

VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

Fakulta elektrotechniky
a komunikačních technologií

BAKALÁŘSKÁ PRÁCE



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION

ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

TECHNICKÉ POŽADAVKY PRO REALIZACI SJEDNOCENÍ ŘAZENÍ FÁZÍ U OPM

THE FRAMEWORK FOR APPLICATION OF PHASE ALLOCATION OF CONSUMERS

BAKALÁŘSKÁ PRÁCE

BACHELOR'S THESIS

AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Vít Franěk

VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

Ing. Václav Vyčítal, Ph.D.

BRNO 2021



Bakalářská práce

bakalářský studijní program **Silnoproudá elektrotechnika a elektroenergetika**

Ústav elektroenergetiky

Student: Vít Franěk

ID: 211105

Ročník: 3

Akademický rok: 2020/21

NÁZEV TÉMATU:

Technické požadavky pro realizaci sjednocení řazení fází u OPM

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Úvod do problematiky koncepce chytrých sítí. Požadavky/očekávání na monitoring jednotlivých napěťových hladin chytrých sítí.
2. Rešerše současného stavu řešení problému s identifikací řazení fází (HW a SW).
3. Analýza a návrh vhodných modelových přístupů pro provedení identifikace řazení fází pro jednotlivé napěťové hladiny na úrovni České republiky.
4. Poskytnutí doporučení (technické i netechnické) vyplývající pro modelové přístupy vč. identifikace hlavních infrastrukturálních nedostatků, případně i laboratorní demonstrace identifikace řazení fází.

DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího bakalářské práce

Termín zadání: 8.2.2021

Termín odevzdání: 1.6.2021

Vedoucí práce: Ing. Václav Vyčítal, Ph.D.

doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.
předseda rady studijního programu

UPOZORNĚNÍ:

Autor bakalářské práce nesmí při vytváření bakalářské 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.

Abstrakt

Cílem bakalářské práce je seznámení s konceptem inteligentních sítí a s problematikou identifikace řazení fází vyplývající z implementace inteligentních sítí. Problematika identifikace řazení fází je popsána několika možnými metodami. Praktická část se zabývá výpočtem teoretické sítě a zpracováním hodnot změřených ze sítě nízkého napětí.

Na zpracované hodnoty je aplikována metoda sjednocení fáze na základě událostí napětí. Na základě výsledků je vypracován návrh laboratorní úlohy.

Klíčová slova

Inteligentní síť, identifikace fáze, komunikační technika, fázová predikce, fázové měřicí jednotky, hardwarová metoda, systém identifikace fáze, softwarové metody, fázový posuv, amplituda,

Abstract

The aim of this work is to introduce the issue of the smart grids concept, as well as the issue of phase identification sorting from implementation smart grids. The issue of phase identification sorting is described by several possible methods. The work continues by calculating the theoretical network and processing the values measured from the low voltage network and applying the phase identification method based on voltage events. Based on the results, a laboratory task proposal is prepared.

Keywords

Smart grids, phase identification, communication technology, phase prediction, phase measurement units, hardware method, phase identification system, software methods, phase shift, amplitude

Bibliografická citace

FRANĚK, Vít. *Technické požadavky pro realizaci sjednocení řazení fází u OPM* [online]. Brno, 2021 [cit. 2021-05-12]. Dostupné z: <https://www.vutbr.cz/studenti/zav-prace/detail/133347>. Bakalářská práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Ústav elektroenergetiky. Vedoucí práce Václav Vyčítal.

Prohlášení autora o původnosti díla

Jméno a příjmení studenta: Vít Franěk

VUT ID studenta: 211105

Typ práce: Bakalářská práce

Akademický rok: 2020/21

Téma závěrečné práce: Technické požadavky pro realizaci sjednocení řazení fází u OPM

Prohlašuji, že svou závěrečnou práci jsem vypracoval samostatně pod vedením vedoucí/ho závěrečné práce a s použitím odborné literatury a dalších informačních zdrojů, které jsou všechny citovány v práci a uvedeny v seznamu literatury na konci práce.

Jako autor uvedené závěrečné práce dále prohlašuji, že v souvislosti s vytvořením této závěrečné 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.

V Brně dne: 30. května 2021

podpis autora

Poděkování

Rád bych poděkoval vedoucímu práce panu Ing. Václavu Vyčítalovi, Ph.D. a panu Ing. Michalu Ptáčkovi, Ph.D. za přístup k vedení práce a za čas, který byli ochotní věnovat konzultačním hodinám a odbornému vysvětlování problematiky. V neposlední řadě, bych chtěl poděkovat rodině za jejich podporu.

V Brně dne: 30. května 2021

podpis autora

Obsah

SEZNAM OBRÁZKŮ	9
ÚVOD	10
1. ÚVOD DO PROBLEMATIKY KONCEPCE INTELIGENTNÍCH SÍTÍ.....	11
1.1 ZÁKLAD, SLOŽENÍ A VYUŽITÍ INTELIGENTNÍ SÍTĚ	11
1.2 JEDNOTLIVÉ VÝHODY A NEVÝHODY INTELIGENTNÍCH SÍTÍ.....	11
1.3 INTELIGENTNÍ SÍŤ V ČR.....	12
1.3.1 Státní energetická koncepce.....	12
1.3.2 Národní akční plán pro inteligentní síť	12
1.3.3 Legislativa.....	13
1.3.4 Plán realizace Inteligentních sítí v ČR.....	13
1.4 ŘÍZENÍ A MONITORING NAPĚŤOVÝCH HLADIN INTELIGENTNÍCH SÍTÍ ČR.	14
1.4.1 Řízení SG v distribuční soustavě.....	15
1.4.2 Komunikační technika.....	15
1.4.3 Řízení napětí sítě NN.....	15
1.4.4 Řízení napětí sítě VN.....	15
1.4.5 Řízení napětí sítě VVN.....	16
1.4.6 Monitoring jednotlivých hladin.....	16
1.4.7 Zabezpečení monitorování napětových hladin.....	16
1.5 TECHNOLOGIE INTELIGENTNÍHO MĚŘENÍ.....	16
1.5.1 Typy inteligentního měření.....	17
1.5.2 Provozní měřicí technika	17
1.6 ELEKTROMOBILITA	18
1.7 INFORMAČNÍ PODPORA PRO ZÁKAZNÍKA	18
1.8 PILOTNÍ PROJEKT VRCHLABÍ.....	18
2. REŠERŠE ŘEŠENÍ PROBLÉMU IDENTIFIKACE FÁZÍ.....	20
2.1 PROBLÉM IDENTIFIKACE FÁZE	20
2.2 HARDWAROVÁ METODA IDENTIFIKACE FÁZE	21
2.2.1 Fázové měřicí jednotky	22
2.2.2 Systém identifikace fáze	22
2.2.3 Funkční bloky systému identifikace fáze	23
2.2.4 Kalibrační systém.....	24
2.2.5 Identifikátory fází.....	24
2.3 METODA FÁZOVÉ PREDIKCE.....	24
2.3.1 Problém metody fázové predikce	25
2.3.2 Systém měření	25
2.4 IDENTIFIKACE FÁZE VYUŽÍVAJÍCÍ ČASOVÉ ŘADY MĚŘENÍ VÝKONU	25
2.4.1 Způsob identifikace fáze využívající časové řady měření výkonu.....	26
2.4.2 Nastavení měření a jeho chyby	26
2.5 IDENTIFIKACE FÁZE NA ZÁKLADĚ ZJIŠTĚNÍ UDÁLOSTÍ NAPĚTÍ	27
2.5.1 Metoda a její použití	27
2.6 POROVNÁNÍ JEDNOTLIVÝCH TYPŮ METOD IDENTIFIKACE FÁZE	28
2.6.1 Metoda ESC-GIS.....	29
2.6.2 Metoda LASSO.....	29

2.6.3	Výsledky jednotlivých metod	29
3.	ANALÝZA A NÁVRH VHODNÝCH PŘÍSTUPŮ PRO PROVEDENÍ IDENTIFIKACE	
	ŘAZENÍ FÁZÍ	30
3.1	VYUŽITÍ IDENTIFIKACE FÁZE NAPĚŤOVÝCH HLADIN ČR	30
3.2	ANALÝZA IMAGINÁRNÍ SÍTĚ	31
3.2.1	<i>Impedance imaginárního vedení</i>	<i>31</i>
3.2.2	<i>Referenční stav imaginární sítě.....</i>	<i>32</i>
3.2.3	<i>Druhý stav imaginární sítě.....</i>	<i>35</i>
3.3	ANALÝZA REÁLNÉ SÍTĚ	37
3.3.1	<i>Kvalitoměry.....</i>	<i>37</i>
3.3.2	<i>Detektory fází</i>	<i>38</i>
3.3.3	<i>Výpočet amplitud reálné sítě.....</i>	<i>38</i>
3.3.4	<i>Výpočet fázových posuvů reálné sítě.....</i>	<i>41</i>
4.	LABORATORNÍ ÚLOHA	44
4.1	ÚKOL MĚŘENÍ.....	44
4.2	POUŽITÉ PŘÍSTROJE	44
4.3	SCHÉMA ZAPOJENÍ.....	45
4.4	POSTUP MĚŘENÍ.....	45
4.5	ZPRACOVÁNÍ HODNOT.....	46
5.	ZÁVĚR.....	47
	SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK	52

SEZNAM OBRÁZKŮ

2.1	System identifikace fáze [11]	22
2.2	System automatické identifikace fáze [15]	27
2.3	Proces fázové identifikace [15]	28
3.1	Schéma imaginární sítě	31
3.2	Postupné zjednodušování imaginární sítě	34
3.3	Schéma sítě s body pro měření hodnot napětí [25]	37
3.4	Průběh okamžitých hodnot napětí reálné sítě v čase	38
3.5	Hodnoty amplitud fází a míst měření v reálné síti pro frekvenční složku základní harmonické	40
3.6	Detail hodnot amplitud pro všechny tři fáze a různá místa měření	41
3.7	Graf výpočtu fázových posuvů	42
4.1	Schéma zapojení laboratorní úlohy	45

ÚVOD

V dnešní době chápeme inteligentní síť (SG) jako odpověď na současný vývoj energetiky, ve které nás zajímají její jednotlivé oblasti, jako je výroba, přenos, distribuce elektrické energie a v neposlední řadě i její spotřeba. Příchod a implementace konceptu inteligentních sítí musí zachovávat udržitelnost jednotlivých odvětví, jako je ekonomika a ekologie i různé technické i netechnické požadavky.

S aplikací SG se stávají rozvodné sítě obousměrnou možností komunikace, díky které je pak možné na síti aplikovat řadu technických řešení, která přispívají ke zkvalitnění služeb pro koncové zákazníky, a také mohou do velké míry chránit životní prostředí, a to například vysoce účinnou integrací obnovitelných zdrojů nebo efektivním řízením spotřeby. Jedním z technických řešení SG, je řešení problémů identifikace řazení fází, kterým se tato bakalářská práce zabývá.

Identifikace řazení fází musí být řešena z důvodu budoucího nárůstu inteligentních sítí. Hlavní motivací řešení problému identifikace fáze je fázové vyrovnaní zatížení. Vyřešení tohoto problému by snížilo náklady a usnadnilo práci při identifikaci fáze pověřenými osobami.

Práce je rozdělena na teoretickou a praktickou část. Teoretická část se zabývá přiblížením problematiky inteligentních sítí a dále problémem identifikace fází u odběrových a předávacích míst (OPM). Teoretická část se věnuje jednotlivým metodám a shrnutím úspěšnosti těchto metod.

Praktická se zaměřuje na přiblížení funkce metody sjednocení řazení fází. Funkce metody je nejprve představena na chování imaginární sítě. Dále se zabývá výpočtem hodnot potřebných pro aplikování uvedené metody identifikace fáze na měření z reálné sítě. Na základě výsledků jednotlivých metod a obtížnosti řešení je zpracována laboratorní úloha a poskytnuto doporučení včetně hlavních nedostatků pro aplikovanou metodu identifikace fáze.

1. ÚVOD DO PROBLEMATIKY KONCEPCE INTELIGENTNÍCH SÍTÍ

Distribuce elektrické energie a elektroenergetika se celkově posouvá dopředu. Potřebujeme nový druh elektrické sítě, aby zvládla nové digitální a počítačové zařízení a technologie na ní závislé, a která může automatizovat a řídit rostoucí složitost a potřeby elektriny v 21. století. Inteligentní síť představuje příležitost posunout energetický průmysl do stavu lepší spolehlivosti, dostupnosti a účinnosti, která přispěje k našemu ekonomickému a ekologickému zdraví. Téma inteligentních sítí je úvodem potřebným pro pochopení problematiky, kterou se tato bakalářská práce zabývá, a to je řešení požadavků pro korektní identifikaci řazení fází. V podkapitolách 1.1 až 1.8 jsou popsány různé odlišnosti inteligentních sítí. Je také poukázáno na rozdíly oproti současným používaným technologiím (např. pro měření, zpracování dat).

1.1 Základ, složení a využití inteligentní sítě

Základem je digitální technologie. Stejně jako internet se inteligentní síť skládá z ovládacích prvků, počítačů, automatizace, nových technologií a spolupracujících zařízení, ale v tomto případě tyto technologie spolupracují s elektrickou sítí, aby digitálně reagovaly na rychle se měnící poptávku po elektřině [1].

Díky své obousměrné interaktivní kapacitě umožňuje inteligentní síť automatické přesměrování při poruše nebo výpadku zařízení. Tím se minimalizují výpadky zařízení. Když dojde k výpadku napájení, technologie SG detekuje a izoluje výpadky, než se stanou rozsáhlými výpadky proudu. Nové technologie také pomohou zajistit, aby se elektřina obnovila rychle a strategicky po mimořádné události – například směrování elektriny na pohotovostní služby. Kromě toho inteligentní síť využívá větší výhody generátorů energie, které vlastní zákazník, k výrobě energie, pokud není k dispozici z veřejných služeb. Kombinací těchto zdrojů by komunita mohla udržet své zdravotní středisko, policejní oddělení, semaforey, telefonní systém a obchod s potravinami v provozu během mimořádných událostí. Inteligentní síť je způsobem, jak řešit stárnoucí energetickou infrastrukturu, kterou je třeba vylepšovat nebo vyměnit [1].

1.2 Jednotlivé výhody a nevýhody inteligentních sítí

V této podkapitole jsou uvedeny výhody a nevýhody Ministerstvem průmyslu a obchodu (MPO) České republiky (ČR). Pro porovnání Ministerstvo energetiky Spojených států amerických uvádí stejné výhody, přičemž neuvádí zmínku o nevýhodách viz reference [1]. Jednotlivé výhody a nevýhody jsou převzaty z reference [2] a jsou následující.

Mezi výhody SG patří:

- Efektivnější nakládání s elektrickou energií, možnost optimalizace výroby a spotřeby elektrické energie za současné decentralizace výroby a obousměrná komunikace v síti.
- Otevřený systém, který dovolí efektivní kombinování elektrické energie z tradičních a alternativních zdrojů.
- Schopnost samostatně reagovat na hrozící přetížení a přesměrovat tok elektřiny, aby se předcházelo výpadkům.
- Zvýšení možností využití obnovitelných zdrojů energie.
- Zákazníci mají příležitost vyrábět elektřinu z vlastních zdrojů a přebytky prodávat do sítě.
- Distributor elektřiny může zlepšit optimalizaci zatížení sítě.

Mezi nevýhody SG patří:

- Podle bezpečnostních odborníků se zde může vyvinout prostor pro možné sledování uživatelů sítě přes chytré měřiče spotřeby.
- Zvýšené nároky na distribuční síť a její řízení (zejména v oblasti objemu dat, která musí být přenášena obousměrně mezi distributorem a spotřebitelem), což s sebou nese dodatečné investice.
- Pro plné využití chytrých sítí musí nynější centralizovaná síť nejprve projít zásadní úpravou.

1.3 Inteligentní síť v ČR

Inteligentní síť je dlouhodobou koncepcí rozvoje distribučních sítí v ČR, kterou se zabývá Ministerstvo průmyslu a obchodu.

1.3.1 Státní energetická koncepce

Státní energetická koncepce (SEK) je dokument stanovující strategické cíle a priority státu vzhledem k energetickému hospodářství v období na budoucích 30 let. Tím se snaží zajistit spolehlivou, bezpečnou a k životnímu prostředí šetrnou dodávku energie pro potřeby obyvatelstva a ekonomiky ČR. Zároveň však musí být zaručena bezpečnost, konkurenceschopnost a přijatelná cena za standardních podmínek [3].

1.3.2 Národní akční plán pro inteligentní síť

Národní akční plán (NAP) pro chytré síť 2019–2030, byl vytvořen na základě usnesení vlády České republiky č. 149 ze dne 4. března 2015. Usnesení vlády uložilo ministru průmyslu a obchodu předložit vládě do 31. prosince 2019 návrh aktualizace NAP. Za účelem zpracování aktualizace NAP SG proběhlo vyhodnocení výstupů a stavu řešení jednotlivých opatření NAP SG, včetně doporučení projektových týmů pro navazující práce. Přípravná fáze bude probíhat od doby přijetí NAP SG vládou až do konce roku

2019. Bude zaměřena na analýzu budoucích potřeb a variant řešení pro implementaci. Na ni bude navazovat realizační fáze, která by měla být do roku 2030 dokončena. Prostřednictvím celé řady dílčích projektů bude vybudována chytrá síť na úrovni přenosové a distribuční soustavy. A to včetně organizační a legislativní nadstavby [4].

1.3.3 Legislativa

Energetická legislativa zahrnuje právní předpisy zabývající se oblastí energetiky. Jedním z ústředních orgánů státní správy, věnující se této problematice, je od roku 1992 Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR. Mezi jeho kompetence patří například příprava SEK, výkon státní správy v oblasti elektroenergetiky, plynárenství, kapalných paliv, teplárenství a jaderné energie. Zodpovídá také za zákony upravující energetické odvětví v ČR [5].

Jednotlivé směrnice a nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) uvedené v odstavci níže jsou čerpány dle Národního akčního plánu, zveřejněné Ministerstvem průmyslu a obchodu z reference [6]. Směrnice a nařízení, které byly schváleny a prošly legislativním procesem jsou následující:

- Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/2001 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů.
- Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/844, kterou se mění směrnice 2010/31/EU o energetické náročnosti budov a směrnice 2012/27/EU o energetické účinnosti.
- Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/2002, kterou se mění směrnice 2012/27/EU o energetické účinnosti.
- Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/1999 o správě energetické unie a opatření v oblasti klimatu.
- Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o změně směrnice 2012/27/EU (přepracované znění).
- Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou (přepracované znění).
- Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/941 o rizikové připravenosti v odvětví elektřiny a o zrušení směrnice 2005/89/ES.
- Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/942, kterým se zřizuje Agentura Evropské unie pro spolupráci energetických regulačních orgánů (přepracované znění).

1.3.4 Plán realizace Inteligentních sítí v ČR

Plán realizace pro období 2020-2024:

Veškerý rozvoj a obnova přenosové a distribuční soustavy bude probíhat již v souladu s potřebami realizace SG. Na konci období by mělo být osazeno cca 30 % odběrných míst v sítích nízkého napětí technologií Automatic Meter Management (v sítích vysokého

napětí všechna) s komunikačním pokrytím pro cca 60 % sítí NN. Níže jsou uvedeny vybrané cíle související s přípravou a realizací SG včetně legislativní oblasti [6].

Chod elektrizační soustavy:

- Do roku 2024 bude dokončeno nasazení systémů dálkově ovládaných úsečníků ve stávajících sítích VN.
- Do roku 2024 bude dokončeno zavedení bilancí uzlových oblastí 110 kV.
- Do roku 2024 bude nasazen celoplošný systém řízení U/Q v sítích VN a VVN.
- Do roku 2024 bude zpracována nová koncepce provozního měření v definovaných uzlech a doplněna chybějící telemetrie především v sítích VN.
- Do roku 2024 bude zahájena první etapa automatizace sítí NN [6].

Plán realizace pro období 2025-2029:

V tomto období jsou pro realizaci SG v závislosti na objemu připojované decentralizované výroby předpokládány náklady nad rámec běžného rozvoje a obnovy zařízení DS v jednotkách miliard korun [6].

Technika:

- Bude dokončeno nasazení inteligentních měřicích systémů.
- Do roku 2028 bude dokončeno ověření nových technologií pro akumulaci elektřiny z intermitentních zdrojů a učiněno rozhodnutí o jejich nasazení v elektrizační soustavě ČR.
- Technologie systému synchronního měření fázorů, s využitím jejich výstupů jako podpory pro dispečerské řízení, bude instalována a uvedena do rutinního provozu v systémech automatického dálkového řízení.
- Bude dokončena automatizace distribuční trafostanice, včetně zavedení a využití nových algoritmů pro jejich řízení.
- Bude dokončena první etapa automatizace sítí NN na úrovni distribučních trafostanic (DTS) [6].

1.4 Řízení a monitoring napěťových hladin inteligentních sítí ČR.

Řízení přenosových a distribučních soustav je v současné době podporováno technickými prostředky. Tyto prostředky jsou určeny pro zpracování povelů, signalizaci, analogové měření, chránění a automatizaci v objektech sloužících pro výrobu a rozvod elektrické energie. Další technické prostředky jsou určeny pro zajištění monitoringu, řízení výroby a provozu přenosové a distribuční sítě, umístěných v centrech řízení (technických dispečincích). Přenos informací mezi těmito dvěma základními úrovněmi řízení je zajištěn prostřednictvím telekomunikační sítě, která byla v nedávné minulosti budována na základě možností daných energetickým zákonem jednotlivými subjekty – výrobci, provozovatelem DS a provozovatelem přenosové soustavy [6].

1.4.1 Řízení SG v distribuční soustavě

Tento koncept je zaměřen na efektivní využití inteligentních prvků pro řízení jednotlivých technologických zařízení DS. Dostatečná robustnost energetických sítí je nezbytným základem jejich spolehlivosti a schopnosti zvládnutí rychlých změn na straně výroby nebo spotřeby. Na základě analýzy stávajících sítí VVN, VN a NN lze specifikovat obecně platné budoucí požadavky na tyto typy sítí v definovaných typech regionů [6].

1.4.2 Komunikační technika

Komunikační sítě jsou v podstatě strukturovány do dvou vrstev:

- Místní sítě v objektech, kde jsou umístěny řídicí systémy (výrobní, elektrické stanice a technické dispečinky),
- Rozlehlé komunikační sítě mezi jednotlivými úrovněmi řízení na bázi metalických, a hlavně optických sítí, včetně bezdrátové komunikace nebo komunikace po silových vedeních. Tyto sítě jsou využívány i pro komunikaci mezi ochranami na vedeních nebo pro komunikaci distribuovaných automatizačních prostředků [6].

1.4.3 Řízení napětí sítě NN

V současné době výrobní připojené na hladině NN v naprosté většině technicky neumožňují regulaci jalového výkonu. Vzhledem k velkému množství očekávaných instalací je obtížné v současné době stanovit směr, jakým se bude rozvíjet řízení napětí takového počtu výroben [6].

1.4.4 Řízení napětí sítě VN

Na napěťové hladině VN lze nežádoucí kolísání napětí v síti eliminovat pomocí regulace jalového výkonu jen částečně. Částečná regulace způsobí snížení nákladů distributorů na investice do dalších opatření, tak aby bylo možné zajistit připojení výroben. Důvody pouze částečného účinku jsou:

- Existence vývodů, na kterých nebudou připojeny výrobní.
- Existence vývodů, na kterých budou připojeny výrobní bez možnosti regulace.
- Nepříznivé konfigurace v síti (např. větší množství DTS s přetokem z NN (s výrobou umístěnou poblíž konců vedení).
- Výrobní lze využít pouze v rozsahu účinníku $\pm 0,95$ u současných výroben a $\pm 0,90$ u nově připojovaných výroben, navíc se jedná o nepredikovatelný zdroj.
- Změna Q v daném místě má dopad na napětí pouze v daném místě a nejbližším okolí [6].

1.4.5 Řízení napětí sítě VVN

Na hladině VVN je stabilizace napětí řešena v rámci dispečerského řídicího systému. V současné době je v rámci DS využívána automatika pro regulaci napětí (jalového výkonu) na úrovni sítě a vybraných zdrojů v síti VVN. Toto řešení není implementováno celoplošně; jeho celoplošné rozšíření lze předpokládat do roku 2025 a plné využití do roku 2040 [6].

1.4.6 Monitoring jednotlivých hladin

Z konceptu SG vyplývá masivní nasazení řídicích a monitorovacích prvků do sítí VN a NN (řádově desetitisíce až statisíce), včetně výroben obnovitelných zdrojů energie, tedy do bodů, které jsou rozptýleně umístěny v rámci elektrické sítě a v terénu.

Řešení tohoto problému spočívá ve vytvoření nového konceptu telekomunikací pro energetiku nad stávající fyzickou elektrizační soustavou.

Nový koncept komunikací musí vyhovět stávajícím požadavkům a požadavkům vyplývajícím z SG, dále musí důsledně zajistit důvěrnost, dostupnost, anonymitu a integritu přenášených dat [6].

1.4.7 Zabezpečení monitorování napěťových hladin

Za tímto účelem je nutno do tohoto konceptu zapracovat komplexní bezpečnostní pohled, který by měl z hlediska přenosových technologií splňovat následující základní předpoklady:

- Zajištění bezpečnosti pro sítě s přesně definovanou podporou množiny bezpečnostních standardů pro kybernetickou bezpečnost dle normy (IEC 62352).
- Zajištění zabezpečené komunikace pro řídicí systémy a zařízení fyzické bezpečnosti.
- Zajištění soukromého charakteru obsahu informací a dohledu na zařízení.
- Zajištění důvěrnosti u informací v bezdrátových sítích a sítích komunikujících po silových vedeních.
- Zajištění maximální bezpečnosti pro přístup do dohledových sítí.
- Pro kritické aplikace nepoužívat negarantované služby.
- Pro zajištění spolehlivého přenosu dat zpracovat a vyhodnotit návrh vytvoření a provozování jednotné telekomunikační sítě v majetku distributora [6].

1.5 Technologie inteligentního měření

V současné době má již ČR osazeno inteligentními měřidly (elektroměry s průběhovým měřením) 61% spotřeby. Jedná se o všechny výrobce a zákazníky připojené k napětí VVN a VN a většina velkých odběratelů v úrovni NN. V oblasti měření A a B se předpokládá zachování a další rozvoj současné koncepce průběhového měření. Technický upgrade nastane v oblasti osazení nových komunikačních technologií, kde rychle stárnoucí

informační technologie bude nahrazena (a to především hardwarové a softwarové řešení v systému měřicích centrál). Další průběhová měřidla jsou osazována na hladině NN především pro malovýrobce, podnikatelské subjekty a pilotní projekty pro obyvatelstvo [6].

1.5.1 Typy inteligentního měření

Zajišťování měření elektřiny se rozumí instalace, provozování, obsluha, kontrola a údržba měřicích zařízení včetně zařízení hromadného dálkového ovládání, odečítání, zpracování, přenos a uchování údajů měření. Jednotlivé typy měření jsou uváděny z reference [7].

Typ A

Průběhové měření s denním dálkovým přenosem údajů a průběžný záznam střední hodnoty výkonu za měřicí interval provádí přímo měřicí zařízení. Základní interval pro zpracování a přenos naměřených údajů v rámci měřicího zařízení je 1 kalendářní den. Základní měřicí interval je 1 čtvrt hodina a základní vyhodnocovací interval je 1 hodina.

Typ B

Průběhové měření s jiným než denním dálkovým přenosem údajů, průběžný záznam střední hodnoty výkonu za měřicí interval provádí přímo měřicí zařízení. Pokud není možné uskutečnit dálkový přenos údajů z technických důvodů, je možné provést jiným způsobem. Základní interval pro zpracování a přenos naměřených údajů v rámci měřicího zařízení je 1 měsíc. Základní měřicí interval je 1 čtvrt hodina a základní vyhodnocovací interval je 1 hodina.

Typ C

Jedná se o ostatní měření. Zpracování a přenos údajů je prováděno jedenkrát za rok.

1.5.2 Provozní měřicí technika

U silových prvků přenosové soustavy nové generace dojde k technologickému vývoji směrem, kdy bude implementováno optické snímání veličin za pomoci optických vláken přímo z přístrojů, což zjednoduší konstrukci těchto prvků samotných i následné zpracování výstupních veličin automatickým převodem do binární podoby bez nutnosti použití současných převodníků A/D. Nároky na vyšší objemy dat nutně přinesou požadavky na zajištění dostatečné kapacity, nezávislosti a spolehlivosti přenosových cest (optické sítě, mobilní sítě další generace, atd.) [6].

VN na úrovni DTS

Předpokládá se rozšíření měřicích bodů a jejich osazení pro:

- Kabelové sítě, kdy na vývodech VN bude osazováno měření proudů, průchodu poruchového proudu včetně jeho směru, na přípojnicí bude měřeno napětí.

NN na úrovni DTS

Na všech DTS na sekundární straně transformátoru budou umístěna měření (P, Q, U, I) a v opodstatněných případech i vyhodnocení kvality dodávky elektřiny. Dále bude monitorován provozní stav v transformátorech včetně dalších sledovaných parametrů pro

potřeby vyhodnocení měření v závislosti na konfiguraci sítě [6].

1.6 Elektromobilita

Elektromobilita je jedním z dalších rychle rostoucích trendů, který se nesmí pro budoucí rozvoj elektroenergetických sítí opomenout. Musí například brát v úvahu zvýšené nároky na dimenzování distribučních sítí, které budou způsobeny vlivem přibývajících dobíjecích stanic. Velkou výhodou by však elektromobilita poskytla v oblasti řízení elektrizační soustavy. Akumulátorové baterie elektromobilů by mohly být využity pro svůj akumulací výkon a přispět tak ke stabilitě celé soustavy. Ke stejnému výsledku by mohly dále napomoci i cenové tarify cílené konkrétně na elektromobily. Stávající technologie akumulátorů má poměrně omezený počet nabíjecích cyklů, což by vedlo k výraznému snížení životnosti elektromobilů, aniž by je jejich majitelé používali [3].

1.7 Informační podpora pro zákazníka

Implementace nových technologií v oblasti elektroenergetiky dává také možnost aktivního zapojení OPM. OPM musí mít k dispozici data potřebná k jeho rozhodování o řízení své bilance spotřeby a výroby. OPM musí rozhodovat o tom, komu zpřístupní svá data pro poskytování služeb. Důležité je nastavit toky dat takovým způsobem, aby distributor v souvislosti s poskytováním distribuce elektřiny přenášel pouze data k tomu nezbytná spolu s daty nezbytnými pro obchodníka s elektřinou. Standardem musí být výstup z fakturačního měření, který OPM poskytne podrobná data o odběru (dodávce) elektřiny, a tím mu umožní je využít sám pro sebe, nebo se sám rozhodnout, komu je poskytne v souvislosti s nejrůznějšími nabízenými službami. Cílem je výrazně omezit objemy dat o OPM, která by bylo možno zneužít v souvislosti s nasazením systémů inteligentního měření při distribuci elektřiny a umožnit OPM výběr, jaké nabízené služby využije a jaká k tomu poskytne data [6].

1.8 Pilotní projekt Vrchlabí

V roce 2010 započal velký pilotní projekt zaměřující se na hromadnou implementaci prvků technologie inteligentních sítí do reálného provozu. Projekt byl realizován v rámci celo-evropské spolupráce GRID4EU pod vedením společnosti ČEZ Distribuce, a.s. a se zapojením společností jako CISCO, Siemens, ABB a Current International Technologies. Lokace Vrchlabí byla vybrána záměrně vzhledem k její velikosti a možnosti začlenění obnovitelných zdrojů elektrické energie.

V projektu Smart region ověřuje ČEZ Distribuce nové technologie a funkce, které v provozu stávající distribuční sítě nepoužívá a které mohou přispět ke zvýšení spolehlivosti a kvality dodávané elektřiny zákazníkům.

Do DS jsou instalovány nejmodernější technologie. Ve velké míře se využívají informační technologie k monitorování a ovládání silových prvků, je připojen lokální zdroj elektřiny (kombinovaná výroba elektřiny a tepla) a testuje se vliv elektromobility na stabilitu distribuční sítě [8].

2. REŠERŠE ŘEŠENÍ PROBLÉMŮ IDENTIFIKACE FÁZÍ

Většina elektřiny je vyráběna a distribuována prostřednictvím třífázového systému. Použití třífázového systému umožňuje udržet systém v chodu s malými provozními ztrátami výkonu dobrou ovladatelností. Obvykle se při plánování takového návrhu předpokládá určité zjednodušení:

- Výkonová zatížení se považují za vyvážená třífázová zatížení.
- Distribuční soustava je řešena jako jednofázový ekvivalentní obvod za předpokladu, že je soustava zcela symetrická.

Výše uvedená zjednodušení výrazně usnadňují provádění standardní analýzy DS, kterou je výpočet ustáleného stavu. Na základě výsledků ustáleného stavu lze zjistit možné přetížení, podpětí nebo přepětí v uzlech. Standardní analýza výpočtu ustáleného stavu se velmi často používá pro zadání vstupních dat, příkladem je optimální rozvětvení a rekonfigurace distribuční soustavy, vyrovnávání zatížení, vyrovnávání napětí, kompenzace jalového výkonu atd. Většina OPM je připojena k DS ve třech fázích, ale na NN je zcela běžné, že spousta OPM je připojena pouze k jedné fázi. Obvykle se provádí sledování fázového připojení pro všechny OPM na vyšších napěťových úrovních, nicméně na úrovni NN může dojít pouze k výjimečným případům sledování fázového připojení. DSO sotva zná aktuální připojení fáze odběratele k jakémukoli referenčnímu bodu v DS. Informace o současném fázovém připojení v NN systému se ve většině případů jeví jako nevysledovatelné vzhledem k počtu změn v samotném systému, např. kvůli opravám, údržbě a vývoji/růstu DS. Také počet OPM připojených na hladinu NN je poměrně obrovský, což problém dále komplikuje [9].

Problém identifikace fáze není často řešen při plánování implementace inteligentních sítí. Většina referencí, které se zabývají konceptem inteligentních sítí se spíše zaměřuje na elektromobilitu a řešení inteligentních domácností. Vyřešení globálního problému identifikace fáze bych osobně uváděl do popředí. Z praktického hlediska a následného využití dat se ukazuje, že se jedná o skutečnosti, které musejí být řešeny, a proto se tím zabývá tato bakalářská práce.

2.1 Problém identifikace fáze

Hlavním tématem, kterým se tato práce zabývá je problém identifikace fáze. Jedním z klíčových problémů, kterým čelí distributoři energie po celém světě, je schopnost udržovat přesné záznamy o tom, který dům je, ve které fázi. V některých případech může být fáze zaznamenána při připojení OPM. Ne vždy je to možné, kvůli nepřístupnosti distribučního transformátoru. V případě, že to lze zaznamenat, se informace obvykle časem zhorší v důsledku údržby a oprav. I když existují manuální techniky pro identifikaci fáze, toto řešení není výhodné z důvodu vysokých nákladů a vynaloženého úsilí identifikování fází v nepříznivých podmínkách. Znalost zákaznické

fáze je důležitá z řady různých důvodů, z nichž nejdůležitější je fázové vyrovnávání – zatížení tří fází transformátoru musí být vyvážené, aby byly sítě účinné. Určením, který OPM je, ve které fázi, může být zatížení rovnoměrně vyváжено. Automatizované monitorování a řízení v sítích se tradičně provádí v části sítě pro přenos vysokého napětí [9].

Problém fázového připojení nastává u jednofázových OPM, kde odběratelova fáze L1 může být připojena referenční fázi L1, L2 nebo L3 provozovatele distribuční soustavy. V případě třífázového OPM existuje 6 možných variant připojení: L123, L312, L231, L132, L321, L213. Poslední tři možnosti se však neobjevují kvůli reverznímu sledu fází. Neznámé přidělování fází však zvyšuje omezení další transformace sítí nízkého napětí na SG [9].

Nedostatek informací o fázové konektivitě lze vyřešit jedním ze tří možných přístupů, které jsou čerpány z reference [9]:

- Prvním z nich je možnost zaznamenání fází pověřenými osobami. V takovém případě je téměř nemožné udržet správné fázové informace vzhledem k robustnosti a změnám v DS.
- Druhá metoda je hardwarově založená. Bylo navrženo některými výzkumnými pracovníky instalovat speciální zařízení pro přivedení signálu v místě distribučního transformátoru. Analýzou naměřených napětí v místě odběratele lze fáze sladit s referenčním připojením ve stanici transformátoru [11][12].
- Třetí možností jsou softwarové metody. Jednou z těchto metod je predikce fáze, která je založena na analýze měření příkonu v místě OPM spolu s měřením referenční části (tj. 3fázové měření na straně nízkého napětí distribučního transformátoru). Na základě přehledu literatury, zde může být první uznávanou prací Dilek [14], který se pokusil přiřadit fáze na základě měření spotřeby elektrické energie. Problémem tohoto přístupu je jeho velký prostor pro řešení, kde autor přijal vyhledávací algoritmus Tabu. Jinou možností je metoda identifikace fáze využívající časové řady měření výkonu [10]. Nicméně tento přístup je výpočetně poměrně náročný. A na konec, Seal [15] navrhl přístup identifikace fází odběratele na základě zjištění událostí napětí specifických pro jednotlivé fáze.

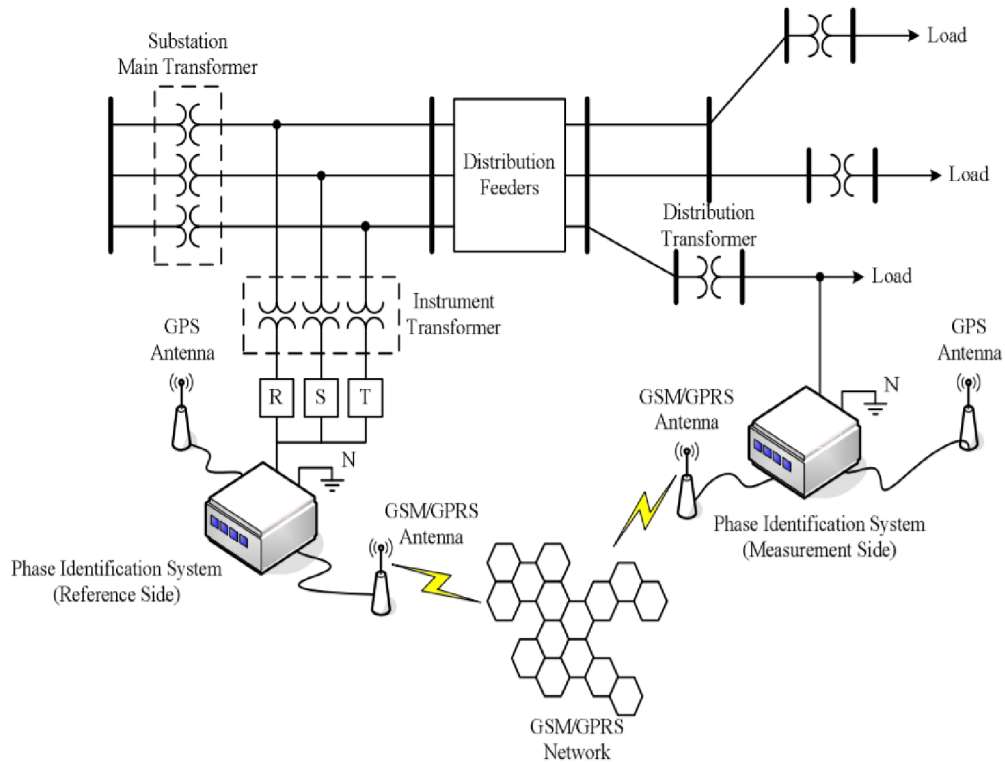
2.2 Hardwarová metoda identifikace fáze

Strategie této metody spočívá v systému identifikace fáze (PIS), který byl zkušebně používán pro měření distribučních transformátorů s cílem identifikovat jejich fáze a odpovídající parametry. Dodatečný hardware a personál potřebný pro fungování těchto zařízení však tyto možnosti prodražuje. Tato kapitola a její podkapitoly zabývající se hardwarovou metodou jsou čerpány z reference [11] a [12].

2.2.1 Fázové měřicí jednotky

Fázové měřicí jednotky (PMU) jsou použity pro časově synchronizovaná fázová měření různých sběrnic pro vyhodnocení stability energetického systému. Synchronizace v PMU je dosaženo časovým průběhem napětí a proudových vlnových tvarů pomocí běžného synchronizačního signálu dostupného z globálního polohovacího systému (GPS). PMU mají schopnost monitorovat energetické sítě téměř v reálném čase pro posouzení stability energetické soustavy v širokém okolí systému. Aby byla vysoká úroveň signálu pro GPS přijímána po většinu času, musí být PMU nebo jeho antény správně umístěny. Každý PIS vyžaduje GPS k poskytnutí signálu 1 pulzu za sekundu (PPS) pro synchronizaci času. Aby bylo možné identifikovat jednotlivé fáze, musí PIS obsahovat časovač s kalibračním systémem. Pak je možné zachovat přesné synchronizované časové údaje po jeho inicializaci systémem GPS před měřením v terénu.

2.2.2 Systém identifikace fáze

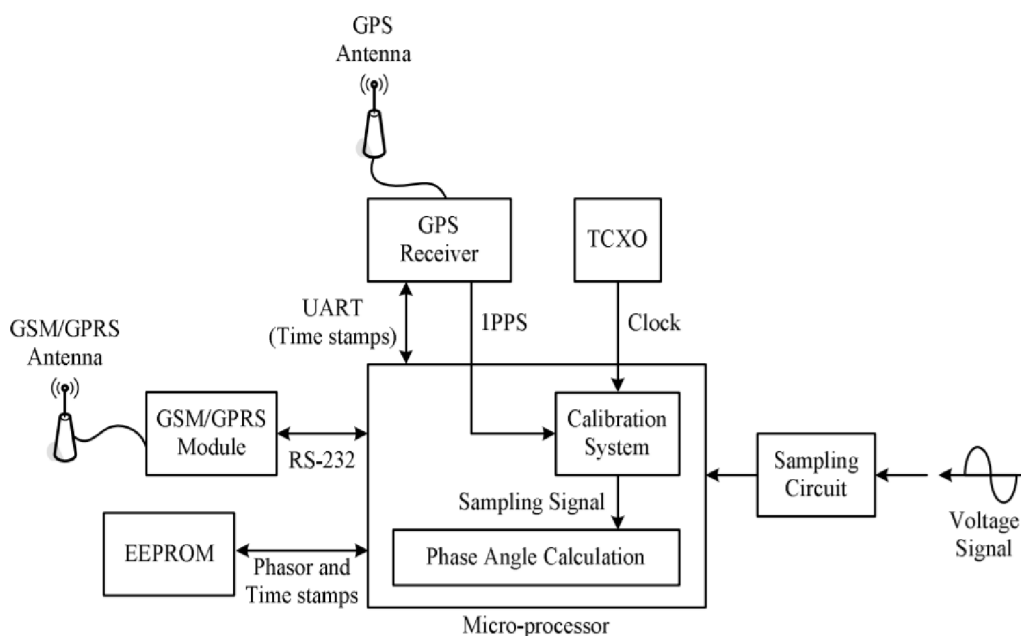


Obrázek 2.1 Systém identifikace fáze [11]

Obr. 2.1[11] ukazuje systémovou architekturu PIS pro fázovou identifikaci distribučních transformátorů. PIS se na referenční straně používá k měření fázových úhlů nebo napětí se signálem 1 PPS GPS pro časovou synchronizaci. Fázové posuvy napětí s časovým údajem pro každou sekundu jsou uloženy v PIS. Před měřením distribučních transformátorů probíhá časová synchronizace PIS na straně měření, a to signálem GPS

o 1 PPS. Časovače PIS jsou synchronizovány teplotně řízeným krystalovým oscilátorem s kalibrátorem mikroprocesorového provedení. Velikost napětí každé fáze na sekundární straně transformátoru se měří přesně v sekundě, která se používá pro výpočet úhlu fáze. Fázové úhly měřené na transformátoru s odpovídající časovou hodnotou se zaznamenávají do programovatelné čtené paměti (EEPROM) systému PIS s možností odstranění naměřených hodnot. Po dokončení fázového měření všech distribučních transformátorů, strana měření vyšle požadavek na dodání referenčního úhlu fáze pomocí všeobecné paketové rádio služby (GPRS). Z porovnání fázového posuvu napětí a referenčního posuvu napětí pro stejný časový signál se určí jednotlivé fáze distribučního transformátoru.

2.2.3 Funkční bloky systému identifikace fáze



Obrázek 2.2 Jednotlivé bloky systému identifikace fáze [11]

Obr. 2.2 [11] obsahuje odběrový okruh, GPS přijímač, Komunikační modul GSM/GPRS, EEPROM, Oscilátor TCXO a digitální procesor pro zpracování signálu. Odběrový okruh určí časování napětí nulové fáze. GPS obdrží signál 1 PPS, který určí referenční časování kalibračního systému TCXO, aby bylo dosaženo časové synchronizace s vysokým rozlišením po inicializaci. Prostřednictvím datových spojení GPRS mohou být data měření fáze odesílána mezi oběma stranami pro určení fáze transformátoru.

Na referenční straně jsou počáteční úhly signálů referenční fáze napětí odvozeny procesorem digitálního signálu a uloženy v paměti s časovým signálem GPS. Na straně měření je signál 1 PPS systému GPS přijímán po dobu 1 minuty, což slouží ke kalibraci oscilátoru. Jakmile je kalibrační proces dokončen, GPS přijímač se odpojí

a vysokého rozlišení časového signálu se dosáhne pomocí oscilátoru. Měřicí strana PIS se používá pro měření fázového úhlu napětíového signálu na sekundární straně distribučních transformátorů. Úhel fázového posuvu napětí s časovým signálem generovaným PIS je uložen v paměti. Porovnáním úhlů a odpovídajících časových signálů uložených v PIS se nastaví fázování každého distribučního transformátoru. Měřením nízkého napětí na sekundární straně distribučního transformátoru s implementovaným PIS lze snadno identifikovat fázování každého distribučního transformátoru.

2.2.4 Kalibrační systém

V PIS musí být časový signál na straně měření velmi přesně udržován, aby nedošlo k časové desynchronizaci v místech měření, pro která není signál GPS dostupný. Časový rozdíl signálu GPS přijímače a vzdáleného časovače, lze ovládat v určité toleranci po dobu měření přibližně 1 hodiny.

Vzhledem k tomu, že frekvence napájení se čas od času mění, je velmi obtížné udržovat časovou toleranci s použitím elektrického signálu pro referenční stranu i stranu měření. Kvalitnějšího kmitočtového ladění lze dosáhnout stabilnějším oscilátorem TCXO pomocí softwarového řízení PIS. Vysoce přesný kmitočtový výstup není vždy dosažitelný ani při konstantním napětí z důvodu problému kmitočtové stability a vlivů prostředí, jako jsou vibrace, teplota, tlak a vlhkost.

2.2.5 Identifikátory fází

Identifikátor fází PVS100i je určený pro identifikaci fází vzhledem k referenční fázi. Využívá časové synchronizace podle GPS a sítě GMS pro identifikování jednotlivých fází. Nabízí možnosti jako offline měření, bez datového spojení s dodatečnou synchronizací. Dle výrobce je jeho spolehlivost určena na všech napětíových úrovních [26]. Tento identifikátor není jediným přístrojem pro fázovou identifikaci. Detektor ELF 2 je souprava složená z přijímače a vysílače, díky kterému můžeme také dosáhnout požadované identifikace vzhledem k jeho vlastnostem a parametrům [23].

2.3 Metoda fázové predikce

Softwarové metody se staly populární s příchodem pokročilé infrastruktury měření, jako jsou inteligentní měřiče a PMU. Tato zařízení jsou instalována v důležitých uzlových bodech a v pravidelných časových intervalech generují velké množství dat, která lze shromažďovat a analyzovat v datových úložištích. V literatuře vědci navrhli metody analýzy těchto údajů pro topologickou identifikaci [13].

Algoritmus fázové predikce vyžaduje měření výkonu obvodu a měření zatížení OPM. Používají se dva typy měření zatížení u OPM, a to měření činného (kW) a jalového (kVar) výkonu pro velké odběratele a měření spotřeby elektrické energie (kWh) pro malé odběratele. Měření zatížení velkých odběratelů jsou obvykle k dispozici a mohou být

zvoleny tak, aby odpovídaly časům, ve kterých se měření provádí. Hodnoty měření zatížení se aplikují na měření elektrické energie (kWh) k odhadu hodnot zatížení činného (kW) a jalového (kVar) výkonu, které odpovídají časům, kdy se provádí měření obvodu. Předpokládá se, že elektrická energie, která napájí OPM, je známa, i když nejsou známe jednotlivé fáze připojení. Metoda tabu search se používá pro optimalizační postup a řešení kombinatorického problému fázové predikce. Pro tuto kapitolu a její podkapitoly je použita reference [14].

2.3.1 Problém metody fázové predikce

Cílem fázové predikce je sladit měření obvodu s vypočtenými hodnotami. Vypočítané hodnoty ustáleného stavu jsou ovlivněny tím, jak se mění jednotlivá fázová připojení. Fázová připojení, která způsobují minimální rozdíl mezi naměřenými hodnotami a vypočtenými hodnotami, označujeme jako predikované fáze. Algoritmus fázové predikce identifikuje fáze odběrných míst, které jsou v obvodu neznámé.

2.3.2 Systém měření

Fázová predikce vyžaduje měření příkonu. Provádí se měření každé fáze v daném odběru. Abychom věděli, které části vedení nejvíce ovlivňují roční kolísání zatížení, použijte se elektrická energie pro různé časové body. V úvahu by se měly vzít například časové body, jako je letní špička, letní průměrná zátěž, zimní špička, zimní průměrná zátěž atd. Kromě měření na začátku obvodu mohou být k dispozici další měření - (například měření kapacity). Taková měření pomáhají zvýšit přesnost předpovídaných fází. Hodnoty příkonu se vypočítají z algoritmu pro odhad ustáleného stavu. Při předpokládaném fázovém uspořádání může dojít i k zatížení obvodu, které je neřešitelné pro rovnovážný stav.

2.4 Identifikace fáze využívající časové řady měření výkonu

Tato podkapitola a její podkapitoly se zabývají další metodou identifikace fáze, která je čerpána z reference [10]. Tento zdroj navrhuje techniku pro identifikaci fáze v domácnosti, která využívá digitalizaci rozvodných sítí. Její přístup odvozuje řešení pomocí časové řady diskrétních měření příkonu prováděných v domácnostech a na distribučním transformátoru. Měření slouží k nastavení systému lineárních rovnic založených na principu zachování elektrického náboje (tj. energie dodávaná se musí rovnat energii spotřebované všemi domácnostmi připojenými ke zdroji energie a ztrátám výkonu). Chyby vznikají v důsledku nedokonalé synchronizace měření v domácnostech a transformátorech, neznámých a časově proměnlivých podmínek ztrát vedení. Rovnice se analyzují, aby se určilo přiřazení domů k fázím, které odpovídají měření. Data z transformátoru a měřičů pro domácnost se přenášejí na server, který provádí fázové identifikace. Dilekova práce [14] fázové predikce v obvodech je svým základem podobná. Dilek používá Tabu search [14] na měření toku energie k určení fáze různých

zatížení. Mezi těmito referencemi existuje však řada rozdílů. Na rozdíl od Dilekovi práce [14] se práce čerpaná z reference [10] zabývá různými typy chyb, optimálními řešeními a zjednodušeními, které lze využít k efektivnímu získání řešení při rostoucím počtu měření.

2.4.1 Způsob identifikace fáze využívající časové řady měření výkonu

Fáze domácnosti je určena pomocí časové řady synchronizovaných měření získaných z domácností a transformátoru. Princip zachování elektrického nabíjení znamená, že v jakémkoli časovém intervalu se celkové zatížení fáze rovná součtu připojených spotřebičů domácností zákazníků na tuto fázi. Vzhledem k tomu, že se tyto požadavky liší v závislosti na čase a napříč různými domácnostmi, mohou být fáze odběratele identifikovány analýzou měření zátěže domů a transformátorů v několika časových intervalech. V každém časovém intervalu se celkové zatížení fáze rovná součtu zatížení domácností spojených s touto fází. V praxi se však kvůli ztrátám vedení, synchronizačním chybám a atd., měření zatížení ve fázi přibližně rovná součtu měření zatížení domácností v dané fázi.

2.4.2 Nastavení měření a jeho chyby

Inteligentní měřicí přístroje pro spotřebitele mohou zaznamenávat a vykazovat periodická měření spotřeby elektrické energie ve watthodinách (Wh) v malých časových intervalech $\Delta t = 15$ nebo 30 minut, podle nastavení přístroje. Měřicí přístroj zaznamenává údaje založené na vnitřních hodinách a tyto hodiny mohou být nesynchronizované s ohledem na světový čas. Pokud např. měřič hlásí, že 75Wh bylo spotřebováno od 10:00:00 do 10:15:00 a jeho hodiny zaostávají za reálným časem o 1 sekundu, ve skutečnosti bylo 75Wh spotřebováno od 10:00:01 do 10:15:01. Proto i když jsou všechny spotřebitelské měřiče nastaveny tak, aby vykazovaly ve stejných časových intervalech, každý měřič může mít posun hodin jinak stanoven, tím pádem bude vykazovat spotřebovanou elektrickou energii v jiném časovém intervalu.

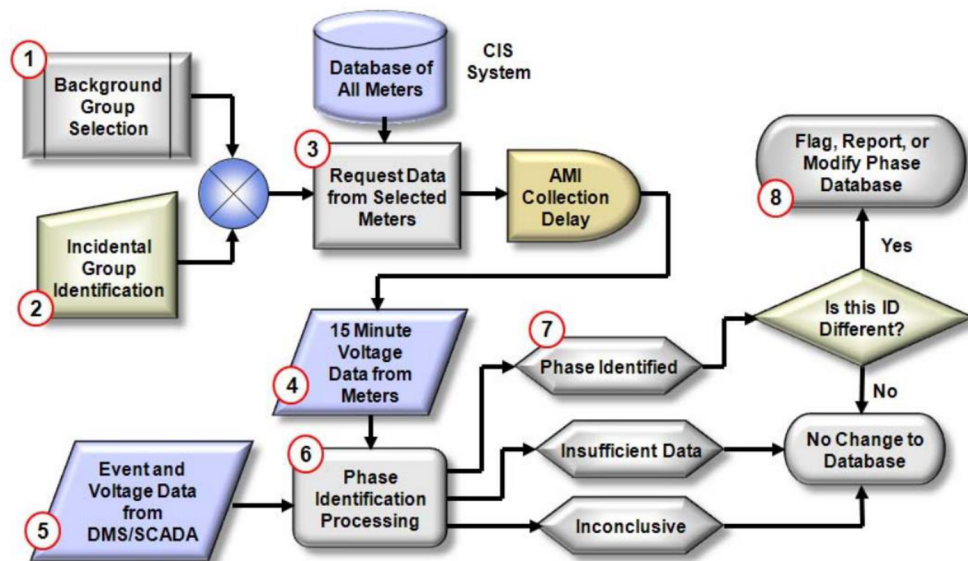
Měřiče používané u transformátorů jsou mnohem složitější zařízení. Na rozdíl od spotřebitelských měřičů, měří několik parametrů potřebných k monitorování transformátoru, jako je napětí, účinník atd. Měřiče transformátorů obvykle zveřejňují průměrné hodnoty v malých časových intervalech. Proto jsou watthodiny vypočtené z těchto parametrů pro každou fázi odhadem skutečně dodaných watthodin a mohou obsahovat chyby. Problémy synchronizací hodin se také mohou objevit u transformátorového měřiče. Mezi další zdroje chyb patří ztráty vedení. Elektrické vedení spojující fáze transformátorů s OPM má určitý elektrický odpor, část přenášené energie se ztrácí jako teplo. Tyto ztráty se mění v závislosti na okolní teplotě, zatížení, stárnutí zařízení atd. Transformátory mohou mít navíc zatížení, jako jsou pouliční osvětlení, která ovlivňují měření prováděná v noci.

2.5 Identifikace fáze na základě zjištění událostí napětí

Tato kapitola a její podkapitoly jsou čerpány z reference [15], a jedná se o práci B. K. Seala. Tato reference popisuje techniku, která může být použita k identifikování fáze na základě zjištění událostí napětí. Technika je založena na využití napěťových dat ze SCADA systému měření a na časové korelaci dat napětí zákaznických měřičů pro identifikaci fáze.

2.5.1 Metoda a její použití

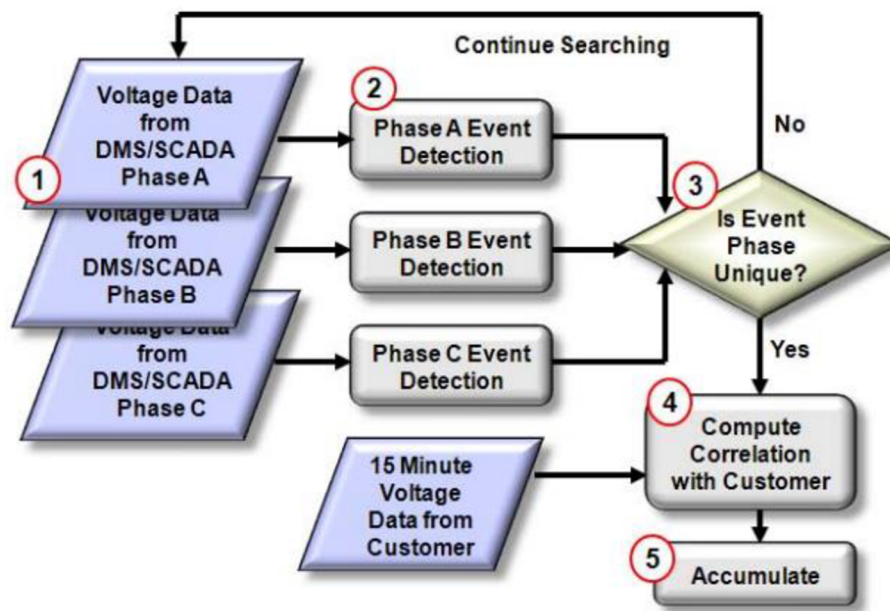
Na základě těchto cílů viz ref. [15], byla vyvinuta technika, která využívá data v intervalech napětí, jak z distribučních SCADA měřičů, tak ze zákaznických měřičů. Jak je znázorněno na Obr. 2.2 [15], zpracování fázové identifikace (bod 6) funguje na obou souborech údajů. Intervalové údaje ze SCADA měřiče (bod 5) jsou dostupné v každém časovém intervalu (tj. průběžně ukládané). Údaje o napětí ze zákaznických měřičů jsou lokálně uloženy v měřičích, dostupné na vyžádání, ale nejsou standardně ukládané. Tento přístup umožňuje identifikaci fáze, aniž by pokročilé měřicí systémy musely pravidelně shromažďovat údaje o intervalovém napětí z každého měřiče.



Obrázek 2.2 Systém automatické identifikace fáze [15]

Proces identifikace fáze je znázorněn viz Obr. 2.3 [15]. Údaje o napětí z měřičů SCADA jsou použity pro identifikaci časů, kdy došlo ke změně napětí. Bylo zjištěno, že tyto údaje jsou užitečnější než údaje napětí jednotlivých odběratelů. Kolísání zátěže v prostorách odběratele vytváří časté napěťové podmínky, které s údaji nekorelují. Pro identifikaci pozitivních nebo negativních změn napětí v jedné fázi, které byly považovány za významné, byly použity jednoduché prahové hodnoty. Změny jsou identifikovány amplitudou, polaritou a délkou trvání. Poté jsou zkoumány údaje z dalších

dvou fází, zda je posun napětí jedinečný pro jednu fázi. V naprosté většině případů tomu tak nebylo. Jinými slovy, ke zvyšování a snižování napětí nejčastěji docházelo symetricky ve všech třech fázích. Kdykoliv byl zjištěn stav, který byl jedinečný pro jednu fázi, byla vypočítána změna napětí na zákaznickém měřiči. Jak je znázorněno v bodě 5 na Obr. 2.3 [15], tyto události odběratelského měřiče pak korelovaly s událostí SCADA a shromažďovaly se v průběhu času. Při zkouškách událostí tato metoda přinesla lepší výsledky než korelace kontinuálních vlnových tvarů, protože vyloučila běžné třífázové odchylky, které by jinak mohly zakrývat sledovaný signál.



Obrázek 2.3 Proces fázové identifikace [15]

2.6 Porovnání jednotlivých typů metod identifikace fáze

Metody identifikace fází lze obecně rozdělit do tří kategorií: hardwarové, výkonové a napěťové metody.

Vznikají rozsáhlé diskuse o tom, kdy mohou být vhodné různé metody, nebo jejich výhody a nevýhody za různých podmínek. Porovnání typů metod identifikace fáze [19], je nezbytný k tomu, aby metody dosáhly širokého využití, začlenění, a aby byly jejich výsledky důvěryhodné. Tato podkapitola se zabývá referencí [19], která porovnává šest nejmodernějších metod fázové identifikace na čtyřech různých obvodech s více než 3 000 zákazníky. Konkrétně v této publikaci byly porovnány čtyři metody založené na napětí a dvě metody založené na činném výkonu. Metody jsou porovnávány za různých podmínek daného obvodu. Reference, ze které jsou informace čerpány není rozebírána podrobně, ale pouze na základě informací o jednotlivých metodách a výsledcích, které

z této reference vyplývají. Jednotlivé typy metody a jejich výsledky s bližšími informacemi jsou k nalezení v originální referenci [19].

2.6.1 Metoda ESC-GIS

Tato metoda využívá Spektrálního clusteringu ke zlepšení přesnosti a pevnosti algoritmu pro velké datové sady. Jedná se o metodu, při kterém se pracuje s hodnotami napětí. Spektrální clustering je technika v grafickém provedení, kde se tento přístup používá k identifikaci spojitostí v grafu [18]. Stěžejní koncepcí této metody spočívá v tom, že data napětí z měřičů lze shromažďovat podle fází pomocí míry korelace nebo mezi dvojicemi časových průběhů napětí. Dvojice synchronizovaných průběhů napětí ve stejné fázi má velkou pravděpodobnost korelace hodnot napětí. Metoda ESC-GIS pracuje s daty napětí [17]. Metoda ESC-SCADA je podobná metodě ESC-GIS, s tím rozdílem, že počáteční fáze OPM je zjištěna výpočtem Pearsonových korelačních koeficientů [19].

2.6.2 Metoda LASSO

Metoda LASSO (Least Absolute Shrinkage and Selection Operator) pracuje s využitím časových řad s daty inteligentních měřičů a synchronizovaného měření napájecích stanic. Jedinou výhodou metody LASSO je, že dokáže účinně a efektivně vybrat užitečné proměnné z velkého počtu podobných proměnných. Jedná se o metodu pracující s reálnými výkony [20].

2.6.3 Výsledky jednotlivých metod

Reference [19], ze které jsou následující výsledky čerpány, testovala šest nejmodernějších metod fázové identifikace s využitím dat pokročilé měřicí infrastruktury (AMI). Čtyři metody identifikovaly fáze na základě událostí napětí [15]. Metoda ESC-GIS [17] si vedla nejlépe ze všech zkoušek prováděných v referenci [19] a prokázala odolnost vůči různým konfiguracím a obavám ze sběru údajů. ESC-GIS [17] vyžaduje časovače napětí AMI, předpokládá se, že přesných je více než 50 % údajů. ESC-SCADA [19] odstraňuje požadavek na stávající fázové označení, ale je zapotřebí údajů SCADA na rozvodně a v takovém případě dochází ke snížení výkonu. Pokud nejsou k dispozici údaje AMI o napětí, metoda LASSO [20] si vedla ze dvou výkonových metod lépe. Vyžaduje měření SCADA reálného výkonu v rozvodně. Nejsou-li k dispozici údaje AMI s reálným výkonem nebo údaje SCADA s reálným výkonem, musí být použity tradiční metody identifikace fáze, jako je ruční ověřování nebo hardwarové metody [11][12]. Metody ESC-GIS [17] a ESC-SCADA [19] (pokud jsou k dispozici data AMI o napětí) a metoda LASSO [20] (pokud jsou k dispozici pouze data AMI o reálném výkonu) se ukazují být dobrou volbou pro identifikaci fáze distribuční soustavy za různých podmínek.

3. ANALÝZA A NÁVRH VHODNÝCH PŘÍSTUPŮ PRO PROVEDENÍ IDENTIFIKACE ŘAZENÍ FÁZÍ

Tato kapitola se zabývá řešením a analýzou identifikace fází v rámci napěťové hladiny NN. Pro přiblížení chování reálné sítě je proveden výpočet imaginární sítě. V této práci byla vyzkoušena funkce metody identifikace fází na základě událostí napětí [15], která byla použita na hodnoty přiváděného napětí k OPM. Také jsou zde popsány přístroje použité pro měření reálné sítě.

3.1 Využití identifikace fáze napěťových hladin ČR

Jednotlivé napěťové hladiny v ČR můžeme rozdělit na zvláště vysoké napětí, které se pohybuje v rozmezí 800 kV – 400 kV, velmi vysoké napětí (VVN) v rozmezí 399kV – 52 kV, vysoké napětí (VN) v rozmezím 52 kV – 1 kV, nízké napětí (NN) v rozmezí 1kV – 50 V a malé napětí (MN) v rozmezí do 50 V [21].

Hladiny zvláště vysokého a vysokého napětí v rámci ČR musí být zaznamenány tak, aby byla informace o fázovém uspořádání L1, L2, L3 známá. S ohledem na důležitost dodávek elektrické energie rozdělujeme provoz, technologická zařízení a spotřebiče do tří stupňů:

- Dodávky 1. stupně: Musí být zajištěny za každých okolností, protože jejich přerušení může způsobit ohrožení lidských životů (např. čerpadla požární vody, výtahy určené pro evakuaci osob a materiálu), nebo velké ztráty znehodnocením výroby, zničením zařízení nebo zastavením důležitých strojů sloužících k udržování technologického procesu, které značně převyšují náklady na zajištění prvního stupně. Dodávky musí být zajištěny ze dvou na sobě nezávislých napájecích zdrojů s dostatečným výkonem.
- Dodávky 2. stupně: Měli by být zajištěny, protože jejich přerušení a zastavení důležitých strojů může způsobit jen podstatné zmenšení nebo zastavení výroby (aniž při tom nastane ohrožení osob).
- Dodávky 3. stupně: Nemusí být zajišťovány zvláštními opatřeními [22].

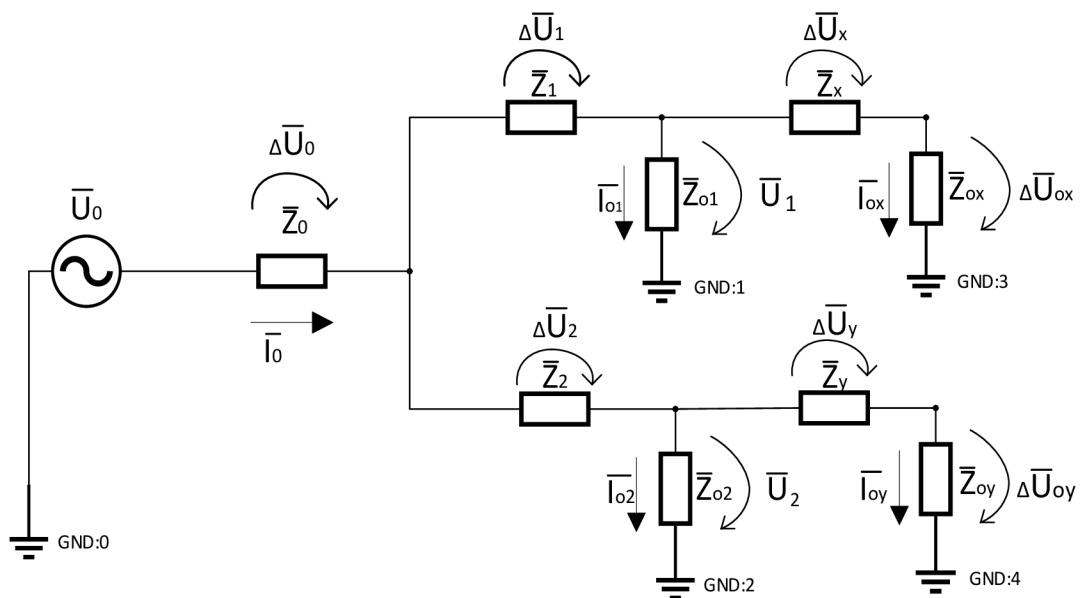
Další okolností je také fakt, že sítě VVN a ZVN jsou často provozovány jako okružní. Tohoto faktu je pak využito i pro systémy chránění, kdy poruchy na těchto vedeních jsou vyhodnocovány ochranami na obou koncích jednotlivých vedení. Pro korektní funkci vyhodnocovacího algoritmu musí ochrany na obou koncích těchto vedení mít jednoznačnou informaci o přiřazení fází na obou koncích daného vedení, jinak by v opačném případě tyto ochrany nemusely fungovat správně. Další věcí je, že pro zakruhování zapojení sítě není možné spojovat odlišné fáze (vedlo by na dvofázový/třífázový zkrat), a tedy přiřazení fází v těchto vysokonapěťových systémech je důkladně mapováno již ve stádiu realizace výstavby těchto systémů. Situace

na hladině NN je poněkud odlišná (jednostranné chránění, radiální síť), a tedy aplikaci metod identifikace fáze je zde tedy nejvíce žádoucí.

3.2 Analýza imaginární sítě

Tato kapitola se zabývá analýzou teoretické sítě viz Obr. 3.1. Na této síti, budeme ukazovat chování a změny jednotlivých prvků sítě. Tato síť se skládá z pěti prvků impedancí vedení označených Z_0, Z_1, Z_2, Z_x, Z_y a čtyř prvků impedancí odběrových míst. Fázové napětí zdroje bylo zvoleno $U_0 = 230 \text{ V}$. Označení délek jednotlivých vedení odpovídá značení příslušných impedancí vedení s hodnotami $l_0 = 0,5 \text{ km}$, $l_1 = 0,25 \text{ km}$, $l_2 = 0,25 \text{ km}$, $l_x = 0,25 \text{ km}$, $l_y = 0,25 \text{ km}$. Impedance délek vedení jsou $Z_{v0} = 0,9 \text{ } \Omega/\text{km}$, $Z_{v1} = 0,9 \text{ } \Omega/\text{km}$, $Z_{v2} = 0,9 \text{ } \Omega/\text{km}$, $Z_{vx} = 0,9 \text{ } \Omega/\text{km}$, $Z_{vy} = 0,9 \text{ } \Omega/\text{km}$.

3.2.1 Impedance imaginárního vedení



Obrázek 3.1 Schéma imaginární sítě

Moduly impedancí vedení Z_0, Z_1, Z_2, Z_x, Z_y spočítáme ze zadaných hodnot podle vzorce:

$$|Z| = Z * l = 0,9 * 0,5 = 0,45 \text{ } \Omega/\text{km} \quad (3.1)$$

Výsledné hodnoty budou: $|Z_0| = 0,45 \text{ } \Omega/\text{km}$; $|Z_1| = 0,225 \text{ } \Omega/\text{km}$; $|Z_2| = 0,225 \text{ } \Omega/\text{km}$; $|Z_x| = 0,225 \text{ } \Omega/\text{km}$; $|Z_y| = 0,225 \text{ } \Omega/\text{km}$.

Pro zvolená vedení NN bylo pro impedanci uvažováno, že reálná část se rovná části imaginární, tj. že poměr $R/X = 1$.

$$|\bar{Z}| = \sqrt{R^2 + X^2} \text{ } [\Omega/\text{km}] \quad (3.2)$$

Zjednodušení:

$$|\bar{Z}| = \sqrt{X^2 + X^2} \text{ [}\Omega/\text{km]} \quad (3.3)$$

Z rovnice (3.3) si vyjádříme hodnotu X, a tím dostáváme výsledný výpočet, a to v podání rovnice (3.4):

$$X = \frac{|Z|}{\sqrt{2}} = \frac{0,45}{\sqrt{2}} = 0,3182 \text{ }\Omega/\text{km} \quad (3.4)$$

Hodnoty reálné a imaginární složky dosadíme do rovnice (3.5).

Celková impedance vedení:

$$\bar{Z} = R \mp j * X = (0,3182 + j * 0,3182) \text{ }\Omega/\text{km} \quad (3.5)$$

Dostáváme jednotlivé hodnoty impedance vedení: $Z_0 = (0,3182 + j*0,3182) \text{ }\Omega/\text{km}$, $Z_1 = (0,1591 + j*0,1591) \text{ }\Omega/\text{km}$, $Z_2 = (0,1591 + j*0,1591) \text{ }\Omega/\text{km}$, $Z_x = (0,1591 + j*0,1591) \text{ }\Omega/\text{km}$, $Z_y = (0,1591 + j*0,1591) \text{ }\Omega/\text{km}$.

Výpočet indukční impedance $Z = R+jX$ a kapacitní impedance $Z = R-jX$ (sériová kombinace R a L nebo C). Tyto hodnoty jsou neměnné, tím pádem neuvažujeme například rozšíření délky vedení, nebo jiné nežádoucí jevy, které by vedly na přepočítávání jednotlivých impedancí vedení. Tyto hodnoty budeme uvažovat pro referenční stav i ve druhém stavu.

3.2.2 Referenční stav imaginární sítě

Hodnoty proudu pro referenční stav jednotlivými větvemi jsou: $I_1 = 5 \text{ A}$, $I_2 = 5 \text{ A}$, $I_x = 10 \text{ A}$, $I_y = 10 \text{ A}$. Hodnotu účinníku uvažujeme $\cos \varphi = 0,75$ (a jemu odpovídající $\sin \varphi = 0,66$). Komplexní hodnoty proudů imaginární sítě vypočítáme z rovnice (3.6).

$$\begin{aligned} \bar{I}_1 = \bar{I}_2 = I * (\cos \varphi - j * \sin \varphi) &= 5 * (0,75 - j * 0,66) \\ &= (3,75 - j * 3,61) \text{ A} \end{aligned} \quad (3.6)$$

Hodnoty impedancí odběrů $Z_{01}, Z_{02}, Z_{0x}, Z_{0y}$ spočítáme z rovnice (3.7).

$$\begin{aligned} \bar{Z}_{o1} = \bar{Z}_{o2} = \frac{\bar{U}}{\bar{I}_{o1,2}} &= \frac{230}{(3,75 - j * 3,61)} \\ &= (31,80 + j * 31,65) \text{ }\Omega/\text{km} \end{aligned} \quad (3.7)$$

Kdy pro výpočet bylo uvažováno s jmenovitou velikostí napětí v místě připojení zátěže. Pro referenční stav hodnoty proudů budou: $\bar{I}_1 = \bar{I}_2 = (3,75 - j * 3,61) \text{ A}$. Hodnoty $\bar{I}_x = \bar{I}_y = (7,50 - j * 7,23) \text{ A}$ viz příklad výpočtu (3.6).

Hodnoty impedancí odběrů potom: $\bar{Z}_{o1} = \bar{Z}_{o2} = (31,80 + j * 30,65) \text{ }\Omega/\text{km}$. Hodnoty $\bar{Z}_{ox} = \bar{Z}_{oy} = (15,90 + j * 15,32) \text{ }\Omega/\text{km}$ viz příklad výpočtu (3.7).

Obvod lze řešit metodou postupného zjednodušování, kdy nejprve je zjednodušena sériová kombinace impedance \bar{Z}_{oy} a \bar{Z}_y v druhé větvi, první větev obdobně s tím, že se jedná o impedance \bar{Z}_{ox} a \bar{Z}_x .

Výpočet impedance \overline{Z}_{yy} :

$$\begin{aligned}\overline{Z}_{yy} &= \overline{Z}_{oy} + \overline{Z}_y = (15,90 + j * 15,32) + (0,1591 + j * 0,1591) \\ &= (16,06 + j * 15,48) \Omega/\text{km}\end{aligned}\quad (3.8)$$

Výpočet impedance \overline{Z}_{xx} :

$$\begin{aligned}\overline{Z}_{xx} &= \overline{Z}_{ox} + \overline{Z}_x = (15,90 + j * 15,32) + (0,1591 + j * 0,1591) \\ &= (16,06 + j * 15,48) \Omega/\text{km}\end{aligned}\quad (3.9)$$

Zjednodušení dále pokračuje paralelní kombinací \overline{Z}_{yy} a \overline{Z}_{o1} a \overline{Z}_{xx} a \overline{Z}_{o2} .

Výpočet impedance \overline{Z}_{yy2} :

$$\begin{aligned}\overline{Z}_{yy2} &= \frac{\overline{Z}_{yy} * \overline{Z}_{o2}}{\overline{Z}_{yy} + \overline{Z}_{o2}} = \frac{(16,06 + j * 15,48) * (31,80 + j * 31,65)}{(16,06 + j * 15,48) + (31,80 + j * 31,65)} \\ &= (10,67 + j * 10,29) \Omega/\text{km}\end{aligned}\quad (3.10)$$

Výpočet impedance \overline{Z}_{xx1} :

$$\begin{aligned}\overline{Z}_{xx1} &= \frac{\overline{Z}_{xx} * \overline{Z}_{o1}}{\overline{Z}_{xx} + \overline{Z}_{o1}} = \frac{(16,06 + j * 15,48) * (31,80 + j * 31,65)}{(16,06 + j * 15,48) + (31,80 + j * 31,65)} \\ &= (10,67 + j * 10,29) \Omega/\text{km}\end{aligned}\quad (3.11)$$

Nakonec spočítáme sériovou kombinací \overline{Z}_{1x} a \overline{Z}_1 v první větvi, v druhé větvi obdobně s tím, že se jedná o impedance \overline{Z}_{2y} a \overline{Z}_2 .

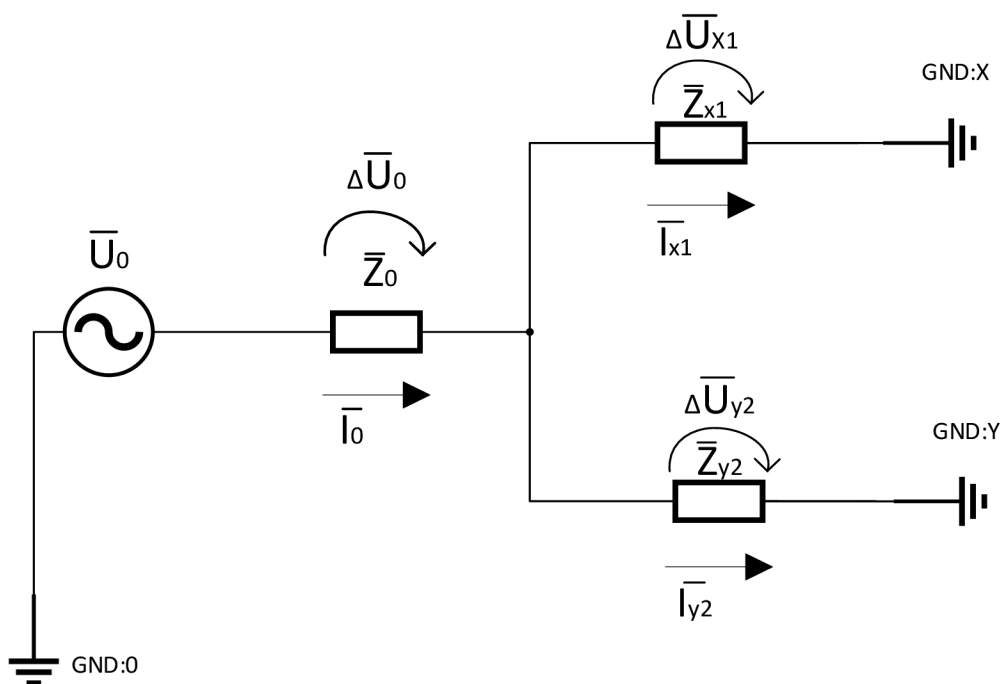
Výpočet impedance \overline{Z}_{2y} :

$$\begin{aligned}\overline{Z}_{2y} &= \overline{Z}_{yy2} + \overline{Z}_2 = (10,67 + j * 10,29) + (0,1591 + j * 0,1591) \\ &= (10,83 + j * 10,44) \Omega/\text{km}\end{aligned}\quad (3.12)$$

Výpočet impedance \overline{Z}_{1x} :

$$\begin{aligned}\overline{Z}_{1x} &= \overline{Z}_{xx1} + \overline{Z}_1 = (10,67 + j * 10,29) + (0,1591 + j * 0,1591) \\ &= (10,83 + j * 10,44) \Omega/\text{km}\end{aligned}\quad (3.13)$$

Pro úplné zjednodušení viz Obr. 3.2 provedeme nejprve paralelní kombinaci mezi impedancemi \overline{Z}_{1x} a \overline{Z}_{2y} a poté sériovou kombinací \overline{Z}_{xy} a \overline{Z}_0



Obrázek 3.2 Postupné zjednodušování imaginární sítě

Výpočet impedance \overline{Z}_{xy} :

$$\overline{Z}_{xy} = \frac{\overline{Z}_{1x} * \overline{Z}_{2y}}{\overline{Z}_{1x} + \overline{Z}_{2y}} = \frac{(10,83 + j * 10,44) * (10,83 + j * 10,44)}{(10,83 + j * 10,44) + (10,83 + j * 10,44)} \quad (3.14)$$

$$= (5,42 + j * 5,22) \Omega/\text{km}$$

Výpočet celkové impedance \overline{Z}_c :

$$\overline{Z}_c = \overline{Z}_{xy} + \overline{Z}_0 = (5,42 + j * 5,22) + (0,3182 + j * 0,3182) \quad (3.15)$$

$$= (5,73 + j * 5,54) \Omega/\text{km}$$

Výpočet celkového proudu obvodem \overline{I}_c :

$$\overline{I}_c = \frac{\overline{U}_0}{\overline{Z}_c} = \frac{(230)}{(5,73 + j * 5,54)} = (20,74 - j * 20,05) \text{ A} \quad (3.16)$$

Pro napětí \overline{U}_1 a \overline{U}_2 na odběrových impedancích je zapotřebí vypočítat jednotlivé úbytky impedancí.

Výpočet úbytku napětí $\overline{\Delta U}_{xy}$:

$$\overline{\Delta U}_{xy} = \overline{Z}_{xy} * \overline{I}_c = (5,42 + j * 5,22) * (20,74 - j * 20,05) \quad (3.17)$$

$$= (217,02 - j * 0,22) \text{ V}$$

Výpočet úbytku napětí $\overline{\Delta U}_0$:

$$\overline{\Delta U}_0 = \overline{Z}_0 * \overline{I}_c = (0,3182 + j * 0,3182) * (20,74 - j * 20,05) \quad (3.18)$$

$$= (12,98 + j * 0,22) \text{ V}$$

Výpočet proudu $\overline{I_{1x}}$:

$$\overline{I_{1x}} = \frac{\overline{\Delta U_{xy}}}{\overline{Z_{1x}}} = \frac{(217,02 - j * 0,22)}{(10,83 + j * 10,44)} = (10,37 - j * 10,02) A \quad (3.19)$$

Výpočet proudu $\overline{I_{2y}}$:

$$\overline{I_{2y}} = \frac{\overline{\Delta U_{xy}}}{\overline{Z_{2y}}} = \frac{(217,02 - j * 0,22)}{(10,83 + j * 10,44)} = (10,37 - j * 10,02) A \quad (3.20)$$

Výpočet úbytku napětí $\overline{\Delta U_1}$:

$$\begin{aligned} \overline{\Delta U_1} &= \overline{Z_1} * \overline{I_{1x}} = (0,1591 + j * 0,1591) * (10,37 - j * 10,02) \\ &= (3,25 + j * 0,06) V \end{aligned} \quad (3.21)$$

Výpočet úbytku napětí $\overline{\Delta U_2}$:

$$\begin{aligned} \overline{\Delta U_2} &= \overline{Z_2} * \overline{I_{2y}} = (0,1591 + j * 0,1591) * (10,37 - j * 10,02) \\ &= (3,25 + j * 0,06) V \end{aligned} \quad (3.22)$$

Výpočet napětí $\overline{U_1}$:

$$\begin{aligned} \overline{U_1} &= \overline{U_0} - \overline{\Delta U_1} - \overline{\Delta U_0} = (230) - (3,25 + j * 0,06) - (12,98 + \\ &j * 0,22) = (213,78 - j * 0,28) V = (213,78 \angle - 0,075^\circ) V \end{aligned} \quad (3.23)$$

Výpočet napětí $\overline{U_2}$:

$$\begin{aligned} \overline{U_2} &= \overline{U_0} - \overline{\Delta U_2} - \overline{\Delta U_0} = (230) - (3,25 + j * 0,06) - (12,98 + \\ &j * 0,22) = (213,78 - j * 0,28) V = (213,78 \angle - 0,075^\circ) V \end{aligned} \quad (3.24)$$

3.2.3 Druhý stav imaginární sítě

Druhý stav imaginární sítě vychází z Obr. 3.2 a postup zjednodušení se nemění. V tomto případě uvažujeme změnu zatížení jedné ze dvou větví. Budeme uvažovat větší zatížení proudem, se změnou účinníku, a tím změnu odběrové impedance pro druhou větev. Stejně jako v případě referenčního stavu, tak i v tomto případě se impedance vedení nemění a neuvažujeme prodloužení délky vedení nebo jiné nežádoucí jevy. Pro změnu zatížení volíme proud $I_y = 100 A$, a účinník $\cos \varphi = 0,99$ ($\sim \sin \varphi = 0,1415$). Postup tedy bude podobný jako v případě referenčního stavu.

Výpočet proudu odběrového místa $\overline{I_y}$:

$$\begin{aligned} \overline{I_y} &= I * (\cos \varphi - j * \sin \varphi) = 100 * (0,99 - j * 0,1415) \\ &= (99 - j * 14,15) A \end{aligned} \quad (3.25)$$

Výpočet proudu odběrového místa \bar{I}_x :

$$\begin{aligned}\bar{I}_x &= I * (\cos \varphi - j * \sin \varphi) = 10 * (0,99 - j * 0,1415) \\ &= (9,9 - j * 1,415) A\end{aligned}\quad (3.26)$$

Impedance odběrového místa:

$$\bar{Z}_{oy} = \frac{\bar{U}}{\bar{I}_{oy}} = \frac{230}{(99 - j * 14,15)} = (22,80 + j * 3,30) \Omega/\text{km}\quad (3.27)$$

Impedance odběrového místa:

$$\bar{Z}_{ox} = \frac{\bar{U}}{\bar{I}_{ox}} = \frac{230}{(9,9 - j * 1,415)} = (2,28 + j * 0,33) \Omega/\text{km}\quad (3.28)$$

Další zjednodušení obvodu jsou provedeny totožně, jak v případě referenčního stavu, ale hodnoty impedancí se změni podle impedance \bar{Z}_{oy} , jelikož byl změněn i účinník, změnila se i impedance \bar{Z}_{ox} . Změny těchto impedancí vedou na změnu celkové impedance. Výsledná celková impedance je $\bar{Z}_c = (2,44 + j * 0,94) \Omega/\text{km}$ a celkový proud $\bar{I}_c = (82,05 - j * 31,57) A$. Vzorce pro další výpočty úbytků a proudů potřebných pro výpočet napětí \bar{U}_1 a \bar{U}_2 budou také totožné se vzorci pro výpočet referenčního stavu. Výsledky úbytků napětí jsou $\Delta\bar{U}_1 = (2,56 + j * 0,90) V$ a $\Delta\bar{U}_2 = (15,51 + j * 7,13) V$. Napětí $\bar{U}_1 = (191,28 - j * 16,97) V = (191,28 \angle - 5,08^\circ) V$ a $\bar{U}_2 = (178,33 - j * 23,19) V = (178,33 \angle - 7,41^\circ) V$. Tyto napětí jsou využita k porovnání s referenčním stavem, aby byla ukázána změna fázového posuvu při změně zatížení imaginární sítě.

Výpočet fázového posuvu napětí \bar{U}_1 mezi referenčním a druhým stavem:

$$\Delta\delta_1 = \delta_{1REF} - \delta_{12} = -0,075 - (-5,08) = 5,005^\circ\quad (3.29)$$

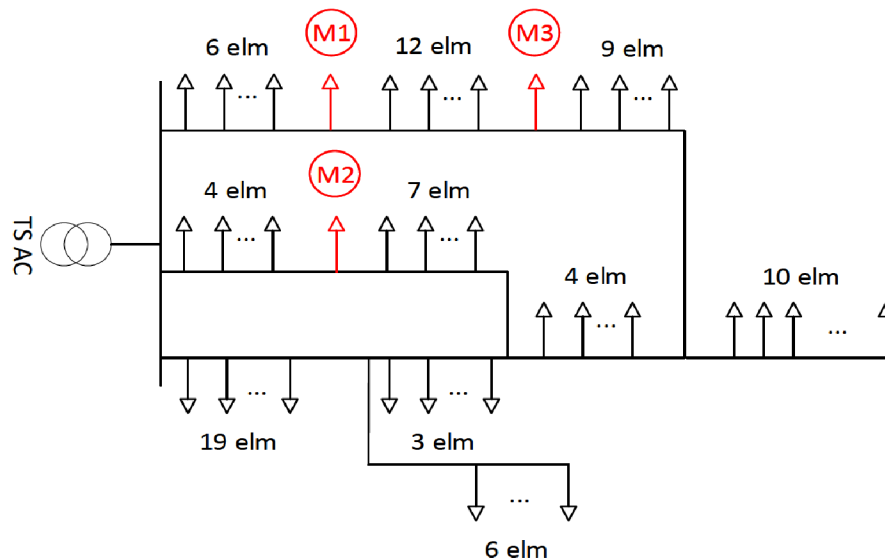
Výpočet fázového posuvu napětí \bar{U}_2 mezi referenčním a druhým stavem:

$$\Delta\delta_2 = \delta_{2REF} - \delta_{22} = -0,075 - (-7,41) = 7,335^\circ\quad (3.30)$$

Z výsledku je tedy patrné, že změna zatížení v některé části sítě se může projevit úměrnou změnou i v jiné části sítě. Velikost této změny je pak úměrná velikosti impedance společné cesty a velikosti změny samotného zatížení. Z tohoto výsledku je dále také zřejmé, že při časové synchronizaci měření z více míst by pak mohlo být možné usuzovat na sjednocení řazení fází mezi různými místy měření v dané síti (pokud by uvedený příklad uvažoval dva stavy zatížení ve stejné fázi mezi dvěma různými místy měření v místě U1 a U2). V reálných podmínkách lze očekávat určitou nepřesnost takové metody, neboť k propagaci změn dochází také skrze vzájemné indukčnosti, impedance (a kapacity) mezi různými fázemi třífázového rozvodného systému. Proto v následující podkapitole je provedena analýza funkce této metody na datech z měření v reálné síti. Také je v této podkapitole postup, kterým byly hodnoty zpracovány do stavu, pro který je možné metodu jednodušeji aplikovat.

3.3 Analýza reálné sítě

Tato podkapitola se zabývá analýzou reálné sítě a hodnotami změřenými a vypočtenými v této síti při aplikování metody identifikace fáze na základě hledání změn úhlového natočení napětí (~událostech na napětí). Měření jednotlivých dat napětí, bylo provedeno kvalitoměry SMZ 244 pro všechny místa měření M1, M2, M3 viz Obr. 3.3. Schéma zobrazuje reálnou síť s jednotlivými odběry a těmito třemi místy měření. Hodnoty byly měřeny s časovou synchronizací pomocí sekundových pulzů (PPS pulse per second) z modulu GPS 721. Kvalitoměr SMZ 244 přijímá přesný 1 PPS výstup, aby byl spolehlivě využit pro časovou synchronizaci signálů. Má vysokou citlivost a nízký výkon. Připojení kvalitoměrů do jednotlivých fází L1, L2 a L3 bylo hardwarově sjednoceno za použití hardwarové metody používané přístroji detekce fáze, viz popis dále.



Obrázek 3.3 Schéma sítě s body pro měření hodnot napětí [25]

3.3.1 Kvalitoměry

Vyhodnocování kvality elektrické energie dle EN 50160 se provádí na všech napěťových hladinách různými způsoby a záleží tedy na důvodech, které uživatele kvalitoměrů motivují k jeho použití. Kvalita elektřiny souvisí zejména s kvalitou napětí, ovšem mnoho kvalitoměrů měří také proudy, čímž vzniká kombinovaný přístroj pro měření kvality, výkonů i energií (elektroměr). Kvalita může být měřena orientačně, tady většinou stačí kvalitoměry třídy S, pokud jde o měření na důležitých distribučních místech, pak se mohou použít kvalitoměry třídy A s vyšší přesností. Při měření pomocí kvalitoměrů se zjišťují různé parametry sítě, které ukazují na její stav, a pokud není něco v pořádku, pak jsou hledány příčiny špatné kvality. Mezi měřené parametry nejčastěji patří: proud, napětí, činný výkon, jalový výkon, zdánlivý výkon, frekvence, celkové harmonické

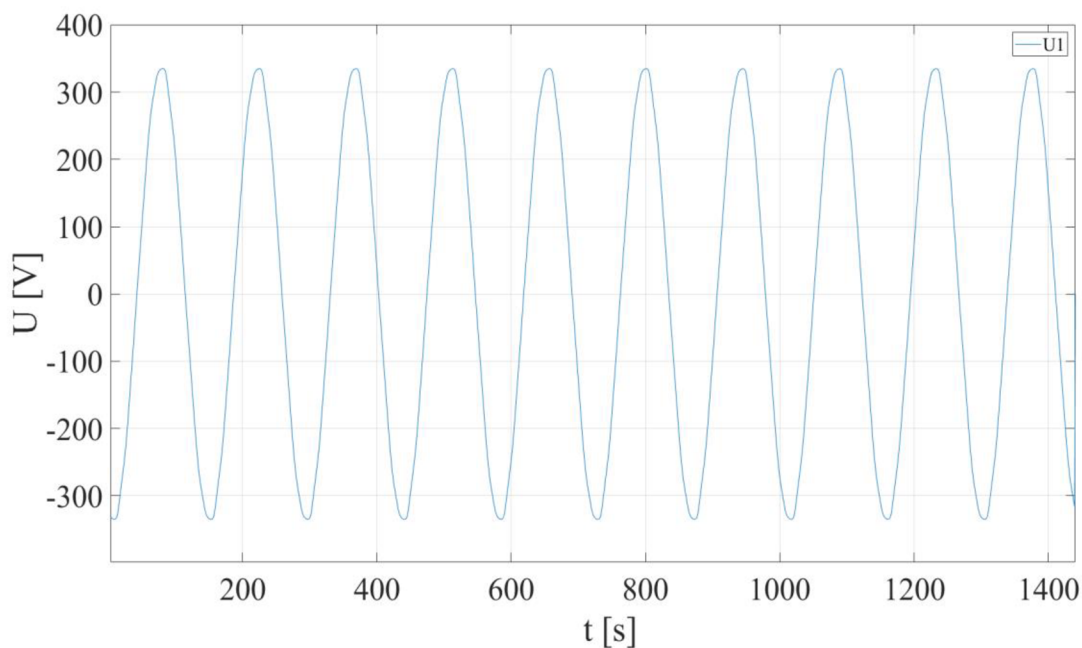
zkreslení, účinník. V době obnovitelných zdrojů je měření kvality elektrické energie zajímavé pro dodavatele i odběratele, protože jeden subjekt často střídá obě role. Dalším využitím kvalitoměrů jsou rozsáhlé objekty s velkým počtem uživatelů. Monitoringem kvalitativních parametrů sítě lze také v případech zničení citlivých přístrojů prokazovat, zda příčinou mohla být špatná kvalita elektřiny v síti a co mohlo být jejím zdrojem [16].

3.3.2 Detektory fází

Detektor fází ELF 2 byl použit pro fyzické spárování míst M1, M2, M3 a slouží pro rozlišení fází v sítích nízkého napětí 230 / 400 V za provozu. Pracuje na principu přenosu synchronizačních impulzů po vedení NN. Skládá se z vysílače a přijímače. Oba přístroje se napájí ze sítě. Neobsahují žádné ovládací či nastavovací prvky. S jedním vysílačem může spolupracovat i více přijímačů [23].

3.3.3 Výpočet amplitud reálné sítě

Při měření byly zaznamenány oscilogramy průběhů napětí v jednotlivých fázích viz např. průběh signálu z fáze L1 Obr. 3.4. Z měření bylo zaznamenáno celkem 3600 oscilografických průběhů s délkou každého záznamu 200 ms. Kvalitoměry SMZ244 byly tedy nastaveny tak, aby byl každou sekundu uložen 200 ms časový průběh napětí ze všech fází, které byly následně použity pro aplikaci metody na sjednocení řazení fází pomocí analýzy změn měřených úhlů napětí. Měření v různých místech (označených jako M1, M2, M3) byla pro účely této metody časově synchronizována pomocí PPS signálů z GPS zařízení, a tedy je předpokládáno, že začátky zaznamenaných oscilogramů z různých míst odpovídají stejným časovým okamžikům.

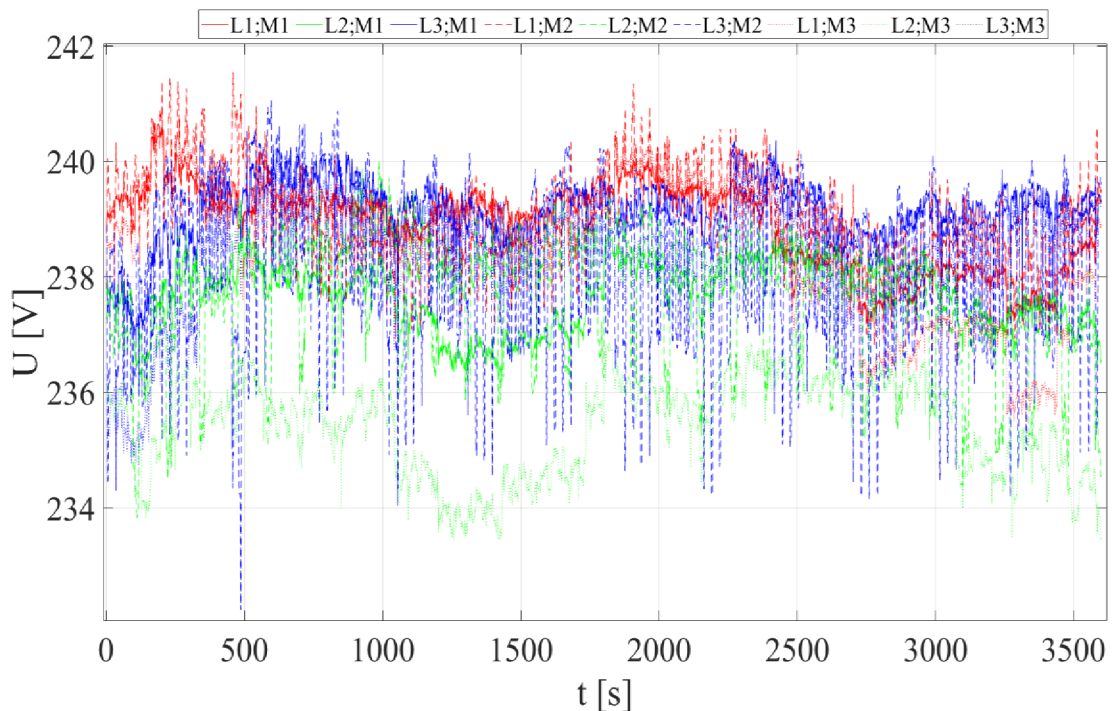


Obrázek 3.4 Průběh okamžitých hodnot napětí reálné sítě v čase

V rámci naměřených hodnot jsou známy i další parametry měření jako vzorkovací frekvence, vzorkovací perioda, délka signálu. Pro výpočet amplitudy jednotlivých fází je nejprve potřeba znát hodnotu Fourierovy transformace pro hodnoty napětí každé fáze.

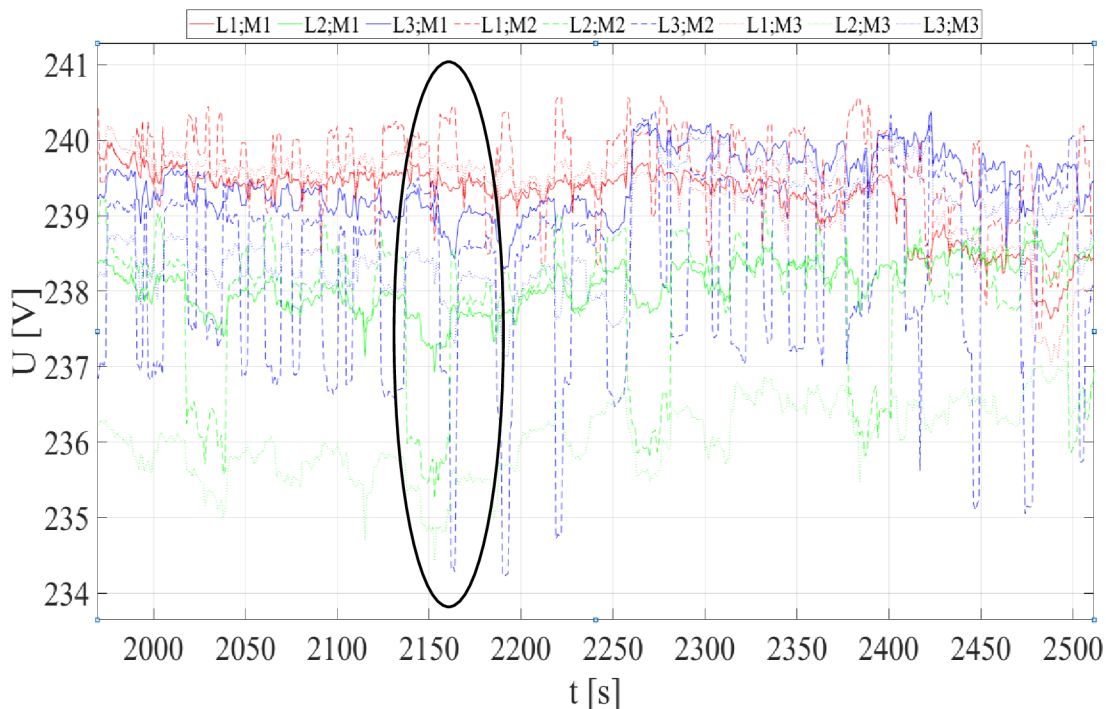
V praxi jsou data často dostupná ve formě vzorkovaného časového průběhu (digitální měřicí technika) jako posloupnost vzorků s fixním vzorkovacím intervalem. Při použití takovéto vstupní funkce, je pro výpočet obrazu ve frekvenční oblasti třeba použít modifikovanou Fourierovu transformaci – diskrétní Fourierovu transformaci (DFT). Popřípadě upravenou DFT pro rychlejší výpočet – rychlou Fourierovu transformaci (FFT). Průběhy okamžitých hodnot napětí a proudů mohou obsahovat přechodné nebo časově proměnné složky, které vnášejí chyby do výsledného frekvenčního spektra signálu. Dokonce i stacionární signály, pokud jsou analyzovány z omezeného souboru dat (z důvodu konečného vzorkování) znamenají opět do jisté míry chybnou interpretaci ve frekvenční oblasti. Měření a monitorování frekvenčních složek je s ohledem na kvalitu napětí v napájecí síti specifikováno souborem IEC norem, které jsou zavedeny jako evropské normy (ČSN) EN 61000-4-15 a 61000-4-30 [24].

V tomto případě je použita rychlá Fourierova transformace pro každou fázi L1, L2, L3. Další výpočet pro zjištění hodnot amplitud jednotlivých fází L1, L2, L3 a jednotlivých odběrových míst M1, M2, M3, bylo vypočítané oboustranné spektrum, které se rovná podílu hodnot Fourierovy transformace a délky signálu. Jelikož FFT nabývá i záporných hodnot, musí výsledek být absolutní hodnotou. Následuje výpočet jednostranného spektra, které je rovno násobku oboustranného spektra a délky signálu v daných časových úsecích. Hodnota amplitudy se pak rovná podílu jednostranné hodnoty spektra a odmocniny ze dvou pro daný interval každé fáze. Výsledkem jsou hodnoty amplitud, které jsou zobrazeny v grafu závislosti napětí na čase viz Obr. 3.5 pro frekvenční složku základní harmonické (50 Hz). Fáze L1, L2, L3 jsou zobrazeny v posloupnosti barev red-green-blue (RGB). Fáze L1 je zobrazena plnou červenou čarou pro místo odběru M1, pro místo odběru M2 červenou čárkovanou čarou a pro místo odběru M3 červenou čerchovanou čarou. To stejné platí pro fázi L2 označenou zelenou barvou, L3 označenou modrou barvou a jejich místa odběru.



Obrázek 3.5 Hodnoty amplitud fází a míst měření v reálné síti pro frekvenční složku základní harmonické

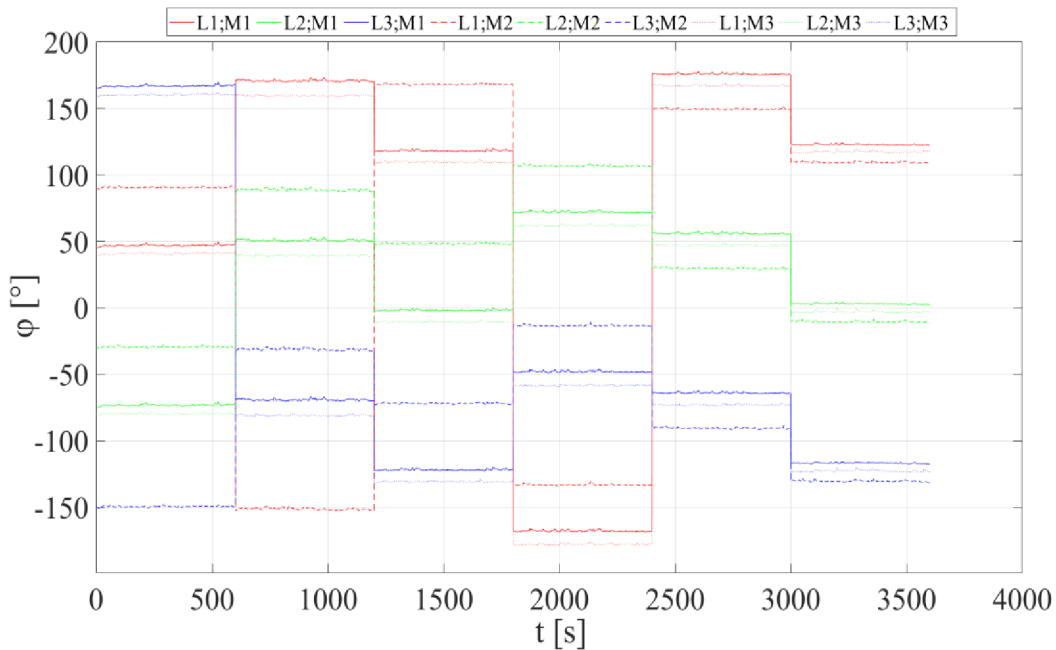
Tento graf má informační hodnotu. Poukazuje na výsledky, kterých bylo dosaženo. Na základě těchto výsledků byl vybrán úsek viz Obr. 3.6, který má větší vypovídající hodnotu při snaze určování jednotlivých fází. Jedná se zde o naznačení funkce metody identifikace fáze na základě událostí napětí [15]. V tomto vybraném úseku můžeme vidět, že v určitých úsecích dochází k téměř totožným výkyvům průběhu napětí pro všechna místa odběru M1, M2, M3 ve stejné fázi. Obdobně pak podobný časový průběh změn napětí lze pozorovat pro fázi L2 a fázi L3. Na základě těchto výkyvů je možné usuzovat na sjednocení měřených fází s fázemi referenčními. Je ovšem nezbytné zdůraznit, že v důsledku vzájemných impedancí a dalších vlivů toto sjednocení nemusí být vždy jednoznačné. Některé výkyvy hodnot vypočtených amplitud v celkovém grafu nebo jeho úsecích nejsou totožné. To může vyznačovat chyby, které nastaly během měření v místech M1, M2 a M3 v důsledku přítomnosti vzájemných indukčností a kapacit – tj. elektromagnetických vazeb nebo jinými nežádoucími vlivy sítě. Dále z vybraného úseku měření je možné vidět, kde hodnoty amplitud fáze L3 rapidně narostou na hodnotu větší, než je hodnota amplitud fáze L1. Tento nárůst může být například následkem změny odběru v jednom z míst měření, nebo v rámci časového úseku může dojít ke vzniku špičky. To by znamenalo, že například přes noc na místech měření byla menší spotřeba elektrické energie a tento nárůst nastal v ranních nebo odpoledních hodinách, kdy s nárůstem amplitud fáze L3 došlo k nárůstu spotřeby. Jinou možností je také zanesení této změny do měřené sítě z nadřazené sítě atp.



Obrázek 3.6 Detail hodnot amplitud pro všechny tři fáze a různá místa měření

3.3.4 Výpočet fázových posuvů reálné sítě

Pro výpočet fázových posuvů jsou použity hodnoty Fourierovy transformace z předchozího výpočtu amplitud jednotlivých fází. Pro výpočet oboustranného spektra P2 tentokrát nepočítáme absolutní hodnotu, jelikož fázové posuvy nabývají i záporných hodnot. V tomto případě se oboustranné spektrum rovná podílu hodnot Fourierovy transformace a délky signálu, výsledek je dále převeden na stupně podělením hodnotou $\pi * 180$. Výsledná hodnota je díky tomuto výpočtu v rozmezí $\langle -\pi; \pi \rangle$. Výpočet jednostranného spektra je obdobný jako v případě výpočtu amplitud jednotlivých fází. To je rovno násobku dvoustranného spektra a délky signálu pro jednotlivá místa měření M1, M2, M3 a jednotlivé fáze L1, L2, L3. Hodnoty fázových posuvů se ve výsledku rovnají hodnotám jednostranného spektra. Tyto hodnoty jsou zobrazeny obdobně jako v případě výpočtu amplitud viz Obr. 3.7. Jednotlivé fáze jsou označeny ve stylu barev RGB po sobě jdoucích fází L1, L2, L3. Typem čáry (plná, čárkovaná, čerchovaná) jsou pak obdobně vyznačena různá měřicí místa M1, M2, M3.



Obrázek 3.7 Graf výpočtu fázových posuvů

Z průběhu těchto úhlů natočení v jednotlivých fázích a v různých místech je patrná určitá korelace mezi stejnými fázemi a mezi různými místy. Tato korelace není vždy ideální a zdá se, že pro některé časové úseky by sjednocení fází pro všechna 3 místa nemuselo být vždy jednoznačné. Z průběhu je dále patrný schodovitý průběh fází napětí, kdy dochází ke skokům fází napětí vždy po 1/6 měřeného hodinového intervalu. Jelikož měření bylo provedeno kvalitoměry, kdy dochází k různým zakončení posledního intervalu v daném desetiminutovém intervalu, lze se domnívat, že pozorovaná schodovitost tohoto průběhu souvisí právě s tímto jevem (viz. IEC 61000-4-30 [24]).

V první šestině tohoto průběhu je vidět malý fázový posuv přibližně 5° mezi místy M1 a M3 pro všechny tři fáze L1, L2, L3. Místo měření M2 fáze L1 v této část grafu je posunuté o 45° . V tomto případě už se jedná o poměrně velikou odchylku od jednotlivých míst a při vyhodnocování může nastat situace přiřazení takové hodnoty k jiné fázi. To stejné platí pro místo měření fáze L2, L3 tohoto místa M2. V druhé šestině průběhu hodnot míst měření M3 a M1 pro všechny tři fáze L1, L2, L3 jsou rozdíly fázových posuvů okolo 10° . Největšího rozdílu fázového posuvu dosahuje místo měření M2 pro všechny fáze L1, L2, L3 a tyto rozdíly dosahují hodnoty okolo 45° . Ve třetí šestině průběhu jsou hodnoty fázových posuvů podobné jako v předchozích dvou šestinách. Posuv místa měření M2 u všech fází má největší hodnotu rozdílu, a to přibližně 50° . Rozdíl mezi místy M1 a M3 se blíží k hodnotě 8° . Ve čtvrté šestině průběhu fázových posuvů je opět největší rozdíl hodnot všech fází L1, L2, L3 místa měření M2, a to přibližně 40° . Dále v této části můžeme vidět rozdíl mezi místy M1 a M3 všech fází L1, L2, L3, je okolo 8° . Ze zbývajících dvou šestin grafu je mírně patrná korelace hodnot. Můžeme také vidět ustálený rozdíl mezi místy měření jednotlivých fází, kde rozdíly posuvu dosahují hodnot okolo 20° . Také je zde vidět ustálení schodovitého průběhu

napětí. Tato část grafu je ideálním případem pro aplikování metody identifikace fáze. Identifikace fáze tohoto grafu je ale odlišná od možné identifikace z předchozího grafu, ve kterém korelovaly hodnoty amplitud. Pokud bychom identifikovali fáze na základě výsledků průběhu v posledních deseti minutách, kde jsou hodnoty míst M1, M2, M3 pro každou jednotlivou fázi minimálně posunuty, tak by postup byl následující. Jednotlivé hodnoty fázových posuvů by byly odečítány od fázových posuvů referenčních fází. To znamená, že by byla zvolena referenční fáze (např. L1 místo měření M1). Tato zvolená referenční fáze bude porovnávána s jednotlivými fázemi a rozdílnými místy měření (např. L1(M1) - L1(M3), L1(M1) - L2(M3), L1(M1) - L3(M3)). Výsledky těchto rozdílů by z posledního desetiminutového intervalu byly následující. Rozdíl jednotlivých fází je přibližně L1(M1) a L1(M3) = 10°, L1(M1) a L2(M3) = 120° a L1(M1) a L3(M3) = 240°. Z těchto výsledků je vidět, že jednotlivé fázové posuvy jsou určeny referenční hodnotou fázového posuvu fáze L1, L2, L3. V reálné síti se jedná o referenční fáze vedené z transformátoru. Hodnoty budou v určité toleranci ($\pm 10^\circ$), jelikož se v síti vyskytují i další zatížení a impedance. Tím je myšlen příklad imaginární sítě, kde došlo k enormnímu zatížení jednoho odběru, a výsledky fázových posuvů se změnily minimálně. Na základě tohoto malého rozdílu fázových posuvů, je menší pravděpodobnost chybného přiřazení fází pro jednotlivá místa měření, což je požadující.

4. LABORATORNÍ ÚLOHA

Jedním z cílů bakalářské práce je laboratorní demonstrace identifikace řazení fází. Tomuto problému identifikace fáze čelí hlavně distributoři energie. Je skoro nemožné vést přesné záznamy o každé fázi a jejím řazení. Může nastat situace, kdy místa k jednotlivým fázím nejsou fyzicky dostupná a nemůže dojít k ručnímu přeměření. Řešení je možné provést hardwarovou metodou [11][12] a jejím sladěním s danou sítí, nebo jednou z několika softwarových metod viz kapitola 2.

Hardwarová metoda [11][12] je řešena přístroji, které jsou připojeny na začátek a konec měřeného vedení, u něhož chceme aplikovat metodu identifikace fáze. Tyto přístroje na začátku vedení vyšlou signál do jedné z referenčních fází a na konci vedení tento signál detekují v příslušné fázi. Tato metoda identifikace fáze funguje obecně na více napěťových úrovních.

Softwarové metody můžeme rozdělit podle parametrů, které chceme sledovat. Můžeme sledovat změny napětí, fázové posuvy nebo odebírané výkony. Fáze jsou pak identifikovány díky korelaci naměřených hodnot. Softwarové metody jsou odlišné a mají své výhody i nevýhody, porovnání jednotlivých metod viz originální reference [19].

Laboratorní úloha je určena k ověření funkce softwarové metody pro identifikaci fází a je navržena pro vypracování v prostředí laboratoří distribuce elektrické energie (VUT v Brně), kde se nachází přístroje potřebné k jejímu zapojení a odzkoušení. Úloha je zaměřena na práci s přístrojem SMZ 244 a moduly třífázového vedení.

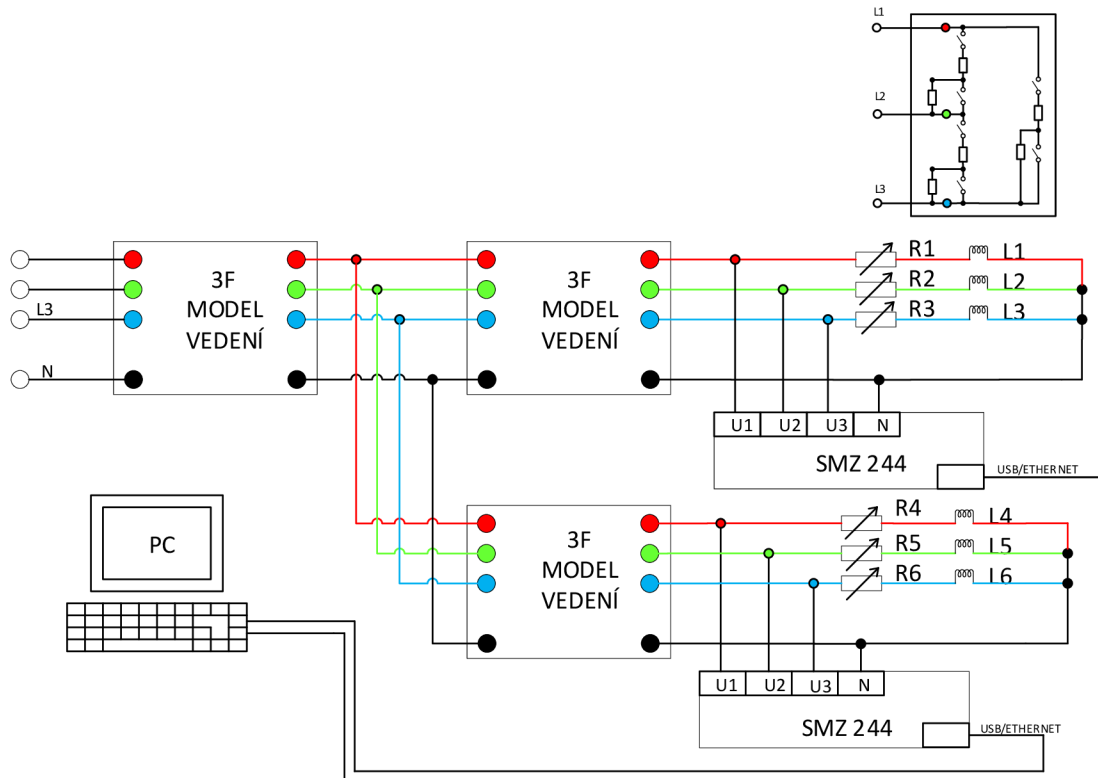
4.1 Úkol měření

Úkolem laboratorní úlohy je provedení ověření a posouzení změn amplitud napětí a fázových posuvů měřených fází. V rámci vyhodnocení zobrazení korelace naměřených hodnot jednotlivých fází L1, L2 a L3. Pro zobrazení hodnot amplitud a fázových posuvů použijte Fourierovu transformaci a vypočítejte hodnoty oboustranného a jednostranného spektra. Pro zpracování dat a jejich vyobrazení využijte vhodné výpočetní nástroje. První graf bude obsahovat změny hodnot amplitud pro každou fázi. V druhém grafu zobrazte průběh fázových posuvů opět pro každou fázi. Výsledky slovně zhodnoťte.

4.2 Použité přístroje

K zapojení úlohy jsou potřebné 3x – třífázové modely vedení, 2x Kvalitoměr SMZ 244, 2x GPS antény, 6x odpor vedení, 6x tlumivka (podle pokynů vyučujícího, použijte případně modul s proměnnou zátěží, který je zobrazen ve schématu měření), PC, propojující vodiče.

4.3 Schéma zapojení



Obrázek 4.1 Schéma zapojení laboratorní úlohy

4.4 Postup měření

Postup měření je následující:

Měření s hardwarově správným zapojením:

1. Zapojení schématu měření podle návodu měření
2. Kontrola zapojení vyučujícím.
3. Nastavení kvalitoměru SMZ 244 za pomoci vyučujícího.
4. Umístění GPS antén přístroje SMZ 244 na vhodné místo pro nalezení GPS signálu.
5. Provedení časové synchronizace kvalitoměru SMZ 244.
6. Nastavení záznamu oscilogramů pro každou sekundu.
7. Provedení měření s konstantní velikostí nastavených odporů R1 až R6.
8. Změna nastavených odporů v měřené větvi R4-R6 na jinou hodnotu než pro předchozí měření podle bodu 7. a to současně pouze v jedné fázi (tj. např. R4 na dvojnásobek, R5 a R6 zůstanou stejné, pak R5 na dvojnásobek, R4 a R6 zůstanou stejné). Tím dojde k umělému vytvoření změny na napětí, která bude uložena v oscilogramech a později vyhodnocena.
8. Stažení výsledných hodnot oscilogramů z kvalitoměrů SMZ 244.

Měření s hardwarově nesprávným zapojením:

9. Změna zapojení tak, aby byly zaměněny dvě fáze ve větvi s odpory R4-R6.
10. Opakujte body měření 2-7.
11. Naměřené hodnoty stáhněte a zpracujte dle návodu nebo pokynů vyučujícího.

4.5 Zpracování hodnot

Z PC si student naměřené údaje stáhne a v rámci měření nebo podle časové náročnosti provede analýzu hodnot jako součást protokolu. Nejprve student vypočítá Fourierovou transformaci hodnot pro obě zapojení. Dále vypočítá oboustranné spektrum a jednostranné spektrum z Fourierovy transformace. Následně vypočte hodnoty amplitud a fázových posuvů, které vynese do dvou závislostí, jak pro první měření (hardwarově ověřené správné zapojení), tak pro druhé měření (hardwarově ověřené nesprávné zapojení). V závěru student slovně zhodnotí, kde docházelo ke korelaci hodnot a slovně vyhodnotí provedenou identifikaci fází, případně vyhodnotí, jaký vliv měla změna zapojení na výsledné hodnoty amplitud a fázových posuvů.

5. ZÁVĚR

Bakalářská práce se zabývala rešerší inteligentních sítí a řešením problému identifikace řazení fází vyplývajícím z implementace těchto sítí. Cílem práce je na základě rešerše metod identifikace fáze aplikovat vybranou metodu pro zadané hodnoty sítě nízkého napětí. Zvolenou metodou byla metoda identifikace fáze na základě událostí napětí, která se svým principem podobá metodě navrženou B. K. Sealem.

Před zpracováním hodnot a aplikováním metody identifikace fáze byla provedena rešerše jednotlivých metod. Můžeme je rozdělit na hardwarové nebo softwarové, které se dále dělí na metody identifikace fáze na základě predikce fáze, metodu identifikace fáze využívající časové řady měření výkonů a metodu identifikace fáze na základě událostí napětí. Tyto metody jsou dále rozděleny podle zařízení použitých pro synchronizaci časových údajů nebo typů algoritmů. Metody jsou poměrně složité, jelikož každá využívá jiné časové synchronizace a náročné algoritmy pro zpracování hodnot. Na jejich základě je provedena identifikace řazení fází.

Pro přiblížení problematiky reálné sítě byl proveden nejdříve výpočet imaginární sítě. Byly vypočítány dva stavy, a to stav referenční a stav 2. ve kterém bylo jedno z míst odběru proudově zatíženo. Výsledky rozdílu fázových posuvů referenčního stavu a druhého stavu pro první větev (x) je $\Delta\delta_1 = 5,005^\circ$ a pro druhou větev (y) $\Delta\delta_2 = 7,335^\circ$. Velikost změny fázových posuvů bude spíše konstantní, i při extrémní změně zatížení o 100 A. Dále z výsledků vyplývá, že změna proudového zatížení ovlivní i jiné části sítě. V podmínkách pro reálnou síť lze očekávat nepřesnosti díky změnám, ke kterým dochází skrze vzájemné indukčnosti, impedance a kapacity.

Aplikování identifikace fáze na reálné síti bylo provedeno na základě změn amplitud a fázových posuvů. Nejprve byl signál upraven rychlou Fourierovou transformací a následně byly vypočítány spektra signálu. Z těchto hodnot byly v Matlabu vytvořeny tři grafy. Obr. 3.5 je závislost napětí na čase, kde jsou zobrazeny jednotlivé hodnoty amplitud fází L1, L2, L3 pro místa měření M1, M2, M3. Obr. 3.6 zobrazuje úsek grafu prvního. Na Obr. 3.6 je možné vidět korelaci hodnot ve vyznačeném úseku pro všechny fáze a místa měření. Obr. 3.7 je závislost fázového posuvu na čase. Z průběhů hodnot fázových posuvů je vidět, že korelace těchto hodnot není vždy ideální. Pro některá místa by mohlo dojít k chybě přiřazení fází vzhledem k nejednoznačnosti průběhů. Poslední dva desetiminutové intervaly tohoto průběhu reprezentují případ, na kterém je možné fáze identifikovat v rámci rozdílu referenční fáze a fází jednotlivých míst. Z toho plyne, že fázové posuvy měřených míst budou v určité toleranci fázového posuvu míst referenčních.

Na reálnou síť byla použita ojedinělá metoda identifikace řazení fáze na základě událostí napětí. Ojedinělost použití byla ve využití kvalitoměrů pro měření hodnot reálné sítě, místo využití SCADA systému, a také v porovnávání korelace hodnot amplitud signálu a hodnot fázových posuvů. Tato metoda fungovala do určité míry, jako metody

popsané v druhé kapitole. Nedostatkem použité metody na reálné síti je zapotřebí synchronizovaného měření. Jedná se o finančně nákladnou záležitost, s ohledem na zakoupení GPS měřících zařízení a umístění antén s propojením na vhodném místě pro příjem signálu. Tato metoda tedy není vhodná pro globální implementaci u OPM, jelikož nejsou kvalitoměry nebo smart metry a GPS zařízením vybavena. V rámci přesnější identifikace fáze a hospodárného řešení, je lepší použít metody odkazované v referencích, kdy je synchronizace docíleno například za užití SCADA systému. U výkonových metod není problém synchronizace hodnot měření. Výkonové metody jsou výpočetně náročné a mají velké množství řešení (kombinace zapojení zatížení různých fází, které ve výsledku musí odpovídat hodnotám výkonů na transformátoru).

LITERATURA

- [1] The Smart Grid. Smart grids [online]. Washington, DC 20585: U.S. Department of Energy, [cca 2015] [cit. 2020-10-28]. Dostupné z: https://www.smartgrid.gov/the_smart_grid/smart_grid.html
- [2] Využívání Smart Grid v domácnostech. Ministerstvo průmyslu a obchodu [online]. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2005, 2016 [cit. 2020-10-28]. Dostupné z: https://www.mpo-efekt.cz/upload/7799f3fd595eeee1fa66875530f33e8a/brozura_2016.pdf
- [3] TLUSTÝ, Josef. Návrh a rozvoj elektroenergetických sítí. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011. ISBN 978-800-1049-396.
- [4] Národní akční plán pro chytré sítě 2019-2030. Ministerstvo průmyslu a obchodu [online]. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2005, 2016 [cit. 2020-10-28]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategie-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2019/9/Aktualizace_NAP_SG_2019-2030.pdf
- [5] Energetika. Ministerstvo průmyslu a obchodu [online]. Praha: MPO, 2005, 2016 [cit. 2010-10-28]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/cz/energetika/>
- [6] Národní akční plán pro chytré sítě. MPO [online]. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2005, 2016 [cit. 2020-10-28]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/2016/11/Narodni-akcni-plan-pro-chytre-site.pdf>
- [7] Změna typu měření. ČEZ Distribuce [online]. Děčín: ČEZ Distribuce, [cca 2010] [cit. 2020-10-28]. Dostupné z: <https://www.cezdistribuce.cz/cs/pro-zakazniky/technicke-informace/zmena-typu-mereni.html>
- [8] Projekt Smart Region ve Vrchlabí: Projekt smart grid ve Vrchlabí — automatizovaná a soběstačná distribuční síť. ČEZ distribuce [online]. Děčín: ČEZ Distribuce, a. s., 2019 [cit. 2020-10-28]. Dostupné z: <https://www.cezdistribuce.cz/cs/pro-media/smart-region.html>
- [9] Václav VYČÍTAL, Michal PTÁČEK, Petr TOMAN, David TOPOLÁNEK a Jiří DRÁPELA. Phase identification in smart metering pilot project kormorany. Cired [online]. Belgium: International conference on electricity distribution, 2019, 3.6.2019 [cit. 2021-5-12]. Dostupné z: <https://www.cired-repository.org/bitstream/handle/20.500.12455/718/CIRED%202019%20-%202068.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [10] ARYA, V., D. SEETHARAM, S. KALYANARAMAN, K. DONTAS, C. PAVLOVSKI, S. HOY a J. R. KALAGNANAM. Phase identification in smart grids. 2011 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm). IEEE, 2011, 2011, 25-30. ISBN 978-1-4577-1702-4. 12440877. Dostupné z: doi:10.1109/SmartGridComm.2011.6102329
- [11] CHEN, Chao-Shun, Te-Tien KU a Chia-Hung LIN. Design of Phase Identification System to Support Three-Phase Loading Balance of Distribution

- Feeders. IEEE Transactions on Industry Applications. 2012, 48(1), 191-198. ISSN 0093-9994. Dostupné z: doi:10.1109/TIA.2011.2175352
- [12] TE-TIEN KU, CHAO-SHUN CHEN, CHIA-HUNG LIN a CHIN-YING HO. Design of phase identification system for phase measurement of distribution transformer. 2012 7th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA). IEEE, 2012, 2012, 1146-1149. ISBN 978-1-4577-2119-9. Dostupné z: doi:10.1109/ICIEA.2012.6360896
- [13] PAPPU, Satya Jayadev, Nirav BHATT, Ramkrishna PASUMARTHY a Aravind RAJESWARAN. Identifying Topology of Low Voltage Distribution Networks Based on Smart Meter Data. IEEE Transactions on Smart Grid. IEEE, 2018, 2012, 9(5), 5113-5122. ISBN 978-1-4577-2119-9. ISSN 1949-3053. Dostupné z: doi:10.1109/TSG.2017.2680542
- [14] DILEK, M., R.P. BROADWATER, R. SEQUIN a Aravind RAJESWARAN. Phase prediction in distribution systems. 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309). IEEE, 2002, 2012, 9(5), 985-990. ISBN 0-7803-7322-7. ISSN 1949-3053. Dostupné z: doi:10.1109/PESW.2002.985153
- [15] SEAL, B. K. a M. F. MCGRANAGHAN. Automatic identification of service phase for electric utility customers. 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting. IEEE, 2011, 2011, 1-3. ISBN 978-1-4577-1000-1. Dostupné z: doi:10.1109/PES.2011.6039623
- [16] Měření kvality elektrické energie. ELVAC [online]. Ostrava-Hrabůvka: ELVAC, 2013 [cit. 2021-5-12]. Dostupné z: <https://www.rtu.cz/domu/reseni/mereni-kvality-elektricke-energie>
- [17] BLAKELY, Logan, Matthew J. RENO a Wu-chi FENG. Spectral Clustering for Customer Phase Identification Using AMI Voltage Timeseries. 2019 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI). IEEE, 2019, 2019, 1-7. ISBN 978-1-7281-0294-8. Dostupné z: doi:10.1109/PECI.2019.8698780
- [18] FLESHMAN, William. Spectral Clustering. Towardsdatascience [online]. Canada: Towards Data Science, 2019, 2019 [cit. 2021-5-12]. Dostupné z: <https://towardsdatascience.com/spectral-clustering-aba2640c0d5b>
- [19] THERRIEN, Francis, Logan BLAKELY a Matthew J. RENO. Assessment of Measurement-Based Phase Identification Methods. IEEE Open Access Journal of Power and Energy. 2021, 8, 128-137. ISSN 2687-7910. Dostupné z: doi:10.1109/OAJPE.2021.3067632
- [20] TANG, Xiaoqing a Jovica V. MILANOVIC. Phase Identification of LV Distribution Network with Smart Meter Data. IEEE, 2018, 2018, 1-5. ISBN 978-1-5386-7703-2. Dostupné z: doi:10.1109/PESGM.2018.8586483
- [21] VN - Vysoké napětí. Snizujeme [online]. Brno: Snizujeme CZ, [2011], [2011] [cit. 2021-5-20]. Dostupné z: <https://web.archive.org/web/20131226222214/http://www.snizujeme.cz/slovník/vn-vysoke-napeti>

- [22] ŠEVČÍK, Jaromír. Elektroinstalace v průmyslových budovách. Docplayer [online]. Jaromír Ševčík, [2016], [2016] [cit. 2021-5-20]. Dostupné z: <https://docplayer.cz/2934144-S-ohledem-na-dulezitest-dodavek-el-energie-rozdeluje-provozy-technologicka-zarizeni-a-spotrebice-do-tri-stupnu-a-dodavky-1.html>
- [23] Detektor fází ELF 2. KMB Systems [online]. LIBEREC 7: KMB systems, 2011 [cit. 2021-5-12]. Dostupné z: <http://www.kmb.cz/index.php/cs/specialni-pristroje/elf-2#:~:text=Detektor%20f%C3%A1z%C3%AD%20ELF%202&text=Inovovan%C3%A1%20souprava%20ELF%202%20slou%C5%BE%C3%AD,se%20nap%C3%A1je%C3%AD%20z%20m%C4%9B%C5%99en%C3%A9%20s%C3%ADt%C4%9B>.
- [24] Jiří Drápela; Kvalita elektrické energie a EMC. VUT v Brně. 2014. Dostupné z: www.vutbr.cz, [online], přednáška k předmětu kvalita elektrické energie a EMC.
- [25] Václav Vyčítal, Schématické zapojení reálné sítě poskytnuté pro bakalářskou práci
- [26] PVS100i IDENTIFIKÁTOR FÁZÍ. Megger [online]. Praha: Megger CZ, [2020] [cit. 2021-5-22]. Dostupné z: <https://cz.megger.com/identifikator-fazi-pvs100i>

SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK

Zkratky:

ČR	Česká republika
ČSN	Česká technická norma
DFT	Diskrétní Fourierova transformace
DS	Distribuční soustava
DTS	Distribuční trafostanice
EU	Evropská unie
FFT	Rychlá Fourierova transformace
GPRS	General packet radio service (Základní rádiová služba)
GPS	Globální polohovací systém
GSM	Globální systém pro mobilní komunikaci
MN	Malé napětí
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
NAP	Národní akční plán
NN	Nízké napětí
OPM	Odběrové a předávací místo
PDS	Provozovatel distribuční soustavy
PIS	Systém identifikace fáze
PMU	Fázová měřicí jednotka
PPS	Pulse per second (pulz za sekundu)
RGB	Red-green-blue (červená-zelená-modrá)
SEK	Státní energetická koncepce
SG	Inteligentní síť
VN	Vysoké napětí
VVN	Velmi vysoké napětí

Symboly:

U	napětí	[V]
I	proud	[A]
$\cos \varphi$	účinník	[-]
Z	impedance vedení	[Ω /m]
P	činný výkon	[W]
Q	jalový výkon	[var]
S	zdánlivý výkon	[VA]
δ	fázový posuv	[°]
X	reaktance	[Ω]
ΔU	úbytek napětí	[V]
R	elektrický odpor	[Ω]
l	délka	[m]

Příloha A - Skript

A.1 Skript výpočtu amplitud

```
%M1 - Amplitude
for m = 1:1:size(A,1)           % A - Voltage (Value)

    Fs = 7200;                  % Sampling frequency
    T = 1/Fs;                   % Sampling period
    L = 1440;                   % Length of signal
    t = (0:L-1)*T;              % Time vector
    f = Fs*(0:(L/2))/L;

    % u1 - M1
    Y = fft(A(m,1:end)); %Fourier transform(fast),(m - excel position)
    P2 = abs(Y/L);              % Two-side spectrum
    P1 = P2(1:L/2+1);           % One-side spectrum
    P1(2:end-1) = P1(2:end-1);
    An1(m,1) = P1(1,11)/sqrt(2); % Amplitude (11 = Value (50 Hz))

    % u2 - M1
    Y = fft(A(m+1,1:end));
    P2 = abs(Y/L);
    P1 = P2(1:L/2+1);
    P1(2:end-1) = P1(2:end-1);
    An2(m+1,1) = P1(1,11)/sqrt(2);

    % u3 - M1
    Y = fft(A(m+2,1:end));
    P2 = abs(Y/L);
    P1 = P2(1:L/2+1);
    P1(2:end-1) = P1(2:end-1);
    An3(m+2,1) = P1(1,11)/sqrt(2);
end
%NEXT M2,M3
```

A.2 Skript výpočtu fázových posuvů

```
%M1 - Phase shift
for m = 1:1:size(A,1)           % A - Voltage (Value)

    Fs = 7200;                  % Sampling frequency
    T = 1/Fs;                   % Sampling period
    L = 1440;                   % Length of signal
    t = (0:L-1)*T;              % Time vector
    f = Fs*(0:(L/2))/L;

    % u1 - M1
    Y = fft(A(m,1:end)); %Fourier transform(fast),(m - excel position)
    P2 = angle(Y/L)/pi*180;      % Two-side spectrum
    P1 = P2(1:L/2+1);           % One-side spectrum
    P1(2:end-1) = P1(2:end-1);
    Bn1(m,1) = P1(1,11);        % Phase angle(11 = Value (50 Hz))
```

```

% u2 - M1
Y = fft(A(m+1,1:end));
P2 = angle(Y/L)/pi*180;
P1 = P2(1:L/2+1);
P1(2:end-1) = P1(2:end-1);
Bn2(m+1,1) = P1(1,11);

% u3 - M1
Y = fft(A(m+2,1:end));
P2 = angle(Y/L)/pi*180;
P1 = P2(1:L/2+1);
P1(2:end-1) = P1(2:end-1);
Bn3(m+2,1) = P1(1,11);

end

%NEXT M2,M3

```