

VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

**FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ
ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY**

**FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION
DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING**

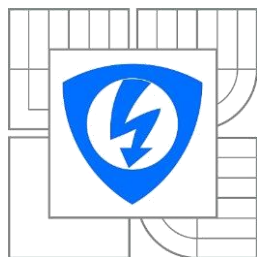
**VÝPOČET UKAZATELŮ SAIDI A SAIFI V NN SÍTÍCH
MŘÍŽOVÉ KONFIGURACE**

DIPLOMOVÁ PRÁCE
MASTER'S THESIS

AUTOR PRÁCE
AUTHOR

Bc. JOSEF DOHNAL

BRNO 2015



VYSOKÉ UČENÍ
TECHNICKÉ V BRNĚ

Fakulta elektrotechniky
a komunikačních technologií

Ústav elektroenergetiky

Diplomová práce

magisterský navazující studijní obor
Elektroenergetika

Student: Bc. Josef Dohnal
Ročník: 2

ID: 134472
Akademický rok: 2014/2015

NÁZEV TÉMATU:

Výpočet ukazatelů SAIDI a SAIFI v nn sítích mřížové konfigurace

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Přehled problematiky kontinuity dodávky elektrické energie.
2. Mřížové distribuční sítě – v ČR a v zahraničí.
3. Navržení rozpadových oblastí mřížové sítě z pohledu typu připojených zákazníků a jejich citlivosti na výpadek.
4. Návrh metody pro určení ukazatelů SAIDI a SAIFI v mřížové síti.

DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího práce

Termín zadání: 9. 2. 2015

Termín odevzdání: 22. 5. 2015

Vedoucí práce: Ing. Martin Paar, Ph.D.

Konzultanti diplomové práce:

doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.

Předseda oborové rady

UPOZORNĚNÍ:

Autor diplomové práce nesmí při vytváření diplomové práce porušit autorská práva třetích osob, zejména nesmí zasahovat nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a musí si být plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č.40/2009 Sb.

Bibliografická citace práce:

DOHNAL, J. *Výpočet ukazatelů SAIDI a SAIFI v nn sítích mřížové konfigurace*. Diplomová práce. Brno: Ústav elektroenergetiky FEKT VUT v Brně, 2015, 138 stran.

Poděkování

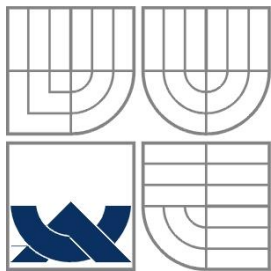
Rád bych touto cestou poděkoval vedoucímu práce, panu Ing. Martinu Paarovi, PhD., za přínosné informace a podněty při psaní diplomové práce. Dále bych rád poděkoval bratru Ondřejovi, rodičům Jarmile a Josefovi, kteří mne podporovali v mém studiu.

Prohlášení

Jako autor uvedené diplomové práce dále prohlašuji, že v souvislosti s vytvořením této diplomové práce jsem neporušil autorská práva třetích osob, zejména jsem nezasáhl nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a jsem si plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. Díl 4 Trestního zákoníku č. 40/2009 Sb.



.....
Bc. Josef Dohnal



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ



Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií
Ústav elektroenergetiky

Diplomová práce

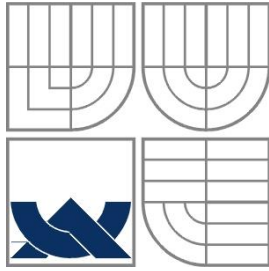
VÝPOČET UKAZATELŮ SAIDI A SAIFI V NN SÍTÍCH MŘÍŽOVÉ KONFIGURACE

Bc. Josef Dohnal

vedoucí: Ing. Martin Paar, PhD.

Ústav elektroenergetiky, FEKT VUT v Brně, 2015

Brno



BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY



Faculty of Electrical Engineering and Communication

Department of Electrical Power Engineering

Master's Thesis

SAIDI and SAIFI indicators in a low voltage mesh networks

by

Bc. Josef Dohnal

Supervisor: Ing. Martin Paar, PhD.

Brno University of Technology, 2015

Brno

ABSTRAKT

Předložená diplomová práce si klade za cíl pojednat o problematice kontinuity distribuce elektrické energie a pojednání o používaných metodách při výpočtu dílčích vlastností spolehlivosti v elektroenergetice. Dále se zabývá problematikou návrhu a provozu distribučních sítí v mřížových sítích nízkého napětí v České republice a Velké Británii. Na základě zkušeností s provozem mřížových sítí navrhuje jištění v mřížových a polomřížových rozvodech. Na závěr je proveden návrh modelu malé mřížové sítě, výpočet ukazatelů *SAIDI* a *SAIFI* pomocí nesequenční simulační metody Monte Carlo.

KLÍČOVÁ SLOVA: SAIDI, SAIFI, mřížová síť, nízké napětí, spolehlivost, distribuce, elektrická energie

ABSTRACT

This diploma thesis aims to briefly interpret problems relating to continuity of distribution of electrical energy in a distribution network of low voltage. It also mentions methods of calculation of a distribution system's reliability which are the most used in practice. Next, there is a chapter dedicated to how distribution networks are projected and operated in the Czech Republic and in the United Kingdom. Based on experiences with meshed networks operation this thesis designs protection of meshed distribution network of low voltage. In the end, a non-sequential method of Monte Carlo is used to calculate System Average Interruption Index (*SAIDI*) and System Average Interruption Frequency index (*SAIFI*).

KEY WORDS: SAIDI, SAIFI, mesh distribution network, low voltage, reliability of electrical supply, electrical energy

OBSAH

SEZNAM OBRÁZKŮ	10
SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK	13
1 ÚVOD DO PROBLEMATIKY	16
2 SPOLEHLIVOST A KVALITA V DISTRIBUČNÍ SOUSTAVĚ	17
2.1 DÍLČÍ VLASTNOSTI SPOLEHLIVOSTI	19
2.1.1 UKAZATELE SPOLEHLIVOSTI OBJEKTŮ	20
2.1.2 GLOBÁLNÍ UKAZATELE NEPŘETRŽITOSTI DISTRIBUCE	30
2.2 UKAZATELE KVALITY ELEKTRICKÉ ENERGIE	37
2.3 VÝVOJ REGULACE SPOLEHLIVOSTI DISTRIBUCE V ČESKÉ REPUBLICE	38
2.4 PRAVIDLA PROVOZU DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY	47
2.5 EVROPSKÁ RADA ENERGETICKÝCH REGULÁTORŮ	48
2.6 ZPRÁVA ERÚ ZA ROK 2013	48
3 DRUHY ROZVODŮ V DISTRIBUČNÍ SOUSTAVĚ	50
3.1 PRŮBĚŽNÝ ROZVOD	50
3.2 PAPERKOVÝ ROZVOD	50
3.3 OKRUŽNÍ ROZVOD	51
3.4 HŘEBENOVÝ ROZVOD	52
3.5 DVOJPAPERKOVÝ ROZVOD	52
3.6 MŘÍŽOVÝ A POLOMŘÍŽOVÝ ROZVOD	53
4 MŘÍŽOVÉ SÍTĚ NÍZKÉHO NAPĚTÍ	56
4.1 PROVOZ A NÁVRH MŘÍŽOVÝCH SÍTÍ V ČR	56
4.1.1 VODIČE	56
4.1.2 TRANSFORMÁTORY A ROZVÁDĚČE NN	59
4.1.3 ODBĚRNÁ MÍSTA	59
4.2 PORUCHY V SÍTÍCH NN	62
4.2.1 TŘÍFÁZOVÝ ZKRAT	63
4.2.2 DVOUFÁZOVÝ ZEMNÍ ZKRAT	64
4.2.3 DVOUFÁZOVÝ ZKRAT	64
4.2.4 JEDNOFÁZOVÝ ZKRAT	65
4.2.5 DOKONALÁ PŘERUŠENÍ A VYSOKOIMPEDANČNÍ PORUCHY	66
4.2.6 PRVKY NÁHRADNÍHO SCHÉMATU	66
4.2.7 EKVIVALENTNÍ OTEPLOVACÍ PROUD	66
4.2.8 METODA DETEKCE PORUCHY V MŘÍŽOVÝCH SÍTÍCH A SELEKTIVITA	67
4.3 MANIPULACE V SÍTÍCH NN	71
4.4 MĚŘENÍ V DISTRIBUČNÍCH SÍTÍCH NN	72
4.5 PROVOZ DISTRIBUČNÍCH SÍTÍ VE VELKÉ BRITÁNII	73

5 NÁVRH METODY URČENÍ SAIDI A SAIFI MŘÍŽOVÉ SÍTI NN.....	75
5.1 USTÁLENÝ CHOD SÍŤE JAKO LINEÁRNÍ ÚLOHA	75
5.1.1 ELIMINACE BILANČNÍHO UZLU.....	77
5.2 USTÁLENÝ CHOD SÍŤE JAKO NELINEÁRNÍ ÚLOHA	77
5.3 NEWTONOVA-RAPHSONOVA ITERAČNÍ METODA	77
5.4 NÁVRH SÍŤE NN	80
5.4.1 MODEL MALÉ MŘÍŽOVÉ SÍŤE NN.....	80
5.4.2 KRITÉRIUM N-1	86
5.5 NÁVRH METODY STANOVENÍ UKAZATELŮ SAIDI A SAIFI V MŘÍŽOVÉ SÍTI.....	87
5.5.1 ZKUŠENOSTI S VÝPOČTOVÝM PROGRAMEM.....	88
5.5.2 VÝSLEDKY UKAZATELŮ SAIDI A SAIFI MODELOVÉ SÍŤE.....	89
5.6 ROZPADOVÉ OBLASTI MŘÍŽOVÉ SÍŤE A CITLIVOST ZÁKAZNÍKA NA VÝPADEK.....	97
5.6.1 CITLIVOSTNÍ ANALÝZA SÍŤE	98
6 ZÁVĚR	101
6.1 PROBLEMATIKA KONTINUITY DODÁVKY ELEKTRICKÉ ENERGIE	101
6.2 POPIS MŘÍŽOVÝCH SÍŤÍ, MŘÍŽOVÉ SÍŤE V ČR A ZAHRANIČÍ	101
6.3 NÁVRH ROZPADOVÝCH OBLASTÍ S OHLEDEM NA CITLIVOST ZÁKAZNÍKA NA VÝPADEK.....	101
6.4 NÁVRH METODY URČENÍ SAIDI A SAIFI V MŘÍŽOVÉ SÍTI.....	102
7 PŘÍLOHY	103
7.1 PŘÍLOHA A: ZDROJOVÝ KÓD NEWTON – RAPHSONOVY METODY	103
7.2 PŘÍLOHA B: ZDROJOVÝ KÓD USTÁLENÉHO CHODU.....	106
7.3 PŘÍLOHA C: ZDROJOVÝ KÓD VÝPOČTU ZKRATŮ	109
7.4 PŘÍLOHA D: TAVNÉ CHARAKTERISTIKY POJISTEK PM 45	111
7.5 PŘÍLOHA E: TAVNÉ CHARAKTERISTIKY POJISTEK GTr PLN	112
7.6 PŘÍLOHA F: TAVNÉ CHARAKTERISTIKY POJISTEK GG PNA 2	113
7.7 PŘÍLOHA G: ZDROJOVÝ KÓD HLAVNÍHO VÝPOČTOVÉHO PROGRAMU	114
7.8 PŘÍLOHA H: ZDROJOVÝ KÓD FUNKCE DIPLOMOVKA.....	119
7.9 PŘÍLOHA I: ZDROJOVÝ KÓD FUNKCE PRERUSENI	125
7.10 PŘÍLOHA J: ZDROJOVÝ KÓD FUNKCE ZKRAT	133
7.11 PŘÍLOHA K: ZDROJOVÝ KÓD FUNKCE ROZPAD	144
8 POUŽITÁ LITERATURA	145

SEZNAM OBRÁZKŮ

Obrázek 1: Vanová křivka.....	22
Obrázek 2: Diskrétní distribuční funkce.....	23
Obrázek 3: Spojitá distribuční funkce.....	24
Obrázek 4: Porovnání binomického a Poissonova rozdělení.....	25
Obrázek 5: Weibullovo rozdělení s různými hodnotami parametru b	27
Obrázek 6: Jednoduché časové provozní schéma s poruchami.....	31
Obrázek 7: Limitní úroveň signálu v napájecím napětí [3].....	38
Obrázek 8: Princip funkce Q komponenty [14].....	46
Obrázek 9: Průběžný rozvod.....	50
Obrázek 10: Paprskový rozvod.....	51
Obrázek 11: Okružní rozvod.....	51
Obrázek 12: Hřebenový rozvod.....	52
Obrázek 13: Dvojpaprskový rozvod.....	53
Obrázek 14: Mřížový rozvod.....	53
Obrázek 15: Polomřížový rozvod.....	54
Obrázek 16: Schéma objektů jednoduché mřížové sítě.....	54
Obrázek 17: Schéma dokonalého třífázového zkratu.....	63
Obrázek 18: Schéma dokonalého dvoufázového zkratu.....	64
Obrázek 19: Schéma dokonalého dvoufázového zkratu.....	65
Obrázek 20: Schéma dokonalého jednofázového zkratu.....	65
Obrázek 21: Vybavení jedné pojistky slabé vazby při poruše.....	68
Obrázek 22: Pojistky slabé vazby v polomřížové síti.....	69
Obrázek 23: Napájení mřížové sítě z jednoho napáječe VN.....	71
Obrázek 24: Paralelní zapojení příčných admitancí dvou sousedních dvojbranů.....	76
Obrázek 25: Schéma pro výpočet ustáleného chodu sítě jako lineární úlohy.....	76
Obrázek 26: Model mřížové sítě nn	82
Obrázek 27: Náhradní schéma sítě.....	85
Obrázek 28: Logický diagram výpočtového programu.....	88
Obrázek 29: Grafické výsledky výpočtů (1).....	93
Obrázek 30: Grafické výsledky výpočtů (2).....	93
Obrázek 31: Grafické výsledky výpočtů (3).....	94
Obrázek 32: Grafické výsledky výpočtů (4).....	94
Obrázek 33: Výsledky analýzy varianty č. 2 pro různé pojistky gG (1).....	96

<i>Obrázek 34: Výsledky analýzy varianty č. 2 pro různé pojistky gG (2)</i>	<i>97</i>
<i>Obrázek 35: Výsledky analýzy varianty č. 2 pro různé pojistky gG (3)</i>	<i>97</i>
<i>Obrázek 36: Elektrické a spolehlivostní schéma.....</i>	<i>98</i>
<i>Obrázek 37: Pravděpodobnost vzniku beznapěťového stavu uzlů v síti v roce</i>	<i>100</i>
<i>Obrázek 38: Tavné charakteristiky pojistek gTr PM 45 [61].....</i>	<i>111</i>
<i>Obrázek 39: Tavné charakteristiky pojistek PLN [62].....</i>	<i>112</i>
<i>Obrázek 40: Tavné charakteristiky pojistek gG PNA2 [63].....</i>	<i>113</i>

SEZNAM TABULEK

<i>Tabulka 1: Příklad určení mediánu a srovnání se SAIFI</i>	33
<i>Tabulka 2: Profily distribučních společností a výsledky nepřetržitosti distribuce za rok 2013 [37]</i>	49
<i>Tabulka 3: Maximální hodnota měrného zatížení bytových prostor</i>	60
<i>Tabulka 4: Hodnota koeficientu f_b pro bytové prostory¹⁵</i>	60
<i>Tabulka 5: Charakteristiky centrální oblasti [34]</i>	60
<i>Tabulka 6: Charakteristiky sídliště [34]</i>	61
<i>Tabulka 7: Charakteristiky okrajových částí [34]</i>	61
<i>Tabulka 8: Charakteristiky nebytových prostor [34]</i>	61
<i>Tabulka 9: Údaje pro výpočet zkratových proudů</i>	67
<i>Tabulka 10: Bytové jednotky a vybavení ve Velké Británii [45]</i>	74
<i>Tabulka 11: Nebytové jednotky a vybavení ve Velké Británii [45]</i>	74
<i>Tabulka 12: Uzly modelové sítě</i>	81
<i>Tabulka 13: Vedení modelové sítě</i>	81
<i>Tabulka 14: Transformátory v modelové síti [57]</i>	82
<i>Tabulka 15: Pojistky g_{Tr} primární strany</i>	83
<i>Tabulka 16: Jištění sekundární strany a pojistka g_G v rozváděči nn</i>	83
<i>Tabulka 17: Prvky náhradního schématu</i>	84
<i>Tabulka 18: Výsledky ustáleného chodu modelové sítě</i>	85
<i>Tabulka 19: Výsledky ustáleného chodu sítě při výpadku T2</i>	86
<i>Tabulka 20: Výsledky ustáleného chodu sítě při výpadku T1</i>	87
<i>Tabulka 21: Výsledky 1. varianty</i>	90
<i>Tabulka 22: Výsledky 2. varianty</i>	90
<i>Tabulka 23: Výsledky 3. varianty</i>	91
<i>Tabulka 24: Výsledky 4. varianty</i>	91
<i>Tabulka 25: Podrobnější výpočet ukazatelů 2. varianty</i>	95
<i>Tabulka 26: Výsledky ukazatelů a počet rozpadů v závislosti na použité pojistce g_G</i>	96
<i>Tabulka 27: Citlivostní analýza sítě</i>	100

SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK

Značka	Veličina	Značka jednotky
<i>ASAI</i>	Pravděpodobnost bezporuchového stavu	1
<i>ASIDI</i>	Ukazatel průměrné doby trvání přerušení	-
<i>ASIFI</i>	Ukazatel průměrného počtu přerušení	min
<i>B</i>	Susceptance	S
<i>C</i>	Kapacita	F
<i>CAIDI</i>	Průměrná doba trvání přerušení	s
<i>E</i>	Jev	-
<i>F</i>	Distribuční funkce	-
<i>G</i>	Konduktance	S
<i>P</i>	Pravděpodobnost	-
<i>P</i>	Výkon	W
<i>P_{It}</i>	Míra vjemu flikru	-
<i>Q</i>	Pravděpodobnost poruchy	1
<i>R</i>	Pravděpodobnost bezporuchového stavu	1
<i>R</i>	Odpor	Ω
<i>S</i>	Zdánlivý výkon	VA
<i>SAIDI</i>	Ukazatel průměrné doby trvání přerušení	min
<i>SAIFI</i>	Ukazatel průměrného počtu přerušení	-
<i>THD</i>	Míra zkreslení	-
<i>T_{med}</i>	Mezní doba výjimečné události	min
<i>U</i>	Napětí	V
<i>W</i>	Energie	J
<i>X</i>	Počet	-
<i>X</i>	Reaktance	Ω
<i>Y</i>	Admittance	S
<i>Z</i>	Počet	-
<i>Z</i>	Impedance	Ω
<i>a</i>	Parametr	-
<i>b</i>	Parametr	-
<i>c</i>	Napěťový součinitel	-
<i>c_s</i>	Specifické teplo	J·m ⁻³ ·°C ⁻¹
<i>f</i>	Hustota pravděpodobnosti poruchy	hod ⁻¹
<i>f_b</i>	Koeficient podílu zatížení na maximálním zatížení	1
<i>h</i>	Parametr	-
<i>i</i>	Počet	-
<i>I</i>	Proud	A
<i>j</i>	Počet	-
<i>k</i>	Parametr	-
<i>l</i>	Délka	km
<i>n</i>	Počet	-
<i>p</i>	Měrné výkonové zatížení	kW·b.j. ⁻¹
<i>r</i>	Odpor na jednotku 1 kilometr	Ω·km ⁻¹
<i>s</i>	Průřez vodiče	mm ²
<i>s</i>	Směrodatná odchylka	1
<i>t</i>	Čas	s
<i>t</i>	Parametr	-

x	Počet	-
x	Měrná reaktance	$\Omega \cdot \text{km}^{-1}$
y	Poměrná admitance	$\text{S} \cdot \text{km}^{-1}$
α	Teplotní součinitel rezistivity	$^{\circ}\text{C}^{-1}$
β	Parametr	-
Γ	Gama funkce	-
δ	Úhel	$^{\circ}$
δ	Diference	1
ϑ	Teplota	$^{\circ}\text{C}$
λ	Intenzita poruch	hod^{-1}
λ	Součinitel přestupu tepla	$\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot ^{\circ}\text{C}^{-1}$
ξ	Náhodná veličina	-
ρ	Rezistivita	$\Omega \cdot \text{mm}^{-2} \cdot \text{km}^{-1}$
τ	Střední doba výpadku	hod

Zkratka	Význam
<i>ACER</i>	Evropská asociace regulátorů
<i>CEER</i>	Rada evropských regulačních úřadů
<i>CZT</i>	Centrální zásobování teplem
<i>ČEPS</i>	Česká energetická přenosová soustava
<i>ČEZ</i>	České energetické závody
<i>ČSN</i>	Česká státní norma
<i>DS</i>	Distribuční soustava
<i>E. ON</i>	Společnost E. ON
<i>EnBW</i>	Energie Baden-Württemberg
<i>ERÚ</i>	Energetický regulační úřad
<i>ES</i>	Elektrizační soustava
<i>EZ</i>	Energetický zákon
<i>HDO</i>	Hromadné dálkové ovládání
<i>IEEE</i>	Mezinárodní společnost energetických inženýrů
<i>MED</i>	Výjimečná událost
<i>OTE</i>	Organizátor trhu s elektřinou
<i>PPDS</i>	Pravidla provozu distribuční soustavy
<i>PRE</i>	Pražka energetika
<i>PS</i>	Přenosová soustava
<i>QK</i>	Q komponenta
<i>REAS</i>	Regionální energetická akciová společnost
<i>TN-C</i>	Síť s uzemněným uzlem, vyvedeným středním vodičem v kombinaci s PE
<i>TN-C-S</i>	Síť s uzemněným uzlem; pro část sítě společný nulový a PE vodič
<i>TN-S</i>	Síť s uzemněným uzlem, vyvedeným středním vodičem bez kombinace s PE
<i>TSO</i>	Provozovatel přenosové soustavy
<i>vn</i>	Vysoké napětí
<i>nn</i>	Nízké napětí
<i>vvn</i>	Velmi vysoké napětí
<i>zv</i>	Zvláště vysoké napětí

1 ÚVOD DO PROBLEMATIKY

Historický vývoj elektrizačních soustav je zajímavou a obsáhlou kapitolou, kterou nelze v této práci opomenout, a je třeba ji krátce zmínit. První elektrárny, vyrábějící dynamy stejnosměrný proud za účelem napájení průmyslových podniků a posléze i domácností, pracovaly v ostrovních režimech. Ze souboje, zda vyrábět proud stejnosměrný nebo střídavý, vyšel vítězně proud střídavý. Hlavní nevýhoda ostrovních režimů je zřejmá – při poruše důležitého prvku sítě může dojít k situaci, že bez elektrické energie zůstanou všechna odběrná místa. Vznikaly tak ekonomické ztráty vzniklé prostojem při výrobě. Jak se postupně jednotlivé ostrovy sobě hraničně více přibližovaly, naskytla se možnost propojení dvou ostrovních systémů do jednoho celku. V průběhu rychlého sociálního a průmyslového rozvoje společnosti vznikly v jednotlivých státech interní elektrizační soustavy o různých napěťových hladinách. Po válečných konfliktech ve 20. století se země východního i západního bloku snažily nejen o vojenskou spolupráci uvnitř bloku, ale také hospodářskou, která urychlila propojování elektrizačních soustav členských států (příkladem budiž propojená síť *MIR* Východního bloku). Počet provozovatelů soustav aktivně spolupracujících v propojené evropské elektrizační soustavě (ES) po pádu železné opony vzrostl i díky vzniku nových států. Vznikaly a zanikaly instituce zabývající se spoluprací provozovatelů přenosových soustav (TSO – *Transmission System Operator*) na mezinárodní úrovni.

Již v počátcích vývoje ES bylo snahou minimalizování nákladů spojených s výrobou a rozvodem a řešení problému spolehlivosti dodávky elektrické energie, tedy aby i při poruše na jistém prvku sítě nebyli postihnuti všichni připojení odběratelé. Byly na výběr dvě možnosti: zdvojení prvků ES v ostrovních sítích, nebo propojení ostrovních soustav. První řešení by bylo příliš nákladné, proto spolupráce dvou systémů byla v tomto ohledu efektivní. Výrobce elektrické energie musel odběratelům poskytovat energii o určité kvalitě. Co se myslí kvalitou elektrické energie a spolehlivostí distribuce, lze nalézt v právních předpisech a v legislativně implementovaných normách každého státu. Vznikaly trhy s elektrickou energií, jehož účastníky byli především výrobci, distributoři, obchodníci a zákazníci. Protože se jedná o důležité odvětví průmyslu každého státu, byly i jsou tyto trhy zčásti organizovány (v některých zemích s řízenou ekonomikou i plně) státními orgány. Otázkou zůstávalo, jak kvalitu a spolehlivost distribuce nějak kvantitativně změřit. Zatímco stanovené parametry kvality elektrické energie měřit lze různými přístroji, spolehlivost měřit přístrojem není možné. Odběratel spolehlivost dodávky bude hodnotit spíše subjektivně, pocitově. Provozovateli sítě subjektivní hodnocení nestačí, potřebuje spolehlivost kvantifikovat, aby mohl porovnávat technická řešení rozvodu, a tak z velkého množství zjištěných údajů statistického celku vyčísluje agregované veličiny (ukazatele), které lze různě interpretovat. Čtenáři zní jistě nekorektně výroky, že by jistý zákazník za rok zaznamenal 3,75 případů přerušení dodávky elektrické energie, neboť toto číslo musí náležet do množiny přirozených celých čísel. Jak bude uvedeno dále, každý stát může mít svoji vlastní metodiku výpočtů ukazatelů nepřetržitosti distribuce uzákoněnou odlišně od ostatních zemí.

Ostrovní systémy se propojily do celků, stavěly se další rozvody proto, aby mohli být do sítě připojeni další odběratelé a zvýšil se tak zisk poskytovatelům služeb spojených s energetikou. Různá spojení uzlů ES dají vzniknout různým topologickým schémátům sítě. I topologie má vliv na výsledky ukazatelů nepřetržitosti distribuce.

O kvalitě distribuce má smysl se bavit obzvlášť v době, kdy i krátkodobé výpadky mohou zapříčinit výrazné ekonomické škody. Aby se dala distribuce pokládat za kvalitní, jsou stanoveny určité limity hodnot jejích ukazatelů. Tyto limity mohou ze zákona každé země stanovovat některé dozírající státní instituce, čímž regulují chování provozovatelů sítě. Že ukazatelé spolehlivosti distribuce mohou sloužit jako „bič“ státu na distributory a jak spočítat tyto ukazatele právě v mřížových sítích? I o tom by měly být následující kapitoly.

2 SPOLEHLIVOST A KVALITA V DISTRIBUČNÍ SOUSTAVĚ

Na začátek je důležité zmínit pojmy a definice vymezující mantinely tématu. Protože se práce bude zabývat výpočty pouze pro mřížové sítě nízkého napětí (nn), jsou zde uvedeny definice distribuční soustavy (DS) a dalších pojmů, se kterými bude pracováno. Některé z nich lze najít v *Energetickém zákoně* č. 458/2000 Sb. (dále jen EZ):

- **Elektrizační soustava** je vzájemně propojený soubor zařízení pro výrobu, přenos, transformaci a distribuci elektřiny, včetně elektrických přípojek, přímých vedení, a systémy měřicí, ochranné, řídicí, zabezpečovací, informační a telekomunikační techniky, a to na území České republiky.¹
- **Spolehlivost** je obecná vlastnost objektu spočívající ve schopnosti objektu plnit požadované funkce při zachování hodnot stanovených provozních ukazatelů v daných mezích a v čase podle stanovených technických podmínek [2].
- **Zákazník** je fyzická či právnická osoba odebírající elektřinu odběrným elektrickým zařízením, které je připojeno k přenosové nebo distribuční soustavě, která nakoupenou elektřinu pouze spotřebovává nebo přeúčtovává.²
- **Výrobnou elektřinu** rozumíme energetické zařízení pro přeměnu různých forem energie na elektřinu, zahrnující všechna nezbytná zařízení; výrobní elektřiny o celkovém instalovaném elektrickém výkonu 100 MW a více, s možností poskytovat podpůrné služby k zajištění provozu elektrizační soustavy, je zřizována a provozována ve veřejném zájmu.³
- **Distribuční soustava** je vzájemně propojený soubor vedení a zařízení o napětí 110 kV, s výjimkou vybraných vedení a zařízení o napětí 110 kV, která jsou součástí přenosové soustavy, a vedení a zařízení o napětí 0,4/0,23 kV, 1,5 kV, 3 kV, 6 kV, 10 kV, 22 kV, 25 kV nebo 35 kV sloužící k zajištění distribuce elektřiny na vymezeném území České republiky, včetně systémů měřicí, ochranné, řídicí, zabezpečovací, informační a telekomunikační techniky včetně elektrických přípojek ve vlastnictví provozovatele distribuční soustavy; distribuční soustava je zřizována a provozována ve veřejném zájmu.⁴
- **Kvalitou** rozumíme soubor užitných vlastností v souladu s požadavky. [23]

Z výše uvedených definic vyplývá, že elektrizační soustava (tedy i distribuční soustava) je tvořena objekty, které lze charakterizovat specifickou vlastností – spolehlivostí. Spolehlivost, pokud má sloužit jako číselný ukazatel vypovídající o stavu DS, musí být matematicky definovaná. Stav ES je sledován dispečery komunikujícími s výrobny a je vnímán subjektivně zákazníky. V ideálním případě v každém okamžiku můžeme o prvku DS rozhodnout, v jakém je stavu a jaký jev se v něm odehrává nebo odehrál. Proto:

- **Stav** prvku ES může být popsán okamžitými hodnotami veličin, nebo logickými hodnotami 0 - prvek v nečinnosti; 1 – prvek je v provozu.
- **Jevy** lze dělit na jevy náhodné, které mohou nastat za určitých podmínek, a na jevy deterministické nastávající za určitých podmínek s jistotou [4].

Stavů a jevů může nastat v DS nepřeborné množství. Podle *Pravidel provozování distribuční soustavy* (PPDS) distributor musí klasifikovat a zaznamenávat některé z nich [5]. Mezi jevy a stavy je těsná spojitost, neboť změnu mezi dvěma stavy lze nazvat jevem. Jev vzniklý v čase a místě DS určuje výsledný stav jejího prvku. Jevy, které nemohou nastat, označujeme jako nemožné. Některé jevy a stavy se

¹ Česká republika. Energetický zákon. In: 458/2000 Sb. s. 2.

² Tamtéž.

³ Tamtéž.

⁴ Tamtéž.

navzájem vylučují (např. se zvyšujícím se proudovým zatížením rezistoru nemohou klesat jeho *Joulov* ztráty). Pro připomenutí jsou uvedeny základní pravděpodobnostní operace:

Jev E_1 je částečným jevem jevu E_2 , právě když jev E_1 nastane při výskytu jevu E_2 ⁵:

$$E_1 \subseteq E_2. \quad 2-1.$$

Součet jevů E_1 a E_2 je jev E_3 , při němž aspoň jeden z jevů E_1 nebo E_2 nastane⁵:

$$E_3 = E_1 \cup E_2. \quad 2-2.$$

Součin jevů E_1 a E_2 je jev E_3 , při němž jevy E_1 a E_2 zároveň nastanou⁵:

$$E_3 = E_1 \cap E_2. \quad 2-3.$$

Rozdíl jevů E_1 a E_2 je jev E_3 , při němž jev E_1 nastane, ale jev E_2 nenastane⁵:

$$E_3 = E_1 \setminus E_2. \quad 2-4.$$

Pro každý jev můžeme vyčíslit, s jakou pravděpodobností daný jev z množiny všech jevů nastane. Jedná se o číslo v intervalu mezi 0 a 1, přičemž nemožný jev má nulovou pravděpodobnost výskytu, jev jistý má hodnotu pravděpodobnosti rovnu 1. Počítání s pravděpodobnostmi má pět základních pravidel a některá z nich je třeba pro další postup v textu znát [4]:

- **Pravidlo součtu:**

- Neslučitelné jevy: Pravděpodobnost, že jeden z těchto jevů E_1 až E_n nastane

$$P(E_1 + E_2 + \dots + E_n) = P(E_1) + P(E_2) + \dots + P(E_n). \quad 2-5.$$

- Jevy, které se nemusí vylučovat: Mohou nastat oba jevy současně

$$P(E_1 \cup E_2) = P(E_1) + P(E_2) - P(E_1 \cap E_2). \quad 2-6.$$

- **Pravidlo součinu:**

- Nezávislé jevy: Pravděpodobnost, že nastanou nezávislé jevy E_1 až E_n

$$P(E_1 \cap E_2 \cap \dots \cap E_n) = P(E_1) \cdot P(E_2) \cdot \dots \cdot P(E_n). \quad 2-7.$$

- Závislé jevy: Jev E_2 může nastat jedině po/s jevem E_1

$$P(E_1 \cap E_2) = P(E_1) \cdot P(E_2/E_1). \quad 2-8.$$

- **Úplná pravděpodobnost:** Pravděpodobnost jevu E pozorovaného právě s jedním z k neslučitelných jevů E_1 až E_n

$$P(E) = \sum_{j=1}^k P(E_j) \cdot P(E/E_j). \quad 2-9.$$

- **Podmíněná pravděpodobnost:** Pravděpodobnost jevu E_1 , kdy jev E_2 již nastal

$$P(E_1/E_2) = \frac{P(E_1 \cap E_2)}{P(E_2)}. \quad 2-10$$

- **Bayesův vzorec:** Jev E nastane pouze s jedním z neslučitelných jevů E_1 až E_n . Pravděpodobnost jevu E_i za předpokladu, že jev E již nastal

$$P(E_i/E) = \frac{P(E_i) \cdot P(E/E_i)}{\sum_{j=1}^k P(E_j) \cdot P(E/E_j)}. \quad 2-11.$$

⁵ BARTSCH, H-J. *Matematické vzorce*. Vyd. 4. Praha: Academia, 2006, 831 s. ISBN 80-200-1448-9. s. 732

Na základě uvedených vztahů lze vypočítat pravděpodobnost výskytu poruchy u objektu složeného z více prvků předešlým stanovením spolehlivostí dílčích prvků objektu, nebo pracovat se spolehlivostními schémata. Jak statistické vyhodnocování spolehlivostních ukazatelů probíhá, je uvedeno v kapitole 2.1.1.2. Nevýhodou matematického aparátu pravděpodobností použitého při výpočtech, které budou následovat v dalších kapitolách, je zřejmý. Běžné úkoly, kterými se disciplína pravděpodobnosti zabývá, nejsou časově závislé. V provozu elektrických zařízení může být pravděpodobnost poruchy zařízení ovlivněna několika faktory (počasí, migrující zvěř, vandalismus, režim provozu), zatímco tahání karet z balíčku je záležitostí, jejíž časová diference se blíží nule. Další chyby při stanovování pravděpodobnosti výskytu poruchy přináší např. úvahy o těchto faktech:

- Na zařízení pracujícím celoročně zaznamenáme veškerá přerušení napájení oproti zařízení, které většinu času není v provozu, kde přerušení napájení nemusíme zaznamenat.
- V podnicích o velkých elektrických zařízeních (např. obloukové pece) se zkratovými proudy závisí velikost odebíraného proudu mj. na impedanci vsázky, která se v čase mění, proto je možné, že i vodiče přírodního vedení k podniku budou během procesu tavby různě namáhány a v jistých fázích tavby je pravděpodobnost poruchy vyšší.
- Vyšší pravděpodobnost poruchy lze čekat i v případech, že zařízení se blíží ke konci plánované provozuschopnosti nebo je podrobena zátěžovým testům.

Další kapitoly budou zaměřeny především na metody a modely použité při praktickém výpočtu. Výše uvedená pravidla, především pak pravidlo součinu, lze uplatnit při zjednodušování spolehlivostních schémat. Nejprve však bude probrán matematický aparát, který umožňuje vyčíslit dílčí vlastnosti spolehlivosti určitého objektu (vedení, vypínače, zařízení, atd.) v síti, se kterými bude pracováno ve spolehlivostních schématech.

2.1 Dílčí vlastnosti spolehlivosti

Teorie spolehlivosti hraje významnou roli při návrhu ES, přitom se uvažují pouze náhodné poruchy (nepředvídatelné, nediagnostikované při revizi) a jejím výstupem je číselné hodnocení spolehlivosti prvků či systémů některé z definovaných veličin, které nazýváme dílčími vlastnostmi. Důležité pojmy jsou [20]:

- **Prvek** je uvažovaná jedna část objektu.
- **Systém** je složen z více prvků.
- **Objekt** je obecné označení prvku nebo systému, který popisujeme jako celek.
- **Porucha** je přechodný jev mezi bezporuchovým a poruchovým stavem.
 - **závislá** – vznikla vlivem poruchy jiného objektu
 - **nezávislá** – vznikla nezávisle na poruše jiného objektu
 - **trvalá** – nevymizí, je potřeba odborného zásahu
 - **dočasná** – mohou vymizet
 - **náhodná** – vznik poruchy nelze předpovědět
 - **nenáhodná** – vznik poruchy lze předpovědět
 - **atd.**
- **Životnost** je schopnost objektu plnit svoji funkci do tzv. mezního technického stavu, kdy zařízení nemůže být dále provozováno. Zařízení je v pravidelných intervalech kontrolováno a je zjišťován jeho technický stav. Důležitou roli hraje technická prognóza, která na základě měření stanoví další předpokládaný vývoj technického stavu zařízení.
- **Bezpečnost** je vlastnost objektu plnit svoji funkci, aniž by tento ohrozil lidský život nebo životní prostředí.

- **Opravitelnost** je vlastnost prvku nebo systému (objektu) říkající, jak je obtížné zjistit příčinu poruchy zařízení a její následné odstranění.
- **Bezporuchovost** vlastnost objektu při daných podmínkách plnit nepřetržitě svoji funkci ve sledovaném čase.
- **Skladovatelnost** je vlastnost objektu uchovávat si předepsané vlastnosti i v době, kdy není objekt v provozu a je skladován nebo přepravován.
- **Pohotovost** je vlastnost objektu slučující opravitelnost a bezporuchovost.
- **Opotřebením** je komplexní výraz pro sledované nebo měřitelné příznaky zhoršujícího se technického stavu objektu.
- **Ukazatel spolehlivosti** číselně udává určitou dílčí vlastnost objektu. Na ty bude zaměřeno v další podkapitole.
- **Opravou** rozumíme podniknutí takových kroků, aby byla obnovena provozuschopnost porouchaného objektu.
- **Údržba** je soubor odborných zákroků provedených na objektu tak, aby byl schopen dalšího provozu, přitom objekt není postižen poruchou.

Spolehlivostí v elektroenergetice se rozumí nejen schopnost objektu konat požadovanou funkci v čase a daných podmínkách, ale také jako globální schopnost systému distribuovat energii. Rozdíl je takový, že v prvním případě se zjišťuje, jaká je pravděpodobnost, že objekt v síti bude stížen poruchou. V druhém případě se sleduje např., zda i během poruchy určitého objektu je systém (sít) schopen zajistit distribuci ve všech odběrných místech systému. Ukazatele budou pro přehlednost děleny na:

- **Ukazatele spolehlivosti objektů.**
- **Globální ukazatele nepřetržitosti distribuce.**

2.1.1 Ukazatelé spolehlivosti objektů

Z výše uvedených dílčích vlastností je pro energetiky stěžejní bezporuchovost stavu, jíž lze popsat dalšími veličinami, které jsou průběhově modelovány v závislosti na čase vhodně zvolenými distribučními funkcemi. Vybrání jsou tyto ukazatelé [20]:

- **Pravděpodobnost bezporuchového stavu R :**

$$R(t) = P(\xi > t). \quad 2-12$$

Veličina udává pravděpodobnost, že v intervalu 0 až t nenastane porucha. ξ je čas náhodné poruchy.

- **Pravděpodobnost poruchy Q :**

$$Q(t) = 1 - R(t). \quad 2-13$$

Veličina udává, jaká je pravděpodobnost, že k poruše dojde právě v čase 0 až t .

- **Hustota pravděpodobnosti poruchy f :**

$$f(t) = \frac{dQ(t)}{dt} = \frac{d[1 - R(t)]}{dt} = -\frac{dR(t)}{dt}. \quad 2-14$$

Funkce hustoty pravděpodobnosti poruchy se udává v jednotce hod^{-1} . V grafickém vyjádření se jedná o pravděpodobnost, že náhodná veličina nabude konkrétní hodnoty z určitého intervalu.⁶ V případě bezporuchovosti funkce $f(t)$ udává pravděpodobnost, že do času t nastane porucha.

⁶ BARTSCH, H-J. *Matematické vzorce*. Vyd. 4. Praha: Academia, 2006, 831 s. ISBN 80-200-1448-9. s. 737.

- **Intenzita poruch λ :**

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)}. \quad 2-15$$

Nejužívanější veličina v teorii spolehlivosti objevující se v zápisu různých distribučních funkcí, o kterých bude pojednáno dále. Udává se často v jednotkách rok^{-1} nebo hod^{-1} .

- **Další**

- **Střední doba bezporuchového stavu m :** pro spojité a diskrétní rozdělení:

$$m = \int_0^t t \cdot f(t) dt, \quad 2-16$$

$$m = \sum_{i=1}^N t_i \cdot p(t_i). \quad 2-17.$$

- **Směrodatná odchylka D :** pro spojité (v prvním případě) a diskrétní rozdělení:

$$D^2 = \int_0^t (t - m)^2 \cdot f(t) dt, \quad 2-18$$

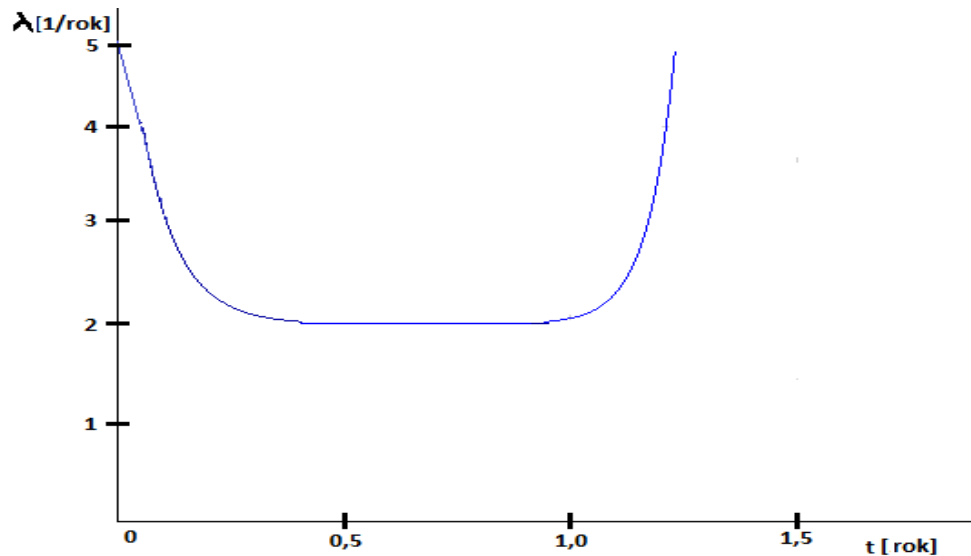
$$D^2 = \sum_{i=1}^N (t_i - m)^2 \cdot p(t_i). \quad 2-19.$$

- **Gamaprocentní život** (značeno T_p , více v literatuře [20])

2.1.1.1 Intenzita poruch

Tato veličina graficky znázorňuje, jak často dochází k poruchám během provozu (tedy v čase) objektu, a průběh funkce intenzity poruch má tvar vany, proto se tato křivka označuje jako vanová (**Obrázek 1**). Intenzita poruch je nezáporné číslo, které je definované pouze pro kladný čas v intervalu 0 až t . Křivka je charakterizována třemi částmi [20]:

- **I. část:** po uvedení objektu do provozu bývá intenzita poruch vyšší vlivem např. neodborného zapojení, chyby obsluhy nebo výrobních vad. Po odstranění těchto nedostatků se intenzita poruch λ ustálí.
- **II. část:** pokud je objekt pravidelně podroben revizím, intenzita poruch se ustálí přibližně na konstantní hodnotě. Vzniklé prostoje jsou způsobeny především náhodnými poruchami, které nelze predikovat.
- **III. část:** s rostoucím opotřebením prvku roste také pravděpodobnost poruchy, roste i intenzita poruch. Objekt se může ponechat v provozu, dokud nedosáhne udaného mezního technického stavu použitelnosti.



Obrázek 1: Vanová křivka

2.1.1.2 Statistické stanovení ukazatelů dílčích vlastností spolehlivosti

O čem je třeba se zmínit v této podkapitole věnované ukazatelům spolehlivosti, je samotné statistické (symbol stříšky nad symbolem veličiny) stanovení výše uvedených veličin. Postupuje se tak, že je sledován celkový počet X provozuschopných objektů v čase 0 až t , přitom se s rostoucím časem t zapisuje počet objektů stížených poruchou $X_p(t)$ v daném čase. Tedy:

$$\hat{R}(t) = \frac{X_p(t)}{X}, \quad 2-20$$

$$\hat{Q}(t) = \frac{X - X_p(t)}{X}, \quad 2-21.$$

$$\hat{f}(t) = \frac{\Delta X_p}{\Delta t \cdot X}, \quad 2-22.$$

$$\hat{\lambda}(t) = \frac{\Delta X}{\Delta t \cdot X_p(t)}. \quad 2-23.$$

Přitom se výrazem ΔX_p rozumí přírůstek počtu porouchaných objektů v časovém výseku Δt . S rostoucím počtem testovaných objektů X se přesnost odhadu přibližuje skutečnosti. Hodnoty jsou známy. Spojuje-li body křivka, jedná se o odhad neparametrický. Hledá-li se křivka (funkce), která nejvíce vystihuje trend změřené veličiny podle určitého rozdělení, jedná se o tzv. parametrický odhad. K tomu účelu slouží distribuční funkce. Množinu bodů je možné vhodně aproximovat spojitou nebo diskrétní distribuční funkcí. Spojité distribuční funkce jsou však v praxi používanější. Aproximace nemusí být vždy s výhodou použita, ve speciálních případech vystačí jediný bod (bodový odhad, je-li pravděpodobnost jevu prakticky konstantní) nebo odhadnutý intervalem hodnot (intervalový odhad, pokud pozorovatele zajímá jen určitý interval funkce náhodné veličiny)⁷. Všechny níže uvedené spojité distribuční funkce patří mezi tzv. parametrické odhady. [20]

2.1.1.3 Používané distribuční funkce v elektroenergetice

Průběh veličin spolehlivosti objektu v teorii spolehlivosti popisují přibližně distribuční funkce, kterých existuje celá řada. Distribuční funkci je však vhodné zvolit tak, aby přibližně odpovídala

⁷ Více k intervalovým odhadům: <https://math.feld.cvut.cz/prucha/mstp/4pu.pdf>

zjištěnému průběhu (množině bodů) veličiny ze statistických měření. Některé distribuční funkce se mohou kombinovat např. sčítáním. Uvedeny jsou zde ty nejdůležitější distribuční funkce:

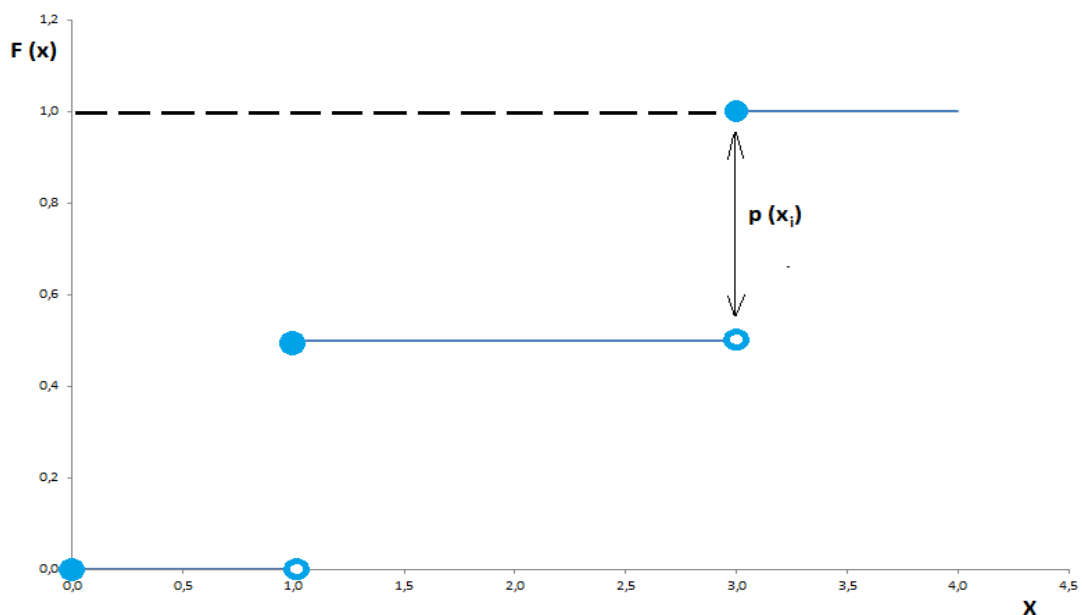
- **Diskrétní**
 - Binomické rozdělení
 - Poissonovo rozdělení
- **Spojité**
 - Exponenciální
 - Lognormální
 - Normální
 - Weibullovo
 - Logaritmické aj.

Mezi vlastnosti distribučních funkcí $F(x)$ spojitých i diskrétních patří monotónnost, tj. pro $x_1 < x_2$, platí $F(x_1) \leq F(x_2)$, má spočetně mnoho bodů nespojitosti a je zleva spojitá. Aby byl zachován obecný matematický zápis, bude použito symbolu x jako neznámé náhodné veličiny. **V případě stanovení dílčích vlastností spolehlivosti lze analogicky v následujících rovnicích dosadit jako náhodnou veličinu čas t za neznámou x .** Distribuční funkce udává v elektroenergetice pravděpodobnost poruchy do doby t a lze tedy tvrdit, že $F(t) = Q(t)$. Pak platí, že $R(t) = 1 - F(t)$. [4]

Diskrétní distribuční funkce

Diskrétní funkce (**Obrázek 2**) říká, jaká je pravděpodobnost, že sledovaná náhodná veličina ξ bude mít menší velikost než x . Graf této funkce tvoří tzv. „schody“, které jsou na určitém intervalu hodnot x konstantní a zprava nespojitě, platí $p(x_i) = P(\xi = x_i)$. S rostoucí veličinou x roste i hodnota $F(x)$, která má limitní hodnotu rovnu 1 (jev nastane s jistotou). Platí [4]:

$$F(x) = P(\xi < x) = \sum_{x_i < x} P(\xi = x_i) = \sum_{x_i < x} p(x_i) \quad 2-24$$



Obrázek 2: Diskrétní distribuční funkce

Spojité distribuční funkce

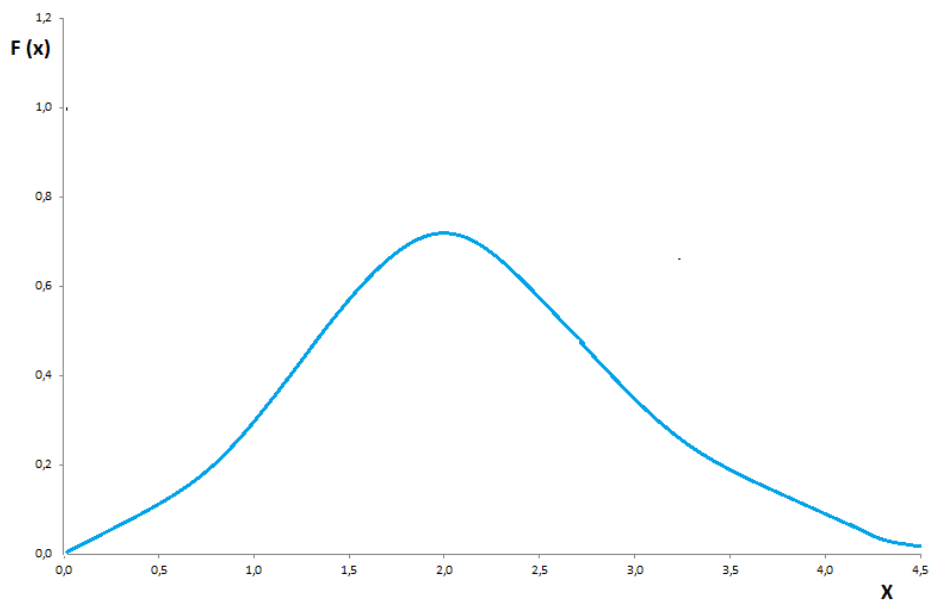
Spojité distribuční funkce (**Obrázek 3**) je charakterizována spojitým průběhem náhodné veličiny ξ . Pravděpodobnost, že náhodná veličina nabude konkrétní hodnoty, je vyjádřena hodnotou integrálu podle dx [4]:

$$F(x) = P(\xi < x) = P(a < \xi < x) = \int_a^x f(x)dx. \quad 2-25.$$

Limitní hodnota integrálu $F(x)$ v celém intervalu distribuční funkce je opět rovna 1 (jev nastane s jistotou), přitom hodnota počátku $a > 0$.

Hustota pravděpodobnosti je vyjádřena jako:

$$P(a \leq \xi \leq b) = \int_a^b f(x)dx. \quad 2-26$$



Obrázek 3: Spojitá distribuční funkce

Binomické rozdělení

Binomické rozdělení (s vrácením tažených prvků) popisuje četnost výskytu určitého náhodného jevu v pokusech, které jsou na sobě nezávislé. Počet prvků po čas pokusu se nemění. Pokud je počet zkoušek N roven 1, jedná se o alternativní rozdělení. Je-li pravděpodobnost výskytu p jevu E malá (pod 0,5) a počet pokusů N velké (přibližně 30 a více), aproximuje se rozdělení na Poissonovo; x_i značí číslo provedeného pokusu. Pro binomické rozdělení platí [20] [4]:

$$p(x_i) = \binom{N}{x_i} \cdot p^{x_i} \cdot (1-p)^{N-x_i}, (x_i \in N), \quad 2-27.$$

$$m = N \cdot p, \quad 2-28.$$

$$D = N \cdot p \cdot (1-p), \quad 2-29.$$

$$F(x) = \sum_{x_i < x} p^{x_i} \cdot (1-p)^{N-x_i}. \quad 2-30.$$

Poissonovo rozdělení

Pro Poissonovo rozdělení platí [4][20]:

$$\lambda = N \cdot p = N \cdot \lambda \cdot \Delta x = (N \cdot \Delta x) \cdot \lambda = x \cdot \lambda, \quad 2-31.$$

$$f(x_i) = \frac{(\lambda)^{x_i}}{x_i!} e^{-\lambda} = \frac{(N \cdot p)^{x_i}}{x_i!} e^{-\lambda \cdot x} = \frac{(\lambda \cdot x)^{x_i}}{x_i!} e^{-\lambda \cdot x}, \quad 2-32.$$

$$m = \lambda, \quad 2-33.$$

$$D = \lambda, \quad 2-34.$$

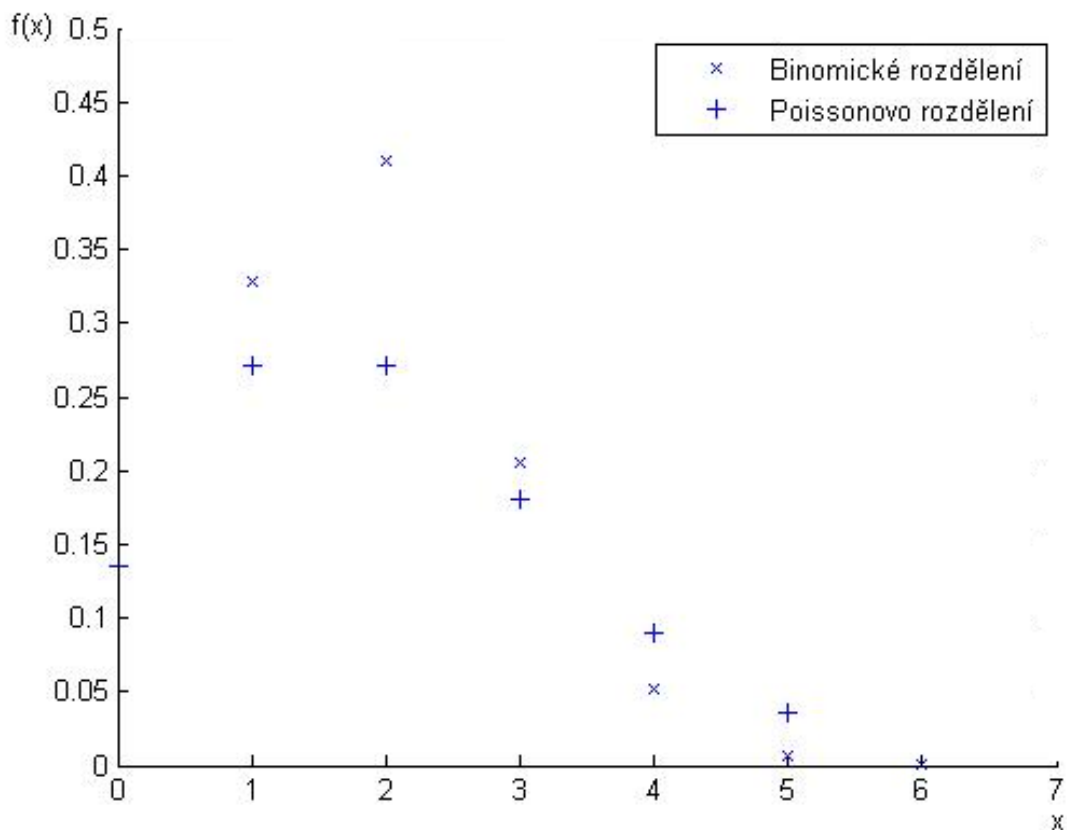
$$f(t) = f(x_i = 0) = \frac{(\lambda \cdot x)^0}{0!} e^{-\lambda \cdot t} = e^{-\lambda \cdot t}, \quad 2-35.$$

$$R(t) = -\frac{df(t)}{dt} = e^{-\lambda \cdot t}, \quad 2-36.$$

kde x značí počet provedených pokusů. Provedlo se také zjednodušení, kdy neprovádíme žádné pokusy ($x_i = 0$) a funkce $f(x)$ závisí pouze na spojitém čase. Distribuční funkce rozdělení má tvar [4]:

$$F(x) = \int_0^x \frac{\lambda^x}{x!} e^{-\lambda} dx. \quad 2-37.$$

Na následujícím obrázku jsou vyobrazena obě rozdělení pro náhodnou veličinu x z intervalu 0 až 5. V případě binomického rozdělení bylo užito $p = 0,2$ a $N = 5$. Pro Poissonovo rozdělení bylo použito veličiny x z intervalu 0 až 5, $\lambda = 2$:



Obrázek 4: Porovnání binomického a Poissonova rozdělení

Exponenciální rozdělení

Exponenciální rozdělení je závislé pouze na parametru intenzity poruch λ , je jednoduché, spojitě a nejčastěji využívané, protože jím lze dobře modelovat **II. část vanové křivky** (λ je konstantní). Platí [20]:

$$R(x) = e^{-\lambda x}, \quad 2-38$$

$$F(x) = Q(x) = 1 - R(x) = 1 - e^{-\lambda x}, \quad 2-39.$$

$$f(x) = \lambda \cdot e^{-\lambda x}. \quad 2-40.$$

$$\lambda(x) = konst. \quad 2-41.$$

$$m = \frac{1}{\lambda}, \quad 2-42.$$

$$D = \frac{1}{\lambda^2}. \quad 2-43.$$

Pokud se sloučí součtem dvě exponenciální funkce do jedné, lze modelovat i **I.** a **II. část vanové křivky**, přitom se vychází ze vztahů (2-12.) až (2-15.):

$$R(x) = C_1 \cdot e^{-\lambda_1 x} + C_2 \cdot e^{-\lambda_2 x}, \quad 2-44$$

$$Q(x) = 1 - R(x) = 1 - (C_1 \cdot e^{-\lambda_1 x} + C_2 \cdot e^{-\lambda_2 x}), \quad 2-45.$$

$$f(x) = -\frac{dR(x)}{dx} = C_1 \cdot \lambda_1 \cdot e^{-\lambda_1 x} + C_2 \cdot \lambda_2 \cdot e^{-\lambda_2 x}, \quad 2-46.$$

$$\lambda(x) = \frac{f(x)}{R(x)} = \frac{C_1 \cdot \lambda_1 \cdot e^{-\lambda_1 x} + C_2 \cdot \lambda_2 \cdot e^{-\lambda_2 x}}{C_1 \cdot e^{-\lambda_1 x} + C_2 \cdot e^{-\lambda_2 x}}, \quad 2-47.$$

$$\lambda_1 \neq \lambda_2, \quad 2-48.$$

$$C_1 + C_2 = 1 = R(0), \quad 2-49.$$

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \lambda(t) = \lambda_1. \quad 2-50.$$

Rovnice 2-48. až 2-50. jsou podmínkami pro použití součtu dvou exponenciálních funkcí.

Kombinací normálního a exponenciálního rozdělení lze modelovat **II.** a **III. část vanové křivky**. [20]

Weibullovo rozdělení

Weibullovo rozdělení je de facto exponenciálním rozdělením závislým na třech parametrech, často se však zjednodušuje na dvouparametrické nebo jednoparametrické. Výhodou tohoto rozdělení je, že parametrem tvaru b lze měnit tvar křivky. Pro $b = 1$ přechází v exponenciální rozdělení. Parametr h mění měřítko na ose y , parametr g udává minimální dobu, kdy může dojít k náhodnému jevu (právě parametr g nemá v našem případě smysl zadávat, je roven nule). Dá se jím tedy vhodně modelovat **I., II.** i **III. část vanové křivky**. Funkce Γ je faktoriální funkce. Platí [4] [22]:

$$R(x) = e^{-\left(\frac{x}{h}\right)^b}, \quad 2-51.$$

$$m = \Gamma h \cdot \left(1 + \frac{1}{b}\right), \quad 2-52.$$

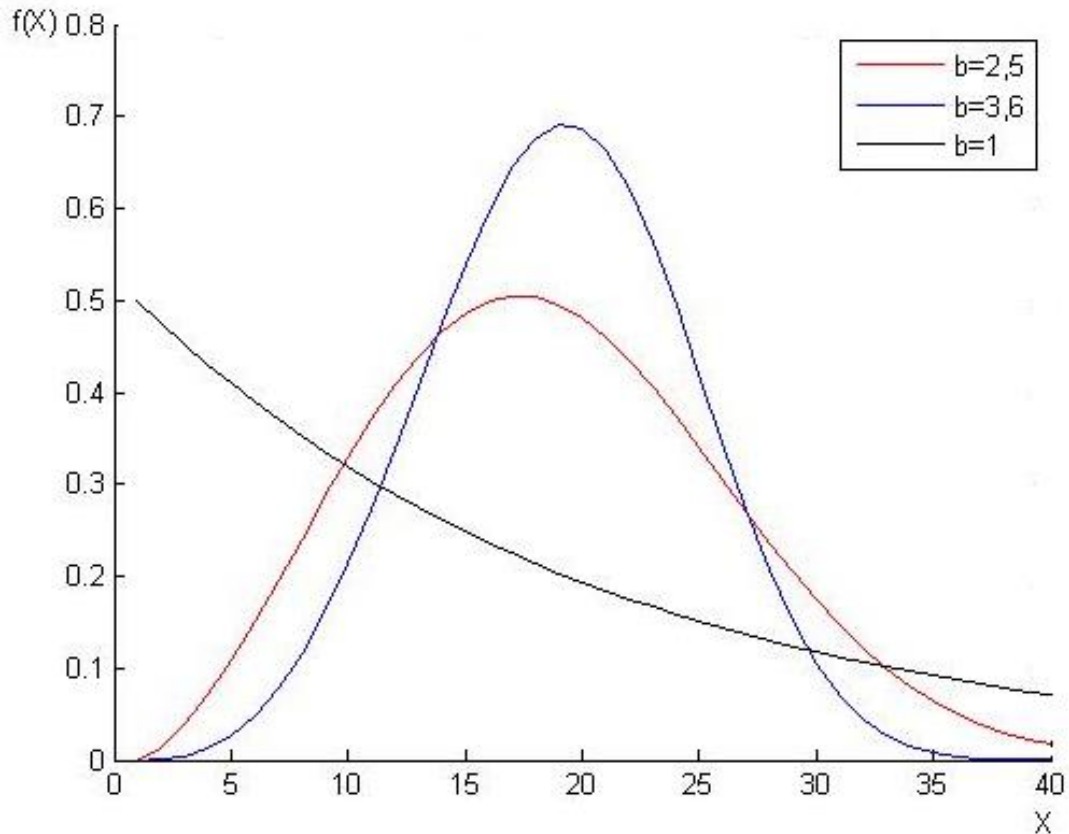
$$D = h^2 \cdot \left[\Gamma \cdot \left(1 + \frac{2}{b}\right) - \Gamma \cdot \left(1 + \frac{1}{b}\right)\right], \quad 2-53.$$

$$F(x) = Q(x) = 1 - R(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{h}\right)^b}, \quad 2-54.$$

$$f(x) = \frac{b}{h} \cdot \left(\frac{x}{h}\right)^{b-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{h}\right)^b}, \quad 2-55.$$

$$\lambda(x) = \frac{b}{h} \cdot \left(\frac{x}{h}\right)^{b-1}. \quad 2-56.$$

Pomocí parametru b je možné modelovat křivku normálního rozdělení ($b = 3,6$) i lognormálního rozdělení ($b = 2,5$). Na **Obrázek 5** bylo užito parametrů $h = 2$ pro náhodnou veličinu x z intervalu 0 až 10:



Obrázek 5: Weibullovo rozdělení s různými hodnotami parametru b

Normální rozdělení

Toto rozdělení je dvouparametrické charakterizované tzv. *Gaussovou* křivkou. Prvním parametrem je střední hodnota μ náhodné veličiny, druhým parametrem je rozptyl náhodné veličiny σ . Využívá se velmi často, avšak musí se pamatovat na to, že neustále platí podmínka pro veličinu $x > 0$, křivka se tedy musí limitně blížit zprava nule, tedy: $\lim_{x \rightarrow 0^+} F(x) = 0$. Používá se pro modelování III. části vanové křivky. [20]

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}, \quad 2-57.$$

$$D = \sigma^2, \quad 2-58.$$

$$m = \mu, \quad 2-59.$$

$$F(x) = Q(x) = \int_0^x f(x) dx = \int_0^x \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} dx, \quad 2-60.$$

$$R(x) = 1 - Q(x) = 1 - \int_0^x \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} dx. \quad 2-61.$$

Lognormální rozdělení

Jedná se o rozdělení vzniklé kombinací normálního a logaritmického rozložení s parametry μ a σ . Křivka náhodné veličiny tohoto rozdělení vzniká součinem pravděpodobností na sobě nezávislých veličin, jejichž vzájemné působení se násobí. [20] [48]

$$f(x) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln x - \mu)^2}{2\sigma^2}}, \quad 2-62$$

$$D = (e^{\sigma^2} - 1)e^{2\mu + \sigma^2}, \quad 2-63.$$

$$m = e^{\mu + \frac{\sigma^2}{2}}, \quad 2-64.$$

$$F(x) = Q(x) = \int_0^x f(x) dx = \int_0^x \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln x - \mu)^2}{2\sigma^2}} dx, \quad 2-65.$$

$$R(x) = 1 - Q(x) = 1 - \int_0^x \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln x - \mu)^2}{2\sigma^2}} dx. \quad 2-66.$$

2.1.1.4 Metody řešení spolehlivostních schémat

Obvod s vypínači zapojenými tak (sériově), že pokud jeden z nich rozepneme (E značí „je v provozu“, \bar{E} značí „je mimo provoz“), obvodem nebude protékat proud. Takovému schématu odpovídají sériově řazené objekty. Pak pro celkovou pravděpodobnost, že obvod bude pod proudem, odpovídají vztahy:

$$R_s = P(E_1 \cap E_2 \cap \dots \cap E_n) = P(E_1) \cdot P(E_2) \cdot \dots \cdot P(E_n) = \prod_{i=1}^n R_i, \quad 2-67$$

nebo také:

$$Q_s = 1 - R_s = 1 - \prod_{i=1}^n R_i = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - Q_i). \quad 2-68$$

Naopak, v případě, že obvod má být absolutně bez proudu a musí se tak vypnout všechny vypínače, tomu odpovídá paralelní zapojení objektů a příslušné vztahy:

$$Q_s = P(\bar{E}_1 \cap \bar{E}_2 \cap \dots \cap \bar{E}_n) = P(\bar{E}_1) \cdot P(\bar{E}_2) \cdot \dots \cdot P(\bar{E}_n) = \prod_{i=1}^n Q_i, \quad 2-69$$

nebo také:

$$R_s = 1 - Q_s = 1 - \prod_{i=1}^n Q_i = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i). \quad 2-70$$

Systém, jehož veličina pravděpodobnost bezporuchového stavu R_s je zadaná funkcí, může být podroben citlivostní analýze, a to tak, že se funkce parciálně derivuje podle proměnných R_i . Lze tak jednou z níže uvedených metod zjistit, který objekt nejvíce ovlivňuje spolehlivost systému. [20]

V případech, kdy je schéma složitější a kdy nelze prvky sérioparalelně zapojit, se postupuje jinak. Je třeba vybrat jednu z vhodných metod řešení:

- **Metoda rozkladu.**
- **Metoda minimálních řezů.**
- **Metoda dráhy.**
- **Metoda incidenční matice.**
- **Metoda stromu událostí.**
- **Markovské procesy.**
- **Monte Carlo.**

Metoda rozkladu

Principem metody je rozložení složitého systému vhodně na více podsystémů tak, aby podsystémy měly právě sérioparalelní řazení. Před rozložením se zvolí tzv. hlavní prvek, kterým prochází nejvíce spojů z výstupu na vstup. U složitých struktur vede k náročným výpočtům. [20]

Metoda minimálních řezů

Další z používaných metod, jejíž výhodou je snadná programovatelnost a která blíže specifikuje veškeré poruchy v systému, především definuje objekty, které mají kritický význam pro chod systému. Tato metoda se zjednodušuje v praxi tak, že se nepředpokládá současnost tří a více poruch, neboť je tato shoda okolností málo pravděpodobná. [20]

Metoda dráhy

Metoda definuje minimální dráhu systému jako přímý spoj mezi vstupem a výstupem, přitom každý uzel může být v dráze obsažen jen jednou. Draha je ve složitějším systému vždy více. Pro velmi složité systémy je nevhodná a oproti metodě minimálních řezů nelze zanedbat současnost tří a více prvků. [20]

Metoda incidenční matice

Metoda vychází ze stanoveného spolehlivostního schématu, orientovaného grafu. Používá se zde Booleovská logika, kdy -1 značí, že objekt do uzlu vchází; 0 značí, že objekt z uzlu nevychází ani do něj nevchází; 1 značí, že objekt z uzlu vychází. Matici postupně redukuje eliminací uzlů na matici druhého řádu. Výsledkem jsou minimální dráhy mezi vstupem a výstupem, které lze interpretovat. Spolehlivost systému se pak vypočítá podle metody dráhy. [20]

Metoda stromu událostí

Oproti výše uvedeným metodám zde záleží na sledu událostí. Sestaví se dráhy podle scénářů poruch a ty se poté vyhodnocují. Počet drah roste rychle s počtem objektů v systému. Postup jde zjednodušit tak, že po každém kroku je provedena analýza stavu systému, kdy se další objekty neuvažují. [20]

Markovské procesy a binomický rozvoj

Jedná se o specifický druh náhodných procesů s diskrétními stavy a spojitými jevy, které závisejí na čase t . Výše popsané metody byly aplikovány na systém do doby, kdy v něm vznikla první porucha. Provoz DS však poruchou nekončí, na objektu stíženém poruchou je prováděna oprava provozovatelem DS trvající určitou dobu. Systém popsaný Markovskými procesy nemá paměť, tedy historie poruch nemá vliv na pravděpodobnost změny stavů v systému. Při použití této metody se dále předpokládá, že je malá pravděpodobnost většího počtu změn, než jedna vzniklá změna za určitý časový interval Δt , změny mohou nastat v kterémkoli čase. Složitost této metody závisí na počtu definovaných stavů soustavy

(např. logická 1 – provoz, logická 0 – prostoj aj.). Metoda se používá spíše pro malé vybrané části systémů. Se vzrůstající složitostí systémů a vyšším počtu definovaných stavů objektů roste složitost výpočtů.

Výše uvedené analytické metody jsou tedy vhodné pro malé systémy a nehodí se pro posuzování spolehlivosti složitějších systémů. V případě výpočtu kritérií N-1 a N-2 se využívala metoda binomického rozvoje. I ta je pro rozlehlé sítě složitá, neboť vzniká velké množství možných stavů. Výše uvedené nevýhody nemají simulační metody. V praxi často používanou metodou je metoda Monte Carlo. V případě výpočtů kritérií N-1 a N-2 lze využít záměrných simulací. [20][25]

Metoda Monte Carlo

Metoda Monte Carlo patří mezi simulační metody založené na experimentálním modelování a matematice. Poruchy v síti vznikají náhodně s určitou pravděpodobností, a tak doby bezporuchového provozu nebo provádění oprav jsou náhodnými proměnnými o určitém rozdělení vstupujícími do simulace. Metoda je založena na generování náhodných čísel, které využívá toto rozdělení při simulaci průběhu života objektu. Srovnáním získaných průběhů života objektů systému získáváme množinu možných stavů systému, ze kterých lze sestavit histogramy. A právě z nich lze určit dílčí vlastnosti spolehlivosti systému, přičemž významný vliv na hodnotu získaných dat nese dostatečná délka doby simulace, a tedy i dostatečný objem statisticky získaných dat. Cílem je nalezení souvislostí mezi veličinami a na rozdíl od analytických metod lze vyšetřit statické rozložení výsledků. Aby bylo možné provést simulaci složitějších sítí, je potřeba znát údaje o topologii systému a rozložení některých dílčích vlastností prvků systému. Složitost výpočtů nezáleží toliko na topologii sítě jako spíše na dosažené přesnosti simulace stochastického chování systému. [20] [25]

Simulační metody se rozdělují do dvou kategorií – na metody sekvenční a nesekvenční:

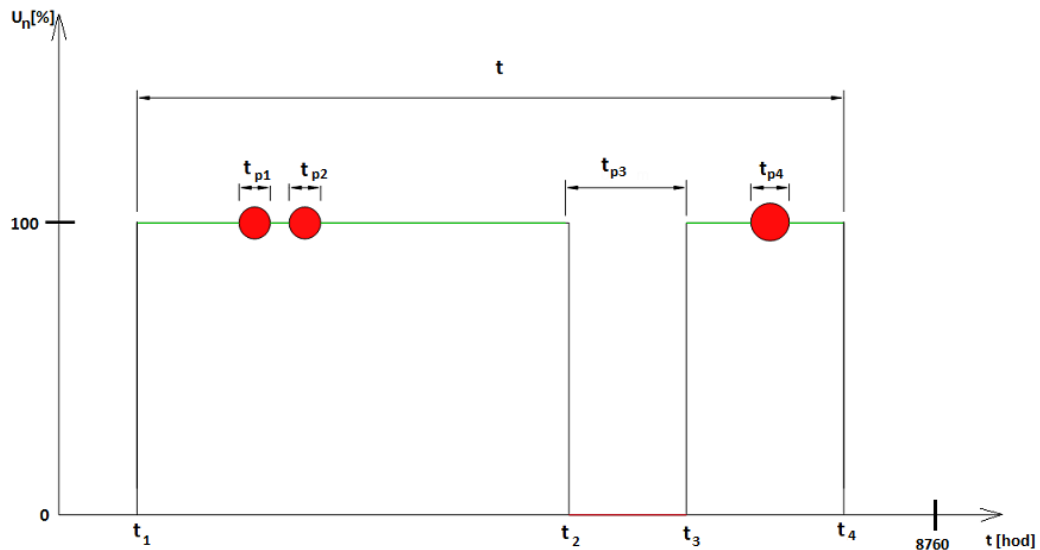
- **Sekvenční metody** jsou ovlivněny minulými událostmi vyskytnuvšími se v systému. Modelování sledu událostí odpovídá sledu událostí ve skutečnosti. Jednotlivé události na sebe navzájem navazují a dále se vyvíjejí s časem. Některé události mohou nastat v libovolném časovém okamžiku Δt , vznik některých událostí je podmíněn. Každý okamžik Δt je testován, zda právě v něm dojde k náhodné události. Pokud k události dojde, sleduje se odezva systému. Sekvenční metody jsou náročné, ale dovolují vhodně simulovat chování a odezvy složitého systému na události.
- **Nesekvenční metody** jsou časově i výpočetně méně náročné, neboť k událostem dochází nezávisle na sobě. Počátek simulace je charakterizován množinou náhodných událostí. Po čas simulace je z každé množiny generováno určité číslo právě tolikrát, kolikrát se může vyskytnout po čas simulace. Čas v simulaci není spojitý a pravděpodobnost vzniku více poruch v určitý časový okamžik je zanedbatelná, čímž lze výpočet dále urychlit.

2.1.2 Globální ukazatelé nepřetržitosti distribuce

Druhá skupina ukazatelů charakterizující distribuci elektrické energie byla vytvořena s ohledem na zákazníka, účastníka trhu s elektřinou. Distributor u malého odběratele (např. chataře) nemusí mít kvůli zákaznickovu malému odběru motivaci udržovat vedení v dobrém technickém stavu, protože náklady na údržbu linky budou stát každoročně provozovatele DS více, než za kolik peněz zákazník odebere elektřiny. Aby linka nebyla pro distributora ekonomicky více nevýhodná, musí promyslet, jak při minimálních nákladech zajistit dodávku energie zákazníkovi. Tato skupina ukazatelů tedy hodnotí kvantitativně spolehlivost distribuce podle stanovených vzorců.

2.1.2.1 Globální ukazatelé nepřetržitosti distribuce v ČR

Přípojky v zastavěných oblastech nebo přípojky vedené mimo zastavěné oblasti do 50 m (§45, odst. 2. [5]) a vedení jsou ve vlastnictví distribuční společnosti, a pokud byly vedeny např. tak, že kříží hustý lesnatý porost, kde bude docházet k častým poruchám, zákazníci budou často bez zdroje napájení. V ČR byl trh s elektřinou postupně liberalizován, přičemž existovala obava, že nově vzniklé subjekty účastníci se trhu s elektřinou nebudou mít motivaci investovat finanční prostředky do rozvoje a údržby ES. Proto je chování provozovatele DS regulováno státním orgánem (ERÚ) za pomoci ukazatelů nepřetržitosti distribuce, které jsou ustanoveny k dnešnímu datu v předpisu č. 41/2010 Sb. [20] [6].



Obrázek 6: Jednoduché časové provozní schéma s poruchami

Na **Obrázek 6** jsou znázorněny provozní stavy odbočky nn vedoucí k chatové oblasti s vyznačenými poruchami na vedení. V chatové oblasti se nachází 4 chaty (4 zákazníci). Na obrázku jednotlivé milníky na časové ose představují:

- t_1 : zapnutí odbočky do chatové oblasti, která byla přes zimu vypnuta.
- t_2 : velká voda strhla stožár nn.
- t_3 : oprava stožáru distributorem.
- t_4 : vypnutí odbočky před zimní sezónou.
- t_{px} : délka trvání beznapěťového stavu.
- t : celková doba, kdy se počítalo s provozem odbočky.

V ideálním případě je provozovatel schopen říci, kolik beznapěťových stavů bylo na odbočce zaznamenáno během doby, kdy měla být v provozu (t_1 až t_4). Kolik zákazníků Z_{ni} zaznamenalo určitý počet n_i poruch ve sledovaném období na hladině nn, popisuje agregovaný ukazatel $SAIFI_{nn}$ (System Average Interruption Frequency Index) průměrovaný celkovým počtem Z zákazníků napájených ze systému:

$$SAIFI_{nn} = \frac{\sum_{i=1}^k Z_{ni} \cdot n_i}{Z} = \frac{Z_{n4} \cdot n_4}{Z} = \frac{4 \cdot 4}{4} = 4. \quad 2-71$$

V uvedeném případě $i = 4$, protože všechny chaty jsou napájeny jednou odbočkou a počet poruch dle obrázku je $n_i = 4$. Všichni 4 chataři zaznamenali 4 beznapěťové stavy v průběhu sledované doby. Tedy, pokud by první poruchu nezaznamenal 1 ze 4 chatařů (zaznamenal za období jen 3 poruchy), pak:

$$SAIFI_{nn} = \frac{\sum_{i=1}^k Z_{ni} \cdot n_i}{Z} = \frac{Z_{n3} \cdot n_3 + Z_{n4} \cdot n_3}{Z} = \frac{1 \cdot 3 + 3 \cdot 4}{4} = 3,75. \quad 2-72$$

Kromě počtu beznapětových stavů lze říct, jak dlouho tento stav trval. Dle **Obrázek 6** necht' platí, že $t_{p1} = t_{p2} = t_{p4} = 1$ hodina; $t_{p3} = 100$ hodin. Kolik zákazníků Z_{ni} zaznamenalo určitou dobu trvání t_i poruch ve sledovaném období na hladině nn, popisuje agregovaný ukazatel $SAIDI_{nn}$ (*System Average Interruption Duration Index*) průměrovaný celkovým počtem Z zákazníků napájených ze systému:

$$SAIDI_{nn} = \frac{\sum_{i=1}^k Z_{ti} \cdot t_i}{Z} = \frac{Z_{t4} \cdot t_4}{Z} = \frac{4 \cdot 103 \text{ hod}}{4} = 103 \text{ hod.} \quad 2-73$$

Pokud by první poruchu nezaznamenal 1 ze 4 chatařů (zaznamenal za období jen zbylé 3 poruchy), pak:

$$SAIDI_{nn} = \frac{\sum_{i=1}^k Z_{ti} \cdot t_i}{Z} = \frac{Z_{t3} \cdot t_3 + Z_{t4} \cdot t_4}{Z} = \frac{1 \cdot 102 \text{ hod} + 3 \cdot 103 \text{ hod}}{4} = 102,75 \text{ hod.} \quad 2-74$$

Postupů při výpočtu ukazatelů spolehlivosti existuje celá řada, neboť je lze počítat pro jednotlivé napětové hladiny, časové období, jednotlivé síťové systémy atd. Existují i další ukazatelé jako $MAIFI$ (obdoba $SAIFI$, počítá jen s krátkodobými výpadky trvajících do 3 minut) nebo $CAIDI = SAIFI/SAIDI$. Pro distributora vlastního distribuční sítě, ukazatele naskýtají možnost porovnávání spolehlivosti úseků sítě nebo síťových konfigurací (sítě radiální, mřížové, průběžné, okružní, atd.), aby mohl předvídat např. jakou síť budovat pro novou zástavbu a kudy ji vést. Určitá odbočka s vysokými hodnotami $SAIDI$ a $SAIFI$ je patrně provozně nespolehlivá, proto možná bude potřeba provést její rekonstrukci nebo jiná technická opatření. [2]

Neméně zajímavá je analogie počtu výpadků s veličinou intenzita poruch λ při stanovení globálních ukazatelů [20]:

$$SAIFI_{nn} = \frac{\sum_{i=1}^k Z_{ni} \cdot n_i}{Z} = \frac{\sum_{i=1}^k Z_{ni} \cdot \lambda_i}{Z}, \quad 2-75$$

$$SAIDI_{nn} = \frac{\sum_{i=1}^k Z_{ti} \cdot t_i}{Z} = \frac{\sum_{i=1}^k Z_{ti} \cdot \lambda_i \cdot t_i}{Z}. \quad 2-76.$$

Také lze zjistit roční pravděpodobnost bezporuchového chodu $ASAI$ (*Average Service Availability Index*), tedy dříve symbolicky uvedená veličina R :

$$ASAI = R = \frac{Z \cdot 8760 \text{ h} - \sum_{i=1}^k Z_{ti} \cdot \lambda_i \cdot t_i}{Z \cdot 8760 \text{ h}} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^k Z_{ti} \cdot \lambda_i \cdot t_i}{Z \cdot 8760 \text{ h}}. \quad 2-77.$$

Aby bylo možné vyjádřit pravděpodobnost bezporuchového chodu exponenciálním rozložením, zavádí se veličina intenzity výpadku λ_k k -tého prvku se střední dobou výpadku k -tého prvku τ_k [20] [49]:

$$R = 1 - \frac{\lambda_k \cdot \tau_k}{8760 \text{ h}}. \quad 2-78$$

Výše uvedené dva členy jsou prvními členy nekonečné matematické řády (členy s mocnitelem dva a vyšším se zanedbají, čímž vzniká chyba):

$$R(t) = e^{-\lambda_k \cdot t} = 1 - \frac{\lambda_k \cdot \tau_k}{1!} + \frac{(\lambda_k \cdot \tau_k)^2}{2!} - \frac{(\lambda_k \cdot \tau_k)^3}{3!} + \dots \approx 1 - \frac{\lambda_k \cdot \tau_k}{1!}. \quad 2-79$$

S údaji je třeba nakládat s rozvahou. K zamyšlení vede interpretace výsledných čísel ukazatelů. Počet výpadků je jistě přirozeným číslem a ne kladným reálným číslem. Z tohoto pohledu je přesnější vyjádření průměrného počtu výpadků jako medián, kdy se sestaví tabulka obsahující informace o počtu zákazníků zaznamenavších jistý počet výpadků. Tato metodika se však v ČR nepoužívá.

- Medián podle počtu výpadků – vybereme hodnotu počtu výpadků, jejíž hodnota je alespoň 50 % hodnot menších nebo rovných, a alespoň 50 % hodnot počtu výpadků je větších nebo rovných mediánu.

- Počet výpadků podle mediánu postihnutých zákazníků – postupuje se obdobně, nyní hledáme hodnotu mediánu počtu postihnutých zákazníků a poté vybereme odpovídající hodnotu počtu výpadků.

Tabulka 1: Příklad určení mediánu a srovnání se SAIFI

Pozn.: Celkem 600 zákazníků v síti		Medián podle postihnutých zákazníků	Medián podle počtu výpadků		
Počet výpadků	0	1	2	3	4
Počet postihnutých zákazníků	429	45	120	4	2
SAIFI	0,51				

Z příkladu je patrné, jak se mění hodnota počtu výpadků se zvolenou metodikou. Na příkladu jsou si nejbližší hodnoty počtu výpadku podle mediánu postihnutých zákazníků a ukazatele SAIFI. Pokud by provozovatel DS nechal zpracovat šetření počtu výpadků osobními schůzkami se zákazníky, nejčastější odpovědí by bylo číslo 0, které by bylo možné považovat za charakteristickou hodnotu počtu výpadků dané lokality jako statistického celku. Tato odpověď je nejvíce pravděpodobná (71,5 %).

V červenci 2014 na konferenci *IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers)* v National Harbor – USA – byl zveřejněn příspěvek Josepha H. Eta z *Lawrence Berkeley National Laboratory*, kterou *IEEE* požádalo, aby zpracovala analýzu vývoje ukazatele SAIDI z denních záznamů o výpadcích do budoucna a zároveň rozšířila o tento postup metodu uvedenou v normě *IEEE* č. 1366 z roku 1998. Změněna byla v roce 2003, aby byl přidán jednotný přístup ke stanovení hodnot *MED*, a nepatrně také v roce 2012. Zkratka *MED* z anglického překladu znamená „významná událost dne“. Do češtiny by bylo vhodnější použití termínu „výjimečná událost dne“. Jde o to, že některé významné události se do výpočtů ukazatelů nepřetržitosti nezapočítávají, jenže není určena hranici ukazatele SAIDI, která by definovala významnou událost. Na **Obrázek 6** by to mohla být povodeň. Podle článku [50] je dokonce možné stanovit onu hranici individuálně pro každý den v roce. Některé dny v roce vykazují údajně horší výsledky spolehlivosti provozu sítí oproti zbylým dnům roku vlivem lokálních geo-klimatických podmínek. Délka trvání výpadku rozhoduje, zda bude událost svými daty vstupovat do výpočtů, a v tom je podstata problému – tuto hodnotu stanovit. K tomuto účelu se vypočítává mezní doba významné události T_{med} . Postupuje se v šesti krocích [47] [50] [51]:

- V pětiletém období se utřídí každodenní data ukazatele SAIDI.
- Dny s nulovou hodnotou SAIDI se vyloučí.
- Vypočítá se přirozený logaritmus zbylých n hodnot SAIDI.
- Vypočítá se koeficient α (střední hodnota hodnot logaritmů):

$$\alpha = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln(SAIDI_i). \quad 2-80$$
- Vypočítá se koeficient β (směrodatná odchylka hodnot logaritmů):

$$\beta = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (\alpha - \ln(SAIDI_i))^2}. \quad 2-81$$
- Stanoví se hodnota T_{med} :

$$T_{med} = e^{(\alpha + 2,5 \cdot \beta)}; \text{ pro rok 2000 } \alpha = -3,41; \beta = 1,96. \quad 2-82$$

Je-li β násobená číslem 2,5, pak se jedná o hodnotu pokrývající T_{med} o log-normálním rozdělení s očekávanou pravděpodobností 99,379 % (za předpokladu jednostranného intervalu). Pro denní pozorování v roce se promítá do očekávání T_{med} hodnota $2,3 \cdot \beta$.

Tým kolem Josepha H. Eta hledal odpovědi na následující otázky:

- Vyrůstá počet *MED* v čase?
- Je pětileté období shromažďování denních údajů *SAIDI* postačující k modelování odhadu velikosti *SAIDI* v případě počtu *MED* normálním rozdělením?
- Jak by se měla rozšířit, či upravit metodika uvedená výše?:
 - Vybrat menší počet roků, kterými lze do budoucna predikovat ukazatel *SAIDI* normálním rozdělením?
 - Vybrat jiný koeficient násobený β ?
 - Navrhnout alternativní statistické vyhodnocení pětiletého souboru ukazatele *SAIDI*?

Odpovědi na tyto otázky jsou následující:

- Počet *MED* v čase roste. Tým J. H. Eta na základě tohoto zjištění navrhuje zahájit diskuzi, jak objektivně identifikovat *MED*. Je zjevné, že počet a výskyt *MED* se statisticky neustálil ani po deseti letech sledování.
- Pětileté období mapování hodnoty ukazatele *SAIDI* pro *MED* nelze modelovat normálním rozdělením. Údaje byly podrobeny *Shapiro-Wilkovu* testu normality.
- Je vhodné upravit metodiku normy *IEEE* č. 1366 po 11 letech?:
 - Menší počet roků statisticky zpracovaných zvyšuje pravděpodobnost, že data bude možné interpretovat normálním rozdělením. Podrobeno *Shapiro-Wilkovu* testu normality. Zaniká však možnost predikovat lépe vývoj *MED* do budoucna, proto se tento postup nedoporučuje.
 - Zvýšení koeficientu β se projeví snížením počtu *MED* (zvýší se hranice T_{med}).
 - Tým provedl modelování pravděpodobnostní křivky T_{med} dvěma normálními rozděleními tak, aby jejich součet odpovídal 99,379 % pravděpodobnosti, se kterou lze očekávat hodnotu T_{med} . Závěr byl takový, že toto modelování pravděpodobnostní křivky T_{med} je vhodné pro nízké hodnoty *MED*, leč bude provedena detailnější analýza. [47]

Avšak již několik let před uveřejněním výsledků J. H. Eta se vedla diskuze o tom, jak objektivně *MED* identifikovat. Vybrán byl příspěvek profesora Richarda D. Christieho z Washingtonské univerzity. Hlavními body diskuze se stala možná úskalí spojená s metodou identifikující *MED* (respektive s nestranností metody), která představují rozlehlost sítě, druh rozvodu a zajištění určitého stupně spolehlivosti dodávky energie distribučními společnostmi. [50]

Norma *IEEE* č. 1366 definuje výjimečnou událost dne jako:

„Představující katastrofickou událost, která přesahuje rozumná očekávání nebo provozní limity elektrického distribučního systému, a během něhož alespoň 10 % zákazníků v provozní oblasti jsou vystaveni výpadku po dobu 24 hodin.“⁸

Norma jednoznačně určuje počet postihnutých zákazníků jako 10 % a více v napájené oblasti, ale termín katastrofická událost je spíše věcí názoru odborníků. Taktéž udaných 10 % postihnutých zákazníků se zdá být nespravedlivým kvantitativním údajem, pokud je tato hodnota aplikována na různé druhy sítí, o různých velikostech operačních oblastí a průměrných spolehlivostech. Není ani uvedeno, co je myšleno kritériem „rozumných očekávání“ a „provozních limitů“, žádné kvantitativně posuzující veličiny nebo ukazatelé nejsou v definici zmíněny. Podle Christieho postačí pro identifikaci *MED* pouhý rozum a posouzení přírodních podmínek podle provozovatele sítě (pro kabelové sítě je hurikán určitě méně

⁸ CHRISTIE. R. D. *Statistical Classification of Major Reliability Event Days in Distribution Systems*. In: University of Washington, Electrical Engineering [online]. 2001 [cit. 2015-03-31]. Str. 1-2.

nebezpečný než pro venkovní vedení). Jak sám uvádí, příkoří nabízí kupříkladu i definování stupně bouře. Hodnocení všech přírodních jevů podle určitého kritéria je dle něj neuskutečnitelné. Zmiňuje, že výjimečnou situaci (*black out*) může způsobit i sám člověk svým jednáním. [50]

Sám Christie navrhuje nové kritérium výjimečné události jako takové, která nastane několikrát za určité dlouhodobé období. Pokud totiž distribuční síť čelí několikrát do roka výpadku způsobenému klimatickými podmínkami, jako je silná bouře, měl by být již v době návrhu sítě brán v potaz čtenější výskyt pro síť nebezpečných jevů. Cílem návrhu provozovatele sítě je těmto případům předejít. I v jeho návrhu lze nalézt jisté nedostatky. Jsou jevy, jejichž četnost je poměrně malá, a jsou jevy, jejichž četnost je vyšší – návrh musí obsahovat statisticky jasně danou hranici určující rozdíl mezi výjimečným a nevýjimečným jevem. V poslední době je lidstvo svědkem měnícího se klimatu na Zemi, čelí extrémním výkyvům počasí⁹, které nebyly dříve pozorovány a jejichž údaje zatím nelze dostatečně statisticky interpretovat. Případně se naskytá otázka – lze zaznamenat za určité krátké období vyšší četnost „výjimečných“ jevů než za posledních 50 let? Bude kvůli této situaci provozovatel DS podnikat nákladná opatření, nemá-li jistotu, že trend výskytu této výjimečné události bude mít do budoucna nadále rostoucí charakter, nebo šlo pouze o náhodnou souslednost v počtu jevu? [50]

Bylo by vhodné zjistit, zda je vzrůstající četnost jevu náhodným jevem. Otázkou je, zda by následující scénář výše uvedené problémy dostatečně ošetřil:

- Meteorologickým ústavem jsou zpracovány pravděpodobnosti výskytu nepříznivých jevů na ES v dané lokalitě po čas roku. Každý jev nechť má udanou hranici pravděpodobnosti výskytu, která jej činí výjimečným (málo pravděpodobným).
- Provozovatel DS vezme data na vědomí a rozhodne o přijetí opatření vedoucích k zajištění vyšší spolehlivosti při výstavbě vedení. Pokud by náklady na výstavbu a údržbu byly pro distributora příliš nákladné a nevyplatilo by se budovat spolehlivější síť, ať je tedy smířen s faktem, že tento úsek vedení bude vystaven pravděpodobně vyšší četnosti výpadků, včetně ekonomických dopadů, které sebou výpadky vedení mohou distributorovi přinést (více v kapitole 2.3).
- Změny klimatických podmínek v oblasti jsou v pravidelných intervalech vyhodnocovány meteorologickým ústavem. Pakliže pravděpodobnost výskytu v čase roste (nejedná se patrně o náhodný jev), nechť je při určité dosažené hranici distributorovi sděleno, že pravděpodobnost výskytu jevu v určité roční době stoupá a nechť si nechá distributor zpracovat ekonomickou analýzu, zda se vyplatí investice do opatření vedoucích k omezení vlivu jevu. Regulátor na doporučení meteorologického ústavu rozhoduje o přijetí nových kritérií.
- Distributor rozhodne, zda opatření provede či nikoli. Pakliže odmítne opatření podniknout, nezbyvá mu než přijmout fakt, že od určitého data již tento jev nebude brán jako výjimečný.

2.1.2.2 Globální ukazatelé nepřetržitosti distribuce ve vybraných zemích

V zemích Evropské unie není metodika výpočtů globálních ukazatelů nepřetržitosti distribuce jednotná. Data vstupující do výpočtů různých ukazatelů je možné přehledně shlédnout ve výročních zprávách *CEER (Council of European Energy Regulators)* a dohledat na webových stránkách distribučních společností nebo regulačních úřadů působících v dané zemi.

⁹ KNUTSON, T. R. *Impact of CO₂-induced warming on simulated hurricane intensity and precipitation: sensitivity to the choice of climate model and convective parametrization*. In: *Journal of Climate* 17 (18), 2004. Str. 3477-3495.

Rakousko

U našich jižních sousedů se kromě ukazatelů *SAIDI* a *CAIDI* vypočítávají ukazatele *ASIFI*, *ASIDI* a *ENS*. Pro ukazatel *ASIFI* (*Average System Interruption Frequency Index*) platí [26]:

$$ASIFI = \frac{\sum_{i=1}^k S_i}{S}, \quad 2-83$$

Kde S_i je nedodaný smluvený výkon a S je celkový zdánlivý instalovaný výkon zákazníka [kVA]; ukazatel *ASIFI* je bezrozměrný.

Pro ukazatel *ASIDI* (*Average System Interruption Duration Index*) platí:

$$ASIDI = \frac{\sum_{i=1}^k S_i \cdot t_i}{S}, \quad 2-84$$

kde t_i značí dobu výpadku v minutách při dané události. Výslednou jednotkou *ASIDI* je tedy čas udávaný v minutách.

Ukazatel *CAIDI* je opět roven podílu ukazatele vyjadřující „trvání“ výpadků k jejich frekvenci: $CAIDI = ASIDI/ASIFI$. Dále se posuzuje nedodaná elektrická energie *ENS* (*Energy Not Supplied*):

$$ENS = \frac{\sum_{i=1}^k S_i \cdot t_i}{\sum_{j=1}^k W_j}, \quad 2-85$$

kde je jmenovatel roven celkové dodané energii zákazníkům za kalendářní rok v kWh (pro sítě úrovně 5, 6 a 7). [26]

Rakouská metodika je oproti metodice výpočtů použité u nás odlišná v tom smyslu, že všechny zákazníky nastaví do jedné „důležitosti“ úrovně. Abychom tomu lépe rozuměli, v Rakousku záleží na tom, jak moc daný zákazník odebírá elektrické energie a jaká je velikost zdánlivého instalovaného výkonu u zákazníka.

Finsko

Severská země je ČR podobná v přístupu k regulaci nepřetržitosti, i zde totiž funguje symetrický ekonomický nástroj - Q komponenta, o níž bude pojednáno v kapitole 2.3 a jejíž grafické vyjádření je podobné tomu na **Obrázek 8**. Co se týče ukazatelů nepřetržitosti distribuce, finská metodika je odlišná od naší i té rakouské. Distribuční společnosti počítají ukazatele *T-SAIDI*, *T-SAIFI* a *T-MAIFI*. [27]

$$T - SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^k MPK_i}{MP}, \quad 2-86$$

kde MPK_i je počet výpadkem postižených distribučních trafostanic a MP je celkový počet distribučních transformačních stanic v oblasti.

$$T - SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^x t_{ij} \cdot MPK_{ij}}{MP}, \quad 2-87$$

kde hodnota k udává počet výpadků, hodnota x je počet dob trvání přerušení distribuce t vzniklých vlivem opravy v postižené oblasti.

$$T - MAIFI = \frac{\sum_{i=1}^k MPK_i}{MP}, \quad 2-88$$

je ukazatel vyjadřující frekvenci krátkodobých přerušení distribuce.

Ze vztahů je zřejmé, že stanovit tyto ukazatele je daleko méně náročné než ve výše uvedených příkladech (ČR, Rakousko). Vztahy nerozlišují skutečnost, že každou transformační stanicí může být napájen nesterýjný počet zákazníků, což je zjevná nevýhoda metodiky.

Další země s odlišnými ukazateli

Mezi země s odlišnými globálními ukazateli patří [28]:

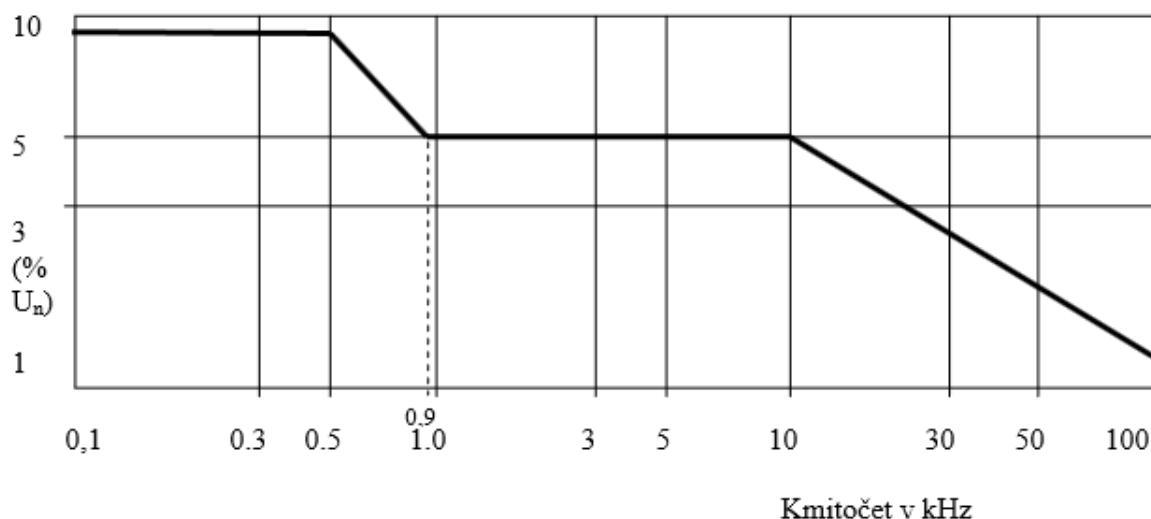
- **Řecko:** počet událostí na 100 km délky vedení.
- **Portugalsko:** počítá se ukazatel *TIEPI* – časový ukazatel průměrné doby výpadků, který je průměrován instalovaným výkonem.
- **Norsko, Maďarsko:** uvažuje se podíl celkové nedodané a celkové vyrobené energie.
- **Aj.**

2.2 Ukazatelé kvality elektrické energie

Na elektrickou energii lze pohlížet v jistém smyslu jako na zboží. Je vyráběno výrobkami, transportováno vodiči k místu spotřeby s elektrickými spotřebiči a je za něj zapláceno. Výrobci elektrických spotřebičů produkují série výrobků s ohledem na síťové parametry v dané zemi, při kterých je předpokládán bezchybný provoz výrobku. Zásuvka je pomyslným místem, kde musí dojít ke kompromisu mezi výrobcem spotřebičů, výrobcem a distributorem energie. K tomu slouží domluvené velikosti smluvených veličin včetně stanovení mezí, dolních i horních hranic, ve kterých by se měla smluvená veličina nacházet. Pokud by v odběrném místě zákazník napojil výrobek na vyšší napětí, mohlo by dojít k jeho poškození (namáhání izolace) a naopak, v případě příliš nízkého napětí by výrobek nemusel fungovat. Proto bylo nutné stanovit limity fyzikálních veličin popisující okamžitý stav elektrické energie – kvalitativní ukazatele. S ohledem na tyto ukazatele byla a je budována, či řízena, ES. Ve čtyřvodičové soustavě je jmenovité napětí U_n definováno jako napětí mezi fázovým vodičem a středním vodičem. Ukazatelé kvality elektrické energie jsou zákonně zakotveny pomocí normy ČSN EN 50160 ed. 3 [3][38][54]:

- **Kmitočet napájecího napětí.**
 - Musí být v rozsahu 47 – 52 Hz po 100 % času.
 - Může být 49,5 – 50,5 Hz po 99,5 % času.
- **Odchyly napájecího napětí.**
 - 95 % měřených hodnot v desetiminutových intervalech U_{ef} nemá přesáhnout ± 10 %,
 - Všechny průměrné hodnoty U_{ef} v těchto intervalech musí být v mezích +10/-15 %
- **Rychlé změny napětí.**
 - 95 % hodnot míry vjemu flikru P_{ft} (*It – long time*) musí být v libovolném týdenním období menší než nebo roven 1.
- **Míra vjemu flikru**
 - Pro uživatele napojené na dlouhá vedení (delší než 1 km od transformovny) nízkého napětí pak $P_{ft} \leq 1,5$.
- **Krátkodobé poklesy napětí.**
 - Poklesy trvající pod 1 s se zbytkovým napětím 90 % až 1 % U_n .
- **Krátkodobé přerušení napětí.**
 - Přerušení trvající pod 3 minuty ($U < 1$ % U_n).

- **Dlouhodobé přerušení napětí**
 - Přerušení napájení ($U < 1 \% U_n$) za normálních podmínek od 3 min dále
 - Pro plánovaná přerušení se hodnoty nestanovují.
- **Nesymetrie napájecího napětí.**
 - 95 % U_{ef} hodnot v libovolném desetiminutovém úseku musí mít hodnotu netočivé složky 0-2 % sousledné složky.
 - Pro uživatele dlouhých vedení nn pak 0-3 % sousledné složky.
- **Přepětí.**
 - Pro dočasná přepětí v síti nn (při poruše) by U_{fmax} nemělo být větší než 440 V
 - Přechnoná přepětí (úder blesku) může vyvolat strmou napěťovou vlnu o velké amplitudě, ale krátkém trvání.
- **Harmonické složky napětí.**
 - 95 % hodnot velikostí složek napětí nesmí přesáhnout stanovené limity $THD = 8 \%^{10}$.
- **Meziharmonické složky napětí.**
 - Amplitudy meziharmonických složek nesmí překročit stanovené meze.
- **Úroveň napětí signálu v napájecím napětí:** [5].



Obrázek 7: Limitní úroveň signálu v napájecím napětí [3]

2.3 Vývoj regulace spolehlivosti distribuce v České republice

Z hlediska regulace je období do roku 1989 nezajímavé. Ukazatelé nepřetržitosti distribuce se nevyšlovali a výroba, přenos a rozvod byly monopolně řízeny státním podnikem ČEZ n. p. Až po roce 1993, kdy vznikla samostatná Česká republika, doznala energetická legislativa výrazných změn. Trh s elektřinou se mj. pod vlivem nařízení Evropské unie postupně v ČR liberalizoval. Výroba i přenos po roce 1993 stále spadaly pod aktivity ČEZ a. s., rozvod už ale zajišťovaly regionální akciové společnosti (REAS), kterých v ČR působilo osm. Každá REAS tvořila monopol na rozvod elektrické energie v určitém regionu. V roce 1998 ČEZ vyčlenil divizi přenosové soustavy ČEPS, kterou v roce 2002 částečně a následně v roce 2005 úplně od ČEZu odkoupilo Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR. Vznikl státem vlastněný provozovatel přenosové soustavy ČEPS a. s. se sídlem na Praze 10. Parlament ČR se usnesl v listopadu roku 2000 na novém Energetickém zákonu č. 458/2000 Sb., kterým zřizuje nové instituce ovlivňující trh s elektřinou – v roce 2001 vznikly – státem vlastněná akciová společnost OTE a. s. (Organizátor trhu s elektřinou) se sídlem na Praze 8 a Energetický regulační úřad (ERÚ) se sídlem v Jihlavě. Český stát

¹⁰ Více informací v literatuře [3]

v roce 2005 prodal podíly ve všech 8 REAS společností ČEZ a. s., E. ON a.s. a EnBW AG. O tři roky později byl EZ novelizován (zákon č. 659/2004 Sb.) ve smyslu, kdy funkce dodavatele a provozovatele DS nemohou být sloučeny u jediné společnosti. Došlo k tzv. „*unbundlingu*“, díky kterému vznikly na našem území nové společnosti zabývající se provozováním DS – E. ON. Distribuce a. s., ČEZ Distribuce a. s. a PREDistribuce a. s. Poslední novelizace EZ proběhla v roce 2012, další nabude účinnosti až v červenci 2015. [1] [2]

Avšak co se týče regulace kvality distribuce, prvním důležitým dokumentem je vyhláška č. 306/2001 vypracovaná ERÚ z nařízení dle § 98 EZ, odst. 8 [1]. Jedná se o stručný dokument, který ve svém úvodu zmiňuje možnost regulace regulovaných položek ceny za elektřinu ve spojitosti s kvalitou distribuce. Vyhláška člení standardy na [7]:

- **Garantované standardy dodávky elektřiny a služeb** – stanovují úroveň dodávek a služeb, kterých musí být dosaženo v každém individuálním případě:
 - **Standard kvality napětí** dle ČSN EN 50160.
 - **Standard odstranění poškozené domovní pojistky** v přípojce vlastněné provozovatelem DS.
 - **Standard obnovy dodávky elektřiny do odběrného místa**, kdy provozovatel zahájí práce do 3 hodin na zařízení o napětí do 1 kV (do 2 hodin na zařízení o napětí vyšším než 1 kV), přitom u všech zákazníků do 12 hodin (do 24 hodin pro hladinu vyšší než 1 kV) dojde k obnovení dodávky elektřiny.
 - **Sdělení podmínek pro připojení odběrného místa** do 30 dnů od podání žádosti, pokud není třeba změřit a přepočítat chod sítě. Pakliže je provést měření, prodlužuje se lhůta na 60 dnů.
 - **Standard připojení odběrného místa** do pracovních 5 dní od doby, kdy zákazník splnil všechny požadavky na připojení.
 - **Standard vyřízení stížnosti na kvalitu elektrické energie** do 30 dnů od podání žádosti. Provozovatel může požádat o prodloužení lhůty, maximálně však na 90 dnů.
 - **Standard vyřízení žádosti o přezkoušení měřícího zařízení** do 15 kalendářních dnů od obdržení žádosti bude zákazník zpraven o výsledku přezkoušení.
 - **Standard vyřízení stížnosti na vyúčtování elektřiny** do 15 kalendářních dnů od obdržení žádosti.
 - **Standard pro sjednávání schůzek se zákazníky** na dohodnutý čas mezi 8:00 až 18:00 v pracovních dnech. Po dohodě se zákazníkem lze i v jiný čas.
 - **Standard opětovného připojení odběrného místa** do 24 hodin, kdy odpojený zákazník neplní platební povinnost za odebranou energii prokázal uhrazení dluhu
 - **Standard odeslání odpovědi** zákazníkovi do 15 kalendářních dnů od obdržení korespondence od zákazníka.
 - **Standard výměny nebo přeložky elektroměru** do 5 pracovních dnů po splnění podmínek či požadavků.
- **Obecné standardy dodávek elektřiny a služeb** – uplatňují se tam, kde nelze uplatnit garantované standardy, nicméně má být dosaženo stanovené úrovně služeb:
 - **Standard souhrnného přerušení dodávky elektřiny** tj. celkový čas přerušení za období. Nejedná se o výše uvedený ukazatel SAIDI.
 - **Standard četnosti přerušení dodávky elektřiny** tj. celkový počet za období. Nejedná se o výše uvedený ukazatel SAIFI.

ERÚ posuzuje, zda vzniklé přerušení distribuce bude započítáno do výpočtů obou ukazatelů obecných standardů dodávek elektřiny (stavy nouze dle §54 EZ). Žádost o posouzení podává

provozovatel DS. Postup výpočtu ukazatelů stanoví ERÚ, přičemž přerušením dodávky elektřiny se rozumí přerušení dodávky **delších než 3 minuty** bez ohledu na to, zda k přerušení došlo v přenosové nebo distribuční soustavě. Do výpočtů nelze zahrnout případy přerušení distribuce na přípojce vlastněné zákazníkem. Výpočty provádí provozovatel DS, data předloží do 30. dubna následujícího roku ERÚ. Ten do 30. června zpracuje informace do věstníku, který publikuje.

Předpis č. 306/2001 Sb. sice stanovuje standardy kvality distribuce, neuvádí se v ní však, jak bude postupováno v případě jejich nesplnění. V úvodu pouze varuje před možností ovlivnění regulovaných položek ceny za elektřinu, které jsou však plošně stanoveny pro všechny distributory v ČR. Neexistuje žádná bonifikace provozovateli DS za splnění limitů, nástroj regulace je ekonomicky asymetrický. Mechanismus sankcí není tedy optimálně nastaven, neboť za neplnění limitů standardů jedním distributorem mohou doplatit i ostatní provozovatelé DS, kteří limity splňují. Doba, za kterou se ukazatelé vykazují, je jeden rok, přičemž se tím patrně myslí kalendářní rok. I tato maličkost ve vyhlášce není specifikována. Nedostatkem je paradoxně i nedodržení přesně stanoveného času schůzky se zákazníkem. Opozdí-li se zaměstnanec distribuční společnosti třeba i o minutu, pak se jedná o nedodržení standardu pro sjednávání schůzek. Předpis obsahuje výpočet střední doby trvání výpadku pro odběratele určité skupiny takto [7]:

$$t_j = \frac{P_1 \cdot (T_1 - T_0) + (P_1 + P_2) \cdot (T_2 + T_1) \cdot 0,5 + P_2 \cdot (T_3 - T_2)}{P_1}, \quad 2-89$$

kde P_1 je výkon dodávaný v čase T_0 , kdy nastala porucha, T_1 je čas zahájení manipulací, T_2 je čas konce manipulací pro vymezení poruchy, P_2 je výkon dodávaný v čase T_2 a P_3 je dodávaný výkon při obnově dodávky elektřiny skupině zákazníků. Pro hladinu nn pak při výpočtu platí, že T_2 (tedy i P_2) a T_1 se neurčují, a podle rozsahu výpadku dodávky:

- Při úplném přerušení dodávky instalovaný výkon transformátorů v distribuční transformovně.
- Při přerušení dodávky vývodu(ů) poměrná část instalovaného výkonu transformátorů (podle poměru počtu vývodů s přerušenou dodávkou k celkovému počtu vývodů).
- Při přerušení dodávky v rozpojovací skříni nebo hlavní domovní skříni výkon odpovídající jmenovitému proudu pojistky.¹¹

Přitom se zaznamená do vyhodnocovacího archu, zda porucha vznikla v hlavní domovní skříni nízkého napětí nebo vznikla v zařízení distribuční soustavy nn.

Tyto některé nedostatky byly odstraněny vyhláškou č. 540/2005. Definuje přerušení dodávky elektřiny jako stav v odběrném místě, kdy není přenosová nebo distribuční soustava schopna toto místo napájet. I zde se nepovažuje za přerušení dodávky stav, kdy je přerušení dodávky zapříčiněné závadou na přípojce vlastněné zákazníkem nebo společném elektrickém zařízení v nemovitosti. Dlouhodobým přerušením se rozumí přerušení distribuce delší než 3 minuty. Vyhláška č. 540/2005 Sb. napravuje zjevné nedostatky předešlého předpisu, neboť se za porušení standardů nepovažují případy, kdy distributorovi není umožněn přístup k poškozenému zařízení (účastník trhu není v součinnosti s provozovatelem DS), ani případy, kdy provozovatel DS projeví dobrou vůli, ze které je zřejmé, že se snažil přerušení dodávky odstranit, nebo nastal stav nouze. Dále je řešeno uplatnění náhrad zákazníkovi (umožněno od 1. 7. 2006), který má lhůtu 60 dní po dni, kdy došlo k porušení limitu standardu, aby podal stížnost k provozovateli DS a žádost o náhradu. Předpis č. 540/2005 Sb. byl změněn vyhláškou č. 41/2010 Sb. v řadě bodů. Protože jsou oba předpisy obsahově podobné, nebude zde vyhláška č. 540/2005 Sb. podrobněji rozpracována. Vybrány jsou tyto důležitější změny [6] [8]:

¹¹ O kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice. In: 306/2001 Sb. Str. 7088

- Zvýšila se plošně pokutová sazba za neplnění standardů.
- Krátkodobým přerušením se rozumí přerušení s dobou trvání 1 s až 3 min.
- §2 písm. e) zabývající se rozdělením beznapěťových stavů podle příčin se zjednodušil a jejich kategorizace přesunuta do přílohy 4.
- Byl změněn postup při odhadu roční platby za distribuci v §2 písm. c).
- Standardy (skupina garantovaných standardů přenosu nebo distribuce a skupina garantovaných standardů dodávek) přestaly být garantované.
- Odděleny byly časové limity standardu výměny pojistky a standardu přerušení distribuce pro hl. m. Prahu a mimopražské regiony.
- Čtvrtá část zákona se přejmenovala z „Obecný standard přenosu nebo distribuce elektřiny a jeho vykazování“ na „Postupy pro vykazování dodržování kvality dodávky a služeb“, jako ukazatele hodnotící DS jsou počítány:
 - Četnost přerušení distribuce za kalendářní rok na 1 zákazníka (SAIDI).
 - Souhrnná doba trvání přerušení ve tvaru min/zákazník/rok (SAFI).
 - Průměrná doba trvání 1 přerušení v minutách za kalendářní rok (CAIDI).

V předpisu č. 41/2010 Sb. jsou následně rozpracovány dvě skupiny již negarantovaných standardů – skupina standardů přenosu nebo distribuce a skupina standardů dodávek [6]:

- **Standard ukončení přerušení distribuce elektřiny¹²** – ukončení přerušení distribuce elektřiny, mimo přerušení plánovaného, v odběrném nebo předávacím místě provozovatele lokální distribuční soustavy nebo zákazníka, a to ve lhůtě do:
 - 18 hodin v síti distribuční soustavy s napěťovou úrovní do 1 kV a 12 hodin v síti distribuční soustavy s napěťovou úrovní do 1 kV na území hlavního města Prahy,
 - 12 hodin v sítích distribuční soustavy s napěťovou úrovní nad 1 kV a 8 hodin v síti distribuční soustavy s napěťovou úrovní nad 1 kV na území hlavního města Prahy.
 - Pozn.:
 - Pro výroby připojené k dané soustavě platí limit přerušení distribuce z výroby do 48 hodin, kdy musí provozovatel DS nebo PS stav napravit. Čas je odpočítáván od doby, kdy provozovatel závadu zjistil nebo mohl a měl zjistit.
 - Pokud je odběrné místo zatíženo několika výpadky o stejné příčině, pak se jako doba přerušení počítá od začátku prvního výpadku do doby ukončení posledního výpadku.
 - Jsou stanoveny výše náhrad, pro hladinu do 1kV maximálně 6000 Kč, jinak 10 % z celkové roční platby zákazníka. Pokud došlo k připojení zákazníka až během daného roku a nemohlo proběhnout všech 12 měsíčních plateb mezi zákazníkem a distributorem, pak se výpočet celkové ceny poměrně upraví podle jiného předpisu.
- **Standard dodržení plánovaného omezení nebo přerušení distribuce elektřiny** – provozovatel DS se zavazuje k dodržení časového harmonogramu plánované doby, po kterou bude probíhat údržba zařízení a po které dojde k obnově dodávky elektřiny
 - Pozn.:
 - Pro výše náhrad na hladině do 1 kV platí stejný postup jako v předešlém případě.

¹² O kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice. In: 41/2010 Sb. s. 4.

- **Standard výměny poškozené pojistky** – musí dojít k obnově distribuce do 6 hodin od oznámení události mimo hl. m. Prahu. V Praze do 4 hodin.
 - Pozn.:
 - Nevztahuje se na smluvní vztah provozovatel PS – provozovatel DS – provozovatel lokální DS.
 - Výše náhrady je stanovena na 1200 Kč.
- **Standard kvality napětí** – provozovatel soustavy se zaručuje k dodržování standardů kvality elektrické energie (více v PPDS).
- **Standard vyřízení reklamace kvality napětí** – provozovateli běží lhůta 60 dní na vyřízení stížnosti od obdržení korespondence od zákazníka.
 - Pozn.:
 - Za každý den prodlení je uložena výše náhrady 1200 Kč, maximálně však 30 000 Kč.
- **Standard lhůty pro odstranění příčin snížené kvality napětí** – provozovatel DS musí ve stanovené lhůtě po obdržení stížnosti učinit opatření vedoucí k odstranění příčin snížené kvality napětí do doby:
 - 30 dní, pokud lze příčinu odstranit jednoduchým opatřením.
 - 6 měsíců, pokud je závada odstranitelná technicko-stavebním zásahem bez nutnosti opatření stavebního povolení.
 - 24 měsíců, pokud postup k odstranění závady vyžadují stavební povolení.
 - Pozn.:
 - Výše náhrady je 1200 Kč za každý den prodlení, nejvýše však 60 000 Kč.
- **Standard zaslání stanoviska k žádosti o připojení zařízení žadatele k přenosové nebo distribuční soustavě**
 - Pozn.:
 - V sítích do 1 kV 600 Kč za každý den prodlení, maximálně však 60 000 Kč.
 - Dobu vyřízení žádosti stanovuje pro každý případ zvláštní právní předpis.
- **Standard umožnění přenosu nebo distribuce elektřiny** – pokud zákazník splní podmínky pro uskutečnění distribuce, musí do 5 pracovních dní (pokud nezní dohoda jinak) dojít k zahájení distribuce elektřiny zákazníkovi. Stejná lhůta platí pro umožnění přenosu elektřiny, kdy výrobna, nebo zákazník vlastní dílčí DS, splnili veškeré požadavky na připojení.
 - Pozn.:
 - V sítích do 1 kV je výše náhrady stanovena na 6000 Kč za každý den prodlení, maximálně však 60 000 Kč.
- **Standard ukončení přerušení distribuce elektřiny z důvodu prodlení zákazníka nebo dodavatele sdružené služby s úhradou plateb za poskytnutou distribuci elektřiny** – lhůta na obnovu distribuce jsou 2 pracovní dny po dni, kdy zákazník uhradil veškeré závazky za poskytnutou distribuci.
 - Pozn.:
 - V sítích do 1 kV je stanovena náhrada 1200 Kč za každý den prodlení, maximálně však 30 000 Kč.
- **Standard ukončení přerušení distribuce elektřiny na žádost dodavatele nebo dodavatele sdružené služby** – na žádost účastníka trhu do 2 pracovních dnů od obdržení žádosti na přerušení distribuce musí provozovatel učinit příslušná opatření k přerušení distribuce účastníkovi trhu.
 - Pozn.:
 - Platí stejné výše sankcí jako v předešlém případě.

- **Standard výměny měřicího zařízení a vyrovnání plateb**
 - Pozn.:
 - V případě obdržení žádosti na výměnu měřicího zařízení lhůta 15 dní na výměnu zařízení.
 - V případě obdržení žádosti o přezkoušení měřicího zařízení lhůta 60 dní na sdělení výsledků přezkoušení příslušnému účastníku trhu.
 - Vypořádání rozdílů plateb vzniklých chybným měřením do 10 dnů od uplynutí 60 denní lhůty předešlého případu.
 - Výše sankcí je 600 Kč za každý den prodlení, maximálně však 24 000 Kč.
- **Standard předávání údajů o měření – účastníkovi trhu jsou předloženy úplné informace vedoucí k správnému vyúčtování ceny za distribuci v termínech podle zvláštního předpisu.**
 - Pozn.:
 - Provozovatel DS se může opozdit maximálně 16 hodin po termínu uplynutí doby dle zvláštního právního předpisu.
 - Výše sankcí pro hladinu do 1 kV je 600 Kč za každý den prodlení, nejvýše však 30 000 Kč.
 - Zvláštní právní předpis může stanovit přesné datum měsíce, kdy má předání proběhnout, přitom platí postup uvedený o dva body výše.
- **Standard lhůty pro vyřízení reklamace vyúčtování distribuce elektřiny – lhůta 15 dní vyřízení od doby obdržení reklamace na vyúčtování. Vyrovnání plateb musí proběhnout do 30 dní ode dne doručení reklamace**
 - Pozn.:
 - Výše sankcí je 600 Kč za každý den prodlení, maximálně však 24 000 Kč.
- **Standard dodržení termínu schůzky se zákazníkem – termíny schůzek v pracovních dnech mezi 8:00 až 17:00. Dohodnout se obě strany mohou i jinak, přitom je možná hodinová čekací doba zákazníka.**
 - Pozn.:
 - Výše náhrady je 2400 Kč za nedodržení standardu dodržení termínu schůzky.
 - Provozovatel DS může schůzku zrušit nejpozději 1 den před termínem schůzky, omluva musí být řádně zdůvodněna.
- **Standard zajištění ukončení přerušování dodávky elektřiny z důvodu prodlení konečného zákazníka s úhradou plateb za odebranou elektřinu – k obnovení distribuce musí dojít do 2 pracovních dnů od splacení všech dluhů za dodanou elektrickou energii zákazníkem.**
 - Pozn.:
 - Výše náhrady je na hladině do 1 kV 1200 Kč za každý den prodlení, maximálně 30 000 Kč.
- **Standard lhůty pro vyřízení reklamace vyúčtování dodávky elektřiny – lhůta 15 dní vyřízení od doby obdržení reklamace na vyúčtování. Vyrovnání plateb musí proběhnout do 30 dní ode dne doručení reklamace**
 - Pozn.:
 - Výše sankcí je 600 Kč za každý den prodlení, maximálně však 24 000 Kč.

Ukazatelé pro vykazování dodržování **nepřetržitosti distribuce** jsou:

- **Hladinový ukazatelé u zákazníků:**
 - celková doba všech výpadků t_{sj}
 - $SAIFI_h$
 - $SAIDI_h$
 - $CAIDI_h$
- **Systémový ukazatelé u zákazníků:**
 - $SAIFI_s$
 - $SAIDI_s$
 - $CAIDI_s$

Pro úplnost, ukazatelé pro vykazování dodržování **přenosu elektřiny** (nikoliv distribuce) jsou:

- **Nedodaná elektrická energie** v kalendářním roce vypočtená s pomocí výkonu, který zákazník odebíral těsně před i -tým přerušením:

$$W_{ned} = \sum_{i=1}^n t_i \cdot P_{ned,i}. \quad 2-90$$

- **Hodnota průměrného trvání přerušení** v kalendářním roce:

$$t_{ph} = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{n}. \quad 2-91$$

Oproti předpisu č. 306/2001 Sb. je vidět výrazný posun v definování dílčích standardů, neboť jsou uvedeny výše náhrad a zpřesněny doby plnění standardu. Zmizely zjevné nedostatky předešlé vyhlášky ve smyslu definování „proběhlého“ roku, časového opoždění v termínu schůzky se zákazníkem a jejího zrušení, ošetření případů, kdy účastník trhu neumožní provést opravu poškozeného zařízení provozovateli. V příloze lze nalézt rozdělení typů přerušení a především pak příklady výpočtu výše uvedených ukazatelů. Provozovatelé DS zpracují souhrnnou zprávu o kvalitě služeb do 31. března. ERÚ do 31. května zpracuje výsledky ve věstníku.

Vykazování ukazatelů nepřetržitosti distribuce je zásadní věcí vstupující nyní (III. regulační období) jako ekonomický nástroj bonusů a malusů pro provozovatele DS. ERÚ po svém vzniku v roce 2001 na základě EZ (§98a odst. 2) stanovil způsob regulace vyhláškou č. 438/2001 Sb., posléze změněnou vyhláškou č. 13/2003, na I. regulační období vyhlášené v době mezi 1. 1. 2002 – 31. 12. 2004. Regulační metoda byla založena na principu *RPI-X*, založeném na výkonnosti společnosti, kdy je společnosti stanovena cenová hladina (tzv. druhá metoda *price cap*) upravená faktorem *RPI* (inflační faktor) rozšířeným o faktor efektivity X [11] [9]:

$$PV_0 = [N_0 + O_0 + (RAO \cdot PA_0)], \quad 2-92$$

$$PV_i = PV_{i-1} \cdot (PPI_i - X_i), \quad 2-93.$$

kde PV_i jsou povolené výnosy v i -tém regulovaném roce, PV_0 je hodnota povolených výnosů, N_0 je hodnota provozních nákladů, O_0 je výchozí hodnotou odpisů, ROA je výnosnost provozních aktiv, PA_0 je hodnota provozních aktiv, PPI_i je index cen průmyslových výrobců (což je de facto inflační faktor) v příslušném regulovaném roce a X_i je faktor efektivity v příslušném regulovaném roce. Jak sama zpráva ERÚ uvádí, vzorec je velmi jednoduchý, motivuje k úsporám, neboť pokud povolené výnosy rostou a náklady se snižují, čistý zisk se zvyšuje. Vyčíslení povolených výnosů je tedy nenáročné. Nicméně, parametry dosazované do vztahů se během I. období vyvíjely u každé společnosti jinak než parametry vztahu upravovaného stupňováním regulátorem (regulátor je predikoval), především u parametrů

N_0 a O_0 . Bylo rozhodnuto, že druhé období bude delší, pětileté. V samotné vyhlášce nelze nalézt při výpočtu dílčích částí PV_0 a PV_i faktor závisel na kvalitě dodávky [9].

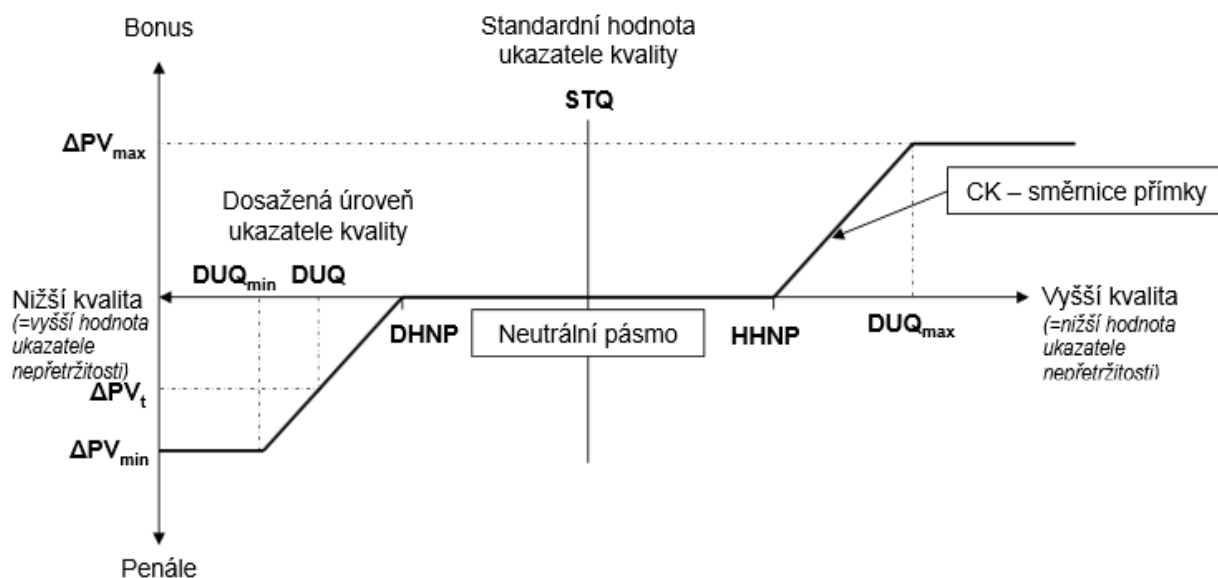
II. regulační období trvalo v rozmezí od 1. 1. 2005 do 31. 12. 2009. V tomto období přestala platit vyhláška č. 13/2003 Sb. a v platnost vešla její novelizovaná podoba – vyhláška 575/2004 Sb., která byla později opět novelizována vyhláškou č. 150/2007 Sb. Vzorec pro stanovení povolených výnosů za distribuci se stal složitějším (nově metoda *revenue cap*), jednotlivé parametry vzorce byly více odděleny (např. mzdy se vydělily z položky nákladů). Protože se nově získaný majetek připisuje k ziskům, může dojít k růstu ceny pro spotřebitele [9] [10]:

$$PV_i = N_0 \cdot (1 - X)^i \cdot \prod_i \frac{(p_{MI} \cdot MI + (1 - p_{MI}) \cdot PPI)}{100} + \\ + O_0 \cdot \prod_i \frac{PPI}{100} + WACC_{NHBT} \cdot \left(RAB_0 + \sum_i \Delta ZHA_i \right), \quad 2-94$$

kde vystupují další položky jako RAB_0 , což je výchozí hodnota provozních aktiv, $WACC_{NHBT}$ je míra výnosnosti, MI je mzdový eskalační faktor, p_{MI} je koeficient mzdového eskalačního faktoru a ΔZHA_i je změna hodnoty regulační báze aktiv v příslušném roce (založeno na historicky vykázaných ziscích) [12]. Vyhláška č. 150/2007 Sb. změnila vzorec stanovení ceny za rezervovanou kapacitu DS, samotný vzorec pro výpočet povolených výnosů se však nezměnil. Tento model stále neobsahuje položku týkající se přímo kvality distribuce. Finančním postihem byly pouze náhrady za porušení standardu zákazníkovi. Během tohoto regulačního období vznikla společnost evropských regulátorů ACER sídlící ve slovinské Lublani. Evropská rada navrhla posílení pravomocí regulačních orgánů. [11] [13] [14]

III. regulační období mělo trvat mezi 1. 1. 2010 až 31. 12. 2014. ERÚ se rozhodlo použít znovu metodu *revenue cap* a nechalo se inspirovat vzorcem pro výpočet výnosů v Německu, Finsku či Irsku, kde vystupuje motivační faktor ovlivňující míru zisku. Tomuto faktoru se říká Q (*quality*) komponenta. Princip této komponenty vystihuje **Obrázek 8**. Úřad projednával více variant zahrnutí Q komponenty (dále jen QK) do vzorce pro povolené výnosy. Pokud by QK zahrnuta nebyla, vzniká tu možnost ve III. období zjistit skutečný stav DS a podle toho nastavit QK pro IV. regulační období. Druhou variantou bylo zohlednění systémového ukazatele $CAIDI$, přitom pro jednotlivé provozovatele budou stanoveny určité parametry standardu. [14]

Mechanismus má být symetrický, tedy za splnění určité hranice bude distributor odměněn, naopak při úrovni kvality horší než dolní mez bude provozovatel sankcionován srážkou. Protože je plánována novelizace EZ až k 1. 7. 2015, dohodl se ERÚ s regulovanými objekty na prodloužení III. regulačního období do konce roku 2015. Snahou připravované novelizované vyhlášky ERÚ je odstranit nepotřebné korekční faktory a sjednotit výpočetní postupy regulovaných položek v plynárenství i elektroenergetice dohromady. Častější kontroly účetnictví u regulovaných subjektů mají zjistit skutečnou cenu (s ní spojené uznatelné náklady) za služby prováděné subjekty tak, aby cena pro koncového zákazníka byla co možná nejnižší. IV. regulační období má být tříleté, během něhož se má ocenit majetek subjektů. Hlavními novinkami deklarovanými ERÚ budou: změna výběru příspěvku za obnovitelné zdroje a přechod na kapacitní platby zohledňující příkon zákazníka. Metody regulace mají být téměř shodné – *revenue cap* s možnými změnami v níže uvedeném vzorci 2-95. Následné V. regulační období má být delší, trvající 7 až 10 let. [21]



Obrázek 8: Princip funkce Q komponenty [14]

Pro vysvětlení **Obrázek 8:**

- DHNP /HHNP – dolní a horní hranice neutrálního pásma.
- DUQ_{max}/DUQ_{min} – hranice, kdy je uplatňován maximální bonus/malus.
- STQ – střední hodnota neutrálního pásma.
- DUQ – dosažená hranice za regulovaný rok.
- ΔPV_t – finanční vyjádření bonusu/malusu při dosažení úrovně DUQ.
- $\Delta PV_{max}/\Delta PV_{min}$ – maximální hodnota finančního vyjádření bonusu/malusu.

Výhoda motivačního prvku QK spočívá v motivaci provozovatele DS ke zlepšení parametrů nepřetržitosti distribuce. Na druhou stranu, při nesprávně nastavené úrovni neutrálního pásma lze očekávat poškození regulovaných subjektů. K dispozici ERÚ neměl dle jeho vyjádření dostatek vypovídajících údajů, což může být zavádějící informace, neboť ukazatelé nepřetržitosti jsou vyčíslovány již na základě vyhlášky 540/2005 Sb. Poslední zvažovanou variantou bylo upravení první varianty – na hodnotu QK mají mít vliv výše investic subjektu do rozvoje a obnovy sítě. Tato varianta se zdá být zbytečná, neboť se dá předpokládat, že subjekt ocitnuvší se v penalizační části bude mít motivaci stav sítě vylepšit zvýšením investic do síťové struktury. Subjekt v horní bonusové části může získané peníze použít na zkvalitnění technického stavu sítě do požadované úrovně kvality. Výhodou pro regulátora je skutečnost, že by měl větší dozor nad investičními pobídkami regulovaného subjektu [14].

Výsledný vzorec, dle první varianty, povolených výnosů provozovatele [14]:

$$PV_i = N_o \cdot (1 - X)^i \cdot \prod_i \frac{IS}{100} + O_o + \prod_i \Delta O_i + WACC_{NHBT} \cdot \left(RAB_0 + \sum_i \Delta ZHA_i \right) - V_{ost} \cdot p_i \pm Q, \quad 2-95$$

kde IS je index tržních cen, ΔQ_i je změna hodnoty odpisů hmotného a nehmotného majetku, V_{ost} jsou výnosy společnosti z ostatních činností, p_i je časová hodnota peněz a Q je QK. První varianta byla uzákoněna vyhláškou č. 264/2009 Sb. Další novelizace přinesly vyhlášky č. 393/2011 Sb., č. 348/2012 Sb., 436/2013 Sb. a vyhláška vymezující postup regulace ceny v plynárenství č. 195/2014 Sb. [15]

IV. období je navrhováno jako tříleté od 1. 1. 2016 do 31. 12. 2018. Pro další informace je možné nahlédnout do aktuálního úplného znění vyhlášky č. 195/2014 Sb. novelizující vyhlášku 436/2013 Sb. [16]

2.4 Pravidla provozu distribuční soustavy

Energetický zákon (§98 odst. 2, písm. b)) ukládá ERÚ mj. stanovit vyhláškou náležitosti pravidel provozování distribuční soustavy (PPDS), ve kterých je zjišťování ukazatelů kvality distribuce zakotveno. Všechny 3 nejvýznamnější distribuční společnosti vystupující na českém území – ČEZ Distribuce a.s., E. ON. Distribuce a.s. a PREDistribuce a.s. – vypracovaly společně PPDS s odsouhlasením ERÚ [5] a musí se těmito pravidly řídit nejen ony, ale všichni uživatelé DS, zákazníci, provozovatel přenosové soustavy ČEPS a.s., lokální výrobny a lokální distributoři DS. Jedná se o obsáhlý dokument, který vymezuje [1] [5]:

- Majetkoprávní vztahy mezi uživateli, vymezení pojmů, identifikaci distributora, plánovací předpisy, **ukazatele spolehlivosti distribuce atd.** (Hlavní dokument)
- Předpisy pro výrobny (Příloha 1)
- **Požadavky na spolehlivost** (Příloha 2)
- **Měření v DS** (Příloha 3)
- Požadavky na připojení výrobny (Příloha 4)
- Fakturace (Příloha 5)
- EMC v DS (Příloha 6)
- Podpůrné služby v DS (Příloha 7)

Zvýrazněny jsou dokumenty, které především obsahují informace týkající se spolehlivosti distribuce.

V odstavci 3.5.6 Hlavního dokumentu lze nalézt důležité ustanovení, které zde bude uvedeno celé¹³:

„Ukazatele nepřetržitosti distribuce elektřiny, sloužící k porovnání výkonnosti provozovatele přenosové soustavy nebo provozovatelů distribučních soustav, uvádí:

- a) Průměrný počet přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v hodnoceném období (*SAIFI*).
- b) Průměrná souhrnná doba trvání přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v hodnoceném období (*SAIDI*).
- c) Průměrná doba trvání jednoho přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v hodnoceném období (*CAIDI*).

Tyto ukazatele zahrnují každé přerušení distribuce elektřiny zákazníkovi s dobou trvání delší než 3 minuty, bez ohledu na to, zda příčina vzniku byla v zařízení provozovatele distribuční nebo přenosové soustavy nebo v zařízení jiného provozovatele. Za přerušení se přitom nepovažuje přerušení dodávky u zákazníka, jehož příčinou je jeho vlastní odběrné zařízení nebo elektrická přípojka v jeho vlastnictví a není při tom omezen žádný další zákazník.“

Dále se lze dočíst, že hodnoty *SAIFI* a *SAIDI* se počítají pro celou DS a provozovatel DS nezaručuje dodržení jejich hodnot ve všech odběrných místech a slouží po porovnání výkonnosti jednotlivých DS. Provozovatel DS je v ČR ekonomicky v rámci QK motivován k dodržování stanovených limitů ukazatelů spolehlivosti. Ukazatele se počítají pouze pro oblasti vymezené transformátory mezi hladinami 110 kV a 22 kV (35 kV). Zákazník si může vyžádat poskytnutí dat od distributora pro jednotlivé uzly DS, avšak provozovatel DS může za poskytnutí dat vyžadovat platbu. Důležité je, že zákazník se s distributorem může dohodnout ve smlouvě o připojení na hodnotě ukazatelů, přičemž náklady vynaložené k dodržování dohodnutých limitů může zcela hradit zákazník (dohoda ve smlouvě o nákladech na zajištění nepřetržitosti distribuce). Provozovatel DS archivuje záznamy o poruchách v síti minimálně 1 rok. Plánovaná přerušení musí distributor oznámit zákazníkům nejpozději 15 dní před plánovaným termínem přerušení dodávky. [5]

¹³ Pravidla provozování distribuční soustavy. In: *PREDistribuce* [online]. 2008 [cit. 2014-12-07]. Str. 24-25.

PPDS rozšiřuje některé standardy distribuce nebo přenosu. Provozovatel DS se při plánování a realizaci odstávek v síti ve smyslu EZ (§25 odst. 3, písm. d), bod 6.) řídí těmito nařízeními¹⁴:

- Dodávka elektřiny jednotlivému zákazníkovi smí být v průběhu 7 kalendářních dní přerušena v součtu max. 20 hodin, a to tak, aby v období duben až říjen jedno vypnutí trvalo maximálně 12 hodin – v období listopad až březen jedno vypnutí trvalo maximálně 8 hodin
- Odstávky se vyjma naléhavých případů neprovádějí v době od 15. 12. do 1. 1.
- Při venkovních teplotách pod -5 °C jsou přípustné odstávky s dobou trvání do 8 hodin
- Při venkovních teplotách pod -15 °C se odstávky neprovádí.

V Příloze č. 3 lze nalézt požadavky na měření kvality dodávané elektrické energie, nároky na měřicí systémy. Některé události způsobené vyšší mocí nejsou pro měření reprezentativní. To by mohl být i případ povodně, která neblaze ovlivnila výsledky SAIFI a SAIDI v kapitole 2.1.2.1.

O tom, zda lze událost považovat za zásah vyšší moci, rozhoduje ERÚ. Přerušení napájecího napětí se vyhodnocují do tabulky ve třech kategoriích: do 1 sekundy, v intervalu 1 sekundy včetně do 3 minut včetně, v intervalu 3 minut a delším. [5]

2.5 Evropská rada energetických regulátorů

V rámci integrace trhů zemí Evropské unie vznikla v roce 2000 instituce slučující energetické regulační úřady členských států (*Council of European Energy Regulators – CEER*), která si klade za cíl mj. vytvoření jednotného evropského trhu s elektřinou. Zde je umožněna příslušným subjektům diskuze nad zlepšením a navrhováním nových směrnic Rady Evropské unie a další spolupráce s evropským regulačním úřadem (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER*). Během svého působení vydal CEER zatím pět obsáhlých zpráv zaměřených na srovnávání kvality nepřetržitosti dodávky elektrické energie k zákazníkům. První zpráva (*Benchmarking report*) vyšla v dubnu 2001, druhá v září 2003, třetí v prosinci 2005, čtvrtá v prosinci 2008 a zatím poslední v prosinci 2011 (aktualizovaná o další údaje v prosinci 2013).

Tato zpráva udává přehled, jak jednotlivé členské země CEER definují dlouhodobá přerušení distribuce a jak počítají ukazatele kvality distribuce elektrické energie. [19]

2.6 Zpráva ERÚ za rok 2013

V době psaní diplomové práce není zpracována zpráva o dosažené úrovni nepřetržitosti distribuce a přenosu za rok 2014. Ze zákona je ERÚ povinen dle § 23 vyhlášky č. 540/2005 Sb. zpracovat získaná data od provozovatelů DS a přenosové soustavy do věstníku. Každá z distribučních společností zpracovává hodnoty ukazatelů za celý systém, tedy za distribuční soustavu jako celek. Ten je pro určení penalizace nebo bonusu rozhodující. Avšak lze zjistit, jakých výsledků dosahují jednotlivé úrovně DS, jakým podílem se na celkové hodnotě podílejí neplánované, zásahem třetí osoby způsobené, plánované a za obvyklých podmínek vzniklé výpadky, a to ve zveřejňovaných výročních zprávách o dosažené úrovni kvality distribuce (např. literatura [52]).

¹⁴ Pravidla provozování distribuční soustavy. In: *PREdistribuce* [online]. 2008 [cit. 2014-12-07]. s. 69-70.

Tabulka 2: Profily distribučních společností a výsledky nepřetržitosti distribuce za rok 2013 [37]

Společnost	Napěťová hladina	Počet zákazníků	Délka kabel. vedení [km]	Délka venk. vedení [km]	Ukazatelé		
					SAIDI [min/rok]	SAIFI [přerušení/rok]	CAIDI [min]
ČEZ Distribuce a. s.	NN	3 547 373	52 551	48 099	402,00	3,11	129,13
	VN	14 741	10 233	40 249			
	VVN	262	23	9 759			
E. ON Distribuce a. s.	NN	1 490 250	23 075	16 526	386,66	2,40	161,28
	VN	8 158	3 522	18 609			
	VVN	41	11	3 907			
PRE distribuce a. s.	NN	757 778	7 750	84	70,38	1,04	67,79
	VN	1 986	3 758	113			
	VVN	4	62	144			
ČR	NN	5 795 401	83 376	64 709	354,76	2,66	113,47
	VN	24 885	17 513	58 971			
	VVN	307	96	13 810			

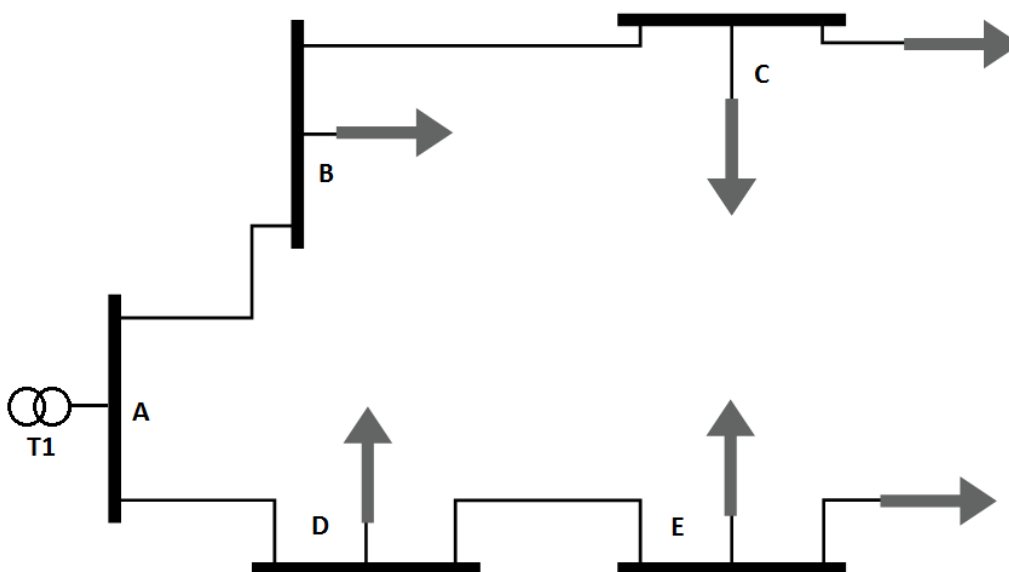
PRE distribuce a. s. disponuje z hlediska výsledků velmi kvalitní distribuční sítí oproti zbylým velkým distribučním společnostem. V sítích spravovaných společnostmi ČEZ Distribuce a. s. dochází častěji k výpadkům, nicméně se společnosti daří poruchy likvidovat rychleji než společnosti E. ON Distribuce a. s.

3 DRUHY ROZVODŮ V DISTRIBUČNÍ SOUSTAVĚ

Než budou blíže rozebrány mřížové sítě, o které jde v diplomové práci především, budou představeny stručně další používané druhy rozvodů v distribuční síti, jejich výhody, nevýhody a použití. Pro jednotlivé druhy rozvodů existuje základní dilema: náklady vynaložené na výstavbu, provoz a údržbu vedení versus spolehlivost distribuce určitého rozvodu. Od rozvodů o vyšších investičních nákladech se obecně očekává, že budou spolehlivější.

3.1 Průběžný rozvod

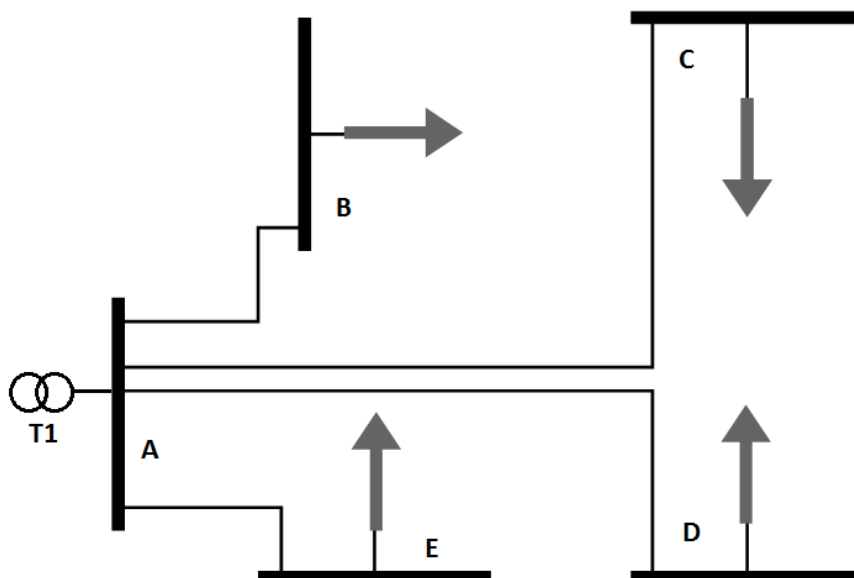
Průběžný rozvod je jednoduchým rozvodem znázorněným na **Obrázek 9**. Toto zapojení je velmi přehledné, počet vedení je omezen na minimum tak, aby byly splněny normy dle ČSN EN 50160 a přitom byli všichni zákazníci v oblasti napojení na DS. Výpočet průřezu vodičů je snadný, ztráty energie jsou taktéž malé. Nevýhodou tohoto rozvodu, který je vždy napájen z jednoho napájecího uzlu A, je fakt, že v případě poruchy na přívodním vedení k napájecímu uzlu A bude celá oblast touto poruchou postižena a odpojena od zdroje napájení. To znamená vysoké hodnoty $SAIFI_s$, $SAIDI_s$ a $CAIDI_s$. Žádný z uzlů B, C, D, E nemá v případě výpadku svého napájecího vedení zálohu. Tyto skutečnosti jej činí nespolehlivým. Je možné je použít jen v oblastech, ve kterých vlivem výpadku nehrozí ohrožení zdraví osob a majetku, tedy III. stupeň důležitosti napájení (bytové jednotky, domy, obecní úřady atd.). Průběžný rozvod je modelován sériovým zapojením ve spolehlivostním schématu. [17]



Obrázek 9: Průběžný rozvod

3.2 Paprskový rozvod

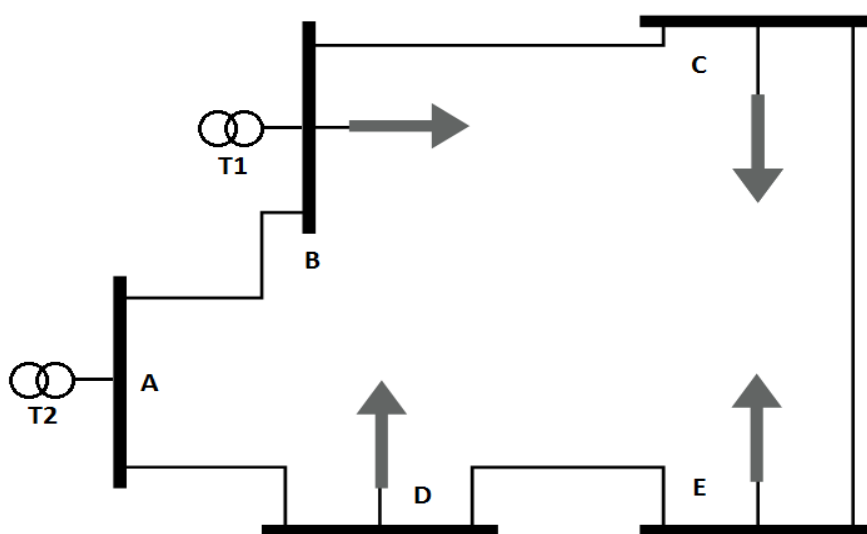
Paprskový rozvod na **Obrázek 10** je taktéž jednoduchým rozvodem. Každý uzel napájené oblasti je spojen vedením přímo s napájecím uzlem A. Obdobně jako v průběžném rozvodu, tento rozvod je přehledný, s minimálním počtem vedení tak, aby všechny uzly byly napájeny a přitom byl splněn požadavek na kvalitu napětí dle ČSN EN 50160. I zde se navrhuje průřez vedení velmi jednoduše podle zatížení a i zde platí, že rozvod je napájen pouze z jednoho uzlu A. V případě výpadku přívodního vedení (transformátoru) k uzlu A se ocitne celá oblast bez energie a žádný uzel nemá záložní zdroj napájení, což činí tento rozvod nespolehlivým. Je možné jej použít ve III. stupni důležitosti napájení. Porucha v tomto rozvodu znamená vysoké hodnoty $SAIFI_s$, $SAIDI_s$ a $CAIDI_s$. Paprskový rozvod lze modelovat sériovým zapojením ve spolehlivostním schématu. [17]



Obrázek 10: Paprskový rozvod

3.3 Okružní rozvod

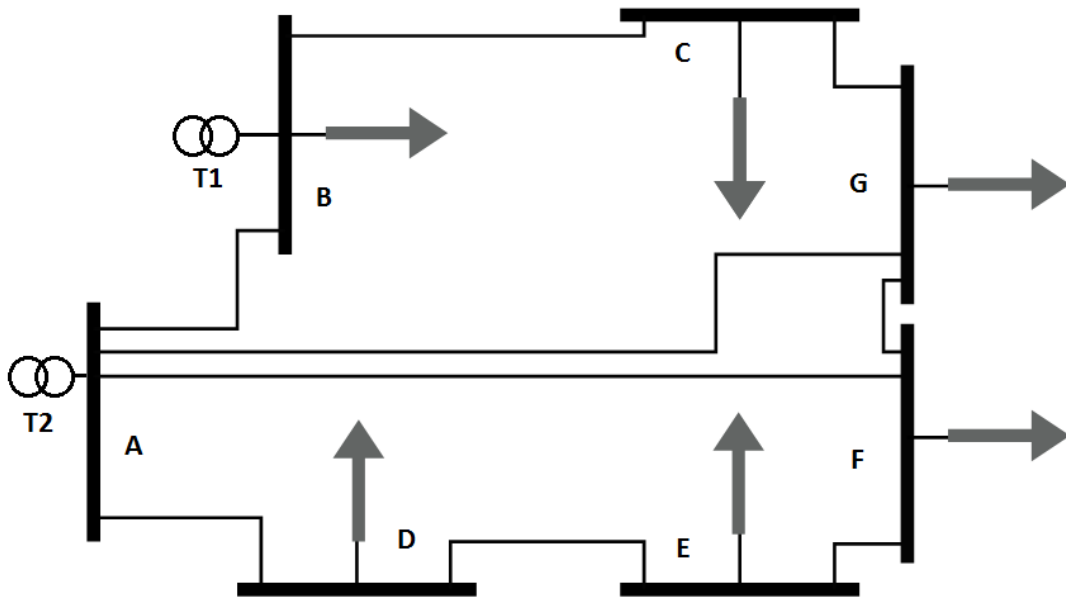
Okružní rozvod znázorněný na **Obrázek 11** může být popsán tak, že všechna vedení propojující uzly v oblasti tvoří uzavřený kruh. Tento rozvod může mít více napájecích uzlů, dalo by se říci, že se jedná o 2 zrcadlově orientované průběžné rozvody. To, že je možné napájení z více uzlů, je výhodné, rozvod je v případě poruchy napájecího vedení jednoho z napájecích uzlů stále pod napětím. Dimenzovat průřezy kabelů je vhodné s ohledem na možnost výpadku napájení z 1 uzlu. Pravděpodobnost současné poruchy na dvou napájecích vedeních vedoucích do oblasti je malá. Výhodou rozvodu je jeho přehlednost. Počet vedení se oproti průběžnému rozvodu o 2 větvích zvýší minimálně o 1 vedení (mezi uzlem C a E), čímž se zvýší ztráty energie v rozvodu. Výstavba tohoto rozvodu je nákladnější. Okružní rozvod je možné proto použít ve II. stupni důležitosti napájení, kde vlivem poruchy může dojít k omezení výroby, ne však k ohrožení na životech a zdraví obyvatel (průmyslové podniky). Při vhodném dimenzování vodičů lze očekávat malé hodnoty $SAIFI_s$, $SAIDI_s$ a $CAIDI_s$. Okružní rozvod se modeluje sérioparalelním zapojením ve spolehlivostním schématu. [17]



Obrázek 11: Okružní rozvod

3.4 Hřebenový rozvod

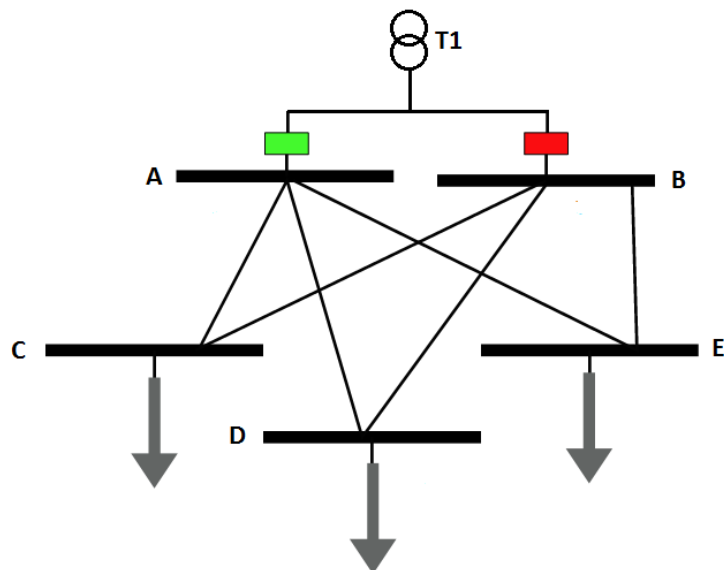
Hřebenový rozvod znázorněný na **Obrázek 12** je možné chápat jako kombinaci průběžného rozvodu v kombinaci s okružním. Jednotlivé paprsky jsou na konci spojeny. Výhody hřebenového rozvodu jsou podobné okružnímu rozvodu v případě, že je oblast rozvodu napájena z více uzlů. Oproti okružnímu rozvodu je použito více vedení, vzrostou tedy pořizovací náklady a náklady na údržbu. Je vhodné použít hřebenový rozvod v oblastech nacházejících se v oblasti II. stupně důležitosti napájení. Při vhodném dimenzování vodičů očekáváme nízké hodnoty $SAIFI_s$, $SAIDI_s$ a $CAIDI_s$. Hřebenový rozvod se modeluje sérioparalelním zapojením ve spolehlivostním schématu. [17]



Obrázek 12: Hřebenový rozvod

3.5 Dvojpaprskový rozvod

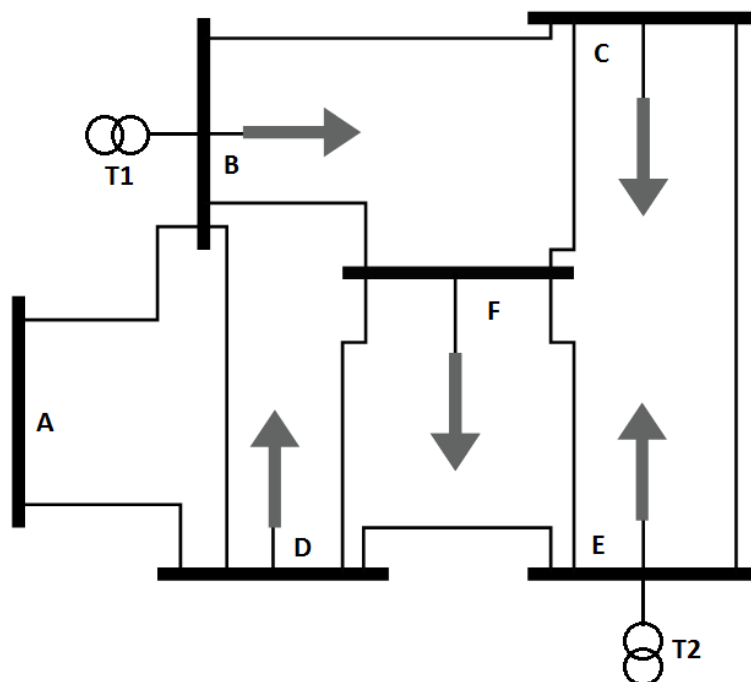
Dvojpaprskový rozvod je k nahlédnutí na **Obrázek 13**. Schéma rozvodu je složitější, napájená oblast má vždy více napájecích uzlů než 1. Ke každému odběrnému uzlu vede 1 nebo 2 vedení. Jeden (i více) napájecí uzel bývá mimo provoz a slouží jako záložní pro případ výpadku přívodního vedení k napájecímu uzlu, který před poruchou zásoboval oblast. Jak je možné vidět, vzroste počet vedení, čímž vzrostou investiční náklady na pořízení a náklady na údržbu. Mezi hlavní výhody tohoto rozvodu patří vlastnost zálohování napájení, a proto je vhodné jej aplikovat v případech, kde může vlivem výpadku dojít k ohrožení života či zdraví obyvatel nebo v podnicích, kde by výpadek napájení způsobil ekonomické škody tj. I. stupeň důležitosti napájení (nemocnice, řízení letového provozu atd.). Je nepravděpodobné, že by po vypadnutí jednoho zdroje došlo k poruše záložního zdroje napájení, pokud je jeho technický stav (pohotovost) pravidelně kontrolován a testován. Při vhodném dimenzování vodičů lze očekávat velmi malé hodnoty $SAIFI_s$, $SAIDI_s$ a $CAIDI_s$. Dvojpaprskový rozvod lze modelovat sérioparalelním zapojením ve spolehlivostním schématu [17]



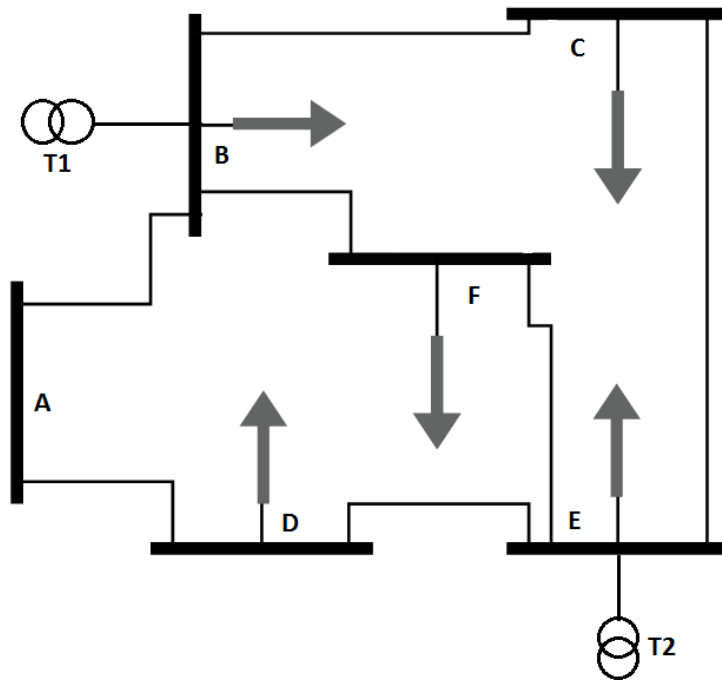
Obrázek 13: Dvojpaprskový rozvod

3.6 Mřížový a polomřížový rozvod

Mřížový rozvod znázorněný na **Obrázek 14** je rozhodně nejsložitějším rozvodem a je napájen vždy alespoň ze dvou napájecích uzlů. Spojení uzlů vodiči dává vzniku mřížové síti, která je velmi nákladná na pořízení, a protože bývá průřez vodičů často předdimenzován, má tento rozvod nejnižší náklady na ztráty ze všech výše uvedených rozvodů. Často se stává, že některá vedení mezi dvěma uzly jsou minimálně zatížena proudem. Mezi jeho výhody patří spolehlivý chod, je vhodné síť dimenzovat na případ výpadku jednoho z napájecích vedení vedoucích do oblasti. Buduje se v hustých městských zástavbách s velkým množstvím odběrových míst. Při vhodném dimenzování vodičů očekáváme malé hodnoty $SAIFI_s$, $SAIDI_s$ a $CAIDI_s$. Variantou mřížového provozu je také polomřížová síť (**Obrázek 15**), která je napájena alespoň dvěma transformátory vzájemně přímo spojenými několika vedeními, na kterých se mohou nacházet odběry. [17]



Obrázek 14: Mřížový rozvod

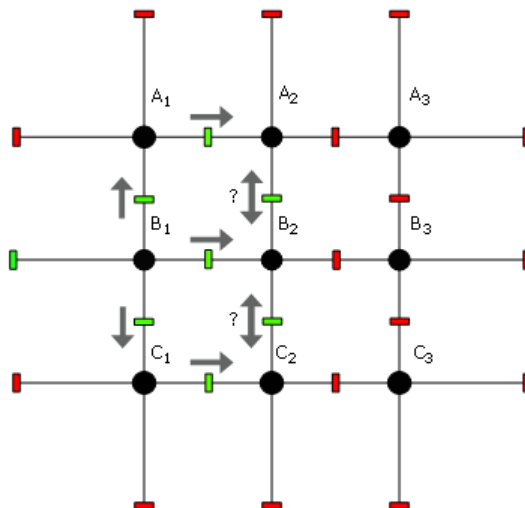


Obrázek 15: Polomřížový rozvod

Na **Obrázek 16** je znázorněna jednoduchá mřížová síť napájená z jedné strany, z jedné přípojnice. Objekty sítě (spínací prvky, vedení, uzly atd.) lze rozdělit do dvou kategorií:

- **Objekty hlavní:** Pokud tento jeden konkrétní prvek z mřížové sítě bude vyloučen, změní se topologie sítě. Např. při vyloučení uzlu B_2 vznikne paprsková síť, vypnutím vedení mezi uzly B_1 a B_2 vznikne síť okružní (prvky za červeně značenými prvky nebereme v potaz).
- **Objekty vedlejší:** Topologie sítě se s jejich nečinností nemění. Např. pokud by byly všechny spínací prvky sítě v provozu, vyloučením uzlu C_3 nebo vedení mezi uzly C_2 a C_3 se topologie mřížové sítě nezmění.

Jedná se o logické rozdělení, neboť se mohou měnit výsledky výpočtů ukazatelů *SAIDI* i *SAIFI* pro různé topologie sítě. Je vhodné před samotným vyčíslováním ukazatelů definovat typ kategorie objektu v síti, ale především momentální stav jednotlivých objektů. Mřížová síť totiž nemusí být jako mřížová provozována.



Obrázek 16: Schéma objektů jednoduché mřížové sítě

Se zkušenostmi s provozem pražské mřížové sítě bylo v oblasti zvyšování spolehlivosti mřížových sítí dosaženo následujících zjištěno [65]:

- Zvýšení spolehlivosti lze dosáhnout použitím kvalitnějších objektů a prvků podílejících se na rozvodu elektrické energie.
- Přenos vn je spolehlivější než přenos nn.
- Přemíra automatizace provozu vede ke snížení spolehlivosti a, přirozeně, k růstu nákladů na údržbu a výstavbu sítě.
- Ke zlepšení spolehlivosti mřížové sítě vede také pečlivě provedené montážní práce při instalaci prvků či objektů a jejich pravidelná a kvalitní revize.
- Zvýšení počtu sérioparalelních zapojení vodičů.

Mřížové a polomřížové rozvody napájené dvěma distribučními transformátory vn jsou méně spolehlivé a labilnější. Při návrhu se doporučuje, aby každý uzel byl spojen se 4 a více sousedními uzly sítě.

4 MŘÍŽOVÉ SÍTĚ NÍZKÉHO NAPĚTÍ

Základní charakteristiky mřížové sítě byly uvedeny v kapitole 3.6. Budování české distribuční sítě nízkého napětí (do 1 kV) bylo založeno na tzv. *Transformátorové koncepci* navržené prof. Listem. Pokud by došlo k situaci, kdy jeden z úseků vymezený ochranami nebo jeden z napájecích transformátorů v mřížové síti bude mimo provoz, musí zbylé provozuschopné prvky být schopny dalšího provozu, a tedy aby nedošlo k poškození dalšího prvku kupříkladu vlivem oteplení při nadproudu tekoucího vodičem (pravidlo *N-1*). České občanské distribuční sítě 230/400 V ($\cos \phi = 0,95$) mají uzel vinutí transformátoru spojený přímo se zemí s vyvedeným nulovým vodičem v kombinaci s ochranným vodičem (sít *TN-C*, výjimečně na Moravě sít *TT*), což má přímý vliv na napěťové a proudové poměry v síti při poruše. V jedné z podkapitol proto budou stručně síťové poruchy představeny.

Při teoretickém výpočtu ukazatelů spolehlivosti je nutné znát, jaký typ ochrany je v mřížové síti použit, jejich umístění v síti a jejich nastavení, neboť mají významný vliv na výši ukazatelů spolehlivosti. O průmyslových (izolovaných) sítích nn o střídavém napětí $U_s = 500$ V a sítích stejnosměrných nebude psáno. Pojednáno bude o občanských distribučních nn sítích v ČR a stručněji o sítích ve Velké Británii.

4.1 Provoz a návrh mřížových sítí v ČR

Díky své spolehlivosti jsou mřížové sítě provozovány vzhledem k jejich vysoké spolehlivosti v hustých městských zástavbách, tedy i ve městě Brně, které má i podzemní kabelové mřížové sítě vn (22 kV) umístěné v brněnských kolektorech. Hlavní napájecí transformovna se nachází v budově *IBS* na ulici Příkop. Jak uvádí technická zpráva distribuční společnosti E. ON Distribuce, hustě zastavěné oblasti jsou napájeny z nn sítí mřížových nebo polomřížových. Z předchozí kapitoly 3 vyplývá, že mřížové sítě nn nemusí být nutně provozovány jako mřížové. Vhodným rozpojením v určitém bodě (rozpojovací stanici) mřížové sítě mohou vznikat jiné síťové konfigurace. V ČR provozuje společnost ČEZ Distribuce a. s. mřížovou síť nn ve městě Šumperk. Z vyjádření společnosti PREDistribuce a. s. se na území hlavního města Prahy neuvažuje o výstavbě nových mřížových sítí, ani o rozšíření těch dosavadních. [18] [34]

Informace vztahující se k DS jsou pro distribuční společnosti velmi citlivé nejen kvůli ochraně údajů zákazníků, ale i z bezpečnostních důvodů, a tak lze potřebné informace pro rozvinutí této kapitoly stěží získat v požadovaném rozsahu, nehledě na to, že dispečerské řízení on-line je v ČR uskutečněno až na napěťových hladinách vn. Základním kritériem při hodnocení spolehlivosti sítí nn je kritérium *N-1*. Pokud by však investiční náklady byly neúměrně vysoké vzhledem k zajištění kritéria *N-1*, pak se připouští, že někteří odběratelé budou připojeni na síť nn nesplňující toto kritérium. Je zřejmé, že toto kritérium nelze dodržet u průběžného ani paprskového rozvodu. [34]

Výchozími informacemi pro návrh průřezu vodičů sítí jsou: jmenovité napětí sítě, dovolené odchylky napětí, požadavky na spolehlivost dodávky energie, znalost skladby spotřebičů, hospodárnost, mechanická odolnost vodičů, bezpečnost provozu, způsob jištění a znalost průběhu oteplení vodičů během běžného provozu i při zkratech. [29]

4.1.1 Vodiče

Výchozími informacemi pro návrh průřezu, počtu vedení, vedení trasy a počtu vodičů sítě jsou: jmenovité napětí sítě, dovolené odchylky napětí, urbanistické podmínky lokality, požadavky na spolehlivost dodávky energie, znalost skladby spotřebičů, hospodárnost, mechanická odolnost vodičů, bezpečnost provozu, způsob jištění a znalost průběhu oteplení vodičů během běžného provozu i při zkratech. [29]

Oteplení vodičů a jejich mechanická odolnost patří mezi stěžejní body návrhu průřezu a způsobu uložení vodičů. Řešení úlohy návrhu vychází z řešení ustáleného chodu sítě, jejíž parametry se v čase

nemění, a některá fakta zjednodušíme, např. považujeme zdroje napájení za zdroje s harmonickými průběhy veličin proudu a napětí, uvažujeme jmenovitou hodnotu frekvence sítě 50 Hz, předpokládáme symetrii prvků ES a odběry jsou zadány proudově, nezávisle na velikosti uzlového napětí.

Po seznámení se s těmito údaji se přechází k řešení za pomoci vhodné metody (metoda smyčkových proudů nebo metoda uzlových napětí) tak, aby nebyla překročena limitní hodnota úbytku napětí na konci vedení. Postup závisí na tom, zda projektant dokáže odhadnout proud větví nezávisle na velikosti průřezu, neboť velikost odporu vodiče je nepřímo úměrná jeho průřezu. Zjednodušující předpoklad budiž, že proudové rozložení nebude záviset na průřezu vodiče. Necht' je měrná délková impedance úseku z_k vedení konstantní: [29]

$$\bar{z}_k = r_k + jx_k, \quad 4-1.$$

kde r_k je odpor na jednotku délky vedení [$\Omega \cdot \text{km}^{-1}$] a x_k je reaktance na jednotku délky vedení [$\Omega \cdot \text{km}^{-1}$].

Metodou uzlových napětí se sestaví matice:

$$\frac{1}{\bar{z}_k} \begin{bmatrix} 1 & & 1 \\ l_{11} & \cdots & l_{1m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & & 1 \\ l_{m1} & \cdots & l_{mm} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \bar{U}_1 \\ \vdots \\ \Delta \bar{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{i}_1 \\ \vdots \\ \bar{i}_m \end{bmatrix}, \quad 4-2.$$

kde písmeno l_i značí délku i -tého úseku v kilometrech. Potřeba je však vyjádřit úbytky napětí, proto:

$$\begin{bmatrix} \Delta \bar{U}_1 \\ \vdots \\ \Delta \bar{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{i}_1 \\ \vdots \\ \bar{i}_m \end{bmatrix} \cdot \frac{1}{\bar{z}_k} \cdot \begin{bmatrix} 1 & & 1 \\ l_{11} & \cdots & l_{1m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & & 1 \\ l_{m1} & \cdots & l_{mm} \end{bmatrix}^{-1}. \quad 4-3.$$

Pro fázor úbytku napětí v určitém uzlu platí:

$$\Delta \bar{U}_1 = (r_k + jx_k) \cdot \sum_{p=1}^m \frac{1}{l_{ip}} \cdot (i_{\check{c}p} - j \cdot i_{jp}). \quad 4-4.$$

Při vlivu na velikost úbytku napětí hraje roli převážně reálná složka, proto zjednodušeně:

$$\Delta \bar{U}_1 \approx r_k \cdot \sum_{p=1}^m \frac{1}{l_{ip}} \cdot (i_{\check{c}p}) + x_k \cdot \sum_{p=1}^m \frac{1}{l_{ip}} \cdot (i_{jp}). \quad 4-5.$$

Dovolený úbytek $\Delta \bar{U}_d$ nesmí překročit vypočítanou maximální hodnotu ze všech úbytků $\Delta \bar{U}_1$ až $\Delta \bar{U}_n$, proto:

$$\max(\Delta \bar{U}_1; \Delta \bar{U}_n) \leq \Delta \bar{U}_d \geq r_k \cdot \sum_{p=1}^m \frac{1}{l_{ip}} \cdot (i_{\check{c}p}) + x_k \cdot \sum_{p=1}^m \frac{1}{l_{ip}} \cdot (i_{jp}). \quad 4-6.$$

Přitom:

$$r_k = \frac{\rho}{s}, \quad 4-7.$$

kde ρ značí měrný odpor materiálu vodiče [$\Omega \cdot \text{mm}^{-2} \cdot \text{km}^{-1}$] a s velikost průřezu [mm^2]. Stačí vyjádřit velikost průřezu s :

$$s \geq \frac{\rho \cdot \sum_{p=1}^m \frac{1}{l_{ip}} \cdot (i_{cp})}{\Delta \bar{U}_d - x_k \cdot \sum_{p=1}^m \frac{1}{l_{ip}} \cdot (i_{jp})} \quad 4-8.$$

Je-li průřez vodičů ve všech úsecích stejný, podmínka dovoleného úbytku bude zaručena. V mřížových sítích se nacházejí vodiče stejných průřezů. Nacházejí-li se na větvích další odběry, lze schéma zjednodušit přemístěním odběrů do uzlů. [29] [30]

Vodič, jímž protéká elektrický proud, se otepluje do té doby, než dojde k tepelné rovnováze, kdy teplo vzniklé ve vodiči je rovno teplu odvedenému povrchem vodiče do okolí. Jsou-li známy napěťové poměry v síti (viz v kapitole 5), z Ohmova zákona se dopočítá proudové rozložení v síti. Je třeba zkontrolovat, zda některému vodiči nehrozí nedovolené oteplení:

$$s \geq \sqrt[6]{\frac{I_z^2 \cdot \rho_{\vartheta} \cdot (1 + \vartheta_z \cdot \alpha)}{\vartheta_z \cdot \lambda}} \cdot \frac{1}{\sqrt{\pi}} \quad 4-9.$$

kde s je průřez vodiče [m^2], I_z je dovolené proudové zatížení vodiče [A], ρ_{ϑ} je rezistivita materiálu [$\Omega \cdot \text{m}$] při teplotě ϑ [$^{\circ}\text{C}$], α je teplotní součinitel odporu [$^{\circ}\text{C}^{-1}$], ϑ_z je hodnota dovoleného oteplení [$^{\circ}\text{C}$] a λ je součinitel přestupu tepla do okolí [$\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot ^{\circ}\text{C}^{-1}$].

Pokud průřez některého úseku nesplní podmínku udanou rovnicí 4-9., musí dojít k zesílení průřezu vodiče. Minimální průřez v DS ČR je u holého vodiče venkovního vedení stanoven na 16 mm^2 , u závěsného izolovaného vodiče přípojky pak 10 mm^2 . U kabelových přípojek nesmí být průřez taktéž menší než 16 mm^2 , v případě kabelového odbočení T-spojky k domovní rozvodné skříní pak alespoň 25 mm^2 . Z ekonomického hlediska se v DS na hladině nn osvědčila kabelová vedení $3 \times 185 + 95 \text{ mm}^2$ s proudovou zatížitelností v zemi 373 A nebo $3 \times 240 + 120 \text{ mm}^2$ s proudovou zatížitelností v zemi 417 A. Podniková norma PN KA 101 říká, že by úbytek napětí v soustavě nn neměl být větší než 7 % s ohledem na možné úbytky napětí v síti vn. [33] [34] [36]

Kabelové vedení nízkého napětí musí být uložena tak, aby jeho koncovky bylo možno podrobit zkoušce či diagnostice, musí být uloženo v zemi tak, aby neohrozilo životy ani nemohlo způsobit škody na majetku, přitom topologie sítě má být maximálně přehledná a musí být zabráněno vniku vody do kabelového vedení, případně do chráničky kabelového vedení (tzv. „husí krky“ v případě kyselých půd), musí být provedeno ošetření proti korozi a nebezpečnému mechanickému namáhání. V průběhu trasy často kabelové vedení překonává různé překážky jako teplovody a horkovody, plynovody, křížení s dalšími energetickými a komunikačními kabely apod. Je-li vedení chráněno kovovým krytem (sítění, pancíř), nesmí být tento kryt účelně použit k vedení proudu (neplatí pro koncentrické kabely). Stínění se uzemní na obou koncích kabelu. Jako podloží pod kabely v půdách s možným mechanickým namáháním se používá křemičitého písku o mocnosti vrstvy 8 cm, případně je možné kabely dále chránit proti namáhání betonovými kryty (křížení vozovky). Protože lze často energetické sítě nalézt v blízkosti jiných inženýrských sítí, je třeba uložit nad kabelové vedení výstražnou fólii, a to v minimální vzdálenosti 4 cm od svrchního kabelu. Je-li touto sítí potrubí CZT, nesmí dojít k oteplení vodiče nad $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Od okolních objektů a budov se preferuje udržovat vzdálenost 60 cm od hranice objektu, nejméně však 30 cm. V případech, kdy dojde k souběhu vícero kabelových vedení, se mezi kabely umísťují protipožární přepážky (neplatí pro souběh dvou a více kabelů nn). Dle normy se kabel o vyšší hladině napětí klade pod kabel o nižší hladině napětí. Křížování dvou a více kabelů nn může být provedeno bez mezer mezi kabely. Kabely vedoucí pod vodními kanály se ukládají do hloubky 1,2 m pod úroveň dna toku, a kabely vedoucí pod vozovkou alespoň 1 m. Nejčastější uspořádání nn vodičů kabelu je těsné nebo vedle sebe. [39]

4.1.2 Transformátory a rozváděče nn

Pro účely distribuce se používá v širší míře transformátorů se jmenovitými zdánlivými výkony 630 nebo 400 kVA, přičemž lze výjimečně použít i transformátory s nižšími výkony. V hustých zástavbách lze některé transformační stanice vybavit více transformátory, aby bylo zajištěno mj. hospodárné zatížení transformátorů, které se pohybuje na úrovni 70 % jmenovitého výkonu.

Nároky na technické parametry rozváděčů nn si z velké části stanovuje sám distributor. V případě společnosti PREdistribuce a. s. má být rozváděč vybaven vypínačem o jmenovité proudové hodnotě 1000 A, má být otevřený, nástěnný, vybaven pojistkovými odpínači o maximální jmenovité proudové hodnotě 400 A s příslušnými pojistkami dle jištěného kabelu nebo vedení. Transformátor o výkonu 630 kVA je s hlavním vypínačem spojen vodiči průřezu 240 mm². [35]

Pokud je část sítě vybavena více než 2 distribučními transformátory, musí návrh sítě obsahovat výpočet ustáleného chodu a v případě rozepnutí sítě v rozpínací stanici musí být kontrolovány úbytky napětí na vedení včetně proudového rozložení a zatížení transformátorů. Taktéž musí být ověřeno pro nově navrhované transformační stanice, zda některá z nich nebude v případě chodu sítě v režimu *N-1* (rozumí se výpadek některého ze stávajících transformátorů) přetížena. V některých případech, jako připojení velkého odběru přímo na transformátor, se výpočet neprovádí. [34]

Podle normy PN ST 248 jsou transformátory 400 a 630 kVA vybaveny odbočkami vinutí v rozsahu $\pm 2 \times 2,5 \%$, s převodem 22/0,42 kV a zapojením Dyn 1. V mřížových sítích by mělo být použito stejných transformátorů. [56] [65]

Ze štítkových hodnot vybraného transformátoru lze spočítat elektrické parametry náhradního schématu (článek) transformátoru:

$$\bar{Z}_{tr} = R_{tr} + j \cdot X_{tr} = \frac{\Delta P_k \cdot U_n^2}{S_n^2} + j \frac{U_n^2}{S_n} \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{\Delta P_k}{S_n}\right)^2}, \quad 4-10$$

$$\bar{Y}_{tr} = G_{tr} - j \cdot B_{tr} = \frac{\Delta P_0}{U_n^2} - j \frac{1}{U_n^2} \sqrt{(S_n \cdot i_0)^2 - \Delta P_0^2}. \quad 4-11.$$

4.1.3 Odběrná místa

Výchozími údaji pro návrh sítě nn je především znalost počtu odběrných míst a skladba spotřebičů, která se v DS nachází. Předpokládá se, že všechny spotřebiče v síti nebudou současně v provozu a proudové zatížení vodičů bude ve skutečnosti nižší, než jaké by bylo pro případ, kdy jsou všechny spotřebiče v provozu.

Byl zaveden koeficient podílu maximální zatížení f_b [-] výkonu určité bytové jednotky v časovém pásmu $P_{t,i}$ [kW] na maximu zatížení bytové jednotky $P_{max,i}$ [kW]:

$$f_b = \frac{P_{t,i}}{P_{max,i}} \leq 1. \quad 4-12$$

Odběry lze v základu rozdělit na bytové a nebytové. Bytové odběry dále dělíme podle toho, jaká je jejich občanská vybavenost, tedy zda se v bytové jednotce (b. j.) elektřinou nejen svítí, ale topí, vaří atd. Zjištěné údaje bez rozdílu na typ bytové zástavby byly zprůměrovány a zpracovány do následujících tabulek:

Tabulka 3: Maximální hodnota měrného zatížení bytových prostor¹⁵

Stupeň elektrizace	Hlavní složky odběru	Maximální hodnota měrného zatížení $p_{max,b}$ [kW/b.j.] v daném časovém pásmu			
		dopoledne	odpoledne	večer	noc
A	základní	0,35	0,25	0,70	0,20
B1	A + el. vaření	1,50	0,50	1,00	0,20
B2	B1 + ohřev TUV	1,50	0,50	1,00	2,20
C1-byt C1-dům	akumulace	1,50	0,50	1,00	9,00
		3,00	0,90	2,00	18,00
C2-byt C2-dům	Přímotopné vytápění	6,00*	2,10*	6,00*	2,10*
		15,00*	5,30*	15,00*	5,30*
C3	smíšené	4,00	4,00	5,60	8,00

Tabulka 4: Hodnota koeficientu f_b pro bytové prostory¹⁵

Stupeň elektrizace	Hlavní složky odběru	Koeficient podílu na maximu zatížení bytového odběru v daném časovém pásmu f_b [-]			
		dopoledne	odpoledne	večer	noc
A	základní	0,50	0,36	1,00	0,29
B1	A + el. vaření	1,00	0,33	0,73	0,13
B2	B1 + ohřev TUV	0,68	0,23	0,45	1,00
C1	akumulace	0,17	0,05	0,11	1,00
C2	Přímotopné vytápění	1,00*	0,35*	1,00*	0,35*
C3	smíšené	0,50	0,50	0,70	1,00

*Pozn.: je nutné zjistit časové spínání vytápění signálem HDO

Výše uvedené tabulky byly zprůměrovány na základě zjištěných druhů zástavby. V normě lze také nalézt zatížení hlavních prvků DS pro tyto druhy zástavby.

Centrální oblasti

Tabulka 5: Charakteristiky centrální oblasti [34]

Charakteristika	Vícepodlažní domy			
Hustota zástavby	200 až 500 b.j. na 1 km kabelu			
Průměrná plocha bytu	85 m ²			
Energie pro vytápění	CZT, výjimečně elektricky			
Uvažované stupně elektrizace	A, B, výjimečně C			
Rozsah počtu b. j.	1000 až 5000			
Standartní zatížení [kW/b.j.]	A	B1/B2	C1	C2
	0,6	1,3/2,0	8,1	5,4

¹⁵ PN KA 101. Zásady navrhování sítí nn. Praha, PREdistribuce a. s., 2006. Str. 6.

Sídliště

Tabulka 6: Charakteristiky sídliště [34]

Charakteristika	Vícepodlažní domy			
Hustota zástavby	200 až 300 b.j. na 1 km kabelu			
Průměrná plocha bytu	65 m ²			
Energie pro vytápění	CZT			
Uvažované stupně elektrizace	A, B1			
Rozsah počtu b. j.	500 až 10000			
Standartní zatížení [kW/b.j.]	A	B1	C1	C2
	0,6	1,3	-	-

Okrajové části s rodinnými domy, vilové čtvrti

Tabulka 7: Charakteristiky okrajových částí [34]

Charakteristika	Nízkopodlažní a individuální domy			
Hustota zástavby	40 až 100 b.j. na 1 km kabelu			
Průměrná plocha bytu	90 m ²			
Energie pro vytápění	Plyn, elektřina, výjimečně CZT			
Uvažované stupně elektrizace	A, B, C			
Rozsah počtu b. j.	200 až 1000			
Standartní zatížení [kW/b.j.]	A	B1/B2	C1	C2
	1,0	1,6/2,5	16,5	13,5

Výkonové maximální zatížení i instalovaný výkon nebytových prostor je vyjádřen poměrně na zvoleném parametru. Vyšší hodnoty zatížení platí pro prostory, které jsou navíc klimatizovány:

Tabulka 8: Charakteristiky nebytových prostor [34]

Zařízení	Charakteristika	Parametr	Měrný instal. výkon	Max. výk. zatížení	$f_b [-]$		
					dopol.	večer	noc
Školská a výchovná	ZŠ	počet tříd t	3,0 kW/třída	2,5t	1,0	0,5	0,1
			7,0 kW/třída	20+3t			
	MŠ, jesle	počet dětí t	0,3 kW/dítě	0,2t			
			0,9 kW/dítě	15+0,3t			
Zdravotnická	polikliniky	počet ordinací t	3,5 kW/ord.	2,5t	neuvedeno		
	nemocnice	počet lůžek t	1,5 kW/lůžko	120+0,65t			
Restaurační a ubytovací	restaurace	počet míst t	0,5 kW/místo	0,4t	0,6	1,0	0,2
	hotely	počet lůžek t	0,75 kW/ lůžko	0,5t			
					1,50 kW/ lůžko	1,2t	
Služby a obchody	-	Užitná plocha m ² t	0,075 kW/ m ²	0,05t	1,0	0,8	0,2
			0,125 kW/ m ²	0,08t			
Podzemní garáže	-	Užitná plocha m ² t	0,035 kW/ m ²	0,02t	1,0	1,0	0,8

Je-li v síti odbočka typu T s více odběry, provede se redukce a přepočítání odběrových uzlu na jediný uzel odbočky viz [29].

4.2 Poruchy v sítích nn

Jev vedoucí k nežádoucímu režimu provozování soustavy nazýváme poruchou. Nejběžnějšími poruchami v ES jsou zkraty, čímž rozumíme vodivé spojení jedné nebo více fází ES se zemí. Zkraty v ES bývají charakterizovány velkými nadproudy a mohou se destruktivně projevit nejen na zařízení, kterým zkratový proud protéká. Zkraty se rozdělují podle několika hledisek:

- **Souměrnost zkratu:**
 - Souměrné zkraty představují trojfázové zkraty, kdy jsou všechny fáze vývodu postiženy.
 - Nesouměrné zkraty představují všechny ostatní druhy zkratů (jednopolový, dvoupolový, dvoupolový zemní).
- **Dokonalost zkratu:**
 - Dokonalé zkraty: v místě vodivého spojení vodiče se zemí předpokládáme dokonalý kovový kontakt, jehož impedance se limitně blíží nule.
 - Nedokonalé zkraty: zkratový proud teče z postižené fáze do země přes tzv. poruchovou impedanci (např. odpor elektrického oblouku). Stanovení poruchové impedance je velmi náročné, proto se často zanedbává. [31]
- **Elektrická vzdálenost zkratu:**
 - Zkraty blízké – příspěvky asynchronních motorů nejsou zanedbatelné. Velikost střídavé souměrné složky zkratového proudu se s časem mění.
 - Zkraty vzdálené – příspěvky asynchronních motorů jsou zanedbatelné. Velikost střídavé souměrné složky zkratového proudu se s časem nemění.

V České republice se zabývá výpočty zkratových proudů norma ČSN EN 60909. V sítích nn velikost a průběh zkratového proudu ovlivňuje skladba spotřebičů, místo vzniku zkratu a čas zkratu. Asynchronní motory ovlivňují velikost zkratového proudu po dobu závislejší především na velikosti energie točivých magnetických polí. Zařízení, která se mohou ocitnout v poruchovém režimu provozu, je třeba dobře dimenzovat na tepelné i mechanické účinky zkratových proudů s ohledem na další aspekty, jako je možná indukce proudu do obvodu nepoškozeného zařízení ze sousedního poškozeného zařízení, vznik a velikost zotaveného napětí na kontaktech zařízení, kontrola velikosti dotykového a krokového napětí. Maximální hodnoty zkratový proud nabude v okamžiku, kdy porucha zastihla sinusový průběh napětí procházející nulou, pak lze kromě tří střídavých složek zkratového proudu (rázové, přechodné, ustálené) sledovat i stejnosměrnou složku proudu exponenciálně klesající k nule. Hodnoty zkratového proudu se počítají metodou ekvivalentního napěťového zdroje (součinitel c pro síť nn je roven 0,95) v místě zkratu pro síť ve stavu naprázdno. Výpočet uvedený níže v podkapitolách 4. 2. 1 až 4. 2. 4 odpovídá metodě souměrných složek, kde index 0 značí netočivou složku, index 1 souslednou složku a index 2 zpětnou složku. V sítích nn nelze zanedbat činnou složku impedance (rovnice 4-1.). [30] [31] [32]

Průřez vodiče s v předešlé kapitole se konfrontuje s tzv. minimálním průřezem, který musí vodič mít, aby nedošlo k jeho nedovolenému oteplení:

$$s_{min} = \frac{I_{th} \cdot \sqrt{t_k}}{\sqrt{\frac{c_s(\vartheta_f + 20^\circ\text{C})}{\rho_\vartheta} \ln \frac{\vartheta_f + \vartheta_k}{\vartheta_f + \vartheta_z}}}; \text{ podmínka: } s \geq s_{min}, \quad 4-13$$

kde s_{min} je minimální průřez [m^2], t_k je doba trvání do vypnutí zkratu [s], I_{th} je hodnota ekvivalentního oteplovacího proudu [A], ρ_ϑ je rezistivita materiálu [$\Omega \cdot \text{m}$] při teplotě ϑ [$^\circ\text{C}$], ϑ_k je nejvyšší dovolená

teplota při zkratu [$^{\circ}\text{C}$], ϑ_z je nejvyšší dovolená teplota při normálním zatížení [$^{\circ}\text{C}$], c_s je specifické teplo [$\text{J}/\text{m}^3/^{\circ}\text{C}$] a ϑ_f je fiktivní teplota vodiče [$^{\circ}\text{C}$].

Velikost zkratového proudu, jak lze zjistit z rovnic uvedených níže, závisí na velikosti napětí v místě vzniku zkratu a velikosti složkových impedancí. Poruchový proud může mít za následek zvýšení napěťového potenciálu postiženého vývodu vůči zemi vedoucí k namáhání izolace vodiče. Hrozí rozšíření poruchy. Podle normy ČSN 33-2000-4-442 ED. 2 pro případ vypnutí poruchy v čase delším pěti sekund by napětí na živých prvcích nemělo přesáhnout efektivní hodnotu napětí $U_n + 250 \text{ V}$ (tj. 480 V pro síť 230 V), pro případ odpojení poruchy v čase kratším pak napětí nesmí přesáhnout hodnotu $U_n + 1200 \text{ V}$ (tedy 1430 V). Protože není možné prověřit všechny případy vzniku zkratu v mřížové síti (je jich teoreticky nekonečně mnoho), je vhodné vybrat specifická místa s nejvyššími předpokládanými hodnotami zkratových proudů. Lze usuzovat, že k nejtěžším poruchám dojde v místech o vyšším napětí a o nízkých celkových impedancích vedoucích k místu zkratu (rovnice 4-15). Norma PNE 33 3430-0 stanovuje hodnotu vztažné třífázové zkratové impedance pro spotřebiče v síti nn, kdy nebudou spotřebiče odebírající jmenovité proudy do 16 nebo 75 A zhoršovat kvalitu napětí (dosazení do rovnice 4-15.). Norma ČSN 33 2000-4-442 ED. 2 se věnuje způsobům uzemnění středního vodiče. Střední vodič může být spojen s uzemněním transformovny, pokud je porucha odpojena v definovaný čas dle uvedené normy. [42] [43]

4.2.1 Třífázový zkrat

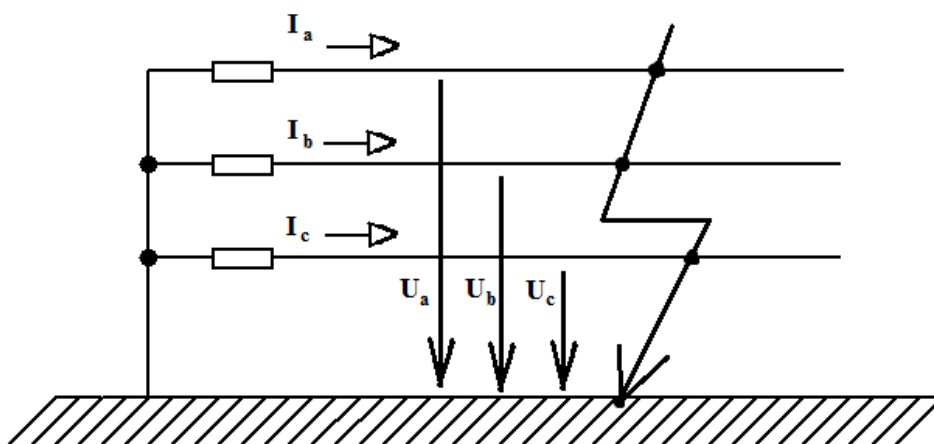
Jedná se o dokonalý kovový zkrat všech tří fází a bývá často nejvážnější poruchou v síti. Jejich výskyt je v sítích vn zastoupen zhruba 5 %¹⁶. Pro trojfázový zkrat platí [31]:

$$U_a = U_b = U_c = 0 \text{ V}, \quad 4-14$$

$$U_1 = U_2 = U_0 = 0 \text{ V}, \quad 4-15.$$

$$I_1 = \frac{U_1}{Z_1}; I_2 = \frac{U_2}{Z_2} = 0 \text{ A}; I_0 = \frac{U_0}{Z_0} = 0 \text{ A}, \quad 4-16.$$

$$I_a = \frac{c \cdot U_f}{Z_1}; I_b = a^2 \frac{c \cdot U_f}{Z_1}; I_c = a \frac{c \cdot U_f}{Z_1}. \quad 4-17.$$



Obrázek 17: Schéma dokonalého třífázového zkratu

¹⁶ Údaje pro DS nízkého napětí se autorovi nepodařilo vypátrat.

4.2.2 Dvoufázový zemní zkrat

Jak je patrné, jedná se o kovové spojení dvou fází se zemí. V sítích vn je tato porucha zastoupena přibližně 20 %. Pro dvoufázový zemní zkrat platí [31]:

$$U_a = U_b = 0 \text{ V}; I_c = 0 \text{ A}, \quad 4-18$$

$$I_0 = -(I_1 + I_2); U_1 = U_2 = U_0, \quad 4-19.$$

$$I_1 = Y_1 \frac{Y_2 + Y_0}{Y_1 + Y_2 + Y_0} \cdot U_f, \quad 4-20.$$

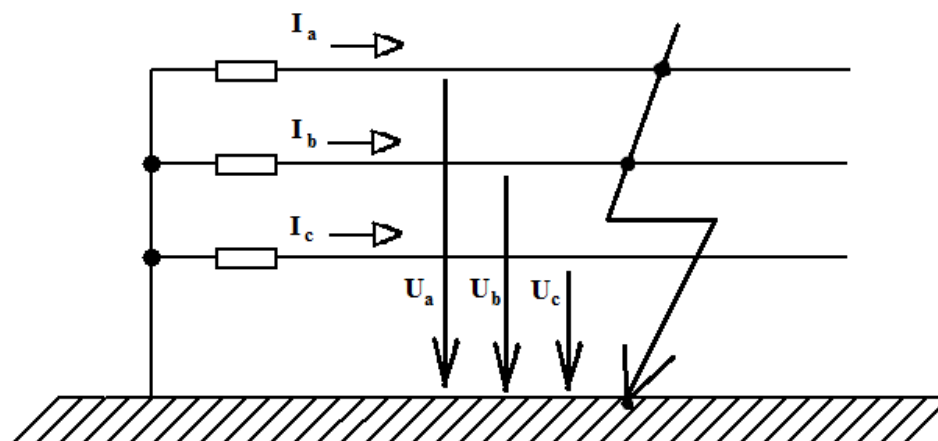
$$I_2 = -\frac{Y_1 \cdot Y_2}{Y_1 + Y_2 + Y_0} \cdot U_f, \quad 4-21.$$

$$I_0 = -\frac{Y_1 \cdot Y_0}{Y_1 + Y_2 + Y_0} \cdot U_f, \quad 4-22.$$

$$U_0 = \frac{Y_1}{Y_1 + Y_2 + Y_0} \cdot U_f. \quad 4-23.$$

Zkratový proud tvořený proudy fází *a* i *b*:

$$I_a + I_b = 3 \cdot c \cdot I_0. \quad 4-24$$



Obrázek 18: Schéma dokonalého dvoufázového zkratu

4.2.3 Dvoufázový zkrat

Dvoufázový zkrat vzniká vodivým spojením dvou živých fází. V sítích vn je tento zkrat zastoupen ze všech typů poruch přibližně 10 %. Platí [31]:

$$U_a = U_b; I_c = 0 \text{ A}; I_b = -I_a, \quad 4-25$$

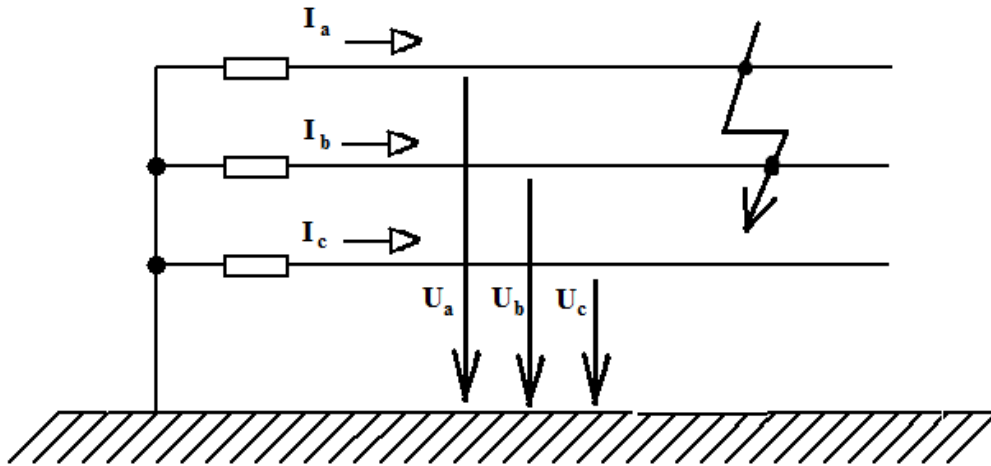
$$I_0 = 0 \text{ A}; I_1 = -I_2; U_1 = U_2; U_0 = 0 \text{ V}, \quad 4-26.$$

$$I_1 = \frac{U_f}{Z_1 + Z_2}, \quad 4-27.$$

$$U_1 = U_f - Z_1 \cdot I_1. \quad 4-28.$$

Zkratový proud fází *b*:

$$I_b = (a^2 - a) \cdot c \cdot I_1. \quad 4-29$$



Obrázek 19: Schéma dokonalého dvoufázového zkratu

4.2.4 Jednofázový zkrat

Jednofázovým zkratem rozumíme vodivé spojení jedné fáze se zemí. V izolovaných sítích nebo sítích uzemněných přes impedanci mluvíme o zemním spojení. Protože je uzel vinutí transformátorů sítí nn účinně uzemněn, jedná se o jednofázový zkrat. Tato porucha se na vn sítích vyskytuje nejčastěji, a to zhruba v zastoupení 65 % z celkového počtu poruch. Platí [31]:

$$U_a = 0 \text{ V}; I_c = 0 \text{ A} = I_b, \quad 4-30$$

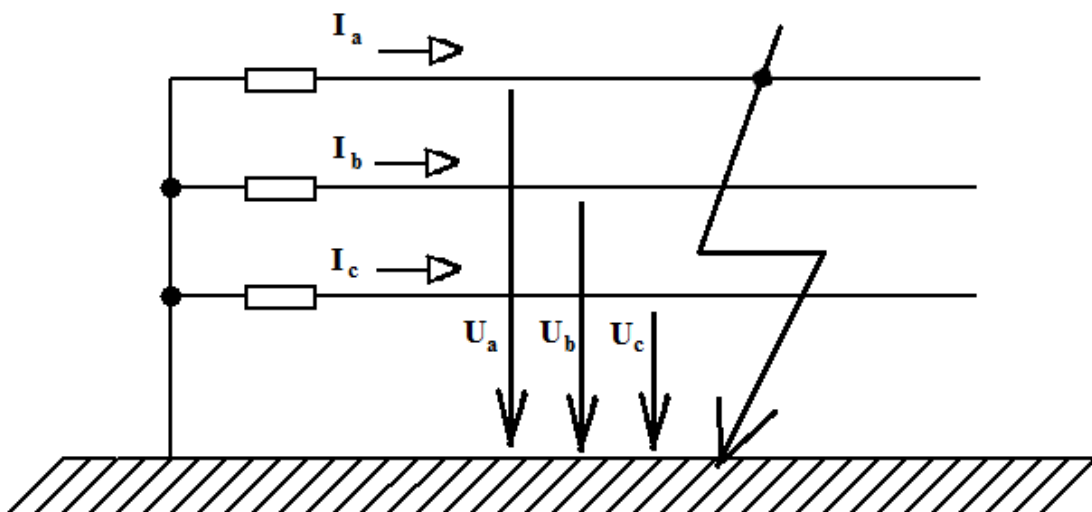
$$I_0 = I_1 = I_2, \quad 4-31.$$

$$I_0 = \frac{U_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0}, \quad 4-32.$$

$$U_0 = -Z_0 \cdot I_0; U_2 = -Z_2 \cdot I_2; U_1 = U_f - Z_1 \cdot I_1. \quad 4-33.$$

Zkratový proud fází a :

$$I_a = \frac{3 \cdot c \cdot U_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0}. \quad 4-34$$



Obrázek 20: Schéma dokonalého jednofázového zkratu

4.2.5 Dokonalá přerušeni a vysokoimpedanční poruchy

Opakem dokonalých zkratů jsou dokonalá přerušeni. Často se jedná o místa s přerušenými kontakty, kde jejich vzdálenost je natolik velká, že izolační vlastnost vzduchu postačí k opětovnému nezapalování elektrického oblouku mezi kontakty. Obrazně řečeno, jedná se o zařazení sériové impedance nekonečné velikosti do vodiče nebo mezi kontakty dvou či více elektrických prvků. Porucha rozpojí vodič na dva úseky, které v případě bez umístěného odběru budou ve stavu naprázdno. Rozpojení vznikají nejčastěji nekvalitně provedenou instalací nebo vadným prvkem zařazeným ve schématu (např. vadná pojistka, jejíž tavné vlákno se přetaví při menším proudu než jmenovitém).

Vznik dokonalého zkratu či dokonalého rozpojení je méně pravděpodobné než výskyt poruchy charakterizovanou zvýšením obecné impedance, a to ať mezi vodičem a zemí, nebo mezi kontaktem svorky a vodičem (přechodný odpor nenulové velikosti R_p).

4.2.6 Prvky náhradního schématu

K výpočtu zkratového proudu je třeba znát velikosti impedancí prvků zadané sítě, čemuž se mj. věnuje norma ČSN EN 60909. Vybrány jsou ty prvky, které budou použity v modelu mřížové sítě. Nutno poznamenat, že hodnoty impedancí je nutné vztáhnout na napěťovou hladinu ekvivalentního zdroje [58]:

Vedení

V sítích nn nelze zanedbávat činnou složku podélné impedance, která se vypočítá:

$$\bar{Z}_v = l_v \cdot \bar{z}_k = l_v (R_k + j \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L_k). \quad 4-35$$

Dvouvinuťový transformátor

Impedance dvouvinuťového transformátoru byla vypočtena ve vztahu 4-10. Příspěvek magnetizačního proudu transformátoru zkratovému proudu se koriguje korekčním součinitelem k_t :

$$k_t = 0,95 \cdot \frac{c_{max}}{1 + 0,6 \cdot \frac{X_{tr} \cdot S_{tr}}{U_n^2}}, \quad 4-36$$

Kde velikost součinitele c_{max} je pro síť nn rovna 1,10. A tedy pro náhradní schéma platí:

$$\bar{Z}_T = \bar{Z}_{tr} \cdot k_t. \quad 4-37$$

Síťové napáječe

Na velikosti zkratového proudu se podílejí i sousedící soustavy, jejich vliv nelze zanedbat. Je vhodné znát třífázový zkratový výkon S_3'' , napěťový součinitel c a vztahnou hladinu napětí U_v , pak:

$$\bar{Z}_S = c \cdot \frac{U_v^2}{S_3''}. \quad 4-38$$

4.2.7 Ekvivalentní oteplovací proud

Z hlediska dimenzování vodičů na tepelné účinky při průchodu zkratového proudu je zásadní velikost ekvivalentního oteplovacího proudu I_{th} , který byl uveden v rovnici 4-13:

$$I_{th} = I_k'' \cdot \sqrt{m + n}, \quad 4-39$$

kde I_k'' je počáteční rázový zkratový proud a m, n jsou koeficienty pro výpočet ekvivalentního oteplovacího proudu. Dynamické účinky zkratového proudu na rozvodná zařízení v práci rozvedeny dále nebudou.

Při stanovení nárazového zkratového proudu se postupuje následovně:

- Sestaví se náhradní sousledné a zpětné schéma.
- Stanoví se napětí ekvivalentního zdroje.
- Vypočítají se výsledné impedance schématu k místu zkratu.
- Stanoví se nárazový zkratový proud.

Pro zkraty s dobou trvání nad 0,5 s lze uvažovat zjednodušeně, že $m + n = 1$. Jinak pro DS $n = 1$ a:

$$m = \frac{1}{t_v \cdot f \cdot 2 \cdot \ln\left(1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3R}{X}} - 1\right)} \cdot \left[e^{4 \cdot f \cdot t_v \cdot \ln\left(1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3R}{X}} - 1\right)} - 1 \right], \quad 4-40$$

kde t_v [s] je doba vypnutí zkratu, f [Hz] je frekvence sítě, R [Ω] je reálná složka zkratové impedance a X [Ω] je imaginární složka zkratové impedance.

Nárazové zkratové proudy pro souměrné i nesouměrné zkraty lze obecně zapsat:

$$I_k'' = k \cdot \frac{c \cdot U}{\sqrt{3} \cdot Z_k}. \quad 4-41$$

Tabulka 9: Údaje pro výpočet zkratových proudů

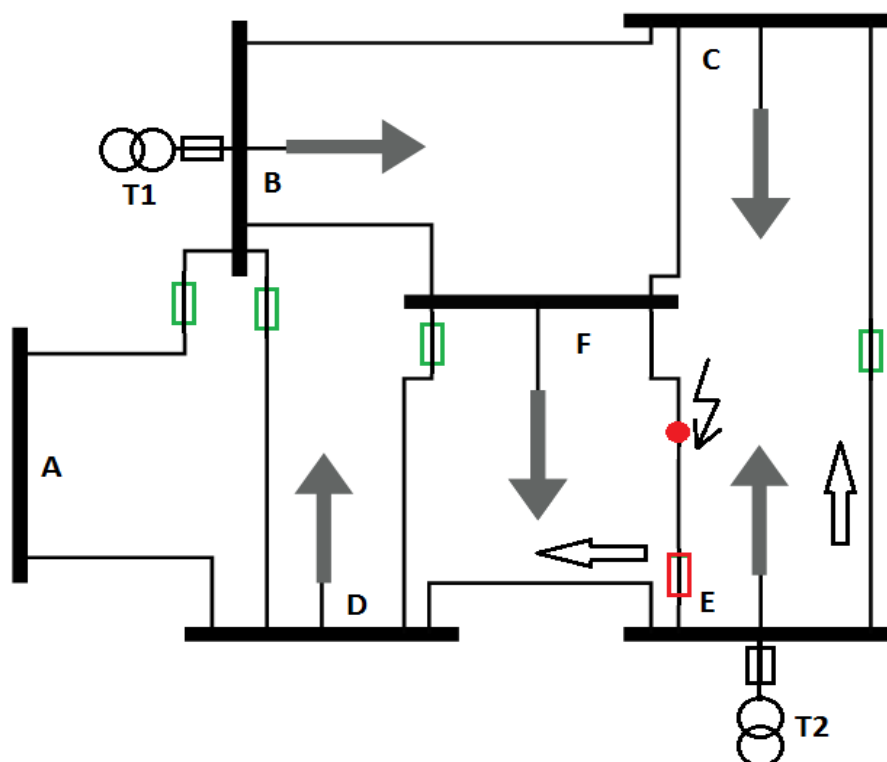
Druh zkratu	k [-]	Z_k [Ω]
Jednofázový	3	$ 2 \cdot \bar{Z}_{(1)} + \bar{Z}_{(0)} $
Dvoufázový	$\sqrt{3}$	$ 2 \cdot \bar{Z}_{(1)} $
Dvoufázový zemní	$\sqrt{3}$ (poruchový proud fázemi)	$\left \frac{ \bar{Z}_{(1)} + 2 \cdot \bar{Z}_{(0)} }{\sqrt{3} \pm j \cdot \left(0,5 + \frac{\bar{Z}_{(0)}}{\bar{Z}_{(1)}}\right)} \right $
	3 (poruchový proud zemí)	$ \bar{Z}_{(1)} + 2 \cdot \bar{Z}_{(0)} $
Trojfázový	1	$ \bar{Z}_{(1)} $
Pozn.: Index (1) platí pro souslednou složku, index (0) pro zpětnou složku impedance		

4.2.8 Metoda detekce poruchy v mřížových sítích a selektivita

Jsou-li v mřížovém nebo polomřížovém rozvodu jako jistící prvky použity pouze pojistky, je možné jejich použití ve dvou funkcích:

- Hlavní pojistky chrání prvky rozvodu před nepříznivými účinky nadproudů nebo zkratů. Jejich jmenovitá hodnota je nastavena podle pravidla $I_{n,kabel} > I_{n,pojistka} > I_{zátěže}$.
- Pojistky slabé vazby jsou pojistky nacházející se ve vybraných místech sítě, jsou proudově poddimenzované oproti hlavním pojistkám, čímž může být zajištěna jejich selektivita ($I_{n,kabel} > I_{n,pojistka} > I_{n,slabá\ pojistka} > I_{zátěže}$). Funkcí pojistek slabé vazby je rozpojení mřížové sítě do rozpadových oblastí v případě vzniklé poruchy tak, aby se všechny distribuční transformátory svými příspěvky nepodílely na zkratovém proudu, který zkracuje životnost materiálů vodičů a jejich izolací, a aby byla vymezena oblast, v níž došlo k poruše. Po rozpadu sítě by bylo vhodné, aby vybavily hlavní pojistky jistící vodiče dané oblasti.

V mřížové síti není snadné zajistit selektivitu, natož poruchu odhalit. Z dispečerského hlediska zde není možné odpojování jednotlivých vývodů, ani zakruhování poruchového obvodu za účelem nalezení místa poruchy podle velikostí impedancí. Použitím pojistek slabé vazby lze časově urychlit proces indikace poruchy, k čemuž se dají využít různé diagnostické metody. Z principiálního hlediska (**Obrázek 21**) může nastat situace, kdy zareaguje jedna pojistka slabé vazby (stav N-1), čímž bude porucha proudově živena z druhé strany, kde pojistka slabé vazby není (nebo je elektricky vzdálená), a pokud je impedance poruchy natolik vysoká, že nevybaví další pojistky slabé vazby a mřížová síť se nerozpadne do rozpadových oblastí, k odhalení poruchy nemusí dojít během provozu vůbec, všechna odběrová místa jsou pod napětím. Proud se rozdělí podle velikostí impedancí vedení. Aby byla porucha zaznamenána, pak nezbyvá než kontrolovat pojistkové odpínače v síti (nejen) pojistek slabé vazby a zjistit, zda některá z nich nevybavila. Tento postup je distribučními společnostmi opravdu praktikován. V pravidelných intervalech zaměstnanec společnosti musí jištěná místa zkontrolovat.



Obrázek 21: Vybavení jedné pojistky slabé vazby při poruše

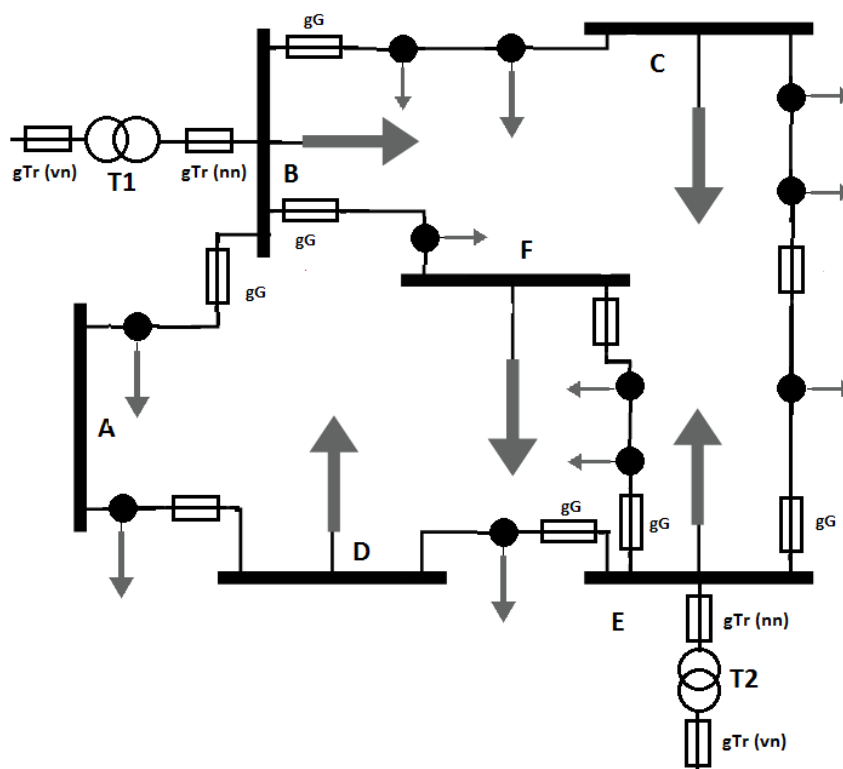
4.2.8.1 Pojistky slabé vazby v polomřížových sítích

V kapitole 4. 3 věnované ochranám v mřížových sítích nn bylo zmíněno, že je vhodné umísťovat pojistky po obou koncích vedení mezi jednotlivými uzly. Mřížové síť bez pojistek slabé vazby byly uvedeny do provozu v Petrohradě (Rusko). Podle literatury [65] byl jejich provoz kupodivu spolehlivý, ač se tento druh provozu nedoporučuje. Naopak, z hlediska zajištění selektivity se doporučuje použití ve všech větvích stejných pojistek, přitom dvojice pojistek jistí každou větev sítě z obou stran. Požaduje-li provozovatel DS rozpojení vybraného vedení při nižším nadproudu tekoucího větví, může vedení chránit pojistkami o menším jmenovitém proudu, ty by měly také rychleji vybavit a být tedy s pojistkami umístěnými na obou koncích vedení selektivní. Principiálně je problematika znázorněna na níže uvedeném obrázku polomřížové sítě (**Obrázek 22**), kde:

- Pojistky vn strany transformátoru jsou pojistky typu gTr (vn).
- Pojistky nn strany transformátoru jsou pojistky typu gTr (nn).

- Pojistka gG jistící vedení mezi napájecími transformátory.
- Pojistky slabé vazby nejsou označeny.

Pojistky slabé vazby při správném dimenzování zajistí rozpad polomřížové sítě do dvou oblastí vyznačených červenou přerušovanou čarou. Po vzniku poruchy o odporu $R > 0 \Omega$ bude poruchový proud jistě menší než (*Ohmův zákon*) zkratový proud v případě $R = 0 \Omega$. Poruchový proud má za následek zvýšení proudového zatížení větve, na které by pojistky gTr nemusely reagovat. Vybavení pojistky slabé vazby může signalizovat výskyt nežádoucího jevu v síti, který je potřeba vyšetřit; tedy zda je na úseku vedení skutečně porucha, nebo zda je pojistka slabé vazby špatně dimenzována a vybavila nesprávně při nečekané velikosti proudu tekoucího větví. V místě vedení pojistky slabé vazby by teoreticky měl téct proud nulové velikosti. Porucha na jednom z napájecích zdrojů (např. E) by měla vlivem velikostí proudů tekoucích větví způsobit vybavení pojistek slabé vazby, čímž je vymezena oblast poruchy. Síť se rozpadne na dvě oblasti. Výše bylo uvedeno, že jmenovité proudy sériově řazených pojistek, aby byla zaručena jejich selektivita, by měly být podle normy v poměru 1:1,6. Pokud do rozváděčů nn na oba konce větve umístí distributor pojistky gG 315 A, měl by být jmenovitý proud pojistky slabé vazby nižší než 196 A. O přiřazení určité pojistky slabé vazby lze rozhodnout na základě výpočtů či dlouhodobějších měření. S největší pravděpodobností bude poměr jmenovitých proudů vyšší než 1:1,6.



Obrázek 22: Pojistky slabé vazby v polomřížové síti

Avšak v klasických mřížových sítích se pojistky slabé vazby nepoužívají, neboť každá větev je jištěna na obou koncích vedení. Použití pojistek slabé vazby, zcela logicky, zvyšuje riziko, že se mřížová síť rozpadne, což je nežádoucí efekt. Po výpadku určitého prvku se očekává zvýšení proudů tekoucích zbylými větvemi.

Ač se může zdát, že zvýšení jmenovitého proudu pojistky gG může vést k vyšší spolehlivosti distribuce, má toto řešení nevýhodu v komplikovanějším odhalení poruchy. Odbočky typu T napájející slepou větev v síti lze v případě malého proudového zatížení jistit pojistkami o menších jmenovitých proudech.

4.2.8.2 Princip chránění mřížových sítí nn

Důležitým aspektem vstupujícím do výpočtů hodnot ukazatelů nepřetržitosti distribuce je lokace, nastavení i princip elektrických ochran. Základní úlohou ochran je chránění jednoho či více objektů ES proti účinkům nadproudů, zkratů a přepětí. Ochrany zpravidla pracují na elektromechanickém principu (reléové ochrany, pojistky) nebo na elektronickém (moderní konstrukce ochran). Od ochranného článku se požaduje, aby pokryl maximální možné zatížení sítě, spolehlivě rozpoznal poruchový stav v síti, vybavil v maximálně rychlém čase, a pokud je v síti umístěno více ochranných prvků, aby byla zaručena jejich selektivita tj. koordinace jejich nastavení. Je zřejmé, že veškeré tyto nároky lze velmi obtížně splnit, proto je třeba volit jistý kompromis. V mřížových sítích je totiž obtížné nastavit ochrany selektivně a obecně neexistuje žádný přesný a správný princip, na kterém ochrany v mřížových sítích pracují. Záleží na proudovém rozložení všemi vodiči a napěťových poměrech v síti. [30]

V praxi nejvíce používanými jistícími prvky jsou bezesporu pojistky. Mezi jejich výhody lze řadit jejich nízkou cenu, snadnost výměny, omezení zkratových proudů a vysokou spolehlivost jištění proudových okruhů. Jmenovitý proud tavné pojistky přiřazené distribučnímu transformátoru (třída gTr) o výkonu 630 kVA je následující:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{630\,000 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V}} = 909,33 \text{ A.} \quad 4-42$$

Pro jištění venkovních a kabelových vedení proti přetížení a zkratům se používají pojistky třídy gG.

Samozřejmostí je i zajištění selektivity pojistek; přiřazení pojistek nn a vn se děje na základě porovnávání jejich tavných charakteristik. Z tabulky 4 v literatuře [40] lze pro zajištění selektivity pojistek gTr a gG v případě distribučního transformátoru 630 kVA použít tavnou pojistku gG o maximální hodnotě $I_n = 630 \text{ A}$. Obdobně pro distribuční transformátor 400 kVA lze získat hodnotu vypínacího proudu 577,35 A (doporučena je pojistka gG, $I_{vyp} = 400 \text{ A}$). Podle normy je selektivita zajištěna u sériově řazených pojistek, pokud je poměr jejich I_n v poměru 1,6:1 nebo vyšším. Pojistkám třídy gTr se věnuje norma ČSN EN 60269-1, kde jsou mj. stanoveny proudové meze tavných vložek, které musí pojistka snést nebo vypnout [40]:

- Proud $1,3 I_n$ musí vložka snést po dobu alespoň 10 hodin.
- Proud $1,5 I_n$ musí vložka vypnout do 2 hodin.

Vedení nn lze chránit také jističi usazenými v rozváděcích nebo rozpojovacích stanicích. Jističe se vyrábějí s nadproudovou a zkratovou spouští, nebo vybavené jen zkratovou spouští. Pro venkovní vedení se volí jističe s vypínací charakteristikou typu B (zařízení nezpůsobující nárazové proudy).

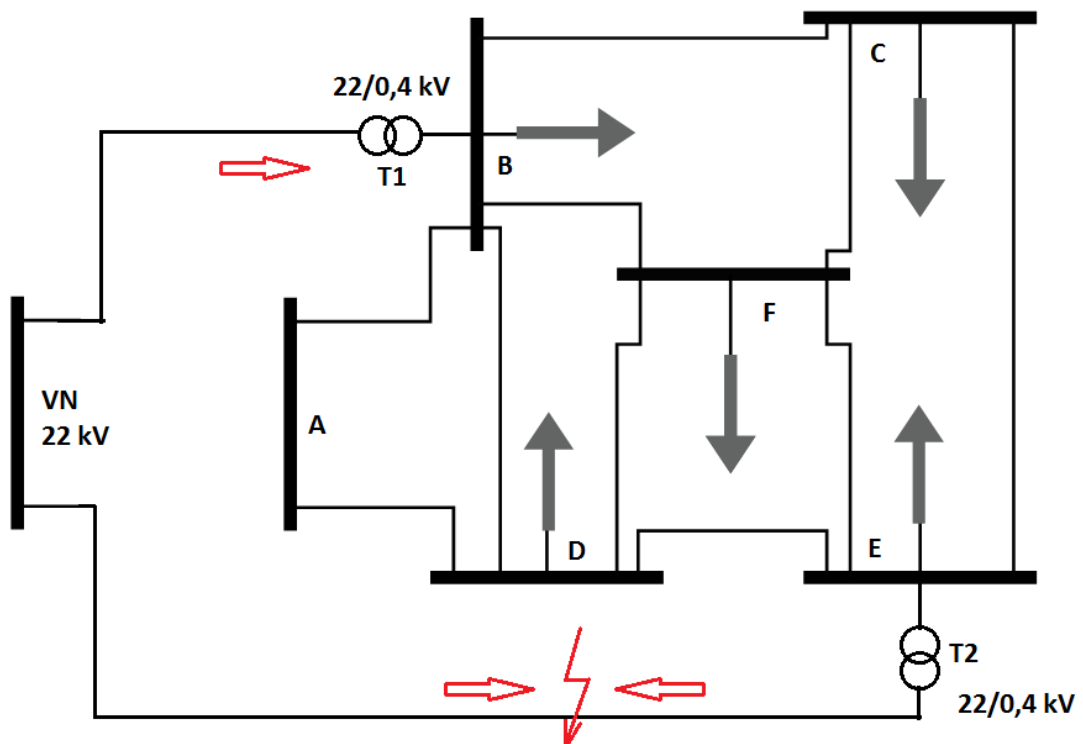
Reléové ochrany se využívají pro indikaci tekoucího nadproudu vodičem. Samotné relé obvod nerozpojuje, ten rozpojí nebo spojí pomocné kontakty, které jsou součástí reléové ochrany. Po vybavení je třeba nechat přístroj vychladnout, neboť se příliš nahřály bimetalové části ochrany. Proti zkratu chrání obvod v sérii s relé zapojená pojistka.

U mřížových sítí je jejich chránění poněkud odlišné od jištění jiných topologií sítí. Primární napáječe (vn) mřížové sítě jsou chráněny nadproudovou ochranou, které napájejí distribuční transformátory mřížové sítě. Primární i sekundární strana transformátoru 22/0,4 kV je chráněna pojistkami, avšak na sekundární straně nn je třeba umístit směrovou ochranu. Pokud by nastala porucha na vedení primárního napáječe, tekl by zkratový proud přes distribuční transformátor opačným směrem. K tomuto účelu se na sekundární stranu transformátoru instalovala směrová relé vybavená *Ferrarisovými* kotoučky. Relé dalo popud vypínači nn tehdy, pokud výkon tekoucí opačným směrem přesáhl nastavenou hodnotu. Schematicky bude problém blíže představen v modelu malé mřížové sítě. [65]

V případě jištění výkonovými pojistkami je vhodné chránit vodič mezi uzly pojistkami o stejném jmenovitém proudu, čímž by měla být zajištěna jejich selektivita. Protože jednotlivé úseky vedení mřížové sítě nejsou stejně dlouhé, přerozdělí se proud nesouměrně podle velikostí impedancí úseků vedoucích k místu poruchy. Použití pojistek s různou jmenovitou hodnotou spíše povede k úplnému rozpadu sítě. Ten je z hlediska dispečerského řízení nepříjemný, neboť při uvádění sítě do provozu není možné zajistit současný start všech distribučních transformátorů. To má za následek, že některý z transformátorů může být přetížen a pojistky chránící transformátor mohou zareagovat na nárazový proud tekoucí transformátorem. Proto je do mřížové sítě vhodné umístit rozpínací stanice, které mřížovou síť vhodně rozpojí do menších celků. Po zatížení všech distribučních transformátorů se síť sepe do mřížové topologie. Rozpínací stanice je, po provedených výpočtech nebo zkušebními uvedením do provozu, vhodné umísťovat do hlavních objektů mřížové sítě. [65]

K omezení velkých zkratových proudů je u mřížových sítí snaha zabránit vzniku poruchy jako takové, reaktory omezující velikost zkratového proudu se nepoužívají.

Problematika směrovosti poruchového proudu tekoucího přes mřížovou síť je na **Obrázek 23**. Porucha na jednom z přívodů na primárním napájecí vn způsobí změnu směru toku výkonů přes distribuční transformátor T2. Napájení mřížové sítě pouze z jednoho napáječe vn má za následek snížení spolehlivosti distribuce eklektické energie.



Obrázek 23: Napájení mřížové sítě z jednoho napáječe VN

4.3 Manipulace v sítích nn

Veškeré provozní manipulace v DS spadají pod režim dispečerského řízení. Postup při manipulacích je v případě PREdistribuce a. s. rozdělen do pěti kategorií (poruchy, plánované práce, neplánované práce,

provozní manipulace, zprovoznění nové nebo zrekonstruované linky). Podniková norma *Postup při odstraňování poruch PX 507* je zřejmě neveřejná¹⁷, základní postup je však následující:

- Na dispečink je ohlášena porucha, k místu poruchy je vyslána pracovní četa.
- Vedoucí zaměstnanec čety ohlásí dispečerovi nn zahájení pracovní činnosti na zařízení, přitom sdělí identifikační údaje poškozeného zařízení, poškození popíše a oznámí kódové označení poruchy.
- Dispečer nn zaznamenává pečlivě veškeré provozní manipulace do předepsaného tiskopisu.
- Po ukončení opravy ohlásí vedoucí zaměstnanec dispečerovi ukončení pracovní činnosti na zařízení a domluví se s dispečerem na manipulacích vedoucí k obnově normálního stavu. Pokud došlo k přerušení dodávky, je dispečerovi nutno ohlásit i zatížení všech tří fází v postiženém směru.

EZ umožňuje provozovateli DS bez ohlášení přerušit dodávku energie po dobu maximálně 20 minut za účelem nutné provozní manipulace. Je-li zřejmé, že přerušení distribuce odběratelům bude delší než 3 minuty, před odstavením zařízení do beznapěťového stavu se změní zatížení ve všech třech fázích. Všechny další potřebné údaje, blíže normou nespécifikované, se taktéž hlásí na dispečink nn. [41]

4.4 Měření v distribučních sítích nn

Specifikace a požadavky na měřicí přístroje v DS sítích lze nalézt v PPDS v **Příloha 3**. Pro sítě a odběrná místa DS se používají měřicí aparáty třídy B, pro hladinu nn pak přenosné (nikoli trvale instalované) aparáty třídy přesnosti B. Měření jsou v síti nn napěťové fázové poměry, ve speciálních případech také proudové poměry všech tří fází. V místech, která jsou sledována nezávisle na sobě dvěma a více měřicími přístroji patřícími přitom různým majitelům, se používají výhradně přístroje třídy přesnosti A. Měřená data (pouze napěťová) se archivují, vyhodnocuje se fáze, která podle měřených dat vykazovala nejhorší hodnoty, případně se uvádí součtové trvání narušení kvality zasahující různé fáze.¹⁸ Podle PPDS je možné do vyhodnocování dat nezahrnovat výpadky způsobené:

- Zásahem vyšší moci.
- Zásahem správních orgánů.
- Extrémními povětrnostními podmínkami.
- Zásahem cizí osoby.
- Vnějšími vlivy.
- Činnostmi průmyslových odběratelů.

V sítích nn se následně měří a vyhodnocují tyto charakteristiky napětí [3]:

- **Napětí krátkých i dlouhých vedení**
 - Měřicí interval: 10 minut
 - Interval vyhodnocení: 1 týden
- **Krátkodobý flickr**
 - Měřicí interval: 10 minut
 - Interval vyhodnocení: 1 týden
- **Dlouhodobý flickr**
 - Měřicí interval: 120 minut
 - Interval vyhodnocení: 1 týden
- **Harmonická napětí**

¹⁷ Plné nebo částečné znění nebylo zveřejněno na webových stránkách distributora www.predistribuce.cz

¹⁸ *Pravidla provozování distribuční soustavy; Příloha 3 - Měření*. In: PREDistribuce. 2008 [cit. 2015-04-07]. s. 21.

- Měřicí interval: 10 minut
- Interval vyhodnocení: 1 týden
- **Napěťová nesymetrie**
 - Měřicí interval: 10 minut
 - Interval vyhodnocení: 1 týden
- **Krátkodobé poklesy**
 - Měřicí interval: půlperioda $U_{\text{rms}(1/2)}$
 - Interval vyhodnocení: 1 rok
- **Krátkodobé zvýšení napětí**
 - Měřicí interval: půlperioda $U_{\text{rms}(1/2)}$
 - Interval vyhodnocení: 1 rok
- **Přerušení napájecího napětí**
 - Měřicí interval: půlperioda $U_{\text{rms}(1/2)}$
 - Interval vyhodnocení: 1 rok
 - Pozn.: krátkodobá přerušení a poklesy napětí (do 3 minut) se vyhodnocují do speciální tabulky podle doby trvání a hloubky poklesu.

Normativní statistické údaje některých výše uvedených veličin jsou blíže specifikovány v PPDS **Příloha 3**. Krátkodobé poklesy/výpadky a přepětí samozřejmě žádné normativní hranice nemají. [5]

4.5 Provoz distribučních sítí ve Velké Británii

Ve Velké Británii je distribuční síť rozdělena podle napětí transformačních stanic na primární a sekundární úroveň. Do první úrovně jsou zařazeny sítě o jmenovitém napětí 33 kV (s výjimkou hladiny 66 kV v hrabství Hereford a Worcester) a městské sítě o napětí 6,6 kV. Tyto sítě jsou chráněny směrovými ochranami, aby nedošlo k ovlivnění provozu vyšších napěťových hladin případnou poruchou. Poruchové zemní proudy jsou omezeny na maximální hodnotu 1000 A uzlovým odporníkem. Sítě jsou provozovány především však jako radiální s rozpínacími stanicemi, které jsou schopny změnit konfiguraci sítě na okružní. Mřížové sítě jsou provozovány v hustých intravilánech, jakým je kupříkladu Londýn. [45]

Sítě sekundární úrovně jsou sítě *TN-S* a *TN-C-S* nízkého napětí 230 V, 50 Hz. Oproti českým distribučním sítím je rozlišná tvarově vidlice i zásuvka (typ G, oproti českým typům C a E). Stará kabelová vedení jsou izolována papírem a chráněna pancířem, přičemž jsou některá kabelová vedení o třech fázích, nulovém vodiči taktéž spojena s vedením napájecím veřejné osvětlení. Nově se však pokládají kabelová vedení izolovaná XLPE izolací s vodičem PEN (anglicky *PME*), a tak jsou nové sítě výhradě budovány jako *TN-C-S*. Venkovní vedení se již prakticky nebudují. Snad pouze v případech, kdy není možné položit kabelové vedení. Vlastníkem distribučních sítí je společnost *Central Networks*, jejíž snahou je sloučení nových nn vedení do celků, které umožní odstranění poruchy na vývodu do sta sekund poté, co klesne nominální hodnota napětí o 15 % vlivem odporu oblouku poruchy. Pravidlo sta sekund do doby vypnutí poruchy není v souladu s aktuálním vydáním normy BS7671 "*Požadavky na elektrická zařízení*". Všechny kabely musí být zakončeny ve venkovních měřicích skříních nebo v předem určených místech v budovách a všechna zařízení společnosti *Central Networks* uvnitř budov musí být v souladu s aktuálním vydáním BS7671, tj. maximální doba do vypnutí poruchy jistícím prvkem je pět sekund. Kritéria poklesu napětí a impedance zkratové smyčky se používají k zajištění odpovídající kvality dodávek energie a k ochraně obvodu do doby vybavení ochrany. Práce při uložení kabelu se řídí ve spolupráci s *National Joint Utilities Group* (Národní společná technická služba) podle směrnice (*Cable Laying and Accessories Manual*). Sítě nízkého napětí se provozují především jako radiální s ohledem na doporučené maximum připojených sta zákazníků na jeden vývod. Uzemnění uzlu transformátoru a středního vodiče se řídí, podobně jako u nás, velikostí napětí živých částí při poruše proti zemi. Překročí-li napětí živých částí vůči zemi nad efektivní hodnotu 430 V, pak se vodič *PEN* zemní odděleně s uzemněním uzlu transformátoru.

Pokud vývod nn prochází poblíž vn zařízení jako jsou tyčové zemniče vn nebo stožáry vvn či zvn a vrostle-li potenciál země nad dovolenou hladinu, pak je třeba podniknout nutná opatření s ohledem na bezpečnost osob před krokovým a dotykovým napětím. Podobně jako v ČR i ve Velké Británii byly statisticky zpracovány údaje o typech odběrných míst a stejně jako u nás se rozdělují na bytové a nebytové odběry s přidanými podmínkami jako je např. počet koupelen v obytném prostoru, kdy se za každou další koupelnu navíc připočítává výkon 0,5 kW. Ukazateli nepřetržitosti distribuce jsou SAIDI, SAIFI a CAIDI. [28][44][45]

Rozdíl v postupu při navrhování odebíraných výkonů oproti normě PN KA 101 (kapitola 4. 1) je ihned patrný – anglická metodika přímo stanovuje velikost instalovaného výkonu nehledě na parametry daného zařízení. Z toho hlediska se jeví postup dle normy PN KA 101 jako fundovanější a propracovanější.

Tabulka 10: Bytové jednotky a vybavení ve Velké Británii [45]

Způsob vytápění	Maximální odběr podle parametrů [kW]
Bez centrálního topení – plynová přípojka	2,0
Bez centrálního topení – bez plynové přípojky	3,0
Plyn / Topení naftou nebo tuhými palivy	2,0
CZT	2,0 + 50 % instalovaného topného zatížení (bez uvažování ohřevu vody)
Elektrická akumulace	100 % instalované kapacity + 100 % zatížení při ohřevu vody
Elektrická akumulace + CZT	100 % instalované kapacity + 50 % CZT + 100 % zatížení při ohřevu vody
Vezměte na vědomí, že výše uvedené hodnoty "podle parametrů" se vztahují přímo k návrhu síťových kabelů. Při návrhu jednotlivých služeb nebo dimenzování transformátorů se používají další vzorce pro nastavení parametrů prvků, jak je definováno v příslušných kapitolách příručky.	

Tabulka 11: Nebytové jednotky a vybavení ve Velké Británii [45]

Typ nebytového prostoru	Typický odběr podle parametrů [kW]
Malý obchod	Jednofázová přípojka; 8 kW
Kavárna nebo restaurace	Třífázová přípojka; 15 kW
Bufet	Třífázová přípojka; 20 kW
Kostel	Třífázová přípojka; pro infračervené vytápění do 50 kW
Farma	Třífázová přípojka; do 100 kW
Farma s vysoušeči zrní	Třífázová přípojka; do 200 kW v závislosti na výkonu sušičky
Salón krásy	Třífázová přípojka; 10 kW
Kadeřnictví	Jednofázová přípojka; 5 kW
Hospody	Třífázová přípojka; 20 až 120 kW
Garáže a dílny	Třífázová přípojka; 30 kW v závislosti na výkonu motorů
Vesnické obchody a malé supermarkety	Třífázová přípojka; 20 kW
Dojírny	Třífázová přípojka; 50 kW
Pumpy na splašky	Třífázová přípojka; 20 až 150 kW v závislosti na kompresoru
Malé hotely	Třífázová přípojka; 20 kW
Drobní podnikatelé	Třífázová přípojka; 20 kW
Pečovatelské domy	Třífázová přípojka; až 100 kW pro domy s výtahy a celodenním vytápěním

5 NÁVRH METODY URČENÍ SAIDI A SAIFI MŘÍŽOVÉ SÍTI NN

Nejrozšířenější metody řešení elektrických obvodů (síti) vycházejí z *Ohmova* zákona, I. a II. *Kirchoffova* zákona, které byly modifikovány do dvou základních metod [24]:

- **Metoda smyčkových proudů** (MSP) se používá při známých hodnotách zdrojů napětí sítě. Na výstupu je zjištěno proudové rozložení v síti. Tato metoda vychází z *Ohmova* zákona a II. *Kirchoffova* zákona.
- **Metoda uzlových napětí** (MUN) se používá při zadaných hodnotách proudových zdrojů sítě. Pro výpočet je třeba znát velikosti admitancí jednotlivých větví a příčné admitance prvků ES. V sítích nn se mohou zanedbat příčné admitance spojené s referenčním uzlem (zde je to zem, značena číslem 0), představující ztrátový svodový proud. Příčná admitance se skládá z konduktance (zdrojem je např. koróna) a kapacitní susceptance (zdrojem je zpětný vliv elektrického pole mezi vodiči). Oproti MSP je výpočetní algoritmus MUN kratší, neboť počet uzlů sítě je menší, nebo maximálně roven počtu smyček. Pokud je síť dobudována a je uvedena do provozu, zajímají nás především napěťové poměry v uzlech sítě. Proudové větve lze dopočítat ze známých hodnot napětí uzlů. Proto pro výpočet bude použita tato metoda. V maticovém tvaru metodu vyjadřujeme $[Y] \cdot [U] = [I]$.

Prvky ES nn se často modelují tzv. články se soustředěnými parametry. Rozdělení článků (dvojbranů) bývá kupříkladu takovéto:

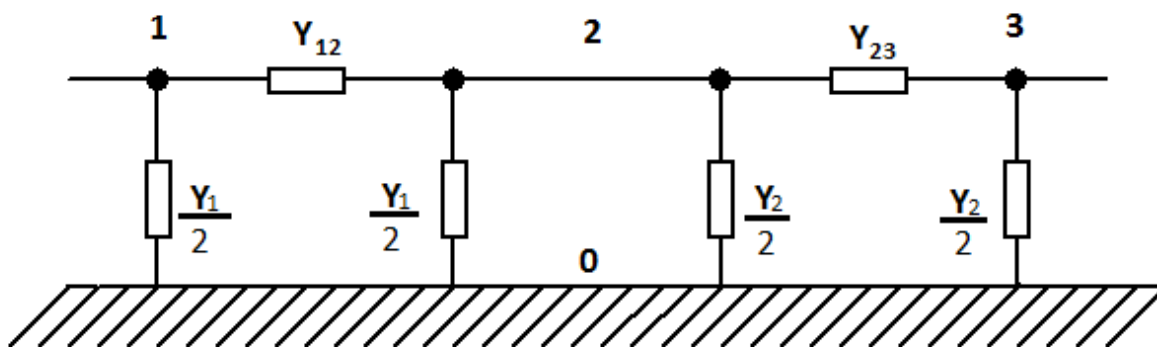
- **Venkovní vedení** je vhodné modelovat π článkem.
- **Transformátory** je vhodné modelovat Γ článkem.
- **Kabelové vedení** je vhodné modelovat π článkem.

Jednou ze specifických vlastností elektrické energie patří, kromě její neskladovatelnosti a řízení v reálném čase, i rychlý průběh přechodných jevů. Tyto jevy v síti vznikají nahodile z různých příčin, nelze je predikovat. Musí se přijmout zjednodušení, která dovolí řešit chod sítě (resp. napěťové a proudové poměry v síti) pomocí jedné z metod. Tím předpokladem je tzv. ustálený chod, kdy se parametry sítě nemění a po sledovanou dobu zůstávají konstantní. [25]

5.1 Ustálený chod sítě jako lineární úloha

Výpočet ustáleného chodu sítě se provádí pomocí metody uzlových napětí, kdy jsou známy odebírané a dodávané proudy v uzlech sítě, podélné i příčné admitance prvků ES. Protože jednotlivé prvky jsou modelovány články dle dohody z úvodu kapitoly, je třeba vyjádřit jejich hodnoty příčných admitancí jedinou uzlovou hodnotou. Princip je vyobrazen pro uzel č. 2 na **Obrázek 24**. Hodnoty sousedních příčných admitancí ($Y_1/2$ a $Y_2/2$) jsou vůči sobě v paralelním zapojení. Jejich součtem se získají požadované uzlové hodnotu Y_{20} (viz **Obrázek 25**).

Dále bude pracováno s předpoklady, že třífázová síť s vyvedeným středním vodičem N je tvořena symetrickými prvky sítě, je napájena harmonickými průběhy proudů, má jmenovitou frekvenci 50 Hz, odběrové proudy jsou taktéž symetrické a harmonické. Pak je možné třífázový systém demonstrovat pouze jednofázovým modelem. [25]



Obrázek 24: Paralelní zapojení příčných admitancí dvou sousedních dvojbranů

Znaménková konvence pro proudy je následující:

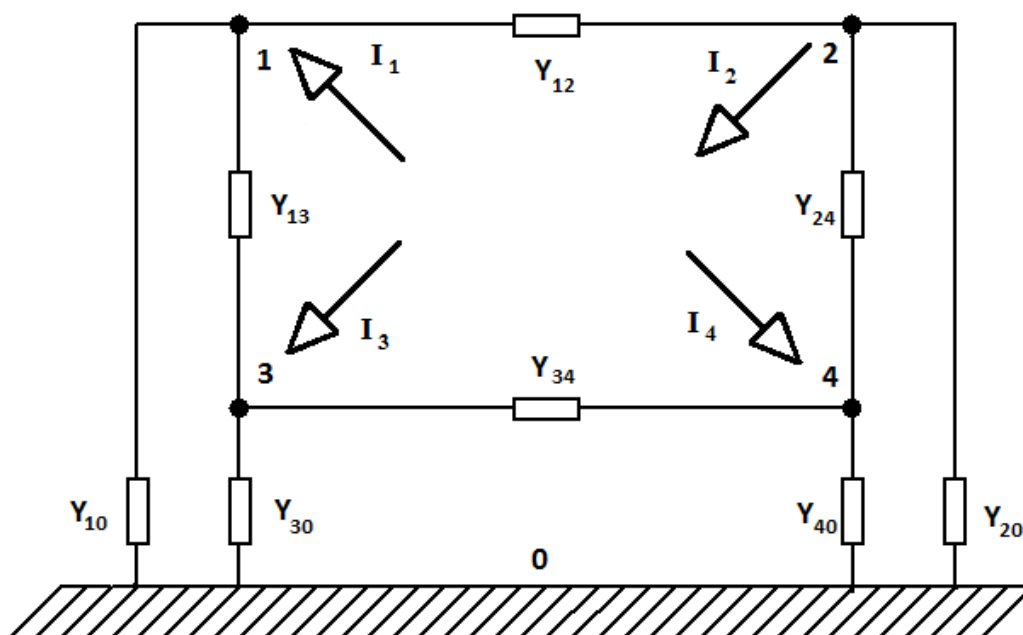
- **Napájecí proud** je značen znaménkem plus.
- **Odběrový proud** je značen znaménkem minus.
- **Induktivní jalová složka proudu** má znaménko minus (fázor napětí předbíhá fázor proudu).
- **Kapacitní jalová složka proudu** má znaménko plus (fázor proudu předbíhá fázor napětí).

Z konvence lze logicky usoudit, jaké znaménko bude mít dodávaný napájecí **jednofázový** zdánlivý výkon S určitého uzlu (plus), a jaké znaménko bude značit odběrový zdánlivý výkon určitého uzlu (minus).

Pro **Obrázek 25** lze maticově zapsat (pravidla metody MUN, viz [24]):

$$\begin{bmatrix} \bar{Y}_{12} + \bar{Y}_{13} + \bar{Y}_{10} & -\bar{Y}_{12} & -\bar{Y}_{13} & 0 \\ -\bar{Y}_{12} & \bar{Y}_{12} + \bar{Y}_{24} + \bar{Y}_{20} & 0 & -\bar{Y}_{24} \\ -\bar{Y}_{13} & 0 & \bar{Y}_{13} + \bar{Y}_{34} + \bar{Y}_{30} & -\bar{Y}_{34} \\ 0 & -\bar{Y}_{24} & -\bar{Y}_{34} & \bar{Y}_{24} + \bar{Y}_{34} + \bar{Y}_{40} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{U}_{10} \\ \bar{U}_{20} \\ \bar{U}_{30} \\ \bar{U}_{40} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ -\bar{I}_2 \\ \bar{I}_3 \\ \bar{I}_4 \end{bmatrix} \quad 5-1.$$

Matice 5-1. je singulární ($\det \mathbf{Y} = 0$), a její řádky jsou tedy lineárně závislé. Závislost lze odstranit eliminací bilančního uzlu. [25]



Obrázek 25: Schéma pro výpočet ustáleného chodu sítě jako lineární úlohy

5.1.1 Eliminace bilančního uzlu

Příčné prvky v náhradním schématu sítě představují nežádoucí ztráty, které je třeba hradit ze zdroje umístěného v jednom z uzlů. Tento uzel vyrovnává bilanci rovnováhy mezi odběrem a výrobou a nazývá se bilančním uzlem. **Bilanční uzel je charakterizován velikostí fázového napětí U a úhlem δ** , který fázové napětí \mathbf{U} svírá s reálnou osou. Pro přehlednost bude fázové napětí v bilančním uzlu značeno U_B . Na **Obrázek 25** bude bilančním uzlem uzel č. 1, tedy napětí $U_{10} = U_B$. Soustavu rovnic 5-1. lze rozepsat:

$$\begin{bmatrix} \bar{Y}_{12} + \bar{Y}_{24} + \bar{Y}_{20} & 0 & -\bar{Y}_{24} \\ 0 & \bar{Y}_{13} + \bar{Y}_{34} + \bar{Y}_{30} & -\bar{Y}_{34} \\ -\bar{Y}_{24} & -\bar{Y}_{34} & \bar{Y}_{24} + \bar{Y}_{34} + \bar{Y}_{40} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{U}_{20} \\ \bar{U}_{30} \\ \bar{U}_{40} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\bar{Y}_{12} \cdot \bar{U}_B \\ -\bar{Y}_{13} \cdot \bar{U}_B \\ 0 \cdot \bar{U}_B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\bar{I}_2 \\ \bar{I}_3 \\ \bar{I}_4 \end{bmatrix} \quad 5-2.$$

Proud bilančního uzlu (\mathbf{U} , \mathbf{D}) může být libovolný, avšak musíme zkontrolovat vypočtené hodnoty uzlových napětí, zda dávají smysl. V síti se může nalézat b bilančních uzlů, jejich eliminace probíhá analogicky. Další kategorie uzlů jsou [25]:

- **Uzel (P, Q):** v těchto uzlech známe odebírané/dodávané činné a jalové výkony. V síti bývá k uzlů (P, Q)
- **Uzel (U, P):** jedná se o regulační uzly, které říkají, jaký jalový výkon musí být v uzlu dodáván/odebírán, aby při známém odběru/dodávce činného výkonu zůstalo v uzlu stálé napětí. V síti se volí počet (U, P) uzlů na $(n - k - b)$.

5.2 Ustálený chod sítě jako nelineární úloha

V předešlé kapitole bylo uvažováno, že uzlové proudy jsou zadány. Prakticky tomu tak není, zadány jsou dodávané nebo odebírané zdánlivé výkony \mathbf{S} . Pro proud v uzlu platí vztah závisící na uzlovém napětí, úloha je tedy nelineární, neboť se hodnoty neznámých uzlových napětí objeví na levé i pravé straně maticového zápisu soustavy rovnic [25]:

$$\bar{I} = \frac{\bar{S}^*}{\bar{U}^*} = \frac{P - jQ}{\bar{U}^*}, \quad 5-3.$$

$$\begin{bmatrix} \bar{Y}_{12} + \bar{Y}_{24} + \bar{Y}_{20} & 0 & -\bar{Y}_{24} \\ 0 & \bar{Y}_{13} + \bar{Y}_{34} + \bar{Y}_{30} & -\bar{Y}_{34} \\ -\bar{Y}_{24} & -\bar{Y}_{34} & \bar{Y}_{24} + \bar{Y}_{34} + \bar{Y}_{40} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{U}_{20} \\ \bar{U}_{30} \\ \bar{U}_{40} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\bar{Y}_{12} \cdot \bar{U}_B \\ -\bar{Y}_{13} \cdot \bar{U}_B \\ 0 \cdot \bar{U}_B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{P_2 - jQ_2}{\bar{U}_{20}^*} \\ \frac{P_3 - jQ_3}{\bar{U}_{30}^*} \\ \frac{P_4 - jQ_4}{\bar{U}_{40}^*} \end{bmatrix}. \quad 5-4.$$

Úlohu lze řešit některou i iteračních metod. V diplomové práci bude použita *Newtonova-Raphsonova* iterační metoda.

5.3 Newtonova-Raphsonova iterační metoda

Existuje spousta iteračních metod, kterými lze řešit soustavu nelineárních rovnic jako metoda půlení intervalů, metoda sečen, metoda regula falsi a metoda tečen. Poslední zmiňovaná metoda se častěji označuje jako *Newtonova-Raphsonova* metoda. Pokud konverguje, konverguje velmi rychle, což je její výhoda oproti *Gauss-Seidlově* metodě, leč je její algoritmus výpočtu složitější. Předpokladem výpočtu je, že určitá funkce má na definovaném intervalu derivaci. Prvně se zvolí bod odhadu výsledku x_0 a jemu odpovídající funkční hodnotu $f(x_0)$. Tímto bodem $(x_0, f(x_0))$ je vedena tečna vzhledem k průběhu funkce. Následně se vyšetří průsečík tečny s osou x_1 a tomuto bodu odpovídající hodnota funkce $f(x_1)$.

Postup je opakován, dokud není splněna počáteční podmínka stanovující přesnost výpočtu ε . Obecně iterační cyklus bývá zapisován takto [46]:

$$x_{k+1} = x_k - \frac{f(x_k)}{f'(x_k)}, \text{ s podmínkou } \varepsilon \leq |x_k - x_{k+1}|. \quad 5-5.$$

Z vzorce *Taylorova* rozvoje lze určit přesnost k -tého iteračního kroku, má-li funkce na určeném intervalu druhou derivaci, kořen ξ i x_k :

$$|\xi - x_k| \leq \frac{\max|f''(x)|}{2 \cdot \min|f'(x)|} (x_k - x_{k-1})^2, |\xi - x_k| \leq \frac{\max|f''(x)|}{2 \cdot \min|f'(x)|} (\xi - x_{k-1})^2. \quad 5-6.$$

„Nechť v intervalu $\langle a, b \rangle$ leží jediný kořen rovnice $f(x) = 0$ a necht' $f(x)$ a $f'(x)$ jsou spojité a nemění znaménko na intervalu $\langle a, b \rangle$. Zvolíme-li za počáteční aproximaci $x_0 \in \langle a, b \rangle$ tak, aby byla splněna podmínka:

$$f(x_0) \cdot f''(x_0) > 0, \quad 5-7.$$

pak bude *Newtonova-Raphsonova* metoda konvergovat¹⁹.

Pro soustavu nelineárních diferencovatelných bude horní index označovat k -tý krok iteračního procesu. Řešíme soustavu:

$$\mathbf{F}'(\mathbf{x}^{(k)}) \cdot (\mathbf{x}^{(k+1)} - \mathbf{x}^{(k)}) = \mathbf{F}(\xi) - \mathbf{F}(\mathbf{x}^{(k)}), \quad 5-8.$$

kde $\mathbf{F}(\xi)$ je matice kořenů ξ a \mathbf{F}' je maticí diferencovatelných funkcí f_1 až f_n :

$$\mathbf{F}' = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}. \quad 5-9.$$

A necht':

$$\delta^{(k)} = \mathbf{x}^{(k+1)} - \mathbf{x}^{(k)} = (\delta_1^{(k)}, \delta_2^{(k)}, \dots, \delta_n^{(k)})^T, \quad 5-10$$

kde symbol δ představuje diferenci neznámé x v k a $k+1$ iteračního kroku, pak:

$$\mathbf{F}'(\mathbf{x}^{(k)}) \cdot (\delta^{(k)}) = \mathbf{F}(\xi) - \mathbf{F}(\mathbf{x}^{(k)}). \quad 5-11$$

Pomocí difference zpřesníme výsledek následující $k+1$ iterace:

$$\mathbf{x}^{(k+1)} = \mathbf{x}^{(k)} + \delta^{(k)}. \quad 5-12$$

Celý iterační proces je ukončen v případě podmínky:

$$|\max \delta^{(k)}| \leq \varepsilon. \quad 5-13$$

Aplikují-li se výše uvedená pravidla při řešení ustáleného chodu, pak se pro i -tý uzel a síť o n uzlech vychází z rovnice 5-3.:

$$\bar{I}_i = \frac{\bar{S}_i^*}{\bar{U}_i^*} = \frac{P_i - j Q_i}{\bar{U}_i^*} \rightarrow \bar{U}_i^* \cdot \bar{I}_i = P_i - j Q_i \rightarrow \bar{U}_i^* \cdot \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{U}_j = P_i - j Q_i. \quad 5-14$$

Za předpokladu, že je nyní bude symbol δ úhlem polárně zadaného napětí:

$$\bar{U}_i = |\bar{U}_i| \cdot (\cos \delta_i + j \sin \delta_i); \bar{U}_i^* = |\bar{U}_i| \cdot (\cos \delta_i - j \sin \delta_i), \quad 5-15$$

¹⁹ FAJMON. B., V. *Matematika 3*. Brno, 2011. Skriptum. FEKT VUT v Brně. s. 46

$$\bar{U}_j = |\bar{U}_j| \cdot (\cos \delta_j + j \sin \delta_j). \quad 5-16$$

A necht' je symbol α úhlem polárně zadané impedance Y :

$$\bar{Y}_{ij} = |\bar{Y}_{ij}| \cdot (\cos \alpha_{ij} + j \sin \alpha_{ij}). \quad 5-17$$

Nyní je třeba dosadit rovnice 5-15. až 5-17. do rovnice 5-14., roznásobit závorky a upravit výraz pomocí součtových vzorců [4]:

$$\cos(\alpha + \beta) = \cos \alpha \cdot \cos \beta - \sin \alpha \cdot \sin \beta, \quad 5-18$$

$$\sin(\alpha + \beta) = \sin \alpha \cdot \cos \beta + \cos \alpha \cdot \sin \beta, \quad 5-19.$$

Následně se separují reálné a imaginární části rovnice 5-14.:

$$P_i = \sum_{j=1}^n |\bar{U}_i| \cdot |\bar{Y}_{ij}| \cdot |\bar{U}_j| \cdot \cos(\delta_i + \delta_j + \alpha_{ij}), \quad 5-20$$

$$-Q_i = -\sum_{j=1}^n |\bar{U}_i| \cdot |\bar{Y}_{ij}| \cdot |\bar{U}_j| \cdot \sin(\delta_i + \delta_j + \alpha_{ij}). \quad 5-21.$$

Tento zápis lze ale ještě před použitím součtových vzorců upravit s uvážením, že $\cos(x) = \cos(-x)$ a $\sin(-x) = -\sin(x)$, na tvary:

$$P_i = \sum_{j=1}^n |\bar{U}_i| \cdot |\bar{Y}_{ij}| \cdot |\bar{U}_j| \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}), \quad 5-22$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |\bar{U}_i| \cdot |\bar{Y}_{ij}| \cdot |\bar{U}_j| \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}). \quad 5-23.$$

Pro další postup se vychází z obecného zápisu soustavy rovnic 5-11. Nejsou však známy hodnoty úhlů δ ani velikosti napětí U , a tak neznámých x podle soustavy 5-11. je tedy $2(x-1)$, protože byla provedena eliminace bilančního uzlu č. 1. Analogicky, funkce výkonů budou začínat hodnotou pro $i = 2$ až n . Pro výchozí iterační krok je třeba odhadnout odebírané/dodávané činné $P_{zad,i}$ a jalové výkony $Q_{zad,i}$ v jednotlivých uzlech, o čemž pojednávala kapitola 4. 1. 3. Poté vypočítáme výkony při zadaných napětích uzlů (často zjednodušeně se uvažují napětí a úhly ve zbylých uzlech stejné velikosti jako v bilančním uzlu) z rovnic 5-22. a 5-23. Horní index v závorkách označuje číslo iteračního kroku:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial U_n} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial U_n} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial U_n} & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial U_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} \end{bmatrix}^{(0)} \cdot \begin{bmatrix} \Delta U_2 \\ \vdots \\ \Delta U_n \\ \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \end{bmatrix}^{(0)} = \begin{bmatrix} P_{zad,2} \\ \vdots \\ P_{zad,n} \\ \delta_{zad,2} \\ \vdots \\ \delta_{zad,n} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} P_2 \\ \vdots \\ P_n \\ \delta_2 \\ \vdots \\ \delta_n \end{bmatrix}^{(0)}. \quad 5-24$$

Následně se vypočítají difference napětí a úhlů:

$$\begin{bmatrix} \Delta U_2 \\ \vdots \\ \Delta U_n \\ \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \end{bmatrix}^{(0)} = \left(\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial U_n} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial U_n} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial U_n} & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial U_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} \end{bmatrix}^{(0)} \right)^{-1} \cdot \left\{ \begin{bmatrix} P_{zad.2} \\ \vdots \\ P_{zad.n} \\ \delta_{zad.2} \\ \vdots \\ \delta_{zad.n} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} P_2 \\ \vdots \\ P_n \\ \delta_2 \\ \vdots \\ \delta_n \end{bmatrix}^{(0)} \right\}. \quad 5-25$$

Poté se provede zpřesnění odhadu dle 5-12.:

$$\begin{bmatrix} U_2 \\ \vdots \\ U_n \\ \delta_2 \\ \vdots \\ \delta_n \end{bmatrix}^{(1)} = \begin{bmatrix} U_2 \\ \vdots \\ U_n \\ \delta_2 \\ \vdots \\ \delta_n \end{bmatrix}^{(0)} + \begin{bmatrix} \Delta U_2 \\ \vdots \\ \Delta U_n \\ \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \end{bmatrix}^{(0)}. \quad 5-26$$

Celý iterační cyklus se opakuje, dokud není dosaženo v k -tém kroku požadované přesnosti difference výkonů:

$$|\max \Delta P_i^{(k)}| \leq \varepsilon \wedge |\max \Delta Q_i^{(k)}| \leq \varepsilon. \quad 5-27$$

Při výpočtu ustáleného chodu hrají významnou roli napěťové charakteristiky spotřebičů zapojených do uzlů. Vlivem změny uzlového napětí dochází ke změně zatížení spotřebičů. Při přesnějších výpočtech je třeba vzít napěťové charakteristiky odběrů, které nemusí být lineární, v úvahu:

$$\bar{I}_i = \frac{P_{n,i} \cdot \left(\frac{U_i}{U_n}\right)^x - j Q_{n,i} \cdot \left(\frac{U_i}{U_n}\right)^y}{\bar{U}_i^*}, \quad 5-28$$

kde index n znamená zkratku pro jmenovitou velikost dané veličiny a hodnoty x a y jsou empiricky zjištěné hodnoty mocnitelů podle druhu spotřebiče (osvětlení, točivé motory, topení atd.). [25]

5.4 Návrh sítě nn

Aby byl názorně předveden navrhovaný postup při určení rozpadových míst v mřížové síti, je vhodné namodelovat malou mřížovou síť podle výše uvedených pravidel. Vyšetřit napěťové a proudové poměry v síti, zatížení distribučních transformátorů, navržení jištění a vyšetření spolehlivostního schématu s ohledem na zákazníka, resp. na citlivost odběrného místa na výpadek.

5.4.1 Model malé mřížové sítě nn

Model mřížové sítě byl navržen exemplárně, v případě zadané skutečné sítě by bylo třeba postupovat dle zjištěných údajů a zde uvedený výčet zjišťovaných parametrů sítě by byl nedostačující. Ty však byly v případě modelu odhadnuty a upraveny tak, aby model sítě splňoval základní požadavky kladené na kvalitu elektrické energie (kapitola 2. 3). Nebyly brány v potaz ekonomické aspekty návrhu, stejně tak určení optimálního počtu transformačních stanic. K tomu by bylo třeba ověřit, zda je postup uvedený v literatuře [30] v dnešní době stále aktuální. Diplomová práce se nemá zabývat do hloubky návrhem mřížové sítě nn, ale s mřížovou sítí pracuje.

Uzly 1 a 2 představují uzel vinutí transformátoru. Za nimi se nachází podélná impedance vinutí transformátoru, přírodní kabely k odběrným místům 3 a 4 jsou zanedbány, neboť jejich délka je krátká ve srovnání s ostatními vedeními. Vedení a transformátory jsou modelovány dle úvodu kapitoly 5.

Údaje o uzlech v síti s $\cos \phi = 0,95$. Postupováno bylo dle zkušeností uvedených v kapitole 4. 1. 3:

Tabulka 12: Uzly modelové sítě

Číslo uzlu	Typ uzlu	Zákazník	Jednotky	Odebíraný 1fáz. činný výkon [kW]	Odebíraný 1fáz. jalový výkon [kVAr]
1	UD	-	1 transformátor 250 kVA	-	-
2	UD	-	1 transformátor 250 kVA	-	-
3	PQ	ZŠ a MŠ	9 tříd + 20 dětí klimatizováno	26,5	5,0
4	PQ	Klinika	15 ordinací	12,5	4,1
5	PQ	Panelový dům ²⁰ (B1)	32 bytů	15,6	5,0
6	PQ	Panelový dům ²⁰ (B1)	32 bytů	15,6	5,0
7	PQ	Hotel	50 lůžek, klimatizováno	20,4	2,0
9,10,11, 12,13,14	PQ	Rodinný dům ²⁰ (B1)	1 dům	1,5	0,2

Dále jsou uvedeny parametry kabelů a transformátorů:

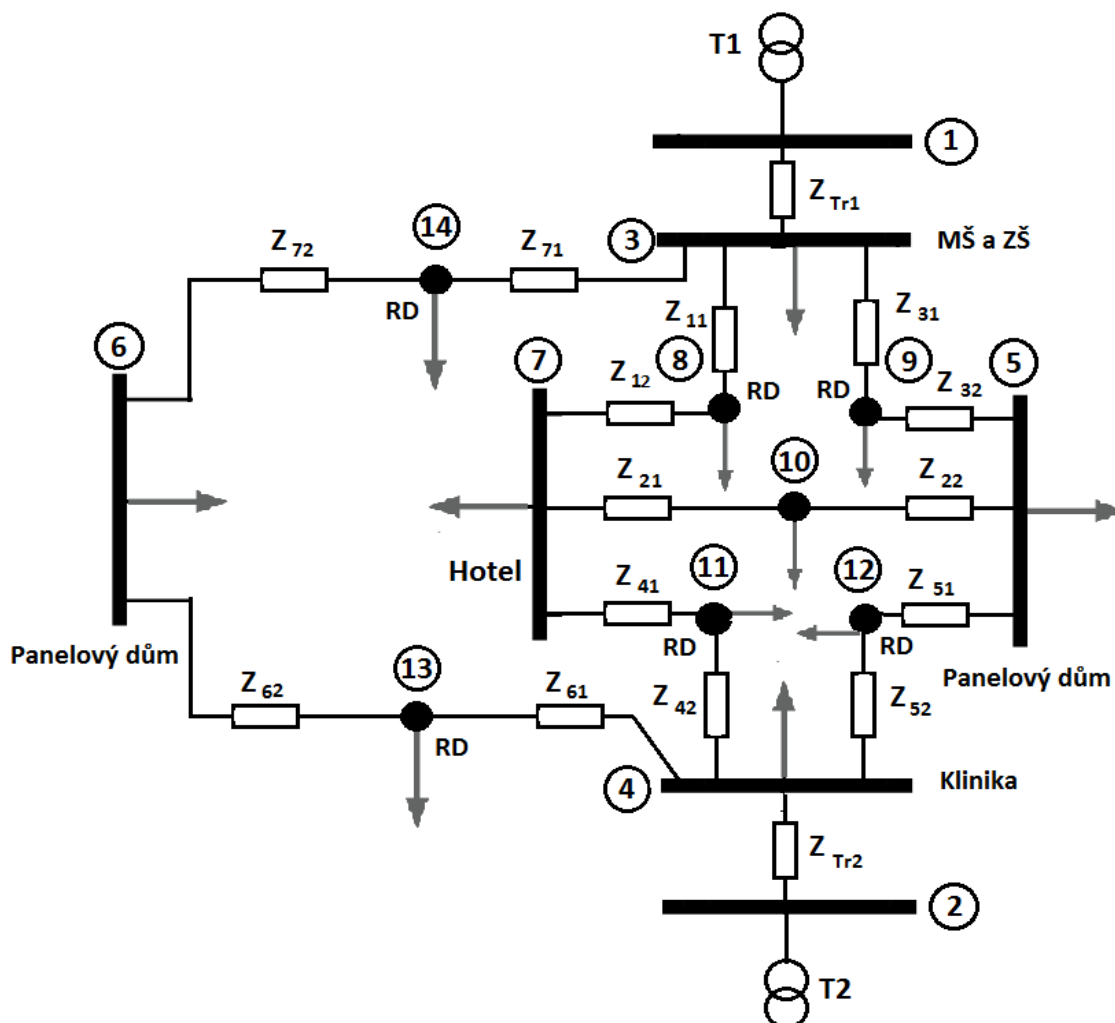
Tabulka 13: Vedení modelové sítě

Úsek	Počáteční uzel	Koncový uzel	Kategorie objektu	Délka vedení [m]	R_k [$\Omega \cdot \text{km}^{-1}$]	X_k [$\Omega \cdot \text{km}^{-1}$]	G_k [$\text{S} \cdot \text{km}^{-1}$]	B_k [$\mu\text{S} \cdot \text{km}^{-1}$]
11	3	8	Vedlejší	40	0,164	0,068	0	84,8
12	8	7	Vedlejší	50				
21	7	10	Hlavní	50				
22	10	5	Hlavní	30				
31	5	9	Vedlejší	20				
32	3	9	Vedlejší	40				
41	7	11	Vedlejší	80				
42	4	11	Vedlejší	60				
51	5	12	Vedlejší	40				
52	4	12	Vedlejší	70				
61	4	13	Vedlejší	100				
62	13	6	Vedlejší	20				
71	1	14	Vedlejší	50				
73	14	6	Vedlejší	40				

²⁰ Typ zástavby: sídliště.

Tabulka 14: Transformátory v modelové síti [57]

Transformátor	ρ [kV/kV]	S_n [kVA]	P_k [W]	P_n [W]	u_k [%]	i_o [%]
T1	22/0,4	250	3500	780	4,5	1,7
T2	22/0,4	250	3500	780	4,5	1,7



Obrázek 26: Model mřížové sítě nn

Návrh průřezu vodiče byl zjišťován experimentálně na základě sestavení algoritmu výpočtu ustáleného chodu, na jehož výstupu jsou známy uzlová napětí. Návrh průřezu podle úbytku napětí dle kapitoly 4. 1. 1 tedy není třeba provádět z důvodu úspory času, neboť uvedená metoda vychází z metody uzlových napětí, která byla použita taktéž v případě výpočtu ustáleného chodu. Průřez je vhodné volit s ohledem na doporučenou maximální hodnotu úbytku napětí 7 % U_n . Byl vybrán běžně používaný kabel $3 \times 185 + 95 \text{ mm}^2$ NA2X2Y firmy *nkt cables s. r. o.* s maximální proudovou zatížitelností v zemi 373 A. Výrobce neudává hodnoty příčné admittance kabelů pro hladinu nn. Průřez kabelu bude třeba porovnat s podmínkou minimálního průřezu z kapitoly 4. 1. 1.

Kapacitní susceptanci a konduktanci vodičů by bylo vhodné určit měřením naprázdno, výrobce je neuvádí. Zjednodušeně pro model sítě bude uvažován nulový svod a poměrná kapacitní susceptance odhadem na [29]:

$$B_k = j \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz} \cdot 0,27 \cdot 10^{-9} \text{ F} \cdot \text{km}^{-1} = j \cdot 84,8 \cdot 10^{-6} \mu\text{S} \cdot \text{km}^{-1}.$$

Sít napájí dvojice olejových transformátorů firmy *Eximet s. r. o.* se stejnými štítkovými hodnotami. Jedná se o paralelní spolupráci dvou stejných transformátorů. V případě rozdílných hodnot napětí nakrátko by bylo třeba zjistit skutečné dovolené zatížení obou transformátorů, neboť se rozdělení celkového dodávaného výkonu děje v poměru impedancí transformátorů (viz kapitola 4. 1. 2). U výrobce je třeba dojednat výrobu transformátoru zapojeného pod standardním hodinovým úhlem Dyn1.

Z rozboru kategorií objektů vyplývá, že aby bylo možné považovat síť za mřížovou, musí být nutně funkční (zapojené do DS) odběrné uzly 5, 7 a 10 spojené úseky 21 a 22. Pokud by tomu tak nebylo, síť nebude provozována jako mřížová ale jako polomřížová.

5.4.1.1 Návrh jištění transformátorů a vodičů

Podle normy ČSN EN 60076-5 mají transformátory ustát průchod zkratového proudu po dobu alespoň 2 sekund. Z hlediska jištění je samozřejmě výhodnější zkrat vypnout dříve (na modelu byl stanoven čas 0,05 s) a nepokoušet odolnost transformátoru po dobu 2 sekund. Ve stanovenou dobu musí vn pojistka vypnout zkratový proud, který je stanoven [59]:

$$I''_{k(vn)} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{vn} \cdot u_k} = \frac{250\,000 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 22\,000 \text{ V} \cdot 0,045} = 146 \text{ A.} \quad 5-30$$

kde $I''_{k(vn)}$ je hodnota zkratového proudu na straně vn. Vypínací charakteristika pojistky musí ležet nalevo od průsečíku času $t_v = 2$ s a proudu $I''_{k(vn)}$.

Pojistky vn (primární) strany nesmí při zprovoznění transformátoru vypnout magnetizační proud po dobu pěti period harmonického průběhu proudu. K určení jmenovité hodnoty pojistky je třeba znát její ampérsekundovou vypínací charakteristiku (čas $t_v = 100$ ms). Vypínací charakteristika musí probíhat napravo od průsečíku $12 \cdot I_{n(vn)} = I_e$ (magnetizační proud) a času $t_v = 0,1$ s. Vzhledem k tomu, že pojistky nesmí vybavit při průchodu magnetizačního proudu, měly by být necitlivé na nízké hodnoty zkratového proudu. V praxi se však často pojistky, které v této oblasti vybaví, používají. [59]

$$I_{n(vn)} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{vn}} = \frac{250\,000 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 22\,000 \text{ V}} = 6,5 \text{ A} \rightarrow I_e = 12 \cdot 6,5 \text{ A} = 78 \text{ A.} \quad 5-31$$

Dalším kritériem je selektivita pojistek vn strany s pojistkami (jistíči) nn strany. Vypínací charakteristika nn pojistky musí ležet nalevo od vypínací charakteristiky vn pojistky a napravo od vypínacích charakteristik pojistek gG, které jistí v nn rozváděči jednotlivé vývody nn. Více v Příloha E a F.

Tabulka 15: Pojistky gTr primární strany

I_{np} [A]	I_e [A]	t_v [s]	Podmínka $t_v > 0,1$ s?	$I''_{k(vn)}$ [A]	t_v [s]	Podmínka $t_v < 2$ s?
10,0	78	0,06	ne	146	-	-
16,0		20	ano		0,05	ano
20,0		30	ano		0,3	ano

Tabulka 16: Jištění sekundární strany a pojistka gG v rozváděči nn

Směrové relé nn			gG nn		
$I''_{k(nn)}$ [A]	t_v [s]	Selektivita gTr s pojistkou vn?	I_{np} [A]	Selektivita gG s pojistkami gTr vn?	Správné jištění kabelů? ²¹
-	-	-	315>	ano	ano

²¹ Dle podmínek kapitoly 4. 2. 8 ze zjištěných proudů kabelů z výpočtu ustáleného chodu sítě.

Byly vybrány jistící prvky:

- Primární strana transformátoru: pojistky gTr $I_{np} = 16$ A.
- Sekundární strana transformátoru: směrové relé.
- Rozváděče nn: pojistky gG $I_{np} = 315$ A (nebo s nižšími jmenovitými proudy).

Pojistka gTr primární strany byla vybrána s ohledem na fakt, že zkratový proud je vhodné vypnout co možná nejdříve, přitom musí být zajištěna selektivita. Použití vn pojistek 20 A je možné, ale prodlužuje se tím zbytečně doba jejich vybavení, použití vn pojistek 10 A z hlediska podmínky výdrže při spuštění transformátoru není možné. Podmínky při přetíženích 1,3 a 1,5 I_n dle kapitoly 4. 2. 8. 2 nelze z výrobcem udaných tavných charakteristik vyšetřit.

Protože pojistky vn musí ustát náraz magnetizačního proudu, jsou v části vypínací charakteristiky necitlivé. Od pojistek vn se očekává, že dokáží vypnout minimální hodnotu zkratového proudu na primární straně při zkratu na svorkách nn. [60]

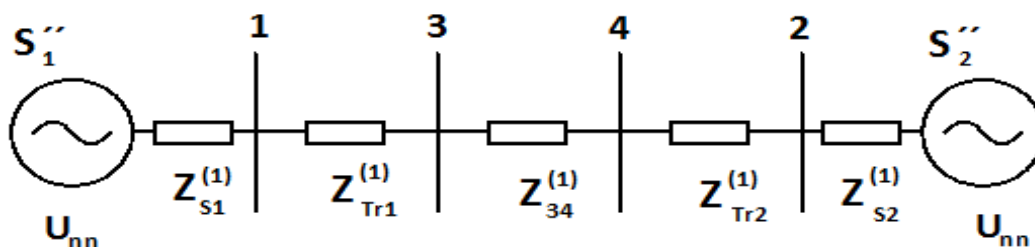
V případě jištění sekundární strany transformátoru lze použít pojistky jmenovité řady 250 kVA nebo jistič typu B se jmenovitou hodnotou 400 A (BA511-37 400 A) výrobce OEZ s. r. o. Pak by z hlediska podmínky poměrů jmenovitých proudů sériově řazených jistících prvků 1:1,6 muselo být použito pojistek 250 A. V modelové síti je však použito směrového relé, které dovolí použít pojistky o vyšším jmenovitém proudu (jsou selektivní s pojistkami primární strany). Porovnáním charakteristiky jističe nn/pojistky nn a pojistky na vn straně lze vyšetřit jejich vzájemnou selektivitu. Charakteristika jističe nn/pojistky nn musí probíhat nalevo od charakteristiky pojistky primární strany transformátoru (tzn. přepočítat zkratový proud na hladinu napětí primární strany a vyhledat dobu vybavení pojistky).

5.4.1.2 Kontrola průřezu vodiče při zkratu

Zkratové výkony 2 napájecích soustav vn, ze kterých je mřížová síť nn napájena, nechť jsou zadány na základě odhadu ($S_1'' = 1$ MVA, $S_2'' = 1,2$ MVA) neboť konkrétní údaje se nepodařilo získat. Výpočtům zkratových proudů se věnovala kapitola 4. 2. Pro výpočet byly zvoleny uzly 3 a 4, neboť se předpokládá, že v těchto místech budou zkratové proudy nejvyšší. Nejprve je však třeba schéma zjednodušit, včetně transfigurace hvězda – trojúhelník mezi uzly 3, 5 a 7. Veškeré výpočty jsou uvedeny v kapitole 7, v Příloha C. Prezentovány budou již samotné výsledky. Pro určení ekvivalentního oteplovacího proudu v distribučních sítích je rozhodující třífázový zkrat. [64]

Tabulka 17: Prvky náhradního schématu

Prvek sítě	Náhradní schéma dle Obr. 27			
	Z_x [Ω]	-	Zkrat v uzlu 3	Zkrat v uzlu 4
Síť S1	$j \cdot 0,18$	I_k'' [A]	2421	2460
Síť S2	$j \cdot 0,15$	t_v [s] (poj. 315 A)	1,5	
T1	$0,009 + j \cdot 0,028$	I_{th} [A]	2480	
T2	$0,009 + j \cdot 0,028$	s_{min} [mm ²]	11	
Část mezi uzly 3-4	$0,016 + j \cdot 0,007$	$c_{nn} = 0,95; U = 230$ V, $c_{vn} = 1,1$ $n = 1; m = 0,017$		



Obrázek 27: Náhradní schéma sítě

Do výpočtu ekvivalentního proudu byl vybrán větší zkratový proud a bylo třeba odečíst dobu vybavení t_v pojistky 315 A na tento zkratový proud a nakonec určení koeficientu m . Po vypočtení minimálního průřezu vodiče, který by měl být alespoň 33 mm^2 , lze říci, že kabelové vedení o průřezu 185 mm^2 plně vyhovuje. Z praktického i teoretického hlediska není možné vyšetřit veškeré možné zkratové poruchy, které mohou v síti nastat. [58] [59]

5.4.1.3 Výpočet ustáleného chodu modelové sítě

Výpočtem ustáleného chodu sítě lze vyšetřit napěťové a proudové poměry v síti, které bude třeba znát při návrhu umístění pojistek slabé vazby. Koeficient soudobosti f_s byl volen roven 1. Oba transformátory budou přepnuty na druhou regulační odbočku + 2x2,5 % (241 V), čímž bude zajištěna velikost napájecího napětí v odběrných místech, jejichž meze s ohledem na změny napětí v síti vn jsou $\pm 7 \% U_n$. Všechny vstupní parametry výpočtu jsou jednofázové, tedy činné výkony, jalové výkony a fázová napětí.

Všechny potřebné údaje jsou uvedeny v **Příloha B**. Prezentovány jsou tedy výsledky výpočtu bezporuchového ustáleného chodu sítě:

Tabulka 18: Výsledky ustáleného chodu modelové sítě

Číslo uzlu	U_{\min} [V]	U_{\max} [V]	U [V]	Číslo vedení	I_{\max} [A]	$ I $ [A]	Transformátor	Max. zatížení [%]	Skutečné zatížení [%]
1	214	246	241	11	315	39	T1	70	36
2			241	12		33	T2		30
3			237	21		8	Spoje mezi uzly	I_{\max} [A]	I [A]
4			238	22		14	1 a 3	*)	123
5			237	31		36	2 a 4		104
6			237	32		42	Pozn.: Pro vedení se uvažuje jako maximální proud jmenovitý proud pojistky (315 A) *) nespecifikováno		
7			237	41		43			
8			237	42		48			
9			237	51		47			
10			237	52		53			
11			237	61		49			
12			237	62		43			
13			237	71		32			
14			237	72		26			

V síti je nejvíce zatížen proudem přívod z transformátoru T1 do uzlu 3. Proudově nejméně zatíženým vodičem je úsek č. 21. V mřížových sítích je pravděpodobnější situace, že některá vedení budou velmi málo zatížena proudy oproti jiným. Významnější roli mohou tato málo zatížená vedení hrát v případě stavu sítě N-X ($X \geq 2$).

Bilanční uzly (s transformátory) a výpočty byly nastaveny takto:

- Uzel č. 1 (U, D): fázové napětí: 241 V; fázový posun 0°.
- Uzel č. 2 (U, D): fázové napětí: 241 V; fázový posun oproti 1. bilančnímu uzlu: 0°.
- Přesnost výpočtu: 40W a 40 VAR (maximálně 20 iterací)
- Zbylé uzly jsou typu (P, Q).

5.4.2 Kritérium N-1

Jedním z hledisek pro návrh nn sítě je kritérium N-1, které se v praxi pro danou síť vyšetřuje. Cílem výpočtu je zjistit stav sítě v případě, že některý z objektů v síti je mimo provoz. Pakliže modelová síť obsahuje již větší množství objektů, je výhodnější kritéria N-X vyšetřit nikoli binomickým rozvojem, ale metodou Monte Carlo, kdy naprogramovaný generátor náhodných čísel vypíná náhodně objekty sítě a poté je stav sítě vyšetřen. Aby byly výsledky reprezentativní, je potřeba provést velké množství simulací a z nich vybrat nejzávažnější případy (např. podle velikost proudu vodičem atd.). [20]

Výpadky transformátorů T1 a T2

Po vybavení gTr pojistek primární strany transformátoru nebo pomocného kontaktu směrového relé sekundární strany umístěného na transformátoru nebude schopen daný transformátor napájet mřížovou síť. Zbýlý transformátor převezme roli hlavního napáječe. Pojistky umístěné na provozuschopném transformátoru a v rozváděči by neměly vybavit, neboť by se ocitla celá síť bez napájení, což znamená vyšší hodnoty ukazatelů nepřetržitosti distribuce. Při stavu N-1 je pro provozovatele DS přípustné, že některé zbylé provozuschopné transformátory budou po určitý čas přetěžovány.

Tabulka 19: Výsledky ustáleného chodu sítě při výpadku T2

Číslo uzlu	U_{\min} [V]	U_{\max} [V]	U [V]	Číslo vedení	I_{\max} [A]	$ I $ [A]	Transformátor	Max. zatížení [%]	Skutečné zatížení [%]
1	214	246	241	11	315	98	T1	100	68
2			0	12		92	T2		0
3			234	21		11	Spoje mezi uzly	I_{\max} [A]	I [A]
4			232	22		17	1 a 3	*)	236
5			233	31		121	2 a 4		0
6			233	32		127	Pozn.: Pro vedení se uvažuje jako maximální proud jmenovitý proud pojistky (315 A) *) nespecifikováno		
7			233	41		19			
8			234	42		12			
9			233	51		34			
10			233	52		28			
11			232	61		17			
12			233	62		23			
13			233	71		99			
14			233	72		93			

Tabulka 20: Výsledky ustáleného chodu sítě při výpadku T1

Číslo uzlu	U_{\min} [V]	U_{\max} [V]	U [V]	Číslo vedení	I_{\max} [A]	$ I $ [A]	Transformátor	Max. zatížení [%]	Skutečné zatížení [%]
1	214	246	0	11	315	24	T1	100	0
2			241	12		31	T2		69
3			231	21		4	Spoje mezi uzly	I_{\max} [A]	I [A]
4			234	22		11	1 a 3	*)	0
5			231	31		56	2 a 4		237
6			232	32		49	Pozn.: Pro vedení se uvažuje jako maximální proud jmenovitý proud pojistky (315A) *) Nespecifikováno		
7			231	41		112			
8			231	42		118			
9			231	51		137			
10			231	52		143			
11			233	61		123			
12			232	62		117			
13			232	71		40			
14			231	72		47			

Z výsledků je zřejmé, že síť je provozuschopná i po výpadku jednoho z napájecích transformátorů. Provozuschopný transformátor nebude přetěžován a žádného ze zákazníků se výpadek jednoho z napájecích transformátorů z hlediska distribuce nedotkne. Pro provozovatele sítě však schopnost provozu ve stavu N-1 mřížové sítě představuje problém ve smyslu, že poruchu nemusí ihned v provozu sítě odhalit, neboť žádný ze zákazníků na dispečink neohlásil přerušeni distribuce elektřiny.

Porovnáním stavu N-1 a ustáleného chodu v **Tabulka 18** je patrné zvýšení proudu tekoucího zbylým distribučním transformátorem. Z hlediska spolehlivosti modelu sítě bylo ukázáno, že síť je v případě kritéria N-1 provozuschopná, kritérium N-2 se však při návrhu DS nn běžně nepočítá – viz kapitola 4 (závisí na provozovateli DS).

Výpadky vedení

Tabulkové výsledky binomického rozvoje pro všechna vedení pro kritérium N-1 by byly obsáhlé. Z provedených simulací výpadků jednotlivých úseků výpočtovým programem lze dokázat, že modelová síť kritérium N-1 splní i v případě výpadku jednoho z vedení. Toto konstatování vzhledem k obsáhlosti dat provizorně musí postačit, neboť výpočet není jedním z cílů práce. V případě výpadku některého z transformátorů šlo o demonstraci zápisu výsledků.

5.5 Návrh metody stanovení ukazatelů SAIDI a SAIFI v mřížové síti

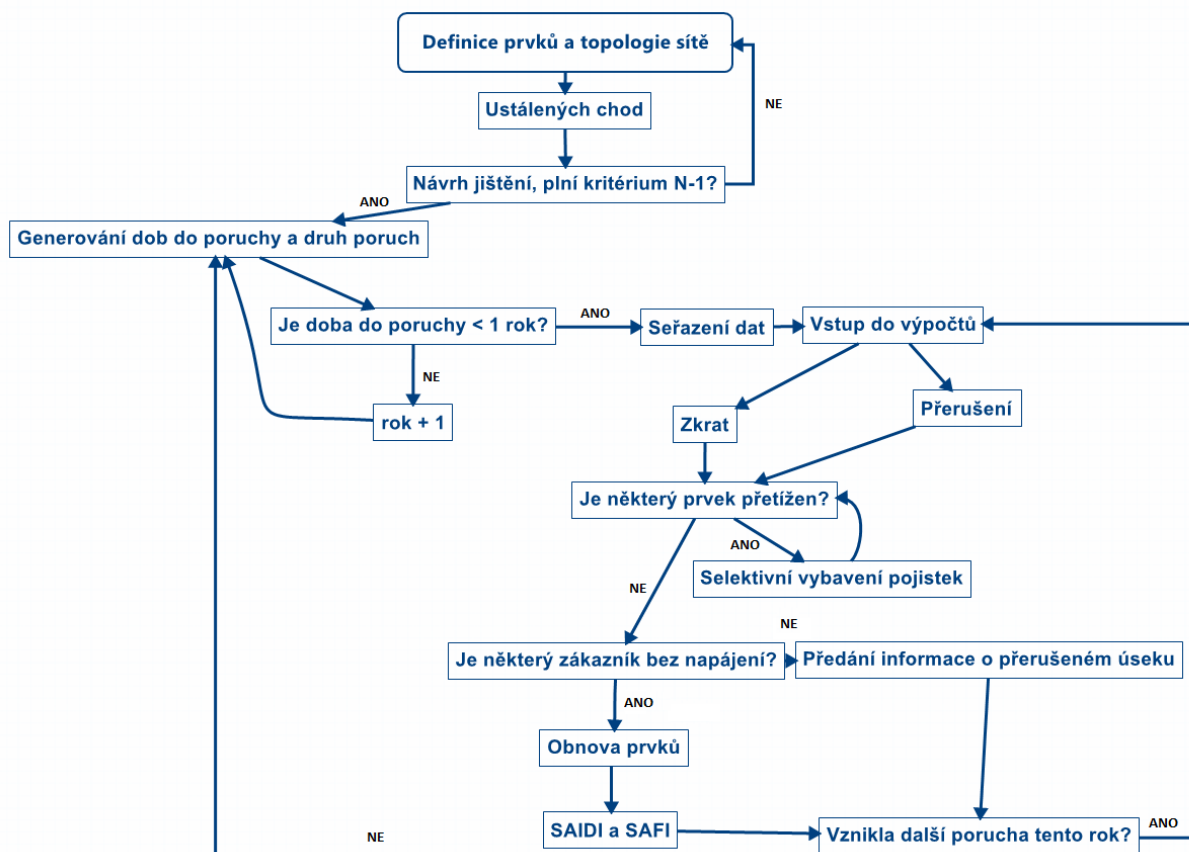
Kritéria popisující poruchu v síti jsou následující:

- Místo poruchy, které však nemusí být ihned známo.
- Velikost poklesu či výpadku napětí, které je možné měřit v odběrných uzlech.
- Doba poklesu či výpadku napětí, které je možné měřit v odběrných místech.
- Četnost poklesů/výpadků napětí v čase.

Podle tabulky klasifikace poklesu napětí, při poklesu napětí pod 5 % jmenovité hodnoty se již považuje tento stav za výpadek (viz [54]). Tato hranice je nastavena s ohledem na přesnost měření napětí přístrojovými transformátory napětí. Doba vzniku poruchy, respektive okamžité hodnoty napětí, proudu

a jejich fázový posun v nekonečně malém okamžiku před poruchou, nemají na napájecí zdroj z hlediska jeho funkčnosti žádný vliv. [53]

Metodika použitá při výpočtu ukazatelů SAIDI a SAIFI na modelu mřížové sítě se řídila následujícím logickým diagramem:



Obrázek 28: Logický diagram výpočtového programu

5.5.1 Zkušenosti s výpočtovým programem

Ač se zdá výpočtový diagram na **Obrázek 28** zřejmý, sestavování programu provázely komplikace, a to především pak se zvolenou *Newton – Raphsonovou* metodou nebo s prostředím *Matlab*, které jsou:

- Pokud je některý uzel bez napájení a do výpočtů vstupují uzlová napětí dříve vypočítaného ustáleného chodu sítě v bezporuchovém stavu, napětí v uzlu bez napájení se prakticky nezmění, nebo konvergují k nenulové hodnotě, která může být velmi vysoká. Během práce s programem byla zjištěna maximální hodnota napětí odpojeného uzlu na 60 % odhadu velikosti napětí.
 - Jako řešení se naskytlo použití napětí počátečního odhadu napětí uzlu (ne výsledná napětí z výpočtu ustáleného chodu sítě v bezporuchovém stavu). Pak napětí v uzlu zůstane beze změny na hodnotě odhadu. Stačí program nastavit tak, aby na tyto změny reagoval.
- Bylo třeba, aby si program informace o vypnutých úsecích předával. *Matlab* však „neumí“ dělit nulou. Ač se jedná o matematicky správně definovanou funkci, přináší tato „neschopnost“ jisté problémy. Výpočtový program byl nastaven tak, že vypnutá vedení byla identifikována velkou délkou, a tedy i impedancí. Do pomocných matic se ukládaly velmi malé hodnoty I a Y , které byly zaokrouhleny k nule. Tak byla zaručena správnost výpočtu, neboť pokud by byla hodnota nenulová, metoda by nemusela konvergovat.

- Program bylo vhodné nakonec tvořit jednoduchými funkcemi a smyčkami (*if*, *while*, *for*), protože některá dříve provedená zjednodušení nevedla k rychlému odhalení chyby. O to delší je potřebný čas k výpočtům.
- Bylo třeba zajistit selektivní vybavení pojistek. Na základě výpočtů bylo zjištěno, že může dojít k situaci, kdy jedním vedením napájeným ze dvou stran o více úsecích poteče z jedné strany proud vyšší než jmenovitý proud pojistky v rozváděči. Po jejím vybavení bude zbytek větve napájen pouze z jedné strany, avšak proud větví klesne, a tak nevybaví druhá pojistka jistící větve.
- Výpadek některého z úseků může vést k přetížení jiných prvků. Tato vlastnost byla programově ošetřena funkcí *rozpad.m*. Výpočty byly prováděny, dokud nebyl žádný prvek přetížen. Mohlo dojít k situaci, kdy se touto řetězovou reakcí ocitla celá modelová síť bez napětí. Program pak vracel nenulové hodnoty napětí pouze v bilančních uzlech. I tuto uživatelsky nepříjemnou vlastnost bylo nutno ošetřit, v opačném případě se totiž jednalo o nekonečnou smyčku.
- V potaz byly brány následující zjednodušené úvahy:
 - Jedná se o jednofázový model. Zkrat na libovolném úseku byl jednofázový a dokonalý ($Z = 0 \Omega$). Pak vybaví pojistky na obou koncích vedení.
 - Přerušeno bylo dokonalé ($Z \rightarrow \infty$).
 - Po zjištění, že některý zákazník je bez napětí, došlo k revizi celé a byly opraveny všechny poruchy. V případě zkratu (vybavení pojistek na obou koncích vedení) k revizi nedošlo.
 - Nebylo uvažováno pravděpodobnostní rozložení možnosti vzniku poruchy podél vedení ani v ročním čase.
 - Hodnoty intenzity poruch λ byly smyšleny. Výrobci běžně neudávají velikost intenzity poruch λ pro své výrobky, a proto by bylo třeba veličinu λ zjistit statisticky na základě zkušeností s provozem sítě, neboť intenzita poruch závisí na okolních podmínkách (vliv prostředí).
 - Nadřazená napájecí vn síť byla považována za bezporuchovou.
- Může nastat situace, kdy na jednom prvku či úseku vznikne více poruch v roce, pak byl pro generování nové doby do poruchy vybrán pouze tento prvek či úsek.

5.5.2 Výsledky ukazatelů SAIDI a SAIFI modelové sítě

Jako vybraná metoda určená pro výpočet globálních ukazatelů nepřetržitosti distribuce byla vybrána metoda Monte Carlo, respektive její nesequenční varianta. Simulovány byly různé varianty definic prvků sítě pro vybraný počet opakování (roků).

Algoritmus výpočtů se řídí dle **Obrázek 28**. Každý rok byly generované náhodné typy poruch a doba do poruchy daných úseků. Došlo k seřazení dat podle času vzniku poruchy a následné provedení výpočtů pro každý rok. Dá se tedy říci, že v rámci nesequenční metody byl použit i sequenční postup v každém vyhodnocovaném roce

Níže jsou uvedeny výsledky pro různý počet provedených simulací. Malý počet simulací vede k nesprávné interpretaci výsledků díky tzv. „zákonu malých čísel“, kdy lze očekávat častější výskyt extrémních hodnot lišících se od hodnot průměrných. Jak se počet simulací zvyšuje, hodnota ukazatelů se ustaluje kolem očekávané hodnoty (více později v **Tabulka 25**). Cílem je získat výsledky ukazatelů SAIDI a SAIFI a zjistit, jak se bude velikost ukazatelů měnit s různými parametry použitých prvků sítě:

Tabulka 21: Výsledky 1. varianty

	Pojistka gG 224 A			Pojistka gG 315 A		
	10000	1000	100	10000	1000	100
Počet cyklů [roků]	10000	1000	100	10000	1000	100
λ_V [poruch na 100 km/ rok]	40					
λ_{T1} [poruch za 10 let]	4					
λ_{T2} [poruch za 10 let]	6					
SAIFI	0,1401	0,1346	0,1133	0,1392	0,1457	0,0871
SAIDI	1,1323	1,2507	0,8289	1,0688	1,1931	0,7344
Roků s 1 poruchou	4394	441	36	4272	422	43
Roků se 2 poruchami	3712	369	31	3636	375	35
Roků se 3 poruchami	747	83	6	764	77	7
Roků s více poruchami	1747	167	25	1754	199	17
Počet zkratů	11831	1157	111	11658	1235	115
Počet přerušení	4835	503	51	4838	523	43
Počet rozpadů	494	68	0	428	72	0
Počet rozkladů	1106	126	8	1048	125	7

Po snížení intenzit poruch kabelu:

Tabulka 22: Výsledky 2. varianty

	Pojistka gG 224 A			Pojistka gG 315 A		
	10000	1000	100	10000	1000	100
Počet cyklů [roků]	10000	1000	100	10000	1000	100
λ_V [poruch na 100 km/ rok]	4					
λ_{T1} [poruch za 10 let]	4					
λ_{T2} [poruch za 10 let]	6					
SAIFI	0,1041	0,1015	0,1702	0,1119	0,1087	0,1333
SAIDI	0,8398	0,8213	1,3065	0,9037	0,8445	0,9548
Roků s 1 poruchou	4905	504	49	3439	482	45
Roků se 2 poruchami	3325	321	38	297	336	25
Roků se 3 poruchami	295	31	3	1251	31	2
Roků s více poruchami	1189	126	13	9440	129	7
Počet zkratů	9257	916	80	9440	946	67
Počet přerušení	3800	394	53	3876	381	36
Počet rozpadů	492	31	0	547	42	0
Počet rozkladů	970	99	17	998	106	9

Po usazení nového transformátoru T2:

Tabulka 23: Výsledky 3. varianty

	Pojistka gG 224 A			Pojistka gG 315 A		
	10000	1000	100	10000	1000	100
Počet cyklů [roků]						
λ_V [poruch na 100 km/ rok]	4					
λ_{T1} [poruch za 10 let]	4					
λ_{T2} [poruch za 10 let]	2					
SAIFI	0,0148	0,0115	0,0117	0,0143	0,0137	0,0108
SAIDI	0,1141	0,0802	0,1321	0,1164	0,1033	0,1176
Roků s 1 poruchou	3118	316	32	3158	319	30
Roků se 2 poruchami	655	52	9	673	61	5
Roků se 3 poruchami	33	2	0	22	2	0
Roků s více poruchami	68	4	1	84	6	1
Počet zkratů	3068	278	38	3148	307	26
Počet přerušení	1273	135	13	1285	126	14
Počet rozpadů	8	0	0	14	15	0
Počet rozkladů	124	9	1	114	10	1

Po zhoršení technického stavu transformátoru T2:

Tabulka 24: Výsledky 4. varianty

	Pojistka gG 224 A			Pojistka gG 315 A		
	10000	1000	100	10000	1000	100
Počet cyklů [roků]						
λ_V [poruch na 100 km/ rok]	4					
λ_{T1} [poruch za 10 let]	4					
λ_{T2} [poruch za 10 let]	8					
SAIFI	0,1755	0,1998	0,3275	0,1746	0,1629	0,2533
SAIDI	1,4002	1,6527	2,7115	1,3953	1,2428	1,9704
Roků s 1 poruchou	4878	494	40	4922	471	44
Roků se 2 poruchami	4690	471	56	4668	467	56
Roků se 3 poruchami	441	47	7	509	44	7
Roků s více poruchami	2440	252	36	2397	256	35
Počet zkratů	12702	1251	146	12775	1255	166
Počet přerušení	5359	581	74	5257	551	51
Počet rozpadů	877	28	14	931	103	0
Počet rozkladů	1688	196	31	1628	161	25

Ač se může zdát, že zvýšení jmenovitého proudu pojistky gG povede k vyšší spolehlivosti distribuce, má toto řešení nevýhodu v pozdějším odhalení poruchy. Odbočky typu T napájející slepou větev v síti lze v případě malého proudového zatížení jistit pojistkami o menších jmenovitých proudech. Použití pojistek slabé vazby v modelové síti má smysl pouze pro chránění odboček typu T, které zde nejsou.

Pro generování doby do poruchy u všech prvků sítě bylo použito generování náhodné veličiny t_{dp} z exponenciálního rozdělení:

$$t_{dp} = -\frac{1}{\lambda} \ln(1 - \beta).$$

Pro generování typu poruchy r bylo použito *Weibullova* rozdělení tak, aby byl pravděpodobnější vznik zkratu než přerušeni. Pro generování doby t náhodné doby délky poruchy bylo použito lognormální rozdělení [20]:

$$t = e^{k \cdot \sigma + m_i} = e^{k \cdot 0,4 + 2}, \quad 5-33$$

$$r = \beta \cdot e^{\frac{1}{\alpha} + h} = \beta \cdot e^{\frac{1}{1} + 0,2}, \quad 5-34$$

kde β bylo náhodně generované číslo z intervalu 0 až 1 s rovnoměrným rozdělením, α a h jsou parametry *Weibullova* rozdělení. Číslo r bylo následně zaokrouhloeno a vybrány byly hodnoty o velikosti 1 nebo 2. Číslo k bylo náhodně generované číslo s normovaným rozložením, σ je směrodatná odchylka a m_i je střední hodnota pro normované rozložení doby do opravy poruchy v jednotce [hod]. Výpočty se řídí algoritmem dle **Obrázek 28**. V roce se mohlo vyskytnout více poruch, pak byl dodržen jejich časový sled.

Výpočet ukazatelů *SAIFI* a *SAIDI* pak probíhal následovně:

- Po každém zjištění beznapěťového stavu u některého zákazníka bylo provedeno vypočtení ukazatele *SAIFI_r*, (před zahájením každého simulovaného roku se ukazatelé vynulovaly):

$$SAIFI_r = SAIFI_r + \frac{\text{počet zákazníku bez napětí}}{\text{počet zákazníků v síti}}. \quad 5-35$$

- Pak lze ze vztahů (2-71. a 2-73.) odvodit, s náhodně generovanou hodnotou doby délky trvání přerušeni t , vztah pro výpočet *SAIDI_r*, (ukazatelé se pak sčítaly v každém roce):

$$SAIDI_r = SAIDI_r + \frac{\text{počet zákazníku bez napětí}}{\text{počet zákazníků v síti}} \cdot t. \quad 5-36$$

- Výsledné roční hodnoty *SAIFI_r* a *SAIDI_r* se sčítaly přes všechny simulované roky a byly zprůměrovány počtem simulací:

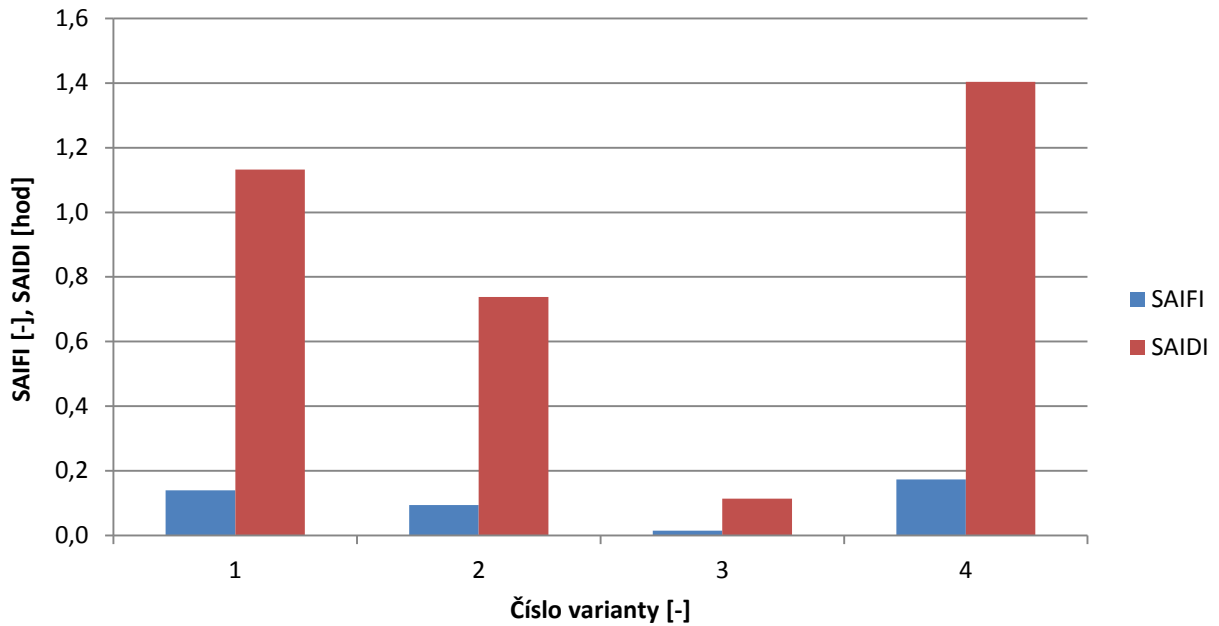
$$SAIFI = \frac{\sum_{r=1}^{\text{počet simulací}} SAIFI_r}{\text{počet simulací}}, \quad 5-37$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{r=1}^{\text{počet simulací}} SAIDI_r}{\text{počet simulací}}. \quad 5-38.$$

Z výsledků počítaných variant vyplývá:

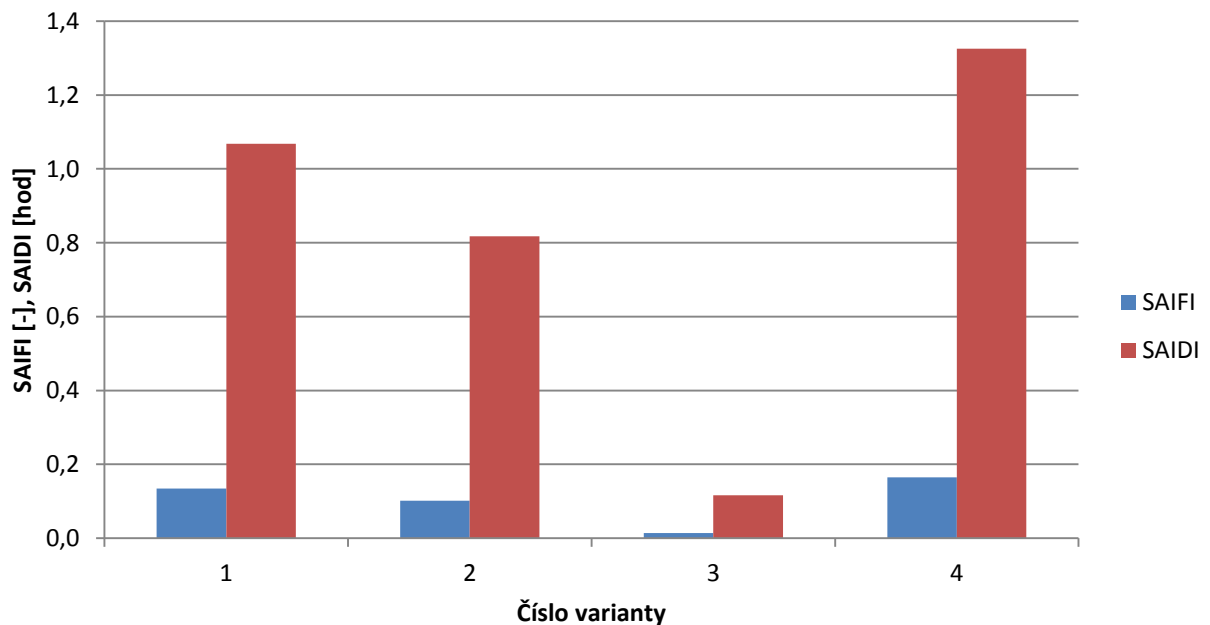
- Použití pojistek s nižší jmenovitou hodnotou proudunevede k výraznému zvýšení hodnot *SAIDI* a *SAIFI*, avšak častěji se stává, že vybaví více pojistek (číslo *rozpad* ve výše uvedených tabulkách).
- Porovnáním 1., 2., 3. a 4. varianty lze předpokládat, že větší vliv na velikost ukazatelů distribuce má v modelové síti kvalita použitých distribučních transformátorů, menší vliv pak intenzita poruch použitého vedení v závislosti, samozřejmě, na tak malých délkách vedení jako na modelu.
- Nejmenších hodnot ukazatelů *SAIDI* a *SAIFI* se dosáhne použitím kvalitních prvků o malých intenzitách poruch ve variantě č. 3.
- Pakliže nejvyšší investiční náklady na výstavbu kabelové mřížové sítě představují patrně náklady na provedení výkopů a zpracování dokumentace, je výhodnější použít kvalitnější kabeláže, aby náklady na případné opravy kabeláže byly v budoucnu co nejmenší.
- Použití pojistek o vyšší jmenovité hodnotě zajistí nižší počet rozpadů (jev, jehož následkem je přetížení jiného vedení) a také zajistí menší počet úplného rozkladů sítě (stav, kdy jsou všichni zákazníci v síti bez napětí).

Ukazatelé SAIFI a SAIDI za 1 rok pro všechny varianty a s pojistkami gG 224 A



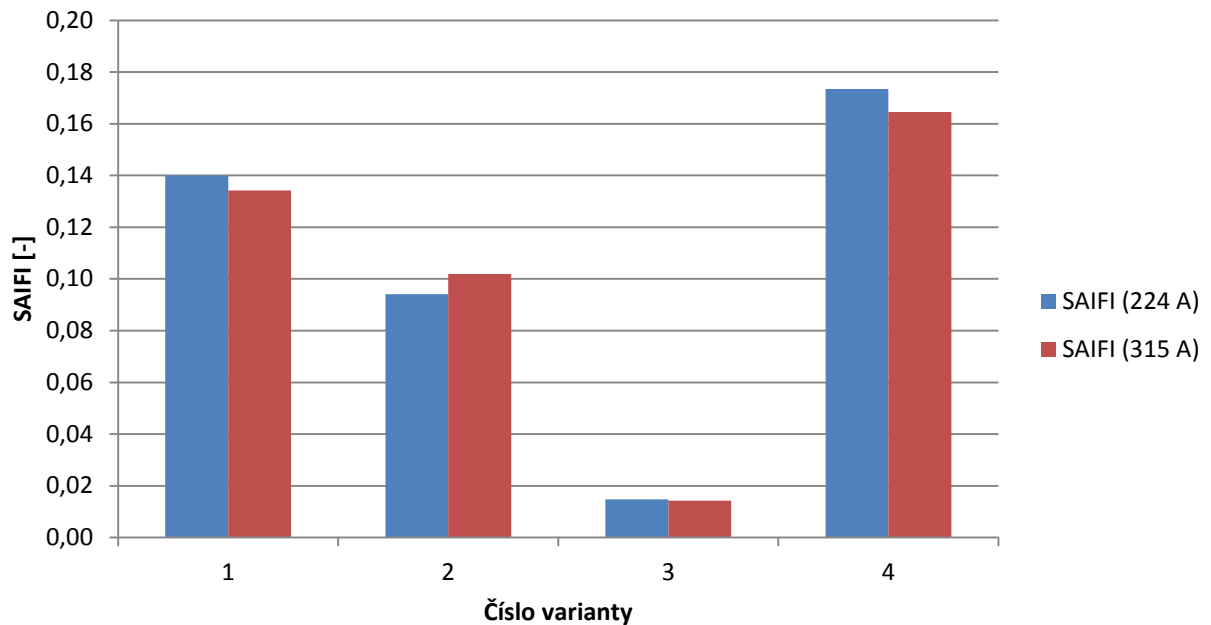
Obrázek 29: Grafické výsledky výpočtů (1)

Ukazatelé SAIFI a SAIDI za 1 rok pro všechny varianty s pojistkami gG 315 A



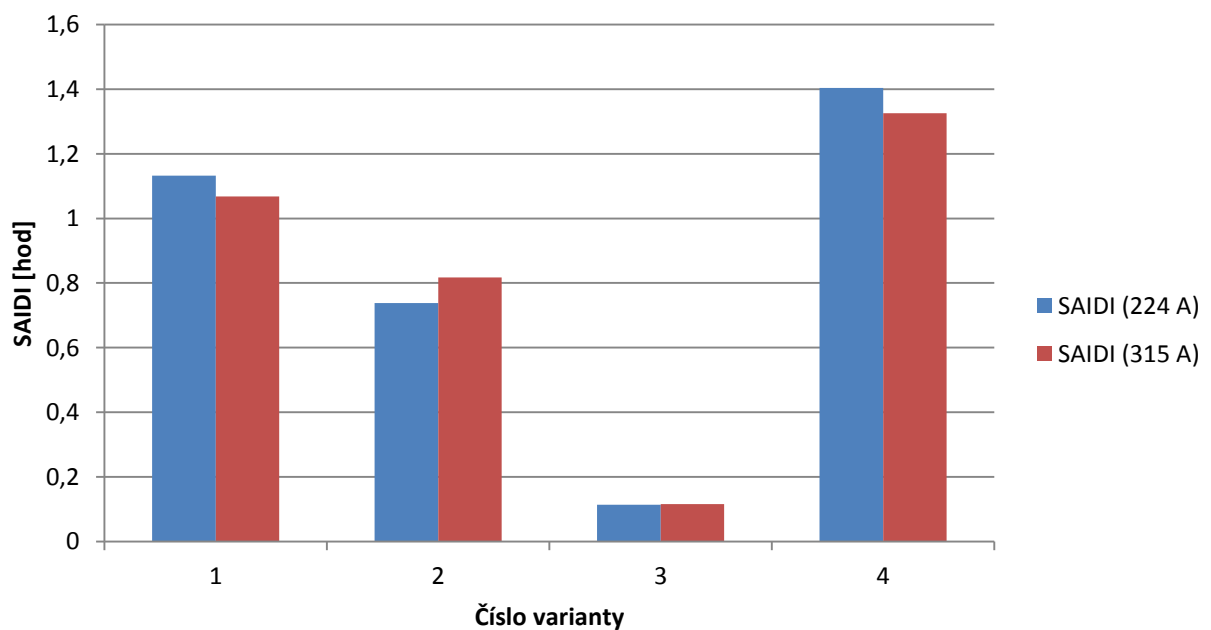
Obrázek 30: Grafické výsledky výpočtů (2)

Porovnání ročních hodnot SAIFI všech variant v závislosti na použité pojistce gG



Obrázek 31: Grafické výsledky výpočtů (3)

Porovnání ročních hodnot SAIDI všech variant v závislosti na použité pojistce gG



Obrázek 32: Grafické výsledky výpočtů (4)

Pro podrobnější výpočet byla vybrána varianta č. 2 s pojistkami 315 A o 20 · 10 000 opakováních:

Tabulka 25: Podrobnější výpočet ukazatelů 2. varianty

krok	SAIFI	SAIDI	\overline{SAIFI} [-]	s_{SAIFI} [-]	\overline{SAIDI} [hod]	s_{SAIDI} [hod]
1	0,0942	0,7837	0,100	±0,004	0,81	±0,03
2	0,1004	0,8041				
3	0,0952	0,7846				
4	0,0960	0,7953				
5	0,0991	0,7959				
6	0,1001	0,8175				
7	0,1014	0,8184				
8	0,1032	0,8256				
9	0,0978	0,7984				
10	0,0966	0,7906				
11	0,1066	0,8812				
12	0,1016	0,8162				
13	0,0991	0,7911				
14	0,1083	0,8633				
15	0,1033	0,8289				
16	0,0974	0,7965				
17	0,0982	0,7987				
18	0,1054	0,8511				
19	0,0976	0,7959				
20	0,1009	0,8121				

Symbol s označuje směrodatnou odchylku. Pro přesné doplnění je dobré připomenout, že ukazatel SAIDI je vyjádřen v hodinách, což po převodu do šedesátkové soustavy představuje 48 minut. Jelikož je známo, kolik zákazníků je připojeno v síti (12), lze konstatovat, že za 10 let průměrně všech 12 zákazníků zaznamená 1 případ přerušení dodávky elektrické energie.

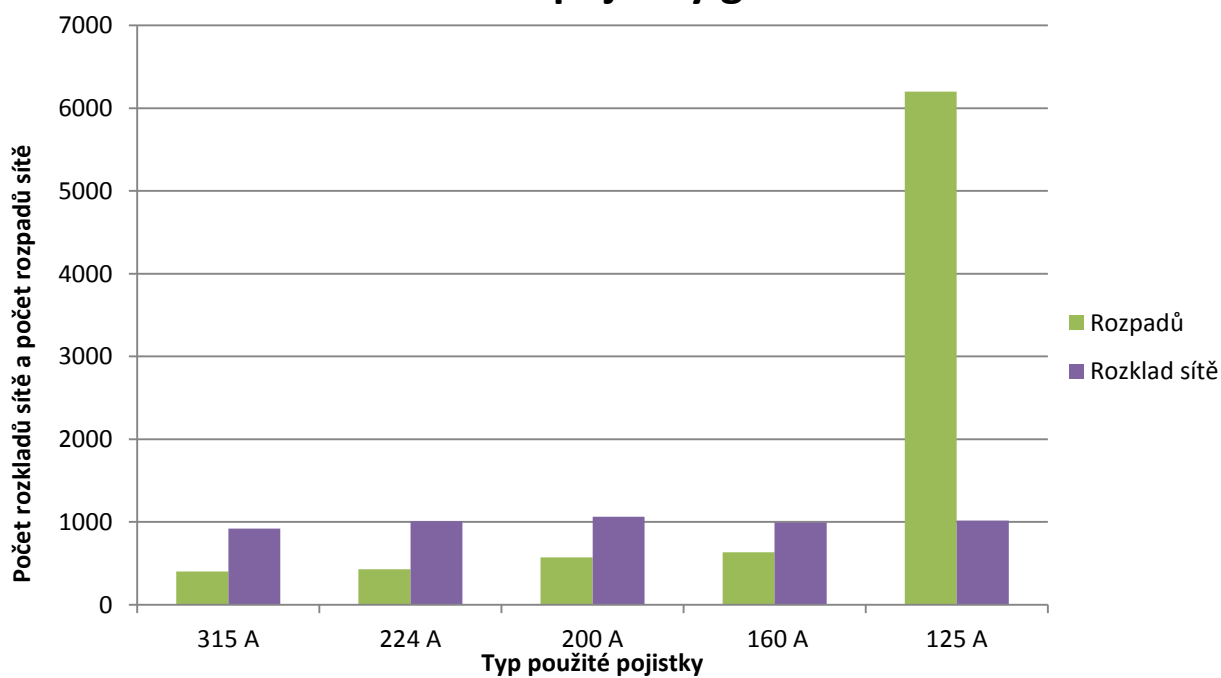
Nakonec byla vyšetřena varianta č. 2 pro různé druhy pojistek gG ještě jednou. Výsledky analýzy jsou pro 10 000 opakování takové:

- Jmenovitý proud pojistky z řady 315 A až 160 A měl malý vliv na změnu ukazatelů SAIDI a SAIFI. S nižší použitou pojistkou hodnoty obou ukazatelů nepatrně rostly. Zvedal se mírně počet rozpadů s použitím proudově méně zatížitelných pojistek. Ale zároveň nerostl počet rozkladů sítě (definice viz výše).
- Síť má tendenci s klesající jmenovitou hodnotou pojistek přednostně „vypínat“ vedení napájející největšími odběry. V modelové síti je to uzel č. 3. Počet beznapěťových stavů v uzlech s velkým doběrem roste s nižším jmenovitým proudem pojistky. Demonstrativně byly pro ukázkou vybrány hodnoty beznapěťových stavů uzlů 3 a 4 (Tabulka 26).
- Protože významnější roli na výsledcích v modelové mříži má vliv intenzita poruch na transformátorech, jsou výsledky ukazatelů SAIDI a SAIFI pojistek gG 315 A až 160 A téměř rovnocenné (Obrázek 34, Obrázek 35). To znamená, že úplný rozklad sítě většinou nastal, pokud došlo k poruchám na obou napájecích transformátorech, na což, zcela logicky, nemá vliv na typ použité pojistky.
- Použití pojistek gG 125 A nebo nižších je nevhodné.

Tabulka 26: Výsledky ukazatelů a počet rozpadů v závislosti na použité pojistce gG

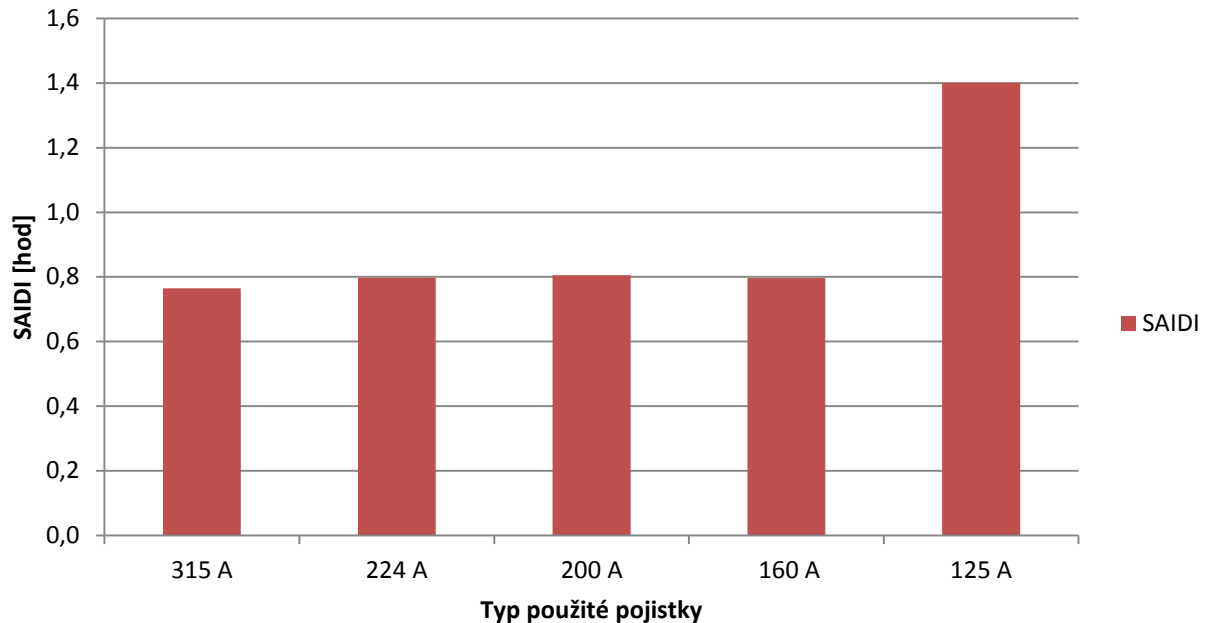
Pojistka gG	315 A	224 A	200 A	160 A	125 A
SAIFI [-]	0,0959	0,1045	0,1012	0,1002	0,1755
SAIDI [hod]	0,7746	0,8071	0,8049	0,8016	1,4002
Rozpadů [-]	402	430	571	635	6202
Počet stavů, kdy je uzel 3 bez napětí [-]	947	1042	1103	1032	1871
Počet stavů, kdy je uzel 4 bez napětí [-]	945	1043	1076	996	1150
Rozkladů [-]	921	1008	1062	995	1019

Výsledky počtů rozpadů a rozkladů v roce pro různé pojistky gG



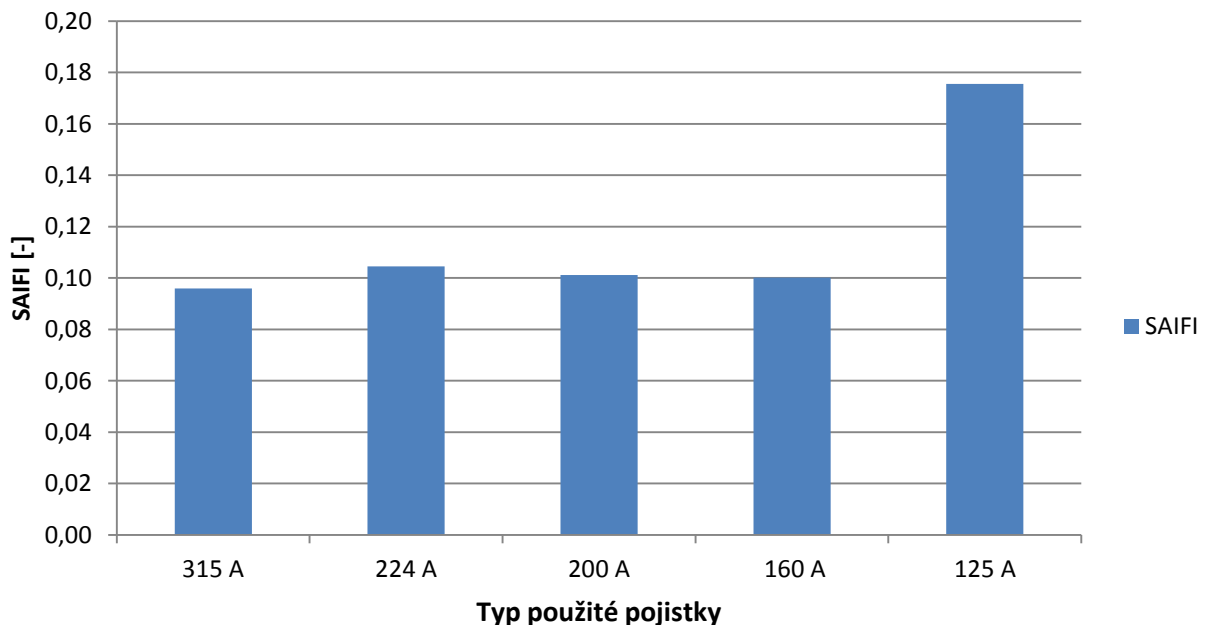
Obrázek 33: Výsledky analýzy varianty č. 2 pro různé pojistky gG (1)

Ukazatelé SAIDI v roce v závislosti na použité pojistce gG



Obrázek 34: Výsledky analýzy varianty č. 2 pro různé pojistky gG (2)

Ukazatelé SAIFI v roce v závislosti na použité pojistce gG



Obrázek 35: Výsledky analýzy varianty č. 2 pro různé pojistky gG (3)

5.6 Rozpadové oblasti mřížové sítě a citlivost zákazníka na výpadek

Navržení rozpadových oblastí v polomřížové síti je zřejmou záležitostí. V mřížových sítích je de facto elementární rozpadovou oblastí každá jištěná oblast mezi uzly s pojistkovými odpínači, která se libovolně

mění v závislosti na vzniklých poruchách. Při výpočtech bylo zjištěno, že použití nižší pojistkové řady nevede k výraznému zvýšení ukazatelů *SAIDI* a *SAIFI*. Je možné se domnívat, že ne vždy vybavily obě pojistky jisticí totéž vedení, a tak se síť rozpadla náhodně podle místa vzniku poruchy. Proč tomu tak může být, bylo uvedeno v kapitole 5. 5. 1. Vzhledem k tomu, že síť se 2 napájecími transformátory je labilní, bylo by třeba tento předpoklad ověřit na rozlehlejší síti napájené více transformátory. Rozpadnout organizovaně mřížovou síť nn by bylo vzhledem k náhodnosti jevů krajně obtížné, ne-li nemožné. V síti se nachází jednofázové nebo trojfázové odběry, které mění proudové rozložení ve větvích každé z fází, to by znamenalo vyšetřit chování každé z fází zvlášť, čímž se zadání značně komplikuje. Výstupem následujícího kroku je zjištění, kolikrát se ocitne dané odběrné místo bez napájení.

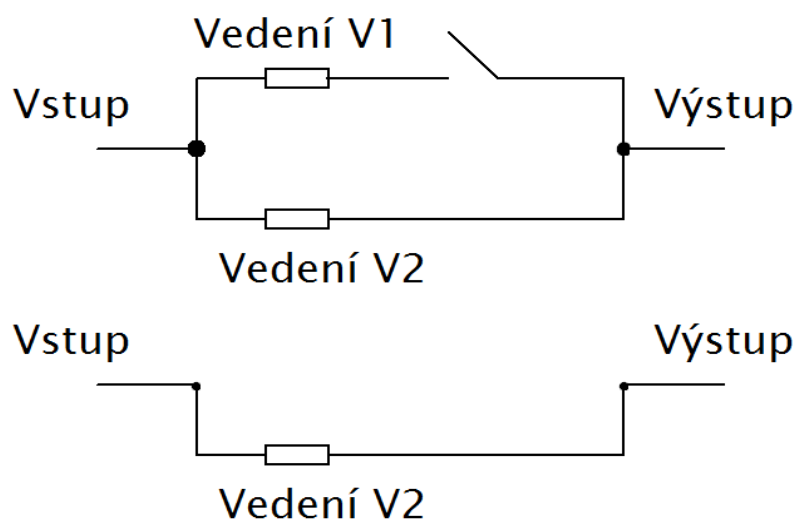
V práci byla opět zvolena nesequenční metoda Monte Carlo.

5.6.1 Citlivostní analýza sítě

Korektnější úvaha by vzala v potaz i nadřazenou síť vn. Ta bude v tomto případě považována za bezporuchovou. V mřížových sítích by se však mohlo jednat o značně složitě schéma, jehož úprava by byla ještě složitější. [20]

V síti jsou použity transformátory se stejnými hodnotami intenzit výpadků a vodiče, jejichž intenzita výpadků na délku 100 km za rok je stejná. Proto se bude dále vycházet, že elektrické schéma je ekvivalentní tomu spolehlivostnímu. Vychází se stále z varianty č. 2 s použitými pojistkami 315 A (viz **Tabulka 24**). Aby byla problematika více osvětlena [20]:

- V případě dvou paralelních vedení, kdy je jedno vypnuto a je slabšího průřezu než druhé paralelní vedení a přitom druhým vedením teče jmenovitý proud vyšší, než je jmenovitý proud prvního vedení, nelze v případě výpadku druhého vedení zapnout první vedení, neboť by došlo k jeho poškození tekoucím proudem.
- V tom případě nelze do spolehlivostního schématu zakreslit dva paralelně spojené prvky. Problematika je vyobrazena na **Obrázek 36**. Elektrické schéma je jako první odshora, spolehlivostní schéma se nachází pod elektrickým schématem.



Obrázek 36: Elektrické a spolehlivostní schéma

Postup je totožný s postupem výpočtů ukazatelů *SAIDI* a *SAFI*, tentokrát program bude navíc zjišťovat, které uzly se ocitly N -krát ve stavu bez napětí s $10 \cdot 10\,000$ opakováními, následně bude vycíslen průměr počtů výpadků každého z uzlů a směrodatná odchylka s_N výpadků. Na základě zjištěných dat budou provedeny návrhy na zajištění vyšší spolehlivosti dodávky. Již předem bylo zjištěno, že zvýšení

jmenovitého proudu gG pojistek vede ke stabilnější spolehlivosti dodávky uzlům s větším odběrem. Použití pojistek gG 315 A lze z tohoto hlediska určitě doporučit.

Z výsledků uvedených v **Tabulka 27** a dalších vyplývá:

- Uzly spojené vícero větvemi s jinými uzly vykazují nižší pravděpodobnosti výpadků. Jako příklad slouží porovnání výsledků uzlů 3, 4, 5, 7 vůči uzlům 6, 13, 14, 10, 8, 9, 11 a 12.
- Nejnižší četnosti výpadků dosáhly uzly č. 3 a 4, kde je dislokována škola a poliklinika. Pravděpodobnost P , že v uzlu č. 4 nenastane v roce beznapěťový stav, je rovna (**Tabulka 27**):

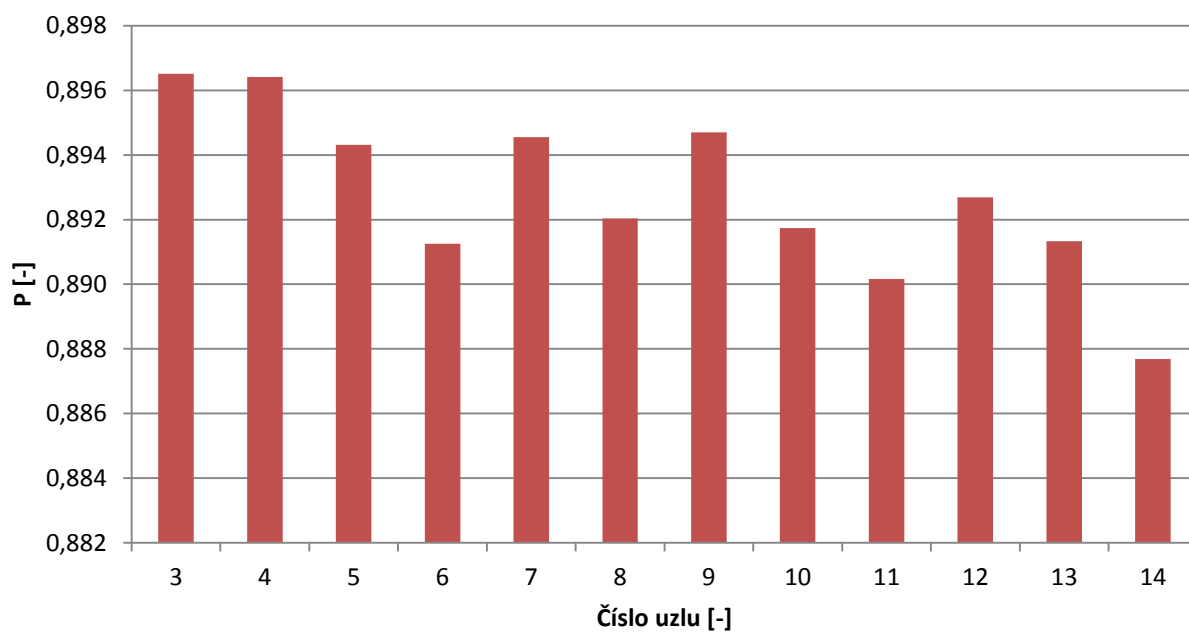
$$P_{i=4} (1 \text{ rok}) = 1 - \frac{\bar{N}_4}{10\,000} = 1 - \frac{1036}{10\,000} \approx 0,897. \quad 5-39$$

- Pro zajištění vyšší spolehlivosti je vhodné modelovou síť více zauzlovat, propojit vícero vedeními. Vznikne tak více možných cest mezi napáječi a odběry.
- Na základě těchto poznatků jsou níže předložena možná doporučení při přepracování návrhu modelové mřížové sítě:
 - V uzlech, kde se nacházejí zákazníci citlivější na výpadek, je vhodné tento uzel spojit vedeními s větším počtem sousedních uzlů, aby se odebíraný proud rozdělil do většího počtu vedení, sníží se tak riziko, že vlivem nadproudu vybaví pojistka jistící přívodní větev do podniku. Nutné je zajištění selektivity jištění a kontrola průřezu vodiče na tepelné a silové účinky zkratového proudu. Zvýší-li se velikost odběru konkrétního uzlu, může být vhodné instalovat do rozváděčů pojistky gG o vyšším jmenovitém proudu.
 - Po provedení úprav je nutné předložené návrhy analyzovat, zda povedou k napravení stavu.
 - Výše počtu beznapěťových stavů nemusí nutně záviset na vzdálenosti daného uzlu od nejbližšího napájecího transformátoru (**Obrázek 37, Tabulka 27**).
 - Zákazníci II. kategorie dodávky se mohou s provozovatelem DS dohodnout na úpravách vedoucích ke zlepšení spolehlivosti distribuce. Jako řešení se může jevit instalace většího počtu napájecích transformátorů, zdvojení vedení, volba kvalitních vedení i transformátorů o nízkých hodnotách intenzit výpadků.
 - Zákazníci I. kategorie mají pro případ nouze k výrobě elektrické energie v pohotovosti připravený dieselový agregát pohánějící alternátor. Garantovat 100 % spolehlivost dodávky energie není technicky možné.
 - Rozpadové oblasti se navrhují tak, aby bylo možné rychleji odhalit poruchu v síti a aby tato porucha neovlivnila nepříznivě chod zbytku sítě. V klasických mřížových sítích se umísťují pojistky gG na oba konce vedení mezi dvěma uzly, tím je navrženo (teoreticky) nekonečné množství rozpadových oblastí, které se podle konkrétních podmínek mohou rozšířit na větší oblast. V případě citlivých zákazníků je vhodné přivést do uzlu větší počet vedení, která budou jištěna stejnými pojistkami, jako jsou ve všech rozváděčích zbytku sítě. [65]

Tabulka 27: Citlivostní analýza sítě

$Z_i \backslash$ Pokus	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	$\bar{N}_i [-]$	$s_N [-]$
3	1071	997	1019	1109	956	1097	1023	998	995	1084	1035	± 49
4	1070	997	1009	1112	958	1099	1019	1001	990	1104	1036	± 52
5	1092	1012	1035	1153	971	1121	1037	1016	1016	1116	1057	± 56
6	1113	1052	1085	1167	1019	1143	1061	1044	1042	1149	1088	± 49
7	1092	1012	1035	1129	972	1119	1038	1015	1015	1118	1055	± 52
8	1121	1036	1065	1152	996	1143	1058	1047	1040	1139	1080	± 52
9	1090	1017	1036	1130	976	1116	1036	1017	1009	1103	1053	± 52
10	1120	1045	1062	1153	1001	1147	1068	1042	1043	1145	1083	± 50
11	1143	1049	1068	1174	1017	1163	1088	1062	1058	1162	1098	± 51
12	1103	1031	1046	1143	991	1143	1053	1035	1036	1150	1073	± 54
13	1112	1052	1084	1166	1018	1144	1061	1044	1039	1147	1087	± 50
14	1150	1081	1127	1204	1047	1185	1094	1075	1077	1191	1123	± 53

Pravděpodobnost , že odběrný uzel sítě v roce nebude ve stavu bez napájení



Obrázek 37: Pravděpodobnost vzniku beznapěťového stavu uzlů v síti v roce

6 ZÁVĚR

Cílem diplomové práce bylo:

- Pojednat o problematice kontinuity dodávky elektrické energie.
- Popsat mřížové sítě, mřížové sítě v ČR a v zahraničí.
- Návrh rozpadových oblastí s ohledem na citlivost zákazníka na výpadek
- Návrh metody určení *SAIDI* a *SAIFI* v mřížové síti.

6.1 Problematika kontinuity dodávky elektrické energie

Práce popsala zkráceně vývoj výstavby elektrizační soustavy a hlouběji se věnovala rozboru a použití ukazatelů popisující spolehlivost distribuční soustavy a distribuce jako takové. V první části bylo třeba zmínit, jakými veličinami se popisují dílčí vlastnosti prvků a jak je lze stanovit. V druhé části se práce věnovala vývoji regulace spolehlivosti distribuce v ČR a v zahraničí. Dále bylo uvedeno, jaké otázky byly ohledně globálních ukazatelů spolehlivosti distribuce *SAIDI* a *SAIFI* v nedávné době řešeny v zahraničí. Nakonec bylo provedeno stručné zhodnocení kvality kontinuity distribuce v ČR ze zprávy ERÚ za rok 2013. Definování některých metod a ukazatelů bylo potřebné pro další výpočty v kapitole 5.

6.2 Popis mřížových sítí, mřížové sítě v ČR a zahraničí

Během psaní diplomové práce se ukázalo býti neuskutečnitelné získání relevantních údajů o některé mřížové síti nn. Po konzultaci na brněnském dispečinku společnosti E. ON Distribuce bylo taktně naznačeno, že se jedná o interní citlivá data o zákaznících, a proto data nemohou být poskytnuta. Anglická společnost UK Power Networks odmítla možnost konání exkurze do její mřížové sítě nn. Mřížové sítě se však nemusí jako mřížové provozovat, a tak se práce zaměřila na problematiku provozu distribuční soustavy jako takové, neboť i pod tuto problematiku spadá provoz mřížových sítí. Mřížovým sítím se věnovaly mj. kapitoly 3 a 4. Na základě zjištěných údajů byl proveden návrh modelu malé mřížové sítě, která vstoupila do návrhu výpočtů v kapitole 5.

6.3 Návrh rozpadových oblastí s ohledem na citlivost zákazníka na výpadek

V polomřížových sítích se vyhledá místo slabě vazby, kterým protéká velmi malý proud, a umístí se zde proudově poddimenzovaná pojistka oproti pojistkám chránící vedení. V klasických mřížových sítích se pojistky slabě vazby neumísťují. Jak zmiňuje v literatuře [65] Pavlovský, pojistky se umísťují na oba konce vedení a vždy o stejných parametrech, aby byla zajištěna jejich selektivita. Každý jistěný úsek pak představuje elementární rozpadovou oblast. Ta se rozšiřuje podle toho, jak rychle a spolehlivě reagují pojistky chránící oba konce vedení. Aby bylo možné zajistit navržení rozpadových oblastí, je nutné použít pojistky o různých jmenovitých proudech. Zkušenosti s provozem však ukázaly, že je to krok špatným směrem vzhledem k náhodným jevům v nn síti. [65]

Práce si tedy vytyčila cíl zjistit na modelu mřížové sítě, o jak moc se změní počet vybavených pojistek při poruše v závislosti na jejich jmenovitém proudu. Zjištění z výpočtů je takové, že nižší pojistková řada (v mezích 315 A a ž 160 A) sice nezpůsobila výrazné zvýšení ukazatele *SAIFI*, ale vede k tomu, že vlivem vybavení pojistek určitého vedení častěji dochází k případu, kdy vybaví pojistka na jiném neporušeném vedení. Zde je nutno dodat, že síť o dvou napájecích transformátorech je labilní, proto by bylo třeba ověřit tento závěr na modelu s vyšším počtem napájecích transformátorů, neboť ty měly významný vliv na hodnoty ukazatele *SAIFI*. Pokud by se potrdilo, že i v takovém případě nedojde ke zvýšení hodnot

ukazatelů *SAIFI*, pak není v mřížové síti nn potřeba podnikat žádná další opatření s ohledem na návrh rozpadových oblastí.

Na modelu malé sítě byla provedena citlivostní analýza zákazníků – pravděpodobnost, že v roce daný uzel nebude bez napětí. Na základě výpočtů lze provádět úpravy v topologii sítě, aby se tato pravděpodobnost zvýšila. Předně se jedná o zvyšování dílčích spolehlivostí použitých prvků v síti, ale také o vhodně řešenou topologii sítě. Tu lze měnit např. zdvojováním vedení, větším počtem propojení mezi uzly atd.

Podle provedených simulací pro variantu č. 2 a různé typy pojistek (**Obrázek 34** a **Obrázek 35**). Lze vyvodit fakt, že s použitím pojistek o nižším jmenovitém proudu vede ke snížení spolehlivosti distribuce, a tedy zvýšení ukazatelů *SAIFI* a *SAIDI*. Z hlediska selektivity by tedy bylo možné použít dvojici pojistek gG 315 A a gG 160 A. Z výsledků ale vyplývá, že při použití pojistek gG 160 A v síti nemá významný vliv na výsledky ukazatelů *SAIFI* a *SAIDI*. Navržení rozpadových oblastí vymezujících oblast mezi pojistkou slabé vazby a transformátorem je v klasických mřížových sítích po těchto úvahách kontraproduktivní. Instalace směrových relé v rozlehlých sítích by bylo neefektivní a nákladné. Vypnutí jednoho prvku sítě způsobí přerozdělení proudů ve vedeních mřížové sítě. Pojistka slabé vazby či směrové relé v určitém úseku může vybavit, to však neznamená, že vybaví všechny pojistky slabé vazby či směrová relé vymezující rozpadovou oblast. Pokud by tomu tak skutečně bylo, síť by nemusela plnit kritérium N-1 a tento fakt zřejmě povede ke zvýšení *SAIFI* a *SAIDI*, neboť se vymezená rozpadová oblast může ocitnout, po vybavení pojistek na transformátoru, bez napájení, ale důvodem ke stavbě mřížových sítí je přeci vyšší spolehlivost dodávky. V různých fázích může téct proud různě veliký a různými směry. Vyhodnocování stavu sítě na základě směru proudů je nesprávné, vzhledem k náhodnosti jevů a nesymetrických odběrů v síti. Klasická mřížová síť je velmi složitý systém.

6.4 Návrh metody určení *SAIDI* a *SAIFI* v mřížové síti

Veškeré dříve nabyté poznatky byly použity při návrhu metody výpočtu ukazatelů *SAIDI* a *SAIFI*. Výstupy byly zpracovány tabulkově i graficky. Z výsledků vyplývá, že v modelové síti na výsledné hodnoty *SAIDI* a *SAIFI* mají významnou roli napájecí transformátory. Nevýhody použité metody při výpočtu skýtá matematický aparát *Newton-Raphsonovy* iterační metody, složitost programu a předpoklad, že nadřazená vn síť je bezporuchová. Pro zlepšení algoritmu výpočtu by bylo třeba zpracovat výše uvedené poznatky a vyvinout nový program.

Byla použita simulační metoda Monte Carlo, respektive její nesequenční varianta. Veličiny vstupující do generátorů náhodných čísel byly smyšleny. Nevýhodou nesequenční varianty metody Monte Carlo je, že celý systém je vyhodnocován nezávisle na událostech, které se v něm v minulosti objevily, a tedy veškerá přerušení, která nemusela být odhalena, se v dalším kroku výpočtů opravila. Sekvenční metoda však naskýtá značnou komplikaci – jak vhodně synchronizovat časově generované doby do poruchy na všech prvcích.

7 PŘÍLOHY

7.1 Příloha A: Zdrojový kód Newton – Raphsonovy metody

```
function [iteraci,napeti,uhly]=ustalenyhod(v0,v1,v2,v3,v4)

pbu=v0; % pocet bilancnich uzlu
U=v1; % matice vychozich napeti
d=v2; % matice vychozich uhlu napeti
Y=v3; % admitancni matice site
S=v4; % vykonova matice uzlu

P=zeros(size(U,1),size(U,2));
Q=zeros(size(U,1),size(U,2));
diference_vykonu=zeros((2*size(U,1)-2*pbu),1);
pocet_iteraci=0;

for i=(pbu+1):size(U,1)
    for k=1:size(U,1)
        P(i,1)=P(i,1)+abs(U(i,1))*abs(U(k,1))*abs(Y(i,k))*cos(d(i,1)-d(k,1)-
angle(Y(i,k)));
        Q(i,1)=Q(i,1)+abs(U(i,1))*abs(U(k,1))*abs(Y(i,k))*sin(d(i,1)-d(k,1)-
angle(Y(i,k)));
    end
end

o=1;
for i=1:(2*size(U,1)-2*pbu)
    if i<=(size(U,1)-pbu)
        diference_vykonu(i,1)=real(S(i+pbu,1))-P(i+pbu,1);
    else
        diference_vykonu(i,1)=imag(S(pbu+o,1))-Q(pbu+o,1);
        o=o+1;
    end
end

x=input('Zadejte presnost iteracniho procesu: ');
suma=0;
Vychozi_napeti=U;

while max(abs(diference_vykonu))>=x % iteracni proces

J1=zeros(size(U,1)-pbu,size(U,1)-pbu);
for m=1:size(J1,1)
    for n=1:size(J1,1)
        if m==n
            for i=m+pbu
                for k=1:size(U,1)
                    if k==i
                        J1(m,n)=2*abs(U(i,1))*abs(Y(i,k))*cos(angle(Y(i,k)));
                    else
                        suma=suma+abs(U(k,1))*abs(Y(i,k))*cos(d(i,1)-d(k,1)-
angle(Y(i,k)));
                    end
                end
            end
            J1(m,n)=J1(m,n)+suma;
        else
            J1(m,n)=abs(U(m+pbu,1))*abs(Y(m+pbu,n+pbu))*cos(d(m+pbu,1)-
d(n+pbu,1)-angle(Y(m+pbu,n+pbu)));
        end
    end
end
```

```

        end
        suma=0;
    end
end
suma=0;

J2=zeros(size(U,1)-pbu,size(U,1)-pbu);
for m=1:size(J2,1)
    for n=1:size(J2,1)
        if m==n
            for i=m+pbu
                for k=1:size(U,1)
                    if i==k
                        continue
                    else
                        suma=suma+abs(U(i,1))*abs(U(k,1))*abs(Y(i,k))*
                        sin(d(i,1)-d(k,1)-angle(Y(i,k)));
                    end
                end
                J2(m,n)--suma;
            end
        else
            J2(m,n)=abs(U(m+pbu,1))*abs(U(n+pbu,1))*abs(Y(m+pbu,n+pbu))*sin(d(
            m+pbu,1)-d(n+pbu,1)-angle(Y(m+pbu,n+pbu)));
        end
        suma=0;
    end
end
suma=0;

J3=zeros(size(U,1)-pbu,size(U,1)-pbu);

for m=1:size(J3,1)
    for n=1:size(J3,1)
        if m==n
            for i=m+pbu
                for k=1:size(U,1)
                    if k==i
                        J3(m,n)=-2*abs(U(i,1))*abs(Y(i,k))*sin(angle(Y(i,k)));
                    else
                        suma=suma+abs(U(k,1))*abs(Y(i,k))*sin(d(i,1)-d(k,1)-
angle(Y(i,k)));
                    end
                end
                J3(m,n)=J3(m,n)+suma;
            end
        else
            J3(m,n)=abs(U(m+pbu,1))*abs(Y(m+pbu,n+pbu))*sin(d(m+pbu,1)-
d(n+pbu,1)-angle(Y(m+pbu,n+pbu)));
        end
        suma=0;
    end
end
suma=0;

J4=zeros(size(U,1)-pbu,size(U,1)-pbu);
for m=1:size(J4,1)
    for n=1:size(J4,1)
        if m==n
            for i=m+pbu
                for k=1:size(U,1)

```



```

        if i==k
            continue
        else
            suma=suma+abs(U(i,1))*abs(U(k,1))*abs(Y(i,k))*cos(d(i,1)-
d(k,1)-angle(Y(i,k)));
        end
    end
    J4(m,n)=suma;
end
else
    J4(m,n)=-
1*abs(U(m+pbu,1))*abs(U(n+pbu,1))*abs(Y(m+pbu,n+pbu))*cos(d(m+pbu,1)-
d(n+pbu,1)-angle(Y(m+pbu,n+pbu)));
    end
    suma=0;
end
end
suma=0;

Jacobi=[J1 J2;J3 J4];
Vysledek=Jacobi\diference_vykonu;

for i=(pbu+1):size(U,1)
    U(i,1)=abs(U(i,1))+Vysledek(i-pbu,1);
end

for i=(pbu+1):size(U,1)
    d(i,1)=d(i,1)+Vysledek(i+size(U,1)-2*pbu,1);
end

P=zeros(size(U,1),size(U,2));
Q=zeros(size(U,1),size(U,2));

    for i=(pbu+1):size(U,1)
        for k=1:size(U,1)
            P(i,1)=P(i,1)+abs(U(i,1))*abs(U(k,1))*abs(Y(i,k))*cos(d(i,1)-d(k,1)-
angle(Y(i,k)));
            Q(i,1)=Q(i,1)+abs(U(i,1))*abs(U(k,1))*abs(Y(i,k))*sin(d(i,1)-d(k,1)-
angle(Y(i,k)));
        end
    end

o=1;
for i=1:(2*size(U,1)-2*pbu)
    if i<=(size(U,1)-pbu)
        diference_vykonu(i,1)=real(S(i+pbu,1))-P(i+pbu,1);
    else
        diference_vykonu(i,1)=imag(S(pbu+o,1))-Q(pbu+o,1);
        o=o+1;
    end
end

pocet_iteraci=pocet_iteraci+1;
napeti=U;
uhly=d;
iteraci=pocet_iteraci;

end
end

```

7.2 Příloha B: Zdrojový kód ustáleného chodu

```

clc; clear all,

%-----
%               Definice prvku site
%-----

% Vedení v [km]

z_po=(0.164+2*pi*50*0.000216j); % NKT cables NA2X2Y 3x185+95
y_pr=(0+j*84.8e-6);
I_max=315; % podle pojistky

l_V11=0.04; l_V12=0.05;
l_V21=0.05; l_V22=0.03;
l_V31=0.02; l_V32=0.04;
l_V41=0.08; l_V42=0.06;
l_V51=0.04; l_V52=0.07;
l_V61=0.10; l_V62=0.02;
l_V71=0.05; l_V72=0.04;

% Trafo

dP_cu=3500;
dP_fe=780;
Sn=250000;
uk=0.045;
i0=0.017;
Un=400;

Rt=(dP_cu*Un*Un)/(Sn*Sn);
Xt=(Un*Un*sqrt((uk^2)-(dP_cu/Sn)^2))/(Sn);
Gt=dP_fe/(Un*Un);
Bt=sqrt((Sn*i0)*(Sn*i0)-(dP_fe*dP_fe))/(Un*Un);

Y_10=Gt-li*Bt;
Y_20=Gt-li*Bt;
Ytr_1=1/(Rt+li*Xt);
Ytr_2=1/(Rt+li*Xt);

%-----
%               Ustaleny chod site
%-----

% Admitancni matice

Y_30=0.5*y_pr*(l_V11+l_V71+l_V32); Y_40=0.5*y_pr*(l_V42+l_V52+l_V61);
Y_50=0.5*y_pr*(l_V22+l_V31+l_V51); Y_60=0.5*y_pr*(l_V62+l_V72);
Y_70=0.5*y_pr*(l_V12+l_V21+l_V41); Y_80=0.5*y_pr*(l_V12+l_V11);
Y_90=0.5*y_pr*(l_V31+l_V32); Y_100=0.5*y_pr*(l_V21+l_V22);
Y_110=0.5*y_pr*(l_V42+l_V41); Y_120=0.5*y_pr*(l_V51+l_V52);
Y_130=0.5*y_pr*(l_V61+l_V62); Y_140=0.5*y_pr*(l_V71+l_V72);

Y=[Y_10+Ytr_1,0,-Ytr_1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0;
    0,Y_20+Ytr_2,0,-Ytr_2,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0;
    -Ytr_1,0,1/(z_po*l_V11)+Ytr_1+Y_30+(1/(z_po*l_V32))+(1/(z_po*l_V71)),0,0,0,0,-
    1/(z_po*l_V11),-1/(z_po*l_V32),0,0,0,0,-1/(z_po*l_V71);

```

```

0,-
Ytr_2,0,Y_40+(1/(z_po*1_V42))+1/(z_po*1_V52))+1/(z_po*1_V61))+Ytr_2,0,0,0,0,
0,0,-1/(z_po*1_V42),-1/(z_po*1_V52),-1/(z_po*1_V61),0;
0,0,0,0,Y_50+(1/(z_po*1_V22))+1/(z_po*1_V31))+1/(z_po*1_V51)),0,0,0,-
1/(z_po*1_V31),-1/(z_po*1_V22),0,-1/(z_po*1_V51),0,0;
0,0,0,0,0,Y_60+1/(z_po*1_V72)+1/(z_po*1_V62),0,0,0,0,0,-1/(z_po*1_V62),-
1/(z_po*1_V72);
0,0,0,0,0,0,Y_70+(1/(z_po*1_V21))+1/(z_po*1_V41))+1/(z_po*1_V12),-
1/(z_po*1_V12),0,-1/(z_po*1_V21),-1/(z_po*1_V41),0,0,0;
0,0,-1/(z_po*1_V11),0,0,0,-
1/(z_po*1_V12),Y_80+1/(z_po*1_V12)+1/(z_po*1_V11),0,0,0,0,0,0;
0,0,-1/(z_po*1_V32),0,-
1/(z_po*1_V31),0,0,0,Y_90+1/(z_po*1_V31)+1/(z_po*1_V32),0,0,0,0,0;
0,0,0,0,-1/(z_po*1_V22),0,-
1/(z_po*1_V21),0,0,Y_100+1/(z_po*1_V21)+1/(z_po*1_V22),0,0,0,0;
0,0,0,-1/(z_po*1_V42),0,0,-
1/(z_po*1_V41),0,0,0,Y_110+1/(z_po*1_V42)+1/(z_po*1_V41),0,0,0;
0,0,0,-1/(z_po*1_V52),-
1/(z_po*1_V51),0,0,0,0,0,Y_120+1/(z_po*1_V51)+1/(z_po*1_V52),0,0;
0,0,0,-1/(z_po*1_V61),0,-
1/(z_po*1_V62),0,0,0,0,0,0,Y_130+1/(z_po*1_V62)+1/(z_po*1_V61),0;
0,0,-1/(z_po*1_V71),0,0,-
1/(z_po*1_V72),0,0,0,0,0,0,0,Y_140+1/(z_po*1_V72)+1/(z_po*1_V71)];

% Ustaleny chod

% Doporucene nastaveni: 241; 241/_ 0

U_1=complex(input('Napětí 1. bilančního uzlu: '),0);
U_2nap=input('Napětí 2. bilančního uzlu: ');
U_faz=input('Fáze 2. bilančního uzlu oproti 1. bilančnímu uzlu [°]: ');
U_2faz_r=U_faz*pi/180;
U_2=U_2nap*(cos(U_2faz_r)+j*sin(U_2faz_r));
U=[U_1;abs(U_2);U_1;U_1;U_1;U_1;U_1;U_1;U_1;U_1;U_1;U_1;U_1];

d=[angle(U(1,1));angle(U_2);angle(U(3,1));angle(U(4,1));angle(U(5,1));angle(U(
6,1));angle(U(7,1));
angle(U(8,1));angle(U(9,1));angle(U(10,1));angle(U(11,1));angle(U(12,1));angle
(U(13,1));angle(U(14,1))];
pbu=2;

S=[0;0;-26500-5000j;-12500-4100j;-15600-5000j;-15600-5000j;-20400-2000j;-1500-
200j;-1500-200j;-1500-200j;-1500-200j;-1500-200j;-1500-200j];

[napeti,uhly]=ustalenylochod(pbu,U,d,Y,S);

% Napeti

for i=1:size(U,1)
    U(i,1)=napeti(i,1)*(cos(uhly(i,1))+1i*sin(uhly(i,1)));
end

napeti_mmez=zeros(size(U,1),1);

for i=1:size(U,1)
    U(i,1)=abs(U(i,1));
    if U(i,1)<=(230*0.93)||U(i,1)>=(230*1.07)
        napeti_mmez(i,1)=1;
    else
        continue
    end
end

```

```
end
```

```
% Proudove rozlozeni
```

```
I=[(U(1,1)-U(3,1))/abs((Rt+1i*Xt)); % z 1. bil. uzlu
    (U(2,1)-U(4,1))/abs((Rt+1i*Xt)); % z 2. bil. uzlu
    (U(3,1)-U(8,1))/abs((z_po*1_V11)); % Z U3 do U8
    (U(8,1)-U(7,1))/abs((z_po*1_V12)); % Z U8 do U7
    (U(10,1)-U(7,1))/abs((z_po*1_V21)); % Z U10 do U7
    (U(5,1)-U(10,1))/abs((z_po*1_V22)); % Z U5 do U10
    (U(9,1)-U(5,1))/abs((z_po*1_V31)); % Z U9 do U5
    (U(3,1)-U(9,1))/abs((z_po*1_V32)); % Z U3 do U9
    (U(7,1)-U(11,1))/abs((z_po*1_V41)); % Z U7 do U11
    (U(4,1)-U(11,1))/abs((z_po*1_V42)); % Z U4 do U11
    (U(5,1)-U(12,1))/abs((z_po*1_V51)); % Z U5 do U12
    (U(12,1)-U(4,1))/abs((z_po*1_V52)); % Z U12 do U4
    (U(13,1)-U(4,1))/abs((z_po*1_V61)); % Z U13 do U4
    (U(6,1)-U(13,1))/abs((z_po*1_V62)); % Z U6 do U13
    (U(3,1)-U(14,1))/abs((z_po*1_V71)); % Z U3 do U14
    (U(14,1)-U(6,1))/abs((z_po*1_V72))]; % Z U14 do U6
```

```
proud_mmez=zeros(size(U,1),1);
```

```
for i=1:size(I,1)
    if abs(I(i,1))>=I_max
        proud_mmez(i,1)=1;
    else
        continue
    end
end
```

```
end
```

```
% Zatížení traf
```

```
Si=(abs(S(3,1))+abs(S(4,1))+abs(S(5,1))+abs(S(6,1))+abs(S(7,1))+abs(S(8,1))+abs(S(9,1))+abs(S(10,1))+abs(S(11,1))+abs(S(12,1))+abs(S(13,1))+abs(S(14,1)));
```

```
zatizeni_T1=3*napeti(1,1)*I(1,1)*100/Sn;
```

```
zatizeni_T2=3*napeti(2,1)*I(2,1)*100/Sn;
```

```
% Vysledky
```

```
U
I
napeti_mmez
proud_mmez
zatizeni_T1
zatizeni_T2
```

7.3 Příloha C: Zdrojový kód výpočtu zkratů

```

clc; clear all

S1=1e6;
S2=1.2e6;
c=0.95;
Un=230;
s=185;

z_po=(0.164+2*pi*50*0.000216j); % NKT cables NA2X2Y 3x185+95
y_pr=(0+j*84.8e-6);

l_V11=0.04; l_V12=0.05;
l_V21=0.05; l_V22=0.03;
l_V31=0.02; l_V32=0.04;
l_V41=0.08; l_V42=0.06;
l_V51=0.04; l_V52=0.07;
l_V61=0.10; l_V62=0.02;
l_V71=0.05; l_V72=0.04;

l_V1=l_V11+l_V21;
l_V2=l_V21+l_V22;
l_V3=l_V31+l_V12;
l_V4=l_V41+l_V42;
l_V5=l_V51+l_V52;
l_V6=l_V61+l_V62;
l_V7=l_V71+l_V72;

dP_cu=3500;
dP_fe=780;
Sn=250000;
uk=0.045;
i0=0.017;
Unn=400;

Rt=(dP_cu*Unn*Unn)/(Sn*Sn);
Xt=(Unn*Unn*sqrt((uk^2)-(dP_cu/Sn)^2))/(Sn);
kt=0.95*1.1/(1+0.6*Xt*Sn/Unn^2);

% Impedance sousledna, zpetna, nulova

Z1=l_V1*z_po;
Z2=l_V2*z_po;
Z3=l_V3*z_po;
Z4=l_V4*z_po;
Z5=l_V5*z_po;
Z6=l_V6*z_po;
Z7=l_V7*z_po;

Ztr1_l=kt*(Rt+j*Xt)
Ztr2_l=kt*(Rt+j*Xt)
ZS1_l=1.1*Unn*Unn/(S1)
ZS2_l=1.1*Unn*Unn/(S2)

Z364=(Z7+Z6)/(Z7+Z6);
Z30=Z1*Z3/(Z1+Z2+Z3);
Z70=Z1*Z2/(Z1+Z2+Z3);
Z50=Z2*Z3/(Z1+Z2+Z3);

```

```
Z34=Z30+((Z70+Z4)*(Z5+Z50)/(Z70+Z4+Z5+Z50));
Z34_1=Z34*Z364/(Z34+Z364)
```

```
% Zkrat v miste 3
```

```
Z3_1=((ZS1_1+Ztr1_1)*(ZS2_1+Ztr2_1+Z34_1))/(ZS1_1+Ztr1_1+ZS2_1+Ztr2_1+Z34_1);
I3_3=c*Unn/(sqrt(3)*abs(Z3_1))
```

```
% Zkrat v miste 4
```

```
Z4_1=(ZS2_1+Ztr2_1)*(ZS1_1+Ztr1_1+Z34_1)/(ZS1_1+Ztr1_1+ZS2_1+Ztr2_1+Z34_1);
I4_3=c*Unn/(sqrt(3)*abs(Z4_1))
```

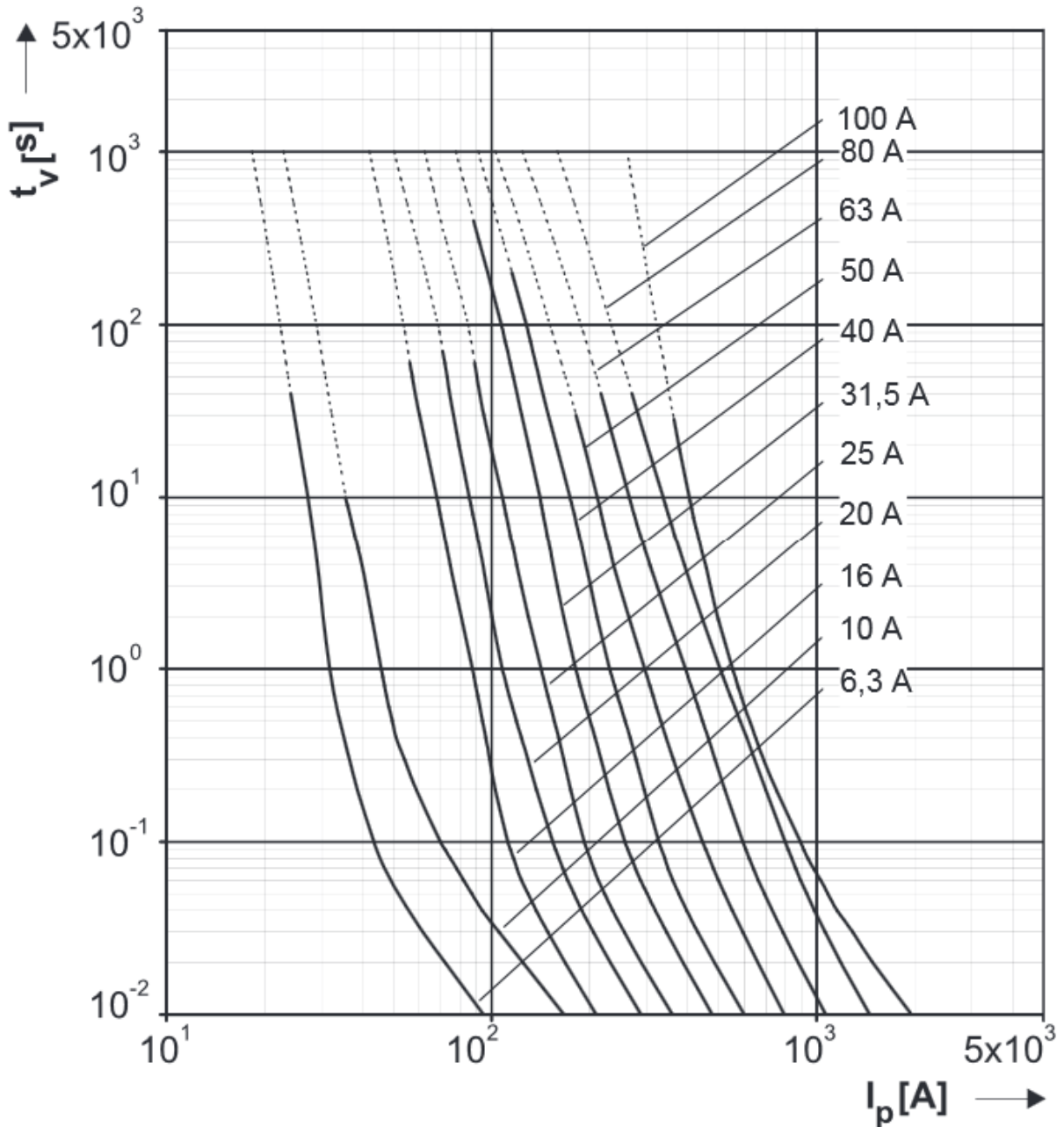
```
% Kontrola prurezu vodice
```

```
Ik=max(I4_3,I3_3)
n=1;
kappa=max(1.02+0.98*exp(-3*real(Z3_1)/imag(Z3_1)),1.02+0.98*exp(-
3*real(Z4_1)/imag(Z4_1)));
t=0.15;
cs=2.417;
l_f=228;
ro=0.02941;
l_k=250;
l_z=90;
m=(exp(4*50*t*log(kappa-1))-1)/(t*50*2*log(kappa-1))
jmenovatel=(cs*(l_f+20)/ro)*log((l_f+l_k)/(l_f+l_z));
Ith=sqrt(m+n)*Ik
s_min=Ith*sqrt(t)/sqrt(jmenovatel)

if s<=s_min
    disp('Je nutne zvetsit prurez')
else
    disp('Prurez vodice je v poradku')
end
```

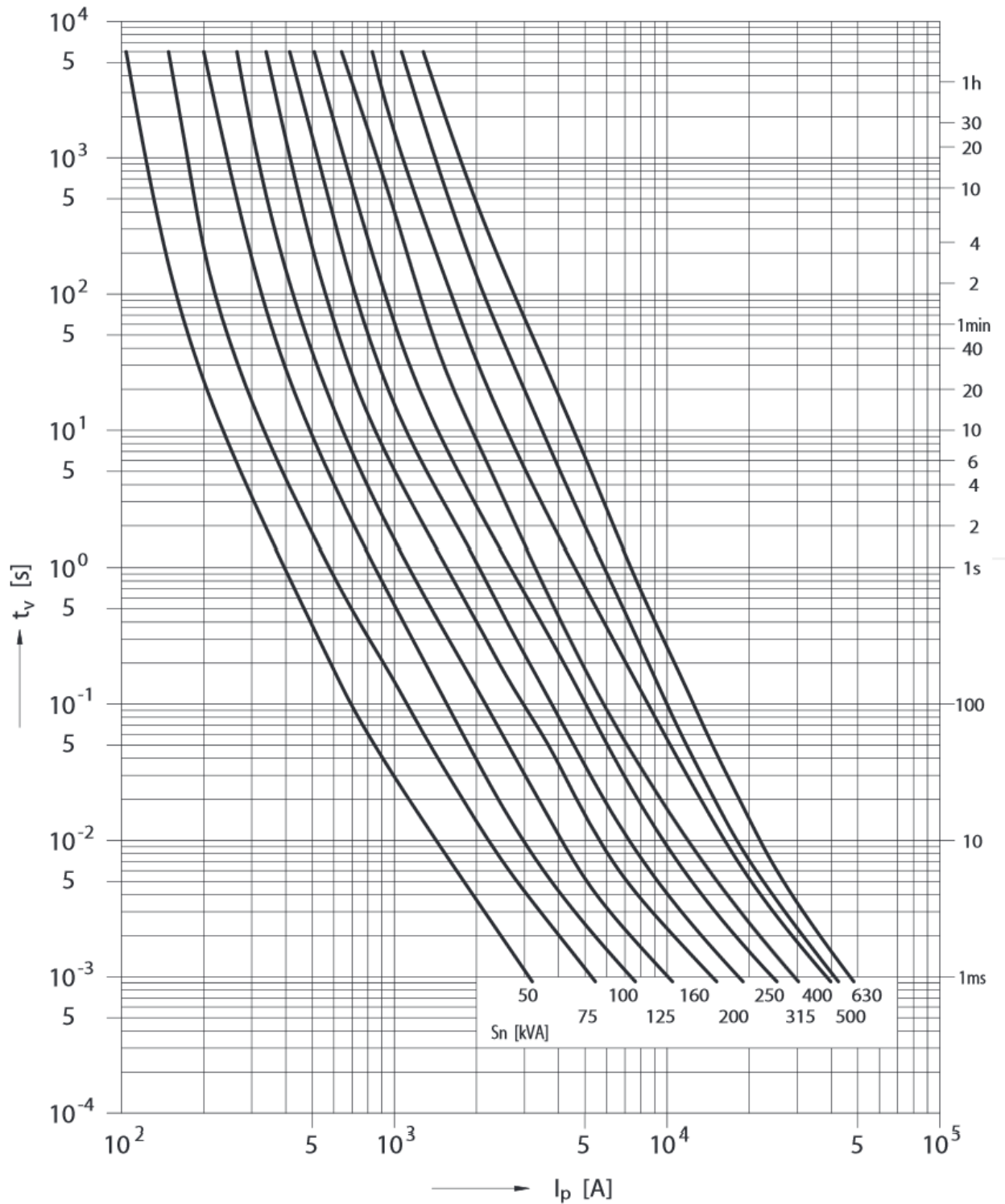
7.4 Příloha D: Tavné charakteristiky pojistek PM 45

Tavná ampérsekundová charakteristika PM45



Obrázek 38: Tavné charakteristiky pojistek gTr PM 45 [61]

7.5 Příloha E: Tavné charakteristiky pojistek gTr PLN PLN gTr



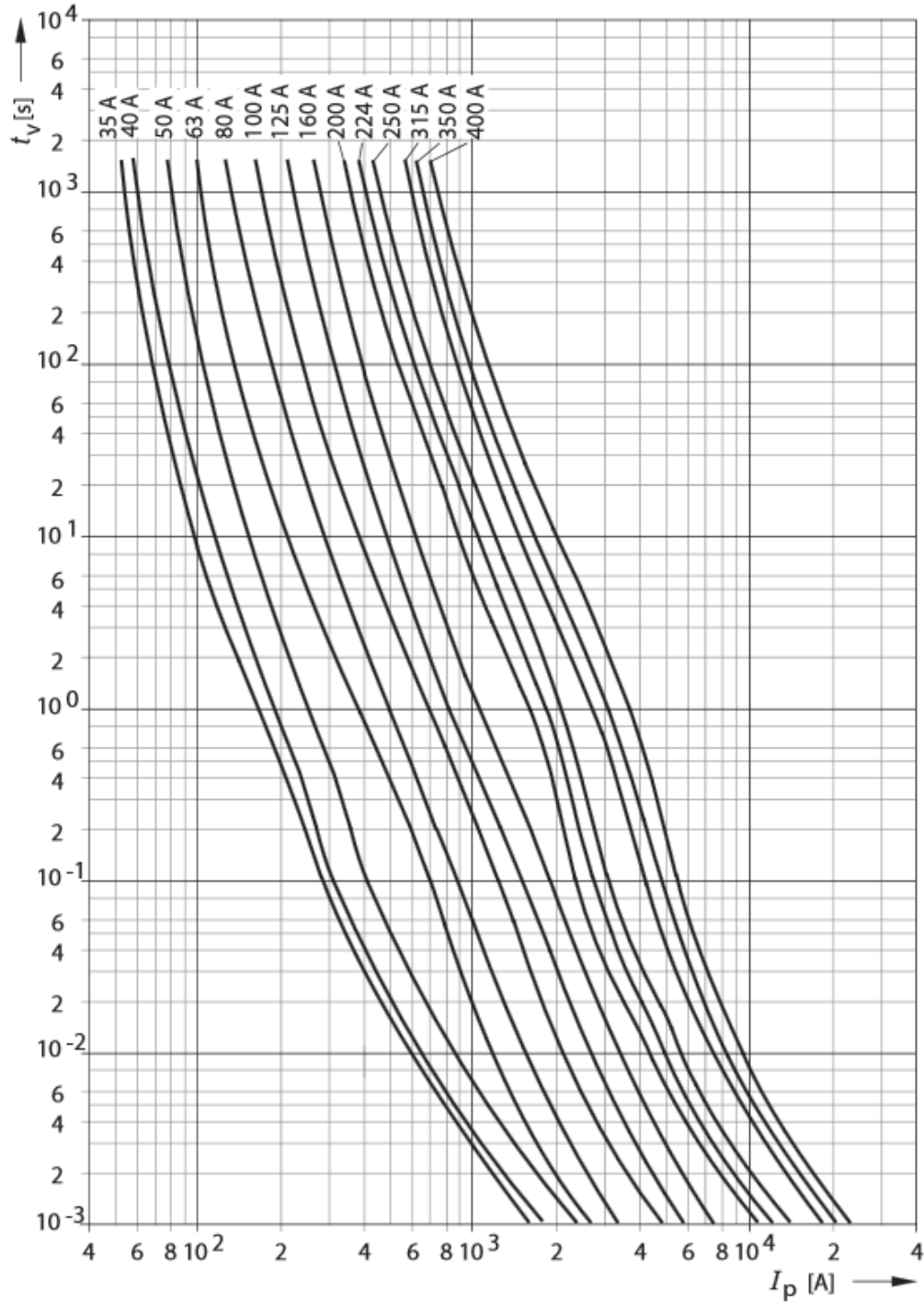
Obrázek 39: Tavné charakteristiky pojistek PLN [62]

7.6 Příloha F: Tavné charakteristiky pojistek gG PNA 2

Charakteristiky

Tavná ampérsekundová charakteristika

PNA2 gG



Obrázek 40: Tavné charakteristiky pojistek gG PNA2 [63]

7.7 Příloha G: Zdrojový kód hlavního výpočtového programu

```

clc; clear all; close all;

%-----
%           Hlavní file výpočtu
%-----

%-----
%           Definice prvku site a pocitadel
%-----

% Vedení v [km]

z_po=(0.164+2*pi*50*0.000216j); % NKT cables NA2X2Y 3x185+95
y_pr=(0+1i*84.8e-6);
I_max=200; % podle pojistky

l_V11=0.04; l_V12=0.05;
l_V21=0.05; l_V22=0.03;
l_V31=0.02; l_V32=0.04;
l_V41=0.08; l_V42=0.06;
l_V51=0.04; l_V52=0.07;
l_V61=0.10; l_V62=0.02;
l_V71=0.05; l_V72=0.04;

% Trafo

dP_cu=3500;
dP_fe=780;
Sn=250000;
uk=0.045;
i0=0.017;
Un=400;

Rt=(dP_cu*Un*Un)/(Sn*Sn);
Xt=(Un*Un*sqrt((uk^2)-(dP_cu/Sn)^2))/(Sn);
Gt=dP_fe/(Un*Un);
Bt=sqrt((Sn*i0)*(Sn*i0)-(dP_fe*dP_fe))/(Un*Un);

Y_10=Gt-li*Bt;
Y_20=Gt-li*Bt;
Ytr_1=1/(Rt+li*Xt);
Ytr_2=1/(Rt+li*Xt);

MC=[Ytr_1;Ytr_2;
    l_V11;l_V12;
    l_V21;l_V22;
    l_V31;l_V32;
    l_V41;l_V42;
    l_V51;l_V52;
    l_V61;l_V62;
    l_V71;l_V72];

global Matice;
Matice=MC;

% Doporucene nastaveni: 241; 241/_ 0

U_1=complex(241,0);

```

```

U_2nap=241;
U_faz=0;
U_2faz_r=U_faz*pi/180;
U_2=U_2nap*(cos(U_2faz_r)+1i*sin(U_2faz_r));
U=[U_1;abs(U_2);U_1;U_1;U_1;U_1;U_1;U_1;U_1;U_1;U_1;U_1;U_1];

napeti=U;

d=[angle(U(1,1));angle(U_2);angle(U(3,1));angle(U(4,1));angle(U(5,1));angle(U(
6,1));angle(U(7,1));
angle(U(8,1));angle(U(9,1));angle(U(10,1));angle(U(11,1));angle(U(12,1));angle
(U(13,1));angle(U(14,1))];
pbu=2;

S=[0;0;-26500-5000j;-12500-4100j;-15600-5000j;-15600-5000j;-20400-2000j;-1500-
200j;-1500-200j;-1500-200j;-1500-200j;-1500-200j;-1500-200j];

Vykony=S;

Y_30=0.5*y_pr*(MC(16,1)+MC(3,1)+MC(8,1));
Y_40=0.5*y_pr*(MC(10,1)+MC(12,1)+MC(13,1));
Y_50=0.5*y_pr*(MC(6,1)+MC(7,1)+MC(11,1)); Y_60=0.5*y_pr*(MC(16,1)+MC(14,1));
Y_70=0.5*y_pr*(MC(4,1)+MC(5,1)+MC(9,1)); Y_80=0.5*y_pr*(MC(4,1)+MC(3,1));
Y_90=0.5*y_pr*(MC(7,1)+MC(8,1)); Y_100=0.5*y_pr*(MC(5,1)+MC(6,1));
Y_110=0.5*y_pr*(MC(9,1)+MC(10,1)); Y_120=0.5*y_pr*(MC(11,1)+MC(12,1));
Y_130=0.5*y_pr*(MC(13,1)+MC(14,1)); Y_140=0.5*y_pr*(MC(15,1)+MC(16,1));

Pomocna_matice3=[Y_30;Y_40;Y_50;Y_60;Y_70;Y_80;Y_90;Y_100;
Y_110;Y_120;Y_130;Y_140];

Y_uchod=[Y_10+MC(1,1),0,-MC(1,1),0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0;
0,Y_20+MC(2,1),0,-MC(2,1),0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0;
-
MC(1,1),0,1/(z_po*MC(3,1))+MC(1,1)+Y_30+(1/(z_po*MC(8,1)))+(1/(z_po*MC(15,1)))
,0,0,0,0,-1/(z_po*MC(3,1)),-1/(z_po*MC(8,1)),0,0,0,0,-1/(z_po*MC(15,1));
0,-
MC(2,1),0,Y_40+(1/(z_po*MC(10,1)))+(1/(z_po*MC(12,1)))+(1/(z_po*MC(13,1)))+MC(
2,1),0,0,0,0,0,0,-1/(z_po*MC(10,1)),-1/(z_po*MC(12,1)),-1/(z_po*MC(13,1)),0;
0,0,0,0,Y_50+(1/(z_po*MC(6,1)))+(1/(z_po*MC(7,1)))+(1/(z_po*MC(11,1))),0,0,0,-
1/(z_po*MC(7,1)),-1/(z_po*MC(6,1)),0,-1/(z_po*MC(11,1)),0,0;
0,0,0,0,0,Y_60+1/(z_po*MC(14,1))+1/(z_po*MC(16,1)),0,0,0,0,0,-
1/(z_po*MC(14,1)),-1/(z_po*MC(16,1));
0,0,0,0,0,0,Y_70+(1/(z_po*MC(4,1)))+(1/(z_po*MC(5,1)))+(1/(z_po*MC(9,1)),-
1/(z_po*MC(4,1)),0,-1/(z_po*MC(5,1)),-1/(z_po*MC(9,1)),0,0,0;
0,0,-1/(z_po*MC(3,1)),0,0,0,-
1/(z_po*MC(4,1)),Y_80+1/(z_po*MC(4,1))+1/(z_po*MC(3,1)),0,0,0,0,0,0;
0,0,-1/(z_po*MC(8,1)),0,-
1/(z_po*MC(7,1)),0,0,0,Y_90+1/(z_po*MC(7,1))+1/(z_po*MC(8,1)),0,0,0,0,0;
0,0,0,0,-1/(z_po*MC(6,1)),0,-
1/(z_po*MC(5,1)),0,0,Y_100+1/(z_po*MC(5,1))+1/(z_po*MC(6,1)),0,0,0,0;
0,0,0,-1/(z_po*MC(10,1)),0,0,-
1/(z_po*MC(9,1)),0,0,0,Y_110+1/(z_po*MC(10,1))+1/(z_po*MC(9,1)),0,0,0;
0,0,0,-1/(z_po*MC(12,1)),-
1/(z_po*MC(11,1)),0,0,0,0,0,0,Y_120+1/(z_po*MC(12,1))+1/(z_po*MC(11,1)),0,0;
0,0,0,-1/(z_po*MC(13,1)),0,-
1/(z_po*MC(14,1)),0,0,0,0,0,0,Y_130+1/(z_po*MC(14,1))+1/(z_po*MC(13,1)),0;
0,0,-1/(z_po*MC(15,1)),0,0,-
1/(z_po*MC(16,1)),0,0,0,0,0,0,Y_140+1/(z_po*MC(16,1))+1/(z_po*MC(15,1))];

```

```

[U,d]=ustalenyChod(pbu,U,d,Y_uchod,S);

I_uchod=[(U(1,1)-U(3,1))/abs((Rt+1i*Xt)); % z 1. bil. uzlu
(U(2,1)-U(4,1))/abs((Rt+1i*Xt)); % z 2. bil. uzlu
(U(3,1)-U(8,1))/abs((z_po*1_V11)); % Z U3 do U8
(U(8,1)-U(7,1))/abs((z_po*1_V12)); % Z U8 do U7
(U(10,1)-U(7,1))/abs((z_po*1_V21)); % Z U10 do U7
(U(5,1)-U(10,1))/abs((z_po*1_V22)); % Z U5 do U10
(U(9,1)-U(5,1))/abs((z_po*1_V31)); % Z U9 do U5
(U(3,1)-U(9,1))/abs((z_po*1_V32)); % Z U3 do U9
(U(7,1)-U(11,1))/abs((z_po*1_V41)); % Z U7 do U11
(U(4,1)-U(11,1))/abs((z_po*1_V42)); % Z U4 do U11
(U(5,1)-U(12,1))/abs((z_po*1_V51)); % Z U5 do U12
(U(12,1)-U(4,1))/abs((z_po*1_V52)); % Z U12 do U4
(U(13,1)-U(4,1))/abs((z_po*1_V61)); % Z U13 do U4
(U(6,1)-U(13,1))/abs((z_po*1_V62)); % Z U6 do U13
(U(3,1)-U(14,1))/abs((z_po*1_V71)); % Z U3 do U14
(U(14,1)-U(6,1))/abs((z_po*1_V72))]; % Z U14 do U6

I=I_uchod;
uhly=d;

lambda=0.04; % poruchy na 1 km za rok, tzn. 40 poruch na 100 km a rok
lambdaMC=lambda*MC;
lambdaT1=0.4; % 1 porucha za 1 rok
lambdaT2=0.6;
SAIFI=0;
SAIDI=0;
pocet_poruch=[];
proudy_preruseni=zeros(size(I,1),1);
rozpady=0;
procent_hotovo=0;
pocet_zkratu=0;
pocet_preruseni=0;
rocni_pocet_poruch1=0;
rocni_pocet_poruch2=0;
rocni_pocet_poruch3=0;
rocni_pocet_poruch4avice=0;
SAIFI_rm=zeros(20,1);
SAIDI_rm=zeros(20,1);
Porucha_uzlu=zeros(size(napeti,1),1);
totalni_rozklad=0;

%for tr=1:20

for rok=1:10000

clc
procent_hotovo=(rok/10000)*100

ddp=zeros(17,1);
doby=zeros(17,1);
useky=[];
useky_poruch=zeros(16,1);
doby_poruch=zeros(16,1);
suma_ddp=zeros(16,1);
k=1; g=1;
h=[];
do_konce_roku=zeros(17,1);
pocet_poruch(rok,1)=0;

```

```

MC=Matice;

while abs(min(do_konce_roku))<1

for p=1:size(MC,1)
    if p<3
        ddp(p,1)=log(1-rand(1))*(-1/lambdaT1);
        ddp(p,1)=log(1-rand(1))*(-1/lambdaT2);
    else
        ddp(p,1)=log(1-rand(1))*(-1/lambdaMC(p,1));
    end
end

for p=1:size(MC)
    suma_ddp(p,1)=suma_ddp(p,1)+ddp(p,1);
    if suma_ddp(p,1)<=1
        useky_poruch(p,1)=p;
        doby_poruch(p,1)=ddp(p,1);
        do_konce_roku(p,1)=1-suma_ddp(p,1);
    else
        useky_poruch(p,1)=0;
        doby_poruch(p,1)=0;
        do_konce_roku(p,1)=0;
    end
end

if min(suma_ddp)>=1
    suma_ddp=zeros(17,1);
    break
else

    [B,V]=sort(doby_poruch);
    k=1;
    for p=1:size(MC,1)
        if B(p,1)>0
            useky(k,1)=V(p,1);
            k=k+1;
        end
    end
    k=0;

    while size(h,1)~=size(useky,1)
        r=ceil(rand(1)*exp(1/1)+0.2); % Generovani typu poruchy Weibull. rozdel.
        while(3<=r || (r<1)
            r=ceil(rand(1)*exp(1/1)+1);
        end
        h(g,1)=r;
        g=g+1;
    end

    for p=1:size(h,1)
        if h(p,1)==1
            pocet_preruseni=pocet_preruseni+1;
        else
            pocet_zkratu=pocet_zkratu+1;
        end
    end

    pocet_poruch(rok,1)=size(useky,1)+pocet_poruch(rok,1);

    if pocet_poruch(rok,1)==1

```

```
        rocni_pocet_poruch1=rocni_pocet_poruch1+1;
elseif pocet_poruch(rok,1)==2
        rocni_pocet_poruch2=rocni_pocet_poruch2+1;
elseif pocet_poruch(rok,1)==3
        rocni_pocet_poruch3=rocni_pocet_poruch3+1;
else pocet_poruch(rok,1)>3
        rocni_pocet_poruch4avice=rocni_pocet_poruch4avice+1;
end

[SAIFI_p, SAIDI_p, MC, proudy_preruseni, I, Matice, rozpady, Porucha_uzlu, totalni_rozklad]=Diplomovka(MC, useky, proudy_preruseni, I, Matice, h, Y_uchod, napeti, I_uchod, uhly, rozpady, Porucha_uzlu, totalni_rozklad);
        SAIFI=SAIFI+SAIFI_p;
        SAIDI=SAIDI+SAIDI_p;

end
end
end
%SAIFI_rm(tr,1)=SAIFI/rok;
%SAIDI_rm(tr,1)=SAIDI/rok;
%end

%SAIFI_rm
%SAIDI_rm

Porucha_uzlu

SAIFI_rm=SAIFI/rok
SAIDI_rm=SAIDI/rok
% rocni_pocet_poruch1
% rocni_pocet_poruch2
% rocni_pocet_poruch3
% rocni_pocet_poruch4avice
% pocet_zkratu
% pocet_preruseni
rozpady
totalni_rozklad
```



```
S=[0;0;-26500-5000j;-12500-4100j;-15600-5000j;-15600-5000j;-20400-2000j;-1500-200j;-1500-200j;-1500-200j;-1500-200j;-1500-200j;-1500-200j;-1500-200j];
```

```
Vykony=S;
```

```
Y_30=0.5*y_pr*(l_V11+l_V71+l_V32); Y_40=0.5*y_pr*(l_V42+l_V52+l_V61);
Y_50=0.5*y_pr*(l_V22+l_V31+l_V51); Y_60=0.5*y_pr*(l_V62+l_V72);
Y_70=0.5*y_pr*(l_V12+l_V21+l_V41); Y_80=0.5*y_pr*(l_V12+l_V11);
Y_90=0.5*y_pr*(l_V31+l_V32); Y_100=0.5*y_pr*(l_V21+l_V22);
Y_110=0.5*y_pr*(l_V41+l_V42); Y_120=0.5*y_pr*(l_V51+l_V52);
Y_130=0.5*y_pr*(l_V61+l_V62); Y_140=0.5*y_pr*(l_V71+l_V72);
```

```
Pomocna_matice3=[Y_30;Y_40;Y_50;Y_60;Y_70;Y_80;Y_90;Y_100;
Y_110;Y_120;Y_130;Y_140];
```

```
Pomocna_matice=[Y_10+Ytr_1,0,-Ytr_1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0;
0,Y_20+Ytr_2,0,-Ytr_2,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0;
-Ytr_1,0,1/(z_po*1_V11)+Ytr_1+Y_30+(1/(z_po*1_V32))+(1/(z_po*1_V71)),0,0,0,0,-
1/(z_po*1_V11),-1/(z_po*1_V32),0,0,0,0,-1/(z_po*1_V71);
0,-
Ytr_2,0,Y_40+(1/(z_po*1_V42))+(1/(z_po*1_V52))+(1/(z_po*1_V61))+Ytr_2,0,0,0,0,
0,0,-1/(z_po*1_V42),-1/(z_po*1_V52),-1/(z_po*1_V61),0;
0,0,0,0,Y_50+(1/(z_po*1_V22))+(1/(z_po*1_V31))+(1/(z_po*1_V51)),0,0,0,-
1/(z_po*1_V31),-1/(z_po*1_V22),0,-1/(z_po*1_V51),0,0;
0,0,0,0,0,Y_60+1/(z_po*1_V72)+1/(z_po*1_V62),0,0,0,0,0,0,-1/(z_po*1_V62),-
1/(z_po*1_V72);
0,0,0,0,0,0,Y_70+(1/(z_po*1_V21))+(1/(z_po*1_V41))+1/(z_po*1_V12),-
1/(z_po*1_V12),0,-1/(z_po*1_V21),-1/(z_po*1_V41),0,0,0;
0,0,-1/(z_po*1_V11),0,0,0,-
1/(z_po*1_V12),Y_80+1/(z_po*1_V12)+1/(z_po*1_V11),0,0,0,0,0,0;
0,0,-1/(z_po*1_V32),0,-
1/(z_po*1_V31),0,0,0,Y_90+1/(z_po*1_V31)+1/(z_po*1_V32),0,0,0,0,0;
0,0,0,0,-1/(z_po*1_V22),0,-
1/(z_po*1_V21),0,0,Y_100+1/(z_po*1_V21)+1/(z_po*1_V22),0,0,0,0;
0,0,0,-1/(z_po*1_V42),0,0,-
1/(z_po*1_V41),0,0,0,Y_110+1/(z_po*1_V42)+1/(z_po*1_V41),0,0,0;
0,0,0,-1/(z_po*1_V52),-
1/(z_po*1_V51),0,0,0,0,0,0,Y_120+1/(z_po*1_V51)+1/(z_po*1_V52),0,0;
0,0,0,-1/(z_po*1_V61),0,-
1/(z_po*1_V62),0,0,0,0,0,0,Y_130+1/(z_po*1_V62)+1/(z_po*1_V61),0;
0,0,-1/(z_po*1_V71),0,0,-
1/(z_po*1_V72),0,0,0,0,0,0,0,Y_140+1/(z_po*1_V72)+1/(z_po*1_V71)];
```

```
proudy=I_uchod;
```

```
Pomocna_matice2=I;
```

```
%-----
%                               Cyklus
%-----
```

```
SAIFI_p=0;
```

```
SAIDI_p=0;
```

```
pocet_zakazniku=0; % Pocitadlo poctu zakazniku bez napeti
```

```
proud_mmez=zeros(size(U,1),1); % Porovnaava, zda není nekterý prvek pretizen
```

```
zakazniku=size(U,1)-pbu; % Celkový počet zakazniku
```

```
for k=1:size(useky,1)
```

```
switch h(k,1)
```

```
case {1}
```



```

xR=useky(k,1);
for r=1:size(I,1)
    if proudy_preruseni(r,1)==10^-3
        I(r,1)=0;
    end
end

[MC,U,d,Pomocna_matice,S,Pomocna_matice2,xR,Pomocna_matice3,I,proud_mmez]=prer
useni(MC,napeti,d,Pomocna_matice,S,Pomocna_matice2,xR,Pomocna_matice3,proud_mm
ez);
for r=1:size(I,1)
    if abs(I(r,1))<=10^-5;
        proudy_preruseni(r,1)=10^-3;
    elseif proudy_preruseni(r,1)==10^-3;
        I(r,1)=0;
    end
end

proud_mmez=zeros(size(U,1),1);
for i=3:size(I,1)
    if abs(I(i,1))>=I_max
        proud_mmez(i,1)=1;
    else
        proud_mmez(i,1)=0;
    end
end

for i=3:size(U,1)
    if abs(U(i,1))>=U_1*1.01
        U(i,1)=0;
    elseif U(i,1)<=(241*0.70)
        U(i,1)=0;
        pocet_zakazniku=pocet_zakazniku+1;
    end
end

if max(proud_mmez)==1;

[U,I,MC,rozpady]=rozpad(MC,napeti,d,Pomocna_matice,S,Pomocna_matice2,Pomocna_m
atice3,I,proud_mmez,rozpady); % Vysetreni rozpadu site
for o=3:size(U,1)
    if abs(U(o,1))>=U_1*1.01
        U(o,1)=0;
    if U(o,1)<=(241*0.70) % Po provedeni rozpadu je treba zvyсит
toleranci
        U(o,1)=0;
        pocet_zakazniku=pocet_zakazniku+1;
    end
end
end

if max(U)==min(U) % Osetreni, ze obe trafa zustala osamocena
    pocet_zakazniku=size(U,1)-pбу;
end

if k==1
    if pocet_zakazniku==0
        SAIFI_p=0;
        SAIDI_p=0;
    end
end

```

```

if pocet_zakazniku>0

    SAIFI_p=SAIFI_p+pocet_zakazniku/zakazniku;
    t=exp(randn(1)*sigma+m_u);
    SAIDI_p=SAIDI_p+(pocet_zakazniku/zakazniku)*t;

    for m=3:size(U,1)
        if U(m,1)==0;
            Porucha_uzlu(m,1)=Porucha_uzlu(m,1)+1;
        end
    end
    pocet_zakazniku==12
        totalni_rozklad=totalni_rozklad+1;
    end
    I=I_uchod;
    U=napeti;
    S=Vykony;
    d=uhly;
    Pomocna_matice=Y_uchod;
    Pomocna_matice2=I_uchod;
    if xR==1
        MC=MC;
    else
        MC=Matice;
    end
    if xR==2
        MC=MC;
    else
        MC=Matice;
    end
    proudy_preruseni=zeros(size(proud_y,1),1);
    pocet_zakazniku=0;
end

case {2} % Zkrat
xR=useky(k,1);

[MC,U,d,Pomocna_matice,S,Pomocna_matice2,xR,Pomocna_matice3,I,proud_mmez]=zkra
t(MC,napeti,d,Pomocna_matice,S,Pomocna_matice2,xR,Pomocna_matice3,proud_mmez,I
);
proud_mmez=zeros(size(U,1),1);
for i=3:size(I,1)
    if abs(I(i,1))>=I_max
        proud_mmez(i,1)=1;
    elseif abs(I(i,1))>=10*I_max % Osetreni divergence
        I(i,1)=0;
        proud_mmez(i,1)=0;
    elseif abs(I(i,1))<=I_max
        proud_mmez(i,1)=0;
    end
end
end

if max(proud_mmez)==1;

[U,I,MC,rozpady]=rozpad(MC,napeti,d,Pomocna_matice,S,Pomocna_matice2,Pomocna_m
atice3,I,proud_mmez,rozpady); % Vysetreni rozpadu site
for i=3:size(U,1)
    if abs(U(i,1))>=U_1*1.01
        U(i,1)=0;
    elseif U(i,1)<=(241*0.70)
        U(i,1)=0;
    end
end

```

```

        pocet_zakazniku=pocet_zakazniku+1;
    end
end
else
    for i=3:size(U,1)
        if abs(U(i,1))>=U_1*1.01
            U(i,1)=0;
            pocet_zakazniku=pocet_zakazniku+1;
        elseif U(i,1)<=(241*0.70)
            U(i,1)=0;
            pocet_zakazniku=pocet_zakazniku+1;
        end
    end
end

if max(U)==min(U) % Osetreni, ze oba bilančni uzly zustaly osamoceny
    pocet_zakazniku=size(U,1)-pbu;
end

if k==1
    if pocet_zakazniku==0
        SAIFI_p=0; SAIDI_p=0;
    end
end
if pocet_zakazniku==0
    if abs(I(1,1))==0
        MC(1,1)=Matice(1,1);
        I=Pomocna_matice2;
        if abs(I(2,1))==0
            MC(2,1)=Matice(2,1);
        end
    elseif abs(I(2,1))==0
        MC(2,1)=Matice(2,1);
        I=Pomocna_matice2;
        if abs(I(1,1))==0
            MC(1,1)=Matice(1,1);
        end
    end
end
if pocet_zakazniku>0
    for m=3:size(U,1)
        if U(m,1)==0;
            Porucha_uzlu(m,1)=Porucha_uzlu(m,1)+1;
        end
    end
    SAIFI_p=SAIFI_p+pocet_zakazniku/zakazniku;
    t=exp(randn(1)*sigma+m_u);
    SAIDI_p=SAIDI_p+(pocet_zakazniku/zakazniku)*t;
    if pocet_zakazniku==12
        totalni_rozklad=totalni_rozklad+1;
    end
    S=Vykony;
    d=uhly;
    U=napeti;
    pocet_zakazniku=0;
    I=Pomocna_matice2;
    if max(abs(MC))>10^3
        continue
    elseif abs(I(1,1))==0
        MC(1,1)=Matice(1,1);
        I=Pomocna_matice2;
        if abs(I(2,1))==0

```

```
        MC(2,1)=Matice(2,1);
    end
elseif abs(I(2,1))==0
    MC(2,1)=Matice(2,1);
    I=Pomocna_matice2;
    if abs(I(1,1))==0
        MC(1,1)=Matice(1,1);
    end
else
    Pomocna_matice=Y_uchod;
end
end
end
end
```

7.9 Příloha I: Zdrojový kód funkce preruseni

```
function
[MC,U,d,Pomocna_matice,S,Pomocna_matice2,xR,Pomocna_matice3,I,proud_mmez]=prer
useni(MC,napeti,d,Pomocna_matice,S,Pomocna_matice2,xR,Pomocna_matice3,proud_mm
ez)

Y=Pomocna_matice;

%-----
%               Definice prvku site
%-----

% Vedení v [km]

z_po=(0.164+2*pi*50*0.000216j); % NKT cables NA2X2Y 3x185+95
y_pr=(0+j*84.8e-6);
z_pr=1/y_pr;
pbu=2;

l_V11=0.04; l_V12=0.05;
l_V21=0.05; l_V22=0.03;
l_V31=0.02; l_V32=0.04;
l_V41=0.08; l_V42=0.06;
l_V51=0.04; l_V52=0.07;
l_V61=0.10; l_V62=0.02;
l_V71=0.05; l_V72=0.04;

% Trafo

dP_cu=3500;
dP_fe=780;
Sn=250000;
uk=0.045;
i0=0.017;
Un=400;

Rt=(dP_cu*Un*Un)/(Sn*Sn);
Xt=(Un*Un*sqrt((uk^2)-(dP_cu/Sn)^2))/(Sn);
Gt=dP_fe/(Un*Un);
Bt=sqrt((Sn*i0)*(Sn*i0)-(dP_fe*dP_fe))/(Un*Un);

Y_10=Gt-li*Bt;
Y_20=Gt-li*Bt;
Ytr_1=1/(Rt+li*Xt);
Ytr_2=1/(Rt+li*Xt);

%-----
%               Cyklus
%-----

switch xR
case {1} %T1
    MC(1,1)=0;
    napeti(1,1)=0;
    Y(1,3)=0;
    if (abs(Y(1,3))+abs(Y(4,2)))<=10^-5
        S=zeros(14,1);
        napeti=zeros(14,1);
```

```

        d=zeros(14,1);
        Pomocna_matice2=zeros(16,1);
        proud_mmez=zeros(16,1);
    end
case {2} %T2
    MC(2,1)=0;
    napeti(2,1)=0;
    Y(4,2)=0;
    if (abs(Y(1,3))+abs(Y(4,2)))<=10^-5
        S=zeros(14,1);
        napeti=zeros(14,1);
        d=zeros(14,1);
        Pomocna_matice2=zeros(16,1);
        proud_mmez=zeros(16,1);
    end
case {3} %V11
    MC(3,1)=10^80;
    Y(3,8)=0;
    Pomocna_matice3(1,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(15,1)+MC(8,1)));
    Pomocna_matice3(6,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(4,1)));
    if (abs(Y(3,8))+abs(Y(7,8)))==0
        S(8,1)=0;
        Pomocna_matice3(5,1)=0;
        napeti(8,1)=0;
        d(8,1)=0;
    end
case {4} %V12
    MC(4,1)=10^80;
    Y(7,8)=0;
    Pomocna_matice3(5,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(5,1)+MC(9,1)));
    Pomocna_matice3(6,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(3,1)));
    if (abs(Y(3,8))+abs(Y(7,8)))==0
        S(8,1)=0;
        Pomocna_matice3(6,1)=0;
        napeti(8,1)=0;
        d(8,1)=0;
    end
case {5} %V21
    MC(5,1)=10^80;
    Y(7,10)=0;
    Pomocna_matice3(5,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(4,1)+MC(9,1)));
    Pomocna_matice3(8,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(6,1)));
    if (abs(Y(7,10))+abs(Y(10,5)))==0
        S(10,1)=0;
        Pomocna_matice3(8,1)=0;
        napeti(10,1)=0;
        d(10,1)=0;
    end
case {6} %V22
    MC(6,1)=10^80;
    Y(5,10)=0;
    Pomocna_matice3(3,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(7,1)+MC(11,1)));
    Pomocna_matice3(8,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(5,1)));
    if (abs(Y(7,10))+abs(Y(5,10)))==0
        S(10,1)=0;
        Pomocna_matice3(8,1)=0;
        napeti(10,1)=0;
        d(10,1)=0;
    end
case {7} %V31
    MC(7,1)=10^80;
    Y(5,9)=0;
    Pomocna_matice3(3,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(6,1)+MC(11,1)));

```

```

Pomocna_matice3(7,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(8,1)));
if (abs(Y(3,9))+abs(Y(5,9)))==0
    S(9,1)=0;
    Pomocna_matice3(7,1)=0;
    napeti(9,1)=0;
    d(9,1)=0;
end
case {8} %V32
MC(8,1)=10^80;
Y(9,3)=0;
Pomocna_matice3(1,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(3,1)+MC(15,1)));
Pomocna_matice3(7,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(7,1)));
if (abs(Y(9,3))+abs(Y(9,5)))==0
    S(9,1)=0;
    Pomocna_matice3(7,1)=0;
    napeti(9,1)=0;
    d(9,1)=0;
end
case {9} %V41
MC(9,1)=10^80;
Y(7,11)=0;
Pomocna_matice3(5,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(4,1)+MC(6,1)));
Pomocna_matice3(9,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(10,1)));
if (abs(Y(7,11))+abs(Y(4,11)))==0
    S(11,1)=0;
    Pomocna_matice3(8,1)=0;
    napeti(11,1)=0;
    d(11,1)=0;
end
case {10} %V42
MC(10,1)=10^80;
Y(4,11)=0;
Pomocna_matice3(2,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(12,1)+MC(13,1)));
Pomocna_matice3(9,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(9,1)));
if (abs(Y(7,11))+abs(Y(4,11)))==0
    S(11,1)=0;
    Pomocna_matice3(8,1)=0;
    napeti(11,1)=0;
    d(11,1)=0;
end
case {11} %V51
MC(11,1)=10^80;
Y(5,12)=0;
Pomocna_matice3(3,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(7,1)+MC(6,1)));
Pomocna_matice3(10,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(12,1)));
if (abs(Y(5,12))+abs(Y(4,12)))==0
    S(12,1)=0;
    Pomocna_matice3(10,1)=0;
    napeti(12,1)=0;
    d(12,1)=0;
end
case {12} %V52
MC(12,1)=10^80;
Y(4,12)=0;
Pomocna_matice3(2,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(10,1)+MC(13,1)));
Pomocna_matice3(10,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(11,1)));
if (abs(Y(5,12))+abs(Y(4,12)))==0
    S(12,1)=0;
    Pomocna_matice3(10,1)=0;
    napeti(12,1)=0;
    d(12,1)=0;
end
case {13} %V61

```

```

MC(13,1)=10^80;
Y(4,13)=0;
Pomocna_matice3(2,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(10,1)+MC(12,1)));
Pomocna_matice3(11,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(14,1)));
if (abs(Y(4,13))+abs(Y(6,13)))==0
    S(13,1)=0;
    Pomocna_matice3(11,1)=0;
    napeti(13,1)=0;
    d(13,1)=0;
end
if (abs(Y(4,13))+abs(Y(6,14)))==0
    S(13,1)=0; S(6,1)=0;
    Pomocna_matice3(11,1); Pomocna_matice3(4,1)=0;
    napeti(13,1)=0; napeti(6,1)=0;
    d(13,1)=0; d(6,1)=0;
end
if (abs(Y(4,13))+abs(Y(3,14)))==0
    S(13,1)=0; S(6,1)=0; S(14,1)=0;
    Pomocna_matice3(11,1)=0; Pomocna_matice3(4,1)=0;
Pomocna_matice3(12,1)=0;
    napeti(13,1)=0; napeti(6,1)=0; napeti(14,1)=0;
    d(13,1)=0; d(6,1)=0; d(14,1)=0;
end
if (abs(Y(6,14))+abs(Y(3,14)))==0
    S(14,1)=0;
    Pomocna_matice3(12,1)=0;
    napeti(14,1)=0;
    d(14,1)=0;
end
case {14} %V62
MC(14,1)=10^80;
Y(6,13)=0;
Pomocna_matice3(4,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(16,1)));
Pomocna_matice3(11,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(13,1)));
if (abs(Y(4,13))+abs(Y(6,13)))==0
    S(13,1)=0;
    Pomocna_matice3(11,1)=0;
    napeti(13,1)=0;
    d(13,1)=0;
end
if (abs(Y(6,13))+abs(Y(6,14)))==0
    S(6,1)=0;
    Pomocna_matice3(4,1)=0;
    napeti(6,1)=0;
    d(6,1)=0;
end
if (abs(Y(6,13))+abs(Y(3,14)))==0
    S(6,1)=0; S(14,1)=0;
    Pomocna_matice3(4,1)=0; Pomocna_matice3(12,1)=0;
    napeti(6,1)=0; napeti(14,1)=0;
    d(6,1)=0; d(14,1)=0;
end
if (abs(Y(6,14))+abs(Y(3,14)))==0
    S(14,1)=0;
    Pomocna_matice3(12,1)=0;
    napeti(14,1)=0;
    d(14,1)=0;
end
case {15} %V71
MC(15,1)=10^80;
Y(3,14)=0;
Pomocna_matice3(1,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(3,1)+MC(8,1)));
Pomocna_matice3(12,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(16,1)));

```



```

    if (abs(Y(3,14))+abs(Y(6,14)))==0
        S(14,1)=0;
        Pomocna_matice3(12,1)=0;
        napeti(14,1)=0;
        d(14,1)=0;
    end
    if (abs(Y(3,14))+abs(Y(6,13)))==0
        S(14,1)=0; S(6,1)=0;
        Pomocna_matice3(12,1)=0; Pomocna_matice3(4,1)=0;
        napeti(14,1)=0; napeti(6,1)=0;
        d(14,1)=0; d(6,1)=0;
    end
    if (abs(Y(4,13))+abs(Y(3,14)))==0
        S(13,1)=0; S(6,1)=0; S(14,1)=0;
        Pomocna_matice3(11,1)=0; Pomocna_matice3(4,1)=0;
Pomocna_matice3(12,1)=0;
        napeti(13,1)=0; napeti(6,1)=0; napeti(14,1)=0;
        d(13,1)=0; d(6,1)=0; d(14,1)=0;
    end
    if (abs(Y(6,14))+abs(Y(3,14)))==0
        S(14,1)=0;
        Pomocna_matice3(12,1)=0;
        napeti(14,1)=0;
        d(14,1)=0;
    end
    case {16} %V72
        MC(16,1)=10^80;
        Y(6,14)=0;
        Pomocna_matice3(4,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(14,1)));
        Pomocna_matice3(12,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(15,1)));
        if (abs(Y(6,14))+abs(Y(6,13)))==0
            S(6,1)=0;
            Pomocna_matice3(4,1)=0;
            napeti(6,1)=0;
            d(6,1)=0;
        end
        if (abs(Y(6,14))+abs(Y(4,13)))==0
            S(13,1)=0; S(6,1)=0;
            Pomocna_matice3(11,1)=0; Pomocna_matice3(4,1)=0;
            napeti(13,1)=0; napeti(6,1)=0;
            d(13,1)=0; d(6,1)=0;
        end
        if (abs(Y(3,14))+abs(Y(6,14)))==0
            S(14,1)=0;
            Pomocna_matice3(12,1)=0;
            napeti(14,1)=0;
            d(14,1)=0;
        end
        if (abs(Y(4,13))+abs(Y(3,14)))==0
            S(13,1)=0; S(6,1)=0; S(14,1)=0;
            Pomocna_matice3(11,1)=0; Pomocna_matice3(4,1)=0;
Pomocna_matice3(12,1)=0;
            napeti(13,1)=0; napeti(6,1)=0; napeti(14,1)=0;
            d(13,1)=0; d(6,1)=0; d(14,1)=0;
        end
    end
end

% Admitancni matice

Y_30=Pomocna_matice3(1,1);
Y_40=Pomocna_matice3(2,1);
Y_50=Pomocna_matice3(3,1);

```

```

Y_60=Pomocna_matice3(4,1);
Y_70=Pomocna_matice3(5,1);
Y_80=Pomocna_matice3(6,1);
Y_90=Pomocna_matice3(7,1);
Y_100=Pomocna_matice3(8,1);
Y_110=Pomocna_matice3(9,1);
Y_120=Pomocna_matice3(10,1);
Y_130=Pomocna_matice3(11,1);
Y_140=Pomocna_matice3(12,1);

Y=[Y_10+MC(1,1),0,-MC(1,1),0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0;
    0,Y_20+MC(2,1),0,-MC(2,1),0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0;
    -
    MC(1,1),0,1/(z_po*MC(3,1))+MC(1,1)+Y_30+(1/(z_po*MC(8,1)))+(1/(z_po*MC(15,1)))
    ,0,0,0,0,-1/(z_po*MC(3,1)),-1/(z_po*MC(8,1)),0,0,0,0,-1/(z_po*MC(15,1));
    0,-
    MC(2,1),0,Y_40+(1/(z_po*MC(10,1)))+(1/(z_po*MC(12,1)))+(1/(z_po*MC(13,1)))+MC(
    2,1),0,0,0,0,0,0,-1/(z_po*MC(10,1)),-1/(z_po*MC(12,1)),-1/(z_po*MC(13,1)),0;

    0,0,0,0,Y_50+(1/(z_po*MC(6,1)))+(1/(z_po*MC(7,1)))+(1/(z_po*MC(11,1))),0,0,0,-
    1/(z_po*MC(7,1)),-1/(z_po*MC(6,1)),0,-1/(z_po*MC(11,1)),0,0;
    0,0,0,0,Y_60+1/(z_po*MC(14,1))+1/(z_po*MC(16,1)),0,0,0,0,0,-
    1/(z_po*MC(14,1)),-1/(z_po*MC(16,1));

    0,0,0,0,0,0,Y_70+(1/(z_po*MC(4,1)))+(1/(z_po*MC(5,1)))+(1/(z_po*MC(9,1)),-
    1/(z_po*MC(4,1)),0,-1/(z_po*MC(5,1)),-1/(z_po*MC(9,1)),0,0,0;
    0,0,-1/(z_po*MC(3,1)),0,0,0,-
    1/(z_po*MC(4,1)),Y_80+1/(z_po*MC(4,1))+1/(z_po*MC(3,1)),0,0,0,0,0,0;
    0,0,-1/(z_po*MC(8,1)),0,-
    1/(z_po*MC(7,1)),0,0,0,Y_90+1/(z_po*MC(7,1))+1/(z_po*MC(8,1)),0,0,0,0,0;
    0,0,0,0,-1/(z_po*MC(6,1)),0,-
    1/(z_po*MC(5,1)),0,0,Y_100+1/(z_po*MC(5,1))+1/(z_po*MC(6,1)),0,0,0,0;
    0,0,0,-1/(z_po*MC(10,1)),0,0,-
    1/(z_po*MC(9,1)),0,0,0,Y_110+1/(z_po*MC(10,1))+1/(z_po*MC(9,1)),0,0,0;
    0,0,0,-1/(z_po*MC(12,1)),-
    1/(z_po*MC(11,1)),0,0,0,0,0,0,Y_120+1/(z_po*MC(12,1))+1/(z_po*MC(11,1)),0,0;
    0,0,0,-1/(z_po*MC(13,1)),0,-
    1/(z_po*MC(14,1)),0,0,0,0,0,0,Y_130+1/(z_po*MC(14,1))+1/(z_po*MC(13,1)),0;
    0,0,-1/(z_po*MC(15,1)),0,0,-
    1/(z_po*MC(16,1)),0,0,0,0,0,0,Y_140+1/(z_po*MC(16,1))+1/(z_po*MC(15,1))];

for i=1:size(Y,1)
    for r=1:size(Y,2)
        if i==r
            if Pomocna_matice(i,r)==0
                Y(i,r)=0;
            elseif Y(i,r)==0
                Pomocna_matice(i,r)=0;
            elseif abs(Y(i,r))-abs(Pomocna_matice(i,r))>=0
                Y(i,r)=Pomocna_matice(i,r);
            elseif abs(Y(i,r))-abs(Pomocna_matice(i,r))<=0
                Pomocna_matice(i,r)=Y(i,r);
            end
        else
            if abs(Y(i,r))<=10^-5
                Pomocna_matice(i,r)=0;
                Y(i,r)=0;
            end
            if abs(Y(i,r))*abs(Pomocna_matice(i,r))==0
                Y(i,r)=0;
                Pomocna_matice(i,r)=0;
            end
        end
    end
end

```

```

        end
    end
end

for i=1:size(Y,1) % Osetreni deleni nulou
    for r=1:size(Y,2)
        if abs(Y(i,r))<=10^-5
            Y(i,r)=0;
            Pomocna_matice(i,r)=0;
        end
    end
end

% Ustaleny chod

[U,d]=ustalenyChod(pbu,napeti,d,Y,S);

for r=3:size(U,1) % Osetreni divergence k 241
    if U(r,1)>=241*0.999
        U(r,1)=0;
    end
end

for i=1:size(Y,1) % Osetreni pameti vypadenych prvku
    for r=1:size(Y,2)
        if abs(Pomocna_matice(i,r))<=10^-5
            Y(i,r)=Pomocna_matice(i,r);
        end
    end
end

% Proudove rozlozeni

I=[(U(1,1)-U(3,1))/abs(Rt+1i*Xt); % z 1. bil. uzlu
    (U(2,1)-U(4,1))/abs(Rt+1i*Xt); % z 2. bil. uzlu
    (U(3,1)-U(8,1))/abs((z_po*1_V11)); % Z U3 do U8
    (U(8,1)-U(7,1))/abs((z_po*1_V12)); % Z U8 do U7
    (U(10,1)-U(7,1))/abs((z_po*1_V21)); % Z U10 do U7
    (U(5,1)-U(10,1))/abs((z_po*1_V22)); % Z U5 do U10
    (U(9,1)-U(5,1))/abs((z_po*1_V31)); % Z U9 do U5
    (U(3,1)-U(9,1))/abs((z_po*1_V32)); % Z U3 do U9
    (U(7,1)-U(11,1))/abs((z_po*1_V41)); % Z U7 do U11
    (U(4,1)-U(11,1))/abs((z_po*1_V42)); % Z U4 do U11
    (U(5,1)-U(12,1))/abs((z_po*1_V51)); % Z U5 do U12
    (U(12,1)-U(4,1))/abs((z_po*1_V52)); % Z U12 do U4
    (U(13,1)-U(4,1))/abs((z_po*1_V61)); % Z U13 do U4
    (U(6,1)-U(13,1))/abs((z_po*1_V62)); % Z U6 do U13
    (U(3,1)-U(14,1))/abs((z_po*1_V71)); % Z U3 do U14
    (U(14,1)-U(6,1))/abs((z_po*1_V72))]; % Z U14 do U6

switch xR
    case {1} %T1
        I(1,1)=0;
    case {2} %T2
        I(2,1)=0;
    case {3} %V11
        I(3,1)=0;
    case {4} %V12
        I(4,1)=0;
end

```

```
case {5} %V21
    I(5,1)=0;
case {6} %V22
    I(6,1)=0;
case {7} %V31
    I(7,1)=0;
case {8} %V32
    I(8,1)=0;
case {9} %V41
    I(9,1)=0;
case {10} %V42
    I(10,1)=0;
case {11} %V51
    I(11,1)=0;
case {12} %V52
    I(12,1)=0;
case {13} %V61
    I(13,1)=0;
case {14} %V62
    I(14,1)=0;
case {15} %V71
    I(15,1)=0;
case {16} %V72
    I(16,1)=0;
end

for i=1:size(I,1) % Zapsani vysledku proudů dále
    if I(i,1)==0
        if Pomocna_matice2(i,1)~=0
            Pomocna_matice2(i,1)=0;
        else
            Pomocna_matice2(i,1)=I(i,1);
        end
    elseif Pomocna_matice2(i,1)==0
        I(i,1)=Pomocna_matice2(i,1);
    elseif abs(I(i,1))>0
        Pomocna_matice2(i,1)=I(i,1);
    end
end
end
```

7.10 Příloha J: Zdrojový kód funkce zkrat

```
function
[MC,U,d,Pomocna_matice,S,Pomocna_matice2,xR,Pomocna_matice3,I,proud_mmez]=zkra
t(MC,napeti,d,Pomocna_matice,S,Pomocna_matice2,xR,Pomocna_matice3,proud_mmez,I
)

F=Pomocna_matice;
Y=Pomocna_matice;
C=MC;
D=I;

%-----
%               Definice prvku site
%-----

% Vedení v [km]

z_po=(0.164+2*pi*50*0.000216j); % NKT cables NA2X2Y 3x185+95
y_pr=(0+j*84.8e-6);
z_pr=1/y_pr;
pbu=2;

l_V11=0.04; l_V12=0.05;
l_V21=0.05; l_V22=0.03;
l_V31=0.02; l_V32=0.04;
l_V41=0.08; l_V42=0.06;
l_V51=0.04; l_V52=0.07;
l_V61=0.10; l_V62=0.02;
l_V71=0.05; l_V72=0.04;

% Trafo

dP_cu=3500;
dP_fe=780;
Sn=250000;
uk=0.045;
i0=0.017;
Un=400;

Rt=(dP_cu*Un*Un)/(Sn*Sn);
Xt=(Un*Un*sqrt((uk^2)-(dP_cu/Sn)^2))/(Sn);
Gt=dP_fe/(Un*Un);
Bt=sqrt((Sn*i0)*(Sn*i0)-(dP_fe*dP_fe))/(Un*Un);

Y_10=Gt-li*Bt;
Y_20=Gt-li*Bt;
Ytr_1=1/(Rt+li*Xt);
Ytr_2=1/(Rt+li*Xt);

%-----
%               Cyklus
%-----

switch xR
case {1} %T1
    MC(1,1)=0;
    napeti(1,1)=0;
    Y(1,3)=0;
    if (abs(Y(1,3))+abs(Y(4,2)))==0
```

```

        S=zeros(14,1);
        napeti=zeros(14,1);
        d=zeros(14,1);
        Pomocna_matice2=zeros(16,1);
        proud_mmez=zeros(16,1);
    end
    case {2} %T2
        MC(2,1)=0;
        napeti(2,1)=0;
        Y(4,2)=0;
        if (abs(Y(1,3))+abs(Y(4,2)))==0
            S=zeros(14,1);
            napeti=zeros(14,1);
            d=zeros(14,1);
            Pomocna_matice2=zeros(16,1);
            proud_mmez=zeros(16,1);
        end
    case {3} %V11
        MC(3,1)=10^80;
        Y(3,8)=0;
        Pomocna_matice3(1,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(15,1)+MC(8,1)));
        Pomocna_matice3(6,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(4,1)));
        if (abs(Y(3,8))+abs(Y(7,8)))==0
            S(8,1)=0;
            Pomocna_matice3(5,1)=0;
            napeti(8,1)=0;
            d(8,1)=0;
        else
            MC(4,1)=10^80;
            napeti(8,1)=0;
            S(8,1)=0;
            d(8,1)=0;
            Pomocna_matice3(5,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(5,1)+MC(9,1)));
            Pomocna_matice3(6,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(3,1)));
        end
    case {4} %V12
        MC(4,1)=10^80;
        Y(7,8)=0;
        Pomocna_matice3(5,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(5,1)+MC(9,1)));
        Pomocna_matice3(6,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(3,1)));
        if (abs(Y(3,8))+abs(Y(7,8)))==0
            S(8,1)=0;
            Pomocna_matice3(6,1)=0;
            napeti(8,1)=0;
            d(8,1)=0;
        else
            MC(3,1)=10^80;
            napeti(8,1)=0;
            d(8,1)=0;
            S(8,1)=0;
            Pomocna_matice3(1,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(15,1)+MC(8,1)));
            Pomocna_matice3(6,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(4,1)));
        end
    case {5} %V21
        MC(5,1)=10^80;
        Y(7,10)=0;
        Pomocna_matice3(5,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(4,1)+MC(9,1)));
        Pomocna_matice3(8,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(6,1)));
        if (abs(Y(7,10))+abs(Y(10,5)))==0
            S(10,1)=0;
            Pomocna_matice3(8,1)=0;
            napeti(10,1)=0;
            d(10,1)=0;
        end
end

```

```

else
    MC(6,1)=10^80;
    napeti(10,1)=0;
    S(10,1)=0;
    d(10,1)=0;
    Pomocna_matice3(3,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(7,1)+MC(11,1)));
    Pomocna_matice3(8,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(5,1)));
end
case {6} %V22
MC(6,1)=10^80;
Y(5,10)=0;
Pomocna_matice3(3,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(7,1)+MC(11,1)));
Pomocna_matice3(8,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(5,1)));
if (abs(Y(7,10))+abs(Y(10,5)))==0
    S(10,1)=0;
    Pomocna_matice3(8,1)=0;
    napeti(10,1)=0;
    d(10,1)=0;
else
    MC(5,1)=10^80;
    S(10,1)=0;
    napeti(10,1)=0;
    d(10,1)=0;
    Pomocna_matice3(5,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(4,1)+MC(9,1)));
    Pomocna_matice3(8,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(6,1)));
end
case {7} %V31
MC(7,1)=10^80;
Y(5,9)=0;
Pomocna_matice3(3,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(6,1)+MC(11,1)));
Pomocna_matice3(7,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(8,1)));
if (abs(Y(3,9))+abs(Y(9,5)))==0
    S(9,1)=0;
    Pomocna_matice3(7,1)=0;
    napeti(9,1)=0;
    d(9,1)=0;
else
    MC(8,1)=10^80;
    napeti(9,1)=0;
    d(9,1)=0;
    S(9,1)=0;
    Pomocna_matice3(1,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(3,1)+MC(15,1)));
    Pomocna_matice3(7,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(7,1)));
end
case {8} %V32
MC(8,1)=10^80;
Y(9,3)=0;
Pomocna_matice3(1,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(3,1)+MC(15,1)));
Pomocna_matice3(7,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(7,1)));
if (abs(Y(3,9))+abs(Y(9,5)))==0
    S(9,1)=0;
    Pomocna_matice3(7,1)=0;
    napeti(9,1)=0;
    d(9,1)=0;
else
    MC(7,1)=10^80;
    napeti(9,1)=0;
    d(9,1)=0;
    S(9,1)=0;
    Pomocna_matice3(3,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(6,1)+MC(11,1)));
    Pomocna_matice3(7,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(8,1)));
end
case {9} %V41

```

```

MC(9,1)=10^80;
Y(7,11)=0;
Pomocna_matice3(5,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(4,1)+MC(6,1)));
Pomocna_matice3(9,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(10,1)));
if (abs(Y(7,11))+abs(Y(4,11)))==0
    S(11,1)=0;
    Pomocna_matice3(8,1)=0;
    napeti(11,1)=0;
    d(11,1)=0;
else
    MC(10,1)=10^80;
    napeti(11,1)=0;
    d(11,1)=0;
    S(11,1)=0;
    Pomocna_matice3(2,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(12,1)+MC(13,1)));
    Pomocna_matice3(9,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(9,1)));
end
case {10} %V42
MC(10,1)=10^80;
Y(4,11)=0;
Pomocna_matice3(2,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(12,1)+MC(13,1)));
Pomocna_matice3(9,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(9,1)));
if (abs(Y(7,11))+abs(Y(4,11)))==0
    S(11,1)=0;
    Pomocna_matice3(8,1)=0;
    napeti(11,1)=0;
    d(11,1)=0;
else
    MC(9,1)=10^80;
    napeti(11,1)=0;
    d(11,1)=0;
    S(11,1)=0;
    Pomocna_matice3(5,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(4,1)+MC(6,1)));
    Pomocna_matice3(9,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(10,1)));
end
case {11} %V51
MC(11,1)=10^80;
Y(5,12)=0;
Pomocna_matice3(3,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(7,1)+MC(6,1)));
Pomocna_matice3(10,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(12,1)));
if (abs(Y(5,12))+abs(Y(4,12)))==0
    S(12,1)=0;
    Pomocna_matice3(10,1)=0;
    napeti(12,1)=0;
    d(12,1)=0;
else
    MC(12,1)=10^80;
    napeti(12,1)=0;
    d(12,1)=0;
    S(12,1)=0;
    Pomocna_matice3(2,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(10,1)+MC(13,1)));
    Pomocna_matice3(10,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(11,1)));
end
case {12} %V52
MC(12,1)=10^80;
Y(4,12)=0;
Pomocna_matice3(2,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(10,1)+MC(13,1)));
Pomocna_matice3(10,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(11,1)));
if (abs(Y(5,12))+abs(Y(4,12)))==0
    S(12,1)=0;
    Pomocna_matice3(10,1)=0;
    napeti(12,1)=0;
    d(12,1)=0;

```



```

else
MC(11,1)=10^80;
napeti(12,1)=0;
d(12,1)=0;
S(12,1)=0;
Pomocna_matice3(3,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(7,1)+MC(6,1)));
Pomocna_matice3(10,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(12,1)));
end
case {13} %V61
MC(13,1)=10^80;
Y(4,13)=0;
Pomocna_matice3(2,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(10,1)+MC(12,1)));
Pomocna_matice3(11,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(14,1)));
if (abs(Y(4,13))+abs(Y(6,13)))==0
S(13,1)=0;
Pomocna_matice3(11,1)=0;
napeti(13,1)=0;
d(13,1)=0;
elseif (abs(Y(4,13))+abs(Y(6,14)))==0
S(13,1)=0; S(6,1)=0;
Pomocna_matice3(11,1); Pomocna_matice3(4,1)=0;
napeti(13,1)=0; napeti(6,1)=0;
d(13,1)=0; d(6,1)=0;
elseif (abs(Y(4,13))+abs(Y(3,14)))==0
S(13,1)=0; S(6,1)=0; S(14,1)=0;
Pomocna_matice3(11,1)=0; Pomocna_matice3(4,1)=0;
Pomocna_matice3(12,1)=0;
napeti(13,1)=0; napeti(6,1)=0; napeti(14,1)=0;
d(13,1)=0; d(6,1)=0; d(14,1)=0;
else
MC(13,1)=10^80; MC(14,1)=10^80; MC(15,1)=10^80; MC(16,1)=10^80;
napeti(6,1)=0; napeti(13,1)=0; napeti(14,1)=0;
d(6,1)=0; d(13,1)=0; d(14,1)=0;
S(6,1)=0; S(13,1)=0; S(14,1)=0;
Pomocna_matice3(1,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(3,1)+MC(8,1)));
Pomocna_matice3(2,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(10,1)+MC(12,1)));
end
case {14} %V62
MC(14,1)=10^80;
Y(6,13)=0;
Pomocna_matice3(4,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(16,1)));
Pomocna_matice3(11,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(13,1)));
if (abs(Y(4,13))+abs(Y(6,13)))==0
S(13,1)=0;
Pomocna_matice3(11,1)=0;
napeti(13,1)=0;
d(13,1)=0;
elseif (abs(Y(4,13))+abs(Y(6,14)))==0
S(13,1)=0; S(6,1)=0;
Pomocna_matice3(11,1); Pomocna_matice3(4,1)=0;
napeti(13,1)=0; napeti(6,1)=0;
d(13,1)=0; d(6,1)=0;
elseif (abs(Y(4,13))+abs(Y(3,14)))==0
S(13,1)=0; S(6,1)=0; S(14,1)=0;
Pomocna_matice3(11,1)=0; Pomocna_matice3(4,1)=0;
Pomocna_matice3(12,1)=0;
napeti(13,1)=0; napeti(6,1)=0; napeti(14,1)=0;
d(13,1)=0; d(6,1)=0; d(14,1)=0;
else
MC(13,1)=10^80; MC(14,1)=10^80; MC(15,1)=10^80; MC(16,1)=10^80;
napeti(6,1)=0; napeti(13,1)=0; napeti(14,1)=0;
d(6,1)=0; d(13,1)=0; d(14,1)=0;
S(6,1)=0; S(13,1)=0; S(14,1)=0;

```

```

Pomocna_matice3(1,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(3,1)+MC(8,1)));
Pomocna_matice3(2,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(10,1)+MC(12,1)));
end
case {15} %V71
MC(15,1)=10^80;
Y(3,14)=0;
Pomocna_matice3(1,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(3,1)+MC(8,1)));
Pomocna_matice3(12,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(16,1)));
if (abs(Y(4,13))+abs(Y(6,13)))==0
    S(13,1)=0;
    Pomocna_matice3(11,1)=0;
    napeti(13,1)=0;
    d(13,1)=0;
elseif (abs(Y(4,13))+abs(Y(6,14)))==0
    S(13,1)=0; S(6,1)=0;
    Pomocna_matice3(11,1); Pomocna_matice3(4,1)=0;
    napeti(13,1)=0; napeti(6,1)=0;
    d(13,1)=0; d(6,1)=0;
elseif (abs(Y(4,13))+abs(Y(3,14)))==0
    S(13,1)=0; S(6,1)=0; S(14,1)=0;
    Pomocna_matice3(11,1)=0; Pomocna_matice3(4,1)=0;
Pomocna_matice3(12,1)=0;
    napeti(13,1)=0; napeti(6,1)=0; napeti(14,1)=0;
    d(13,1)=0; d(6,1)=0; d(14,1)=0;
elseif (abs(Y(6,14))+abs(Y(3,14)))==0
    S(14,1)=0;
    Pomocna_matice3(12,1)=0;
    napeti(14,1)=0;
    d(14,1)=0;
else
    MC(13,1)=10^80; MC(14,1)=10^80; MC(15,1)=10^80; MC(16,1)=10^80;
    napeti(6,1)=0; napeti(13,1)=0; napeti(14,1)=0;
    d(6,1)=0; d(13,1)=0; d(14,1)=0;
    S(6,1)=0; S(13,1)=0; S(14,1)=0;
    Pomocna_matice3(1,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(3,1)+MC(8,1)));
    Pomocna_matice3(2,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(10,1)+MC(12,1)));
end
case {16} %V72
MC(16,1)=10^80;
Y(6,14)=0;
Pomocna_matice3(4,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(14,1)));
Pomocna_matice3(12,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(15,1)));
if (abs(Y(4,13))+abs(Y(6,13)))==0
    S(13,1)=0;
    Pomocna_matice3(11,1)=0;
    napeti(13,1)=0;
    d(13,1)=0;
elseif (abs(Y(4,13))+abs(Y(6,14)))==0
    S(13,1)=0; S(6,1)=0;
    Pomocna_matice3(11,1); Pomocna_matice3(4,1)=0;
    napeti(13,1)=0; napeti(6,1)=0;
    d(13,1)=0; d(6,1)=0;
elseif (abs(Y(4,13))+abs(Y(3,14)))==0
    S(13,1)=0; S(6,1)=0; S(14,1)=0;
    Pomocna_matice3(11,1)=0; Pomocna_matice3(4,1)=0;
Pomocna_matice3(12,1)=0;
    napeti(13,1)=0; napeti(6,1)=0; napeti(14,1)=0;
    d(13,1)=0; d(6,1)=0; d(14,1)=0;
else
    MC(13,1)=10^80; MC(14,1)=10^80; MC(15,1)=10^80; MC(16,1)=10^80;
    napeti(6,1)=0; napeti(13,1)=0; napeti(14,1)=0;
    d(6,1)=0; d(13,1)=0; d(14,1)=0;
    S(6,1)=0; S(13,1)=0; S(14,1)=0;

```

```

Pomocna_matice3(1,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(3,1)+MC(8,1)));
Pomocna_matice3(2,1)=1/(0.5*z_pr*(MC(10,1)+MC(12,1)));
end
end

% Admitancni matice

Y_30=Pomocna_matice3(1,1);
Y_40=Pomocna_matice3(2,1);
Y_50=Pomocna_matice3(3,1);
Y_60=Pomocna_matice3(4,1);
Y_70=Pomocna_matice3(5,1);
Y_80=Pomocna_matice3(6,1);
Y_90=Pomocna_matice3(7,1);
Y_100=Pomocna_matice3(8,1);
Y_110=Pomocna_matice3(9,1);
Y_120=Pomocna_matice3(10,1);
Y_130=Pomocna_matice3(11,1);
Y_140=Pomocna_matice3(12,1);

Y=[Y_10+MC(1,1),0,-MC(1,1),0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0;
    0,Y_20+MC(2,1),0,-MC(2,1),0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0;
    -
    MC(1,1),0,1/(z_po*MC(3,1))+MC(1,1)+Y_30+(1/(z_po*MC(8,1)))+(1/(z_po*MC(15,1)))
    ,0,0,0,0,-1/(z_po*MC(3,1)),-1/(z_po*MC(8,1)),0,0,0,0,-1/(z_po*MC(15,1));
    0,-
    MC(2,1),0,Y_40+(1/(z_po*MC(10,1)))+(1/(z_po*MC(12,1)))+(1/(z_po*MC(13,1)))+MC(
    2,1),0,0,0,0,0,0,-1/(z_po*MC(10,1)),-1/(z_po*MC(12,1)),-1/(z_po*MC(13,1)),0;

    0,0,0,0,Y_50+(1/(z_po*MC(6,1)))+(1/(z_po*MC(7,1)))+(1/(z_po*MC(11,1))),0,0,0,-
    1/(z_po*MC(7,1)),-1/(z_po*MC(6,1)),0,-1/(z_po*MC(11,1)),0,0;
    0,0,0,0,0,Y_60+1/(z_po*MC(14,1))+1/(z_po*MC(16,1)),0,0,0,0,0,0,-
    1/(z_po*MC(14,1)),-1/(z_po*MC(16,1));

    0,0,0,0,0,0,Y_70+(1/(z_po*MC(4,1)))+(1/(z_po*MC(5,1)))+(1/(z_po*MC(9,1)),-
    1/(z_po*MC(4,1)),0,-1/(z_po*MC(5,1)),-1/(z_po*MC(9,1)),0,0,0;
    0,0,-1/(z_po*MC(3,1)),0,0,0,-
    1/(z_po*MC(4,1)),Y_80+1/(z_po*MC(4,1))+1/(z_po*MC(3,1)),0,0,0,0,0,0;
    0,0,-1/(z_po*MC(8,1)),0,-
    1/(z_po*MC(7,1)),0,0,0,Y_90+1/(z_po*MC(7,1))+1/(z_po*MC(8,1)),0,0,0,0,0;
    0,0,0,0,-1/(z_po*MC(6,1)),0,-
    1/(z_po*MC(5,1)),0,0,Y_100+1/(z_po*MC(5,1))+1/(z_po*MC(6,1)),0,0,0,0;
    0,0,0,-1/(z_po*MC(10,1)),0,0,-
    1/(z_po*MC(9,1)),0,0,0,Y_110+1/(z_po*MC(10,1))+1/(z_po*MC(9,1)),0,0,0;
    0,0,0,-1/(z_po*MC(12,1)),0,-
    1/(z_po*MC(11,1)),0,0,0,0,0,Y_120+1/(z_po*MC(12,1))+1/(z_po*MC(11,1)),0,0;
    0,0,0,-1/(z_po*MC(13,1)),0,-
    1/(z_po*MC(14,1)),0,0,0,0,0,0,Y_130+1/(z_po*MC(14,1))+1/(z_po*MC(13,1)),0;
    0,0,-1/(z_po*MC(15,1)),0,0,-
    1/(z_po*MC(16,1)),0,0,0,0,0,0,0,Y_140+1/(z_po*MC(16,1))+1/(z_po*MC(15,1))];

for i=1:size(Y,1)
    for r=1:size(Y,2)
        if i==r
            if Pomocna_matice(i,r)==0
                Y(i,r)=0;
            elseif Y(i,r)==0
                Pomocna_matice(i,r)=0;
            elseif abs(Y(i,r))-abs(Pomocna_matice(i,r))>=0
                Y(i,r)=Pomocna_matice(i,r);
            elseif abs(Y(i,r))-abs(Pomocna_matice(i,r))<=0
                Pomocna_matice(i,r)=Y(i,r);
            end
        end
    end
end

```

```

        end
    else
        if abs(Y(i,r))<=10^-5
            Pomocna_matice(i,r)=0;
            Y(i,r)=0;
        end
        if abs(Y(i,r))*abs(Pomocna_matice(i,r))==0
            Y(i,r)=0;
            Pomocna_matice(i,r)=0;
        end
    end
end
end

for i=1:size(Y,1) % Osetreni deleni nulou
    for r=1:size(Y,2)
        if abs(Y(i,r))<=10^-5
            Y(i,r)=0;
            Pomocna_matice(i,r)=0;
        end
    end
end

% Ustaleny chod

[U,d]=ustalenycho(pbu,napeti,d,Y,S);

for r=3:size(U,1) % Osetreni divergence k 241
    if U(r,1)>=241*0.999
        U(r,1)=0;
    end
end

for i=1:size(Y,1) % Osetreni pameti vypadenych prvku
    for r=1:size(Y,2)
        if abs(Pomocna_matice(i,r))<=10^-5
            Y(i,r)=Pomocna_matice(i,r);
        end
    end
end

% Proudove rozlozeni

I=[(U(1,1)-U(3,1))/abs(Rt+1i*Xt); % z 1. bil. uzlu
    (U(2,1)-U(4,1))/abs(Rt+1i*Xt); % z 2. bil. uzlu
    (U(3,1)-U(8,1))/abs((z_po*1_V11)); % Z U3 do U8
    (U(8,1)-U(7,1))/abs((z_po*1_V12)); % Z U8 do U7
    (U(10,1)-U(7,1))/abs((z_po*1_V21)); % Z U10 do U7
    (U(5,1)-U(10,1))/abs((z_po*1_V22)); % Z U5 do U10
    (U(9,1)-U(5,1))/abs((z_po*1_V31)); % Z U9 do U5
    (U(3,1)-U(9,1))/abs((z_po*1_V32)); % Z U3 do U9
    (U(7,1)-U(11,1))/abs((z_po*1_V41)); % Z U7 do U11
    (U(4,1)-U(11,1))/abs((z_po*1_V42)); % Z U4 do U11
    (U(5,1)-U(12,1))/abs((z_po*1_V51)); % Z U5 do U12
    (U(12,1)-U(4,1))/abs((z_po*1_V52)); % Z U12 do U4
    (U(13,1)-U(4,1))/abs((z_po*1_V61)); % Z U13 do U4
    (U(6,1)-U(13,1))/abs((z_po*1_V62)); % Z U6 do U13
    (U(3,1)-U(14,1))/abs((z_po*1_V71)); % Z U3 do U14
    (U(14,1)-U(6,1))/abs((z_po*1_V72))]; % Z U14 do U6

```

```
switch xR
case {1} %T1
    I(1,1)=0;
case {2} %T2
    I(2,1)=0;
case {3} %V11
    I(3,1)=0;
    if U(8,1)<=241*0.25
        I(4,1)=0;
    end
case {4} %V12
    I(4,1)=0;
    if U(8,1)<=241*0.25
        I(3,1)=0;
    end
case {5} %V21
    I(5,1)=0;
    if U(10,1)<=241*0.25
        I(6,1)=0;
    end
case {6} %V22
    I(6,1)=0;
    if U(10,1)<=241*0.25
        I(5,1)=0;
    end
case {7} %V31
    I(7,1)=0;
    if U(9,1)<=241*0.25
        I(8,1)=0;
    end
case {8} %V32
    I(8,1)=0;
    if U(9,1)<=241*0.25
        I(7,1)=0;
    end
case {9} %V41
    I(9,1)=0;
    if U(11,1)<=241*0.25
        I(10,1)=0;
    end
case {10} %V42
    I(10,1)=0;
    if U(11,1)<=241*0.25
        I(9,1)=0;
    end
case {11} %V51
    I(11,1)=0;
    if U(12,1)<=241*0.25
        I(12,1)=0;
    end
case {12} %V52
    I(12,1)=0;
    if U(12,1)<=241*0.25
        I(11,1)=0;
    end
case {13,14,15,16} %V61
    if U(13,1)<=241*0.25
        if U(6,1)<=241*0.25
            I(13,1)=0;
            I(14,1)=0;
            I(16,1)=0;
            if U(14,1)<=241*0.25
                I(15,1)=0;
            end
        end
    end
end
```

```

        end
        elseif U(14,1)<=241*0.25
            I(14,1)=0;
            I(16,1)=0;
            I(13,1)=0;
            I(15,1)=0;
        end
    end
    if U(6,1)<=241*0.25
        if U(13,1)<=241*0.25
            I(13,1)=0;
            I(14,1)=0;
            I(16,1)=0;
            if U(14,1)<=241*0.25
                I(15,1)=0;
            end
            elseif U(14,1)<=241*0.25
                I(14,1)=0;
                I(16,1)=0;
                I(13,1)=0;
                I(15,1)=0;
            end
        end
    end
    if U(14,1)<=241*0.25
        if U(6,1)<=241*0.25
            I(15,1)=0;
            I(16,1)=0;
            I(14,1)=0;
            if U(13,1)<=241*0.25
                I(13,1)=0;
            end
            elseif U(13,1)<=241*0.25
                I(14,1)=0;
                I(16,1)=0;
                I(13,1)=0;
                I(15,1)=0;
            end
        end
    end
end

for i=1:size(I,1) % Zapsani vysledku proudů dále
    if I(i,1)==0
        if D(i,1)~=0
            D(i,1)=0;
        else
            D(i,1)=I(i,1);
        end
    elseif D(i,1)==0
        I(i,1)=0;
    elseif abs(I(i,1))>0
        D(i,1)=I(i,1);
    end
end

for r=1:2
    if MC(1,1)==0;
        C(1,1)=0;
    elseif MC(2,1)==0;
        C(2,1)=0;
    end
end
end

```

```
for i=1:size(I,1) % Zapsani vysledku proudů dále
    if I(i,1)==0
        if Pomocna_matice2(i,1)~=0
            Pomocna_matice2(i,1)=0;
        else
            Pomocna_matice2(i,1)=I(i,1);
        end
    elseif Pomocna_matice2(i,1)==0
        I(i,1)=Pomocna_matice2(i,1);
    elseif abs(I(i,1))>0
        Pomocna_matice2(i,1)=I(i,1);
    end
end

MC=C; % Osetreni neodhaleni preruseni
Pomocna_matice=F; %Osetreni neodhaleni preruseni

end
```

7.11 Příloha K: Zdrojový kód funkce rozpad

```

function
[U,I,MC,rozpady]=rozpad(MC,napeti,d,Pomocna_matice,S,Pomocna_matice2,Pomocna_m
atice3,I,proud_mmez,rozpady)

z=0; %(kontrola max. poctu cyklu)
U=napeti;
I_pom=zeros(size(I,1),1);

while max(proud_mmez)>=1

I_max=200; % Podle pojistky
z=z+1;

for r=1:(size(I,1)-2)
    I_pom(r,1)=(I(r+2,1));
end

for xR=1:size(proud_mmez,1)
    if proud_mmez(xR,1)==1
        if abs(I(xR,1))==max(abs(I_pom))
            rozpady=rozpady+1;
        end
    end
end

[MC,U,d,Pomocna_matice,S,Pomocna_matice2,xR,Pomocna_matice3,I,proud_mmez]=prer
useni(MC,napeti,d,Pomocna_matice,S,Pomocna_matice2,xR,Pomocna_matice3,proud_mm
ez);

    else
        continue % Osetreni selektivniho vypinani pojistek
    end
end
end
for r=3:size(I,1)
    if abs(I(r,1))>=I_max
        proud_mmez(r,1)=1;
    else
        proud_mmez(r,1)=0;
    end
    if abs(I(r,1))>=(10*I_max)
        proud_mmez(r,1)=0;
        I(r,1)=0;
    end
end
end

for o=3:size(U,1) % Osetreni divergence napeti
    if U(o,1)>=241*0.999
        U(o,1)=0;
        break
    elseif U(o,1)<=241*0.25
        break
    end
end
end
if z==20;
    return % Osetreni moznosti osamocenyh bilancnich uzlu
end

end
end
end

```


8 POUŽITÁ LITERATURA

- [1] Česká republika. *Energetický zákon*. In: 458/2000 Sb. 2000. Dostupné z: <http://www.cez.cz/cs/ke-stazeni/energeticka-legislativa.html>
- [2] SKALA, P. *Spolehlivost distribuce elektrické energie zákazníkům*. Brno, 2011. Elektronické skriptum. FEKT VUT v Brně.
- [3] PNE 33 3430-7. *CHARAKTERISTIKY NAPĚTÍ ELEKTRICKÉ ENERGIE VE VEŘEJNÉ DISTRIBUČNÍ SÍTI*. 2008. Dostupné z: <http://www.csres.cz/Upload/PNE%2033%203430-7%203.vyd%C3%A1n%C3%AD.pdf>
- [4] BARTSCH, H.-J. *Matematické vzorce*. Vyd. 4. Praha: Academia, 2006, 831 s. ISBN 80-200-1448-9.
- [5] *Pravidla provozování distribuční soustavy*. In: *PREdistribuce* [online]. 2008 [cit. 2014-12-07]. Dostupné z: <http://www.predistribuce.cz/distribuce/distribucni-sit/pravidla-provozovani.html>
- [6] Česká republika. *O kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice*. In: 41/2010 Sb. 2010. Dostupné z: <http://www.epravo.cz/top/zakony/sbirka-zakonu/vyhlaska-ze-dne-4-unora-2010-ktou-se-meni-vyhlaska-c-5402005-sb-o-kvalite-dodavek-elektřiny-a-souvisejících-sluzeb-v-elektroenergetice-17630.html>
- [7] Česká republika. *Vyhláška Energetického regulačního úřadu, kterou se stanoví obsah ekonomických údajů a postupy pro regulaci cen v energetice*. In: 306/2001 Sb. 2001. Dostupné z: <http://www.sagit.cz/pages/sbirkatxt.asp?cd=76&typ=r&zdroj=sb01306>
- [8] Česká republika. *O kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice*. In: 540/2005 Sb. 2005. Dostupné z: <http://www.psp.cz/sqw/sbirka.sqw?cz=540&r=2005>
- [9] *Zpráva o postupu stanovení základních parametrů regulačního vzorce pro II. regulační období*. In: ERÚ, *Energetický regulační úřad* [online]. 2011 [cit. 2014-12-28]. Dostupné z: <http://www.eru.cz/cs/elektrina/metodika-regulace/ii.-regulacni-obdobi-2005-2009->
- [10] Česká republika. *Vyhláška Energetického regulačního úřadu, kterou se stanoví obsah ekonomických údajů a postupy pro regulaci cen v energetice, ve znění vyhlášky 13/2003 Sb.* In: 575/2004 Sb. 2004. Dostupné z: <http://www.psp.cz/sqw/sbirka.sqw?cz=575&r=2004>
- [11] Česká republika. *Vyhláška, kterou se mění vyhláška č. 438/2001 Sb., kterou se stanoví ekonomický obsah údajů a postup při regulaci cen v energetice*. In: 13/2003 Sb. 2003. Dostupné z: <http://www.psp.cz/sqw/sbirka.sqw?cz=13&r=2003>
- [12] Energetický regulační úřad. *Zveřejnění Závěrečné zprávy ERÚ o metodice regulace III. regulačního období* [online]. 2009 [cit. 2014-12-28]. Dostupné z: <http://www.eru.cz/cs/elektrina/metodika-regulace/ii.-regulacni-obdobi-2005-2009->
- [13] Česká republika. *Vyhláška o způsobu regulace cen v energetických odvětvích a postupech pro regulaci cen*. In: 150/2007 Sb. 2007. Dostupné z: <http://www.psp.cz/sqw/sbirka.sqw?cz=150&r=2007>
- [14] Energetický regulační úřad. *Zpráva Energetického regulačního úřadu o metodice regulace IV. regulačního období pro odvětví elektroenergetiky a plynárenství* [online]. 2014 [cit. 2014-12-28]. Dostupné z: http://www.eru.cz/documents/10540/462862/R%C3%A1mec_metodiky_IV+RO_2015-02-16.pdf/1370f896-8d16-441c-9153-d3fb6d6f3ffe
- [15] Česká republika. *Vyhláška, kterou se mění vyhláška č. 150/2007 Sb. o způsobu regulace cen v energetických odvětvích a postupech pro regulaci cen*. In: 264/2009 Sb. 2009. Dostupné z: <http://www.psp.cz/sqw/sbirka.sqw?cz=264&r=2009>

- [16] Česká republika. *Vyhláška o způsobu regulace cen a postupech při regulaci cen v elektroenergetice a teplárenství a o změně vyhlášky č. 140/2009 Sb. O způsobu regulace cen v energetických odvětvích a postupech při stanovení regulovaných cen ve znění pozdějších předpisů*. In: 436/2013 Sb. 2013. Dostupné z: <http://www.psp.cz/sqw/sbirka.sqw?cz=436&r=2013>
- [17] PROCHÁZKA, R.. *Druhy elektrického silnoproudého rozvodu*. In: *TZB info* [online]. 2007 [cit. 2014-12-29]. Dostupné z: <http://www.tzb-info.cz/4035-druhy-elektrickeho-silnoproudeho-rozvodu>
- [18] *Popis distribuční soustavy E. ON*. In: *E. ON Distribuce a.s.* [online]. 2006 [cit. 2014-12-29]. Dostupné z: http://www.eon-distribuce.cz/file/cs/electricity/technical_information/EON-popis_ds.pdf
- [19] *Council of European Energy Regulators* [online]. 2001 [cit. 2015-01-01]. Dostupné z: <http://www.ceer.eu>
- [20] TŮMA, J. a kol. *Spolehlivost v elektroenergetice*. 1. vyd. Praha: CONTE s.r. o. ČVUT., 143 s. ISBN 80-239-6483-6.
- [21] GEUSSOVÁ, M. *Na nedostatek práce si nemůžeme stěžovat!*. Pro-Energy magazín. Rok 2014, č. 4, str. 3.
- [22] NOVOTNÝ, R. *Elektrorevue* [online]. 2002 [cit. 2015-02-12]. Dostupné z: <http://www.elektrorevue.cz/clanky/02017/index.html>
- [23] *Management mania* [online]. 2015 [cit. 2015-02-12]. Dostupné z: <https://managementmania.com/cs/kvalita-jakost>
- [24] SEDLÁČEK, J. *Elektrotechnika II*. 3. přeprac.vyd. Brno: Vutium, 2004, 143 s. ISBN 80-214-2573-3.
- [25] HALUZÍK, E. *Řízení provozu elektrizačních soustav*. Vydání první. Brno. SNTL, Praha, 1983.
- [26] *Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich*. In: E-Control [online]. 2012 [cit. 2015-02-24]. Dostupné z: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/Ver%C3%B6ffentlichung%202013-Ausfall-%20und%20St%C3%B6rungsstatistik_v1.0.pdf
- [27] LÅGLAND, H. *Impacts of quality improvement incentives on automation investments in the Finnish new regulation model*. In: abb.com [online]. 2009 [cit. 2015-02-24]. Dostupné z: [http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/verifydisplay/a0e71b571964f210c12575f20031a227/\\$file/ABB_whitepaper_CIREN_2009_0141.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/verifydisplay/a0e71b571964f210c12575f20031a227/$file/ABB_whitepaper_CIREN_2009_0141.pdf)
- [28] *CEER Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply: Data update*. Council of European Energy Regulators [online]. 2014, 5.1 [cit. 2015-02-24]. Dostupné z: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab3/C13-EQS-57-03_BR5.1_19-Dec-2013_updated-Feb-2014.pdf
- [29] BLAŽEK, V. *Distribuce elektrické energie*. Brno, 2011. Skriptum. FEKT VUT v Brně.
- [30] HODINKA, M., *Elektrické sítě II*. Ostrava, 1975. Skriptum Fakulty strojní VŠB v Ostravě.
- [31] BLAŽEK, V. *Přenosové sítě*. Brno, 2014. Skriptum. FEKT VUT v Brně.
- [32] VOKÁL, J. *Výpočty zkratů v technické praxi*. In: powerwiki.cz [online]. 2012 [cit. 2015-02-24]. Dostupné z: https://www.powerwiki.cz/attach/PrilohyVyuka/Vok_%20zkraty_%20prednaska_textFEL.pdf
- [33] KOUDELKA, C. *Připojky nn*. In: fei1.vsb.cz [online]. 2007 [cit. 2015-02-24]. Dostupné z: http://fei1.vsb.cz/kat420/vyuka/Bakalarske/prednasky/pred_ZEP/Pripojky%20NN-07.pdf
- [34] PN KA 101. *Zásady navrhování sítí nn*. Praha, PREdistribuce a. s., 2006.

- [35] PN KT 203. *Zásady řešení vestavěných distribučních transformačních stanic*. Praha, PREdistribuce a. s., 2006.
- [36] PRAKAB PRAŽSKÁ KABELOVNA, a.s. *SILOVÉ KABELY 0,6/1 kV* [online]. 2015 [cit. 2015-03-23]. Dostupné: http://www.prakab.cz/fileadmin/content/prakab/Vyroby/Silove_kabely/Silove_kabely_0_6-1kV/1-AYKY.pdf
- [37] Energetický regulační úřad. *Zpráva o dosažené úrovni nepřetržitosti přenosu nebo distribuce elektřiny za rok 2013*. In: ERÚ [online]. 2014 [cit. 2015-03-23]. Dostupné z: http://www.eru.cz/documents/10540/462796/Zprava_o_kvalite_2013.pdf/71acda78-be07-4efd-83fe-5ab1b1e750e9
- [38] ČSN 50 160. *Charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejné distribuční sítě*. Praha: Český normalizační institut, 2000.
- [39] PNE 34 1050. *Kladení kabelů nn, v n a 110 kV v distribučních sítích energetiky*. In: csres.cz [online]. Dostupné na: <http://www.csres.cz/CZ/o-sdruzeni>.
- [40] PNE 35 4701. *Pojistky gTr pro jištění distribučních transformátorů vn/nn*. In: csres.cz [online]. 2000 [cit. 5. 4. 2015]. Dostupné na: <http://www.csres.cz/CZ/o-sdruzeni>.
- [41] PX 102. *Postup při manipulacích v síti nn*. Praha: PRE distribuce, 2010.
- [42] ČSN 33 2000-4-442. *Elektrotechnické předpisy – Elektrická zařízení – Část 4: Bezpečnost – Kapitola 44: Ochrana proti přepětí – Oddíl 442: Ochrana zařízení nn při zemních poruchách v síti vysokého napětí*. Praha: Český normalizační institut, 1999.
- [43] PNE 33 3430-0. *Výpočetní hodnocení zpětných vlivů odběratelů a zdrojů distribučních soustav*. In: csres.cz [online]. 1999 [cit. 5. 4. 2015]. Dostupné na: <http://www.csres.cz/CZ/o-sdruzeni>.
- [44] *Mains electricity by country*. In: Wikipedia: the free encyclopedia [online]. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2001- [cit. 2015-03-29]. Dostupné z: http://en.wikipedia.org/wiki/Mains_electricity_by_country
- [45] HAGGIS, T. *Network Design Manual 3 - E.ON UK - Our Corporate*. In: Books and Manuals [online]. 2006 [cit. 2015-03-29]. Dostupné z: <http://www.entrymanual.com/pdf-pdffiles/network-design-manual-3-eon-uk-our-corporate-74028/>
- [46] FAJMON, B., V. *Matematika 3*. Brno, 2011. Skriptum. FEKT VUT v Brně.
- [47] ETO, J. H. *Increasing Variability in SAIDI and Implications for Identifying Major Events Days*. In: IEEE Working Group on Distribution Reliability [online]. 2014 [cit. 2015-03-31]. Dostupné z: <http://grouper.ieee.org/groups/td/dist/sd/doc/2014-08%20Increasing%20Variability%20in%20SAIDI%20+Implications%20for%20Identifying%20MEDs-%20Joseph%20Eto.pdf>
- [48] *Logaritmicko-normální rozdělení*. In: Wikipedia: the free encyclopedia [online]. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2001- [cit. 2015-03-31]. Dostupné z: http://cs.wikipedia.org/wiki/Logaritmicko-norm%C3%A1ln%C3%AD_rozd%C4%9Blen%C3%AD
- [49] *ASAI*. In: Wikipedia: the free encyclopedia [online]. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2001- [cit. 2015-03-31]. Dostupné z: <http://cs.wikipedia.org/wiki/ASAI>
- [50] CHRISTIE, R. D. *Statistical Classification of Major Reliability Event Days in Distribution Systems*. In: University of Washington, Electrical Engineering [online]. 2001 [cit. 2015-03-31]. Dostupné z: <http://www.ee.washington.edu/faculty/christie/Major%20Events%20Classification02.pdf>

- [51] McDANIEL, J. *Uses of IEEE 1366 and Catastrophic Days*. In.: Electric Edison Institute [online]. 2012 [cit. 2015-03-31]. Dostupné z: http://eei.org/meetings/Meeting_Documents/2012Apr-TDM-McDaniel.pdf
- [52] *Zpráva o dosažené úrovni kvality distribuce 2013*. In.: E. ON Distribuce a. s. [online]. 2015. Dostupné z: http://www.eon-distribuce.cz/file/cs/electricity/technical_information/EON-zprava_o_dosazene_urovni_kvality_distribuce_2013.pdf
- [53] LUKEŠ, P. Poklesy napětí v síti nn a spolehlivost výpočetní a řídicí techniky. Časopis AUTOMA. Č. 1/2008.
- [54] KOŠTÁL, J. 2014. *Poklesy napětí*. Časopis Elektro. 8/2015. Dostupné z: http://www.odbornecasopisy.cz/flipviewer/Elektro/2014/08/Elektro_08_2014_output/web/Elektro_08_2014_opf_files/WebSearch/page0072.html
- [55] *Instalační kabely s Al jádrem*. Katalog firmy nkt cables s. r. o. In.: nkt cables [online]. 2015 Dostupné z: http://www.nktcables.com/~media/Files/NktCables/Products/CZ/LV%20cables/LV_new%20datasheets2014/N2XY.pdf
- [56] PN ST 248. *Vzduchem chlazené, distribuční transformátory SGB*. Praha, PREdistribuce a. s., 2012.
- [57] *Olejové distribuční transformátory, hermeticky uzavřené nebo s konzervátorem*. Katalog firmy Eximet Trafo spol. s. r. o. In.: Eximet Trafo spol. s. r. o. [online]. Dostupné z: http://www.eximetrafo.cz/03_olejova_trafa
- [58] BYRTUS, J. *Výpočet zkratových poměrů v lokální distribuční soustavě*. Bakalářská práce. Brno: Ústav elektroenergetiky FEKT VUT v Brně, 2011, 55 stran.
- [59] ORSÁGOVÁ, J. *Rozvodná zařízení*. Elektronické skriptum. FEKT VUT v Brně. 2012
- [60] *Přiřazování pojistek vn k distribučním transformátorům*. Časopis Elektro. In: Odborné Časopisy [Online]. 2015. Dostupné z: <http://www.odbornecasopisy.cz/elektro/casopis/tema/prirazovani-pojistek-vn-k-distribucnim-transformatorum--14971>
- [61] *Pojistky vn VARIUS*. Katalog firmy OEZ s. r. o. In.: OEZ s. r. o. [online]. 2015 Dostupné z: http://www.oez.cz/uploads/oez/files/ks/1326-z01-13_cz_sk.pdf
- [62] *Pojistkové vložky PLN pro jištění distribučních transformátorů*. Katalog firmy OEZ s. r. o. In.: OEZ s. r. o. [online]. 2015 Dostupné z: http://www.oez.cz/uploads/oez/files/ks/1274-Z01-10_CZ_SK.pdf
- [63] *Pojistkové vložky PNA*. Katalog firmy OEZ s. r. o. In.: OEZ s. r. o. [online]. 2015 Dostupné z: http://www.oez.cz/uploads/oez/files/ks/1327-z04-12_cz_sk.pdf
- [64] VOKÁL, J. *Výpočty zkratů v technické praxi*. Přednáškový text. FEL ČVUT v Praze. 2012.
- [65] PAVLOVSKÝ, B. *Elektrické sítě v městech a sídlištích*. Brno, 1975. SNTL, 432 str.