORSÁGOVÁ, J.; PAAR, M.; TOPOLÁNEK, D.; BOK, J.; NOVOTNÝ, J.; ŠKODA, J. *Provoz distribučních soustav*. 1. 1. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011. 264 s. ISBN: 978-80-01-04935-8.
- [72] TOPOLÁNEK, D.; ORSÁGOVÁ, J.; TOMAN, P.; DVOŘÁK, J. Zhodnocení funkce automatiky přizemnění postižené fáze během nízkoohmového zemního spojení vzhledem k nebezpečnému dotykovému napětí. In *Referáty konference ČK CIRED 2011*. Na Hroudě 1492/ 4, 100 05, Praha 10: Český komitét CIRED, 2011. s. 1-12. ISBN: 978-80-905014-0-9.
- [73] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; ORSÁGOVÁ, J. Vliv provozu kompenzované sítě velkého rozsahu na velikost dotykového napětí u DTS se společným uzemněním. In *Proceedings of the 6th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering Elektroenergetika 2011*. Mäsiarska 74, 042 00 Košice: Technická univerzita Košice, Katedra elektroenergetiky, 2011. s. 253-257. ISBN: 978-80-553-0724- 4.
- [74] TOPOLÁNEK, D.; ORSÁGOVÁ, J.; TOMAN, P.; DVOŘÁK, J. The Method of the Additional Earthing of the Affected Phase During an Earth Fault and Its Influence on MV Network Safety. In *Proceedings of the IEEE PES Trondheim PowerTech 2011*. 345 E 47TH ST, NEW YORK, NY 10017 USA: IEEE PES, 2011. s. 1-8. ISBN: 978-82-519-2808- 3.

- [75] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P. Possible Ground Fault Location Using Data Recorded on the Secondary Side of Distribution Transformers. In *Proceedings of the 12th International Scientific Conference Electric Power Engineering 2011*. Ostrava: VSB- Technical University of Ostrava, 2011. s. 1-4. ISBN: 978-80-248-2393- 5.
- [76] TOPOLÁNEK, D.; ORSÁGOVÁ, J.; TOMAN, P. The Negative Effect of the Additional Earthing of the Faulted Phase During a Ground Fault on the Fault Current. In *Proceedings of the 12th International Scientific Conference Electric Power Engineering 2011*. Ostrava: VSB- Technical University of Ostrava, 2011. s. 1-4. ISBN: 978-80-248-2393- 5.

2010

- [77] TOPOLÁNEK, D. *Transient Signal Generator for Fault Indicator Testing*. Proceedings of the 16th conference STUDENT EEICT 2010 Volume 4. Ondráčková 105, Brno: Ing.Zdeněk Novotný CSc., 2010. s. 174-178. ISBN: 978-80-214-4079- 1.
- [78] TOMAN, P.; DVOŘÁK, J.; ORSÁGOVÁ, J.; TOPOLÁNEK, D.; BLAŽEK, V. The verification of shunting method for limitation of earth fault current in MV compensated networks. In *Proceedings of the Congreso Internacional de Distribución Eléctrica*. 1. Buenos Aires, Argentina: CIDEL, 2010. s. 1-6. ISBN: 978-987-97399-3-8.
- [79] PAAR, M.; TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P. Time Consumption of Simulation Depends on Standards. In *Proceedings of the 16th International Scientific and Practical Conference of Students, Post- graduates and Young Scientists MODERN TECHNIQUE AND TECHNOLOGIES MTT 2010*. Tomsk: TPU Press, 2010. s. 10-12. ISBN: 0-7803-8226- 9.
- [80] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P. Porovnání simulace transientních jevů v programu EMTP- ATP a PSCAD. In *Proceedings of the 11th International Scientific Conference Electric Power Engineering 2010*. 1. Brno: Brno University of Technology, FEEC, Department of Electrical Power Engineering, 2010. s. 187-190. ISBN: 978-80-214-4094- 4.
- [81] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; PAAR, M. Current Transformer and Rogowski Coil Accuracy Confrontation. In *Proceedings of the 16th International Scientific and Practical Conference of Students, Post- graduates and Young Scientists MODERN TECHNIQUE AND TECHNOLOGIES MTT 2010*. Tomsk Polytechnic University: TPU Press, Tomsk, 2010. s. 12-14. ISBN: 0-7803-8226- 9.
- [82] TOPOLÁNEK, D.; ORSÁGOVÁ, J.; TOMAN, P.; DVOŘÁK, J. Vliv přizemňování postižené fáze na bezpečnost sítí VN. In *Referáty konference ČK CIRED 2010*. Na Hroudě 1492/ 4, 100 05, Praha 10: Český komitét CIRED, 2010. s. 1-7. ISBN: 978-80-254-8519- 4.

2009

- [83] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P. Lokalizace zemního spojení pomocí indikátorů poruch. In *Proceedings of the Fifth International Scientific Symposium ELEKTROENERGETIKA 2009*. Stará Lesná: Technical University of Košice, Slovak Republic, 2009. s. 308-313. ISBN: 978-80-553-0237- 9.

- [84] TOMAN, P.; DVOŘÁK, J.; ORSÁGOVÁ, J.; TOPOLÁNEK, D. Měření zemních spojení v kompenzovaných sítích. In *PROCEEDINGS OF THE 5TH INTERNATIONAL SCIENTIFIC SYMPOSIUM ON ELECTRIC POWER ENGINEERING - ELEKTROENERGETIKA 2009*. 1. TU Košice, 2009. s. 307-309. ISBN: 978-80-553-0401-4.
- [85] TOMAN, P.; DVOŘÁK, J.; ORSÁGOVÁ, J.; TOPOLÁNEK, D. The Influence of Fault Type on Fault Current in MV Compensated Networks. In *Proceedings of the 20th International Conference on Electricity Distribution CIRED 2009*. London, UK: IET, 2009. s. 1-4. ISBN: 978-1-84919-126-5.
- [86] TOPOLÁNEK, D.; PERNICA, D.; POSPÍCHAL, L.; HODER, K. Identification of Ground Faults According to the Analysis of Electromagnetic Field of MV Lines. In *The 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*. Praha: 2009. s. 1-4. ISBN: 978-1-84919-126-5.
- [87] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; PERNICA, D. Využití indikátorů zemního spojení s detekcí elektromagnetického pole pro lokalizaci zemního spojení. In *Proceedings of the 10th International Scientific Conference Electric Power Engineering 2009*. Ostrava: VSB Ostrava, 2009. s. 1-5. ISBN: 978-80-248-1947-1.
- [88] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; BOK, J. The Ground Fault Indicators for Fault Location According to the Analysis of Electromagnetic Fields of MV Lines. In *Proceedings of Tomsk Technical and Scientific Conference*. Tomsk Polytechnic University: TPU Press, Tomsk, 2009. s. 18-20. ISBN: 978-5-98298-517-0.
- [89] BOK, J.; DRÁPELA, J.; TOPOLÁNEK, D. Analysis of Suitable Using of Light Sources at Concrete Supply Network with Regard to Recorded Voltage Events. In *Proceedings of Tomsk Technical and Scientific Conference*. Tomsk Polytechnic University: TPU Press, Tomsk, 2009. s. 1-2. ISBN: 978-5-98298-517-0.
- [90] TOMAN, P.; DVOŘÁK, J.; TOPOLÁNEK, D.; ORSÁGOVÁ, J. Earth Fault Currents in MV Compensated Networks. In *Proceedings of the 10th International Scientific Conference Electric Power Engineering 2010*. Ostrava: VSB- TU OSTRAVA, 2009. s. 384-386. ISBN: 978-80-248-1947-1.

2008

- [91] TOPOLÁNEK, D. Current - Transformer testing with CPC 100. In *Proceedings of the 14th conference STUDENT EEICT 2008 Volume 3*. Ondráčková 105, Brno: Ing.Zdeněk Novotný CSc., 2008. s. 225-229. ISBN: 978-80-214-3616-9.
- [92] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P. Porovnání klasických přístrojových transformátorů proudu s proudovými senzory. In *Referáty konference ČK CIRED 2008 Tábor*. 2008. s. 1-13. ISBN: 978-80-254-2790-3.
- [93] TOPOLÁNEK, D.; PERNICA, D. Výsledky z indikací zemních spojení v ČEZ a ZSE. In *Referáty konference ČK CIRED 2008 Tábor*. 2008. s. 1-14. ISBN: 978-80-254-2790-3.

-
- [94] TOPOLÁNEK, D.; PERNICA, D. Metody indikace zemního spojení. In *Referáty konference ČK CIRED 2008 Tábor*. 2008. s. 1-13. ISBN: 978-80-254-2790- 3.
- [95] BÁTORA, B.; TOMAN, P.; TOPOLÁNEK, D.; BELATKA, M. Hysteresis and its influence on the creation of ferroresonance. In *Modern technique and technologies MTT 2008*. Tomsk: TPU Press, 2008. s. 9-12. ISBN: 978-1-4244-1609- 7.
- [96] BÁTORA, B.; TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P. Assessment of short- circuit conditions in the interconnected local distribution system. In *Modern technique and technologies MTT 2008*. Tomsk: TPU Press, 2008. s. 12-15. ISBN: 978-1-4244-1609- 7.
- [97] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P. Current Transformers and Current Sensors Confrontation. In *Proceedings of the 9th International Scientific Conference Electric Power Engineering 2008*. Brno, Czech Republic: Brno University of Technology, 2008. s. 367-370. ISBN: 978-80-214-3650- 3.

2007

- [98] TOPOLÁNEK, D. Short- Circuit Calculation of Distribution Network. In *Proceedings of the 13th Conference STUDENT EEICT*. Ondráčkova 105, Brno: Ing. Zdeněk Novotný CSc, 2007. s. 108-110. ISBN: 80-227-2135- 2.
- [99] TOPOLÁNEK, D. Zkratové poměry v lokální distribuční soustavě firmy Precheza, a.s. In PRAHA: ČEZ, a.s., 2007. s. 1-18.

SEZNAM PROJEKTŮ AUTORA

Projekty podporované z veřejných zdrojů

TK01030094, Inteligentní energetické sítě, zahájení: 01.09.2018, ukončení: 31.08.2023

TK01020107, Vývoj systému pro lokalizaci nesymetrických poruch V-dip, zahájení: 01.07.2018, ukončení: 30.06.2021

TK01020104, Simulátor distribučních sítí pro výcvik a certifikaci pracovníků, zahájení: 01.07.2018, ukončení: 31.12.2020

TH01020327, Modulární systém pro komplexní monitoring a management v DC a hybridních AC/DC chytrých sítích, zahájení: 01.01.2015, ukončení: 31.12.2017

TA04021491, Vývoj kombinovaného indikátoru poruchových stavů, zahájení: 01.07.2014, ukončení: 30.09.2017

FEKT-S-14-2520, Nové technologie pro udržitelnou elektroenergetiku, zahájení: 01.01.2014, ukončení: 31.12.2016

2479/2012/F1, Inovace předmětu Distribuce elektrické energie, zahájení: 01.01.2012, ukončení: 31.12.2012

FEKT-S-11-2, Výzkum bezpečnosti, spolehlivosti a efektivnosti elektroenergetických systémů, zahájení: 01.01.2011, ukončení: 31.12.2014

3285/G1, Realizace experimentálního výukového modelu reálné sítě VN, zahájení: 01.01.2011, ukončení: 31.12.2011

1958/G 1, Realizace sestavy pro testování indikátorů poruch, zahájení: 01.01.2010, ukončení: 31.12.2010

FEKT-S-11-2, Výzkum spolehlivosti, bezpečnosti a efektivnosti energetických systémů, zahájení: 01.01.2010, ukončení: 31.12.2010

2569/G1, Návrh a realizace pomaloběžné experimentální větrné elektrárny pro laboratorní výuku, zahájení: 01.01.2009, ukončení: 31.12.2009

Ostatní projekty

Analýza vlivu přechodu kompenzované soustavy na odporově uzemněnou	6.2018	11.2018
Analýza elektrických veličin při zemním spojení v síti vn	7.2018	11.2018
Návrh metodiky začlenění přizemňování postižené fáze při jednopólových poruchách do provozu distribučních sítí (1., 2., 3. etapa)	4.2017	9.2018
Analýza možností měření U měřidlem na OPM s vyhodnocením možnosti zpětné vazby pro řízení na OPM	9.2017	9.2018

Seminář "Podmínky provozování aktivních distribučních sítí NN vs. přímé/polopřímé měření EE standard. statickými elektroměry"	6.2018	9.2018
Analýza kapacitních zemních proudů distribučních sítí vn na území E.ON	2.2018	9.2018
Analýza autonomní regulace Q(U)/P(U) u FVE a její vliv na NN síť	2.2018	8.2018
Studie zpřesnění lokátorů poruch	6.2018	8.2018
Power Network R & D	1.2018	1.2018
Testování druhé generace monitorů s upravenou funkcí V-dip a první fáze přípravy experimentálního ověření v síti 22kV E.ON	12.2017	12.2017
Smart Metering Data Analytics for Grid Monitoring and Automation	10.2017	12.2017
Analýza vlastností sestav monitorů napětí pro distribuční trafostanice	10.2017	12.2017
Analýza možnosti využití sampled values v R22kV Medlánky, fáze 1	11.2017	11.2017
Analýza paralelního chodu sítí 22 kV	7.2017	11.2017
Analýza vlivu přizemnění postižené fáze na velikost dotykových a krokových napětí	11.2016	3.2017
Analýza možností využití akumulace pro PDS	9.2016	2.2017
Analýza funkčnosti Metody V-dip	5.2016	2.2017
Testování univerzálního monitoru NN	2.2017	2.2017
Analýza možností a přínosů breaker/limiter	12.2016	2.2017
Testování monitorů NN	11.2016	12.2016
Analýza vlivu známých způsobů přizemnění postižené fáze na provoz distribučních soustav	8.2016	12.2016
Znalecké posouzení metody určení převodu MTP za provozních podmínek při využití měřicích přístrojů WS 2X20Y	5.2016	6.2016
Analýza vhodných provozních stavů pro snížení poklesu napětí v soustavě během poruchy	8.2015	11.2015
Algoritmus pro zpřesnění výpočtu délky lokátorů 110kV	8.2015	11.2015
Experimentální výzkum zemních spojení v síti 22kV	11.2013	12.2013
Posouzení vlivu přizemňování nepostižené fáze na velikost přepětí	6.2013	11.2013
Analýza využitelnosti metody přizemnění zdravé fáze pro lokalizaci poruchy	6.2013	11.2013
ABB - školení "Základy energetiky" v roce 2013	1.2013	2.2013

SEZNAM PATENTŮ A PRODUKTŮ AUTORA

Patenty a užitné vzory

- [1] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; ORSÁGOVÁ, J.; Vysoké učení technické v Brně Antonínská 548/1 60190 Brno / CZ: *Evaluation method for determining of the probability of an asymmetrical fault location in a distribution network and a monitoring system for performing such method.* EP2940483, patent. (2017)
- [2] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; ORSÁGOVÁ, J.; VUT v Brně: *Způsob určení pravděpodobnosti místa výskytu nesymetrických poruch v elektrických sítích a monitorovací systém určený k provádění této metody.* 305209, patent. (2015)
- [3] TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; ORSÁGOVÁ, J.; Vysoké učení technické v Brně, Brno, CZ: *Monitorovací systém k určení pravděpodobnosti místa výskytu nesymetrických poruch v elektrických sítích.* 28054, užitný vzor. (2015)

Produkty

- [1] TOPOLÁNEK, D.; KRBAL, M.: Model distribuční soustavy; *Výzkumný model části distribuční sítě vysokého napětí.* Laboratoř elektrických ochran. URL: <http://www.ueen.feec.vutbr.cz/cz/index.php/research-and-development/products/253-experimental-model-of-mv-distribution-network>. (funkční vzorek)
- [2] PERNICA, D.; TOPOLÁNEK, D.; BABKA, J.; VYČÍTAL, V.; SEHNAL, S.; ORSÁGOVÁ, J.; KUBEŠ, A.: TA04021491-2016V002; *Obslužný software pro jednotku kombinovaného indikátoru poruchových stavů.*
- [3] PERNICA, D.; TOPOLÁNEK, D.; BABKA, J.; TOMAN, P.; DVOŘÁK, P.; BAJER, M.: TA04021491-2016V002; *Prototyp kombinovaného indikátoru poruchových stavů.* <http://e-mega.cz/DL/MEg614T/>. URL: <http://e-mega.cz/DL/MEg614T/>. (prototyp)
- [4] TOPOLÁNEK, D.; PERNICA, D.; VYČÍTAL, V.; BABKA, J.: *Kombinovaný indikátor poruchových stavů; Ověření prototypu kombinovaného indikátoru poruchových stavů.* Prodej produktu je pověřena firma MEgA: MEgA - Měřicí Energetické Aparáty, a.s. Česká 390, 664 31 Česká IČ: 25567110 DIČ: CZ25567110. URL: <http://e-mega.cz/DL/MEg614T/>. (poloprovoz)
- [5] SUMEC, S.; TOPOLÁNEK, D.; ŠLEZINGR, J.: SVA; *Sampled Value Analyzer - SVA 0.4.* Ústav elektroenergetiky, FEKT VUT v Brně. URL: <http://www.ueen.feec.vutbr.cz/homes/sumec/sva>. (software)
- [6] KRAUS, J.; DRÁPELA, J.; TOPOLÁNEK, D.: ENVIS v1.8; *SW pro modulární měřicí systém ENVIS v1.8.* KMB systems, s.r.o. Dr. Milady Horákové 559, 46006 Liberec, Česká republika. URL: <http://www.kmb.cz/index.php/cs/novinky/th01020327-ac-dc>. (software)

Příloha 1 Vybrané publikace - Oblast 1

Publikace P1.A

BUKVIŠOVÁ, Z.; ORSÁGOVÁ, J.; TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P. *Two-Terminal Algorithm Analysis for Unsymmetrical Fault Location on 110 kV Lines*. *ENERGIES*, 2019, roč. 12, č. 7, s. 1-14. ISSN: 1996-1073.



Article

Two-Terminal Algorithm Analysis for Unsymmetrical Fault Location on 110 kV Lines

Zuzana Bukvisova *, Jaroslava Orsagova , David Topolánek and Petr Toman 

Department of Electrical Power Engineering, Brno University of Technology, Technická 12, 61600 Brno, Czech Republic; orsagova@feec.vutbr.cz (J.O.); topolánek@vutbr.cz (D.T.); toman@feec.vutbr.cz (P.T.)

* Correspondence: xbukvi00@stud.feec.vutbr.cz; Tel.: +420-606-202-347

Received: 5 March 2019; Accepted: 25 March 2019; Published: 27 March 2019



Abstract: This work analyses a two-terminal algorithm designed to locate unsymmetrical faults on 110 kV power transmission lines. The algorithm processes synchronized voltage and current data obtained from both ends of the protected transmission line and calculates the distance of the fault. It is based on decomposing the equivalent circuit into the positive-, negative- and zero-sequence components and finding the point where the output voltages of the right and the left side of the transmission line are equal. Compared to the conventional distance relay locator, the accuracy of this method is higher and less influenced by the fault resistance, the parallel-operated line effect and line asymmetry, as discussed in this work. It is, however, very sensitive to the synchronization accuracy. The mathematical model of the power system was created in the PSCAD (Power Systems Computer Aided Design) environment and the computational algorithm was implemented in Mathematica software.

Keywords: unsymmetrical fault location; two-terminal algorithm; sequence components

1. Introduction

To locate a fault during single-phase faults in a 110 kV line, a fault locator, which is one of the functions of distance protection, is currently used. The basic parameters of a protected line are set in the relay and used to compute the fault distance and usually to initiate the locator function as well. Basically, after the pick up or the trip of the distance protection, a short-circuit loop is determined and the currents and voltages measured in this loop are used for the short-circuit loop reactance and resistance calculation. After that, a fault loop and its impedance \bar{Z}_{Lf} through the measured phase currents and voltages are determined. If a ground fault location is calculated, it is necessary to take account of values of the residual compensation factors R_E/R_L , X_E/X_L as well. The computational algorithm used for the fault impedance \bar{Z}_{Lf} determination is based on the solution of the short-circuit loop using the value of the voltage measured at the protection connection point, the current in the forward direction (to the fault) and the current in the backward direction (back to the point of measurement). In the case of a single-phase fault in phase i ($i = 1, 2, 3$) it will be:

$$\bar{Z}_{Lf} = \frac{\bar{U}_{Li}}{\bar{I}_{Li} - \bar{k}_E \bar{I}_{Ei}} \quad (1)$$

The fault distance is evaluated from the reactance to the fault X_{Lf} , which is the imaginary component of the fault impedance \bar{Z}_{Lf} . Thus, the correct evaluation of the single-phase fault distance is always strongly dependent on the reactance per kilometer X_L and residual compensation factor \bar{k}_E of the protected line set in the distance relay.

Since most of the 110 kV lines are not fully transposed, fault locator errors are often caused by unequal impedance values of the phase-ground loops and mutual impedances of these loops. Another

error can be caused by non-homogeneity of the transmission line. Non-homogeneity means that the line parameters are not constant for the whole line length but vary in individual sections. Typical examples are changes in cross-section or different ground wire conductivity. Negative effect of the fault resistance on fault location is described in [1,2]. In systems with parallel-operated lines, the accuracy of the fault location is also greatly influenced by mutual impedances. In general, the ground wire conductivity and the short-circuit contribution of the parallel line power supply will have the major influence on the locator error rate.

Many researchers have focused their attention on possible error elimination. The proposed algorithms differ depending on the input data they have available and the method of calculation. The methods can be divided into three main groups:

- Travelling wave-based methods,
- Artificial intelligence-based methods,
- Impedance-based methods.

1.1. Travelling Wave- and Artificial Intelligence-Based Methods

Travelling wave-based computational methods are usually based on the correlation between the forward and backward waves that travel alongside the transmission line. When a fault occurs, the waves travel from the point of the fault to both ends of the transmission line. The fault is then identified using the transient-state analysis. Some studies [3,4] suggest creating a database of various fault scenarios to make the transient analysis easier.

These methods can work with one- or multiple-terminal data. The accuracy of these algorithms is mainly dependent on the data sampling rate. For the fault detection, the wavelet transform proves to be very reliable.

Intelligent techniques help to improve efficiency of the fault detection and classification. The advantage of using neural network is its ability to recognize a pattern and categorize the data. According to [5], the most used techniques based on the artificial intelligence are:

- Expert System Techniques,
- Artificial Neural Networks,
- Fuzzy Logic Systems.

Recently, a use of time-time (TT) transform in signal processing has been discussed [6]. Reference [7] proposes to apply TT-transform to series-compensated lines, which proved to be efficient even when processing a signal influenced by high noise. In [8], the TT-transform and a fault classification based on support vector machine (SVM) is used to locate fault on a hybrid line. Although this technique processes transient voltage signal obtained from only one end, the fault was identified and located with a high accuracy.

1.2. Impedance-Based Methods

The basic principle of the impedance-based algorithms for the fault location calculation is simple. The protection relay uses positive and zero sequence impedances and measured voltages and currents to determine the distance to the fault by calculating the impedance, as described by Equation (1). These methods are simple and commonly used and their accuracy can be significantly improved if data from multiple terminals is acquired.

Algorithms that use only local measurement data are called single-ended (or one-terminal) algorithms. These methods are often implemented, e.g., in microprocessor-based protective relays [9,10]. Their advantages are simplicity due to their lack of communication requirements. However, the accuracy of these methods is greatly influenced by fault resistance, load flow and source impedances. In [11], a single-ended technique, which is based on using the current and voltage measurements at local terminal and an estimated short-circuit capacity of the remote system, is proposed. Although this method is not unaffected by the problems mentioned above, the errors were within acceptable limits.

Two-terminal algorithms work with the measurements from both ends of the transmission line. These algorithms can be further divided into methods using synchronized or unsynchronized measurements. It is also possible to process data from multiple terminals to improve the accuracy of the calculation.

Using the synchronized two-terminal voltage and current phasors, the calculation of the fault location is significantly improved [1]. The data collected from digital recorders is evaluated in a central computer using specialized software. With the telecommunications development, the synchronization and fast and reliable measured phasor data exchange are becoming easier and therefore it is possible to implement these algorithms directly into the protection. The advantages of these methods are:

- Elimination of fault location errors caused by inaccuracies in residual compensation factors determination,
- Suppression of an error caused by the fault resistance,
- Reduction of the effects of mutual coupling and line asymmetry.

The impedance-based methods are currently the most widely used methods of fault location and with the development and installation of the phasor measurement units (PMUs) or digital relays with global positioning systems, the techniques based on the fundamental power frequency components can be improved. The biggest advantage of these techniques, proposed e.g., in [12–14], is that the error caused by variations in the source and fault impedances is eliminated. Extensive placing of the PMUs is, however, very limited by the high installation costs and therefore, some works focus on developing an optimal PMU placement strategy [12]. Moreover, the developed techniques are often influenced by other factors, such as need of high data sampling rate [14].

Reference [13] proposes a method that utilizes synchronized voltage and current data derived at both ends of the transmission line and expresses the voltage across the fault in terms of the measured data. This work is based on similar principle and it will be discussed later in this text. Compared to [13], however, the exact evaluation of the fault distance is not performed. Instead, the accuracy of the analyzed algorithm is improved by using not only positive-, but negative-sequence components as well. Then, the least square method is applied to find the point of the fault.

Some papers [15–17] try to remove the need of obtaining synchronized data. Reference [15] suggests modifying the technique introduced in [13] by considering only the magnitudes of the voltage at the fault point. This assumption allows to use unsynchronized phasors of measured voltages and currents and remove the error caused by the unsynchronized data. Methods described in [16,17] are based on a simple assumption that a fault impedance is purely resistive. Finding a solution to this condition is then used to find the synchronization angle.

Although these algorithms enable to use the unsynchronized measurements, which is a big improvement, the main aim of this work is to find a usable method for the fault location on 110 kV lines in the Czech Republic, which are short and often parallel-operated. Methods proposed in [15–17] do not deal with the effect of the parallel line. In this work, the effect of mutual coupling is fully considered.

The rest of the paper is organized as follows: Section 2 describes the basic principle of the algorithm. Section 3 discusses the model used for testing the method and results for various scenarios. Section 4 gives the conclusions.

2. Description of the Analyzed Algorithm

Firstly, a method using the one-terminal approach will be described to outline a basic principle of the proposed impedance-based algorithm and the errors that can occur. The parallel-operated line effect is described here as well. Later in this section, an analyzed two-terminal algorithm will be discussed.

2.1. Basic Description of the One-Terminal Algorithm

Figure 1 displays a situation when a single-phase fault with a fault resistance R_f occurs in a transmission line. The fault is located in the distance d measured from the locator at the x-point, the total line length is l . Using this example, an idea of one-terminal algorithm errors can be given.

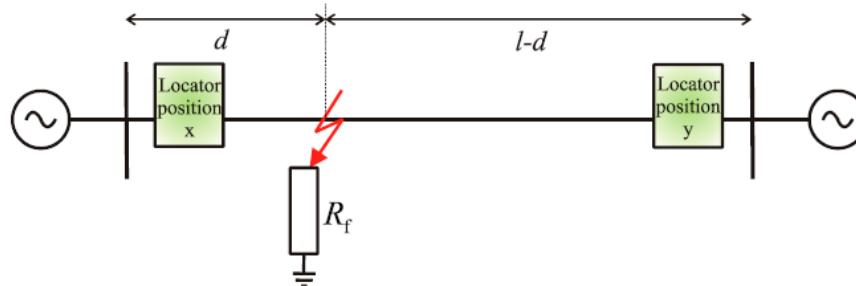


Figure 1. A simplified faulty transmission line scheme.

An equivalent circuit is formed by the interconnection of impedance sequence component circuits and the fault resistance—see Figure 2. The indexes for the positive, negative and zero-sequence components are 1, 2 and 0, respectively. If the Kirchhoff’s circuit laws are applied in individual loops of the equivalent circuit, an evaluation of the fault distance d using the current \bar{I}_x and voltage \bar{U}_x ratio used by the locator placed at the x-point can be done:

$$\frac{\bar{U}_x}{\bar{I}_x} = \frac{\bar{U}_{1x} + \bar{U}_{2x} + \bar{U}_{0x}}{\bar{I}_{1x} + \bar{I}_{2x} + \bar{I}_{0x}} = \frac{\bar{U}_{1f} + \bar{U}_{2f} + \bar{U}_{0f} + d(\bar{I}_{1x}\bar{Z}_{1L} + \bar{I}_{2x}\bar{Z}_{1L} + \bar{I}_{0x}\bar{Z}_{0L} + \bar{I}_{0x}\bar{Z}_{1L} - \bar{I}_{0x}\bar{Z}_{1L})}{\bar{I}_{1x} + \bar{I}_{2x} + \bar{I}_{0x}}, \quad (2)$$

$$\frac{\bar{U}_x}{\bar{I}_x} = \frac{\bar{U}_{1f} + \bar{U}_{2f} + \bar{U}_{0f} + d\bar{Z}_{1L}(\bar{I}_{1x} + \bar{I}_{2x} + \bar{I}_{0x}) + \bar{I}_{0x}d(\bar{Z}_{0L} - \bar{Z}_{1L})}{\bar{I}_{1x} + \bar{I}_{2x} + \bar{I}_{0x}}. \quad (3)$$

If $\bar{Z}_{0L} - \bar{Z}_{1L} = 3\bar{k}_E\bar{Z}_{1L}$ (where \bar{Z}_{0L} and \bar{Z}_{1L} are line impedances per unit length of a zero- and positive-sequence component, respectively, and \bar{k}_E is a residual compensation factor) is assumed, then:

$$\frac{\bar{U}_x}{\bar{I}_x} = d\left(\bar{Z}_{1L} + \frac{\bar{I}_{0x}3\bar{k}_E\bar{Z}_{1L}}{\bar{I}_x}\right) + \frac{\bar{U}_{1f} + \bar{U}_{2f} + \bar{U}_{0f}}{\bar{I}_{1x} + \bar{I}_{2x} + \bar{I}_{0x}} = d\bar{Z}_{1L}\left(1 + \bar{k}_E\frac{\bar{I}_{Ex}}{\bar{I}_x}\right) + \frac{\bar{U}_{1f} + \bar{U}_{2f} + \bar{U}_{0f}}{\bar{I}_{1x} + \bar{I}_{2x} + \bar{I}_{0x}}, \quad (4)$$

where the voltage at the fault point can be written as:

$$\bar{U}_{1f} + \bar{U}_{2f} + \bar{U}_{0f} = 3R_f(\bar{I}_{1x} + \bar{I}_{1y}) = 3R_f(\bar{I}_{2x} + \bar{I}_{2y}) = 3R_f(\bar{I}_{0x} + \bar{I}_{0y}) = R_f(\bar{I}_{Ex} + \bar{I}_{Ey}). \quad (5)$$

Applying these equations, the impedance measured by the locator at the x-point is:

$$\frac{\bar{U}_x}{\bar{I}_x} = d\bar{Z}_{1L}\left(1 + \bar{k}_E\frac{\bar{I}_{Ex}}{\bar{I}_x}\right) + R_f\frac{\bar{I}_{Ex} + \bar{I}_{Ey}}{\bar{I}_x} \quad (6)$$

and similarly, for the locator placed at the y-point:

$$\frac{\bar{U}_y}{\bar{I}_y} = (l - d)\bar{Z}_{1L}\left(1 + \bar{k}_E\frac{\bar{I}_{Ey}}{\bar{I}_y}\right) + R_f\frac{\bar{I}_{Ex} + \bar{I}_{Ey}}{\bar{I}_y}. \quad (7)$$

If the line parameters \bar{Z}_{1L} and \bar{k}_E , fault resistance R_f and the earth currents \bar{I}_{Ey} and \bar{I}_{Ex} acquired from both ends are known, the Equations (6) and (7) can be used to precisely calculate the fault distance. If these values are not obtained, the locator algorithm correction method will always be just an estimation and therefore potentially able to actually increase the locator error. Even more

complicated situation occurs for the parallel-operated lines, when the equivalent circuit contains also the parallel-line sequence impedances—in the Figure 2 drawn in red.

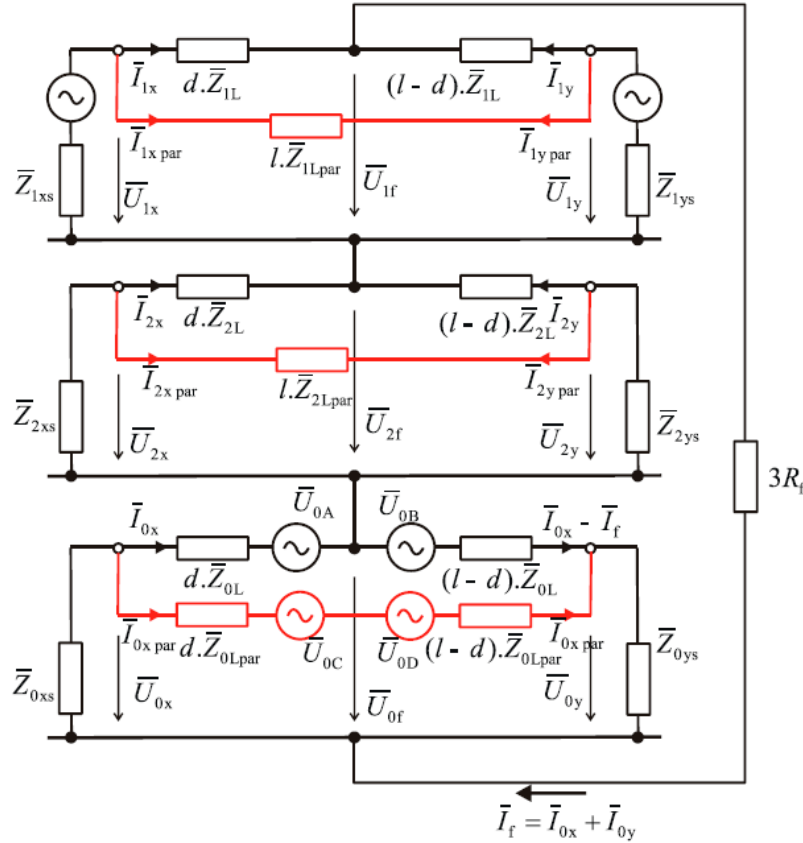


Figure 2. The equivalent circuit for parallel-operated transmission lines.

From the circuit diagram it is clear that the positive and the negative sequence components of the impedance measured by the locator remain the same, but the zero sequence does not. This is caused by the common path of the earth current for both transmission lines formed by the ground and the ground wire. The mutual coupling is symbolized in the zero-sequence component by four additional induced voltage sources. Two of them are part of the zero-sequence component of the faulted section. These voltages are induced by the zero-sequence current $\bar{I}_{0x\ par}$ of the parallel line:

$$\bar{U}_{0A} = d \cdot \bar{Z}_{0M} \cdot \bar{I}_{0x\ par}, \tag{8}$$

$$\bar{U}_{0B} = (l - d) \cdot \bar{Z}_{0M} \cdot \bar{I}_{0x\ par}. \tag{9}$$

The remaining two voltage sources are located in the zero-sequence component of the healthy line and are induced by the zero-sequence current \bar{I}_{0x} of the faulty line:

$$\bar{U}_{0C} = d \cdot \bar{Z}_{0M} \cdot \bar{I}_{0x}, \tag{10}$$

$$\bar{U}_{0D} = (l - d) \cdot \bar{Z}_{0M} \cdot (\bar{I}_{0x} - \bar{I}_f). \tag{11}$$

Voltages can be substituted for product of currents that induce these voltages and mutual zero sequence impedance \bar{Z}_{0M} according to Equations (8)–(11). Then, the equivalent circuit of the zero-sequence impedance can be modified, as shown in Figure 3.

The locator placed at the x-point calculates the impedance as

$$\begin{aligned} \frac{\bar{U}_x}{\bar{I}_x} &= \frac{\bar{U}_{1x} + \bar{U}_{2x} + \bar{U}_{0x}}{\bar{I}_{1x} + \bar{I}_{2x} + \bar{I}_{0x}} \\ &= \frac{\bar{U}_{1f} + \bar{U}_{2f} + \bar{U}_{0f} + d\bar{I}_{1x}\bar{Z}_{1L} + d\bar{I}_{2x}\bar{Z}_{1L} + d\bar{I}_{0x}\bar{Z}_{0L} + d\bar{I}_{0x}\bar{Z}_{1L} - d\bar{I}_{0x}\bar{Z}_{1L} + l\bar{I}_{0x\text{ par}}\bar{Z}_{0M} - (l-d)\bar{I}_{0y}\bar{Z}_{0L}}{\bar{I}_{1x} + \bar{I}_{2x} + \bar{I}_{0x}} \end{aligned} \quad (12)$$

$$\frac{\bar{U}_x}{\bar{I}_x} = d.\bar{Z}_{1L} \left(1 + \bar{k}_E \frac{\bar{I}_{Ex}}{\bar{I}_x} \right) + R_f \frac{(\bar{I}_{xE} + \bar{I}_{yE})}{\bar{I}_x} + l \frac{\bar{I}_{0x\text{ par}}\bar{Z}_{0M}}{\bar{I}_x} - (l-d) \frac{\bar{I}_{0y}\bar{Z}_{0L}}{\bar{I}_x}. \quad (13)$$

For the locator placed at the y-point can be written as:

$$\frac{\bar{U}_y}{\bar{I}_y} = (l-d).\bar{Z}_{1L} \left(1 + \bar{k}_E \frac{\bar{I}_{Ey}}{\bar{I}_y} \right) + R_f \frac{(\bar{I}_{Ex} + \bar{I}_{yE})}{\bar{I}_y} + l \frac{\bar{I}_{0y\text{ par}}\bar{Z}_{0M}}{\bar{I}_y} - (l-d) \frac{\bar{I}_{0x}\bar{Z}_{0L}}{\bar{I}_y}. \quad (14)$$

It is obvious that due to the number of quantities that influence the impedance calculation, it is much more effective to use two-terminal algorithms.

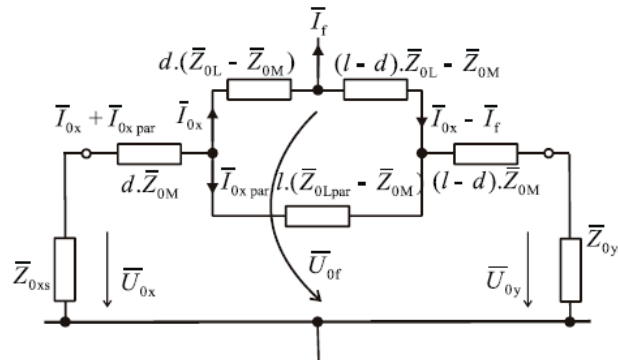


Figure 3. A zero-sequence component equivalent circuit for parallel-operated transmission lines.

2.2. Two-Terminal Algorithm

The equivalent circuit used for two-terminal algorithms is displayed in Figure 4. The transmission line between the source and the fault point is substituted by the distributed parameter line model with series impedances and shunt admittances. The complete equivalent circuit consists of individual sequence component circuits connected to the fault resistance R_f .

To calculate the fault location, individual sequence component voltages at the fault point (where $i = 1, 2, 0$) are determined. These voltages represent the output voltages of the respective transmission line model and can be calculated using the input values of currents \bar{I}_{ix}^{in} and voltages \bar{U}_{ix}^{in} at the x-point:

$$\bar{U}_{if} = \bar{U}_{ix}^{out} = \bar{U}_{ix}^{in} \cosh(\bar{\gamma}_i d.l) - \bar{I}_{ix}^{in} \bar{Z}_{iv} \sinh(\bar{\gamma}_i d.l), \quad (15)$$

or using the input values of currents \bar{I}_{iy}^{in} and voltages \bar{U}_{iy}^{in} at the y-point:

$$\bar{U}_{if} = \bar{U}_{iy}^{out} = \bar{U}_{iy}^{in} \cosh(\bar{\gamma}_i (1-d).l) - \bar{I}_{iy}^{in} \bar{Z}_{iv} \sinh(\bar{\gamma}_i (1-d).l), \quad (16)$$

where $\bar{\gamma}_i = \sqrt{\bar{Z}_{iL} \cdot \bar{Y}_{iL}}$ is the propagation constant and $\bar{Z}_{iv} = \sqrt{\frac{\bar{Z}_{iL}}{\bar{Y}_{iL}}}$ is the characteristic impedance of the protected transmission line ($i = 1, 2, 0$ for the positive-, negative- and zero-sequence component of the line impedance per unit length \bar{Z}_{iL} and the line admittance per unit length \bar{Y}_{iL}).

If $\bar{U}_{if} = \bar{U}_{ix}^{out} = \bar{U}_{iy}^{out}$, then the fault location d can be determined. For this purpose, the positive-sequence component can be used because its parameters $\bar{\gamma}_1 = \sqrt{\bar{Z}_{1L} \cdot \bar{Y}_{1L}}$ and $\bar{Z}_{1v} = \sqrt{\frac{\bar{Z}_{1L}}{\bar{Y}_{1L}}}$ are known and their calculation is not influenced by the soil resistivity.

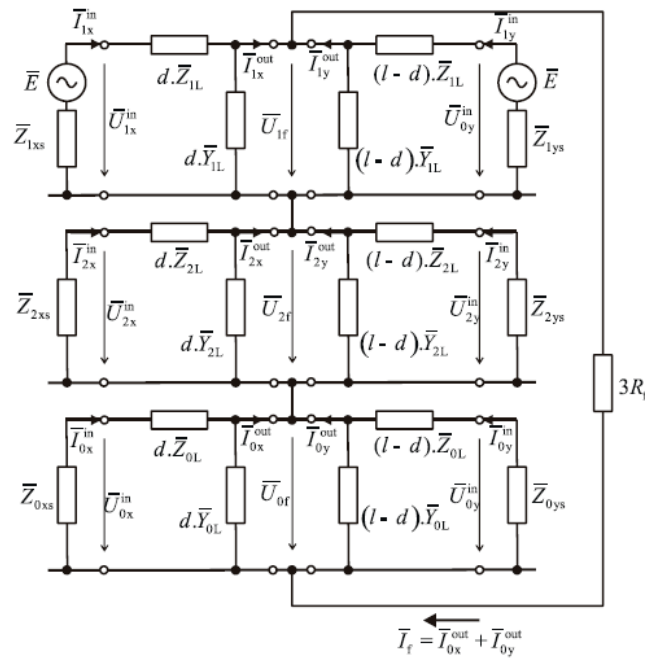


Figure 4. An equivalent circuit for a single-phase fault.

If the right sides of the Equations (15) and (16) are equal, then it is possible to use only the equations for the positive-sequence voltage at the fault point

$$\bar{U}_{1x}^{in} \cosh(\bar{\gamma}_1 d.l) - \bar{I}_{1x}^{in} \bar{Z}_{1v} \sinh(\bar{\gamma}_1 d.l) - \bar{U}_{1y}^{in} \cosh(\bar{\gamma}_1 (1-d).l) + \bar{I}_{1y}^{in} \bar{Z}_{1v} \sinh(\bar{\gamma}_1 (1-d).l) = 0. \quad (17)$$

Assuming $\bar{\gamma}_1 = \bar{\gamma}_2 = \sqrt{\bar{Z}_{1L} \cdot \bar{Y}_{1L}}$ and $\bar{Z}_{1v} = \bar{Z}_{2v} = \sqrt{\frac{\bar{Z}_{1L}}{\bar{Y}_{1L}}}$, to increase the calculation reliability, the negative-sequence voltage is used as well

$$\bar{U}_{2x}^{in} \cosh(\bar{\gamma}_1 d.l) - \bar{I}_{2x}^{in} \bar{Z}_{1v} \sinh(\bar{\gamma}_1 d.l) - \bar{U}_{2y}^{in} \cosh(\bar{\gamma}_1 (1-d).l) + \bar{I}_{2y}^{in} \bar{Z}_{1v} \sinh(\bar{\gamma}_1 (1-d).l) = 0. \quad (18)$$

For each equation, a deviation from zero for various values of d can be determined

$$\varepsilon_1(d) = \bar{U}_{1x}^{out} - \bar{U}_{1y}^{out}, \quad (19)$$

$$\varepsilon_2(d) = \bar{U}_{2x}^{out} - \bar{U}_{2y}^{out}. \quad (20)$$

After obtaining the deviations for positive- and negative-sequence component and applying the least square method, a simple function F is created. This function reaches its minimum in the distance d , which corresponds to the fault point:

$$F(d) = |\varepsilon_1(d)|^2 + |\varepsilon_2(d)|^2. \quad (21)$$

The output of this algorithm is the value of distance d with the minimal $F(d)$ value.

2.3. Synchronization

To correctly calculate the distance of the fault d using this algorithm, it is necessary to measure the input currents and voltages at x- and y-points synchronously. This, however, is mostly impossible in current 110 kV distribution networks. The distance protection locators do not use mutual time synchronization; therefore, the data records must be additionally synchronized before performing the calculations. This can be done with use of the transient data records in the time domain, e.g.,

capturing the moment of the transient inception (a sufficient data sampling rate required). Another method is based on the phasor correction by estimating the input quantities mutual phase shift. Using this estimated phase shift value, the corresponding quantities are shifted by angle δ -synchronization operator. If \bar{I}_x^{in} is the synchronizing quantity, then:

- Phasor correction at the x-point: $\bar{I}_x^{in} = I_x^{in} \angle(\alpha - \alpha)$, $\bar{U}_x^{in} = U_x^{in} \angle(\beta - \alpha)$,
- Phasor correction at the y-point: $\bar{I}_y^{in} = I_y^{in} \angle(\varphi - \varphi + \delta)$, $\bar{U}_y^{in} = U_y^{in} \angle(\gamma - \varphi + \delta)$,

where $\alpha, \beta, \gamma, \varphi$ are the angles of the unsynchronously recorded phasors and δ is the synchronization operator determined by the phase shift of the currents \bar{I}_x^{in} and \bar{I}_y^{in} .

Considering the 110 kV distribution networks operation, the phase shift between the input currents can be determined using the short-circuit impedances \bar{Z}_{xs} and \bar{Z}_{ys} representing the protected line load, as shown in a simplified diagram in Figure 5. According to [1], to estimate the synchronization operator δ , the input current and voltage data captured during the normal operation or during the fault (or their combination) can be used. The same principle of the synchronization in [13] is used.

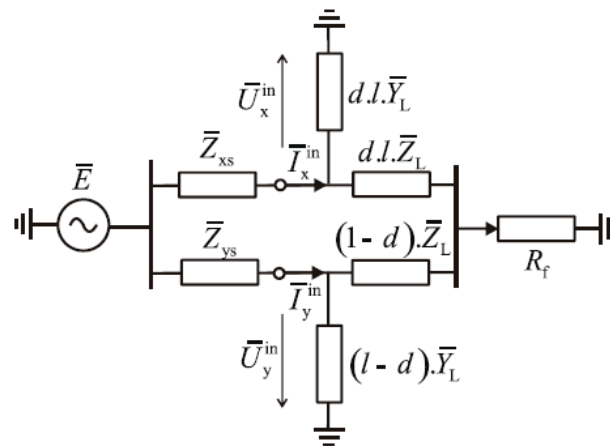


Figure 5. A simplified equivalent circuit for a single-phase fault.

Another method is, as mentioned above, based on transient observation. To analyze the frequency components of the signal, the Fourier transform is commonly used. The problem with using Fourier transform is that it is not capable to determine when the particular frequency changes. To acquire information about both time and frequency, a short-time Fourier transform, which uses a sliding window, can be applied. This technique, however, limits the frequency resolution. Better solution is to use the wavelet transform [18]. The wavelet transform decomposes the signal into functions located both in Fourier and the real-time space. It is basically an infinite set of various transforms.

The problem with records synchronization using the transient study is the unequal time that the transient needs to get from the fault point to the point of measurement. The transient arrives sooner at the closer terminal, so capturing the moment of the transient inception at both terminals and subsequent comparison can be quite inaccurate. Future research will be focused on this topic.

The synchronization method should be chosen based on the data availability. However, the preferable one is the transient analysis method. If the required data are not available, the synchronization operator needs to be calculated.

3. Analysis of the Two-Terminal Algorithm Testing

3.1. Mathematical Model of a 110 kV Line

The presented two-terminal algorithm was implemented in the Mathematica software (version 11.1.1.0, Wolfram Research, Champaign, IL, USA) to process the voltages and currents measured

at both ends of the 110 kV line modelled in PSCAD software (version 4.6.0.0, Manitoba HVDC Research Centre, Winnipeg, MB, Canada). The voltage and current data are obtained synchronously, which means that quantities mutual time shift is zero. The created model consists of two non-transposed parallel-operated 110 kV lines with six conductors and one ground wire, as in Figure 6. One side of the tower carries the conductors of the first line, the other side carries the second line. The mathematical model of this line is built according to the real distribution parallel-operated 110 kV line.

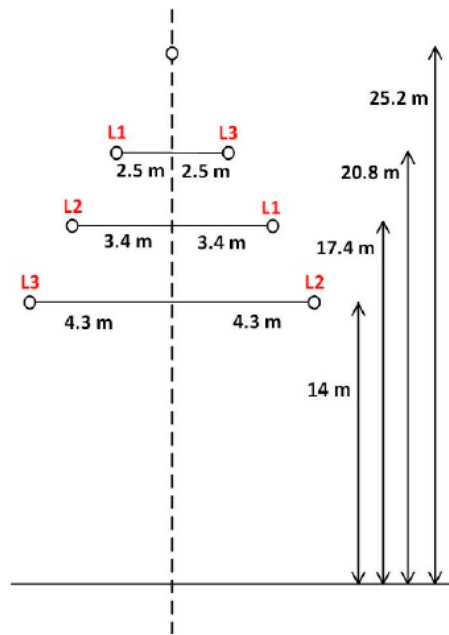


Figure 6. Transmission line conductor arrangement.

The transmission line is modelled using the frequency dependent line model. The soil resistivity is $50 \Omega\text{m}$, the length of the line is 27.88 km. There are six 240 AlFe4 conductors and a combined ground wire with 48 fibers (0.2Ω DC resistance and 18 mm diameter). Line parameters were derived from series impedance and shunt admittance matrixes in PSCAD line constant program output file. The results are listed in Table 1.

Table 1. Line parameters.

Positive- and negative-sequence impedance	$\bar{Z}_1 = \bar{Z}_2 = R_1 + jX_1 = (3.513 + j 11.096)\Omega$ Per kilometer : $\bar{Z}_{1L} = \bar{Z}_{2L} = R_{1L} + jX_{1L} = (0.126 + j 0.398)\Omega/\text{km}$
Zero-sequence impedance	$\bar{Z}_0 = R_0 + jX_0 = (7.165 + j 32.369)\Omega$ Per kilometer : $\bar{Z}_{0L} = R_{0L} + jX_{0L} = (0.257 + j 1.161)\Omega/\text{km}$
Positive- and negative-sequence admittance	$\bar{Y}_1 = \bar{Y}_2 = G_1 - jB_1 = (2.788 \cdot 10^{-7} - j 8.263 \cdot 10^{-5})\text{S}$ Per kilometer : $\bar{Y}_{1L} = \bar{Y}_{2L} = G_{1L} - jB_{1L} = (10^{-8} - j 2.964 \cdot 10^{-6})\text{S}/\text{km}$
Zero-sequence admittance	$\bar{Y}_0 = G_0 - jB_0 = (2.788 \cdot 10^{-7} - j 4.851 \cdot 10^{-5})\text{S}$ Per kilometer : $\bar{Y}_{0L} = G_{0L} - jB_{0L} = (10^{-8} - j 1.740 \cdot 10^{-6})\text{S}/\text{km}$
Residual compensation factor	$\bar{k}_E = \frac{\bar{Z}_{0L} - \bar{Z}_{1L}}{3\bar{Z}_{1L}} = k_{RE} + j k_{XE} = 0.346 + j 0.639$

Using the created PSCAD model, it is also possible to calculate the fault distance. To do this, the Equation (1) is used similarly to the common fault locator. The computational algorithm is built with logical blocks and functions implemented in the PSCAD library. It utilizes obtained current and voltage data processed using the Fast Fourier Transform. The output of this calculation can be compared to the output of the proposed algorithm.

The simulation data are stored in a Comtrade file format. The PSCAD software contains a component called RTP/COMTRADE Recorder, which is able to record the simulated data and save them as Comtrade. Therefore, the data can be further viewed in a software that uses this format.

3.2. Impact of the Fault Resistance

Several tests were performed to assess the impact of the fault resistance value on the proposed algorithm. The fault occurred in the L1 phase in the distance of 4.49 km from the terminal at the x-point. The fault resistance was changed up to 100 Ω, which appears very rarely in the 110 kV network and even a fault with such high resistance was successfully localized, as seen in Figure 7, where the minimum of the function $\ln[F(d)]$ denotes the calculated fault location.

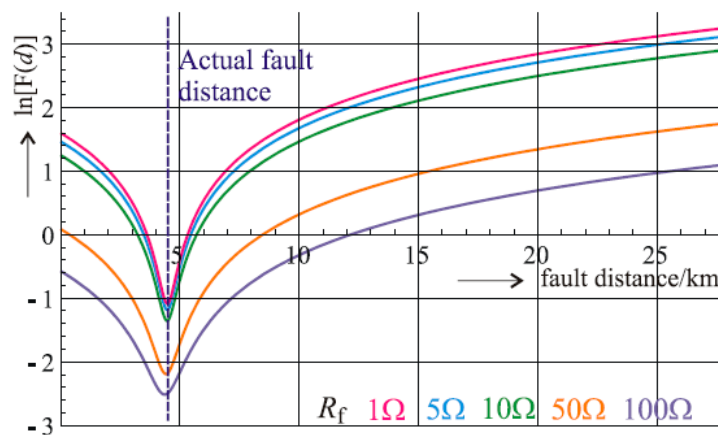


Figure 7. Fault resistance impact on two-terminal fault location (the actual fault distance 4.49 km).

Table 2 summarizes the test results. The errors of the two-terminal algorithm are compared to the errors given by the calculation that performs the created PSCAD computational algorithm used by a conventional distance relay locator. The fault distance from the x-point terminal was 4.49 km, the distance from the y-point terminal was 23.39 km. Table 2 shows the errors of the fault location both in absolute (m) and relative (%) values. It is obvious that a higher fault resistance means a higher error, especially when using the one-terminal approach of the distance relay locator.

Calculated errors are expressed with respect to the fault distance measured from the terminal, where the evaluated data is acquired. The absolute error is calculated as:

$$\text{Absolute error} = (\text{Estimated distance from the terminal}) - (\text{Actual distance from the terminal}) \quad (22)$$

and the relative error as:

$$\text{Relative error} = \frac{|\text{Absolute error}|}{\text{Actual distance from the terminal}} \quad (23)$$

Table 2. Testing the impact of the fault resistance.

Fault Resistance	Error of the Calculation at the x-Point Terminal (Fault Distance 4.49 km)				Error of the Calculation at the y-Point Terminal (Fault Distance 23.29 km)			
	Proposed Algorithm		Distance Relay Locator		Proposed Algorithm		Distance Relay Locator	
(Ω)	(m)	(%)	(m)	(%)	(m)	(%)	(m)	(%)
1	-9	0.2	83	1.8	9	0.04	-694	3.0
5	-26	0.6	215	4.8	26	0.1	-1388	5.9
10	-27	0.6	402	9.0	27	0.1	-2361	10.1
50	-72	1.6	2908	64.8	72	0.3	-13,401	57.3
100	-128	2.9	9107	202.8	128	0.5	-32,156	137.5

3.3. Impact of the Parallel Line

Considering the one-terminal approach, the parallel-operated line effect will be more significant for more remote faults. Figure 8 shows the results of the proposed algorithm for the faults in the distances of 2.5, 11.2, 16.8 and 25 km from the terminal at the x-point. From the figure it is obvious that algorithm results fully respond to actual fault distances. Unlike the one-terminal approach of the conventional distance relay locator, the accuracy of the proposed algorithm is not influenced by the fault distance and the associated parallel line mutual coupling, as seen in Figure 9.

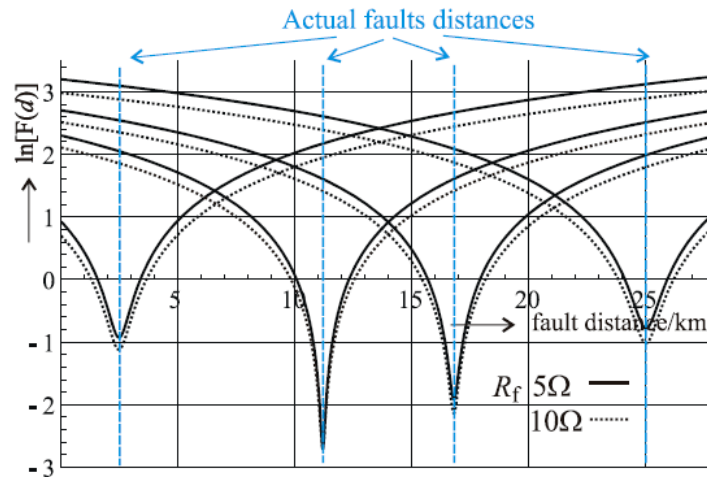


Figure 8. Results of the proposed algorithm for various fault distances.

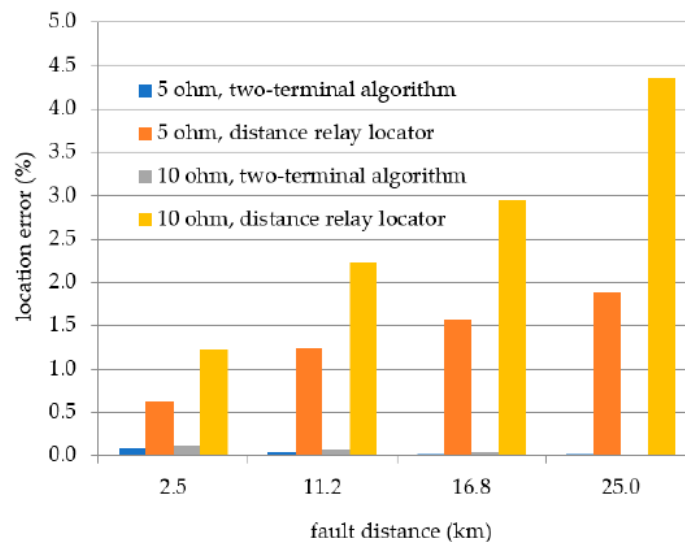


Figure 9. The errors comparison between the proposed algorithm and the distance relay locator.

3.4. Impact of the Line Parameters (Line Asymmetry)

The impact of the series impedance asymmetry is evaluated by applying the algorithm to the faults in different phases of the non-transposed transmission line. It means that while the phase-to-ground loop parameters are not the same for every phase, the algorithm still uses the same positive-, negative- and zero-sequence component values of the ideally transposed lines.

This impact can be seen in Figures 10 and 11. The test was carried out for every phase and for various fault resistances. The fault occurred in the distance of 4.49 km from the terminal at the x-point. It can be concluded that for smaller fault resistances the proposed two-terminal algorithm evaluates the fault distance with a satisfactory accuracy for every phase. However, higher fault resistance

significantly decreases the accuracy of the algorithm. This can be seen in Figure 11, which depicts the errors of the calculation related to the closer terminal (x-point).

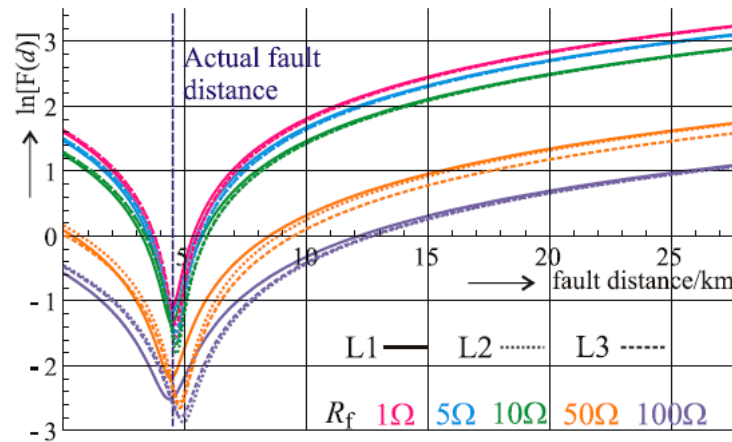


Figure 10. The line asymmetry impact on the fault location calculation.

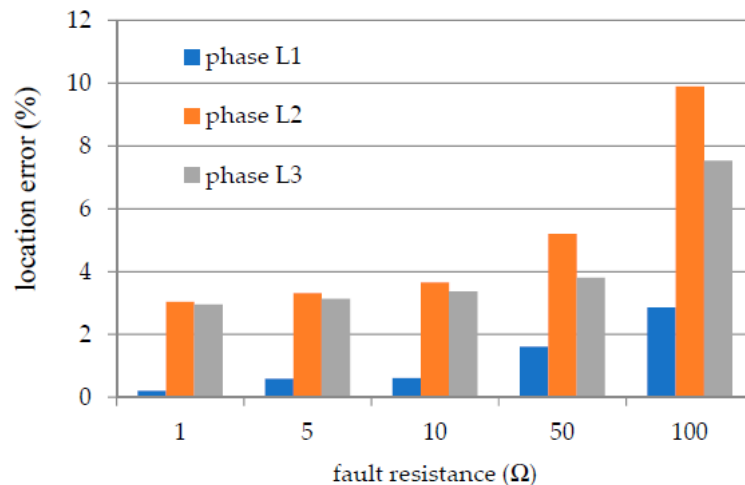


Figure 11. The errors comparison for individual phases.

3.5. Impact of the Synchronization Accuracy

The PSCAD mathematical model uses unified time for all the records. Therefore, all data is perfectly synchronized. To evaluate an impact of the synchronization accuracy, angles of voltages and currents measured at one side of the transmission line were shifted by an angle δ . Figure 12 shows the results obtained from processing the faults in the L1 phase with different fault resistances. The results prove a significant algorithm sensitivity to the synchronization accuracy. For the faults with the bigger fault resistance, the influence of the synchronization error becomes even more obvious. A small angle error of 1.8° (which correspond to 0.1 ms time error) causes that the algorithm evaluates the fault location with a great inaccuracy. At this point, the algorithm becomes unusable. Figure 13 summarizes these results in a bar chart. It is obvious, that the algorithm sensitivity to the synchronization accuracy is the bigger, the bigger the fault resistance is.

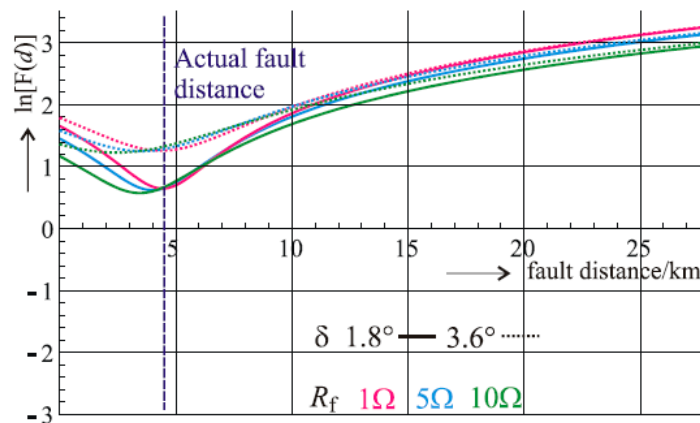


Figure 12. Algorithm outputs comparison for various fault resistances and synchronization angles.

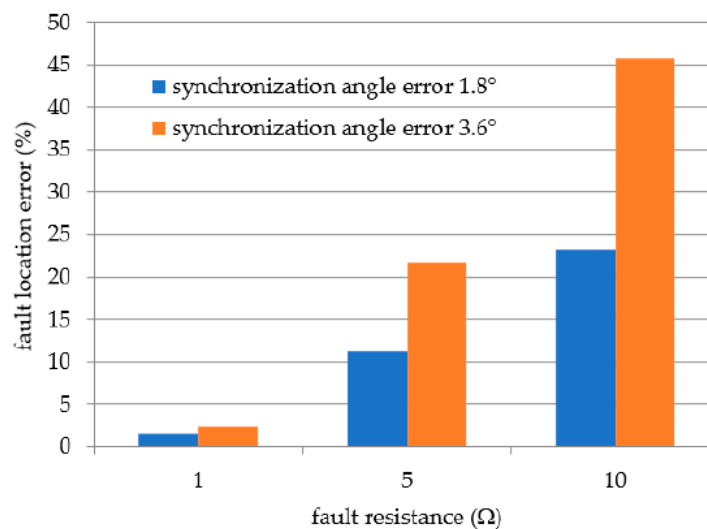


Figure 13. Testing the synchronization accuracy sensitivity.

4. Conclusions

Accurate fault location on transmission lines is still a very topical issue. In this article, an impedance-based single-phase fault location method is presented and analyzed. With some modifications discussed in the Introduction, this method is based on a technique presented in [13]. It uses a distributed parameter line model and synchronized two-terminal voltage and current data obtained from PSCAD simulations.

One of the goals of this work was to evaluate if this method could be applicable to the shorter 110 kV transmission lines common in Central Europe. The effect of the fault resistance, line asymmetry and parallel-operated line has been discussed. The analyzed algorithm was able to locate the faults for all the tested scenarios with sufficient accuracy. To achieve this, however, an accurate data synchronization is required. As discussed in this article, even a small synchronization angle error causes a major decrease of the algorithm accuracy. Future research will be dedicated to possible data synchronization methods.

Author Contributions: Conceptualization, J.O. and P.T.; Data curation, Z.B. and J.O.; Formal analysis, Z.B. and J.O.; Investigation, Z.B.; Methodology, Z.B., J.O. and D.T.; Project administration, P.T.; Resources, D.T.; Supervision, J.O.; Visualization, Z.B.; Writing—original draft, Z.B. and J.O.

Funding: This research was funded by the Ministry of Education, Youth and Sports of the Czech Republic under OP VVV Programme (project No. CZ.02.1.01/0.0/0.0/16_013/0001638 CVVOZE Power Laboratories—Modernization of Research Infrastructure).

Acknowledgments: Authors gratefully acknowledge the Centre for Research and Utilization of Renewable Energy (CVVOZE) where this research work was carried out.

Conflicts of Interest: The authors declare no conflict of interest.

References

1. Ziegler, G. *Numerical Distance Protection*, 2nd ed.; Publicis Corporate Publishing: Erlangen, Germany, 2006; pp. 126–147, ISBN 3-89578-266-1.
2. Makwana, H.; Bhavesh, V.; Bhavesh, B. Distance Relaying Algorithm for a Single Line-To-Ground Fault on Single Infeed Transmission Lines. In *Energy Systems in Electrical Engineering*; Springer: Singapore, 2016; pp. 17–40.
3. Pinto Moreira de Souza, D.; da Silva Christo, E.; Rocha Almeida, A. Location of Faults in Power Transmission Lines Using the ARIMA Method. *Energies* **2017**, *10*, 1596. [[CrossRef](#)]
4. Tang, J.R.; XiangGen, Y.; Zhe, Z.; ZhiQuin, H.; Lei, Y.; Wang, Y. Fault location in distribution networks using Prony analysis. In Proceedings of the 2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, Beijing, China, 12 April 2011; pp. 54–59.
5. Wadhe, N.S.; Juware, R.A.; Khalsa, N.N. Determining fault location on Transmission Line using Distance Relay. *Int. J. Innov. Emerg. Res. Eng.* **2016**, *3*, 625–630.
6. Pinnegar, C.R.; Mansinha, L. A method of time–time analysis: The TT-transform. *Digit. Signal Process.* **2003**, *13*, 588–603. [[CrossRef](#)]
7. Gashteroodkhani, O.A.; Vahidi, B.; Zaboli, A. Time-time matrix z-score vector-based fault analysis method for series-compensated transmission lines. *Turk. J. Electr. Eng. Comput. Sci.* **2017**, *25*, 2647–2659. [[CrossRef](#)]
8. Gashteroodkhani, O.A.; Majidi, M.; Etezadi-Amoli, M.; Nematollahi, A.F.; Vahidi, B. A hybrid SVM-TT transform-based method for fault location in hybridtransmission lines with underground cables. *Electr. Power Syst. Res.* **2019**, *170*, 205–214. [[CrossRef](#)]
9. Takagi, T.; Yamakoshi, Y.; Yamaura, M. Development of a New Type Fault Locator Using the One-Terminal Voltage and Current Data. *IEEE Trans. Power Appar. Syst.* **1982**, *PAS-101*, 2892–2898. [[CrossRef](#)]
10. Eriksson, L.; Saha, M.M.; Rockefeller, G.D. An Accurate Fault Locator with Compensation for Apparent Reactance in the Fault Resistance Resulting from Remote-end Infeed. *IEEE Trans. Power Appar. Syst.* **1985**, *PAS-104*, 424–436. [[CrossRef](#)]
11. Lima, D.A.C.; Ferraz, R.G.; Filomena, A.D.; Bretas, A.S. Electrical power systems fault location with one-terminal data using estimated remote source impedance. In Proceedings of the 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vancouver, BC, Canada, 21–25 July 2013; pp. 1–5.
12. Lien, K.P.; Liu, C.W.; Yu, C.S.; Jiang, J.A. Transmission network fault location observability with minimal PMU placement. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2006**, *21*, 1128–1136. [[CrossRef](#)]
13. Johns, A.T.; Jamali, S. Accurate fault location technique for power transmission lines. *IEE Proc. C Gener. Transm. Distrib.* **1990**, *137*, 395–402. [[CrossRef](#)]
14. Kezunovic, M.; Perunicic, B. Automated transmission line fault analysis using synchronized sampling at two ends. *IEEE Trans. Power Syst.* **1996**, *11*, 441–447. [[CrossRef](#)]
15. Dalcastagne, A.L.; Filho, S.N.; Zurn, H.H.; Seara, R. An Iterative Two-Terminal Fault-Location Method Based on Unsynchronized Phasors. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2008**, *23*, 2318–2329. [[CrossRef](#)]
16. Yu, C.S. An Unsynchronized Measurements Correction Method for Two-Terminal Fault-Location Problems. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2010**, *25*, 1325–1333. [[CrossRef](#)]
17. Yu, C.S.; Chang, L.R.; Cho, J.R. New Fault Impedance Computations for Unsynchronized Two-Terminal Fault-Location Computations. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2011**, *26*, 2879–2881. [[CrossRef](#)]
18. Mehala, N.; Dahiya, R. A Comparative Study of FFT, STFT and Wavelet Techniques for Induction Machine Fault Diagnostic Analysis. In Proceedings of the 7th WSEAS International Conference on Computational Intelligence, Man-Machine Systems and Cybernetics, Cairo, Egypt, 29–31 December 2008; Zaharim, A., Mastorakis, N., Gonos, I., Eds.; World Scientific and Engineering Academy and Society (WSEAS): Stevens Point, WI, USA, 2008; pp. 203–208.



Publikace P1.B

TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; ORSÁGOVÁ, J.; Vysoké učení technické v Brně
Antonínská 548/1 60190 Brno / CZ: *Evaluation method for determining of the probability of an asymmetrical fault location in a distribution network and a monitoring system for performing such method*. EP2940483, patent. (2017).



(11) **EP 2 940 483 A1**

(12) **EUROPEAN PATENT APPLICATION**

(43) Date of publication: **04.11.2015 Bulletin 2015/45** (51) Int Cl.: **G01R 31/08 (2006.01)**
 (21) Application number: **15163595.0**
 (22) Date of filing: **14.04.2015**

(84) Designated Contracting States:
AL AT BE BG CH CY CZ DE DK EE ES FI FR GB GR HR HU IE IS IT LI LT LU LV MC MK MT NL NO PL PT RO RS SE SI SK SM TR
 Designated Extension States:
BA ME
 Designated Validation States:
MA

(72) Inventors:
 • **Topolanek, David**
61200 Brno (CZ)
 • **Toman, Petr**
60200 Brno (CZ)
 • **Orsagova, Jaroslava**
62100 Brno (CZ)

(30) Priority: **14.04.2014 CZ 20140250**
 (71) Applicant: **Vysoke Uceni Technicke V Brne**
60190 Brno (CZ)

(74) Representative: **Malusek, Jiri**
Kania, Sedlak, Smola
Mendlovo namesti 1 a
603 00 Brno (CZ)

(54) **EVALUATION METHOD FOR DETERMINING OF THE PROBABILITY OF AN ASYMMETRICAL FAULT LOCATION IN A DISTRIBUTION NETWORK AND A MONITORING SYSTEM FOR PERFORMING SUCH METHOD**

(57) Monitoring system for localisation of asymmetrical faults, comprising at least one monitoring unit and one evaluation unit, wherein a bi-directional communication is used between the evaluation unit and the monitoring unit and a control communication is used between the evaluation unit and a control unit, where the monitoring unit comprises at least one monitoring unit (1) of a negative sequence voltage and at least one monitoring unit (2) of a negative sequence current, wherein the monitoring unit (1) of a negative sequence voltage is intended for monitoring of time synchronised waveforms of the change of negative sequence voltage measured on a

secondary side of distribution transformers (MV/LV) in a monitored section of a distribution network, the monitoring unit (2) of a negative sequence current is intended for monitoring and recording of time synchronised waveforms of the change of negative sequence current flowing through a supply transformer (HV/MV), the evaluation unit (3) is intended for determination of probability of asymmetrical fault presence or presence of a source of voltage/current unbalance in a monitored network on the basis of the changes of negative sequence voltage $\Delta U_{Sx}^{(2)}$ recorded by the monitoring units for given coordination time of a fault occurrence.

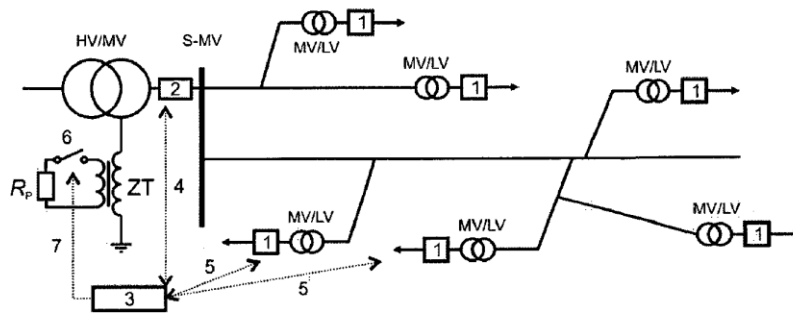


Fig. 1

EP 2 940 483 A1

EP 2 940 483 A1

DescriptionBackground of the Invention

5 [0001] The invention concerns the evaluation method for determining of the probability of an asymmetrical fault location in a distribution network and a monitoring system for performing such method.

State of the art

10 [0002] With regard to ensuring a safe operation and shortening periods without supply of electrical energy in the case of a single-phase fault, the most convenient and also the most widespread type of an electrical distribution network is a resonant earthed distribution network. During a single-phase earth fault in a resonant earthed distribution system, i.e. an earth fault, an arc-suppression coil compensates capacitive current which is flowing through a fault point of the affected system. Because of that, the level of a fault current is very low and independent on the place where an earth fault occurs. This considerably complicates a fast location of an earth fault and a subsequent fast elimination of cause of its occurrence and therefore fast restoration of power supply to customers.

15 [0003] In general, a fast and accurate location of a fault in electrical distribution networks, especially in isolated, resonant earthed or resistor earthed distribution networks, is very problematic. This is due to a high segmentation and complexity of electrical distribution networks caused by its purpose of distribution of electrical energy to all customers. Therefore, power distribution systems are formed by a huge number of feeders and branches, especially in densely populated areas.

20 [0004] According to the state of the art, it is possible to distinguish means, which can indicate a faulty feeder of an affected distribution network and means, which are able to directly locate a fault point inside whole distribution network. At the present time, the means for faulty feeder identification are relatively reliable, however the means or methods for determination of the place with the fault in wide distribution networks are not reliable and can increase the number of power supply interruptions. Therefore, the following description of the state of the art will be focused on the means or methods which can be used, with respect to their functional principle, for localization of the most frequently occurring an earth fault inside the monitored part of a distribution network.

25 [0005] One of the most widespread and most effective means for delimitation of a faulty section is successive process of disconnection of individual sections of an affected distribution network. The principle of the method consists in sequential disconnecting of individual sections or branches of affected feeder until an earth fault disappear. This method can be used to delimit faulty section of a line where after that operating personnel can be sent to this place to fix it. Disadvantage of the method is difficult and time consuming operation process and necessity of multiple interruption of power supply due to switching operation. Another disadvantage is that the delimited faulty section may have a long length, which requires further local search of a fault point. Furthermore, such multiple switching operation causes an overvoltage which can bring other serious problems.

30 [0006] Another known method, which doesn't require so many switching operations, is based on interconnecting of a faulty feeder and a healthy feeder outgoing from same substation to a ring connection, whereas calculation/estimation of a faulty place within a created ring is carried out on the basis of redistribution of negative sequence current to both feeders. Disadvantage of this method is that the interconnection of a faulty and healthy feeder of the same substation is not always feasible. Another problem, which obstructs a wider use of the method, is presence of non-homogenous parameters of power lines and high number of branches connected to a power line what complicates accurate location of an earth fault and in some cases, e.g. fault on one of branches of main power line, it is impossible to locate a fault. An accurate location of an earth fault in complicated distribution networks is made more difficult by measurement error of voltage and current conditions in supply substation and also by instability of considered parameters of individual elements of a network.

35 [0007] Another technical solution for an earth fault localization utilizes fault indicator units. This device can indicate a fault on the basis of monitored voltage and current conditions measured on power lines. Many different methods, which can detect a fault current presence at a measuring point or can indicate fault current direction are implemented to a fault indicator. These methods can analyze steady state or transient signals monitored by the indicators at the individual measuring points of a MV network. Localization of the faulty section is performed with respect to signalized fault direction indicated by fault indicators and actual distribution network topology. A faulty place is located by tracking of fault indicators indicating faulty state or direction of the fault from supply substation to the faulty section. If the indicators are equipped by remote signalization, an faulty section of the power system can be delimited in advance and then an operator can be sent directly to this location. Conversely, if the indicators are equipped only optical signalization, there is necessary to track personally all indicators placed on faulty line step by step up to the fault point, what is very time consuming process. An important requirement for the function of the method is a single-purpose arrangement of the indicators in a monitored distribution network. The result obtained by means of this method is not location of the specific place of a

EP 2 940 483 A1

fault, but only specification of a part of the network which is affected by a fault. The size of this part depends on the number of installed indicators and its arrangement in a network, which is one of disadvantages of this fault location method. Another disadvantage is the necessity of the final location of the fault by an operator in the specified area of the network and complicated fault location in the case of malfunction of one of installed indicators.

5 **[0008]** The last group of the means intended for earth fault location in a distribution network is based on the calculation of the reactance/impedance of a power line connecting supply substation and a place affected by a fault. This reactance is after that used for calculation of electrical distance between supply substation and fault point. However, in most cases of complicated distribution network, the calculated electrical distance can correspond to more than one faulty place. Therefore, some additional earth fault location principle has to be used for localization of real fault point or there is
10 necessary to physically verify all determined fault places.. If only voltage and current conditions monitored at the supply substation are used for an earth fault location, total error of the calculated distance depends on measurement accuracy and used values of referential impedance of symmetrical components. Due to inaccuracy of used referential impedance especially zero sequence impedance and measurement error of voltage and current signals at faulty feeder of supply substation, the distance to the fault point can be calculated with significant error which complicates final determination
15 of real fault point.

[0009] As follows from the above mentioned, it is important to find an optimal solution for fast and accurate earth fault location to ensure an improvement of power supply quality especially in resonant earthed distribution network, where location of an earth fault is more difficult. Because of the complications caused by operation of resonant earthed or isolated distribution networks, each of the above mentioned methods has disadvantages which prevent their widespread
20 use.

[0010] The objective of the invention is to present an evaluation method for determination of probability of an asymmetrical fault location in a distribution network and a monitoring system intended for performing such method, which can eliminate the above mentioned disadvantages of the state of the art and to ensure a fast and accurate determination of a location affected by an asymmetrical fault. The presented solution quantifies the probability of presence of significant
25 source of unbalance in the individual nodes of a monitored distribution network, wherein the source of such unbalance can be both any asymmetrical fault and any device connected to the electrical distribution network which can cause significant current/voltage unbalance in a monitored distribution network. Accordingly, the invention can be used for a localization of a significant source of unbalance which deteriorates the power quality in a distribution network. Nowadays, there is no method or a device which ensures localization of a place of a source of unbalance without time consuming
30 partial measurements of voltage characteristics inside distribution network.

Feature of the Invention

[0011] Monitoring system for localisation of asymmetrical faults, comprising at least one monitoring unit and one
35 evaluation unit, wherein a bi-directional communication is used between the evaluation unit and the monitoring unit and a control communication is used between the evaluation unit and a control unit, where the monitoring unit comprises at least one monitoring unit of a negative sequence voltage and at least one monitoring unit of a negative sequence current, wherein the monitoring unit of a negative sequence voltage is intended for monitoring of time synchronised waveforms of the change of negative sequence voltage measured on a secondary side of distribution transformers MV/LV in a
40 monitored section of a distribution network, the monitoring unit of a negative sequence current is intended for monitoring and recording of time synchronised waveforms of the change of negative sequence current flowing through a supply transformer HV/MV, the evaluation unit is intended for determination of probability of asymmetrical fault presence or presence of a source of voltage/current unbalance in a monitored network on the basis of the changes of negative
45 sequence voltage $\Delta U_{Sx}^{(2)}$ recorded by the monitoring units for given co-ordination time of a fault occurrence.

[0012] In an advantageous embodiment the monitoring unit of a negative sequence current is further equipped with control communication means arranged between said monitoring unit and the control unit.

[0013] In another advantageous embodiment the evaluation unit is split into a collecting device and an evaluation
50 device, the collecting and the evaluation devices are interconnected.

[0014] In another advantageous embodiment the monitoring unit of a negative sequence voltage is placed inside appropriate distribution transformer station MV/LV and connected to a secondary side of a distribution transformer MV/LV.

[0015] In another advantageous embodiment the monitoring unit of a negative sequence current is placed on the secondary side of a power supply transformer HV/MV or in the incoming / outgoing feeder bays of a medium voltage substation S-MV.

[0016] In another advantageous embodiment the monitoring unit of a negative sequence current comprises a voltage
55 input for monitoring of a zero sequence voltage by means of direct measurements of neutral voltage performed by connection to a neutral point of a supply transformer HV/MV.

[0017] In another advantageous embodiment the monitoring unit of a negative sequence current comprises voltage

EP 2 940 483 A1

inputs for monitoring of a zero sequence voltage by means of calculation based on the phase voltages measurement in incoming or outgoing feeder bays of a medium voltage substation S-MV.

5 [0018] In another advantageous embodiment the evaluation unit is further intended for collection and/or synchronisation and/or conversion of the time based records of the changes of negative sequence voltages and currents, said records are received from the appropriate monitoring units.

[0019] The above mentioned disadvantages are significantly eliminated by use of an evaluation method for determination of probability of an asymmetrical fault location in a distribution network using the monitoring system according to any of the preceding claims, where a negative sequence scheme of a monitored distribution network is created, the co-ordination time of fault occurrence is evaluated on the basis of the exceeded threshold value of the change of negative sequence current, the records of the changes of negative sequence voltage measured on the secondary sides of appropriate distribution transformers MV/LV and the records of the changes of negative sequence currents flowing through supply transformers HV/MV are collected for the given co-ordination time of fault occurrence, the collected records are used for determining the maximum change of negative sequence voltage and current, said maximum change corresponds to the moment when the sum of all the recorded changes of negative sequence voltage reaches its maximum value, the values of the maximum change of negative sequence voltage are converted to the primary side of the appropriate distribution transformer MV/LV, the values of the converted maximum change of negative sequence voltage and the maximum change of negative sequence current are used to calculate values of the error of changes of negative sequence voltage for the individual measuring nodes, the total errors for the individual nodes, the percentage value of the probability of fault presence or presence of a source of voltage unbalance for individual nodes of the monitored distribution network.

20 [0020] In an advantageous embodiment a graphical visualisation depicting probability of an asymmetrical fault location and/or location of a source of voltage/current unbalance for individual nodes is carried out.

Description of the Drawings

25 [0021] The invention will be further explained with reference to the drawings, in which:

Fig. 1 presents a resonant earthed distribution network with a possible connection of an auxiliary resistor to the power winding of an arc-suppression coil comprising a monitoring system according to the invention installed therein.
Fig. 2 presents a possible way of connecting monitoring units intended to monitor a negative sequence voltage to the low voltage side of a distribution transformer,
30 Fig. 3 presents possible ways of connecting a monitoring unit intended to monitor a negative sequence current to an electrical distribution network,
Fig. 4 presents a unit intended for monitoring negative sequence current and equipped with an additional voltage input for monitoring a zero sequence voltage by means of a direct connection to a neutral point of a supply transformer,
35 Fig. 5 presents a unit intended for monitoring negative sequence current and equipped with a voltage input for monitoring a zero sequence voltage by measuring phase voltages in incoming or outgoing feeders,
Fig. 6 presents an example of a simplified distribution network with marked measuring points of a change in the negative sequence voltage and current,
Fig. 7 presents a negative sequence scheme of the distribution network shown in Fig. 6 for the purpose of describing the method according to the invention,
40 Fig. 8 presents a distribution network for the purpose of describing the method according to the invention with a marked place of a fault,
Fig. 9 presents one of the waveforms of negative sequence voltage measured at measuring points in the exemplary distribution network shown in Fig. 8,
45 Fig. 10 presents one of the waveforms of the changed negative sequence voltage measured at measuring points in the exemplary distribution network shown in Fig. 8,
Fig. 11 presents a waveform of the sum of all the recorded changes in the negative sequence voltage in the exemplary distribution network shown in Fig. 8,
Fig. 12 presents unified/time synchronised waveforms of the recorded change in the negative sequence voltage in the exemplary distribution network shown in Fig. 8,
50 Fig. 13a presents a resonant earthed distribution network with a possible connection of an auxiliary resistor to the power winding of an arc suppression coil, where the monitoring system according to the invention is installed,
Fig. 13b presents a resonant earthed distribution network with possible connection of an auxiliary resistor in parallel to an arc suppression coil, where the monitoring system according to the invention is installed,
55 Fig. 13c presents a resonant earthed distribution network without an auxiliary resistor, where the monitoring system according to the invention is installed,
Fig. 14a presents an isolated distribution network with possible connection of an auxiliary resistor to a neutral point of a supply transformer, where the monitoring system according to the invention is installed,

EP 2 940 483 A1

Fig. 14b presents an isolated distribution network, with the installed monitoring system according to the invention, Fig. 14c presents a distribution network earthed through a node resistor, with the installed monitoring system according to the invention.

5 Preferred Embodiments of the Invention

[0022] The monitoring system according to the invention intended to perform the evaluation method for determining the probability of an asymmetrical fault location in the distribution network, which is presented in Fig. 1, comprises:

- 10
- a monitoring unit comprising at least one unit 1 for monitoring negative sequence voltage, in short "MZSN", and/or at least one unit 2 for monitoring negative sequence current, in short "MZSP",
 - an evaluation unit 3,
 - communications 4, 5 between the evaluation unit 3 and the monitoring unit 1, 2,
 - a communication 7 between the evaluation unit 3 and a the control unit 6.

15

MZSN 1

[0023]

- 20
- The MZSN 1 is placed inside the distribution transformer stations MV/LV, i.e. stations for transforming medium voltage to low voltage, on the secondary sides of the distribution transformers MV/LV in the monitored section of a distribution network, see the detail shown in Fig. 2.
 - The MZSN 1 monitors the changes in the negative sequence voltage, in short $\Delta U_{Sx}^{(2)}$, caused by voltage unbalances or by a fault current flowing through the monitored section of a distribution network.
 - 25 - Storing of a recorded negative sequence voltage waveform can be performed continuously or on an individual basis, when predetermined threshold value of the change in the negative sequence voltage is exceeded.
 - The storage, for saving the measured values, can be an internal one, e.g. a part of the MZSN 1, or an external one, e.g. outside of the MZSN 1, for example a part of the evaluation unit 3.

30

MZSP 2

[0024]

- 35
- The MZSP 2 is connected to the secondary side of a power supply transformer HV/MV in a monitored distribution system, i.e. a transformer for transforming high voltage to medium voltage, respectively connected to the incoming and/or outgoing feeders of a medium voltage substation S-MV, see the detail shown in Fig. 3.
 - The MZSP 2 can be equipped with a voltage input 2a, which monitors a zero sequence voltage by means of a direct measurement at a neutral point of the power supply transformer HV/MV, see Fig. 4, or by means of a calculation based on the measured phase voltages on the incoming or outgoing feeders of a medium voltage substation S-MV, see Fig. 5.
 - 40 - The MZSP 2 monitors the change in the negative sequence current, in short $\Delta I_f^{(2)}$, obtained from a calculation based on measured load currents of monitored section of a distribution network.
 - 45 - In the case that a fault is detected, i.e. when a predetermined threshold value of the change in the negative sequence current is exceeded or when the zero sequence voltage exceeds a predetermined threshold value, the MZSP 2 determines the co-ordination time of the fault occurrence and stores the information relating to that time along with a record of the change in the negative sequence current waveform ranging from predetermined "pre-trigger" to predetermined "post-trigger", as described below.
 - 50 - The information relating to the negative sequence current can be stored continuously or at a specific moment, when a predetermined threshold value of the change in the negative sequence current is exceeded, or when the zero sequence voltage exceeds a predetermined threshold value in case that zero sequence voltage is monitored by MZSP 2.
 - If a fault is detected, the MZSP 2 transmits a record of $\Delta I_f^{(2)}$ and an information relating to the co-ordination time of the fault occurrence to the evaluation unit 3.
 - 55 - The storage, where measured values are saved can, be an internal storage, i.e.. a part of the MZSP 2, or an external storage, i.e.. outside the MZSP 2, for example a part of the evaluation unit 3.

EP 2 940 483 A1

Evaluation unit 3

[0025]

- 5 - Based on triggering event sent from the MZSP 2 and informing that a fault occurred, the evaluation unit 3 collects the records of changes in the negative sequence voltage waveforms $\Delta U_{Sx}^{(2)}$ recorded by individual MZSNs 1 for any given co-ordination time of fault occurrence with respect to predetermined "pre-trigger" and "post-trigger" of the records.
- 10 - When all available records of negative sequence voltage and current are collected by the evaluation unit 3, the latter carries out their synchronisation and conversion into a desired format.
- 15 - On the basis of the maximum recorded changes in the negative sequence voltage $\Delta U_{Sx_M}^{(2)}$ and on the basis of the maximum recorded changes in the negative sequence current $\Delta I_{f_M}^{(2)}$ obtained through the analysis of all collected records, the evaluation unit 3 identifies the most probable fault location in a monitored distribution network, wherein the node voltage method applied to a negative sequence diagram of the monitored electrical distribution network is used.

20 [0026] The evaluation unit 3 can be advantageously split into two devices:

- a collecting device which is, for example, intended for data collection, synchronisation and conversion, and
- an evaluation device which is intended for a further determination of a probable fault location or a probable place affected by a source of voltage unbalance.

25 [0027] Both the devices are mutually interconnected by data transfer communication means.

[0028] The units 1, 2 a 3 are mutually time synchronised in order to maximise the accuracy of the time synchronisation of records.

30 [0029] An exemplary negative sequence scheme of a simplified distribution network according to Fig 6. is shown in Fig 7. For the purpose of the description of the presented method, the negative sequence scheme is modified in a situation when each section of the electrical distribution network is divided to individual network elements by means of auxiliary nodes PU, wherein the distribution network also includes measuring nodes MU which correspond to the locations where the MZSNs 1 are installed. The accuracy of the location algorithm is higher when the distances between the individual elements of the monitored network are smaller.

35 [0030] Between the evaluation unit 3 and the MZSN 1 and MZSP 2 respectively, there is the two way communication 4, 5 which is used for transferring the measured or recorded data, transmitting instructions or for another purpose. The monitoring system according to the invention can be preferably supplemented with the control communication 7 connecting the evaluation unit 3 and the control element 6 of the system, or it with the communication 8 connecting the MZSP 2 and the control element 6 of the system the latter communication being intended for switching the control element 6. All the communication channels used in the system can be designed in a cable version or in a wireless version.

40 [0031] The principle of the evaluation method for determining the probability of an asymmetrical fault location in a distribution network according to the invention, presented in Fig. 6, is described in Fig. 8 in more detail, where a place with a fault and a concept of connection of the monitoring system intended to perform the method is presented:

45 [0032] The monitoring units MZSN 1 monitor the changes in the negative sequence voltage $\Delta U_{Sx}^{(2)}$ occurred on low-voltage sides of all accessible distribution transformers MV/LV. When the triggering event occurs, i.e. when change in the negative sequence voltage $\Delta U_{Sx}^{(2)}$ exceeds the threshold value preset at the MZSN 1, the information about that time and the recorded waveform of negative sequence voltage with respect predefined pre-trigger and post-trigger are stored in a storage of the MZSN 1, wherein the value of the pre-trigger specifies a time period before the time of triggering event for which the record is stored, and the value of the post-trigger specifies a time period after the time of triggering event for which the record is stored.

55 [0033] In another embodiment, the change in the negative sequence voltage $\Delta U_{Sx}^{(2)}$ can be continuously saved to circular memory until the moment, when the record is required by evaluation unit 3 for a determined co-ordination time extended by the predefined pre-trigger and post-trigger.

[0034] The MZSP 2 monitors a synchronised change in the negative sequence current $\Delta I_f^{(2)}$ flowing through the power supply transformer/transformers HV/MV feeding monitored medium-voltage distribution network. In the case that

EP 2 940 483 A1

occurrence of a fault is detected, i.e. co-ordination time is determined, a record of negative sequence current waveform for the co-ordination time extended by predefined pre-trigger and post-trigger is stored in a storage of the MZSP 2 and then transmitted along with the co-ordination time to the evaluation unit 3.

5 [0035] The individual steps of the evaluation method for determining the probability of an asymmetrical fault location in a distribution network are described below:

First step

10 [0036] The negative sequence voltage is calculated from phase to neutral voltages which are measured by the MZSN

1. An example of such negative sequence voltage $U_{S1}^{(2)}$ is presented in Fig. 9, where t_0 is time of fault inception and the time frame from t_1 to t_2 presents period when an auxiliary resistor R_p was switched. A connected auxiliary resistor R_p is used for increasing the value of the negative sequence voltage to ensure an easier identification and subtraction of voltage difference. For this waveform of negative sequence voltage, the mean values of the negative sequence voltage are continuously calculated for the time frames F1 and F2. Both the time frames are mutually shifted by time interval Δt . The width of the frames F1 and F2 as well as the time interval Δt are adjustable according to the operation condition of the monitored network and according to the preset time for connecting the auxiliary resistor R_p . In the presented example, the width of the time frames F1 and F2 is set to a value which corresponds to ten periods of system frequency and the time interval is $\Delta t = 0,5s$.

20 [0037] After that, the waveform of the change in the negative sequence voltage $\Delta U_{S1}^{(2)}$ presented in Fig. 10 is continuously calculated as subtraction of the mean values of negative sequence voltage given time frames F1 and F2. At the time when a threshold value of change of negative sequence voltage PH is exceeded, in the presented case at the time t_0 , which is the moment when the fault occurred, the change in the negative sequence voltage waveform $\Delta U_{S1}^{(2)}$ is recorded and stored, including the preset pre-trigger and post-trigger, into the storage of the unit MZSN 1. If circular memory is used in MZSN 1, the change in the negative sequence voltage $\Delta U_{Sx}^{(2)}$ can be continuously saved to circular memory until the moment, when the record is required by the evaluation unit 3 for determined co-ordination time. After that, the record containing the predefined pre-trigger and post-trigger is transferred to evaluation unit 3.

30 [0038] The calculation and recording of a waveform of the change in the negative sequence current in the presented embodiment is realised in the unit MZSP 2 in an analogously manner.

35 [0039] The evaluation unit 3 downloads the records of the change in the negative sequence voltage $\Delta U_{Sx}^{(2)}$ from storage of all accessible monitors MZSN 1 and the change in the negative sequence current $\Delta I_f^{(2)}$ from the storages of the monitoring units MZSP 2 for the co-ordination time or for the specific time of fault occurrence.

Second step

40 [0040] On the basis of all obtained records, which inform about $\Delta U_{Sx}^{(2)}$ and $\Delta I_f^{(2)}$, the evaluation unit evaluates the time of maximum change in the negative sequence voltage and current, which corresponds to the moment, when the sum $\Sigma(\Delta U_{Sx}^{(2)})$ of all recorded changes in the negative sequence voltage $\Delta U_{Sx}^{(2)}$ assumes its maximum value, as presented in Fig. 11. After that, the maximum change in the negative sequence voltage $\Delta U_{Sx_M}^{(2)}$ of the individual measuring points and the maximum change in the negative sequence current $\Delta I_{f_M}^{(2)}$ is selected for defined time of the maximum difference MD, as presented in Fig. 12 for the voltage, where time of the maximum difference MD corresponds with the maximum changes in the negative sequence voltage $\Delta U_{S1_M}^{(2)}$, $\Delta U_{S2_M}^{(2)}$, $\Delta U_{S3_M}^{(2)}$.

Third step

55 [0041] The maximum changes in the negative sequence voltage $\Delta U_{Sx_M}^{(2)}$ are converted with respect to the primary of the corresponding distribution transformer MV/LV and along with the maximum change in the negative sequence

EP 2 940 483 A1

current $\Delta I_{f_M}^{(2)}$ are used as input values for a location algorithm intended to calculate the probability of an asymmetrical fault occurrence in the individual nodes of a network, i.e. the source of voltage unbalance in an electrical distribution network.

5 **[0042]** If the maximum change in the negative sequence current is measured on the individual outgoing or incoming feeders of a medium voltage substation S-MV or on several power supply transformers HV/MV, the maximum change in the negative sequence current $\Delta I_{f_M}^{(2)}$ required for the location algorithm has to be calculated by the formula (1) below:

$$10 \quad \Delta I_{f_M}^{(2)} = \sum_{y=1}^k \Delta I_{f_M,y}^{(2)} \quad (1)$$

15 Where:

k is the total number of all values of maximum change in the negative sequence current recorded by MZSP 2 in a protected part of the distribution network $\Delta I_{f_M,y}^{(2)}$ is the maximum change in the negative sequence current measured on appropriate measuring points

Fourth step

25 **[0043]** A negative sequence scheme of the electrical distribution network is created such that power lines are split by auxiliary nodes PU into individual elements with predetermined maximum length. The maximum length of individual element of power lines can be specified by user. The maximum length of an individual element defines fault location accuracy of the location algorithm. The fault location accuracy of the location algorithm is higher for a lower maximum length of an individual element of a power line and vice versa. The scheme also comprises measuring nodes MU, i.e. nodes, where maximum change in the negative sequence voltage $\Delta U_{Sx_M}^{(2)}$ was recorded.

Fifth step

35 **[0044]** The location algorithm subsequently connects the fault node FN to the appropriate nodes numbered from 1 up to n, where n is the total number of all nodes PU, MU, and solves the equation (2) for all these states as follows:

$$40 \quad \left[\Delta \bar{U}_n^{(2)} \right]^N = \left[\bar{Y}^{(2)} \right]^{-1} \cdot \left[-\Delta I_{f_M}^{(2)} \right]^N \quad (2)$$

Where:

45 N is the number of the nodes where a fault is being supposed / node FN is connected, where $N = 1, 2, \dots, n$

$\left[\Delta \bar{U}_n^{(2)} \right]^N$ is a matrix of the calculated change in the negative sequence voltage in the individual nodes, supposing a fault in the node N

$\left[\bar{Y}^{(2)} \right]$ is a nodal admittance matrix created from negative sequence scheme of the given distribution network

50 $\left[-\Delta I_{f_M}^{(2)} \right]^N$ is a matrix of the maximum change in negative sequence current caused by the supposed fault in node N

55 **[0045]** The matrix $\left[\Delta \bar{U}_n^{(2)} \right]^N$ can be transformed to the equation (3) as follows:

EP 2 940 483 A1

$$\begin{aligned}
 & \left[\Delta \bar{U}_n^{(2)} \right]^N = \begin{bmatrix} \left[\Delta \bar{U}_{S_n}^{(2)} \right]^N \\ \left[\Delta \bar{U}_{PU}^{(2)} \right]^N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left[\Delta \bar{U}_{S_{n1}}^{(2)} \right]^N \\ \left[\Delta \bar{U}_{S_{n2}}^{(2)} \right]^N \\ \vdots \\ \left[\Delta \bar{U}_{S_{ni}}^{(2)} \right]^N \\ \left[\Delta \bar{U}_{PU1}^{(2)} \right]^N \\ \left[\Delta \bar{U}_{PU2}^{(2)} \right]^N \\ \vdots \\ \left[\Delta \bar{U}_{PUk}^{(2)} \right]^N \end{bmatrix} \quad (3)
 \end{aligned}$$

Where:

N is number of the nodes where a fault is being supposed, where $N = 1, 2, \dots, n$

$\left[\Delta \bar{U}_{S_n}^{(2)} \right]^N$ is a sub-matrix of the calculated change in the negative sequence voltage in measuring nodes MU, supposing a fault in the node N
 i is the number of measuring nodes MU

$\left[\Delta \bar{U}_{PU}^{(2)} \right]^N$ is a sub-matrix of the calculated change in the negative sequence voltage in all auxiliary nodes PU, supposing a fault in the node N
 k is the number of auxiliary nodes PU

[0046] An example of the equation (2) drawn up for the specific case of the fault in the node $N = 3$ is described by formula (4) is as follows:

$$\begin{aligned}
 & \left[\Delta \bar{U}_n^{(2)} \right]^3 = \left[\bar{Y}^{(2)} \right]^{-1} \cdot \left[-\Delta I_{f_M}^{(2)} \right]^3 \\
 & \begin{bmatrix} \left[\Delta \bar{U}_{n1}^{(2)} \right]^3 \\ \left[\Delta \bar{U}_{n2}^{(2)} \right]^3 \\ \vdots \\ \left[\Delta \bar{U}_{nn}^{(2)} \right]^3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left[\Delta \bar{U}_{S_{n1}}^{(2)} \right]^3 \\ \left[\Delta \bar{U}_{S_{n2}}^{(2)} \right]^3 \\ \vdots \\ \left[\Delta \bar{U}_{S_{ni}}^{(2)} \right]^3 \\ \left[\Delta \bar{U}_{PU1}^{(2)} \right]^3 \\ \left[\Delta \bar{U}_{PU2}^{(2)} \right]^3 \\ \vdots \\ \left[\Delta \bar{U}_{PUk}^{(2)} \right]^3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11}^{(2)} & \dots & \bar{Y}_{1n}^{(2)} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{n1}^{(2)} & \dots & \bar{Y}_{nn}^{(2)} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ -\Delta I_{f_M}^{(2)} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4)
 \end{aligned}$$

Sixth step

[0047] In the next step, the location algorithm calculates an error of the changes in the negative sequence voltage ϵ according to equation (5), which is given by difference between the absolute value of the calculated change of negative sequence voltage in the measuring nodes MU for supposed fault in a node N and a recorded value of the maximum

EP 2 940 483 A1

change in negative sequence voltage of the appropriate measuring nodes, as presented by the equation (5).

$$\begin{matrix} 5 \\ 10 \end{matrix}
 \left[\varepsilon \right]^N = \left[\Delta \bar{U}_{S_n}^{(2)} \right]^N - \left[\Delta U_{S_x_M}^{(2)} \right] = \begin{bmatrix} \varepsilon_1^N \\ \varepsilon_2^N \\ \vdots \\ \varepsilon_i^N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left| \Delta \bar{U}_{S_{n1}}^{(2)} \right| - \Delta U_{S1_M}^{(2)} \\ \left| \Delta \bar{U}_{S_{n2}}^{(2)} \right| - \Delta U_{S2_M}^{(2)} \\ \vdots \\ \left| \Delta \bar{U}_{S_{ni}}^{(2)} \right| - \Delta U_{Si_M}^{(2)} \end{bmatrix}^N \quad (5)$$

Where:

15 N is the number of the nodes where a fault is being supposed, where $N = 1, 2, \dots, n$ $[\varepsilon]^N$ is a matrix of errors of the change in the negative sequence voltage, if the fault is being supposed in the node N
 i is the number of measuring nodes MU

20 $\left[\Delta U_{S_x_M}^{(2)} \right]$ is a matrix of the measured maximum change in the negative sequence voltage converted on a primary/medium voltage side of a distribution transformer MV/LV for node $x = 1, 2, \dots, i$

Seventh step

25 **[0048]** An improvement of the fault location accuracy in a distribution network is possible with using of correction of errors ε by global error δ^N . The correction is made by subtracting the global error δ^N from all elements of the matrix $[\varepsilon]^N$, wherein δ^N is the value, respectively error, which is contained in all elements of the matrix $[\varepsilon]^N$.

Eighth step

30 **[0049]** In the next step, the matrix of the total errors $[E]$ for all supposed faults location in nodes No. 1 to n is calculated. The value of the total error E_n can be calculated as arithmetical mean or as a sum of absolute values of errors ε in all measuring nodes, as presented by equation (7). Supposing a fault in node N , the value of total error is calculated according to equation (6).

$$\begin{matrix} 35 \end{matrix}
 E_N = \sum_{p=1}^i \left| \varepsilon_p^N \right| \quad (6)$$

40 Where:

N is the number of the node where the fault is being supposed, where $N = 1, 2, \dots, n$

$$\begin{matrix} 45 \\ 50 \end{matrix}
 [E] = \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ \vdots \\ E_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{p=1}^i \left| \varepsilon_p^1 \right| \\ \sum_{p=1}^i \left| \varepsilon_p^2 \right| \\ \vdots \\ \sum_{p=1}^i \left| \varepsilon_p^n \right| \end{bmatrix} \quad (7)$$

55 Where:

EP 2 940 483 A1

i is the number of measuring nodes MU

[0050] If a correction based on the step 7 is considered, the equation (8) intended for the calculation of the total error E_N respectively for the calculation of the elements of the matrix of the total errors [E] will be used:

$$E_N = \left(\sum_{p=1}^i |\varepsilon_p^N| \right) - i \cdot \delta^N \quad (8)$$

Where:

N is the number of the node, where the fault is being supposed, where $N = 1, 2, \dots, n$ i is the number of measuring nodes MU

Ninth step

[0051] The element with the minimum value of the total error E_{\min} and the maximum value of the total error E_{\max} are selected from the matrix of total errors [E], and then the percentage probability of fault presence or presence of a source of voltage unbalance for nodes No. 1 to n is calculated according to the equation (9):

$$F_N = \frac{E_{\max} - E_N}{E_{\max} - E_{\min}} \cdot 100 \text{ [%]} \quad (9)$$

Where:

N is the number of the node, where the fault is being supposed, where $N = 1, 2, \dots, n$ F_N is a percentage value of the probability of fault presence or presence of a source of voltage unbalance in a node N .

Tenth step

[0052] In this step, a place of presence of a fault or a source of voltage unbalance is defined on the basis of the probability distribution for individual nodes no. 1 to n according to results obtained through the matrix (10), where the element with the value 100% indicates the node with the probable fault location.

$$[F] = \begin{bmatrix} F_1 \\ F_2 \\ \vdots \\ F_n \end{bmatrix} \quad [\%] \quad (10)$$

Where:

N is the number of node with defined probability of fault presence, where $N = 1, 2, \dots, n$

[0053] The results obtained by means of the location algorithm are used by the evaluation unit according to the invention for the visualisation of a place with a fault or for transmitting it to another, superior system.

Exemplary embodiments of the invention

[0054] Figs. 13 and 14 present the examples of the configuration of individual components of the system according to the invention for different types of distribution networks. The MZSP 2 are placed on the secondary side of a power supply transformer HV/MV in the individual incoming or outgoing feeder bays of a medium voltage substation S-MV. The units MZSN 1 are placed on the secondary sides of distribution transformers MV/LV. The units MZSP 2 and MZSN 1 are connected to the evaluation unit 3 by means of the two way communication 4 and 5. If an auxiliary resistor R_p

EP 2 940 483 A1

controlled by circuit breaker 6 is used, the evaluation unit 3 and/or the unit MZSP 2 is equipped by the communication 7 and/or 8 enabling the circuit breaker 6 to be controlled.

5 [0055] The first embodiment of the system according to the invention presented in Figs. 13a and 13b is used in a resonant earthed distribution network, where, if a fault is detected, the evaluation unit 3 connects an auxiliary resistor R_p to the power winding of the arc suppression coil ZT by switching the circuit breaker 6, see Fig. 13a, or in parallel to the arc suppression coil ZT, see Fig. 13b. In the embodiment depicted in Figs. 13a and 13b, the circuit breaker 6 can also be switched by means of a control impulse transmitted through the control communication 8 by the MZSP 2.

[0056] The second embodiment of the system according to the invention presented in Fig. 13c is used in a resonant earthed distribution network without an auxiliary resistor R_p .

10 [0057] The third embodiment of the system according to the invention presented in Fig. 14a is used in an isolated distribution network, where the evaluation unit 3 can transiently connect the auxiliary resistor R_p to the neutral point of the transformer HV/MV through the circuit breaker 6 when a fault is detected. In the case of the described embodiment, the circuit breaker 6 can also be controlled by the MZSP 2 through the control communication 8.

[0058] The fourth embodiment of the system according to the invention presented in Fig. 14b is used in an isolated distribution network.

15 [0059] The fifth embodiment of the system according to the invention presented in Fig. 14c is used in a distribution network earthed through a resistor R_u or in an effectively earthed distribution network, where $R_u=0\Omega$.

[0060] The system and the method according to the invention are applicable for locating an asymmetrical fault inside an isolated distribution network, a resonant earthed distribution network, a resonant earthed distribution network with automatic system for short-time connection of an auxiliary resistor, and inside an effectively earthed distribution network or a resistor earthed distribution network.

[0061] The system and the method according to the invention can be also used for locating a source of a voltage unbalance in a medium voltage distribution network.

20 [0062] An exceptionality of the invention consists in the possibility of an exact location of asymmetrical faults, e.g. single phase to earth fault, in a distribution network, which is operated as isolated, resonant or directly earthed, wherein recorded changes in the negative sequence voltage measured on the secondary side of a distribution transformer MV/LV are used for fault location. Based on that, a place with highest probability of presence of an asymmetrical fault or presence of a source of voltage/current unbalance can be defined in all types of distribution networks. According to the invention, the earth fault location can be carried out without interrupting the power supply and without any necessity of changing the configuration of a distribution network. Another exceptionality of the invention consists in the possibility of repeating the location process in case of finding a single phase to earth fault in resonant earthed or isolated distribution networks. This possibility can improve the location accuracy and also makes it possible to locate an earth fault in a case when the initial recorded data are not sufficient for the evaluation process. An advantage of the invention consists in using negative sequence impedances for the fault location process, because negative sequence impedances in comparison with commonly used zero sequence impedances are well known and more accurate. Another exceptionality of the invention consists in that it is not necessary to detect a faulty feeder prior the fault location process, wherein the accuracy of location depends on the size of determined individual elements of a network and on the number of installed MZSN units, wherein the installation of higher number of MZSN units and their placement closer to sections of a network which are frequently affected by a fault eliminates a risk of incorrect determination of a fault point, i.e. improves the accuracy of the location algorithm. Another advantage of the system according to the invention consists in that it is possible to locate a fault even in a case when some of the monitoring units MZSN fails. The invention can be also used for locating a source of high voltage/current unbalance in a medium voltage distribution network for the purpose of eliminating the same, which improves the quality of the power supplied in a monitored network.

45

Claims

1. Monitoring system for localisation of asymmetrical faults, comprising at least one monitoring unit and one evaluation unit, wherein a bi-directional communication is used between the evaluation unit and the monitoring unit and a control communication is used between the evaluation unit and a control unit,
50 **characterized in that**

- the monitoring unit comprises at least one monitoring unit (1) of a negative sequence voltage and at least one monitoring unit (2) of a negative sequence current, wherein:
- 55 - the monitoring unit (1) of a negative sequence voltage is intended for monitoring of time synchronised waveforms of the change of negative sequence voltage measured on a secondary side of distribution transformers (MV/LV) in a monitored section of a distribution network,
- the monitoring unit (2) of a negative sequence current is intended for monitoring and recording of time syn-

EP 2 940 483 A1

chronised waveforms of the change of negative sequence current flowing through a supply transformer (HV/MV),
 - the evaluation unit (3) is intended for determination of probability of asymmetrical fault presence or presence
 of a source of voltage/current unbalance in a monitored network on the basis of the changes of negative sequence
 voltage $\Delta U_{Sx}^{(2)}$ recorded by the monitoring units for given co-ordination time of a fault occurrence.

5

10

15

20

25

30

35

40

45

50

55

2. Monitoring system according to claim 1, **characterized in that** the monitoring unit (2) of a negative sequence current is further equipped with control communication means (8) arranged between said monitoring unit and the control unit (6).
3. Monitoring system according to claim 1, **characterized in that** the evaluation unit (3) is split into a collecting device and an evaluation device, the collecting and the evaluation devices are interconnected.
4. Monitoring system according to claim 1, **characterized in that** the monitoring unit (1) of a negative sequence voltage is placed inside appropriate distribution transformer station (MV/LV) and connected to a secondary side of a distribution transformer (MV/LV).
5. Monitoring system according to claim 1, **characterized in that** the monitoring unit (2) of a negative sequence current is placed on the secondary side of a power supply transformer (HV/MV) or in the incoming / outgoing feeder bays of a medium voltage substation (S-MV).
6. Monitoring system according to claim 1, **characterized in that** the monitoring unit (2) of a negative sequence current comprises a voltage input (2a) for monitoring of a zero sequence voltage by means of direct measurements of neutral voltage performed by connection to a neutral point of a supply transformer (HV/MV).
7. Monitoring system according to claim 1, **characterized in that** the monitoring unit (2) of a negative sequence current comprises voltage inputs (2a) for monitoring of a zero sequence voltage by means of calculation based on the phase voltages measurement in incoming or outgoing feeder bays of a medium voltage substation (S-MV).
8. Monitoring system according to claim 1, **characterized in that** the evaluation unit (3) is further intended for collection and/or synchronisation and/or conversion of the time based records of the changes of negative sequence voltages and currents, said records are received from the appropriate monitoring units (1, 2).
9. Evaluation method for determination of probability of an asymmetrical fault location in a distribution network using the monitoring system according to any of the preceding claims, **characterized in that**
 - a negative sequence scheme of a monitored distribution network is created,
 - the co-ordination time of fault occurrence is evaluated on the basis of the exceeded threshold value of the change of negative sequence current,
 - the records of the changes of negative sequence voltage measured on the secondary sides of appropriate distribution transformers (MV/LV) and the records of the changes of negative sequence currents flowing through supply transformers (HV/MV) are collected for the given co-ordination time of fault occurrence,
 - the collected records are used for determining the maximum change of negative sequence voltage and current, said maximum change corresponds to the moment when the sum of all the recorded changes of negative sequence voltage reaches its maximum value,
 - the values of the maximum change of negative sequence voltage are converted to the primary side of the appropriate distribution transformer (MV/LV).
 - the values of the converted maximum change of negative sequence voltage and the maximum change of negative sequence current are used to calculate:
 - values of the error of changes of negative sequence voltage for the individual measuring nodes (MU),
 - the total errors for the individual nodes,
 - the percentage value of the probability of fault presence or presence of a source of voltage unbalance for individual nodes of the monitored distribution network.
10. Evaluation method according to claim 9, **characterized in that** a graphical visualisation depicting probability of an asymmetrical fault location and/or location of a source of voltage/current unbalance for individual nodes is carried out.

EP 2 940 483 A1

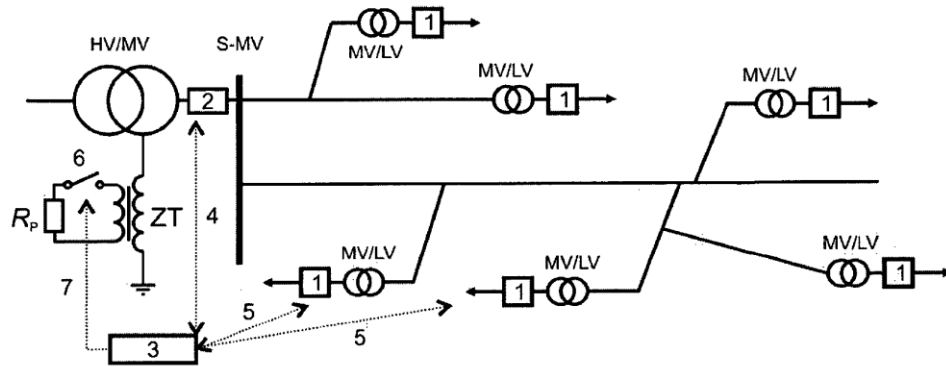


Fig. 1

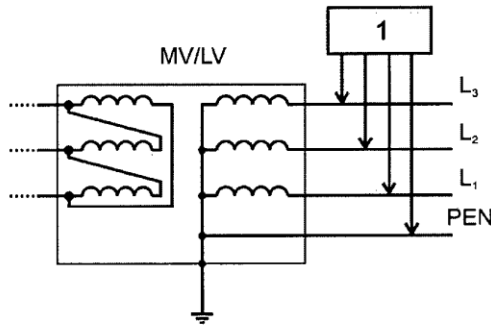


Fig. 2

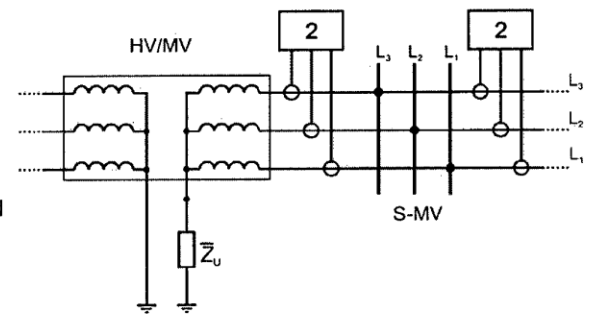


Fig. 3

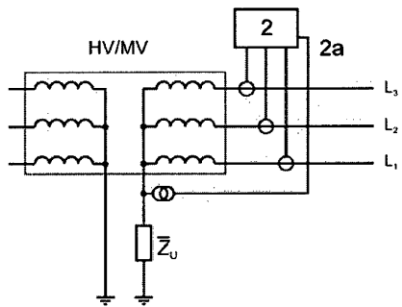


Fig. 4

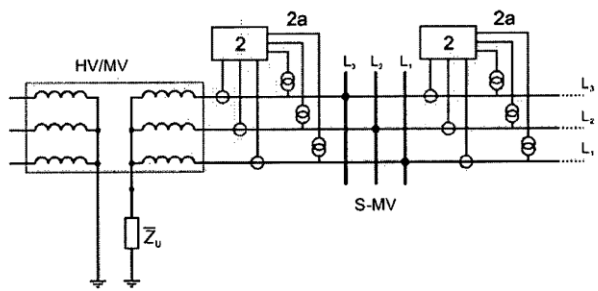


Fig. 5

Publikace P1.C

ADZMAN, M.; TOPOLÁNEK, D.; LEHTONEN, M.; TOMAN, P. An Earth Fault Location Scheme For Isolated and Compensated Neutral Distribution Systems. *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, 2013, roč. 8, č. 5, s. 1520-1531. ISSN: 1827- 6660.



An Earth Fault Location Scheme for Isolated and Compensated Neutral Distribution Systems

Mohd Rafi Adzman¹, David Topolánek², Matti Lehtonen³, Petr Toman⁴

Abstract – This paper proposes a scheme to locate an earth fault in an unearthed or a compensated neutral medium voltage (MV) network using the transient signal recorded from MV/LV substations. The algorithm applies continuous wavelet Transform (CWT) to locate the dominant charge transient frequency and then fast Fourier transform (FFT) to extract coefficients to be used in the fault location scheme. The fault location scheme managed to identify the correct path of fault location towards the position of the fault using the transient signal recorded from secondary side of the LV substation transformers. The results from intensive simulations and experiments in actual distribution network are also presented in this paper. The final results show that the fault location scheme is able to locate and identify the correct fault location successfully. Copyright © 2013 Praise Worthy Prize S.r.l. - All rights reserved.

Keywords: Fault Location, Isolated Neutral Network, Compensated Network, Continuous Wavelet Transform (CWT), Earth Fault, Charge Transient, Low Voltage Secondary Substation

Nomenclature

$S(t)$	Signal (time domain)
Ψ	Mother wavelet
a	Scale
b	Time position
t	Time
$C_{(a,b)}$	CWT coefficient
SC_{cwt}	Percentage of the energy for each coefficient associated to the same scale
E_{cwt}	Sum of percentage energy coefficient associated to the same scale
F_0	Centre frequency of mother wavelet
F_c	Pseudo-frequency
f_c	Charge transient frequency
$U_{(t)}$	Analytical signal
$v_{(t)}$	Hilbert transform
$u_{(t)}$	Real signal
f	Frequency, fault
L	Inductance
R_f	Fault resistance
d_f	Fault distance
V_w	Extracted wavelet coefficient of voltage
I_w	Extracted wavelet coefficient of current
Z_V	Analytic signal of the extracted wavelet coefficient of voltage
Z_I	Analytic signal of the extracted wavelet coefficient of current
L'_0	Line zero-sequence inductance
L'_1	Line positive -sequence inductance
L'_2	Line negative-sequence inductance
MAE	Mean absolute error
FA	Actual fault location
FC	Calculated fault location

I. Introduction

With the upgrading of the distribution network towards the concept of “SmartGrids”, more installation of measuring and recording equipment such as smart meter, microprocessor digital relay, digital fault recorder and multi utility controller will be installed in low and medium voltage distribution substations. In order to adapt and apply the concept of distribution automation system in the network, those equipments are monitored and time synchronized. Thus, the realization of this kind of system will open more opportunity to control, optimize and enhance the reliability of current system.

In recent years, several fault location algorithms in unearthed and compensated neutral network have been proposed by several researchers [1]-[6].

However, there is no single method that can be used for locating a fault in all types of earth faults. Since the distribution network usually has more than one branches in the feeder, the task is even more tough since bare fault distance calculation gives several possible places. In general, fault location algorithms can be categorized by three types, based on using fault generated signals, utilizing external signal sources and knowledge-based approaches. The fault generated signals can further be divided into three groups which are conventional [7]-[10], transients [11]-[15] and travelling waves [16]-[19].

Fault location algorithm performed by injecting an external signal such as pulse generator is still being used by some of electric utilities nowadays. This algorithm uses the concept of analyzing the relationship between the transmitted and reflected pulse of the injected signal [20]-[21].

In another development injected signal uses a different frequency than are present in the network [22]. Several papers have proposed the use of knowledge based approach such as artificial neural networks, fuzzy set theory, expert systems and genetic algorithms for locating a fault in distribution system [23]-[26].

The successfulness of these methods is highly depending on the amount and quality of the supplied data. The initial transients of earth faults are important for fault location especially in unearthed and compensated neutral networks. The electromagnetic transient during a few milliseconds after the fault inception will provide the available information for estimating fault location. Even though the transient may cause problems to the conventional protective scheme it may work properly under transient protective scheme.

The transient disturbance recorder can be installed at the monitored network to support the conventional signal measurement that is only based on the root mean square (RMS) voltage and current of the power frequency component. Nowadays, fault localization and detection based on fault transient signals in transmission and distribution network has been a subject of interest to utility and researchers [11]-[15].

In this paper, we propose a new method using earth fault transient signals recorded at secondary side of MV and LV distribution transformers to locate a single line to ground fault in unearthed and compensated neutral distribution networks. To investigate the method, a typical model of 20kV unearthed neutral network was implemented using EMTP-ATP program [27].

In addition, an experiment of single phase to ground fault was performed in a 22kV compensated real network. The recorded transient signals were analyzed with continuous wavelet transform (CWT). The computation of the proposed algorithm was implemented in the MATLAB environment [28].

II. Earth Fault Induced Transient

When an earth fault happens in unearthed and compensated neutral network, a charge and discharge component can be found in the transient signal. The discharge component is created when the faulty phase voltage falls to zero and discharges its capacitances. It has high frequency and the transient component damps quickly. The charge transient component is created because of the charging of the two sound phases' capacitances. It has lower frequency than discharge component. In most cases it also has higher amplitude which is more suitable to be used for fault location purposes [29]. According to the practical experience based on the real measurements in MV distribution network, the frequencies of discharge and charge components vary in the range between 500 to 2500 Hz and between 100 to 800 Hz respectively [30]. The transient signal can be observed in the faulty feeder, sound feeders and also in the secondary side of MV/LV

distribution transformer. An example of transient signals due to earth fault is shown in Figs. 1.

III. Identification of Charge Transient Component Using CWT

In this paper, the identification of charge transient component is performed using continuous wavelet transformation (CWT). The CWT possesses the capability of illustrating the frequency contents of the transient signal with respect to the time function. The main purpose that we used CWT is first to identify the dominant transient frequency that corresponds to the charge transient component generated by the earth fault. Second, after we identified the dominant frequency of the transient signal, the wavelet coefficients belonging to that dominant frequency will be extracted which later will be used as the input of the algorithm.

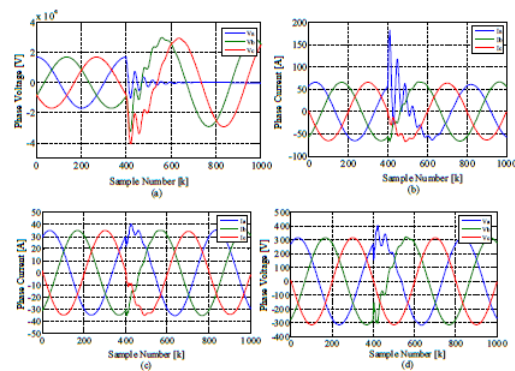
Let us briefly explain the main features of this transform. The CWT of signal $s(t)$, in this case a recorded transient signal, is defined as the sum over all time of the signal, multiplied by scaled and shifted version of the wavelet function, Ψ :

$$C(a,b) = \int_{-\infty}^{+\infty} s(t)\Psi(a,b,t)dt \quad (1)$$

According to [14], the CWT is the inner multiplication of a wavelet family $\Psi_{a,b}(t)$ with the signal $s(t)$ and it could be expressed as:

$$C(a,b) = \frac{1}{\sqrt{a}} \int_{-\infty}^{+\infty} s(t)\bar{\Psi}\left(\frac{t-b}{a}\right)dt \quad (2)$$

The mother wavelet $\Psi(t)$ must be short and oscillatory, and it must have a zero average and decay quickly at both ends [14].



Figs. 1. Simulated earth fault transient in the network with overhead lines. (a) Phase voltages and (b) phase currents in faulty feeder. (c) Phase currents in sound feeder. (d) Phase voltages in secondary side of MV/LV distribution transformer

In Eq. (2), a and b are the parameters for positive scale and time position (time shifting factor), the $\bar{\Psi}$ is known as the complex conjugate of Ψ and the output of the CWT would be the wavelet coefficient denoted as $C(a,b)$.

In literature, several mother wavelets have been used to analyze transient signals [11]-[15]. In this research, several mother wavelets were tested. Based on the results, we found that Morlet wavelet has the best performance to identify the charge transient component.

The expression of Morlet wavelet is given in equation (3) as follows:

$$\Psi(t) = e^{-t^2/2} e^{j2\pi F_0 t} \quad (3)$$

In Eq. (3), F_0 is the centre frequency of mother wavelet $\Psi(t)$. According to [28], the pseudo-frequency F_c associating to a scale a , with a sampling period of Δt can be expressed as follow:

$$F_c = \frac{F_0}{a \cdot \Delta t} \quad (4)$$

Based on the output of the CWT, SC_{cwt} is represent the percentage of the energy for each coefficient which illustrated as a so-called “scalogram” can be computed as [28]:

$$SC_{cwt}(a,b) = \frac{abs(C(a,b) \cdot C^*(a,b))}{sum(abs(C(a,b) \cdot C^*(a,b)))} \times 100 \% \quad (5)$$

From the obtained scalogram, the sum of percentage energy coefficient associated to the same scale E_{cwt} can be calculated as:

$$E_{cwt}(a) = \sum_{n=1}^N SC_{cwt}(a,b) \quad (6)$$

Then the detection of charge transient frequency is performed by inspecting the peak amplitude of the obtained E_{cwt} .

IV. Analytic Representation Using Hilbert Transformation (HT)

In this section, the extracted wavelet coefficient corresponding to the detected charge transient frequency will be transformed into the analytical signal using the Hilbert transformation (HT).

According to [31], The Hilbert transform $v(t)$ of a signal $u(t)$ can be expressed as shown in Eq. (7):

$$v(t) = (\pi t)^{-1*} u(t) \quad (7)$$

The significance of the Hilbert transform is that it is used to form so called “analytic signal” or “pre-envelope” from a real data sequence. The analytical signal $U(t)$ is a real signal $u(t)$ and its Hilbert Transform $v(t)$ defines a complex function as:

$$U(t) = u(t) - jv(t) \quad (8)$$

In this work, the analytic signal of extracted wavelet coefficient of voltage and current signal can be represented in Eq. (9) and (10) respectively as follows:

$$Z_V(t) = V_w(t) + j\tilde{V}_w(t) \quad (9)$$

$$Z_I(t) = I_w(t) + j\tilde{I}_w(t) \quad (10)$$

where, $V_w(t)$ and $I_w(t)$ are the extracted wavelet coefficient of voltage and current signal respectively, while $\tilde{V}_w(t)$ and $\tilde{I}_w(t)$ are their Hilbert transformation.

V. Fault Distance Algorithm

After the transformation of the extracted wavelet coefficient for voltage and current transients signal into analytic signal form, the fault distance can be estimated by first evaluating the inductance as follows:

$$L_f(t) = \frac{1}{2\pi f_c} \text{Im} \left[\frac{Z_V(t)}{Z_I(t)} \right] \quad (11)$$

where, $L_f(t)$ is instantaneous value of inductance, f_c is a measured charge transient current frequency, and $Z_V(t)$ and $Z_I(t)$ are the analytic signal of the extracted wavelet coefficient of voltage and current transient respectively. Then, the fault distance d_f , can be calculated by using Eq. (12) as follows [14]:

$$d_f = \frac{L_f}{\frac{1}{3}(L'_0 + L'_1 + L'_2)} \quad (12)$$

where, L'_0, L'_1, L'_2 are the inductances per unit length of the zero, positive and negative-sequence systems respectively. The final value of the fault distance was selected based on the smallest standard deviation of the mean value of the fault distance calculated in Eq. (12).

VI. Proposed Fault Location Scheme

A schematic description of the proposed fault location scheme is given in Fig. 2.

Mohd Rafi Adzman, David Topolánek, Matti Lehtonen, Petr Toman

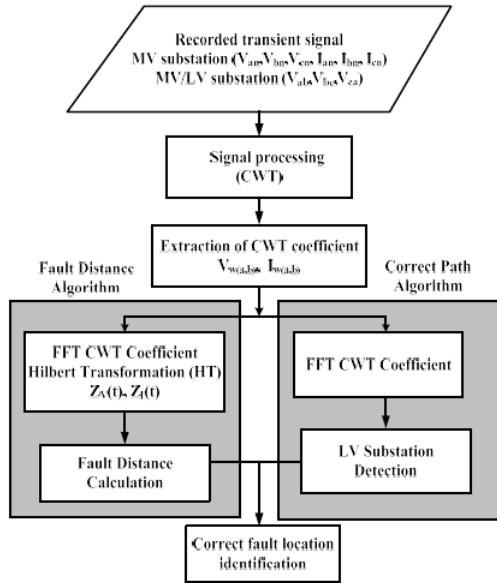


Fig. 2. Schematic diagram of fault location scheme

Assume that a single line to ground fault at one of the feeders has been detected. In MV substation, three phase voltage and current signals will be collected and sampled. While in LV substations, only three phase voltages are recorded.

VI.1. Signal Processing

The recorded three phase voltage and current signals are composed of charge, discharge and interline compensating transient components. In addition, there are always the fundamental frequency and some of its harmonic components [1].

In this paper, as we mentioned in section II, we only use charge component for fault location purposes. The reason is because, in most cases, the charge transient component has larger amplitude than other transient components. Thus, it is more suitable for identification.

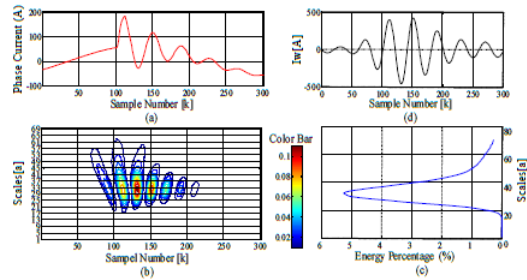
Signal processing is made using a CWT as described in section III.

Figs. 3 show an example of the output from pre-processing by CWT.

In Fig. 3(b) a high density of energy spectrum corresponding to the charge transient component can be seen clearly from the instant of fault occurrence.

In Fig. 3(c), we can recognize the peak amplitude of the energy percentage (%). In this paper, instead of using pseudo-frequency formula as in Eq. (4) to estimate the charge transient frequency of the extracted CWT coefficient, we use fast Fourier transform (FFT) function to analyze the frequency spectrum of the extracted CWT coefficient.

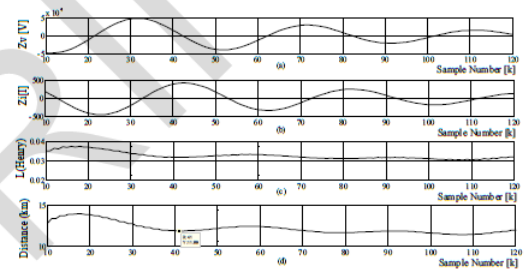
Then, from FFT spectrum, the frequency corresponding to the peak amplitude of the spectrum will be used in the fault distance calculation.



Figs. 3. Pre-processing process of transient signal. (a) phase current (b) CWT scalogram, (c) percentage of energy and (d) extracted CWT coefficient

VI.2. Fault Distance Algorithm

The extracted CWT coefficient of transient signals is prepared in the form of analytic signal as described in section IV (Figs. 4). The fault distance calculation and the selection of the final value of fault distance was explained in section V. Fig. 4(d) shows an example of fault distance variation.



Figs. 4. Instantaneous value of (a) wavelet coefficient of voltage, (b) wavelet coefficient of current, (c) fault inductance and (d) fault distance

VI.3. Correct Path Algorithm

In networks with several branches, indicating the correct fault path is a separate issue. In fault location algorithm it is a difficult task if only one measurement was used to identify a correct branch of a complex tree structure kind of network. In this paper we propose an algorithm that use the transient signal recorded from secondary side of LV substations as the basis of identifying and selecting a correct path to the fault position. The line to line fault voltage transient signal measured from the secondary side of LV substation transformer has been processed with CWT similarly as in section III. Then the peak amplitude of the FFT frequency spectrum of the extracted CWT coefficients was identified and recorded. Fig. 5, shows an example of FFT frequency spectrum of the extracted CWT coefficients. In the example, the fault was simulated at 12.53 km, 17.50 km and 22.80 km corresponding to fault numbers 8, 4 and 3 respectively.

Mohd Rafi Adzman, David Topolánek, Matti Lehtonen, Petr Toman

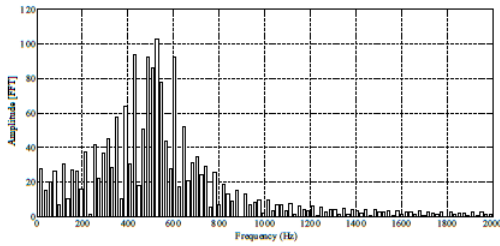


Fig. 5. FFT Frequency spectrum of CWT coefficients

The measuring point was located at node number 9 as shown in Fig. 6. The fault inception angle was 90 degrees and the simulation was tested with 3 different fault resistances between 0 to 50 ohms. Figs. 7, 8 and 9 show a bar chart of detected FFT peak amplitudes of the frequency from all LV substation.

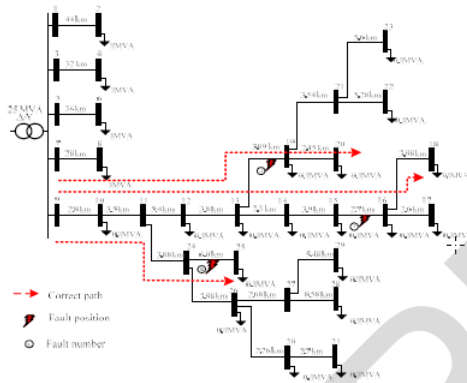


Fig. 6. Simulated example network

Based on the results in Fig. 7 it shows that the recorded FFT peak amplitude of extracted wavelet coefficient measured at LV substation located at substation S25 has the highest value compared to the others. In Figs. 8 and 9, the highest amplitude was located at substations S18 and S20 respectively. Based on the results, we can make assumption that the fault distance should be taken from the measured point at node number 9 towards substation S18, S20 and S25 as shown in Fig. 6. In this work, we found the similar pattern for other simulated faults. The overall simulation result is presented and discussed in section VIII.

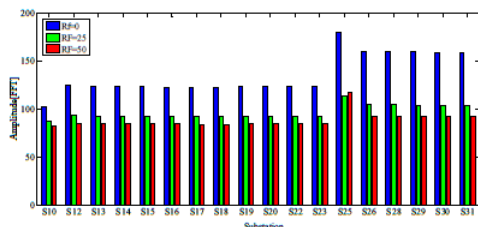


Fig. 7. Recorded FFT peak amplitudes of extracted wavelet coefficients by all LV substations for fault number 8 (12.53km)

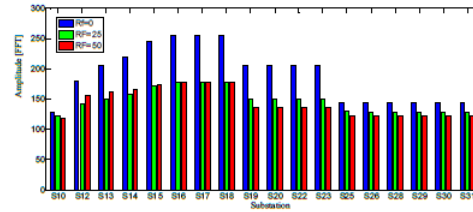


Fig. 8. Recorded FFT peak amplitudes of extracted wavelet coefficients by all LV substations for fault number 3 (22.8km)

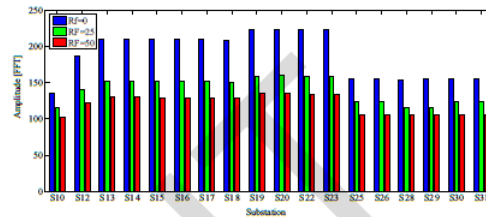


Fig. 9. Recorded FFT amplitudes of extracted wavelet coefficients by all LV substations for fault number 4 (17.5km)

VI.4. Correct Fault Location Identification

Finally, the fault location identification is a combination of both algorithms described in sections VI.2 and VI.3.

VII. Fault Location Test Network

In this paper, the recorded signal was establish both using computer simulations and also by experiments in an actual distribution network. Extensive computer simulations were carried out using a common simulation tool known as “Alternative Transient Program” (ATP/EMTP) [27].

VII.1. Simulated Network

A 20kV, 227.6 km overhead lines distribution network was modelled using the line Constants ATP/EMTP program taking into account the real geometrical and electrical values [27]. The configuration of the feeders and the ATPDraw circuit are given in Figs. 1A and 2A in Appendix. The overhead lines were energized by AC sinusoidal waveform via 110/20 kV, delta/star unearthen neutral transformer. An earth fault was simulated at 11 difference places as indicated in Fig. 10. Each of the simulated earth faults were performed for fault resistances of 0 ohm, 25 ohms and 50 ohms. For each case the inception angle was varied from 22.5 degree to 90 degree. The sampling frequency was 20 kHz.

VII.2. Real Network

The main purpose of conducting the experiment in actual distribution network is to evaluate the algorithm with real recorded data.

Mohd Rafi Adzman, David Topolánek, Matti Lehtonen, Petr Toman

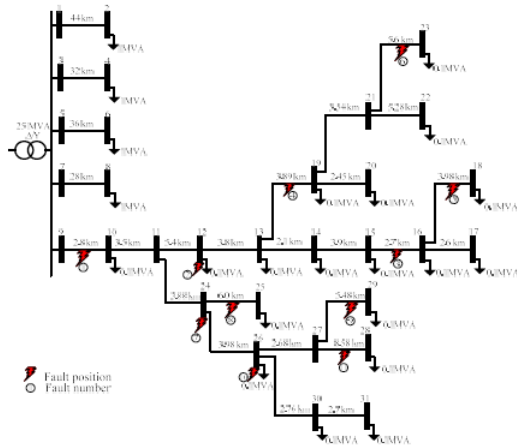
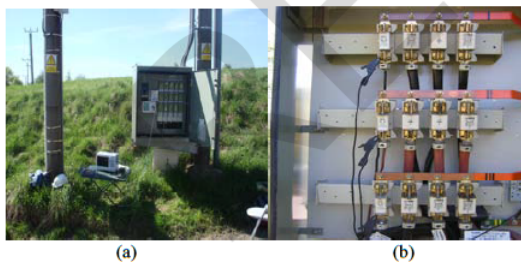


Fig. 10. Isolated neutral 31-node distribution network

The experiment was conducted at compensated neutral distribution network. Initially, there were about 29 units of LV distribution transformers scattered along the faulty feeder. However only 4 of them were selected in the experiment. The network consisted a mix of underground cables and overhead lines.

The average line parameters are as follows: positive sequence inductance is 1.1459 mH per km and zero sequence inductance 4.551 mH per km. We assumed the negative sequence parameters equal to the positive ones. During the experiment, the digital recorder units were installed in four selected 22/0.4 kV LV distribution transformers and 110/22 kV MV substation as shown in Figure 12. The recorder sampling rate at LV substation “Domanin”, “Olesna”, “Nove Mesto” and “Pohledec” were 50 kHz, 20 kHz, 50 kHz and 28 kHz respectively. For the purpose of normalization in calculation, all the recorded data were resampled to 32 kHz.



Figs. 11. Photo one of the low voltage (LV) switch-board and the digital oscilloscope used during the field test. (b) Connection of measuring probe at the back of LV distribution panel

In order to verify the algorithm used in this paper, an earth fault was simulated about 13.90 km from measuring point located at MV substation as shown in Fig. 12. Three of the LV distribution substations were located in front of the fault location. While the fourth LV distribution substation is located approximately 3 km behind the fault.

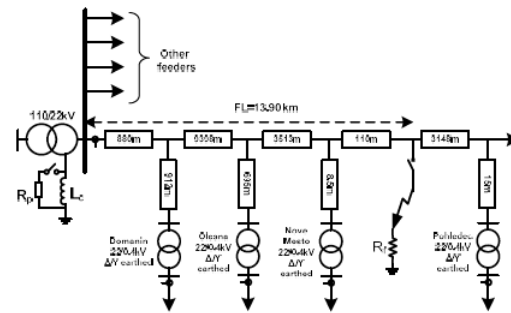


Fig. 12. Schematic diagram of real distribution network

During the experiment a basic metallic earth fault was conducted by means that affected phase was directly connected to the grounding system of the substation.

The experiment was also performed for the three basic levels of compensation of the distribution system.

The levels of compensation were full compensation state, undercompensation by about 15% and overcompensation by about 15%. The parameters and the states of individual experiments conducted are given in Table I.

TABLE I
DESCRIPTION OF THE ACTUAL FAULT EXPERIMENT

Experiment Number	Type of Earth Fault	State of Compensation	I_L (A)	I_C (A)
1	Metallic	Ideal	267	267
2	Metallic	Ideal	267	267
3	Metallic	Ideal	267	267
4	Metallic	Undercompensated	220	267
5	Metallic	Overcompensated	305	267

*Note: I_L = current at Peterson coil, I_C =capacitive current of the network

VIII. Performance of the Proposed Fault Location Scheme

The performance of the scheme was tested to check whether it is suitable for accurate fault distance calculation and correct path determination.

VIII.1. Result of Simulated Network

The results with a simulated network are shown in Tables II, III and IV. The mean absolute error (MAE) is calculated as follows:

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |FA_i - FC_i| \quad (13)$$

where FA is the actual fault location and FC is calculated fault distance in the simulation and the field test. In overall, the results show the effectiveness of the proposed fault location scheme. The MAE for overall simulation test is 1.17 km.

Mohd Rafi Adzman, David Topolánek, Matti Lehtonen, Petr Toman

TABLE II
TEST RESULT OF SINGLE LINE TO GROUND FAULT FOR 90 DEGREE INCEPTION ANGLE

Test Number (distance)	Test Section/ Node	Candidates	Substation Detected			Fault location Error (km)			MAE (km)
			Rf0	Rf25	Rf50	Rf0	Rf25	Rf50	
1 (1.40km)	N9-N10	N9-N10√	S23	S23	S23	-0.07	-0.43	-1.75	0.75
2 (11.7km)	N12	N11-N13√ N24-N25 N24-N26	S20	S20	S20	0.53	0.52	-0.02	0.36
3 (22.8km)	N15-N16	N15-N16√ N19-N21	S18	S18	S18	-0.07	-0.38	-1.44	0.63
4 (17.5km)	N13-N19	N13-N14 N13-N19√ N27-N28 N27-N29 N30-N31	S20	S20	S20	0.58	-1.46	-0.84	0.96
5 (26.19km)	N16-N18	N16-N17 N16-N18√ N21-N23 N21-N22	S18	S18	S18	-2.09	-3.09	-5.11	3.43
6 (25.83km)	N21-N23	N21-N22 N21-N23√ N16-N17 N16-N18	S23	S23	S23	-0.87	-1.24	-1.64	1.25
7 (10.18km)	N24	N11-N12 N11-N25√ N11-N26√	S29	S25	S29	0.75	0.05	0.91	0.57
8 (12.53km)	N24-N25	N12-N13 N24-N25√ N24-N26	S25	S25	S25	0.64	0.58	0.25	0.49
9 (19.72km)	N27-N29	N14-N15 N19-N20 N19-N21 N27-N28 N27-N29√	S29	S29	S29	-0.60	-1.44	-2.16	1.40
10 (14.16km)	N26	N12-N13 N24-N27√ N24-N30 N24-N25	S28	S28	S28	0.52	0.37	-0.78	0.52
11 (21.72km)	N27-N28	N27-N28√ N27-N29 N16-N17 N16-N18 N19-N21	S28	S28	S28	0.34	0.18	-3.11	1.21
All simulation tests									1.05

*Note: Symbol (√) in the table indicate the correct section

From the simulation results, the correct path algorithm managed to identify the correct LV substation to be used as a guidance of calculating the fault distance from the measuring point towards the fault position.

Based on the test results another conclusion that we can make is that if the fault distance shows a large error in its calculation, the correct path algorithm can still give us a good guess about the fault position. However, this assumption cannot be true for all fault positions. For instance, in Table II, the fault is located 1.4 km from measuring point and the LV substation detected is at substation S23.

However, the nearest LV substation to the fault point is substation S10. The assumption can be used only if the fault happens exactly at the section which located at the end of the feeder branches such as the faults 3, 5, 6, 8, 9 and 11. In Tables II, III and IV, the fault location error is increasing when the fault located far from the measuring point and the fault inception angle is small.

Also the fault location error is higher when the fault located far from the measuring point and has a high fault resistance. From our observation, when the magnitude of the fault resistance is increased the transient signals become more damped and the fault location is more difficult. According to [30] a critical fault resistance, at which the circuit is overdamped, is in overhead line networks typically between 50 to 200 ohms. In the analysis of the inception angle influences, the results show that the accuracy is slightly affected by fault inception angle. This means that the lesser fault inception angle will contribute to the reduction of the transient magnitude which results in a much crucial problem with fault resistances.

VIII.2. Result of Recorded Real Signal

Table V shows the results of the proposed scheme tested on the real recorded data.

Mohd Rafi Adzman, David Topolánek, Matti Lehtonen, Petr Toman

TABLE III
TEST RESULT OF SINGLE LINE TO GROUND FAULT FOR 45 DEGREE INCEPTION ANGLE

Test Number	Test Section/ Node	Candidates	Substation Detected			Fault Location Error (km)			MAE (km)
			Rf0	Rf25	Rf50	Rf0	Rf25	Rf50	
1 (1.40km)	N9-N10	N9-N10✓	S23	S23	S23	0.15	-1.27	-2.06	1.16
2 (11.7km)	N12	N11-N13✓ N24-N25 N24-N26	S15	S15	S14	0.55	0.83	-0.23	0.54
3 (22.8km)	N15-N16	N15-N16✓ N19-N21	S18	S18	S18	0.52	-0.08	-0.42	0.34
4 (17.5km)	N13-N19	N13-N14 N13-N19✓ N27-N28 N27-N29 N30-N31	S20	S20	S20	-0.07	0.74	0.46	0.42
5 (26.19km)	N16-N18	N16-N17 N16-N18✓ N21-N23 N21-N22	S18	S18	S18	-2.00	-2.26	-6.52	3.59
6 (25.83km)	N21-N23	N21-N22 N21-N23✓ N16-N17 N16-N18	S23	S23	S23	-1.38	-1.90	0.03	1.10
7 (10.18km)	N24	N11-N12 N11-N25 N11-N26✓	S31	S31	S31	0.96	0.45	-0.16	0.52
8 (12.53km)	N24-N25	N12-N13 N24-N25✓ N24-N26	S25	S25	S25	0.68	0.92	0.11	0.57
9 (19.72km)	N27-N29	N14-N15 N19-N20 N19-N21 N27-N28 N27-N29✓	S29	S29	S29	-0.67	-0.94	-3.84	1.82
10 (14.16km)	N26	N12-N13 N24-N27✓ N24-N30 N24-N25	S29	S29	S29	-0.84	0.68	-2.32	1.28
11 (21.72km)	N27-N28	N27-N28✓ N27-N29 N16-N17 N16-N18 N19-N21	S28	S28	S28	-0.19	-0.14	-2.44	0.92
All simulation tests									1.12

*Note: Symbol (✓) in the table indicate the correct section

-:-

In overall, the MAE for fault distance test is 0.65 km. In Table V, the results show that by using the proposed algorithm we managed to identify the correct LV substation to be used as indicator for selecting a correct path towards the fault position. Based on the results, the detected LV substation is located in front of the fault position. The distance between the detected LV substation and the fault location is about 118.5 meters, which is very close. The results from test number 1 to test number 4 show that substation “Pohledec” record the second highest peak amplitude. The substation is located 3.148 km behind the fault position. The first and second highest peak amplitude of the LV substations gives us indication that the fault is located in the section between these two substations.

IX. Conclusion

In this paper a new fault location scheme for an earth fault in unearthed and compensated neutral networks

using recorded transient signals from MV and LV substations was presented. The feasibility of the scheme was verified using the data from simulations and field experiments with the fault resistance setting up to 50 ohms. The MAE calculated from the test result was 1.17 km and 0.65 km for simulations and experiments respectively.

Based on the results the main limitation in using the transient signals is damping which mostly depends on fault resistance. With overdamped signals there is no possibility to measure or indicate the transient wave. Sampling the transient signal with higher sampling rate gives better identification of the signal in the time domain.

This means the higher sampling frequency the more reliable the fault location.

There is a great possibility of using transient signal recorded from secondary side of the LV substation for the purpose of fault location and especially detecting the faulty line section between the secondary substations.

Mohd Rafi Adzman, David Topolánek, Matti Lehtonen, Petr Toman

TABLE IV
TEST RESULT OF SINGLE LINE TO GROUND FAULT FOR 22.5 DEGREE INCEPTION ANGLE

Test Number	Test Section/ Node	Candidates	Substation Detected			Fault Location Error (km)			MAE (km)
			Rf0	Rf25	Rf50	Rf0	Rf25	Rf50	
1 (1.40km)	N9-N10	N9-N10✓	S23	S23	S23	0.17	-0.97	-3.07	1.40
2 (11.7km)	N12	N11-N13✓ N24-N25 N24-N26	S15	S15	S12	0.62	0.22	0.24	0.36
3 (22.8km)	N15-N16	N15-N16✓ N19-N21	S18	S18	S18	-0.79	0.41	-1.95	1.05
4 (17.5km)	N13-N19	N13-N14 N13-N19✓ N27-N28 N27-N29 N30-N31	S23	S23	S23	-0.12	0.06	1.35	0.51
5 (26.19km)	N16-N18	N16-N17 N16-N18✓ N21-N23 N21-N22	S18	S18	S18	1.05	-2.53	-6.46	3.35
6 (25.83km)	N21-N23	N21-N22 N21-N23✓ N16-N17 N16-N18	S23	S23	S23	-1.13	-1.49	-2.78	1.80
7 (10.18km)	N24	N11-N12 N11-N25✓ N11-N26	S25	S25	S25	-0.10	-0.28	-0.21	0.20
8 (12.53km)	N24-N25	N12-N13 N24-N25✓ N24-N26	S25	S25	S25	0.74	0.06	-4.03	1.61
9 (19.72km)	N27-N29	N14-N15 N19-N20 N19-N21 N27-N28 N27-N29✓	S29	S29	S29	-0.77	-0.82	-3.23	1.61
10 (14.16km)	N26	N12-N13 N24-N27✓ N24-N30 N24-N25	S29	S29	S29	-0.50	-1.11	-2.06	1.22
11 (21.72km)	N27-N28	N27-N28✓ N27-N29 N16-N17 N16-N18 N19-N21	S28	S28	S28	-0.19	-2.36	-2.55	1.70
All simulation tests									1.35

*Note: Symbol (✓) in the table indicate the correct section

TABLE V
TEST RESULT OF SINGLE LINE TO GROUND FAULT FOR RECORDED SIGNAL

Test Number	1	2	3	4	5	MAE (km)
State of compensation	ideal ($I_L=267$ A)	ideal ($I_L=267$ A)	ideal ($I_L=267$ A)	under compensated ($I_L=220$ A)	Over compensated ($I_L=305$ A)	
Fault Location (km)	14.01	14.15	14.44	15.60	14.52	
Error (km)	-0.14	-0.25	-0.54	-1.70	-0.62	0.65
Secondary Substation	Amp. [FFT]	Amp. [FFT]	Amp. [FFT]	Amp. [FFT]	Amp. [FFT]	
Pohledec	1150.04	1187.78	1134.60	1106.20	1070.23	
Nove Mesto	1163.74	1195.16	1135.30	1111.40	1067.95	
Olesna	1038.60	1007.38	939.44	908.58	895.97	
Domanin	693.82	631.67	458.22	455.28	479.76	
Detected Substation	Nove Mesto	Nove Mesto	Nove Mesto	Nove Mesto	Pohledec	

Mohd Rafi Adzman, David Topolánek, Matti Lehtonen, Petr Toman

Appendix

The overhead line was represented using JMarti model where their tower configuration dimension are shown in Figure 1A.

Figure 2A, illustrates the considered ATPDraw circuit of 31-node distribution network as shown in Fig. 10. The circuit have 5 feeders.

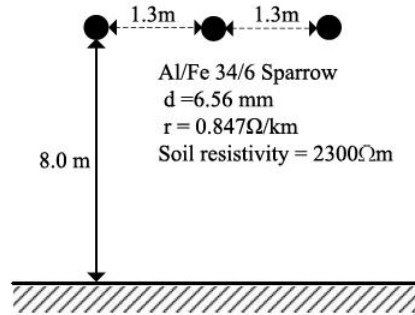


Fig. 1A. The overhead line configuration

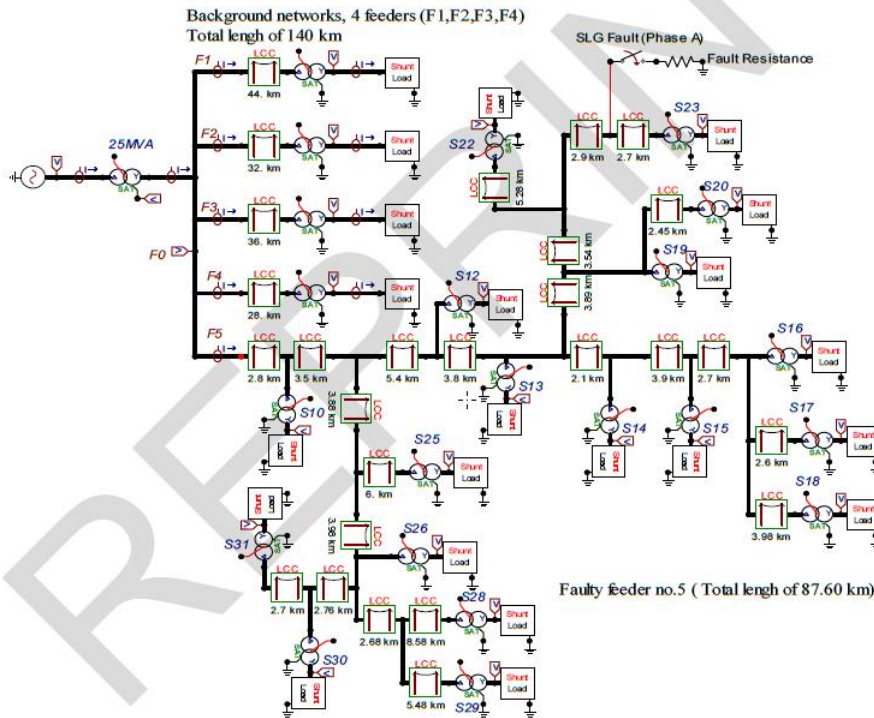


Fig. 2A. The ATPDraw circuit

Acknowledgements

The first author gratefully acknowledges the scholarship given by the Universiti Malaysia Perlis (UniMAP) and the Government of Malaysia, for the PhD work in this area. The second author gratefully acknowledges financial support under project No. CZ.1.07/2.3.00/30.0005 funded by European Regional Development Fund.

References

- [1] Lehtonen, Matti., *Transient analysis for ground fault distance estimation in electrical distribution networks*, Ph.D. dissertation, Technical Research Centre of Finland, VTT Publications 115, Espoo 1992
- [2] Hamminen, S., Lehtonen, M., Antila, E., A method for detection and location of high resistance earth faults, *Proceedings on International Conference on Energy Management and Power Delivery, 1998, vol.2, 3-5 Mar 1998, pp.495*
- [3] G.Eberl, P.Schegner, Earth fault location based on short time low

- ohmic neutral earthing in cable medium voltage networks of the Drewag – Stadtwerke Dresden GMBH, *Proceeding on Seminar on Methods and Techniques for Earth Fault Detection, Indication and Location*, Aalto University, Espoo Finland, 15th February 2011.
- [4] T. Welfonder, V. Leitloff, R. Feuillet, S. Vitet, Locations strategies and evaluation of detection algorithms for earth faults in compensated MV distribution systems, *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 15, no. 4, Oct. 2000, pp. 1121-1128.
- [5] Toman, P., Orsagova, J., Topolánek, D., Location of the Earth Faults in MV Compensated Networks, *Proceeding of IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection, 2008. DPSP 2008.*, 17-20 March 2008, pp.327-331
- [6] Nikander, A., Jarventausta, P., Methods for earth fault identification and distance estimation in a compensated medium voltage distribution network *Proceedings of International Conference on Energy Management and Power Delivery (EMPD '98)*, vol.2, 3-5 Mar 1998, pp.595
- [7] Vahamäki, Olavi, Seppo, Sauna-aho., Seppo, Hanninen., Lehtonen, M., A new technique for short circuit fault location in distribution networks, *Proceeding of 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIGRE 2005*, 6-9 June 2005, pp.1-5
- [8] A. Girgis, C. Fallon and D. Lubkeman., A Fault Location Technique for Rural Distribution Feeders, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 29, no. 6, 1993, pp.1170-1175
- [9] R. Aggarwal, Y. Aslan and A. Johns, New Concept in Fault Location for Overhead Distribution Systems Using Superimposed Components, *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, vol. 144, no. 3, 1997, pp.309-316
- [10] Lehtonen, M., Pettissalo, Seppo., Etula, J.-H., Calculational fault location for electrical distribution networks, *Proceeding of Third International Conference on Power System Monitoring and Control*, 26-28 Jun 1991, pp.38-43
- [11] Imriš, P., Lehtonen, M., Transient based ground fault location using wavelets, *The 4th IASTED International Conference on power and energy systems, Rhodes, Greece, June 28-30 2004*, pp. 507-511
- [12] A. Borghetti, M. Bosetti, M. Di Silvestro, C. A. Nucci, and M. Paolone, Continuous-wavelet transform for fault location in distribution power networks: Definition of mother wavelets inferred from fault originated transients, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, May 2008, pp. 380-388.
- [13] F. H. Magnago, A. Abur, A new fault location technique for radial distribution systems based on high frequency signals, *Proceeding in IEEE Power Eng. Soc. Summer Meeting*, vol. 1, Jul. 18-22, 1999, pp. 426-431
- [14] Hänninen, Seppo, *Single phase earth faults in high impedance grounded networks. Characteristic, indication and location*, Ph.D. dissertation, Technical Research Centre Finland. VTT Publication 453, Espoo 2001
- [15] Adzman, M.R., Lehtonen, M., A method for ground fault distance computation in unearthed medium voltage distribution network, (2012) *International Review on Modelling and Simulations (IREMOS)*, 5 (4), pp. 1765-1772.
- [16] Borghetti, A., Bosetti, M., Nucci, C.A., Paolone, M., Abur, A., Integrated Use of Time-Frequency Wavelet Decompositions for Fault Location in Distribution Networks: Theory and Experimental Validation, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.25, no.4, Oct. 2010, pp.3139-3146.
- [17] El-hami, M., Lai, L. L., Daruvala, D. J., Johns, A.T., A new travelling-wave based scheme for fault detection on overhead power distribution feeders, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.7, no.4, Oct 1992, pp.1825-1833
- [18] Hizman, H., Crossley, P.A., Gale, P.F., Bryson, G., Fault section identification and location on a distribution feeder using travelling waves, *Proceeding of IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol.3, 25-25, July 2002, pp.1107-1112
- [19] Pourahmadi-Nakhli, M., Safavi, A.A., Path Characteristic Frequency-Based Fault Locating in Radial Distribution Systems Using Wavelets and Neural Networks, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.26, no.2, April 2011, pp.772-781,
- [20] Navaneethan, S., Soraghan, J. J., Siew, W.H., McPherson, F., Gale, P. F., Automatic fault location for underground low voltage distribution networks, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.16, no.2, Apr 2001, pp.346-351
- [21] Gale, P.F., Cable-fault location by impulse-current method, *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, vol.122, no.4, April 1975, pp.403-408,
- [22] Dan, A., Raisz, D., Single Phase to Earth Fault Location and Harmonic Compensation in Network with Resonant Grounded Neutral, *Proceeding on Seminar on Methods and Techniques for Earth Fault Detection, Indication and Location*, Aalto University, Espoo Finland, 15th February 2011.
- [23] Y. Hsu, F. Lu, Y. Chien, P. Liu, J. Lin, H. Yu and R. Kuo, An Expert System for Locating Distribution Systems Faults", *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 6, no. 1, 1991, pp.366-371
- [24] Eberl, G., Hanninen, S., Lehtonen, M., Schegner, P., Comparison of artificial neural networks and conventional algorithms in ground fault distance computation, *Proceeding of IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2000.*, vol.3,23-27 Jan 2000, pp.1991-1996
- [25] Moshtagh, J., Aggarwal, R.K., A New Approach to Ungrounded Fault Location in a Three-Phase Underground Distribution System using Combined Neural Networks & Wavelet Analysis, *Proceeding of CCECE '06. Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 2006.*, May 2006, pp.376-381,
- [26] P. Jarventausta, P. Verho and J. Partanen Using Fuzzy Sets to Model the Uncertainty in the Fault Location Process of Distribution Networks, *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 9, no. 2, 1994, pp.954-960
- [27] ATPDRAW version 3, User Manual, TR A4389, EFI, Norway, 1996
- [28] Wavelet Toolbox, MATLAB version 7.6.0.324 (R2008a) Natick, Massachusetts: The MathWorks Inc., 2008.
- [29] Lehtonen, M. Method for distance estimation of single-phase-to-ground faults in electrical distribution networks with an isolated or compensated neutral, *European Transactions on Electrical Power*, Vol. 5, May-June 1995, pp. 193-198
- [30] M. Lehtonen, T. Hakola, *Neutral Earthing and Power System Protection. Earthing Solutions and Protective Relaying in Medium Voltage Distribution Networks* (ABB Transmit Oy, Vaasa, Finland, 1996)
- [31] Bracewell, R. M., *The Fourier Transform and Its Applications* (Mac Graw-Hill, New York, 1965)

Authors' information

¹Aalto University, School of Science and Technology, Department of Electrical Engineering. PO Box 13000, FI-00076 Aalto, Finland.
Tel.: +358 9 470 25412, +358 45 355 4941
Fax: + 358 9 470 2991
E-mail: mohdrafi.adzman@aalto.fi

School of Electrical System Engineering, Universiti Malaysia Perlis (UniMAP), Malaysia.
E-mail: mohdrafi@unimap.edu.my

²Brno University of Technology, Faculty of Electrical Engineering and Communication, Department of Electrical Power Engineering, Technická 3082/12, CZ- 61600 Brno, Czech Republic.
Tel.: +420 541 146 235, Fax: +420 541 146 210
E-mail: topolane@feec.vutbr.cz

³Aalto University, School of Science and Technology, Department of Electrical Engineering. PO Box 13000, FI-00076 Aalto, Finland.
Tel.: +358 40 581 5726, + 358 50 4114 579
Fax: + 358 9 470 2991
E-mail: matti.lehtonen@aalto.fi

⁴Brno University of Technology, Faculty of Electrical Engineering and Communication, Department of Electrical Power Engineering, Technická 3082/12, CZ- 61600 Brno, Czech Republic.
Tel.: + 420 541 14 62 00, Fax: + 420 541 14 62 10
E-mail: toman@feec.vutbr.cz

Mohd Rafi Adzman, David Topolánek, Matti Lehtonen, Petr Toman



Mohd Rafi Adzman was born in Selangor, Malaysia, in 1976. He received the BEng (Hons) degree from MARA University of Technology (UiTM) Shah Alam, Malaysia in 2001, and Master's degree in Electrical Engineering from Aalto University (formerly known as Helsinki University of Technology), Finland in 2006. In 2001, he was a project engineer with Foxboro Malaysia. Then, he joined Power Cable Malaysia as electronic engineer until 2003. He has been with University Malaysia Perlis (UniMAP) since 2006 as a lecturer. He is currently pursuing his Ph.D. degree in Aalto University. His areas of interest include earth fault problem, distribution automation, preventive maintenance and power quality.



David Topolánek was born in Pířerov, Czech Republic, in 1982. He graduated his Master's degree in Electrical Power Engineering in 2007 from Brno University of Technology. His Ph.D. obtained in December 2011 from Brno University of Technology, Faculty of Electrical Engineering and Communication, Department of Electrical Power Engineering. He has been with Brno University of Technology, Brno, Czech Republic since 2007. His current position is assistant professor on Department of Electrical Power Engineering. His field of interest covers the ground fault localization, operation of distribution systems and protection. He specializes in modeling and simulating of the elements of the power system.



Matti Lehtonen was born in Finland in 1959. He has been with VTT Energy Espoo Finland since 1987 and 1999 with Helsinki University of Technology, where he is a Professor of IT applications in power systems. He received his Master's and Licentiate degrees in Electrical Engineering, both from Helsinki University of Technology, in 1984 and 1989 respectively, and Doctor of Technology degree from Tampere University of Technology in 1992. The main activities of Prof. Lehtonen include earth fault problems, harmonic related issues and applications of information technology in distribution automation and distribution energy management.



Petr Toman (M'2004) was born in 1975. He graduated in Electrical Power engineering in 1998 from Brno University of Technology. His Ph.D. he obtained in June 2002 and the second doctorate (Assoc. Prof.) in September 2005. He has been with Brno University of Technology, Brno, Czech Republic since 2001. His current position is head of Department of Electrical Power Engineering. His field of interest covers the problems of power system control and electric protective devices. He specializes in modeling and simulating of the elements of the power system. Assoc. Prof. Dr. Petr Toman has been member IEEE Power engineering Society since 2004, member CIGRE and CIRED since 2005 and member IET since 2006

Příloha 2 Vybrané publikace - Oblast 2

Publikace P2.A

TOPOLÁNEK, D.; ORSÁGOVÁ, J.; TOMAN, P.; DVOŘÁK, J. The Method of the Additional Earthing of the Affected Phase During an Earth Fault and Its Influence on MV Network Safety. In *Proceedings of the IEEE PES Trondheim PowerTech 2011*. 345 E 47TH ST, NEW YORK, NY 10017 USA: IEEE PES, 2011. s. 1-8. ISBN: 978-82-519-2808- 3.

The Method of the Additional Earthing of the Affected Phase During an Earth Fault and Its Influence on MV Network Safety

David Topolánek, Jaroslava Orságová, Jaromír Dvořák, Petr Toman, *Member, IEEE*

Abstract—The paper deals with the description and analysis of the method of the additional earthing of the affected phase used for the elimination of the fault current during an earth fault in a compensated network. The efficiency of this method is strongly influenced by the fault location and resistance and, in some cases, its application can lead to deteriorating the situation at the point of the fault and thus to increasing the risk of dangerous touch voltage. The paper analyses the results of the simulations of selected fault cases where the negative influence of the additional earthing of the affected phase on the fault current magnitude (and therefore on the occurrence of the dangerous touch voltage at the point of the fault and in the neighboring LV network) can be expected. All the theoretical conclusions and assumptions were consequently verified by experiments in a real distribution network. Their results were then used in the final part as a basis for proposing the measures to apply the method in MV distribution networks.

Index Terms — Power distribution, Ground fault, Faulted phase earthing, Power system simulations, PSCAD, Electrical safety

I. INTRODUCTION

Dealing with an earth fault in a compensated network by means of the additional earthing of the affected phase in a 22 kV substation has become one of the frequently used means to increase the safety of such networks. Creating a conductive path for the residual current of the earth fault directly to the earthing system of a 110/22 kV substation leads to decreasing the value of the fault current at the point of the earth fault and therefore to minimizing the risks related to dangerous contact voltage for most of those faults in MV networks. The detailed description of the method of the additional earthing of the affected phase (also known as shunting) can be found in [1] and [2]. There is no doubt that the method yields positive results in case of resistive earth faults that represent a vast majority of all earth faults in MV distribution networks. The additional earthing of the affected phase leads in this case to the redistribution of the fault current to two parallel paths where the resistance of the artificially created conductive path in the MV substation is always much

smaller than the resistance of the fault. On the contrary, a fault that could be described as a metallic earth fault leads to increasing the fault current at the point of the earth fault (see [3], [4]) and thus to increasing the touch and step voltages at the point of the fault. Nevertheless, practical experience shows that the number of points in a MV network where a metallic earth fault can appear is rather limited and that the negative influence of the additional earthing of the affected phase on the situation at the point of the fault is quite rare.

It can be concluded from the technical conditions of the operation of a MV distribution network that the only points where a metallic earth fault or an earth fault of a very low resistance can really occur are those disposing of good earthing, such as MV switching substations (as described in [3]). It can also occur in an MV/LV distribution transforming substation if there is a sparkover directly to the conductive parts of the substation connected to the earthing system. This is where a real risk of increasing the fault current and therefore the touch and step voltages on the transformer station earthing due to the additional earthing of the affected phase can appear. If the earthing is common with the LV network, the dangerous touch voltage appears on its neutral conductor as well.

To evaluate the above-mentioned risk, a detailed analysis of the situation in an MV/LV distribution transforming substation during the earth fault was performed. It was based on the fault simulations using the mathematical model of the network in PSCAD software. The simulation results were then verified by experiments in selected parts of a real network operated by the E.ON Distribuce Company. The paper thus presents a complete picture of the problems of additional earthing, including conclusions that can be applied to increasing the reliability and safety of distribution network operation

II. THEORY AND SIMULATIONS

Fig. 1 and Fig. 5 show the negative influence of the additional earthing of the affected phase on the value of the current flowing through the point of the fault in a simplified network. It is a compensated 22 kV network supplying two distribution transformers of real loads $P_{\max 1}$ a $P_{\max 2}$ from a 110/22 kV transformer. The earth fault is caused by the connection between the affected phase and the conductive parts of the distribution transforming substation connected to the earthing system of the transforming station and the

This paper contains the results of research works funded from project No. 2A-2TP1/051 of the state budget of Ministry of Industry and Trade of the Czech Republic. The research was performed in Center for Research and Utilization of Renewable Energy Sources. Authors gratefully acknowledge financial support from European Regional Development Fund under project No. CZ.1.05/2.1.00/01.0014.

earthing of the neutral conductor of the LV network. During the earth fault, the affected phase is in addition earthed in the 22 kV substation through resistance R_{SH} . To simplify the diagram, the lines are represented only by their resistances, which – taking into account the nature of the fault – does not influence the described principle.

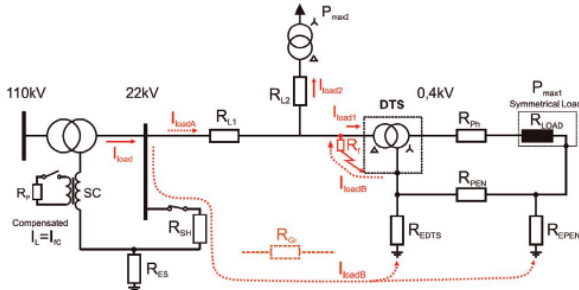


Fig. 1. Network diagram showing the negative influence of the additional earthing of the affected phase caused by redistribution of load current

The additional earthing of the affected phase results in most cases (resistive earth faults) in “transferring” the fault current from the point of the fault to the substation where the additional earthing is established. However, this does not apply to the situation where the impedance of the fault loop is comparable to the impedance of the impedance of the affected line up to the point of the fault. In such case (Fig. 1), the total load current I_{load} is divided into two load currents I_{loadA} and I_{loadB} in a ratio corresponding to the ratio of the impedances of the fault loop and the line (1). Current I_{loadA} flows to the load through the affected phase, while current I_{loadB} supplies the load through shunting resistance R_{SH} , resistance of the 110/22 kV transformer station earthing R_{ES} , earth resistance R_{Gr} and the fault loop with a resistance of $R_{f,loop}$. The resistance $R_{f,loop}$ is composed of the fault resistance R_f as well as the total impedance of the LV network represented by earthing resistances R_{EDTS} a R_{EPEN} , transformer winding resistance R_{TR} , phase conductor resistance R_{ph} , neutral conductor resistance R_{PEN} , load resistance R_{LOAD} , as Fig. 2 shows.

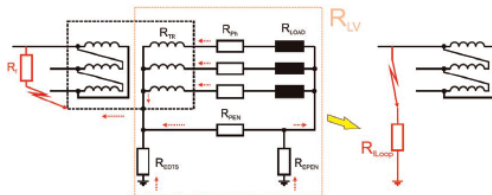


Fig. 2. Expression of the fault loop resistance and fault current path through the LV network.

The value of fault current I_f is thus principally influenced by the total fault impedance $R_{f,loop}$ (impedance between the affected phase and earth) and by the load of the closest distribution stations I_{load} . It can be calculated as follows:

$$I_f = I_{loadB} = I_{load} \cdot \frac{R_{L1}}{R_{SH} + R_{ES} + R_{Gr} + R_{f,loop} + R_{L1}} \quad (1)$$

The results of the simulations performed in PSCAD

software prove this clearly. The curves of the following currents are shown in Fig. 3: current flowing through the point of the fault I_f (red), and through the point of shunting I_{SH} (green), load in the affected phase I_{loadA} (blue) during the earth fault before and after the additional earthing of the affected phase through shunting resistance $R_{SH} = 10 \Omega$. The redistribution of current I_{load} is indicated by the dashed violet curve representing the sum of currents $I_{SH} + I_{loadA}$. The situation before the additional earthing corresponds to $I_{SH} = 0$, therefore $I_{load} = I_{loadA}$. At time $t = 2$ s after the additional earthing, the sum $I_{SH} + I_{loadA}$ represents the original load current $I_{load} = I_{loadA} + I_{loadB}$ (see Fig. 1). The negative influence of the additional earthing, through which a part of the load flows, results in increasing fault current I_f .

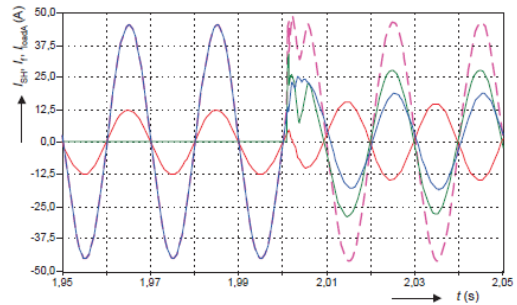


Fig. 3. Results of the simulations in PSCAD – shunting resistance $R_{SH} = 10 \Omega$

It can be assumed that increasing the shunting resistance will be able to limit this negative influence of load. It is clear from Fig. 4 (in comparison with the results in Fig. 3) that the current flowing through the point of the earth fault decreases with increasing shunting resistance R_{SH} from 10Ω to 50Ω . Also, the simulation results show that increasing the shunting resistance leads to a phase shift between the fault and shunting currents.

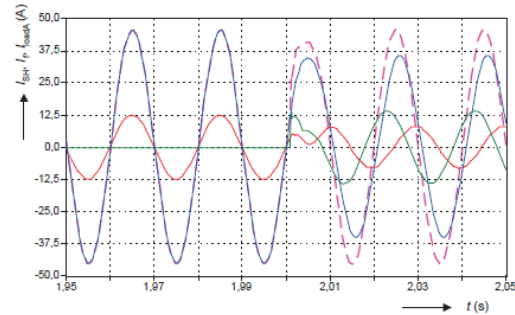


Fig. 4. Results of the simulations in PSCAD – shunting resistance $R_{SH} = 50 \Omega$

The explication of this phenomenon lies in the redistribution of the residual earth current I_{TR} , total network capacitive current I_{FC} and compensating current I_L between the point of the earth fault and the point of the additional earthing, as Fig. 5 shows.

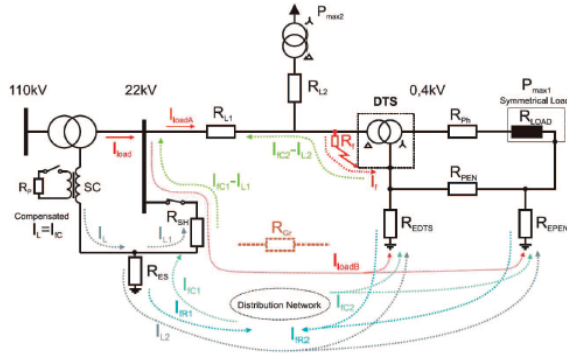


Fig. 5. Network diagram showing the negative influence of the additional earthing of the affected phase (I_L – compensating current, I_{RC} – network capacitive current, I_{RR} – residual earth current)

In the first case (Fig. 3), the low resistance of the additional earthing ($R_{SH} = 10 \Omega$) led to the “transfer” of a big part of the fault current to that point, which means that there are not any capacitive and inductive currents flowing through the point of the fault or the point of the additional earthing. There are only the residual current and part of the load current there, both active. In the second case (Fig. 4), increasing the shunting resistance (50 Ω) leads to the redistribution of the residual earth current to $I_{RR} = I_{RR1} + I_{RR2}$ where

$$I_{RR2} = I_{RR} \cdot \frac{R_{ES} + R_{SH}}{R_{ES} + R_{SH} + R_{fl,loop} + R_{L1}} \quad (2)$$

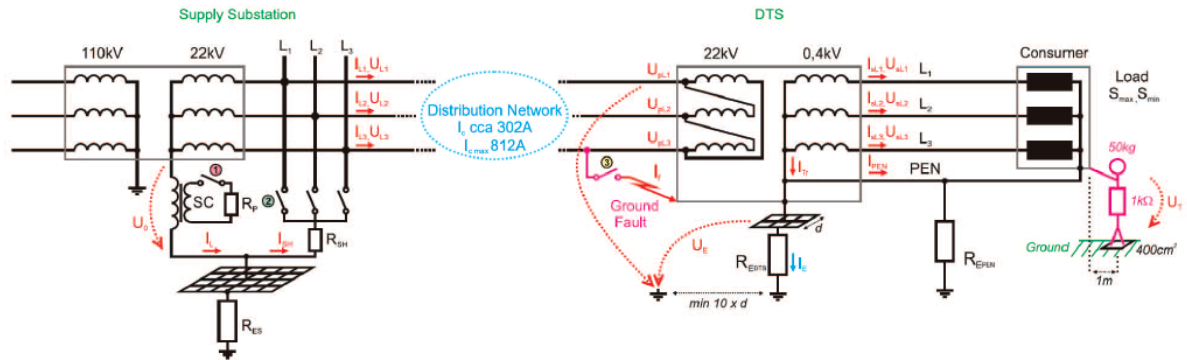
the compensating current to $I_L = I_{L1} + I_{L2}$ where

$$I_{L2} = I_L \cdot \frac{R_{SH}}{R_{ES} + R_{SH} + R_{Gr} + R_{fl,loop} + R_{L1}} \quad (3)$$

as well as the network capacitive current to $I_{RC} = I_{RC1} + I_{RC2}$ where

$$I_{RC2} = I_{RC} \cdot \frac{R_{ES} + R_{SH}}{R_{ES} + R_{SH} + R_{fl,loop} + R_{L1}} \quad (4)$$

Fig. 6. Network diagram for the verification of the influence of the additional earthing of the affected phase on contact voltage



The quantities recorded in the distribution transforming substation were phase voltages on the primary side of the distribution transformer U_{pL1} , U_{pL2} , U_{pL3} , phase voltages on the

The resulting current flowing through the point of the fault is equal to the sum of the currents calculated according to (1), (2), (3) and (4); it can be expressed as

$$\vec{I}_f = (I_{RR2} - I_{napB}) + j(I_{L2} - I_{RC2}) \quad (5)$$

The phase shift between the fault and shunting currents thus originates from the change of the ratios between resistances due to the increasing of shunting resistance R_{SH} . At the point of the fault, the capacitive current is greater than the compensating current $I_{RC2} > I_{L2}$; at the point of the additional earthing, the capacitive current is smaller than the compensating current $I_{RC1} < I_{L1}$. The nature of both currents thus changes, as it can be seen in Fig. 4.

III. EXPERIMENTS

To verify the above-mentioned theoretical conclusions, measurements in a real network were performed. The aim was to indicate dangerous touch voltages concerning final customers during the fault on the primary side of a distribution transformer. The touch voltage was monitored during an artificially created earth fault in a compensated MV network equipped with an automatic system for the additional earthing of the affected phase.

A distribution transforming substation (DTS) with the earthing system interconnected with the earthing of the neutral conductor of the LV network (0.4 kV) and maximum load were chosen, as shown in Fig. 6. The station was supplied by a 110/22 kV transformer equipped with arc-suppression coil SC that had a resistor connected to its auxiliary power winding for a short-time increase of the active part of fault current (R_p). A three-phase circuit breaker of the automatic system for the additional earthing of the affected phase (through resistance R_{SH} to the earthing system of the supply substation) was connected to the substation busbar. Measuring instruments recording current in the arc-suppression coil I_L , its voltage U_0 , current flowing through the point of shunting I_{SH} , phase voltages U_{L1} , U_{L2} , U_{L3} and load currents of the affected line I_{L1} , I_{L2} , I_{L3} were installed in the supply substation.

secondary side of the distribution transformer U_{sL1} , U_{sL2} , U_{sL3} , load currents on the secondary side of the distribution transformer I_{sL1} , I_{sL2} , I_{sL3} , current flowing through the PEN

conductor I_{PEN} , current flowing to the transformer neutral I_{Tr} and fault current I_f . Also recorded was the increase of the potential of the earthing system of the distribution transforming substation U_E , with the earthing electrode at the distance of at least ten times the diameter of the earthing system of the distribution transforming substation. The touch voltage U_T was measured at the supply point. During the measurements, human body resistance of 1 kΩ was taken into account and an electrode representing a human foot of a total area of 400 cm² was pressed against the ground with a force of 500 N at a distance of 1 m from conductive parts.

The experiments were performed for several states of the tested network chosen according to the simulation results and the experience of the staff operating the concerned part of the distribution network. The measurements were done for the maximum (I_{cL} of about 300 A) and minimum (open-circuit operation) load of the distribution transformer, for compensated and undercompensated states of the distribution network, for low-impedance and arcing ground fault as well as for two values of the capacitive currents of the distribution network (300 A and 800 A). In total, twelve faults were simulated; the configuration and parameters of the experimental measurements are shown in Table 1.

TABLE I
CHARACTERISTICS OF PERFORMED EXPERIMENTS

No.	Type of ground fault	State of suppression coil	Load of DTS	Area of dist. network
1	low-impedance	compensated	no-load	$I_c=302$ A
2	low-impedance	undercompensated ($I_z=260A$)	no-load	$I_c=302$ A
3	arcing	undercompensated ($I_z=260A$)	no-load	$I_c=302$ A
4	arcing	compensated	no-load	$I_c=302$ A
5	arcing	compensated	load	$I_c=300$ A
6	arcing	undercompensated ($I_z=260A$)	load	$I_c=302$ A
7	low-impedance	undercompensated ($I_z=260A$)	load	$I_c=302$ A
8	low-impedance	compensated	load	$I_c=300$ A
9	low-impedance	compensated	load	$I_c=812$ A
10	low-impedance	undercompensated ($I_z=770A$)	load	$I_c=812$ A
11	arcing	undercompensated ($I_z=770A$)	load	$I_c=812$ A
12	arcing	compensated	load	$I_c=812$ A

During the experiment, the control was exerted by three circuit breakers (1, 2 and 3), as shown in Fig. 7. The circuit breaker of the earth fault was controlled manually, the other two automatically at preset times after the appearance of the earth fault. The circuit breaker indexes correspond to the indexes used in Fig. 6.

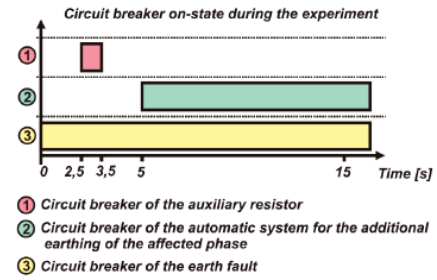


Fig. 7. Sequence of circuit breaker switching operations during the experiment

An example of the whole experiment sequence is also visible in oscillographic curves of the phase values of supply voltages U_L , compensating current I_L , fault current I_f and shunting current I_{SH} shown in Fig. 8.

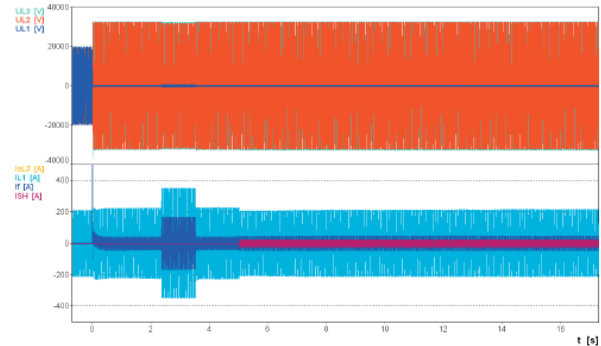


Fig. 8. Instantaneous voltage and current curves obtained during Experiment No. 1

A. Experiment Analysis

Taking into account the vast extent of the measurements, only selected curves interesting from the point of view of the final analysis of the influence of the additional earthing of the affected phase on MV network safety are shown below, for network operation with capacitive currents up to 300 A and with maximum capacitive currents of 800 A. According to the Czech technical standards, the limit value of capacitive current in a compensated distribution network is 300 A. Nevertheless, technical conditions in the tested network make it possible – using two arc-suppression coils – to operate it up to 800 A. That is why experimental measurements and the analysis of the impacts of the operation of such a large network on its safety were performed as well.

Given the point and the type of fault, the value of the contact voltage in the vicinity of the affected DTS is most importantly influenced by earth current I_E flowing through its earthing system represented by resistance R_{EDTS} (Fig.6.) that results in the formation of voltage U_E increasing the substation potential. That is why the effects of the method of the additional earthing of the affected phase are analysed with respect to current I_E (measured indirectly, using currents I_f , I_{Tr} and I_{PEN} , as it can be seen below).

Fig. 9 shows the curves of contact voltage U_T , voltage of the affected earthing system U_E , fault current I_f , compensating-coil current I_{L1} and current I_{SH} flowing through

the point of the additional earthing of the affected phase during Experiment No. 1. The experiment consisted in simulating a metallic earth connection in a network with a capacity of 302 A, where the distribution transformer operated with no load. As it is evident from the figure, the additional earthing of the affected phase has no influence on the value of the earth current and, subsequently, no influence on the value of the contact voltage either.

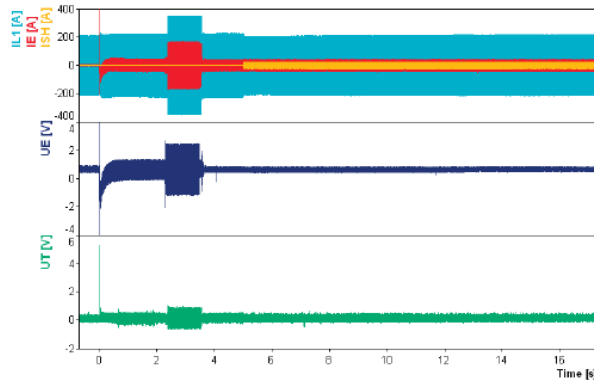


Fig. 9. Earth current, DTS earthing system voltage and contact voltage obtained during Experiment No. 1

Fig. 10 shows similar oscillographic curves recorded during Experiment No. 4. This time, an arc earth connection (damaged cable) was simulated, while the network configuration remained identical. The positive effect of the method of the additional earthing of the affected phase is obvious; it leads to the arc suppression and to the permanent breaking of the fault loop. The positive effect can be observed in the curves of earth current I_E and voltage U_E as well.

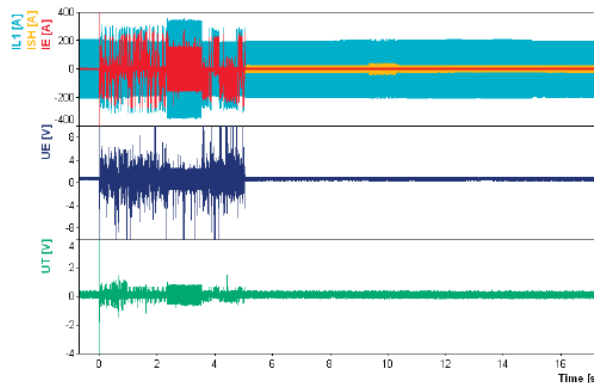


Fig. 10. Earth current, DTS earthing system voltage and contact voltage obtained during Experiment No. 4

The oscillographic curves of the analysed quantities during a metallic earth connection in an undercompensated state with the loaded distribution transformer (Experiment No. 7) are presented in Fig. 11. Analogically to the situation in Fig. 9, the additional earthing of the affected phase in case of a metallic earth connection does not have a fundamental influence on the value of the earth current. But the curves of the contact voltage and voltage U_E show clearly that the fault current flowing through the earthing system during the earth fault did not

result in increasing the risk of injury due to contact voltage because the levels of the earthing system voltage before and during the fault are comparable. The phenomenon leads to the spreading of voltage U_E from other accidental earth conductors in the vicinity of the affected DTS. This voltage is excited by the zero-sequence current generated by non-linear and unsymmetrical load in the MV network. Similarly, the phenomenon can be observed in cases shown in Fig. 12 and Fig. 13.

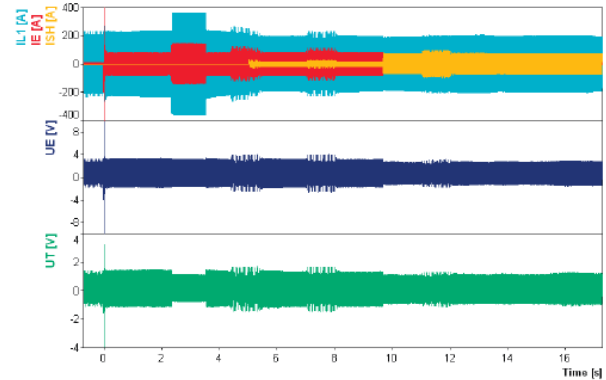


Fig. 11. Earth current, DTS earthing system voltage and contact voltage obtained during Experiment No. 7

Fig.12 shows the oscillographic curves of the analysed quantities during a metallic earth connection in a distribution network of a maximum possible operating extent ($I_c = 812 A$), undercompensated by 40 A. In this case, the maximum residual (fault) current flows through the point of the fault. The additional earthing of the affected phase resulted in a slight decrease of the earth current, but – given the low earthing system resistance – without a positive effect on the contact voltage.

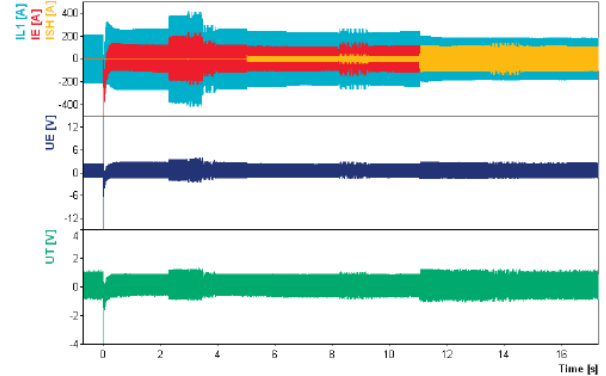


Fig. 12. Earth current, DTS earthing system voltage and contact voltage obtained during Experiment No. 10

The less favourable case that can appear in the analysed distribution network is shown in Fig. 13. An arc earth connection was simulated in a distribution network of a maximum possible operating extent ($I_c = 812 A$) with the loaded distribution transformer. During this kind fault, the discharging of capacitances during the arcing results in current peaks. These peaks of the fault current can lead to short-lasting dangerous contact voltages. Nevertheless, as this

experiment showed, the fault current during an arc earth connection in a large network is eliminated by the automatic system for the additional earthing of the affected phase (Fig. 13).

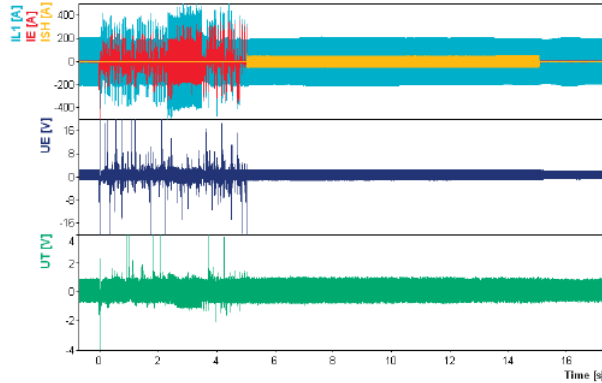


Fig. 13. Earth current, DTS earthing system voltage and contact voltage obtained during Experiment No. 12

The values of the measured quantities for all the experiments are presented in Tables II, III and IV: RMS values of earth current I_E , voltage of the increase of the potential of the earthing system of the DTS U_E and contact voltage U_T , in four parts of the measurement. The “Fault” column contains the RMS values before connecting auxiliary resistor R_p (time 0 – 2.5 s), the “Fault+ R_p ” column the values during the period with the auxiliary resistor connected (2.5 – 3.5 s), the “Fault- R_p ” column the values after disconnecting the auxiliary resistor and the “Fault+ R_{SH} ” column the values after the additional earthing of the affected phase.

TABLE II
LIST OF THE RMS VALUES OF THE EARTH CURRENT IN VARIOUS STAGES OF THE EXPERIMENTS

State of Network				I_E (A _{RMS})			
Range	Load	Compensation	Type of Fault	Fault	Fault+ R_p	Fault- R_p	Fault+ R_{SH}
302 A	NO	comp.	low-impedance	21,0	96,9	18,6	16,3
				39,1	86,8	39,1	38,5
		under.	arcing	29,3	86,0	41,6	2,6
	24,7			85,1	23,7	2,4	
	YES	comp.	arcing	25,5	-	-	10,1
				32,3	48,5	69,5	2,1
under.		low-impedance	44,6	88,6	48,9	45,5	
	21,5		86,1	23,8	20,1		
812 A	YES	comp.	low-impedance	38,1	96,6	36,9	30,5
				60,2	103,1	59,6	54,1
		under.	arcing	66,7	107,5	92,1	3,1
				45,8	102	49,2	2,6

It can be concluded from the performed measurements that the additional earthing of the affected phase in any of the experiments did not produce the negative effect theoretically described in Chapter II, i.e. that the additional earthing of the affected phase did not lead in any case to increasing the earth (fault) current, which can be seen in Table II. The effectiveness of the additional earthing method depends fundamentally on the type of the fault. During arc earth connections, the additional earthing of the affected phase led to the interrupting of the arc and thus to a radical limitation of the fault current at the point of the fault (Table II – in red). On the contrary, in case of metallic earth connections (Table II –

in blue), the additional earthing had no significant effect on the decreasing of the fault current.

For comparison, a detail of the oscillographic curves of I_f (red) and I_{SH} (green) at the moment of the additional earthing of the affected phase for low-ohm and arc earth connections is shown in Fig. 14 and 15.

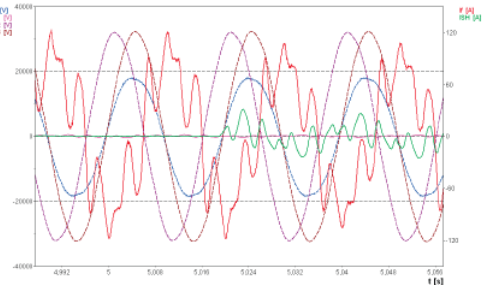


Fig. 14. Curves of the instantaneous values of the measured quantities at the moment of the additional earthing of the affected phase (5.02 s) for Experiment No. 10

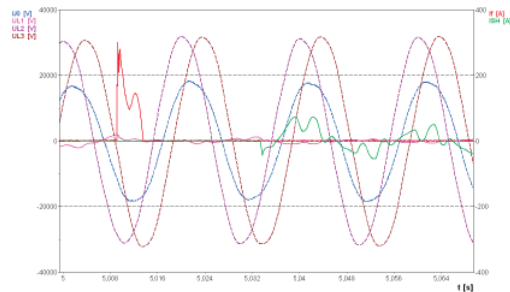


Fig. 15. Curves of the instantaneous values of the measured quantities at the moment of the additional earthing of the affected phase (5.032 s) for Experiment No. 12

Given a very low resistance of the earthing system of the tested DTS ($R_{EDTS} < 0.1 \Omega$), network operation for both 300 A and 812 A network extent had no significant influence on the value of contact voltage U_T or voltage of the increase of the potential U_E . The values of the measured contact voltage and voltage of the increase of the earthing system potential in all measured cases in an urban distribution network did not exceed the specified value of permissible contact voltage (which – in case of a permanent earth connection – is 75 V), as it can be seen in Tables III and IV.

TABLE III
LIST OF THE RMS VALUES OF THE VOLTAGE OF THE INCREASE OF THE POTENTIAL IN VARIOUS STAGES OF THE EXPERIMENTS

State of Network				U_E (V _{RMS})			
Range	Load	Compensation	Type of Fault	Fault	Fault+ R_p	Fault- R_p	Fault+ R_{SH}
302 A	NO	comp.	low-impedance	0,733	1,292	0,645	0,626
				0,852	1,371	0,840	0,819
		under.	arcing	1,369	1,491	0,962	0,706
	0,967			1,349	0,834	0,706	
	YES	comp.	arcing	1,239	-	-	1,161
				1,667	1,975	1,319	1,078
under.		low-impedance	1,348	1,351	1,331	1,342	
	1,220		1,316	1,144	1,206		
812 A	YES	comp.	low-impedance	1,153	1,499	1,141	1,113
				1,182	1,671	1,171	1,111
		under.	arcing	-	-	-	-
				1,252	1,539	1,268	1,089

TABLE IV
LIST OF THE RMS VALUES OF THE CONTACT VOLTAGE IN VARIOUS STAGES OF THE EXPERIMENTS

State of Network			Type of Fault	U_f (V _{TRMS})			
Range	Load	Compensation		Fault	Fault+R _p	Fault-R _p	Fault+R _{EH}
302 A	NO	comp.	low-impedance	0,202	0,440	0,196	0,183
		under.	low-impedance	0,224	0,436	0,218	0,208
		under.	arcing	0,376	0,479	0,245	0,173
		comp.	arcing	0,238	0,423	0,175	0,150
	YES	comp.	arcing	0,447	-	-	0,475
		under.	arcing	0,607	0,669	0,481	0,424
		under.	low-impedance	0,557	0,491	0,541	0,554
		comp.	low-impedance	0,482	0,45	0,461	0,488
812 A	YES	comp.	low-impedance	0,429	0,493	0,428	0,424
		under.	low-impedance	0,399	0,548	0,398	0,390
		under.	arcing	0,486	0,569	0,644	0,409
		comp.	arcing	0,433	0,547	0,445	0,400

The second series of experimental measurements, performed in another DTS in the same distribution network, yielded similar results. In both cases, the resistance of the DTS earthing system was less than 0.1 Ω. An example of the calculation of DTS earth resistance R_{EDTS} from the measured data is shown below (Fig. 16)

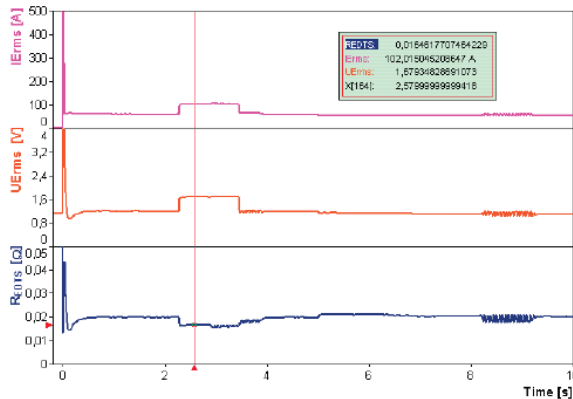


Fig. 16. Calculation of the earthing system resistance of the affected DTS from the data obtained during Experiment No. 10

The value of the earthing system resistance is determined by the ratio of the earthing system voltage to the earth current. The most precise result can be obtained at the moment when the auxiliary resistor – increasing the real part of the fault current – is connected (see Fig. 16). The resulting earthing system resistance of the tested DTS in Experiment No. 10 is about 0.02 Ω. Such an extremely low value could be obtained thanks to the DTS location inside a densely populated urban distribution network, with a great number of accidental earth conductors influencing fundamentally the measurements results. It can be expected that in other types of distribution networks the values of earthing system resistances will be much higher ($R_{EDTS} > 2 \Omega$); on the other hand, the fault current will never reach such values as in the described case. The verification of the influence of the automatic system for the additional earthing of the affected phase on MV network safety in a non-urban distribution network will be treated in another experiment, currently in preparation.

Another disadvantage of measuring inside an urban distribution network, considerably complicating the analysis of the measured data in order to verify the theory described in

Chapter II, is high contents of harmonics. This is particularly the case for the 3rd, 5th and 7th harmonics contained in the fault current that are not compensated by the arc-suppression coil, reaching thus higher levels than the first harmonic, as it is clear from the RMS amplitude spectrum of the fault current obtained during Experiment No.1 (Fig. 17.)

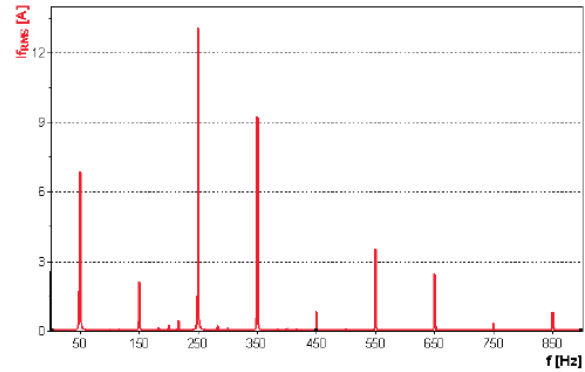


Fig. 17. RMS amplitude spectrum of the fault current (Experiment No. 1)

IV. CONCLUSION

The results of all experiments proved unanimously that the additional earthing of the affected phase does not affect to the value of contact voltage in a MV network where distribution transforming substations and the network neutral conductor are well grounded. An earth connection simulated as a conductive connection between one phase of the distribution transformer MV side and the PEN conductor represents in this case a fault with a very low impedance, which means that the additional earthing of the affected phase does not contribute to the limitation of the fault current (the resistance of the additional earthing and the resistance of the fault are almost equal). But, taking into account the values of permissible contact voltages, the voltage drop on the very small fault resistance (DTS earthing resistance $R_{EDTS} = 0.02 \Omega$ measured during the experiments) can be neglected. The additional earthing of the affected phase had a very positive effect in case of arc earth connections, simulated by a damaged cable, where closing the shunting switch in the MV substation led each time to suppressing the arcing avoiding thus that dangerous contact voltages occur on the earthing system.

The presented experiments also proved that if there is good earthing of the distribution transforming substation and the PEN conductor, the elimination of the earth current through the additional earthing of the affected phase makes it possible to operate even large networks without any danger to their safety.

V. REFERENCES

- [1] N. McDonagh, W. Phang, "Use of Faulted Phase Earthing using a Custom Built Earth Fault Controller", in *Proc. 2010 IET Developments in Power Systems Protection*.
- [2] P. Toman, J. Dvořák, J. Orságová, S. Mišák, "Experimental Measuring of The Earth Faults Currents in MV Compensated Networks", in *Proc. 2010 IET Developments in Power Systems Protection*.

Publikace P2.B

TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; ORSÁGOVÁ, J.; DVOŘÁK, J. Practical Experience of Using Additional Earthing of the Faulty Phase During a Ground Fault. In *Ieee Proceedings Power Tech 2013*. Grenoble (France): IEEE, 2013. s. 1-6. ISBN: 978-1-4673-5667- 1.

Practical Experience of Using Additional Earthing of the Faulty Phase During a Ground Fault

David Topolánek

Jaroslava Orságová, Petr Toman
Brno University of Technology
Centre for Research and Utilization of Renewable Energy,
Faculty of Electrical Engineering and Communication
Brno, Czech Republic
topolane@feec.vutbr.cz
orsagova@feec.vutbr.cz, toman@feec.vutbr.cz

Jaromír Dvořák

E.ON Czech Republic
Protection relay group
Brno, Czech Republic

Abstract—The paper is focused on the operational experience with an automatic system for suppression of a fault current during a ground fault by the additional earthing of the faulted phase in a supply substation. Such system was experimentally installed in the Brno-Medlánky 110/22 kV substation. To verify the benefits of the system as well as to assess its possible failings, twenty-four experimental measurements based on a theoretical study were performed. During those experiments, low-resistance and arc ground faults were monitored in the urban and suburban part of the compensated network with a capacitive current of 300 A and 800 A. The results of the crucial experiments and the evaluation of the system functioning are summed up in the final part of the paper.

Index Terms—ground fault, compensated, distribution network, earthing, shunt, residual current, faulty current, capacitive current

I. INTRODUCTION

Compensated networks are, thanks to their good operational performances, very frequent, especially in the Czech Republic where it is preferred to operate 22 kV overhead and mixed networks as compensated ones. The requirements for the operation of compensated networks are specified by Czech technical standards which define the limit value of network capacitive current: 100 A for overhead networks (at least 98 % of overhead lines), 300 A in case of mixed networks (at least 10 % of overhead lines and 2 % of cable lines) and 450 A in case of cable networks (at least 90 % of the network is composed of cable lines). Also, the maximum residual current shall not exceed 60 A [1] (in force from 1981). Regarding the development in the field of means of fault current compensation or elimination the latter condition was easily met, but nowadays distribution operator can have problem with observance of mentioned technical standard.

The continual growth of consumption, especially in urban areas with increasing numbers of technological centres, leads

to the expansion of cable distribution networks. Such networks are usually operated with resistor-grounded neutral points, except for situations where the distribution transformer 110/22 kV feeding the cable lines has to be disconnected because its revision and all lines are temporarily fed by another distribution transformer which is equipped by an arc-suppression coil (primarily used for overhead or mixed network). In such case, the capacitive current of the compensated network to which the cable line is connected increases and it can lead, taking into account high values of the cable line capacitive current, to exceeding the limit value of capacitive current (300 A) and maximum residual current (60 A) set by the technical standard.

One of the possibilities how to reduce the level of the residual current at the point of the fault in compensated networks is to use an automatic system for the faulted phase earthing (FPE). The additional earthing of the faulted phase takes place in the supply substation, creating thus a parallel path for the fault current through the earthing system of the 110/22 kV substation, which leads to reducing the level of the fault current at the point of the ground fault and therefore to minimising the risks of dangerous touch or step voltages for the majority of faults in MV networks. Such system was experimentally installed in the Brno-Medlánky 110/22 kV substation.

II. FAULTED PHASE EARTHING THEORY AND SIMULATIONS

The faulty phase earthing method involves creating of conductive path for the residual current of the earth fault directly to the earthing system of a 110/22 kV substation. The detailed description of the method can be found in [3] and [4]. There is no doubt that the method yields positive results in case of resistive earth faults that represent a vast majority of all earth faults in MV distribution networks. The additional earthing of the affected phase leads in this case to the

redistribution of the fault current to two parallel paths where the resistance of the artificially created conductive path in the MV substation is always much smaller than the resistance of the fault. However as simulations described in [5] shows, a fault that could be described as a metallic earth fault may lead to increasing the fault current at the point of the earth fault and thus to increasing the touch and step voltages at the point of the fault. Similar results were also presented in [6] and [7]. Nevertheless, practical experience shows that points where metallic or low-resistance earth fault can occur are situated to areas with good earthing system, such as MV switching and distribution transforming substations (DTS).

To evaluate the negative effect of the FPE method, a detailed analysis of the situation in an MV/LV distribution transforming substation during the earth fault was made. The first part of the technical report is based on the fault simulations using the mathematical model of the network in PSCAD software. The result of simulation shows that the FPE may cause a transmission of a part of load current through earth (I_{loadB}) in case of low-resistance earth fault (the earth fault is caused by the connection between the affected phase and the exposed conductive part of the distribution transforming substation connected to the earthing system of the transforming station and the earthing of the neutral conductor of the LV network) as Fig. 1 shows. For the detailed description see [5].

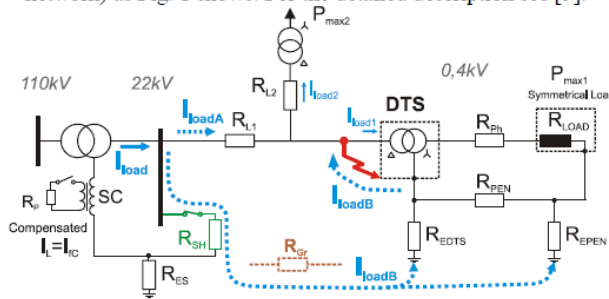


Figure 1. Network diagram showing the negative influence of the additional earthing of the affected phase caused by redistribution of load current

The second part is focused on verification of all findings given to simulations by experimental measurements in real compensated distribution network. Summary of findings and experience with the operation of the FPE automatic during performed measurements is object of this contribution.

III. EXPERIMENTAL MEASUREMENTS

Our university, in cooperation with the distribution system operator, has performed numerous experiments focusing principally on the evaluation of risks related to the operation of a compensated network with a permanent earth fault and on methods enabling fast and precise earth fault location. The evaluation of the operation of the FPE automatic system is based on the analysis of the data obtained during twenty-four experimental measurements of all where the automatic system functioning was tested mainly for low-resistance and faults. Taking into account the fact that the occurrence of low-resistance earth faults in real distribution networks is very rare, the automatic system functioning was also verified for

faults, on the contrary, quite frequent in mixed distribution systems.

The evaluation of the function of the automatic system and its influence on the safety of the operation of large compensated systems presented in this paper is based principally on measurements described in Table I. In all cases, the points of the faults were supplied by the Brno-Medlanky substation where an automatic system for the additional earthing of the affected phase had been installed.

TABLE I. DESCRIPTION OF THE FAULTED POINTS SELECTED FOR EXPERIMENTAL MEASUREMENTS

Earth fault location (affected DTS)	Brno - Bystrc	Brno - Komin	Jinačovice	Moravské Knínice
Type of network	Urban	Urban	Suburban	Suburban
Distance to fault	5 km	4,5 km	6 km	10 km
Network capacitive current	276 A and 764 A	240 A	256 A and 789 A	234 A
Resistance to earth of the affected global earthing system ($R_{E DTS} R_{E PEN}$)	0,03 Ω^* (0,04 Ω^{**})	0,02 Ω^* (0,02 Ω^{**})	0,07 Ω^* (0,56 Ω^{**})	0,22 Ω^* (5,31 Ω^{**})

* Calculated from fault current (I_f) and earth potential rise (U_E) - Figure 2
 ** Earthing system resistance of the affected DTS

Description of Experiments:

The measurements took place in the urban as well as suburban part of a distribution network, differing principally in the values of the resistances of the distribution substation earthing. It is this resistance of the earthing system of the affected distribution substation that fundamentally influences an effect of the FPE system and also the level of touch voltages in the area affected by the fault. For both the urban and suburban part, two distribution transforming substation (DTS) with the earthing system interconnected with the earthing of the PEN conductor of the LV network (0,4 kV) were selected. The stations were fed by a 110/22 kV transformer equipped with an arc-suppression coil (SC). When a large network was operated (network capacitive current of 800 A), two arc-suppression coils in parallel were used, one of them with fixed set point, the other tuned by automatics. Three one-phase circuit breakers of the FPE automatic system was connected through resistance R_{SH} to the earthing system of the supply substation (Figure 2).

During the experiment, the control was exerted by three circuit breakers (1, 2 and 3), as shown in Figure 2. The circuit breaker of the earth fault (CB No. 3) was controlled manually, the other two automatically at preset times after the appearance of the earth fault. The circuit breaker of FPE automatics (CB No. 2) was switched on in 5 s after fault ignition. The CB No 1. is used for short-time (1 s) increase of active part of the fault current for better function of earth-fault protection. All recorded values measured during experiment are highlighted in red colour in Figure 2 (detailed description is in [5]).

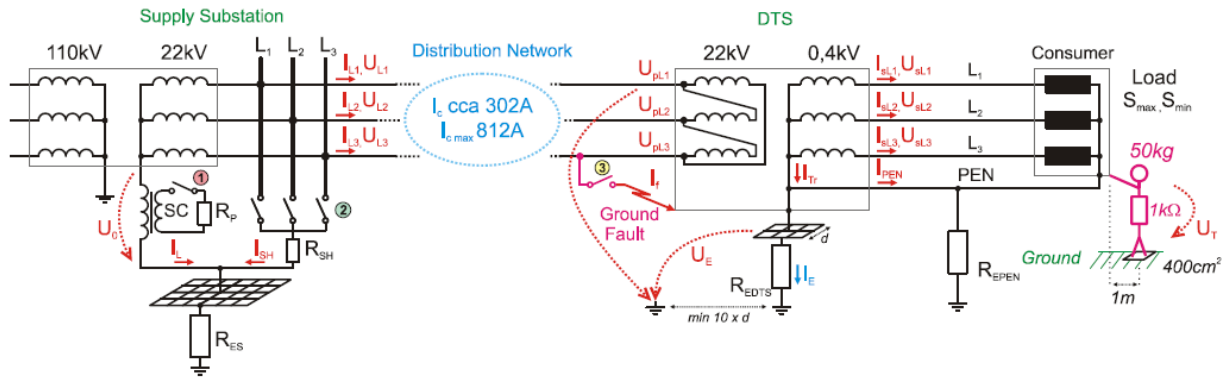


Figure 2. Simplified description of the network and the measuring points during the experiment

The experiments were performed for several states of the tested network chosen according to the simulation results and the experience of the staff operating the concerned part of the distribution network. The measurements were done for the maximum (I_{sL} of about 300 A) and minimum (open-circuit operation) load of the distribution transformer, for compensated and undercompensated states of the distribution network, for low-impedance and arcing ground fault as well as for two values of the capacitive currents of the distribution network (300 A and 800 A).

Analysis of Experiments:

The characteristics of the performed measurements and the recorded values of the fault current before and after the additional earthing of the faulted phase by the automatic system are shown in Tables II a III.

TABLE II THE VALUES OF THE FAULT CURRENT BEFORE AND AFTER THE APPLICATION OF THE FPEAUTOMATICS DURING AN EARTH FAULT IN AN URBAN NETWORK

State of Network			Type of Ground Fault	I_f (A _{TRMS})		
Range	Load	Compensation		Fault	Fault+ Shunt	
urban distribution network	302 A	NO	comp.	low-resistance	18,8	18,1
			under.	resistance	46,8	46,9
			under.	arcing	47,8	1,0
		YES	comp.	arcing	26,2	1,2
			under.	arcing	26,0	1,0
			under.	arcing	52,4	1,0
	812 A	YES	comp.	low-resistance	49,8	51,0
			under.	low-resistance	22,0	20,5
			under.	arcing	40,3	32,7
			under.	arcing	69,8	62,8
			comp.	arcing	74,3	6,7
			comp.	arcing	51,3	1,4

Due to graphical description of experience with using of the FPE the some records of the faulty current and the shunt current (current flowing through FPE equipment) are shown in this chapter. The records of currents in case of metallic and arcing earth fault in urban distribution network with capacitive current over 800 A are presented in Figure 3. and 4.

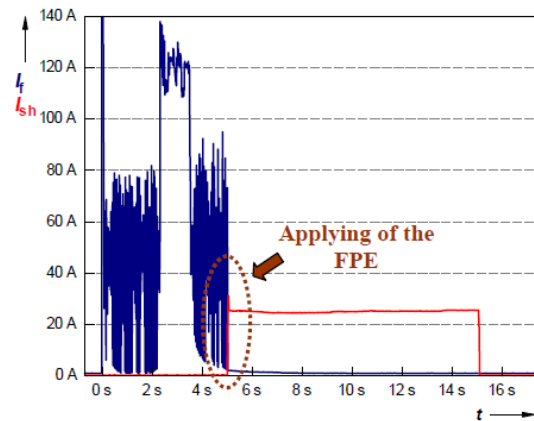


Figure 3. The record of the fault current (I_f) and the shunt current (I_{sh}) during arcing earth fault in urban compensated network with range of capacitive current 812 A

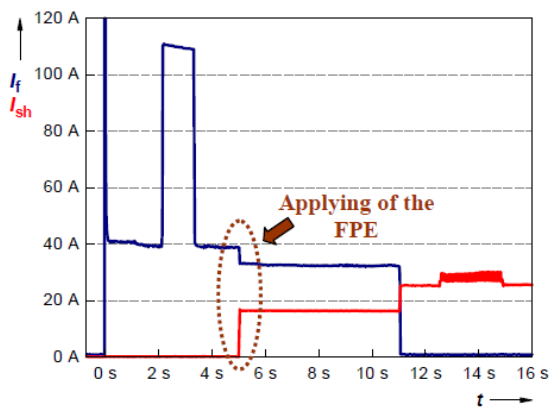


Figure 4. The record of the fault current (I_f) and the shunt current (I_{sh}) during metallic earth fault in urban compensated network with range of capacitive current 812 A

Especially positive effect of the FPE method during arcing earth fault for maximal capacitive current of network over 800 A can be seen in Figure 3, where the arcing earth fault was interrupted by the FPE automatics. Despite of theoretical

analyses the Figure 4 shows also positive effect of the EPE in the case of the metallic fault (decrease of the fault current is around 20 %), no load was transmitted trough the ground (see Figure 1) - impedance of ground loop is still larger then line impedance [5].

TABLE III. THE VALUES OF THE FAULT CURRENT BEFORE AND AFTER THE APPLICATION OF THE FPE AUTOMATICS DURING AN EARTH FAULT IN A SUBURBAN NETWORK

	State of Network			Type of Ground Fault	$I_f (A_{TRMS})$	
	Range	Load	Compensation		Fault	Fault+ Shunt
					suburban distribution network	
260 A	NO	comp.	low-resistance	10,5	6,4	
			under.	42,1	29,0	
		YES	under.	43,6	0,3	
			comp.	9,0	0,6	
	YES	comp.	low-resistance	8,8	6,3	
		under.	low-resistance	43,8	29,7	
819 A	NO	comp.	low-resistance	21,3	11,6	
			under.	99,9	3,3	
		YES	comp.	low-resistance	21,6	11,0
			under.	low-resistance	99,7	63,6
	YES	under.	arcing	97,5	0,9	
		comp.	arcing	21,1	0,5	

Figure 5 and 6 present time behaviour of RMS value of the fault current and the shunt current recorded during suburban earth fault. Additional earthing by the FPE automatics causes interruption of the arcing earth fault as well (see Figure 5). Similarly as Figure 4 shows, also during metallic earth fault in suburban network decrease of fault current was achieved by using of the FPE system. In this case the fault current was reduced to 50 %, it's two times higher than in urban network because impedance of ground loop is higher (earthing system is worse for suburban fault point).

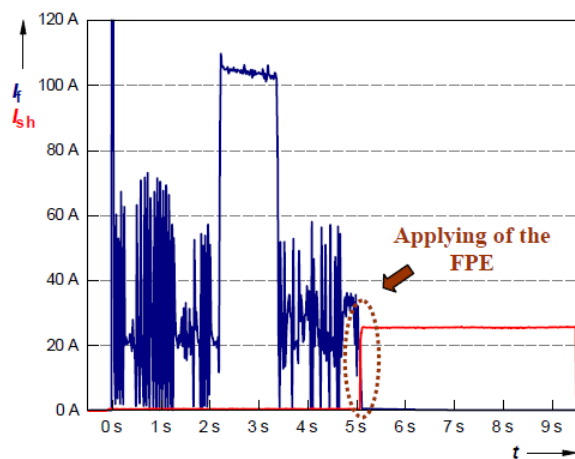


Figure 5. The record of the fault current (I_f) and the shunt current (I_{sh}) during arcing earth fault in suburban compensated network with range of capacitive current 812 A

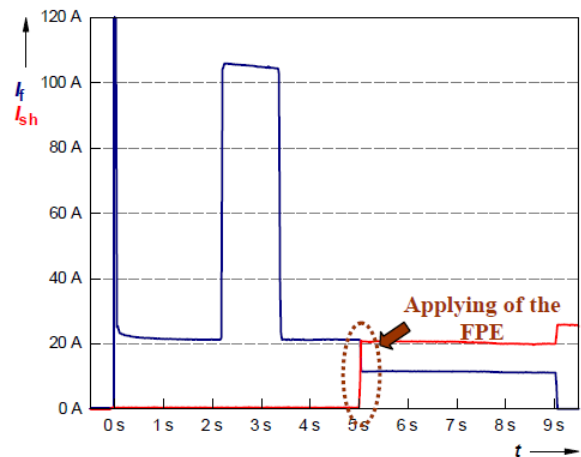


Figure 6. The record of the fault current (I_f) and the shunt current (I_{sh}) during metallic earth fault in suburban compensated network with range of capacitive current 812 A

Analysis of Additional Experiment:

Theoretical hypotheses flowing from the PC simulation (chapter II) were verified only once by an additional experiment where artificial metallic ground fault was ignited inside of 400/110kV substation which is 15 km far from the supply substation. Due to extremely low values of fault resistance and earthing system resistance in the point of fault it can be seen that the part of load current was transferred trough the ground after applying the FPE automatics as Figure 7 shows.

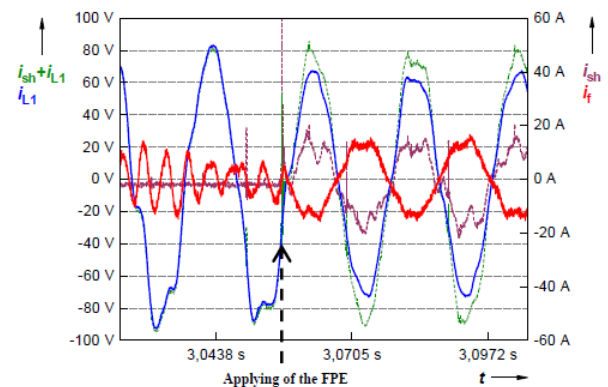


Figure 7. Instantaneous value of fault current (i_f), shunt current (i_{sh}) and load current of faulted phase (i_{L1}) recorded during metallic earth fault inside of 400/110kV substation

The negative effect is caused by similarity of the line impedance and ground loop impedance. The ground loop includes shunt resistor resistance ($R_{SH} - 10 \Omega$), earthing resistance of 110/22 kV supply substation ($R_{ES} -$ negligible), ground resistance (it's negligible because both substation are interconnected by ground wires eventually by shields) and value of earthing resistance of 400/110 kV substation together with fault resistance is also negligible. Despite it the growth of fault (residual) current after applying of the FPE is not so

high, in mentioned case the growth was only 6 A_{TRMS} (from 4 A to 10 A)

The Evaluation of the FPE Functioning in Case of Low-Resistance (Metallic) Earth Faults:

As it can be concluded from the results of the measurements (Table II and III), there was no significant increase in the fault current flowing through the point of the fault after the additional earthing of the faulted phase during low-resistance earth faults (conductive connection between the phase conductor and the earthing system of the distribution transforming substation) in any of the monitored cases. However, there was a slight decrease in fault current in case of faults in suburban networks. This is due to the fact that the resistance of the earthing system of the distribution transforming substation in such networks is higher than in case of urban networks. Above mentioned conclusions and positive effect of the FPE system during metallic earth fault is shown in Figure 8.

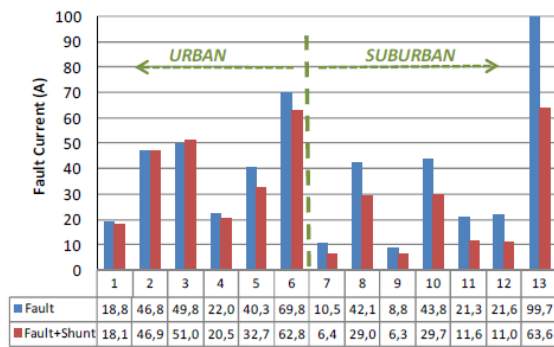


Figure 8. Fault current reducing by the FPE automatics during low-resistance earth faults

The Evaluation of the FPE Functioning in Case of Arcing Earth Faults:

As far as arcing earth faults are concerned, the additional earthing of the faulted phase led in most cases to the interruption of the arc in the fault point and to the “transfer” of the fault current to the supply substation (Table II and III). The interruption of the arc at the point of the fault eliminates a possible risk of accidents due to contact or step voltages in the surrounding of the point of the fault. Taking into account a relatively high number of arcing faults in mixed distribution networks (about 20 % to 30 % of faults), the benefits of the application of the FPE are obvious, it helps increasing the safety of the operation especially in case of large urban as well as suburban distribution networks. Elimination of the fault current in the case of arcing earth fault is presented by Figure 9.

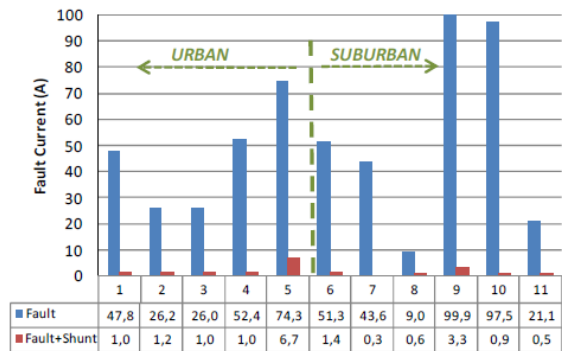


Figure 9. Fault current reducing by the FPE automatics during arcing earth faults

The Evaluation of the FPE Functioning in Case of Resistive Earth Faults:

The most common faults in distribution networks are resistive ground faults (about 60 % of faults). Due to a high resistance of the fault loop, there is significant redistribution of fault current between the point of the additional earthing (in the supply substation) and the point of the fault in a ratio corresponding to their impedances. Taking into account all the measurements performed so far, it can be stated that using the automatic system for the additional earthing of the affected phase in case of resistive earth faults leads to reducing the value of fault current at the point of the fault, decreasing thus the risk of possible accidents due to contact or step voltage.

The level of the fault current during an earth fault is crucial for the evaluation of the possibility of the appearing of dangerous touch voltage in the affected network. Figure 10 shows the values of the residual current recorded in urban and suburban networks in experimental measurements over several years.

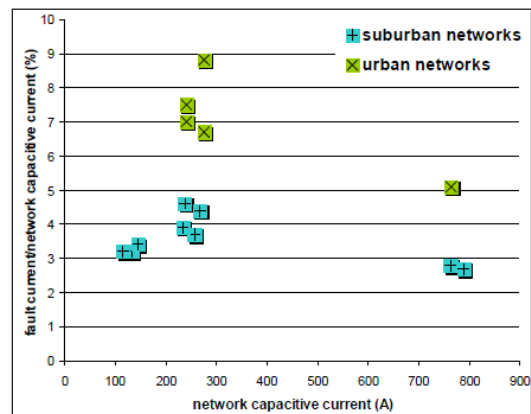


Figure 10. Residual currents I_f of a metallic earth fault recorded in experiments

It is clear from Figure 10 that the residual current of a metallic earth fault in suburban networks does not exceed 5 % of the total capacitive current while in case of urban networks

its value almost doubles, with a maximum of 9 %. Similar results show that the resistance of the line up to the point of the fault, the total earthing resistance as well as the contents of uncompensated harmonics in the fault current affect the value of the residual current more than the total network shunt conductance. The harmonic distortion of the residual current is an important factor influencing its value. The imperfect fault current compensation is caused by common arc-suppression coils which are tuned to compensate only the fundamental frequency of the capacitive (fault) current. It is also a reason of difference of the residual current between urban and suburban network where is lower harmonic distortion of a fault current, see Figure 10 (for more details [9]).

IV. CONCLUSION

Taking into account very low residual (fault) current and the possible reduction of its value due to the installation of the automatic system for the additional earthing of the faulted phase in up to 90 % of all earth faults occurring in the compensated network, the probability of the occurring of contact or step voltage in common distribution networks is very low even if the limit value of capacitive current of 300 A is exceeded. This is also the reason why total earthing resistances of distribution transforming substations are very low [9] (substations and LV network share the same earthing system – Figure 2), in the majority of cases ten times lower than the maximum permitted value of 2Ω given by Czech technical standards.

Even though it can be stated that the operation of a large network equipped with the FPE system for the elimination of the earth fault current does not lead to exceeding the value of maximum residual current at the point of the fault defined in this standard [1]. The required values concerning the maximum extent of a compensated network are considerably exceeded, however without influence on the network safety of operation.

The additional experimental measurement confirmed possibility of the negative effect of the FPE method which may cause growth of the fault current in the point of fault, but probability of similar conditions for earth fault origin in the real network is negligible and also fault current growth is not so high.

ACKNOWLEDGMENT

Authors gratefully acknowledge financial support from the „Centre for Research and Utilization of Renewable Energy“ under project No. CZ.1.07/2.3.00/30.0005 funded by European Regional Development Fund.

REFERENCES

- Standards:*
- [1] ČSN 33 3070 Suppression of earth-fault currents in high voltage network.
 - [2] ČSN 33 2000-4-41 Low voltage electrical installations - Part 4- 41: Protection for safety - Protection against electric shock
- Papers from Conference Proceedings (Published):*
- [3] N. McDonagh, W. Phang, "Use of Faulted Phase Earthing using a Custom Built Earth Fault Controller", in *Proc. 2010 IET Developments in Power Systems Protection*.
 - [4] P. Toman, J. Dvořák, J. Orságová, S. Mišák, "Experimental Measuring of The Earth Faults Currents in MV Compensated Networks", in *Proc. 2010 IET Developments in Power Systems Protection*.
 - [5] D. Topolánek, J. Orságová, J. Dvořák, P. Toman, "The method of the additional earthing of the affected phase during an earth fault and its influence on MV network safety", in *Proceedings of the IEEE PES Trondheim PowerTech 2011*, 345 E 47TH ST, NEW YORK, NY 10017 USA: IEEE PES, June 2011. s. 1-8. ISBN: 978-82-519-2808- 3.
 - [6] L. Pospíchal, J. Dvořák, M. Kaláb, "Comment on Method of Faulted Phase Earthing during the Earth Fault in MV network (Poznámka k metodě přizemnění zemních spojení v sítích vn, In Czech)", *Energetika* vol. 57, pp. 60-62, No. 2 2007.
 - [7] I. Cimbolínek, T. Sýkora, J. Švec, Z. Müller, "Applicability of Method of Faulted Phase Earthing During The Earth Fault in MV compensated networks (Použitelnost metody přizemnění postižené fáze (shuntingu) při zemních spojeních v kompenzovaných sítích vn, In Czech)" in *Proc. 2009 Czech CIREC Committee Conf.*
 - [8] M.Lindinger, L. Fickert, E. Schmutzger, C. Raunig, "Grounding measurements in urban areas - comparison of low and high voltage measurements in common grounding systems," *PowerTech, 2011 IEEE Trondheim*, vol., no., pp.1-6, 19-23 June 2011
 - [9] D. Topolánek, J. Orságová, J. Dvořák, P. Toman, V. Satek, "Evaluation of the Touch Voltage Recorded in the Compensated Network 22 kV During Earth Fault," *In Proceedings of the 13th International Scientific Conference Electric Power Engineering 2012*, Brno: Brno University of Technology, 2012. s. 159-164. ISBN: 978-80-214-4514- 7.

Publikace P2.C

TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; PTÁČEK, M.; DVOŘÁK, J. Evaluation of different solutions of faulted phase earthing technique for an earth fault current limitation. In *CIREC 2017, The 24th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. CIREC, International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*. Glasgow (UK): IET, 2017. s. 1-5. ISBN: 978-1-78561-483-5. ISSN: 2032-9644.



Evaluation of different solutions of faulted phase earthing technique for an earth fault current limitation

David Topolánek¹ ✉, Petr Toman¹, Michal Ptacek¹, Jaromir Dvorak²

¹Brno University of Technology, Brno, Czech Republic

²E.ON, Brno, Czech Republic

✉ E-mail: topolane@feec.vutbr.cz

Abstract: The study is focused on evaluation of different types of prototypes of automatics for additional faulted phase earthing (FPE), which are used for earth fault (EF) current reduction in resonant earthed distribution network. Three prototypes of these automatics have been installed in Czech distribution network, the first one utilises direct connection of faulty phase-to-earthing system of supply substation, the second one utilises connection through resistor and the last one through reactor. The contribution is mainly focused on detail analysis of operational differences of these types of FPE systems based on case study of compensated distribution network. The main aim is to specify and describe benefits and disadvantages of individual FPE applications. The results could be used for evaluation of best solution of FPE application which could be chosen for an EF current reduction in compensated distribution network.

1 Introduction

The continual growth of consumption, especially in urban areas with increasing numbers of technological centres, leads to the expansion of cable distribution network and therefore to increasing of earth fault (EF) current levels in such networks. One of the possibilities how to reduce the level of the residual EF current in compensated networks is utilisation of an automatic system for the faulted phase earthing (FPE). The faulted phase earthing method involves creating of conductive path for the residual current of the EF directly to the earthing system of an HV/MV substation (Fig. 1). The detailed description of the method can be found in [1–8]. There is no doubt that the method yields positive results in case of resistive earth faults that represent a vast majority of all earth faults in MV distribution networks. With the view to find best solution of the FPE application, which could be applied to national distribution system operator (DSO's) standard, three prototypes of FPE automatics have been installed under pilot project to different distribution MV networks. These automatics are designed to earth faulted phase to the earthing system directly, through resistor or reactor, based on its type. Individual types of FPE are differed in shunt impedance (Z_{SH}), which is connected between faulty phase and earthing system of supply substation as shown in Fig. 1. Type 1 (T1) presents design of FPE, where faulty phase is directly ($Z_{SH}=0\ \Omega$) connected to earth by single pole circuit breaker (no. 3. – Fig. 1), Type 2 (T2) is label of resistor earth FPE automatic ($R_{SH}=10\ \Omega$) and labels Type 3 (T3) or Type 4 (T4) is used for FPE automatics utilising shunt reactor with value $X_{SH}=10\ \Omega$ and $X_{SH}=4\ \Omega$, respectively (value of reactance is optional from 4 to 10 Ω). The presented case study of FPE applications will respect only difference between shunt impedances of individual types of FPE (T1–4).

1.1 Factors influencing FPE method

For the purpose of proposing an optimal test network configuration and case study parameters, the basic factors which can influence characteristics of individual types of FPE are discussed in the following sections. All these factors will be respected and evaluated in the case study for each type of FPE application.

1.1.1 EF current reduction (fundamental component): The crucial factor affecting the affectivity of an EF current reduction by FPE is ratio of fault circuit impedance and shunt loop impedance (impedance between faulty phase and earth). Just the ratio of these impedances has significant impact to ability of FPE to reduce an EF current as it is described in [3, 8].

EF loop impedance: this impedance is given by positive and zero sequence impedance of the line to fault, fault resistance and partly by soil resistivity (earth resistance).

Shunt loop impedance: This is given mainly by shunt impedance of FPE (Z_{SH}) and earthing system impedance of supply substation.

To evaluate FPE applications, the case study has to contain sensitivity analyses of parameters, which can affect the impedance ratio and have high variability of its value, as line impedance to fault and fault resistance are.

1.1.2 Reduction of higher harmonic component of an EF current: In case that conventional arc-suppression coils are used, which are tuned into resonance with the network capacity on system frequency (50 Hz), the EF current is predominately composed of harmonic components. These components are injected to the EF from non-linear loads and it is not compensated by the arc-suppression coil. As it is mentioned in [3], the RMS value of EF current is mainly given by third, fifth and seventh harmonic component especially in urban or sub-urban distribution network. For this reason, the possibilities of reducing these harmonics by given types of FPE have to be necessary analysed in case study.

1.1.3 Load transmission through EF point: The next problem related with FPE principle is transfer of a load current of faulty feeder through earth and fault point. It can cause significant increase of an EF current and thus deterioration of touch or step voltage levels around faulted area. This phenomenon can occur only during low-impedance EF at heavily loaded areas of distribution network, the issue is in detail discussed in the contributions [3, 8].

1.1.4 Overvoltage in healthy phases after application of FPE: Other discussed issue is overvoltage occurrence in healthy phases after application of FPE method. Where due to additional

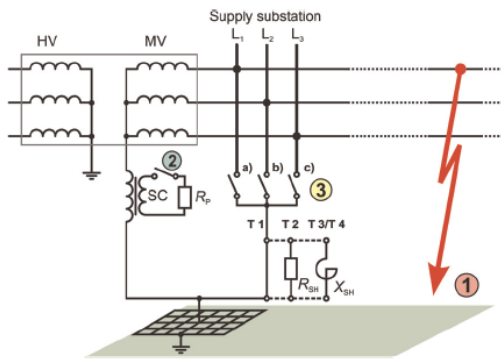


Fig. 1 Considered FPE application design (Types 1–4), (1) earth fault, (2) auxiliary resistor of arc-suppression coil, (3) FPE automatic

low-impedance earthing of faulty phase, the phase voltage of healthy phases is increased up to L–L operation voltage at least regardless of value of an EF resistance. High level of the overvoltage could then cause insulation breakdown of healthy line leading to ignition of the second EF i.e. ignition of short-circuit and interruption of power supply. Since this overvoltage is significantly influenced by the used shunt impedance of FPE, the evaluation of overvoltage level is also included to the study.

1.1.5 EF current level during cross-country EF: Regarding to safety against electric shock, a cross-country EF (double-EF) is the most hazardous state, it is state when EF current reaches highest values in compensated network. This fault current increases earth potential rise not only in the area of second EF but also in the area of supply substation earthing system. Therefore, assessment of the level of the EF current during the cross-country EF is also subject of the case study.

1.1.6 Overvoltage during cross-country EF: High overvoltage can also arise during cross-country EF ignition as well as it was described in Section 1.1.4 for single EF. This overvoltage can damage insulation of distribution network component what could affect continuity of power supply in the future. Owing to this, overvoltage strongly depends on R, L, and C conditions during fault ignition, the case study is also focused on evaluation of overvoltage for individual types of FPE, the respecting variation of fault distance, capacitive current, faulty phase, moment of the fault ignition etc.

2 Case study

The testing network showed in Fig. 2 was designed to be able evaluate all factors mentioned in Sections 1.1.1–1.1.6 for individual applications of FPE separately. The testing network simulates mixed compensated network 22 kV, which is supplied from 110 kV network over three winding supply transformer YnYD with the power 63 MVA and $u_k=16.5\%$. Contribution of symmetrical short-circuit current from HV network is 16 kA. MV distribution network consists of two healthy feeders – overhead line AlFe110/22 and cable line AXEKVCEY120. The cable line varies its length base on its operation variants (V1–V6) listed in Table 1.

The third (faulty) feeder is overhead line 70AlFe6 with length 40 km, this feeder is used for simulation of earth fault with variations of fault distance 0, 10, 20, 30, and 40 km (P1–P5). For the case study, four basic values of earth fault resistance R_f are respected 10, 300, 600, and 1200 Ω . To evaluate of all aspects of the study, not only ideally compensated state is respected but also under compensated (compensation current is 20% lower than the capacitive current of the network) and over compensated state (+20%).

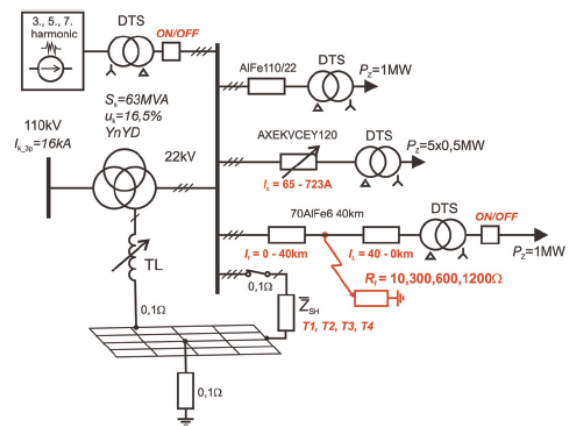


Fig. 2 Simplify scheme of the testing distribution network

Table 1 Parameters of the network for operation variants V1–6

Operation variants	Capacitive current, A	Residual current (I_w), A
V1	6.1	4.3
V2	65	4.6
V3	212	8.2
V4	357	12.8
V5	494	18.5
V6	723	50

2.1 Analyse of earth fault current reduction by FPE

The difference in the effectiveness of different types of FPE automatics can be evaluated based on Fig. 3. The figure presents relative value of an earth fault current after application of individual types of FPE during 10 Ω earth fault in ideally compensated distribution network. This relative value I_f indicates percentage value of an earth fault current which is flowing through fault point after application of FPE. In terms of earth fault current reduction by each type of FPE, the type 1 is the best solution because of lowest value of shunt impedance Z_{SH} . The relative value of an earth fault current reaches value 0–30% in this case. On the other hand, the type 3 is the least effective, the relative value of an earth fault current is reaching 90% in this case.

Table 2 is depicted to compare individual types of FPE base on its ability to reduce EF current. The table summarises average,

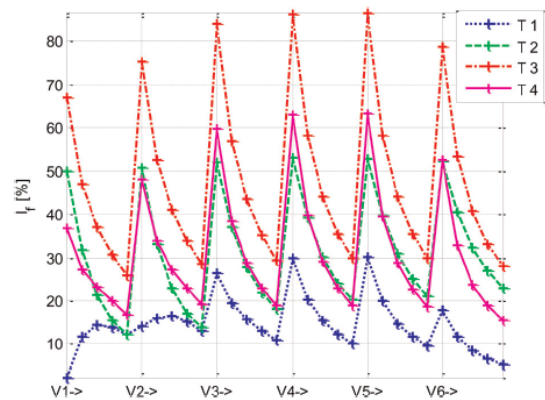


Fig. 3 Relative value of earth fault current after FPE – compensated state $R_f=10 \Omega$ (X axis shows each operational variant V1–6 changing location of the fault from the beginning to the end of the faulty feeder)

Table 2 Relative earth fault current after application of FPE in ideally compensated network

R_f, Ω	Percentage value of earth fault current after application EPF											
	Type 1			Type 2			Type 3			Type 4		
	Min, %	Max, %	Avg., %	Min, %	Max, %	Avg., %	Min, %	Max, %	Avg., %	Min, %	Max, %	Avg., %
10	2.5	30	15	122	53	31	25.9	87	48	15.6	63	31
300	0.9	3	2	1.1	6	3	3.7	8	6	1.7	4	3
600	0.9	2	1	0.3	5	2	2.2	6	4	1.3	3	2
1200	0.8	2	1	0.1	4	1	1.6	5	3	1.2	3	2

maximum, and minimum relative values of earth fault current during all testing states in ideally compensated network categorised based on earth fault resistance 10, 300, 600, and 1200 Ω .

2.3 Impact of load transmission on earth fault current level

As it was expected, the rising of fault resistance leads to increase of FPE effectivity (reduces the level of the load transmitted through the earthing system), similarly increasing distance of the EF from the loaded distribution transformer reduces the level of the load transmitted through the earthing system as it can be seen in Fig. 4. In terms of comparison of the impact of each solution of FPE on load transmission, the shunt impedance of FPE plays key role. Therefore lowest effectivity of EF reduction is reached by Type 1 (direct FPE), next is Type 4 ($|Z_{SH}| = 4 \Omega$). Then solution Type 2 and Type 3 are comparable when impact of load is respected, absolute value of the shunt impedance is for these types equal ($|Z_{SH}| = 10 \Omega$). Table 3 is depicted to compare individual types of FPE base on its ability to reduce EF current when impact of load transmission is respected. The table summarises average, maximum, and minimum relative value of earth fault current during all testing states in ideally compensated network categorised base on earth fault resistance 10, 300, 600, and 1200 Ω .

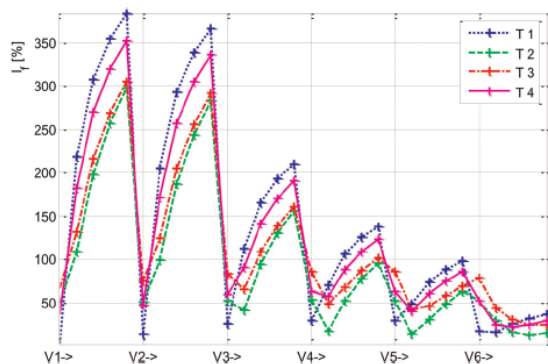


Fig. 4 Relative earth fault current after FPE application respecting impact of load – ideally compensated network, $R_f = 10 \Omega$

2.4 Overvoltage analysis

This analysis shows that states when FPE is applied during high impedance EF (300, 600, and 1200 Ω) in cases of network with high capacitive current $I_c > 300 \text{ A}$ (V4, V5, and V6) are most problematic from hazardous overvoltage occurrence point of view. Especially, Types 3 and 4 reach the highest values of overvoltage after FPE of high impedance EF, where overvoltage of healthy phase exceeding 25 kV. The maximum RMS value of overvoltage is 28.8 kV when Type 3 is used and 26 kV for Type 4. This overvoltage is caused by oscillation of neutral voltage due to energisation of shunt inductance of the FPE automatic (X_{sh}). As this inductance and also current flowing through this inductance (I_{sh}) will be higher, as high value of overvoltage is possible achieve.

Regarding the solution Type 1, the level of self-overvoltage is mainly caused by discharge current given by faulty phase, the duration of this overvoltage is very short (about a quarter of a period) and it is usually suppressed in real systems. The recorded values of neutral voltage and healthy phase L3 voltage are shown for all modelled cases in Figs. 5 and 6.

Waveforms of instantaneous value of recorded phase voltages for case of FPE through reactor 10 Ω (Type 3) are presented in Fig. 7. There can be seen extreme overvoltage exceeding value 40 kV (>210% of nominal voltage). The overvoltage duration is approximately a period and it is caused by neutral voltage oscillation (U_0), as it can be seen in Fig. 7. Value of the neutral

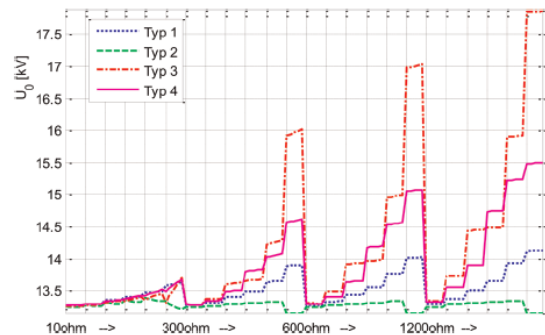


Fig. 5 Maximal RMS value of neutral voltage for all simulated cases – ideally compensated network

Table 3 Relative earth fault current after FPE application respecting impact of load – ideally compensated network

R_f	Percentage value of earth fault current after application EPF											
	Type 1			Type 1			Type 1			Type 1		
	Min, %	Max, %	Ave., %	Min, %	Max, %	Avg., %	Min, %	Max, %	Avg., %	Min, %	Max, %	Avg., %
10 Ω	2.5	384	138	13.0	298	96	24.3	306	113	22.0	352	128
300 Ω	0.9	51	15	1.3	47	13	3.7	49	15	1.7	50	15
600 Ω	0.9	29	9	0.8	27	8	2.2	28	9	1.3	29	9
1.2 k Ω	0.8	18	6	0.1	17	5	1.6	17	6	1.2	18	6

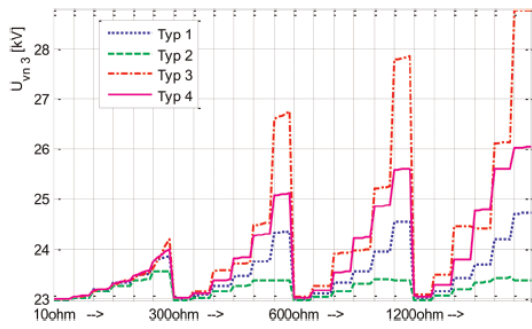


Fig. 6 Maximal RMS value of phase L3 voltage for all simulated cases – ideally compensated network

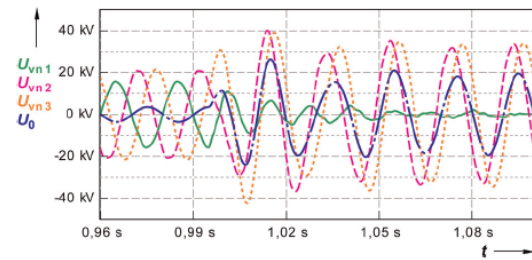


Fig. 7 Instantaneous value of recorded voltages for FPE by Type 3 fault resistance is 1200 Ω

voltage is close to 19 kV, what is 140% of nominal voltage of the network. The application of FPE based on Type 3 (partly Type 4) is not suitable from high overvoltage point of view.

3 Complex evaluation of respected types of FPE

It follows that any solution of FPE automatic has its advantages and disadvantages with respect to characteristics of an earth fault and distribution network configuration. Comprehensive comparison of respected types of FPE applications in terms of the case study is

possible on the basis of Table 4, which shows the percentage values of the suitability of each type of FPE. For this comparison, the value of 100% is used for most appropriate solution of FPE and the remaining are proportionally lowered with respect to their ability (efficiency) to reduce an earth fault current and overvoltage.

3.1 Evaluation of FPE automatics during cross-country earth faults

Lowest value of an earth fault current during cross-country fault can be achieved with application of FPE Type 2 eventually Type 3. In case that FPE with shunt impedance 10 Ω (Type 2) is used, the earth fault current of cross-country fault is limited up to 1140 and 1340 A in case of Type 3 (reactor 10 Ω), respectively. The least suitable solution of FPE automatics is a direct earthing of faulted phase (Type 1), where the level of an earth fault current during the cross-country EF with resistance of 10 Ω is approximately two times higher (2190 A). Similarly, with regard to highest value of overvoltage, the best solution is also Type 2 ($R_{sh} = 10 \Omega$) and the worst one FPE with reactors (Types 3 and 4). Maximal recorded values of overvoltage for individual types of FPE application are listed in Table 5.

Presented overvoltage was prepared for cross-country EF with fault resistance 10 Ω, where phase L2 was additionally earthed and phase L3 was affected by second EF. Complex comparison of respected types of FPE applications in terms of the cross-country earth faults is possible on the basis of Table 6, which shows the percentage value of the suitability of each type of FPE. For this comparison, the value of 100% is used for most appropriate solution of FPE and the remaining are proportionally lowered with respect to their ability (efficiency) to reduce an earth fault current and overvoltage during cross-country EF.

Table 6 Mutual comparison of respected types of FPE during cross-country EF

Type of FPE	Average value of overvoltage, %	Overvoltage in faulty phases and neutral voltage			Evaluation based on earth fault current, %
		$U_0, \%$	$U_{L2}, \%$	$U_{L3}, \%$	
T1	95	95	100	90	52
T2	99	100	98	100	100
T3	83	88	95	80	85
T4	88	86	98	81	62

Table 4 Mutual comparison of respected types of FPE

Type FPE	Earth fault current reduction						Load impact, %	All impacts respected, %	Overvoltage, %
	Fundamental comp.			Harmonic comp.					
	comp., %	under., %	over., %	3rd, %	5th, %	7th, %			
T1	100	100	100	100	100	100	70	75	92
T2	48	15	13	12	8	16	100	100	100
T3	31	12	10	6	4	6	85	77	79
T4	48	23	20	6	6	5	75	68	87

Table 5 Maximal value of recorded voltage during cross-country EF with fault resistance 10 Ω

Voilage, kV	Phase-to-earth voltage level in supply substation							
	Type 1		Type 2		Type 3		Type 4	
	EF in L2	EF in L3	EF in L2	EF in L3	in L2	EF in L3	EF in L2	EF in L3
U_0	14.1	13.6	13.1	13.4	15.3	13.5	15.5	13.6
U_{L1}	0.7	0.6	11.9	11.8	14	14.1	8.3	8.3
U_{L2}	23.4	23.7	23	24.3	23.1	24.7	23.3	24.2
U_{L3}	26	23.7	23.3	23.4	29.1	23.9	29	23.8

4 Conclusion

The results show that any solution of FPE automatic has its advantages and disadvantages with respect to characteristics of an earth fault and distribution network configuration (capacitive current, harmonics, load, neutral point connection etc.). With respect of the case study conditions, the most suitable type of FPE application for compensated distribution network is earthing of faulted phase through $10\ \Omega$ resistor. This type of FPE automatic achieves the best results while respecting all the key influences (impact of loads, harmonics, overvoltage, and fault current levels) not only during the earthing of faulted phase but also during the upcoming cross-country faults (double-earth faults).

5 Acknowledgments

This research work has been carried out in the Centre for Research and Utilization of Renewable Energy (CVVOZE). Authors gratefully acknowledge financial support from the Ministry of Education, Youth and Sports of the Czech Republic under NPU I programme (project No. LO1210).

6 References

- 1 McDonagh, N., Phang, W.: 'Use of faulted phase earthing using a custom built earth fault controller'. Proc. 2010 IET Developments in Power Systems Protection
- 2 Toman, P., Dvorak, J., Orsagova, J., *et al.*: 'Experimental measuring of the earth faults currents in MV compensated networks'. Proc. 2010 IET Developments in Power Systems Protection
- 3 Topolánek, D., Orsagova, J., Dvorak, J., *et al.*: 'The method of the additional earthing of the affected phase during an earth fault and its influence on MV network safety'. Proc. IEEE PES Trondheim PowerTech 2011, New York, NY, USA, June 2011, pp. 1–8. ISBN: 978-82-519-2808-3
- 4 Pospichal, L., Dvorak, J., Kalab, M.: 'Comment on method of faulted phase earthing during the earth fault in MV network (In Czech)', *Energetika*, 2007, 57, pp. 60–62, No. 2/2007, ISSN 0375-8842
- 5 Cimbolínek, I., Sykora, T., Svec, J., *et al.*: 'Applicability of method of faulted phase earthing during the earth fault in MV compensated networks'. Proc. 2009 CIRED Czech National Committee Conf.
- 6 Lindinger, M., Fickert, L., Schmutzler, E., *et al.*: 'Grounding measurements in urban areas - comparison of low and high voltage measurements in common grounding systems'. 2011 IEEE Trondheim PowerTech, pp. 1–6, 19–23 June 2011
- 7 Topolánek, D., Orsagova, J., Dvorak, J., *et al.*: 'Evaluation of the touch voltage recorded in the compensated network 22 kv during earth fault'. Proc. 13th Int. Scientific Conf. Electric Power Engineering 2012, Brno, 2012, pp. 159–164. ISBN: 978-80-214-4514-7
- 8 Topolánek, D., Toman, P., Orsagova, J., *et al.*: 'Practical experience of using additional earthing of the faulty phase during a ground fault'. IEEE Proc. PowerTech 2013. Grenoble, France, 2013, pp. 1–6. ISBN: 978-1-4673-5667-1

Příloha 3 Vybrané publikace - Oblast 3

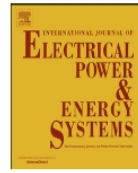
Publikace P3.A

TOPOLÁNEK, D.; VYČÍTAL, V.; TOMAN, P.; CARMAN, B. Application of the probabilistic approach for earthing system evaluation in distribution network. *INTERNATIONAL JOURNAL OF ELECTRICAL POWER & ENERGY SYSTEMS*, 2018, roč. 20, č. 110, s. 268-279. ISSN: 0142-0615.



Contents lists available at ScienceDirect

Electrical Power and Energy Systems

journal homepage: www.elsevier.com/locate/ijepes

Application of the probabilistic approach for earthing system evaluation in distribution network

David Topolánek^{a,*}, Vaclav Vycital^a, Petr Toman^a, Bill Carman^b^a Brno University of Technology, Faculty of Electrical Engineering and Communication, Brno, Czech Republic^b Bill Carman Consulting, Newcastle, Australia

ARTICLE INFO

Keywords:

Earthing system
 Probabilistic approach
 Risk assessment
 Safety criteria
 Distribution network
 Touch voltage

ABSTRACT

The contribution describes probabilistic approach for evaluation of earthing system safety, which can complement the conventional earthing design methodology given by standard EN 50522, similarly as mentioned in British Annex NA. The main part of the contribution is application of the probabilistic risk assessment approach on case study of distribution transformer station earthing system. For presentation of benefits of probabilistic approach, the system solidly earthed, isolated, resonant earthed and resistor earthed were respected as the part of the case study. The contribution stipulates all crucial aspects of this process including probable drawbacks flowing from high amount of non-well known input variables which are necessary for probability calculation, e.g. human body presence, respected risk scenarios, frequency and type of earth faults, fault/contact coincidence, etc. The last part of the contribution is focused on sensitivity analysis of all crucial input variables which can affect final individual risk probability.

1. Introduction

Besides determination of minimal operating requirements of an earthing system (ES), engineers also have to evaluate its safety level. The methodology is described in many different international standards like IEC 61936-1 (2010) [1], EN 50522 (2010) [2] and IEEE 80 (2000) [3]. For example, current version of EN 50522 safety criteria is expressed by a voltage-time (V-t) dependent curves that represents permissible touch voltages. If all touch voltages of a given design are lower than V-t curves respecting fault clearing times and additional insulating layers, then the given design is evaluated as sufficient and might be assumed as safe. Throughout the whole designing process of ES the input data is taken as concrete numbers with the preservation on the conservative site (i.e. assuming the worst case scenario). Usually the input values in terms of probability are taken as from 95% or more confidence interval. For example, El-Kady [4,5] put a lot of effort in determining the distribution of earth fault current magnitudes with the help of Monte Carlo simulation accounting also for remote faults with transferred earth potential rise (EPR) by overhead earth wires. Another, more recent, study by Dimopoulos [6] also reports that the 'worst case' scenario is not very likely to happen and that more comprehensive approach respecting probabilistic nature of input variables should be adopted. Dimopoulos [6] in his contribution also used statistical data of clearing time distribution that also confirms the probabilistic nature of

the problem (most of the clearing times can be expected lower than the set value of respective protection). Also, the current version of EN 50522 states that 'It must also be recognized that fault occurrence, fault current magnitude, fault duration and presence of human beings are probabilistic in nature', yet the proposed 'the worst case' scenario approach with deterministic input values is assumed as acceptable.

Following steps in EN 50522 may induce the feeling that the final design of ES is safe, however this is not generally true. That is because the V-t curves are derived with the assumptions of: human body current causing fibrillation in 5% of all cases (c2 curve), the human body resistance is taken as for 50% of population, current path one hand to feet and no additional resistances [2]. As one could easily deduce, the current standard EN 50522 V-t curve has an inherent probability of fatal accident up to 5%. However, the fatal accident probability is much lower due to the fact, that the fatal accident could only happen when a fault occurs and at the same time a person is exposed to the hazardous potential difference, i.e. the probability of coincidence [7]. Also the probabilistic nature is the fact, that the soil is in general an inhomogeneous structure [8–10] which can be modelled with one or more respective layers and its behaviour may change with the weather conditions [11]. The question of adopting probabilistic approach instead of deterministic is quite old and many papers [6,12–21] were published with an attempt to improve the general methodology. The probabilistic approach was also adopted in national annex NA and NB

* Corresponding author.

E-mail addresses: topolane@feec.vutbr.cz (D. Topolánek), vaclav.vycital@vutbr.cz (V. Vycital), toman@feec.vutbr.cz (P. Toman), bcarman@ausgrid.com.au (B. Carman).<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.03.026>Received 22 September 2017; Received in revised form 13 March 2018; Accepted 17 March 2018
0142-0615/ © 2018 Elsevier Ltd. All rights reserved.

of British standard BS EN 50522 [22]. The most comprehensive description of probabilistic methodology for evaluation of an earthing system was described in user guide [7] which contains detail description of theory of safety risk assessment and related problems. This guide is based on the summarization of published works [13,15,21,23]. In this document, the probability of fault occurrence as well as coincidence of human exposure to the hazard voltage is considered as Poisson probability distribution functions, what is more complex than in the case of British standard 50522 [22].

It is assumed [12] that the probabilistic approach may be worth for designing, of some small and solitary standing earthing systems where new design can lead to substantial over-sizing and subsequently to over-price of ES without significant impact to reducing of risk probability. Just in these cases the probabilistic approach is beneficial because it respects real human presence and fault/contact coincidence to ensure acceptable risk regarding to ES design expediency and environmental conditions (soil resistivity). It can optimize design of ES to find the best ratio between cost and safety factor. Crucial part of probabilistic approach is selection of generally acceptable value of individual risk probability (risk of death) which defines safety level of designed ES (discussed in Section 2.2). In general, the probabilistic approach enables to save cost of ES for its more efficient use while it still fulfils acceptable risk of death. Unfortunately, the application of the probabilistic approach is very challenging because it is generally based on complicated methodology where many uncertain variables are used.

Most of the published papers introduce the application of probabilistic approach for designing of ES of transmission asset. However, the current valid standard BS EN 50522 and guide EG-0 might be used also for designing of ES in distribution networks, where exposure of customers is really high due to interconnection of MV and LV earthing systems. As is discussed in Section 3.1, in such cases, part of the EPR can be transferred through common protective earth and neutral conductor (PEN) to exposed conductive parts (ECP) which will increase the overall risk of such a design. Up-to-date almost no contributions dealt with application of probabilistic approach in MV/LV networks except one [24]. However, in the paper [24] the authors have not included the transferred potential to ECP in LV network and thus not incorporated the risk induced on public.

This contribution shows application and sensitivity analyses of probabilistic approach based on case study of distribution network where simple earthing system of distribution transformation station is evaluated. The case study allows to present benefits and difficulties of probabilistic approach to show real application potential and potential for further research works which have to be done prior to wide usage of probabilistic approach.

This research work was performed in frame of Join working group B3.35/CIREC - Substation earthing system design optimization through the application of quantified risk analysis established in September 2013.

2. Integration of probabilistic approach to earthing system evaluation process

The most gentle way for implementation of probabilistic approach to relatively conservative European field of ES designing is its integration to applicable standard [2]. Fig. 1 presents flowchart, where original evaluation process given by EN 50522 (enclosed by dotted line) is complemented by probabilistic part as it was used in British National Annex NA of BS EN 50522 [22]. Compared to [22], the probabilistic part described in the paper respects the impact of fault duration on coincidence probability which can reflect effect of longer tripping time of earth faults in non-solidly earthed distribution networks (see Section 2.1). The coincidence probability assessment criterion presented by the block 2 is the second difference of the flowchart in Fig. 1 compared to BS EN 50522. This criterion may simplify probabilistic evaluation process so that in the first step, it is not necessary to calculate

probability of fibrillation, which could be challenging for some risk scenarios. In this phase of evaluation process, the fibrillation probability 1 is assumed for all risk scenarios.

According to [22], the next step admits probabilistic evaluation of exposure which is categorized to three areas (see Section 2.2). In case that risk probability is inside intermediate area, the probabilistic part of ES evaluation process is extended by a cost benefit analysis (CBA) as shown in Fig. 1 (block 7). The CBA can evaluate the effectiveness of additional costs spend on modification, re-design or additional measures of an earthing system, detailed description is in Section 2.3. This paper is further focused only on the risk probability part expressed by block 1–8 (Fig. 1), because the initial part of the flowchart is in detail described in standard [2].

2.1. Individual risk probability calculation

Earthing system safety might be evaluated by the probability of fatal accident, or so called individual risk IR [7,22]. Determination of IR might be quite challenging task due to the fact that it is dependent on many wide-ranging information like: frequency of earth faults causing EPR and its magnitude and fault clearing time distribution; frequency of human presence in the vicinity of ES, the human presence duration etc. Other environmental and site specific information should be also considered. As the abovementioned information is site specific, detailed statistical data is necessary to ascertain which might be in many cases difficult. Also, the change in this data throughout life-time period of designed ES has to be considered.

Fatal accident might only occur if all three following conditions are met: - a fault will happen, - a human is exposed to potential difference (either due to ES EPR or by transferred potential); - and the potential difference is high enough to cause ventricular fibrillation (other causes of death are not considered [7,22]). Each of these conditions can be modelled with probabilistic nature/distributions and thus fault can happen with fault probability P_F , human can be exposed to potential difference with probability P_E and fibrillation may happen with probability P_{Fib} . For simplification, these probabilities can be considered as independent probabilistic events. Thus simple formula (1) for IR calculation can be introduced as follows [22].

$$P_{Risk} = P_F \cdot P_E \cdot P_{Fib} = P_{Coinc} \cdot P_{Fib} \quad (1)$$

The product of P_F times P_E can be substituted by P_{Coinc} (1) which is the coincidence probability expressing the likelihood of human presence in the zone of the earthing system influence during an earth fault per year. The input variables into P_{Coinc} calculation are proposed by [22] as mean/average values. The calculation of P_{Fib} is independent on calculation of P_{Coinc} and will be discussed later. More comprehensive approach of IR formula derivation is introduced in [7] where more precise approach was used. In this user guide [7], the probability of human exposure and the probability of fault occurrence were modelled with Poisson distribution function with its mean and variance values, therefore modified P_{Coinc} formula (2) was introduced by [7] as follows

$$P_{Coinc} = \frac{f_n \cdot p_n \cdot (f_d + p_d) \cdot T \cdot CRF}{365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60}, \quad (2)$$

where f_n is number of earth faults per year, f_d is fault duration (seconds), p_n is frequency of human presence/touch per year, p_d is human presence/touch duration (seconds), T is exposure duration (years) - usually 1 year, CRF is coincidence reduction factor respecting pre-conscious of people familiar with the risk [7] (base value is 1). One main difference between both approaches [7,22] in calculation of coincidence probability is that the British standard [22] does not include into the calculation the fault duration f_d . Based on simplified comparison of both approaches it can be demonstrated that both approaches give comparable results only for fault duration up to 0.1 s (Fig. 3). The solution described in BS EN 50522 does not respect impact of longer tripping times which are characteristic for an earth fault in distribution

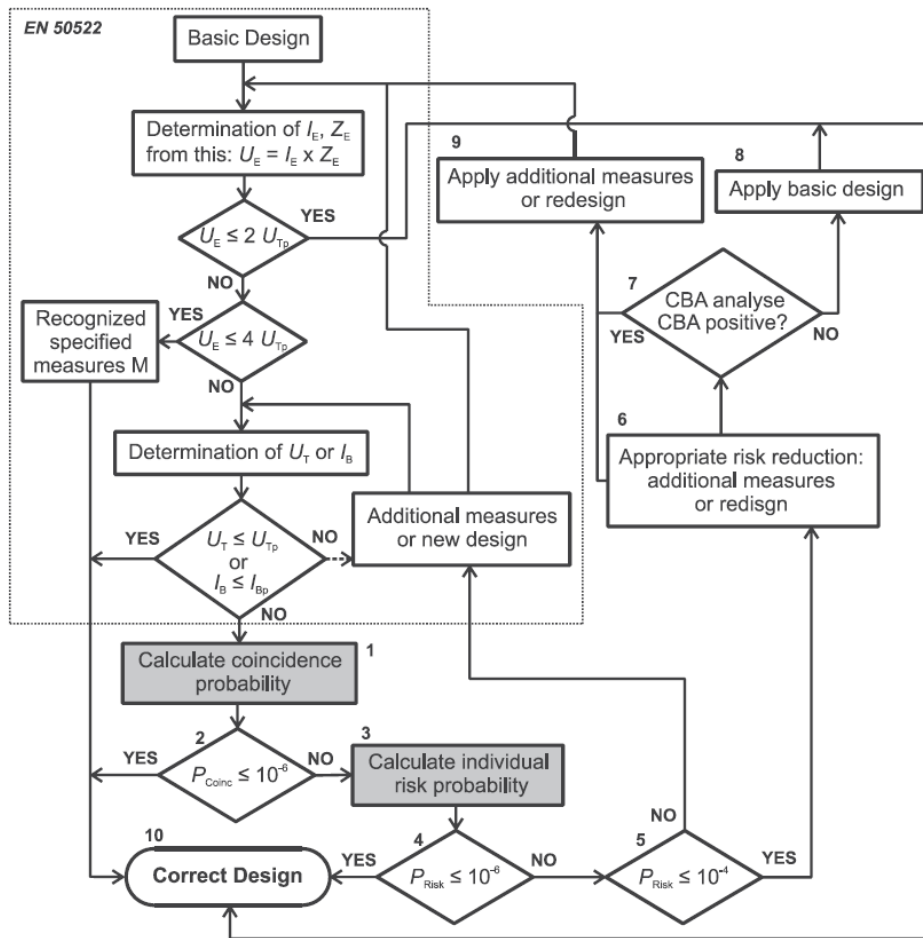


Fig. 1. Integration of probabilistic approach to european distribution earthing system evaluation process.

network. This is the reason why the coincidence probability formula (2) was used as more precise and also as more conservative with respect to evaluation of risk in distribution networks which may be under operation for dozens of minutes with permanent earth faults. The difference between both solutions based on change of the presence and fault duration is presented in Figs. 2 and 3, where comparable result can be obtained assuming that fault duration is at least two orders lower than the presence duration.

Fibrillation probability P_{Fib} can be determined based on paper [12] for any magnitude, duration and path of human body current. The fibrillation probability surface of paper [12] was derived from constant fibrillation probability curves c1-c3 according to standard IEC TS 60479-1 (2005) [25].

In case that multiple risk scenarios are taken into account, the individual risk probability can be calculated as sum of individual risk probability of each scenario as follows

$$P_{Risk} = \sum_n P_{Fib(n)} \cdot P_{Coinc(n)}, \tag{3}$$

where n is a number of respected risk scenarios.

2.2. Evaluation of individual risk probability

Every activity has an inherent risk that people are willing to undertake regardless of its risk. For example, there is an individual risk of

1 in 10,000 per year that a person dies in a traffic accident, risk of dying for cancer 1 in 374 per year or risk of dying by lightning 10^{-7} per year [26]. Basically, an individual is willing to undertake such risk based on either achieved benefit (if the risk is voluntary) or simply because the risk cannot be avoided (involuntary). Some risks may be reduced by technology development, qualification, behaviour, etc. Quantifying risk of many human activities enables to determine the real risk undertaken in such activity and also enables to compare the risk with another activity. Quite a lot of publications and discussions were published with the aim of proposing the ‘right’ (acceptable) limits for risk imposed on the public [26–28].

In the field of ES installation British standard BS EN 50522 [22] and also EG-0 [7] propose IR targets consistent with the ‘as low as reasonably acceptable’ (ALARA) principle. The IR for public can be divided into three categories [7,22]:

- (a) High or intolerable risk for $P_{Risk} \geq 10^{-4}$. has to prevent occurrence regardless of cost (earthing system design has to be modified or redesigned).
- (b) Intermediate risk for $P_{Risk} = (10^{-4}; 10^{-6})$ - has to minimise occurrence unless risk reduction is impractical and costs are grossly disproportionate to safety gained, ‘ALARA’ region (efficiency of additional measures, modification or redesign of ES has to be evaluated, CBA analysis can be used).
- (c) Low or tolerable risk for $P_{Risk} \leq 10^{-6}$. risk generally acceptable,

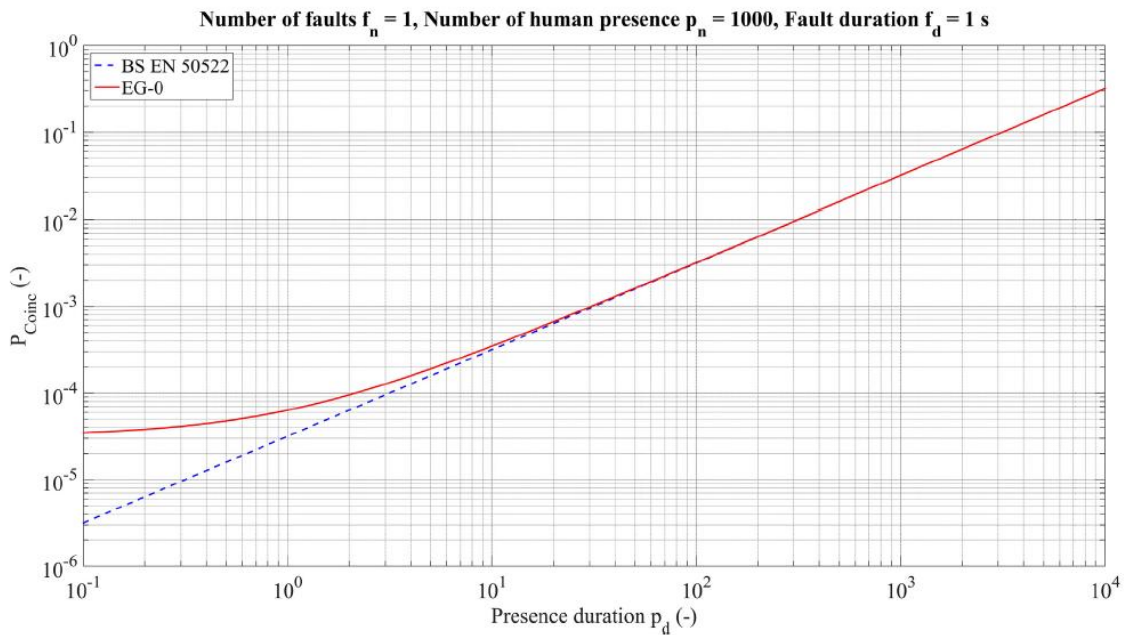


Fig. 2. Comparison between coincidence probability calculation according to BS EN 50522 [22] and to EG-0 [7]; in dependence on presence duration.

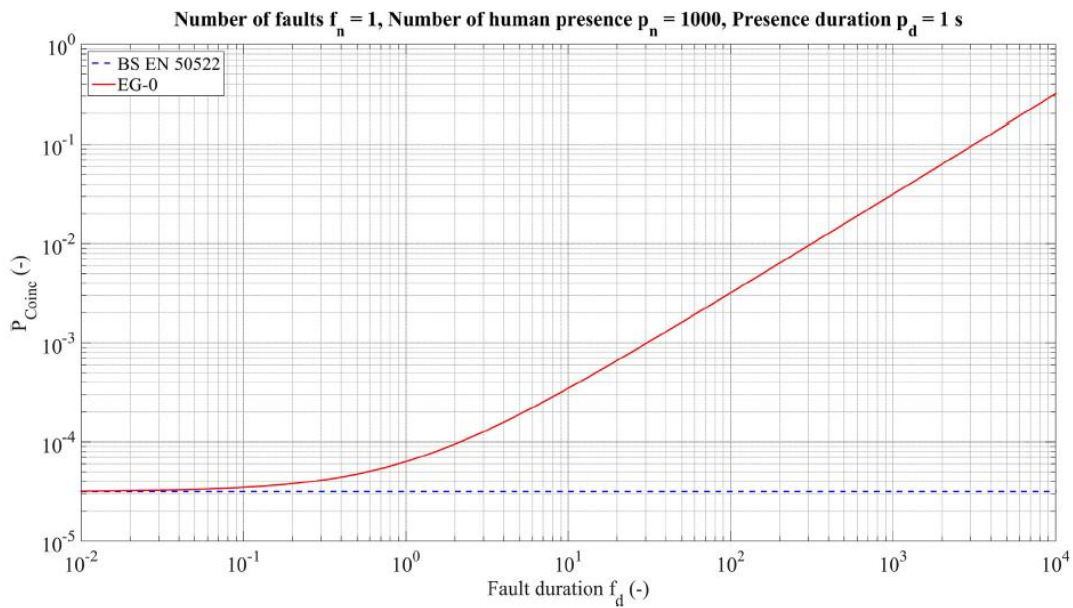


Fig. 3. Comparison between coincidence probability calculation according to BS EN 50522 [22] and to EG-0 [7]; in dependence on fault duration.

however, risk treatment should be applied if the cost is low and/or a common practice.

With regards to the level of generally acceptable risk, the design of ES can be declared as acceptable when condition 4 (Fig. 1) is met even in the case, that all criteria given by [2] are not fulfilled. That can be done only in case when calculated individual risk probability is lower or equal to value of generally tolerable risk 10^{-6} . In case that $P_{Risk} \geq 10^{-4}$ (intolerable risk) i.e. condition 5 is not met (Fig. 1), new design of the ES or additional measures has to be suggested no matter of

its cost and then evaluation process is repeated. Only for case where P_{Risk} is in the range 10^{-4} – 10^{-6} , cost benefit analysis can be done for proposed measures reducing the risk (additional measures or redesign of ES - block 6, Fig. 1). Therefore this proposal has to be aimed on maximal ratio of safety gained and cost of investments related to the proposal.

2.3. Risk cost benefit analysis

With cost benefit analysis, the costs of human life loss caused by

hazard voltage in the area under influence of the ES are quantified. These costs are then compared with expenses for realization and operation of the modified ES in terms of step 6 and 7 (see Fig. 1). The risk CBA is based on Eq. (4)

$$CBA = VoSL \cdot P_{Risk} \cdot Y - PV, \tag{4}$$

where $VoSL$ is value of statistical life of given nation respecting inflation or other change of the value during respected lifetime of the treatment, P_{Risk} is calculated value of individual risk probability, Y is lifetime of respected treatment in years (number of years which the asset will remain potentially hazardous), PV is present value of risk treatment respecting maintenance cost (total additional cost of designed earthing system or measures).

The positive result of the risk CBA indicates, that the cost of human life loss due to imperfect ES design is higher than costs of additional measures or redesigned ES. In this case, proposed additional measures or redesign should be applied (step 9 - Fig. 1). In other case, when CBA (4) is negative, it is possible to realize the ES based on the basic design (step 8 - Fig. 1) assuming that saved funds are allocated for prospective compensation for the loss of human lives.

3. Individual risk probability calculation - case study of distribution network

The above described method for probabilistic approach is explained in detail on a simplified medium voltage distribution network with evaluated distribution transformer station (DTS). The DTS is placed on radial feeder outgoing from supply HV/MV substation. Configuration of this test distribution network and its characteristic parameters are shown in Fig. 4.

The configuration and parameters of the network were chosen so that all basic operation condition characteristic for European distribution network are respected. This is the reason why different types of neutral point connection of HV/MV transformer are considered, e.g. solidly earthed, insulated, compensated (resonant earthed), compensated with an auxiliary resistor and resistor earthed. The type of neutral point connection has a significant impact on the level of an earth fault current and its clearing time. Another parameter of the test network which has significant impact to individual risk probability is concept of MV and LV earthing system interconnection. This can affect the magnitude of developed EPR as well as the potential transfer to LV earthing system (Section 3.3). The next crucial part which can significantly affect risk probability is a type of incoming and outgoing lines from the DTS (overhead/cable line) and its concept of interconnection of exposed conductive parts to the ES, e.g. cable shields and earth wires interconnection or presence of accidental earthing conductors. The impact of the differences to the risk analysis is discussed in Section 3.1. To ensure maximal adaption of the test network to national operational

practice, only essential characteristic parameters of distribution network (DN) were used and applied in case study to keep maximum clarity and simplicity for calculation of risk probability. These parameters are defined for individual parts of DN (Fig. 4) as follows:

(a) HV network

U_s is nominal voltage of the network, f is system frequency, $I_{k,3p}$ is initial symmetrical short-circuit current given by HV network

(b) Supply transformer HV/MV

U_{r1} resp. U_{r2} is rated voltage of the transformer on the HV resp. MV side, S_r is rated apparent power of the transformer, $u_{k\%}$ is short-circuit voltage at rated current in percentage, ΔP_k is the total active power loss of the transformer in the windings at rated current, X_{0T}/X_{1T} is ratio of zero/positive sequence reactance of the transformer

(c) MV network

U_s is nominal voltage of the network, I_c is capacitive current of the network, R_k and X_k is the line resistance and reactance per km, R_{0k}/R_{1k} and X_{0k}/X_{1k} is ratio of zero/positive sequence of the line resistance and reactance, I_R is rated current of nodal resistor, I_{aux} is rated current of auxiliary resistor related to MV side

(d) Distribution transformer station MV/LV

R_E is total earthing resistance of the ES affected by the earth fault, l is distance of the ES from supply substation, R_f is the earth fault resistance respecting all earthing resistances in fault loop (earth fault resistance + earthing resistance of supply substation) except resistance R_E , r is reduction factor, ρ_s is soil resistivity, EPR_{LV}/EPR_{MV} is a level of transferred potential from MV to LV earthing system

3.1. Fault-contact coincidence probability evaluation

Another important parameter which enters to the risk probability calculation is fault statistics data i.e. information about type, duration and frequency of individual earth faults in the network. When these statistical data are unknown (new built network or different network operation), the statistics of similar distribution network or some estimation could be applied. To ensure correct determination of coincidence, the relevant earth faults, which can lead to increase of EPR on evaluated ES, have to be distinguished from others. Therefore the statistics which categorize earth faults occurred on overhead lines, cable lines and at DTS should be used. The proposal of fault statistics used in

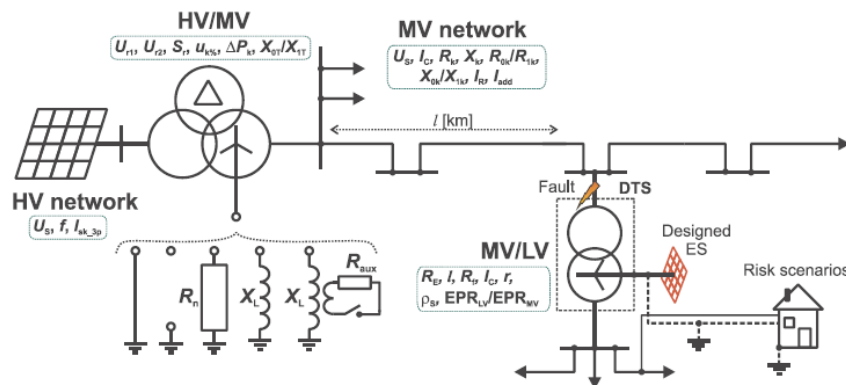


Fig. 4. Simplified scheme of distribution network for demonstration of individual risk probability calculation - case study.

Table 1
An example of fictive fault frequency statistic in a distribution network for a year period.

Country: Czech Rep.		DSO: Fiction		Year: 2019–2020				Range of overhead/cable network (km)	Number of DTS (pcs.)	ARC (auto reclosing)
Voltage level	Neutral point connection	Type of an earth fault	Line Fault frequency		DTS Fault frequency					
			Cable	Overhead	Protec.	Fuse				
MV	Compensated	L-N	5	120	20	x	50,000/500	2500	0	
		Cross L-L	2	6	1	x			0.3	
MV	Earthed through resistor	L-N	10	10	1.6	x	3000/1300	200	0.3	
		Cross L-L	0	0	0	x			0.3	
MV	Isolated	L-N	3	20	2	x	5000/20	250	0	
		Cross L-L	0	4	0.1	x			0.3	
MV	Solidly earthed	L-N	4	20	4.4	x	10,000/1000	550	0.3	
		L-L-N	2	6	0.5	x			0.3	
		Cross L-L	0	0	0	x			0.3	

Note: L-N (earth fault or line to earth short circuit), Cross L-L (cross country earth fault), L-L-N (line to line to earth short circuit).

the case study is presented in Table 1. The table layout and filled data are only an example which presents basic information about fault statistics prepared for area operated by one distribution system operator (DSO). The data are structured to categories based on type of an earth fault, fault location (overhead/cable line, DTS) and eventually component which switched off the earth fault occurred on distribution transformer (feeder protection or fuse). To increase the accuracy of the results, the statistics should be prepared for individual sections of distribution network eventually for sections supplied by one transformer HV/MV. After that engineers can select relevant data based on location of evaluated earthing system.

The concept of shields or earth wires connection to the ES has significant impact on fault to earth magnitude and touch/fault coincidence probability. In context of the case study, two ways of line connection to DTS can be differentiate. Respected configurations of connected conductors to DTS are shown in Figs. 5 and 6. Different impact of these configurations on the coincidence and current to earth (reduction factor) is discussed and described in section (a) and (b).

(a) DTS supplied by overhead line without earth wire or unshielded cable line

In this case the EPR can arise only during an earth fault (L-N, L-L-N, Cross L-L-N - cross-country earth fault) at DTS as Fig. 5 shows. The reduction factor r is in this case equal to 1 and only frequency of earth faults occurred at DTS is respected. Important presumption is that any shield or earth wire is not connected to given DTS earthing network. Then the coincidence probability can be expressed for this case by Eq. (5).

Considering $T = 1$ year and $CRF = 1$, Eq. (2) can be modified to Eq. (5) as follows

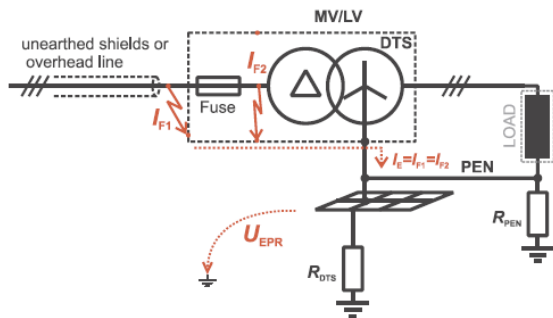


Fig. 5. Example of a fault which can cause EPR at DTS supplied by overhead line.

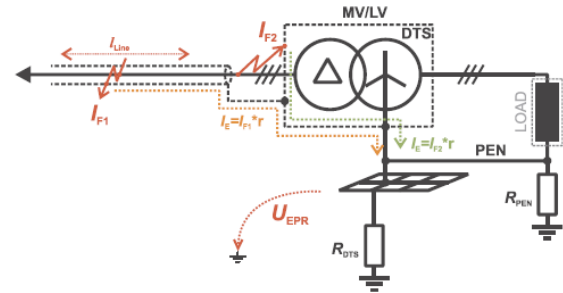


Fig. 6. Example of faults which can cause EPR at DTS supplied by cable line - earthed shield.

$$P_{Coinc} = \frac{P_n \cdot (K_n + F_n \cdot p_d)}{365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60}, \tag{5}$$

where coefficient F_n (total number of earth fault ignition per year - fault frequency) and K_n (sum of duration of all faults per year) can be calculated based on Eqs. (6) and (7).

$$aF_n = f_{nP,DTS} (1 + ARC) + f_{nF,DTS}, \tag{6}$$

$$K_n = (f_{nP,DTS} \cdot t_p) \cdot (1 + ARC) + f_{nF,DTS} \cdot t_f \tag{7}$$

where $f_{nP,DTS}$ and $f_{nF,DTS}$ is the fault frequency at a distribution transformer per year for earth faults disconnected by feeder protection (fault I_{F1} in Fig. 5) and fuse of distribution transformer respectively (fault I_{F2} in Fig. 5), ARC is a probability that the earth fault is not cleared by auto reclosing function - if auto-recloser is not used $ARC = 0$ (e.g. 0,3 means that 30% of earth faults are ignited twice due to used auto reclosing function), t_p is clearing time of respective feeder protection, t_f is clearing time of the fuse.

(b) DTS supplied by cable line

In case of cable network where shields are earthed to the given ES, the EPR can arise during both an earth fault at DTS (F_2) and also directly on the cable (F_1) as Fig. 6 shows. Therefore, it is necessary to respect both of this fault frequency and appropriate reduction factor for risk probability calculation. The coefficient F_n and K_n can be calculated based on Eqs. (8) and (9) as follows.

$$F_n = (f_{nLine} \cdot l_{Line} + f_{nP,DTS}) (1 + ARC) + f_{nF,DTS}, \tag{8}$$

where f_{nLine} is the yearly fault frequency per km of the line which earth wire or shield is connected to respective DTS, l_{Line} is length of the given line (lines).

Table 2
Respected scenarios for touch voltage evaluation.

Respected Risk Scenarios	Footwear 1000 Ω	$U_{T/EPR}$	p_n	p_d [s]	Surface size	Condition	Impedance probability	Current path
(a) Shower	No	30	1000	4	Large	Wet	50%	LHBF
(b) Tap (backyard)	No	50	100	4	Large	Wet	50%	LHBF
(c) Kitchen sink	No	20	3000	4	Large	Wet	50%	LHBF
(d) Washing machine	No	30	300	4	Large	Dry	50%	BHBF
(e) Tool use (backyard)	Yes	40	100	4	Large	Dry	50%	BHBF
(f) Tool use (cement mixer)	Yes	80	10	4	Large	Wet	50%	BHBF

Note: LHBF – left hand both feet, BHBF both hand both feet.

$$K_n = (f_{n,Line} \cdot t_{Line} + f_{n,DTS} \cdot t_F \cdot (1 + ARC) + f_{n,DTS} \cdot t_F) \quad (9)$$

3.2. Considered risk scenarios

Determination of supposed risk scenarios where hazard voltage can arise and can cause death is next important step of the risk evaluation process. It is necessary to define parameters for each scenario which are essential for the final calculation of individual risk probability (3), i.e. the human contact frequency p_n for given scenario per year, the expected duration of average contact p_d and also parameters that allow to determine hazardous touch voltage for each scenario i.e. additional insulation layer (footwear, gloves etc.), prospective touch voltage, touch moisture condition, expected shock current path and body impedance.

The considered risk scenarios and relevant parameters used for case study evaluation are summarized in Table 2. To ensure maximal simplicity of the case study, six basic risk scenarios which can endanger final consumers were defined. Since there is no available statistical data describing behaviour of individuals in defined scenarios, all necessary parameters ($U_{T/EPR}$, p_n , p_d) were estimated. The prospective touch voltage of individual scenario can be calculated based on the factor $U_{T/EPR}$, which defines the percentage value of EPR that is respected as prospective touch voltage (11). These scenarios take into account potential transfer from MV to LV earthing system, where occurrence of hazard voltages can increase of life-threatening risk i.e. the house of final consumers. For all cases were respected human body impedance only for large contact surface and value of 50% probability among the population.

3.3. Earthing system operation and respective potential transfer

Design and interconnection of given ES with other global or accidental earthing systems has a major impact on the EPR, transferred potential (size of the risk area) and touch or step voltage magnitudes. All these parameters have significant impact to the determination and classification of individual risk probability. Therefore, detailed knowledge of actual interconnection of earthing systems is necessary for the correct identification of possible risk scenarios and the calculation of prospective touch voltages.

Regarding to the case study, two possible ways of MV and LV earthing system interconnection can be found. The first possibility is direct connection of LV (R_{REN}) to MV (R_{DTS}) earthing system as it is shown in Figs. 5 and 6. In this case, the EPR of MV earthing system is totally transferred to LV side, where PEN conductor transfers whole EPR up to final customers (voltage drop on the PEN conductor is neglected). The second possibility is separation of MV and LV earthing systems, where part of EPR of affected MV earthing system is transferred to LV system as Fig. 7 shows. The amount of the EPR transferred to the LV side depends on coupling factor of both earthing systems, respectively on its distance d_{LV} .

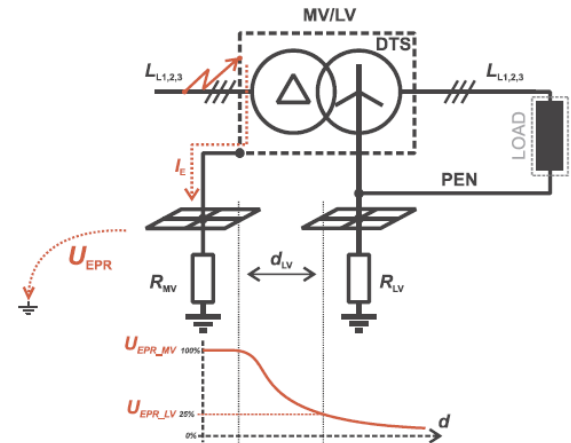


Fig. 7. Potential transfer from MV to LV earthing system.

For the case study and following sensitivity analysis (Fig. 10), the variable EPR_{LV}/EPR_{MV} was used as the coupling factor quantifying potential transferred from MV to LV earthing system. This factor can be measured (evaluation of existing ES) or established based on ES simulation (designed ES). Fig. 7 presents case where EPR_{LV}/EPR_{MV} is 25% resp. 0.25 p.u., whereas coupling factor EPR_{LV}/EPR_{MV} is 1 for commonly used interconnected MV/LV earthing system design shown in Figs. 5 and 6.

The voltage transferred from affected MV to LV earthing system $U_{EPR,LV}$ can be calculated as follows

$$U_{EPR,LV} = R_E \cdot I_E \cdot (EPR_{LV}/EPR_{MV}), \quad (10)$$

where R_E is total earthing resistance of affected earthing system (separate MV or interconnected MV/LV earthing system) and I_E is current to earth calculated from appropriate earth fault current $I_E = I_F \cdot r$. The earthing resistance R_E can be expressed as R_{MV}/R_{LV} for directly interconnected MV/LV earthing system and for separate systems as $R_E = R_{MV}$, where R_{MV} is established earthing resistance of designed DTS, which is given by its geometrics configuration and presumed soil resistivity. Then prospective touch voltage of individual scenario (Table 2) can be expressed as follows

$$U_{VT} = U_{EPR,LV} \cdot U_{T/EPR} \quad (11)$$

4. Application of the method – case study

This section is focused on determination of concrete values of individual risk probability for the case study of characteristic distribution network operated as compensated with auxiliary resistor. Just for presentation of the methodology, there are also introduced results for other

Table 3
Table of earth fault currents magnitudes, tripping times and calculated coefficients F_n and K_n .

Neutral point connection	Type of fault	Earth fault current (A)	Tripping time t_p (s)	F_n	K_n
Resonant earthed	L-N	19.7	1200	8.00E-03	960E+00
	Cross	945.9	0.3	5.20E-04	156E-04
	L-L				
Aux. resistor connected -resonant earthed	L-N	38.7	1	8.00E-03	800E-03
Earthed through resistor	L-N	538.1	0.3	1.04E-02	312E-03
	Cross	945.9	0.3	0.00E+00	000E+00
	L-L				
Isolated	L-N	200.0	1	8.00E-03	800E-03
	Cross	945.9	0.3	5.20E-04	156E-04
	L-L				
Solidly earthed	L-N	969.8	0.3	1.04E-02	312E-03
	L-L-N	675.8	0.3	1.18E-03	355E-04
	Cross	945.9	0.3	0.00E+00	000E+00
	L-L				

types of the network operation (isolated, resistor earthed, solidly earthed) which are based on the same values of distribution network parameters. The procedure of individual risk probability calculation can be summarized to the following steps:

- Case study input variables definition, definition of a distribution network parameters (points (a)–(d) of Section 3), fault statistic definition (Table 1).
- Determination of earthing resistance of designed or other relevant earthing systems.
- Risk scenarios definition (Table 2).
- Earth fault current calculation and determination of tripping times respecting used time setting of evaluated network protection (Table 3).
- Calculation of coefficients F_n and K_n (Section 3.1).
- Calculation of EPR on the earthing system for individual earth faults respecting potential transfer to points of the risk scenarios, determination of prospective touch voltage (Section 3.3).
- Calculation of coincidence probability and probability of fibrillation for all risk scenarios (Sections 2.1 and 3.1).
- Calculation of total value of the individual risk probability and evaluation of its value (Eq. (3) and Section 2.2).

On the basis of this approach, there are expressed individual values and its example of calculation for respected case study and scenarios.

Case study input variables and risk scenarios definition

For the case study was chosen MV/LV solidly interconnected earthing system of DTS supplied by overhead line without earth wire (Fig. 5) to perform proposed approach. All characteristic parameters of the exemplary distribution network showed in Fig. 4 are expressed below:

- HV network: $U_s = 110$ kV, $f = 50$ Hz, $I_{k,3p} = 15$ kA.
- Supply transformer HV/MV: $U_{r1} = 110$ kV, $U_{r2} = 22$ kV, $S_r = 40$ MVA, $u_{k\%} = 10\%$, $\Delta P_k = 0.09$ MW, $X_{OT}/X_{1T} = 1.5$.
- MV network: $U_s = 22$ kV, $I_c = 200$ A, $R_k = 0.224$ Ω /km, $X_k = 0.287$ Ω /km, $R_{0k}/R_{1k} = 1$ and $X_{0k}/X_{1k} = 1$, $I_R = 1000$ A, $I_{aux} = 20$ A.
- Distribution transformer VN/NN: R_E (is calculated based on ρ_s), $l = 20$ km, $R_f = 5$ Ω , $r = 1$, $\rho_s = 100$ Ω m, $EPR_{LV}/EPR_{MV} = 1$.

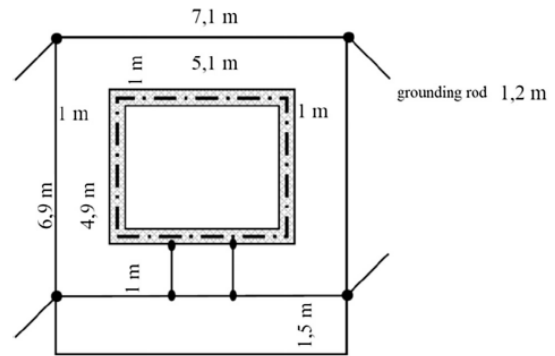


Fig. 8. Design of the earthing system of evaluated DTS.

Design of evaluated earthing system of DTS is shown in Fig. 8. Earthing resistance of such DTS is expressed based on analytical solution respecting homogenous (one layer model) soil resistivity as $R_{DTS} = 0.04556 \cdot \rho_s$. The earthing resistance of LV earthing system is calculated as $R_{PEN} = \rho_s/100$ and $R_{PEN} = 2$ Ω for $\rho_s < 200$ Ω m. The total earthing resistance of the system, where MV and LV side is interconnected is then calculated as $R_E = R_{DTS}/R_{PEN}$. The homogenous soil resistivity was assumed for maximal simplification of presented probabilistic approach, however for more accurate evaluation of ES resistance and voltage distribution the soil inhomogeneity should be respected by soil model with more layers. The necessity to have suitable model for earthing system analyses was discussed in [30].

Risk scenarios and fault statistic data are used as is introduced in Tables 1 and 2.

Earth fault current and coincidence coefficients calculation

The results of calculated earth fault currents and coefficients for respected faults and system operation are listed in Table 3.

An example of calculation of the first row is as follows (all short-circuits are cleared by feeder protection in preset time):

$$I_{E(L-N)} \cong (I_c \cdot 0.1) \cdot r, \text{ where fault resistance is respected}$$

$$F_n = f_{n,DTS} (1 + ARC) = \left(\frac{20}{2500} \right) \cdot (1 + 0) = 8 \cdot 10^{-3}$$

$$K_n = (f_{n,DTS} \cdot t_p) \cdot (1 + ARC) = \left(\frac{20}{2500} \cdot 1200 + 0 \right) \cdot (1 + 0) = 9.6 \quad (12)$$

Example of individual risk probability calculation

The partial results leading to determination of final value of individual risk probability $P_{risk,tot}$ of resonant earthed (compensated) network are listed in Table 4 for all respected earth faults and risk scenarios. Detailed example of the calculation process is introduced below only for the first row of the Table 4 (L-N fault in compensated network and risk scenario a). In the first step, the potential rise of LV earthing system $U_{EPR,LV}$ is calculated as described in Section 3.3:

$$U_{EPR,LV} = R_E \cdot I_{E(L-N)} \cdot (EPR_{LV}/EPR_{MV}) = 1.39 \cdot 19.7 \cdot 1 = 27.3 \text{ V} \quad (13)$$

Then prospective touch voltage of the scenario (a) can be express as

$$U_{VT} = U_{EPR,LV} \cdot U_{T/EPR} = 27.3 \cdot 0.3 = 8.2 \text{ V.} \quad (14)$$

In the electric shock scenario, the prospective touch voltage is applied to the series combination of human body impedance and impedance of additional insulating layer (if present, i.e. footwear). Thus, only a portion of the whole prospective touch voltage might be applied on the human body impedance (in case of additional insulating layer) and this voltage is denoted here as the load voltage U_{load} (Table 4). As the human body impedance is voltage dependent [25], simple iterative routine was used when an initial value of load voltage was taken as equal to the prospective touch voltage and was changed throughout each iterative step so, to meet the Ohm's law of series combination of human body impedance and impedance of additional insulation layer.

Table 4
Table of results of evaluated risk scenarios and calculated individual risk probability for resonant earthed network with auxiliary resistor (RES + R).

Earth fault		U_{EPRLV} [V]	Risk scen.	U_{VT} [V]	U_{load} [V]	t_{fault} [s]	I_{HB} [mA]	$P_{Coinc,RS}$ [-]	$P_{Fib,RS}$ [-]	$P_{Risk,RS}$ [-]	$P_{Risk,RES}$	$P_{Risk,RES+R}$
Compensated - R_{aux} disconnected	L-N	27.3	(a)	8.2	8.2	1200	5.8	3.05E-04	4.17E-17	1.27E-20	5.52E-08	5.52E-08
			(b)	13.7	13.7		9.7	3.05E-05	1.13E-11	3.45E-16		
			(c)	5.5	5.5		3.9	9.16E-04	2.87E-22	2.63E-25		
			(d)	8.2	8.2		6.3	9.16E-05	2.41E-15	2.21E-19		
			(e)	10.9	7.6		5.8	3.05E-05	4.17E-17	1.27E-21		
			(f)	21.9	13.2		15.1	3.05E-06	1.12E-07	3.42E-13		
	Cross L-L-N	1314.7	(a)	394.4	394.4	0.3	634.2	7.09E-08	3.61E-01	2.56E-08		
			(b)	657.3	657.3		1296.1	7.09E-09	9.79E-01	6.94E-09		
			(c)	262.9	262.9		350.6	2.13E-07	9.62E-03	2.05E-09		
			(d)	394.4	394.4		1030.5	2.13E-08	8.97E-01	1.91E-08		
			(e)	525.9	239.0		498.9	7.09E-09	1.22E-01	8.67E-10		
			(f)	1051.7	414.1		1109.1	7.09E-10	9.35E-01	6.63E-10		
Comp. - R_{aux} connected	L-N	53.7	(a)	16.1	16.1	1	11.4	1.27E-06	3.32E-12	4.21E-18	1.23E-13	
			(b)	26.9	26.9		19.1	1.27E-07	2.85E-08	3.62E-15		
			(c)	10.7	10.7		7.6	3.81E-06	6.24E-16	2.38E-21		
			(d)	16.1	16.1		12.4	3.81E-07	1.56E-11	5.94E-18		
			(e)	21.5	14.9		11.5	1.27E-07	3.32E-12	4.21E-19		
			(f)	43.0	25.9		29.8	1.27E-08	9.39E-06	1.19E-13		

Table 5
Table of results of the individual risk probability for all respected neutral point connection.

Risk scenario		Effectively earthed	Isolated	Earthed through resistor	Resonant earthed	Resonant earthed with R_{aux}
L-N	(a)	5.79E-07	5.19E-08	1.50E-09	1.27E-20	4.22E-18
	(b)	1.39E-07	7.69E-08	3.77E-08	3.45E-16	3.96E-15
	(c)	5.63E-08	2.72E-09	2.44E-12	2.63E-25	2.38E-21
	(d)	3.90E-07	1.12E-07	3.13E-08	2.21E-19	6.16E-18
	(e)	2.04E-08	7.68E-09	6.71E-11	1.27E-21	4.22E-19
	(f)	1.34E-08	1.04E-08	3.59E-09	3.42E-13	4.61E-13
Cross L-L-N	(a)	0	2.56E-08	0	2.56E-08	2.56E-08
	(b)	0	6.94E-09	0	6.94E-09	6.94E-09
	(c)	0	2.05E-09	0	2.05E-09	2.05E-09
	(d)	0	1.91E-08	0	1.91E-08	1.91E-08
	(e)	0	8.67E-10	0	8.67E-10	8.67E-10
	(f)	0	6.63E-10	0	6.63E-10	6.63E-10
L-L-N	(a)	3.55E-09	0	0	0	0
	(b)	1.13E-08	0	0	0	0
	(c)	2.77E-11	0	0	0	0
	(d)	1.69E-08	0	0	0	0
	(e)	1.22E-10	0	0	0	0
	(f)	9.40E-10	0	0	0	0
P_{risk} summary		1.23E-06	3.17E-07	7.41E-08	5.52E-08	5.52E-08

The prospective touch voltage was assumed as constant voltage source with zero internal impedance. The next column of Table 4 express fault clearing time t_{fault} for respected asymmetrical faults as presented in Table 3. Column I_{HB} contains resulting shock current through human body for given load voltage.

Table 4 also contains results of coincidence probability, probability of fibrillation and individual risk probability for respected risk scenarios (index RS) and for different earth faults in resonant earthed system. Since the auxiliary resistor is used in this network, additional faulty state (Comp. - R_{aux} connected) is taken into account i.e. moment when auxiliary resistor is connected for 1 s to increase earth fault current (for relaying purpose). The operation of compensated network can either be with or without the auxiliary resistor connected, therefore it is possible to calculate total value of P_{Risk} for of resonant earthed operated system without auxiliary resistor (RES) and with auxiliary resistor (RES + R) as a sum of all relevant fault/risk scenarios according to Eq. (3). Similarly the total coincidence probability P_{Coinc} can be calculated for both operations (RES and RES + R) and then used for evaluation of condition 2 in Fig. 1. This condition is not met in these cases due to high coincidence probability during an earth fault (L-N) as Table 4 presents, therefore calculation and evaluation of the individual risk probability

has to be done next.

An example of individual risk probability calculation is introduced only for the first row (i.e. risk scenario a) during earth fault L-N). The individual risk probability is calculated based on (1) and (5) as follows

$$P_{Risk,RS} = P_{fib,RS} \cdot P_{Coinc,RS} = P_{fib,RS} \cdot \frac{P_{\Omega}(K_{\Omega} + F_{\Omega}P_{\Omega})}{365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 4.17 \cdot 10^{-17} \cdot \frac{1000(9.6 + 8.0 \cdot 10^{-3} \cdot 4)}{365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 4.17 \cdot 10^{-17} \cdot 3.05 \cdot 10^{-4} = 1.27 \cdot 10^{-20} \quad (15)$$

The $P_{Fib,RS}$ values are determined by Matlab routine based on method described in Ref. [12] (see Section 2.1).

4.1. Evaluation and analyses of the results

As it is apparent from Table 4, the resulting individual risk value of resonant earthed network with an auxiliary resistor is $5.52 \cdot 10^{-8}$, which confirms that the design of the ES is correct according to the individual risk limit values discussed in Section 2.2. Therefore, the basic design of this ES can be realized without any further modification (Fig. 1). It is necessary to mention, that evaluation of simultaneous line-to-earth short circuits (Cross L-L-N) is not performed in routine practice of Czech earthing systems evaluation process and also verification of

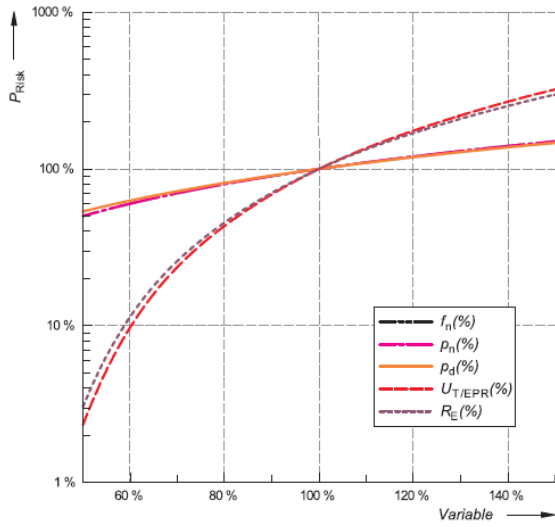


Fig. 9. Effect of the error of substantial input variables on individual risk probability, resonant earth system.

this fault is not specified by the standard [2].

To demonstrate and compare the effect of the neutral point connection on the individual risk probability for the case study conditions, Table 5 summarizes all results. As can be seen in the table, the individual risk exceeds the 10^{-6} tolerable limit only in case of effectively earthed system and therefore consideration of additional measures or redesign of ES followed by risk CBA analysis is necessary.

4.2. Sensitivity analysis of the individual risk probability

As mentioned in Section 2.1, the most problematic part of the probabilistic approach is correct determination of the input variables which can be established with relatively high error due to insufficient or incomplete information. Therefore, sensitivity analysis might highlight the impact of an error in input variables on resulting value of the individual risk. Thus, a sensitivity analysis was performed with change of relevant input variables for resonant earthed system with auxiliary resistor. The results of this analysis are divided into two Figs. 9 and 10. In Fig. 9, input variables are related to basic values used in the case study calculation (they were changed within 50% and 150%), and also the resulting risk is also related to the initial value received from the case study (Table 4). As the figure shows, incorrect determination of input variables can have a significant effect on the quantification of the fatality risk (up to two orders) and it has to be taken into account during risk evaluation process. Variable f_n and p_n has the same impact to risk probability as the coincidence probability (2) is directly proportional to both variables.

The next factor, which can affect determined individual risk probability, is the variation of respected parameters of the distribution network due to time instability and climatic or other influences. Parameters that can be expected to change during operation of the network and thus can affect the fibrillation probability are shown in Fig. 10.

4.2.1. Evaluation

4.2.1.1. Soil resistivity ρ_s . The significant gradient of the risk probability is in the range of soil resistivity 100–1500 Ωm . The risk probability converges on total coincidence probability of the case study $1.38 \cdot 10^{-3}$ in case that soil resistivity exceeds 3 k Ωm (the probability of fibrillation is close to 100%). The first bump of this curve (100–200 Ωm) is caused by simplified approach of total earthing resistance calculation where

the earthing resistance of LV earthing system is calculated as $R_{PEN} = \rho_s / 100$ for $\rho_s > 200 \Omega\text{m}$ and $R_{PEN} = 2 \Omega$ for $\rho_s < 200 \Omega\text{m}$. The second bump (200–400 Ωm) respects saturation of risk probability related to Cross L-N faults (probability of fibrillation caused by Cross L-N close to 100%, therefore the risk probability converges to coincidence probability of Cross L-N fault $2.46 \cdot 10^{-7}$).

4.2.1.2. Clearing time t_{clear} . The risk probability converges to the coincidence probability of Cross L-N fault $3.15 \cdot 10^{-7}$ calculated for maximal considered value of clearing time (500% in case presented in Fig. 10). It means that probability of fibrillation caused by Cross L-N is close to 100%, in case that real clearing time will be > 2.5 times of respected value (Table 4 - t_{ult}).

4.2.1.3. Fault resistance and fault distance d_{feeder} . The impact of this variables to P_{risk} is insignificant, because the length of the line to fault is given by network topology and increasing of fault resistance reduces P_{risk} .

4.2.1.4. Reduction factor r . The gradient of the reduction factor is substantial especially in case, when value lower than 1 is used. It is necessary to respect influence on P_{risk} caused by increasing of this value during the life-time period of the earthing system (due to loss of interconnection with other ESs, i.e. corrosion, etc). It was found out [29] that the reduction factor should be equal down to 0.2 in case of interconnected MV ES and LV ESs.

4.2.1.5. Potential transfer EPR_{LV}/EPR_{MV} . The impact of the ratio of potential transfer from MV to LV earthing system to risk probability is the same as in case of reduction factor.

4.2.2. Summary

As Fig. 10 shows, the key parameter that can significantly affect the outcome of the case study is the soil resistivity which can strongly vary during the lifetime of the designed ES. In this case, the increase of the soil resistivity over 650 Ωm leads to exceeding the boundary of intermediate risk and in the case of crossing value 1330 Ωm the individual risk probability is intolerable. However the change from initial value of 100 Ωm to more than 1300 Ωm is unlikely to happen in real system. Therefore, similar sensitivity analysis of individual input values or its combinations are very important with regards to correct evaluation of the risk/safety criteria according to probabilistic approach, especially in cases where the input variables are not precisely determined or estimated for whole life-time period of ES.

5. Conclusion

As presented above, the probabilistic approach has certainly significant contribution to the field of earthing systems safety criteria evaluation despite its disadvantage flowing from the complexity and necessity to determine a large number of variables which may not be always known or may change their values during earthing system lifetime. Considering the present deterministic approach that does not reflect the actual level of threat to the population, the probabilistic approach can be profitably used especially in cases of remote or less accessible earthing systems, where compliance with the deterministic safety criteria (EN 50 522) is challenging and costly despite the fact that risk probability is really low (poles, switching station, disconnectors, transformer station, etc.). The possible application of discussed probabilistic approach has to take into account legal tendencies (common, civil or religious law) and applicable standards (national or company). The other area for the application of this approach could be risk evaluation in cases that system of distribution network operation was changed during the lifetime period of ES (i.g. change of neutral point operation, capacitive current increasing, change of network topology, etc.) and modification of the earthing system can be very expensive or

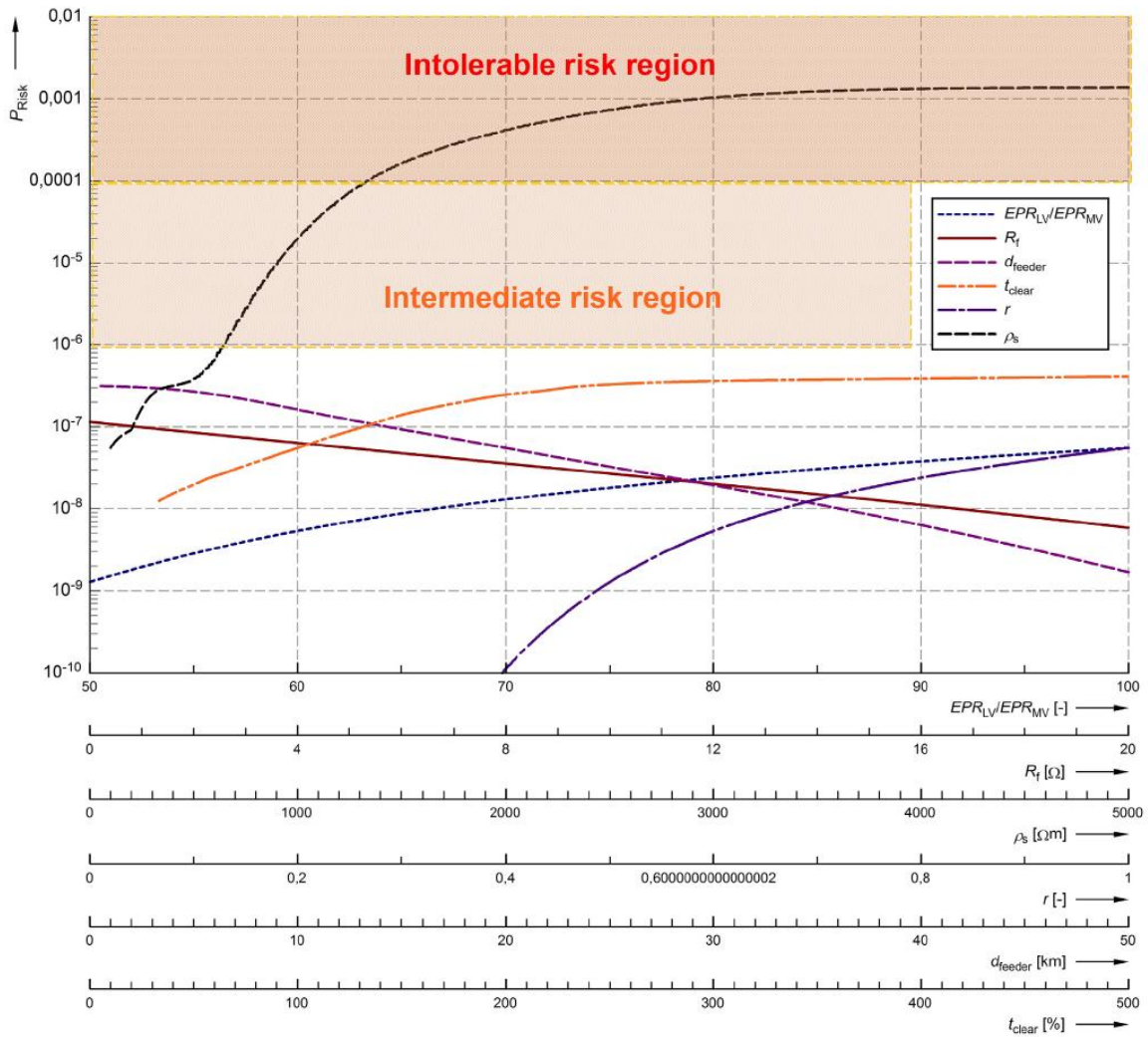


Fig. 10. Effect of the change of network parameters on individual risk probability.

even impossible (ownership problem, highly built-up area, etc.).

In such cases, the real risk evaluation might be taken into consideration for convenience of cost savings allocation for any future compensation to injured persons. It is also necessary to point out, that the probabilistic approach should not be used in a way to 'optimize' the design by decreasing the size (minimize expenses) of ES to only comply with the acceptable and tolerable risk levels specified in Section 2.2. If some safety measures have already been accepted as a safety minimum (e.g. double circle peripheral ES for HV tower, etc.), they should be always used for a basic design and if they do not comply with the current deterministic approach, only then the probabilistic approach can be used to assess the real risk level as Fig. 1 shows.

Another area for probabilistic approach should be the assessment of appropriate neutral point connection of supply transformer from risk probability point of view.

With regards to the possibility of high variability and inaccuracy of input parameters used by probabilistic approach, the sensitivity analysis should be performed to detect unacceptable circumstances.

However, the weakest point of the probabilistic methods is currently absence of relevant statistics which are fundamental for correct

application of such methods. Therefore the areas that should be focused on to ensure the usability of the method in the future are as follows: study of persons behaviour in risk areas (respecting national differences), study focused on detailed earth fault statistics (prior data processing for all network where probability method will be applied), studies and analyses focused on transferred potential and expected touch voltage magnitudes characteristic for probable risk scenarios occurring in distribution network.

Acknowledgements

This research work has been carried out in the Centre for Research and Utilization of Renewable Energy (CVVOZE). Authors gratefully acknowledge financial support from the Ministry of Education, Youth and Sports of the Czech Republic under NPU I programme (project No. LO1210).

References

[1] IEC 61936-1:2010: Power installations exceeding 1 kV a.c. – Part 1: Common rules.

- Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission; ed.2.0; 2010.
- [2] EN 50522:2010. Earthing of power installations exceeding 1 kV a.c. European Committee for Electrotechnical Standardization; 2010.
- [3] IEEE Std 80–2000: IEEE Guide for safety in AC substation grounding. New York (USA): Institute of Electrical and Electronics Engineers, January 2000.
- [4] El-kady M. Probabilistic short-circuit analysis by Monte Carlo simulations. *IEEE Trans Power Appar Syst* 1983;PAS-102:1308–16. doi:<http://dx.doi.org/10.1109/TPAS.1983.318078>.
- [5] El-kady M, Ford G. An Advanced probabilistic short-circuit program. *IEEE Trans Power Appar Syst* 1983;PAS-102:1240–8. doi:<http://dx.doi.org/10.1109/TPAS.1983.318069>.
- [6] Dimopoulos A, Griffiths H, Harid N, Haddad A, Ainsley A, Guo D, et al. Proposal for probabilistic risk assessment in grounding systems and its application to transmission substations. *IEEE Trans Power Deliv* 2012;27:2219–26. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRD.2012.2204440>.
- [7] EG-0 Power system earthing guide – Part 1: Management principles. Canberra: Energy Network Association, May 2010.
- [8] Griffiths H, Pilling N. Earthing. In: Haddad A, Warne D, editors. *Advances in high voltage engineering*. IET Power Energy Ser. 40, London: The Institution of Electrical Engineers; 2004. p. 349–413.
- [9] Lee HS, Kim JH, Dawalibi FP, Ma J. Efficient ground grid designs in layered soils. *IEEE Trans Power Deliv* 1998;13:745–51. <http://dx.doi.org/10.1109/61.686969>.
- [10] Southey RD, Siahtrang M, Fortin S, Dawalibi FP. Using fall-of-potential measurements to improve deep soil resistivity estimates. *IEEE Trans Ind Appl* 2015;51:5023–9. <http://dx.doi.org/10.1109/TIA.2015.2428679>.
- [11] Gustafson RJ, Pursley R, Albertson VD. Seasonal grounding resistance variations on distribution systems. *IEEE Trans Power Deliv* 1990;5:1013–8. <http://dx.doi.org/10.1109/61.53115>.
- [12] Dimopoulos A, Griffiths H, Harid N, Haddad A, Ainsley A, Mpofo G. Probability surface distributions for application in grounding safety assessment. *IEEE Trans Power Deliv* 2012;27:1928–36. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRD.2012.2204442>.
- [13] Carman WD. Probabilistic comparison and application of international electrical safety criteria. In: *PowerCon 2000. Proceedings of the 2000 international conference on power system technology (Cat. No.00EX409)*, vol. 3. IEEE; 2000. p. 1347–52. doi:<http://dx.doi.org/10.1109/ICPST.2000.898165>.
- [14] El-Kady MA, Hotte PW, Vainberg MY. Probabilistic assessment of step and touch potentials near transmission line structures. *IEEE Trans Power Appar Syst* 1983;PAS-102:640–5. doi:<http://dx.doi.org/10.1109/TPAS.1983.317985>.
- [15] Carman WD, Mukhedkar D. Practical touch potential criteria for Australian electrical power distribution. *IEEE Trans Power Deliv* 1990;5:2063–71. <http://dx.doi.org/10.1109/61.103702>.
- [16] Amin A, Dimopoulos A, Griffiths H, Haddad A, Harid N, Guo D, et al. Assessing electrocution risks in transmission substations using probabilistic criteria. In: 2013 48th International university on power engineering conference. IEEE; 2013. p. 1–5, doi:<http://dx.doi.org/10.1109/UPEC.2013.6714981>.
- [17] El-kady M, Vainberg M. Risk assessment of grounding hazards due to step and touch potentials near transmission line structures. *IEEE Trans Power Appar Syst* 1983;PAS-102:3080–7. doi:<http://dx.doi.org/10.1109/TPAS.1983.318114>.
- [18] Wang W, Velazquez R, Mukhedkar D, Gervais Y. A practical probabilistic method to evaluate tolerable step and touch voltages. *IEEE Trans Power Appar Syst* 1984;PAS-103:3521–30. doi:<http://dx.doi.org/10.1109/TPAS.1984.318382>.
- [19] Wang W, Mukhedkar D, Gervais Y. Sensitivity analysis of the total accident probability of a grounding system. *IEEE Trans Power Appar Syst* 1985;PAS-104:1761–5. doi:<http://dx.doi.org/10.1109/TPAS.1985.319210>.
- [20] Wang W, Gervais Y, Mukhedkar D. Probabilistic evaluation of human safety near HVDC ground electrode. *IEEE Trans Power Deliv* 1986;1:105–10. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRD.1986.4307895>.
- [21] Bastian MB, Carman WD, Woodhouse DJ. Real-time monitoring of substation ground potential rise and grounding system impedance using power system faults. *IEEE Trans Ind Appl* 2015;51:5298–304. <http://dx.doi.org/10.1109/TIA.2015.2425361>.
- [22] BS EN 50522:2010: Earthing of power installations exceeding 1 kV a.c - National annexes NA, NB. (British-adopted European Standard). British Standards Institution; 2012.
- [23] Carman WD. Development of risk profiles associated with electrical power substation earthing systems. In: *PowerCon 2000. Proceedings of the 2000 international conference on power system technology (Cat. No.00EX409)*, vol. 3. IEEE; 2000. p. 1341–6. doi:<http://dx.doi.org/10.1109/ICPST.2000.898164>.
- [24] Nahman J, Zlatanovski M. Risk of fatal electric shocks at distribution network MV/LV transformer stations. *IEE Proc - Gener Transm Distrib* 1998;145:463–7. <http://dx.doi.org/10.1049/ip-gtd:19981985>.
- [25] IEC TS 60479-1:2005: Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission; ed.4.0; 2005.
- [26] UK Health and Safety Executive (HSE). *The tolerability of risk from nuclear power stations*. London: HMSO; 1992.
- [27] Whipple C, editor. *De Minimis Risk*. Boston (MA): Springer, US; 1988. doi:<http://dx.doi.org/10.1007/978-1-4684-5293-8>.
- [28] Kumamoto H, Henley EJ. *Probabilistic risk assessment and management for engineers and scientists*. 2nd ed. New York: IEEE Press; 1996.
- [29] Cafaro G, Montegiglio P, Torelli F, Barresi A, Colella P, De Simone A, et al. Influence of LV neutral grounding on global earthing systems. *IEEE Trans Ind Appl* 2017;53:22–31. <http://dx.doi.org/10.1109/TIA.2016.2608325>.
- [30] Popov M, Greč L, Hoidalén HK, Gustavsen B, Terzija V. Investigation of the overvoltage and fast transient phenomena on transformer terminals by taking into account the grounding effects. *IEEE Trans Indust Appl* 2015;51(6):5218–27, doi:<http://dx.doi.org/10.1109/TIA.2015.2411652> [November–December].

Publikace P3.B

VYČÍTAL, V.; TOPOLÁNEK, D.; TOMAN, P.; PTÁČEK, M. Sensitivity Analysis of Earthing System Impedance for Single and Multilayered Soil. In *CIREC 2017, The 24th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. CIREC – Open Access Proceedings Journal*. Glasgow, UK: CIREC, 2017. s. 1-5. ISBN: 978-1-78561-483-5. ISSN: 2515-0855.


24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)

12-15 June 2017

Session 1: Network components



Sensitivity analysis of earthing system impedance for single and multilayered soil

Vaclav Vycital , David Topolanek, Petr Toman, Michal Ptacek

Brno University of Technology, Faculty of Electrical Engineering and Communication,
Department of Electrical Power Engineering, Czech Republic

✉ E-mail: vaclav.vycital@vutbr.cz

IET Journals
The Institution of
Engineering and Technology

ISSN 2515-0855

doi: 10.1049/oap-cired.2017.1108

www.ietdl.org

Abstract: Over the last decades, computer power has grown and it is now possible to use computers for solving any electromagnetic problem by the approach of solving rigorous electromagnetic field (EMF) (Maxwell's equations). With the use of this technique, it is possible to easily model an earthing system (ES) with a uniform or non-uniform soil model. This study thus points out to the possible error between the analytical and EMF approach when determining ES resistance that has a crucial effect on resulting human safety. Three different ESs of distribution system substation were modelled using EMF simulation software (Ansoft Maxwell) for uniform and two-layer soil models. The expected earthing resistances were determined for the ES models and compared with the values obtained by an analytical uniform soil model. The calculation was done for two different values of surface soil resistivities as well as for four different values of the surface layer thickness. Both values were compared which indicated the possible error that is being made when using an old analytical approach.

1 Introduction

1.1 Earthing system overview

Designing an ES is one of the frequently performed tasks by power electricity engineers when designing almost any distribution transformer/switching/etc. substations. Basically, designers have to fulfil electrical, functional, safety and some general requirements, e.g. as defined in European Standard EN 50522:2010 [1]. Apart from other requirements, the designer must ensure

- (i) The ES has to withstand the fault current without any damage.
- (ii) The material for earthing rods, strips and networks should be chosen with respect to lifetime longevity and duration (i.e. anticorrosion).
- (iii) The resistance of an ES should not be very high in order to allow the earth-fault protection to operate reliably.
- (iv) The EPR (earth potential rise) on the ES should not exceed certain limits.
- (v) The step and touch voltages in the vicinity of the ES shall not exceed safety limits as defined in [1].

From a human safety point of view, the last two points make up the main restrictions and they are crucial requirements that have to be carried out carefully and properly.

As the fault current flows from the source through the power line, the faulted equipment (e.g. phase-armature fault), the ES and back to the source through the ground, a potential gradient appears in the surrounding surface of the ES. This gradient decreases with the distance from the grounding electrode and practically disappears at great distances. However, this potential gradient can be a source of danger to persons through the step and touch voltages. Potential gradient magnitudes depend mainly on the magnitude of fault current, the shape of the ES and the resistance of the ES. The fault current is dependent on the neutral point connection of the affected distribution system. Nevertheless, it is possible to decrease the earth fault current to great extent by operating the distribution system as resonant earth, the crucial part from the viewpoint of hazardous voltages is located in the resulting ES resistance. The resistance of ES is dependent on its shape and the soil resistivity.

1.2 ES resistance

In the field of calculating ES resistance, a lot of progress has been done throughout almost the entire last century. Basically, the ES is a spatial structure buried under the distribution system (DS) substation in the ground. As the ground represents a 3D spaced conductor of infinite width, the fault current dissipates from the ES in all directions and thus simplifications of linearisation of resistance calculation are not applicable. The approach of rigorous electric field calculation is possible but may lead to many mathematical difficulties. In the time of widespread electrification, solving equations of electromagnetic field (EMF) (i.e. Maxwell's equations) was not suitable; therefore, some simplified equations were developed to avoid an overly complicated and time-consuming approach.

The origin of all of today's simplified formulas for calculating ES resistances stems from the method of image charges. After being used together with the method of average potential method by Howe [2], other authors were inspired to use it for ES issues. Therefore, a series of more or less extensive works were published by Peters [3], Ollendorf [4] and others. True insight into all these calculations were brought by Dwight [5]. In his paper, Dwight introduced derived simplified formulas for many different shapes of ES. Later, his work was followed by Rüdenberg [6] and Schwartz [7]. As Rüdenberg was more focused on simplifying the formulas for solving ES and in his paper derived formulas depth independent, Schwarz introduced modified formulas that were easier to use because of the only dependence on the total length of all ES conductors and the total area covered by ES. All of the previous formulas were slightly modified later [8, 9] and they became universally accepted as the basic approach to solving ES problems.

At the beginning of derivation of all previous formulas, there were discussions on the composition of the earth structure [4, 6] and its equivalent electrical model. A generally accepted soil model – the uniform soil model – was chosen, because of its simplicity (i.e. a model with only one layer). However, from the field measurements, it was obvious that the uniform soil model does not fit earth very well and thus more authors turned their attention to the soil models. One of the first published works can be the paper by Thapar and Gross [10] later followed by Sunde [11] and many others [8, 9, 12, 13]. Generally, there are two basic approaches of uniform and multi-layer soil models. Whereas uniform soil model

is considered as homogenous isotropic structure, the two-layer model or multi-layer soil model is considered as with more horizontally separated homogenous isotropic layers, each with its different soil resistivity ρ and its thickness h . Choosing an appropriate soil model may not be so simple and is always only simplifications of the real structure of the soil. A basic technique for measuring soil resistivity is the Wenner four-pin method. This method uses four electrodes driven into the ground separated by distance a . Techniques for determining parameters of multi-layer soil have been developed by Sunde [11] and others [14], usually based on measuring soil resistivity by the Wenner method for many different separation distances a , so it is possible then to estimate ρ and h using a graphical method [15]. Also, it should be noted that the soil resistivity and thickness of different layers may change during the lifetime operation due to moisture changes. Despite the increase in difficulty of the analytical approach in calculation ES resistance, multi-layer soil model achieves more accurate results and is therefore recommended [15].

With the development of personal computers and the possibility of using them for solving thousands of equations, the opportunity to use them to directly solve Maxwell's EMF equations quickly emerged. A lot of effort has been put into this field and many different programs have been developed. Basically, the idea of directly solving Maxwell's equations is accomplished by discretising the 3D spatial object (like the ground, ES, conductor etc.) into a finite number of basic elements (cubes, tetrahedrons) and solving the electromagnetic problem in each element by using numerical/iterative methods. Generally, as the number of elements increase (when reducing element dimensions), greater accuracy is achieved and vice versa. On the other hand, more elements require more computation time and thus more time is needed to find the solution. Depending on the solution type and chosen boundary condition, different methods were derived. For solving integral equations, it is known as boundary element method and for differential equations as finite difference method and finite element method (FEM). The last method of finite element found significant footing in the field of simulating electromagnetic problems in the power electric field [16].

The current approach in ES resistance calculation may be found in using some state-of-the-art EMF simulating software [16]. Such software packages are already commercially available like CDEGS [17].

2 Earthing systems case studies (models)

Here, three different ES networks were modelled to determine its ES resistances by means of an analytical method and FEM software. The dimensions of modelled ESs are based on the Czech Republic's earthing practice.

The first modelled earthing network may represent a kiosk distribution transformer station (DTS). This type of substation is generally built on a reinforced concrete foundation and the ES is interconnected with the concrete rebar. So the ES of kiosk substation basically consists of a rectangular foundation earthing. The ES is also supplemented with the rectangular peripheral earthing and for the purpose of improving the step voltage gradients, there is also an earthing strip 1.5 m in front of the kiosk to reduce potential step voltage magnitudes. The ES is supplemented by four rods. The dimensions are apparent from Fig. 1. The earthing is made of an Fe-Zn strip with its cross-section $30 \times 4 \text{ mm}^2$ and the ES is buried 0.7 m in the ground.

The second modelled ES represents the ES of DTS mounted on a concrete pole (Fig. 2). The ES is composed of the reinforced concrete foundation supplemented with two peripheral ring earthing electrodes (EE) connected through the earthing strip. The earthing is completely made of an Fe-Zn strip $30 \times 4 \text{ mm}^2$. The inner ring EE is buried 0.4 m in the ground and the outer ring is buried 0.7 m in the ground. The concrete foundation around the pole is buried 2.2 m in the ground. The concrete pole is 0.365 m in diameter.

The third and last model in this paper is also a pole-mounted DTS depicted in Fig. 3, but the ES is made as four-point star EE buried 0.7 m in the ground. The reinforced concrete foundation has the

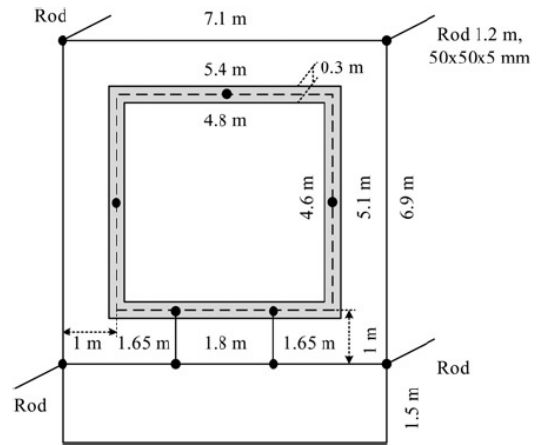


Fig. 1 Kiosk ES, model 1, schematic overview

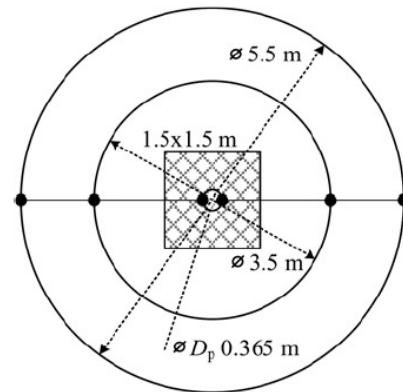


Fig. 2 Pole-mounted DTS ES, model 2, schematic overview

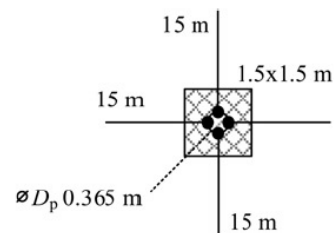


Fig. 3 Pole-mounted DTS ES, model 3, schematic overview

same dimensions as with model 2. The concrete pole is 0.365 m in diameter.

Throughout the simulation, all these ESs were placed in two-layer hemispheric homogenous and isotropic soil models with respected resistivity ρ_1 for the first-surface layer and ρ_2 for the deeper second-bedrock layer. The thickness of the surface layer is here denoted as h .

3 Calculation methods

3.1 Analytical PNE approach

The basic requirements on ES are described in European Standard EN 50522 [1]. The Appendix J of this standard presents simple

equations for determining the ES resistance of some simple EEs. However, these equations are stated with no proper explanation on how to use them for earthing networks of any arbitrary complicated shapes. As there is no other European Standard with further explanation on how to estimate the ES resistance, the utility standard PNE 33 0000-4:2011 is used in the Czech Republic [18] as a main source of analytical solution method for utility company personnel or other designers who deal with high-voltage DTS ES designing. This utility standard specifies some basic principles focused on the calculation of ES resistance for more complicated shapes of ESs. Based on the literature reviewed, it can be said that the equations in this standard are based on the method of images [1, 4, 5] and they are a combination of the Dwight [5] and Rüdenberg [6] ES calculation approach. As most of the engineers use only country-specific literature, the most complicated ES shapes may be solved by the method of calculating the ES resistance by the self and mutual potential method as the same method is described in Appendix I in [7]. Owing to the difficulty of determining the self and mutual potential and resulting resistances, basic simplified formulas are used together with some empirical coefficients η implementing the effect of mutual influence. So introduced below are the equations from PNE [18] used for determining the ES resistance of three ES models used here.

For the foundation earthing R_f , the formula for a circular plate buried at zero depth can be used, where the rectangular shape is converted to a circular disc with an equivalent diameter (as is in accordance with [1, 6])

$$R_f = \pi \frac{\rho}{4(a+b)} = \pi \frac{\rho}{2D} \quad (1)$$

$$D = 2 \frac{a+b}{\pi} = \frac{L}{\pi} \quad (2)$$

Rectangular peripheral EE R_p should be modelled as a ring electrode (probably at zero depth as it is not specified in [18]), the formula is the same as in [1]

$$R_p = \frac{\rho}{\pi^2 D} \ln \frac{2\pi D}{d} \quad (3)$$

Vertically driven rod R_r (as in accordance with [1, 6])

$$R_r = \frac{\rho}{2\pi L} \ln \frac{4L}{d} \quad (4)$$

and strip EE R_s (in accordance with [1, 6])

$$R_s = \frac{1}{\eta_s} \frac{\rho}{\pi L} \ln \frac{2L}{d} \quad (5)$$

where ρ is the average (apparent) soil resistivity of uniform soil model, a and b are the length and width dimensions of rectangular EE, D is the equivalent/real diameter of ring or disk EE, L the length of an appropriate electrode (one strip, or length of one rod), d the inner diameter of earthing conductor wire or the rod or half of the width of the strip conductor, η_s the coefficient of mutual influence of more strips that for one or two strips is equal to 1, for three and four strips equal to 0.9 and 0.836, respectively.

Also, for the reinforced concrete foundation EE of a concrete pole (DTS, or switching substation etc.) as

$$R_{\text{pole}} = 1.1 \times K_{11} \frac{\rho}{L_p} \quad (6)$$

where L_p is the depth of a buried concrete pole in the ground and K_{11} is a coefficient determined from the chart in PNE [18] dependent on L_p and the pole diameter D_p .

All previous formulas are basically defined for EEs buried at zero depth (i.e. on the surface) and it can be seen from (1) to (6) that they

are almost depth independent. The determination of ES resistance of any shape according to this standard is possible by using the formula for parallel connected resistances

$$R_{\text{parallel}} = \frac{R_1 \times R_2}{R_1 + R_2} \quad (7)$$

Also, the formulas (1)–(5) were defined in the literature only for calculations of self-resistances and thus in PNE [18], mutual coefficients are defined as follows:

$$R_{\text{corrected_mutual}} = \frac{R_{\text{parallel}}}{\eta} \quad (8)$$

where η differs according to ES types. For the combination of peripheral EE with strips (two/four-point strip/star), it is recommended to use 0.9, for two parallel peripheral EEs 0.7, for the foundation and peripheral EE 0.7–0.8, for pole with strips as 0.9, and for peripheral EE with rods using the following formula:

$$R = \frac{1}{((0.9 \times n \times \eta_r)/R_r) + (1/R_p)} \quad (9)$$

where n is the number of rods and η_r the mutual influence of more parallel rods depending on its spacing a_r , n , and buried depth. Coefficient η_r is determined graphically as introduced by Dwight [5, 18].

3.2 FEM approach

Determination of ES resistance for an arbitrary shape of EE in this work was accomplished with the help of Ansoft Maxwell [19] software. This software enables the user to model any 3D spaced object, defining its boundary and source excitation condition and calculate the EMF inside and around the spatial objects. Thus, all three ES models were modelled together with hemispherical uniform and the two-layer soil model. With the use of VBS script, the soil resistivity of surface layer and its thickness were changed and the ES resistance was determined for each different case with preserving the ES shape and dimensions constant. The Ansoft Maxwell software uses tetrahedron elements to discretise the EMF and also the second-order interpolation of the fields between the tetrahedrons. The ES resistance was derived from the Ohm's law as $R = u/i$, where i was set as a fixed value and u was obtained as the total EPR value of modelled ES [20].

4 Results

In this section, the results of both analytical and FEM simulation are introduced. The results for analytical calculation R_{PNE} according to utility standard PNE [18] are achievable only for a uniform soil model as it is in accordance with the definition of formulas (1)–(6). These results are compared with the FEM R_{FEM} simulation for the two-layer model. As the input to the analytical approach was chosen apparent soil resistivity ρ_{PNE} that was obtained from the simulation of Wenner four-pin measurement of two-layer soil model in Ansoft Maxwell software. Wenner measurement was simulated only for four different electrode spacing (0.4, 0.6, 1 and 2 m) and the resulting apparent soil resistivity was obtained as the averaged value. These electrode spacing are based on Czech Republic's practice. Form the point of view of uniform soil model, this measurement may be enough to determine the soil resistivity of uniform soil model at the depth of burying ES. Nevertheless, it may cause error in the results; this can represent the worst-case field measurement. The results of the calculations are given in Tables 1–3 for models 1–3, respectively. In the first line of the tables, the results for uniform soil model also simulated by Ansoft Maxwell software are given. The last column states the calculated percentage relative error ΔR between R_{FEM} and R_{PNE} referenced to

Table 1 Calculated results for Kiosk DTS ES, first model

$\rho_1/\rho_2, \Omega \text{ m}$	$\rho_{PNE}, \Omega \text{ m}$	$h, \text{ m}$	R_{FEM}, Ω	R_{PNE}, Ω	$\Delta R, \%$
100/100	100	uniform	4.73	4.59	3.0
500/100	123.2	0.2	4.87	5.65	16.1
40/100	84.5		4.56	3.88	15.0
500/100	291.0	0.5	5.06	13.34	164.0
40/100	62.7		4.29	2.88	33.0
500/100	418.2	1	7.40	19.18	159.1
40/100	50.6		3.51	2.32	34.0
500/100	495.0	5	17.00	22.70	33.5
40/100	43.0		2.46	1.97	19.8

Table 2 Calculated results for pole-mounted DTS ES, second model, two peripheral rings

$\rho_1/\rho_2, \Omega \text{ m}$	$\rho_{PNE}, \Omega \text{ m}$	$h, \text{ m}$	R_{FEM}, Ω	R_{PNE}, Ω	$\Delta R, \%$
100/100	100	uniform	7.96	10.23	28.5
500/100	123.2	0.2	8.24	12.60	52.8
40/100	84.5		7.55	8.64	14.4
500/100	291.0	0.5	9.17	29.76	224.6
40/100	62.7		6.76	6.41	5.2
500/100	418.2	1	17.08	42.76	150.3
40/100	50.6		5.35	5.17	3.3
500/100	495.0	5	31.26	50.62	61.9
40/100	43.0		3.76	4.40	16.8

Table 3 Calculated results for pole-mounted DTS ES, third model, four-point star ES

$\rho_1/\rho_2, \Omega \text{ m}$	$\rho_{PNE}, \Omega \text{ m}$	$h, \text{ m}$	R_{FEM}, Ω	R_{PNE}, Ω	$\Delta R, \%$
100/100	100	uniform	3.24	4.49	38.6
500/100	123.2	0.2	3.33	5.53	66.4
40/100	84.5		3.15	3.80	20.5
500/100	291.0	0.5	3.48	13.07	275.8
40/100	62.7		2.98	2.82	5.6
500/100	418.2	1	7.57	18.79	148.3
40/100	50.6		2.22	2.27	2.4
500/100	495.0	5	11.73	22.24	89.5
40/100	43.0		1.69	1.94	14.5

R_{FEM} as being considered as more precise. The reinforced concrete foundation in all three models was modelled as a spatial homogeneous isotropic structure with its behaviour the same as for soil models. As [15] and other published works report, the reinforced concrete foundation resistivity was set equal to wet concrete at a value of 90 Ωm , as may be assumed in most cases for concrete structures buried in the ground.

5 Conclusion

Here, the influence of uniform and two-layer soil model on resulting ES resistance was studied. From the results, it can be assumed that a thin surface layer ($h = 0.2 \text{ m}$) or much thicker surface layer ($h = 5$), compared with the depth at which the ES is buried (0.4 m and 0.7), have less influence on the resulting resistance compared with cases when surface layer thickness is comparable ($h = 0.5$ and 1 m) to ES depth. In other words, when the ES is buried in the vicinity of where the soil model was changed, greater errors in resulting ES resistance may occur when using the described analytical approach with a uniform soil model. The proposed idea may have profound impact for soils with the surface layer more resistant.

The above mentioned findings may lead to the idea to avoid burying ES in the vicinity of the change in soil resistivity due to a two-layer model.

Another interesting aspect is how accurately the analytical model performs for a uniform soil model simulated by the software. The results for the first model seem fairly accurate with an error of only 3%, whereas for the second and third model, the difference is much greater at about 30%.

From the overall results, it may be said that the formulas of PNE [18] in most cases will lead to overestimating the ESs. However, when the soil model obtained from measurements (e.g. by some of above mentioned techniques [11, 14]) will be with a more conductive surface layer, the PNE formulas may lead to underestimated ES with an increased potential safety hazard.

6 Acknowledgments

This research work has been carried out in the Centre for Research and Utilization of Renewable Energy (CVVOZE). Authors gratefully acknowledge financial support from the Ministry of Education, Youth and Sports of the Czech Republic under NPU I programme (project no. LO1210).

7 References

- EN 50522:2010: 'Earthing of power installations exceeding 1 kv a.c.', European Committee for Electrotechnical Standardization, 2010
- Howe, G.W.O.: 'Capacity of radio-telegraph antennae', *Electrician*, 1914, **73**, pp. 829, 859 and 906
- Peters, O.S.: 'Ground connections for electrical systems', National Bureau of Standards, Technological Paper 108, 1918
- Ollendorf, F.: 'Erdströme' (Berlin, Germany, 1928)
- Dwight, H.B.: 'Calculation of resistances to ground', *Electr. Eng.*, 1936, **55**, pp. 1319–1328
- Rüdenberg, R.: 'Grounding principles and practice I – fundamental considerations on grounding currents', *Electr. Eng.*, 1945, **64**, pp. 1–13
- Schwartz, S.J.: 'Analytical expression for resistance of grounding systems', *AIEE Trans. Power Appar. Syst.*, 1954, **73**, pp. 1011–1016
- Nahman, J.M., Salamon, D.D.: 'Analytical expressions for the resistance of grounding grids in nonuniform soil', *IEEE Trans. Power App. Syst.*, 1984, **PAS-103**, pp. 880–885
- Nahman, J.M., Salamon, D.D.: 'Analytical expressions for the resistance of rods and of combined grounding system in nonuniform soil', *IEEE Trans. Power App. Syst.*, 1986, **PWRD-1**, pp. 90–96
- Thapar, B., Gross, E.T.B.: 'Grounding grids for high voltage stations-part IV: resistance of grounding grids in nonuniform soil', *IEEE Trans. Power App. Syst.*, 1963, **PAS-82**, pp. 782–788
- Sunde, E.D.: 'Earth conduction effects in transmission systems' (McMillan, New York, USA, 1968)
- Dawalibi, F., Mukhedkar, D.: 'Optimum design of substation grounding in a two layer earth structure- part I: analytical study', *IEEE Trans. Power App. Syst.*, 1975, **PAS-94**, pp. 252–261
- Dawalibi, F., Barbeito, N.: 'Measurements and computation of the performance of grounding systems buried in multilayer soils', *IEEE Trans. Power Deliv.*, 1992, **6**, pp. 1483–1490
- Takahashi, T., Kawase, T.: 'Analysis of apparent resistivity in a multi-layer earth structure', *IEEE Trans. Power Deliv.*, 1990, **5**, pp. 604–612
- Std 80-2000, I.E.E.E.: 'IEEE guide for safety in AC substation grounding' (Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, USA, 2000)
- Sarajčević, P., Vujević, S.: 'A review of methods for grounding grid analysis', SoftCOM2009 – 17th Int. Conf. on Software, Telecommunications & Computer Networks, 2009, pp. 42–49
- Dawalibi, F., Donoso, F.: 'Integrated analysis software for grounding, EMF, and EMI', *IEEE Comput. Appl. Power*, 1993, **6**, pp. 19–24
- PNE 33 0000-4(3): 'Příklady výpočtu uzemňovacích soustav v distribuční a přenosové soustavě dodavatele elektřiny (Examples of earthing system calculation for distribution and transmission networks)', In Czech., Prague, ÚJV Rež, 2011
- Ansoft MAXELL package, EMF simulating software, version 16
- Güemes, J.A., Hemando, F.E.: 'Method for calculating the ground resistance of grounding grids using FEM', *IEEE Trans. Power Deliv.*, 2004, **19**, pp. 595–600

Curriculum Vitae

Jméno: Ing. David TOPOLÁNEK, Ph.D.

Narozen: 19. září 1982 v Přerově

Kontakt: topolanek@feec.vutbr.cz



Vzdělání:

- 1998 – 2002 **Středoškolské studium** na Integrované Střední Škole Elektroenergetické v Přerově, Zařízení silnoproudé elektrotechniky - Elektroenergetika
- 2002 – 2005 **Bakalářské studium** na VUT v Brně Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Silnoproudá elektrotechnika a elektroenergetika
- 2005 – 2007 **Magisterské studium** na VUT v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Elektroenergetika
- 2007 – 2011 **Doktorské studium** na VUT v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Silnoproudá elektrotechnika a elektroenergetika

Přehled zaměstnání:

- 2007 – 2010 **MEGA - Měřicí Energetické Aparáty, a.s.** – externí technický pracovník, vývoj měřicích přístrojů pro detekci poruchových stavů na VN sítích, vyhodnocení indikátorů poruch
- 2007 – 2012 **VUT v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií** – technický pracovník
- 2012 – 2018 **Centrum výzkumu a využití obnovitelných zdrojů energie (CVVOZE), VUT v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií** – výzkumný pracovník
- 2012 – dosud **VUT v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií** – odborný asistent

Zahraniční stáže:

- 02/2015 – 04/2015 **ABB Inc.**, US Distribution Automation R&D Center, Pennsylvania, USA
- 08/2014 – 08/2014 **TU Graz**, Department for Electrical Power Systems, Rakousko
- 03/2013 – 05/2013 **Aalto University**, School of Electrical Engineering, Department of Electrical Engineering, Espoo, Finland