



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta Elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Revize a návrh řešení sítě NN Vrbice, Samoty

Review and design of LV grid Vrbice, Samoty

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management
Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Petr Šlajs

Jan Levý

Praha 2014

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student: Levý Jan

Studijní program: elektrotechnika, energetika a management
Obor: ekonomika a řízení energetiky

Název tématu: Revize a návrh řešení sítě NN Vrbice, Samoty

Pokyny pro vypracování:

- měření kvality napětí a impedance smyčky na všech koncích stávající sítě
- posouzení kvality elektrické energie ve stávající síti a v síti řešené podle původního technického návrhu
- návrh variant řešení dané sítě a jejich posouzení z hlediska chodu sítě při stávajícím zatížení a při výhledovém zatížení na 20 let
- porovnání variant řešení sítě z hlediska ekonomické efektivity

Seznam odborné literatury:

Podle pokynů vedoucího DP.

Vedoucí diplomové práce: Ing. Petr Šlajs – E.ON ČR

Platnost zadání: do konce letního semestru akademického roku 2014/2015



Doc.Ing. Jaroslav Knápek, CSc.
vedoucí katedry


Prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.
děkan

V Praze dne 8.11.2013

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem diplomovou práci vypracoval samostatně na základě uvedených pramenů a uvedené literatury.

Nemám námitky proti použití tohoto školního díla ve smyslu § 60 zákona č. 121/2000 Sb., o autorských právech a právech souvisejících, ve smyslu pozdějších znění tohoto zákona.

V Praze dne 25. 4. 2014

podpis

Poděkování

Chtěl bych tímto poděkovat několika lidem, bez kterých by tato práce nevznikla. Velké poděkování patří panu doc. Ing. Jaromíru Vastlovi, Csc. za způsob vedení diplomového semináře, díky němuž jsem na práci začal pracovat velmi brzy, a tím mohla být práce dostatečně kvalitní, ale děkuji mu i za rady poskytnuté při tvorbě ekonomické části této práce.

Hlavní poděkování patří mému vedoucímu, panu Petru Šlajsovi, který trpělivě odpovídal na moje dotazy a byl ochotný mi pomoci, kdykoliv jsem potřeboval. A to i přes to, jak moc byl celou dobu zaměstnán. Dále pak děkuji Ing. Janu Jiříčkovi a Ing. Jaromíru Bžochovi za pomoc při měření na síti a Ing. Petru Bažatovi za určení vstupní investice do variant rekonstrukce.

Poslední poděkování patří mé rodině za velkou podporu a vytvoření zázemí během celé doby mého studia.

Anotace

Práce se zabývá revizí stávajícího návrhu řešení a návrhem dalších možných variant řešení rekonstrukce sítě nízkého napětí. Skládá se ze čtyř základních částí. První část popisuje geografickou polohu sítě, technický popis jejího stávajícího stavu a parametry sítě. Dále je v první části práce popsán charakter odběrných míst, která síť napájí a jsou zde uvedeny platné předpisy, normy a pravidla koncepce distribučních sítí nízkého napětí.

Druhá část práce obsahuje podrobný popis a vyhodnocení měření, které bylo na síti provedeno. Hlavním výstupem této části je tvrzení, zda je síť ve stávajícím stavu schopna bezpečně dodávat elektřinu v požadovaném množství a předepsané kvalitě.

Náplní třetího bodu práce je revize stávajícího řešení rekonstrukce a návrh nových variant řešení rekonstrukce sítě. Součástí tohoto bodu je technické posouzení změn parametrů elektrické energie při realizaci možných variant řešení rekonstrukce.

Obsahem poslední části práce je ekonomické porovnání navržených variant rekonstrukce a doporučení takové varianty, která je z technicko-ekonomického hlediska nejlepší.

Annotation

The project deals with review of the existing design solution and with design of new solutions reconstruction of low-voltage network. It consists of four parts. The first part describes geographic location of the grid, present technical description and its parameters. The first part of the project also contains description of sampling points character, applicable standards and rules for design of low-voltage networks.

The second part contains a description and evaluation of the network measurement. The main product of this part is statement about the ability of the current network to provide safe delivery of electricity in the required quantity and prescribed quality.

The third part is about the review of the existing design solution and about design of new solutions reconstruction of our grid. This part also contains technical assessment of the designed alternative solutions.

The last part of the project deals with economic assessment of reconstruction options. This part also contains recommendation of variant of reconstruction, which is the best technical and economical solution.

Obsah

1. Úvod.....	9
2. Charakteristika stávající sítě	11
2.1. Popis současného stavu a geografické polohy sítě	11
2.2. Charakteristika značení důležitých bodů sítě	12
2.3. Technický popis sítě	13
2.3.1. Technický popis sítě Vitějovice	13
2.3.2. Technický popis sítě Vrbice.....	13
2.4. Parametry stávající sítě.....	14
3. Koncepce sítí nízkého napětí	17
3.1. Obecné zásady a výchozí podmínky	17
3.2. Výkonové dimenzování.....	18
3.3. Kritéria pro návrh a technické hodnocení NN sítí.....	19
3.3.1. Parametr třífázová zkratová impedance	20
3.3.2. Parametr impedance poruchové smyčky.....	22
3.3.3. Parametr flikr	23
3.3.4. Dovolené odchylky napájecího napětí	23
4. Měření sítě	25
4.1. Popis měření sítě.....	25
4.2. Naměřené hodnoty.....	29
4.2.1. TS Vitějovice Obec	29
4.2.2. TS Vrbice Obec	31
4.2.3. Regulační autotransformátor umístěný v bodě D (Vitějovice)	33
4.2.4. Regulační autotransformátor umístěný v bodě J (Vrbice)	34
4.2.5. Svodová skříň u OM1 (Vitějovice).....	36
4.2.6. Impedance smyčky na koncích sítě.....	37
4.3. Vyhodnocení měření	38

4.3.1.	Princip a dopad působení regulačních autotransformátorů	38
4.3.2.	Vyhodnocení měření na TS Vitějovice Obec.....	39
4.3.3.	Vyhodnocení měření na TS Vrbice Obec	40
4.3.4.	Vyhodnocení měření v bodě D (autotransformátor Vitějovice)	40
4.3.5.	Vyhodnocení měření na OM1	42
4.3.6.	Vyhodnocení měření v bodě J (autotransformátor Vrbice).....	43
4.4.	Závěry plynoucí z měření	45
5.	Výpočtové zatížení sítí NN	46
5.1.	Určení výpočtového zatížení odběrných míst	46
5.2.	Určení výhledového výpočtového zatížení odběrných míst.....	47
6.	Původní návrh řešení sítě Vrbice	48
6.1.	Popis původního návrhu řešení sítě Vrbice	48
6.2.	Návrh řešení sítě Vrbice – varianta A	49
6.2.1.	Návrh řešení podle varianty A na maximální dovolený úbytek napětí	50
6.2.1.1.	Výchozí podmínky	50
6.2.1.2.	Výpočet metodou průběžně stálého průřezu	51
6.2.2.	Návrh řešení sítě Vrbice podle varianty A na maximum třífázové zkratové impedance	57
6.2.3.	Porovnání hodnot rekonstruované sítě a závěr.....	59
7.	Návrh řešení sítě Vitějovice – varianta A.....	61
8.	Návrh řešení sítí Vrbice a Vitějovice – varianta B	63
9.	Technické posouzení variant rekonstrukce a doporučení	65
10.	Ekonomické hodnocení variant rekonstrukce	66
10.1.	Volba metody ekonomického hodnocení	66
10.2.	Čistá současná hodnota výdajů (NPV _v)	68
10.3.	Rozpočet vstupních investic rekonstrukce podle variant.....	69
10.4.	Stálé provozní výdaje.....	70
10.5.	Výdaje na ztráty – variabilní výdaje	72

10.5.1.	Ztráty ve vedení	72
10.5.2.	Ztráty v transformátorech	77
10.5.2.1.	Jmenovité ztráty transformátorů naprázdno a nakrátko	78
10.5.2.2.	Roční maximum zatížení transformátorů	79
10.5.2.3.	Doba využití maxima a doba plných ztrát transformátorů	80
10.5.2.4.	Velikost ztrát v transformátorech sítě Vrbice	82
10.5.3.	Cena elektrické energie na pokrytí ztrát v síti	83
10.5.4.	Velikost ročních výdajů na ztráty v síti Vrbice	86
10.6.	Diskont – WACC	88
10.7.	Volba doby porovnání	88
10.8.	Výpočet NPV výdajů pro jednotlivé varianty řešení	89
10.9.	Citlivostní analýza	91
10.10.	Doporučení varianty rekonstrukce na základě ekonomického hodnocení	93
11.	Doporučení varianty rekonstrukce sítě	94
12.	Závěr	96
13.	Citovaná literatura	97
14.	Seznam příloh přiložených na CD	99
15.	Mapy sítě	100

1. Úvod

Náplní této diplomové práce je revize stávajícího návrhu řešení, vyhodnocení vhodnosti tohoto návrhu, popřípadě návrh nových variant řešení rekonstrukce nízkonapěťové distribuční sítě v lokalitě Vrbice, Samoty. Dále pak porovnání těchto variant z technického a ekonomického hlediska a doporučení nejlepší varianty k realizaci. Výsledkem práce bude varianta rekonstrukce této sítě, která bude nejlépe splňovat technologické i ekonomické podmínky. Téma diplomové práce bylo zadáno společností E. ON Česká republika, s.r.o.

V prvním bodě práce detailně popisují síť nízkého napětí, která je předmětem celého projektu, její geografickou polohu a technický stav. Síť rozdělují pro přehlednost celé práce na dvě části – síť Vitějovice a síť Vrbice.

Náplní druhého bodu práce je popis základních pravidel koncepce sítí nízkého napětí, která nám říkají, podle kterých kritérií bychom se měli řídit při objektivním posuzování stávajících sítí, nebo návrhu sítí nových. Součástí tohoto bodu práce je také popis samotných kritérií a stanovení jejich maximálních či minimálních požadovaných hodnot.

Třetí bod diplomové práce se zabývá měřením, které bylo na síti provedeno, zvláště pak vyhodnocením tohoto měření. Výstupem tohoto bodu práce je zhodnocení kvality elektrické energie dodávané sítí v současném stavu a posouzení, zda je tato stávající kvalita v souladu s požadavky danými platnými předpisy a vyhláškami.

Ve čtvrtém bodě práce určují výpočtové zatížení odběrných míst sítě.

Pátý bod práce popisuje původní návrh řešení rekonstrukce z roku 2004. Součástí tohoto bodu je také posouzení vhodnosti tohoto návrhu s ohledem na současné požadavky zkratových poměrů (vztažná impedance pro extravilán obce) a doplnění tohoto řešení. Doplněním původního návrhu je získána první varianta řešení sítě Vrbice.

V šestém a sedmém bodě práce navrhuji další varianty řešení sítí Vrbice i Vitějovice, které následně v osmém bodě práce posuzuji z hlediska schopnosti rekonstruované sítě spolehlivě dodávat elektrickou energii v požadované kvalitě a množství.

Devátý bod práce se zabývá ekonomickým posouzením navržených variant rekonstrukce od volby metody ekonomického porovnání přes stanovení hodnot ekonomických koeficientů až po samotný výpočet ekonomické efektivity rekonstrukce realizované podle navržených variant.

V závěru práce doporučuji vhodnou variantu rekonstrukce na základě výsledků osmého a devátého bodu.

Síť NN byla postavena v roce 1966, výjimkou jsou transformační stanice. Transformační stanice Vrbice Obec byla postavena v roce 2011, transformační stanice Vitějovice Obec v roce

2006. Potřeba rekonstrukce sítě NN byla prvotně vyvolaná nevyhovujícím mechanickým stavem stávající sítě (popraskané a vykloněné betonové podpěrné body, svorkované vodiče), již v době původního návrhu (2004) bylo však zřejmé, že je v síti nutné zvýšit zkratové poměry.

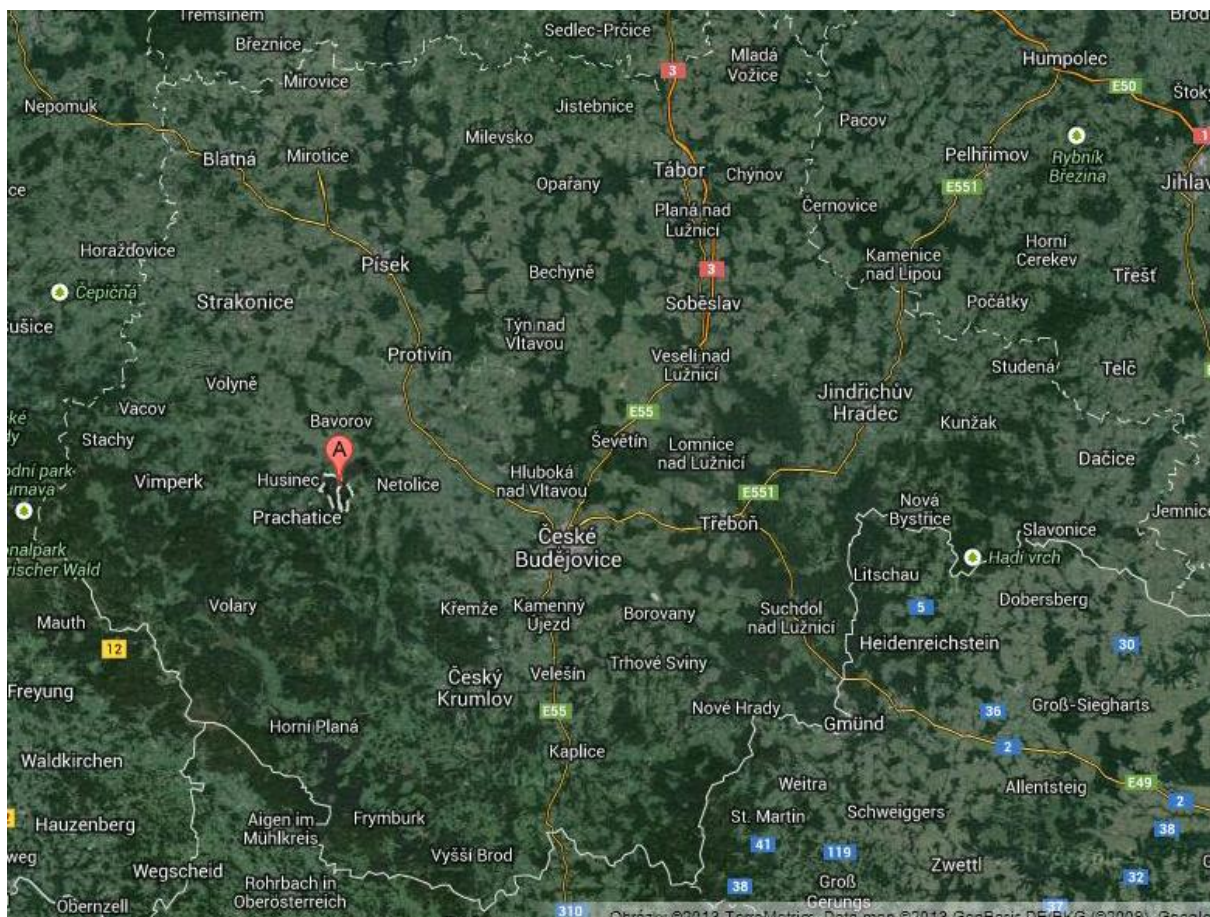
2. Charakteristika stávající sítě

2.1. Popis současného stavu a geografické polohy sítě

Síť nízkého napětí, jejíž rekonstrukce je náplní této diplomové práce, má dvě galvanicky oddělené části. První část sítě je tvořena nadzemním vývodem z transformační stanice, která je umístěna v severní části obce Vitějovice. Síť prochází celou obcí Vitějovice, kde napájí odběrná místa v kruhovém uspořádání s dalším vývodem z transformační stanice, dále pak tato síť přechází v paprsek, který napájí samoty pod obcí. Transformační stanice je stožárového typu o typovém výkonu 400 kVA a je osazena transformátorem o jmenovitém výkonu 250 kVA. Obec Vitějovice leží v podhůří Šumavy, zhruba 9 km severovýchodně od města Prachatic. Druhá část sítě je napájena z transformační stanice situované v obci Vrbice, která leží zhruba 3 km jihovýchodně od obce Vitějovice. Tato část sítě je paprskového typu a napájí samoty řídce rozmístěné severně od obce Vrbice. Transformační stanice v obci Vrbice je stejného typu a typového výkonu jako transformační stanice v obci Vitějovice, jen je osazena transformátorem o jmenovitém výkonu 100 kVA. Satelitní mapa Jižních Čech s vyznačenou oblastí obcí je na obrázku 1 níže.

Potřeba rekonstrukce obou částí sítě byla původně vyvolána nevyhovujícím stavem vodičů a podpěrných bodů. Vodiče jsou často svorkované, velká část podpěrných bodů je vykloněná a popraskaná. Z důvodu rozlohy sítě za dodržení dnešních požadavků na kvalitu napětí je však jasné, že v síti bude nutné zvýšit zkratový výkon na jejích koncích zahuštěním nové transformační stanice, zvýšením průřezu vodičů atd. Tento předpoklad ověřím v následujících odstavcích práce v kapitole „Měření“.

Náplní této diplomové práce je návrh rekonstrukce v těch částech sítě, které napájí 14 samot situovaných v blízkosti obcí Vitějovice a Vrbice. Tyto oblasti mají velmi nesouvislou zástavbu s malou hustotou odběru. Všechna odběrná místa jsou tvořena rodinnými domky, z nichž 8 slouží pouze k rekreačním účelům. V této oblasti se nepředpokládá výrazný nárůst ani úbytek odběru elektrické energie.



Obrázek 1 - Mapa Jižních Čech, značka s písmenem A označuje obec Vitějovice

2.2. Charakteristika značení důležitých bodů sítě

Čtrnáct odběrných míst problémové oblasti, která je náplní této diplomové práce, je napájeno dvěma transformačními stanicemi 22/0,4 kV. Celá oblast včetně vyznačených tras sítí NN (zeleně) a VN (červeně) je znázorněna na katastrálních mapách v příloze 1 „Mapy sítě“. Na mapách jsou označeny důležité body sítě, jako jsou odbočky, přechody jednoho typu nadzemního vedení na jiný typ, nebo přechod nadzemního vedení na vedení podzemní kabelové. Tyto body jsou značeny velkými tiskacími písmeny A – K a na mapách jsou vyznačeny černou barvou. Dalšími důležitými body sítě jsou odběrná místa, která jsou sítí napájena. Tato odběrná místa jsou značena jako OM + číslo odběrného místa (tedy OM1 – OM14), odběrná místa jsou na mapách vyznačena modrou barvou. Část sítě nízkého napětí vedoucí z transformační stanice v obci Vitějovice napájí velké množství odběrných míst, vyznačena jsou pouze odběrná místa, o kterých je pojednáváno v dalším textu.

První transformační stanice TS Vitějovice Obec se nachází v severní části obce Vitějovice a napájí část obce a dále samoty ležící jižně od obce. Sít' nízkého napětí v intravilánu obce je v dobrém stavu a požadavky na kvalitu elektrické energie jsou zde splněny. Problémy s kvalitou

elektrické energie jsou však zaznamenány v extravilánu v odběrných místech značených na mapě jako OM1 – OM6. Tento úsek vedení označím jako síť Vitějovice, podle názvu transformační stanice, která síť napájí.

Druhá transformační stanice TS Vrbice Obec se nachází ve středu obce Vrbice a kromě obce samotné napájí samoty severně od obce. Právě v oblasti samot je třeba rekonstruovat část sítě napájející odběrná místa OM7 – OM14. Další důležité body jsou značeny stejným postupem jako výše. Tento úsek nazvu síť Vrbice.

2.3. Technický popis sítě

2.3.1. Technický popis sítě Vitějovice

Z transformační stanice TS Vitějovice Obec vede hlavní větev vedení jižně napříč celou obcí. Větev je v úseku TS – A realizována pomocí nadzemního vedení $\text{AlFe6 } 4 \times 70 \text{ mm}^2$. Dále je pak v úseku mezi body A a B dvojité vedení $\text{AlFe6 } 4 \times 70 \text{ mm}^2$, v bodě B toto vedení končí a navazuje nadzemní vedení $\text{AlFe6 } 4 \times 70 \text{ mm}^2$, které pokračuje až do bodu C.

V bodě C vedení pokračuje pomocí vedení typu $\text{AlFe6 } 3 \times 35 + 25 \text{ mm}^2$, které pokračuje až do bodu D.

V bodě D se hlavní napájecí větev rozděluje na dvě větve napájející samoty (odběrná místa OM1 – OM6). Obě větve jsou realizovány pomocí nadzemního vedení $\text{AlFe6 } 4 \times 25 \text{ mm}^2$ až k odběrným místům.

Kvůli budoucímu hodnocení kvality elektrické energie je nutné doplnit, že v bodě D je umístěn autotransformátor, jehož funkci a pozitivní i negativní působení na kvalitu elektrické energie dodávané sítí popíši v dalších odstavcích práce, v kapitole „Měření“.

2.3.2. Technický popis sítě Vrbice

Z transformační stanice TS Vrbice Obec vede na sever od obce nadzemní vedení napájející samoty. Hlavní napájecí větev tohoto vedení od transformační stanice je realizována až do bodu I pomocí nadzemního vedení typu $\text{AlFe6 } 3 \times 50 + 25 \text{ mm}^2$. Z bodu I do bodu K pak pokračuje nadzemní vedení typu $\text{AlFe6 } 3 \times 35 + 25 \text{ mm}^2$. Poslední úsek větve z bodu K do odběrného místa OM14 je veden pomocí vodičů $\text{AlFe6 } 4 \times 16 \text{ mm}^2$.

Odběrné místo OM7 je napájeno vodiči $\text{AlFe6 } 4 \times 25 \text{ mm}^2$, které vedou z bodu F.

Z bodu G vede odbočka napájející odběrné místo OM8, tato odbočka je realizována pomocí závěsného izolovaného kabelu AYKYz $4 \times 16 \text{ mm}^2$.

Odběrné místo OM9 je napájeno odbočkou z bodu H pomocí nadzemního vedení AlFe6 $4 \times 16 \text{ mm}^2$, stejně jako odběrné místo OM11 a OM12 z bodu I a odběrné místo OM13 z bodu J.

Odběrné místo OM10 je pak napájeno pomocí podzemního kabelu AYKY $4 \times 16 \text{ mm}^2$, který vede z bodu I.

Nakonec, ze stejných důvodů jako v předcházejícím odstavci, je opět třeba doplnit, že v bodě J se nachází autotransformátor.

2.4. Parametry stávající sítě

Pro pozdější výpočet ztrát ve vedení, úbytků napětí na koncích sítě a správné zdůvodnění některých vlastností sítě je důležité znát parametry sítě, a to zejména podélnou impedanci použitých vodičů a jejich délku. V našem případě daná nízkonapěťová síť napájí pouze rodinné domky, kde se předpokládá velmi dobrý účinník ($\cos \varphi = 0,98$) [1]. Tuto hodnotu účinníku doporučuje Prováděcí pokyn společnosti E.ON pro maloodběratele elektřiny typu domácnost (MOO) a maloodběratele elektřiny mimo domácnosti (MOP). Stěžejní je tedy znát absolutní hodnotu podélné impedance. V tabulkách 1 a 2 jsou uvedeny délky úseků vedení l [km], jejich měrný ohmický elektrický odpor R [Ω/km], měrná induktivní reaktance X [Ω/km] a absolutní hodnota měrné podélné impedance Z [Ω/km]. Tabulky také obsahují vypočtené hodnoty podélných impedancí daných úseků vedení Z_u [Ω]. V tabulce 1 jsou hodnoty odpovídající síti Vítějovice, v tabulce 2 pak hodnoty odpovídající síti Vrbice.

Úsek vedení	Typ vedení	l [km]	R[Ω/km]	X [Ω/km]	Z [Ω/km]	Z _ú [Ω]
TS	-	-	-	-	-	0,019
TS - A	AlFe6 4×70 mm ²	0,014	0,434	0,279	0,516	0,007
A - B	2×AlFe6 4×70 mm ²	0,032	0,217	0,140	0,258	0,008
B - C	AlFe6 4×70 mm ²	0,446	0,434	0,279	0,516	0,230
C - D	AlFe6 3×35+25 mm ²	0,557	0,778	0,302	0,835	0,465
D - OM1	AlFe6 4×25 mm ²	0,567	1,206	0,312	1,246	0,706
D - E	AlFe6 4×25 mm ²	0,153	1,206	0,312	1,246	0,191
E - OM2	AlFe6 4×25 mm ²	0,061	1,206	0,312	1,246	0,076
E - OM3	AlFe6 4×25 mm ²	0,129	1,206	0,312	1,246	0,161
OM3 - OM4	AlFe6 4×25 mm ²	0,175	1,206	0,312	1,246	0,218
OM4 - OM5	AlFe6 4×25 mm ²	0,225	1,206	0,312	1,246	0,280
OM5 - OM6	AlFe6 4×25 mm ²	0,141	1,206	0,312	1,246	0,176

Tabulka 1 - Parametry vedení sítě Vitějovice, l ... délka úseku vedení, R ... měrný ohmický odpor úseku vedení, X ... měrná indukční reaktance úseku vedení, Z ... měrná podélná impedance úseku vedení, Z_ú ... podélná impedance úseku vedení

Úsek vedení	Typ vedení	l [km]	R[Ω/km]	X [Ω/km]	Z [Ω/km]	Z _ú [Ω]
TS	-	-	-	-	-	0,058
TS - F	AlFe6 3×50+35 mm ²	0,189	0,615	0,291	0,680	0,129
F - OM7	AlFe6 4×25 mm ²	0,712	1,206	0,312	1,246	0,887
F - G	AlFe6 3×50+35 mm ²	0,570	0,615	0,291	0,680	0,388
G - OM8	AYKYZ 4×16 mm ²	0,025	1,935	0,089	1,937	0,048
G - H	AlFe6 3×50+35 mm ²	0,057	0,615	0,291	0,680	0,039
H - OM9	AlFe6 4×16 mm ²	0,086	1,882	0,329	1,911	0,164
H - I	AlFe6 3×50+35 mm ²	0,378	0,615	0,291	0,680	0,257
I - OM10	AYKY 4×16 mm ²	0,025	1,935	0,089	1,937	0,048
I - OM11	AlFe6 4×16 mm ²	0,048	1,882	0,329	1,911	0,092
I - OM12	AlFe6 4×16 mm ²	0,457	1,882	0,329	1,911	0,873
I - J	AlFe6 3×35+25 mm ²	0,202	0,778	0,302	0,835	0,169
J - OM13	AlFe6 4×16 mm ²	0,145	1,882	0,329	1,911	0,277
J - K	AlFe6 3×35+25 mm ²	0,518	0,778	0,302	0,835	0,432
K - OM14	AlFe6 4×16 mm ²	0,080	1,882	0,329	1,911	0,153

Tabulka 2 - Parametry vedení sítě Vrbice, l ... délka úseku vedení, R ... měrný ohmický odpor úseku vedení, X ... měrná indukční reaktance úseku vedení, Z ... měrná podélná impedance úseku vedení, Z_ú ... podélná impedance úseku vedení

Hodnota $|Z|$ je spočtena podle vztahu [2]:

$$|Z| = \sqrt{(R^2 + X^2)}. \quad \{1\}$$

Hodnota $Z_{\dot{u}}$, která je uvedena v posledním sloupci tabulky 2, je spočtená podle vztahu [3]:

$$Z_{\dot{u}} = l * Z. \quad \{2\}$$

Parametry vodičů byly převzaty z normy PNE 33 3430-0 (3. vydání). V tabulce záměrně nejsou uvedeny hodnoty příčné admitance vodičů, protože v případě nízkonapěťových sítí se tyto hodnoty zanedbávají.

3. Koncepce sítí nízkého napětí

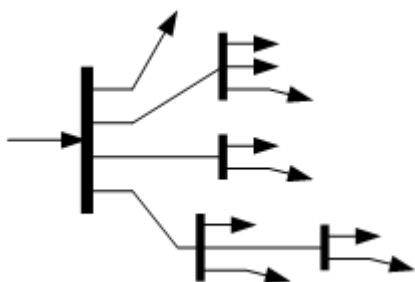
Normy a pravidla koncepce sítí nízkého napětí ošetřuje zákonem určená norma PNE 33 0000- 1. Tato norma popisuje hlavně způsob ochrany před úrazem elektrickým proudem v distribučních, ale i přenosových soustavách. Kvalitu elektrické energie pak předepisuje norma ČSN EN 50160. Tyto a další normy budu v následujícím textu citovat tam, kde bude potřeba.

Kromě těchto závazných norem, které spíše definují požadované hodnoty jednotlivých veličin (např. velikost napětí, míru vjemu flikru, ale také rozdělení prostorů z hlediska nebezpečí úrazu elektrickým proudem, velikost dovoleného dotykového napětí, atd.) v následujícím textu vycházím z dokumentu ECZR-PP-AO-062.0. Tento dokument je interní prováděcí pokyn (tzv. Pokyn 62) společnosti E. ON Česká republika, s.r.o. a definuje koncepci a plánování obnovy sítí nízkého napětí. Dokument není veřejně přístupný, a proto v následujících odstavcích této kapitoly uvedu několik základních myšlenek tohoto prováděcího pokynu, kterých se budu držet při návrhu variant řešení rekonstrukce naší sítě. V následujících odstavcích tedy čerpám ze zdroje [1].

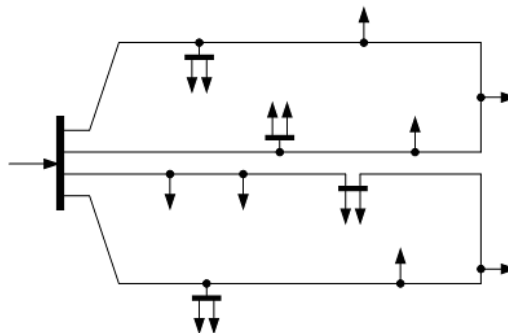
3.1. Obecné zásady a výchozí podmínky

S ohledem na minimalizaci investičních nákladů a na přehlednost pro manipulaci a lokalizaci případných poruch jsou podle Pokynu 62 sítě nízkého napětí konstruovány jako co nejjednodušší a nejprůhlednější, s minimem redundantních propojení. Jednoznačným trendem při výstavbě a obnově sítí nízkého napětí je orientace na budování zemních kabelových sítí. Výstavba kabelových sítí má za následek zvýšení spolehlivosti provozu sítí a eliminaci plánovaných i neplánovaných přerušení dodávky, snížení provozních nákladů a minimalizaci údržby, eliminaci cizích zásahů (kácení, průjezd nadměrných nákladů, atd.) a lepší akceptovatelnost těchto sítí z hlediska veřejnosti. Výstavbu kabelových sítí ale také upřednostňuje stavební zákon a jeho prováděcí vyhlášky o řešení sítí v zastavěném území. Moderním přístupem k výstavbě nových sítí, ale i k rekonstrukci sítí stávajících, je ústup od nadzemního vedení, které bude postupně zcela nahrazeno vedením kabelovým. K rekonstrukci na nadzemní vedení lze přistoupit pouze tehdy, pokud výstavbu kabelové sítě nelze prokazatelně veřejnoprávně projednat, nebo není možné ji prokazatelně projednat s vlastníky dotčených pozemků a nemovitostí. Rekonstrukce na kabelové sítě se také nedoporučuje v částech obcí s malou hustotou odběru s nesouvislou zástavbou. Kabelové sítě jsou navrhovány jako okružní, výjimku tvoří sítě napájející okrajové části obcí, které jsou realizovány jako paprskové. V případě, že je předmětem návrhu venkovní

síť, je navrhována jako paprsková. Příklady uspořádání těchto sítí jsou uvedeny na obrázcích 2 a 3, které jsem získal ze zdroje [4].



Obrázek 2 - Příklad paprskové sítě



Obrázek 3 - Příklad okružní sítě

Výhody jednotlivých uspořádání jsou zřejmé. Zatímco paprskově uspořádaná síť má menší investiční náklady, dá se použít jen tam, kde jsou standardní nároky na spolehlivost dodávky elektrické energie, neboť při poruše jsou vyřazena všechna odběrná místa napájená daným paprskem. Naproti tomu je okružní síť dražší (hlavně kvůli nutnosti dimenzovat vodiče na celkové zatížení všemi odběrnými místy), ale spolehlivější. Při poruše se totiž dá postižené místo odpojit a dál provozovat síť jako ze dvou stran paprskově napájenou.

Z hlediska technických parametrů ovlivňujících návrh sítě se do popředí dostává požadavek na velikost vztažné impedance. Pojem vztažné impedance přesně definuji v následujících odstavcích, kde také uvedu maximální hodnoty této veličiny, které by měla každá nová či nově rekonstruovaná síť splňovat.

3.2. Výkonové dimenzování

Při návrhu rekonstrukce stávající sítě nízkého napětí se zásadně vychází z měření skutečného zatížení jednotlivých vývodů z transformační stanice, která danou síť napájí (týdenní měření v době maximálního zatížení, tedy zpravidla v zimním období). V případě, že se jedná o již zastavěnou lokalitu, kde nejsou plochy určené pro další zástavbu, uvažujeme pro dimenzování sítě s možným nárůstem zatížení 18,6 %. Tato hodnota je uvažována jako meziroční nárůst o 0,9 % po dobu 20 let, což je polovina doby životnosti kabelových vedení nízkého napětí. Zde je třeba vyjít z toho, že v případě vyšších nárůstů zatížení přichází v úvahu posílení dodatečnými vývody v závislosti na konkrétních požadavcích. Nad rámec tohoto nárůstu jsou dále uvažována případná další nová odběrná místa. Výkon transformátoru je volen podle stávajícího zatížení.

3.3. Kritéria pro návrh a technické hodnocení NN sítí

Podle Pokynu 62 (zdroj [1]) se hodnocení sítí nízkého napětí řídí podle šesti základních kritérií, které obsahuje tabulka 3.

	Zohlednit při návrhu	Indikace k obnově nebo posílení	Poznámka
Ochrana automatickým odpojením od zdroje	ANO	ANO	Posouzení se provádí dle norem platných v době uvedení do provozu.
Proudová zatížitelnost	ANO	ANO	
Napěťové meze	ANO	ANO	
Vztažná impedance	ANO	NE	
Oprávněná stížnost na kvalitu		ANO	
Měření prokazující zpětné vlivy bez stížnosti		NE (pouze příprava)	

Tabulka 3 - Kritéria pro návrh a hodnocení nn sítí

Zohlednit při návrhu – jedná se o parametry, jejichž dodržení je nutno kontrolovat při návrhu nové nebo rekonstruované sítě.

Indikace k obnově nebo posílení – tento sloupec určuje parametry, jejichž nedodržení indikuje nutnost obnovy nebo posílení sítě.

Dále pak Pokyn 62 stanovuje základní parametry, jejichž hodnoty jsou stěžejní při návrhu nových sítí a rekonstrukci sítí stávajících. Tyto parametry a jejich mezní hodnoty jsou uvedeny v tabulce 4.

Parametr	Limitní hodnota	Závaznost
Napětí v napájecí TS (uvažované při výpočtu)	243 V	doporučená
Minimální napětí na konci sítě (výhledová výkonová bilance)	220 V	závazná
Maximální vztažná impedance v intravilánu	0,21 Ω	závazná
Maximální vztažná impedance v extravilánu	0,28 Ω	závazná
Maximální zatížení transformátoru v základním řazení (3 a více propojitelných trafostanicích)	70%	doporučená
Maximální zatížení kabelu při náhradním napájení (zatížitelnost v zemi pro příslušný souběh).	80%	doporučená
Účinník odběrů (pokud není změřena jiná hodnota)	0,98	doporučená
Volba jištění dle požadavku ochrany před nebezpečným dotykem neživých částí automatickým odpojením od zdroje dle PNE 33 0000-1.		závazná

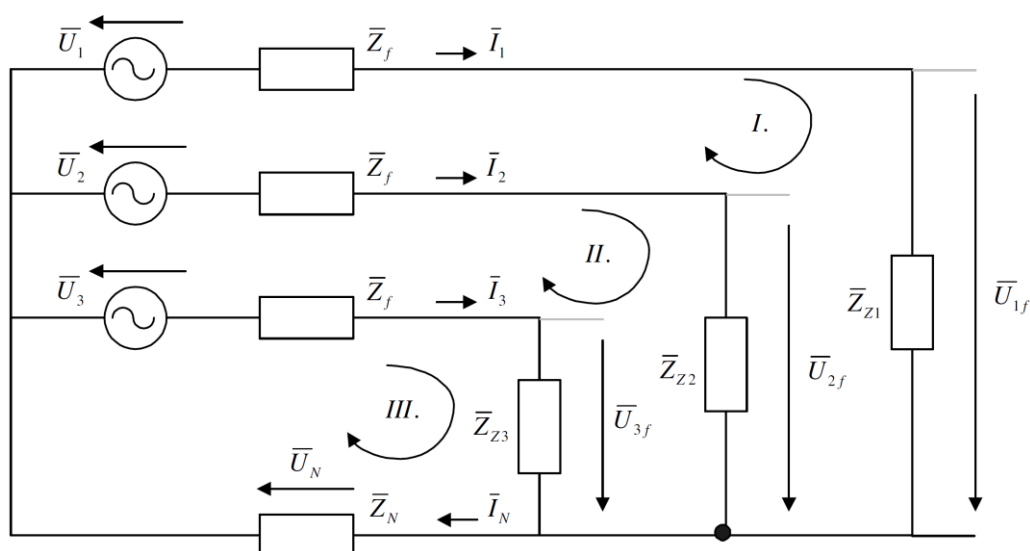
Tabulka 4 - Kritéria pro návrh nových a rekonstruovaných sítí

Závaznost – uvádí, zda se jedná o hodnotu závaznou, nebo doporučenou.

Již v přecházejících odstavcích bylo zmíněno, že do popředí při návrhu sítí se z technických parametrů dostává vztažná impedance, respektive dodržení její maximální hodnoty. Tyto maximální hodnoty také obsahuje tabulka 4. Aby bylo v kapitole „Měření“ jasné, o jaké hodnoty se jedná, a jaký je vztah mezi vztažnou a smyčkovou impedancí sítě, je třeba veličinu vztažná impedance správně definovat.

3.3.1. Parametr třífázová zkratová impedance

Distribuční sítě nízkého napětí jsou provozovány s účinně uzemněným uzlem sítě v provedení T – N – C (obrázek 4). Podle [5] může být impedance vodiče PEN nižší než impedance fázového vodiče. Tato skutečnost je způsobena pravidelným uzemňováním vodiče PEN. Přesný výpočet parametrů sítě by podle [5] byl velmi obtížný, museli bychom znát přesné průřezy vodičů, rozmístění uzemnění a hodnoty impedancí uzemnění. Proto se vychází ze známých norem, které definují obvyklé hodnoty impedance fázových vodičů a vodičů PEN, případně impedance smyčky.



Obrázek 4 - Náhradní schéma distribuční sítě NN [5]

kde

U_{1-3}	jednotlivá fázová napětí napájecí sítě,
Z_f	impedance fázového vodiče,
Z_N	impedance zahrnující nulový vodič a vliv uzemnění,
U_{1-3f}	fázová napětí v síti NN v místě připojení,
U_f	úbytek napětí na fázovém vodiči,
Z_{Z1-3}	impedance zátěží v jednotlivých fázích,
I_{1-3}	proudy fázovými vodiči,
I_N	proud vodičem PEN a zemněním.

Vztažnou impedanci definuje norma PNE 33 3430-0 [3] takto: „Pro posouzení rušivých emisí přístrojů NN do 16 A, přípustných na základě prohlášení výrobce nebo typové zkoušky, se používá následující vztažná, event. referenční impedance Z_{ref} pro síť NN:

$R_{Au} = 0,24 \, \Omega$	$X_{Au} = 0,15 \, \Omega$	(pro fázový vodič)
$R_{Ne} = 0,16 \, \Omega$	$X_{Ne} = 0,10 \, \Omega$	(pro střední vodič).“

Pro třífázové spojení (vztažná impedance fázového vodiče) [3]:

$$Z_{3ref} = R_{Au} + jX_{Au} = 0,24 + j0,15 = 0,28 * e^{j32^\circ} [\Omega]. \quad \{3\}$$

Z tohoto vztahu plyne podmínka pro maximální hodnotu třífázové zkratové impedance v extravilánu uvedená v tabulce 4.

Impedance smyčky (jednofázové připojení mezi fázový a střední vodič) je podle [5] definována jako :

$$Z_{3ref} = 0,4 + j0,25 = 0,47 * e^{j32^\circ} [\Omega]. \quad \{4\}$$

Podle zdroje [5] lze ze vztahů {3} a {4} konstatovat, že impedance smyčky je rovna 1,68 násobku impedance fázového vodiče a tento vztah je možné zobecnit na všechny distribuční sítě s dostatečným množstvím uzemnění.

$$Z_s = 1,68 * Z_{3f}, \quad \{5\}$$

kde

Z_s impedance smyčky [Ω] (jednofázová zkratová impedance),

Z_{3f} impedance vedení [Ω] (třífázová zkratová impedance).

Hodnota vztažné impedance (podle vztahu {3}) představuje povolené maximum hodnoty třífázové zkratové impedance v extravilánu. Pokud bude v celé síti hodnota Z_{3f} menší nebo rovna 0,28 Ω , je zajištěno, že spotřebiče do 16 A nebudou způsobovat problémy s kvalitou napětí. Stejný princip platí pro impedanci $Z_{3f} = 0,21 \Omega$ a spotřebiče do 75 A. Tyto hodnoty vztažných impedancí si společnost E. ON přebrala jako maximální přípustné hodnoty třífázové zkratové impedance v intravilánu a extravilánu právě kvůli zajištění podmínek, za kterých je odběratel zodpovědný za zpětné vlivy svých spotřebičů na síť. V kapitole „Měření“ jsme provedli měření impedance smyčky na koncích sítě, kterou bude třeba přepočítat na hodnoty třífázové zkratové impedance, proto jsem zde uvedl vztah mezi těmito dvěma impedancemi.

Hodnota třífázové zkratové impedance dané sítě se v zásadě rovná součtu podélných impedancí vodičů, z kterých je síť složena a impedance transformátoru, který síť napájí. Hodnoty Z_{ii} uvedené v tabulkách 1 a 2 jsou tedy hodnoty třífázové zkratové impedance jednotlivých úseků sítě. V případě naší sítě, která napájí odběrná místa v extravilánu, je maximální přípustná hodnota třífázové zkratové impedance rovna vztažné impedanci o velikosti 0,28 Ω . Na dodržení této hodnoty je tedy také nutné rekonstrukci sítě navrhnout.

3.3.2. Parametr impedance poruchové smyčky

Hodnota impedance poruchové smyčky je úzce spjata s hodnotou třífázová zkratové impedance, ze které se snadno vypočte podle vztahu {5}. Podle [1] musí být charakteristiky nadproudových ochranných přístrojů a impedance obvodů takové, aby v případě poruchy o zanedbatelné impedanci, která může vzniknout kdekoli v distribuční síti TN mezi fázovým

vodičem a vodičem PEN nebo vodičem PE nebo neživou částí zařízení, došlo k automatickému odpojení příslušné části sítě od zdroje napětí v předepsaném čase do 30 s. Přitom musí být splněna podmínka [1]:

$$Z_s \leq \frac{c * U_0}{I_a}, \quad \{6\}$$

kde

Z_s impedance celé poruchové smyčky [Ω],

I_a proud zajišťující automatické působení nadproudového ochranného přístroje v případě poruchy v předepsaném čase do 30 s [A],

c koeficient dle [11] pro síť 230/400 V a minimální zkratové proudy ($c = 0,95$),

U_0 jmenovité fázové napětí proti zemi (230 V).

Z tohoto důvodu je nutné dimenzovat síť nízkého napětí tak, aby impedance poruchové smyčky byla ve všech jejích bodech co nejnížší. Dodržení tohoto požadavku je zajištěno dodržáním hodnoty vztažné impedance (maximální hodnoty třífázové zkratové impedance).

3.3.3. Parametr flickr

V následujících kapitolách budu popisovat, jaké veličiny byly na síti měřeny. Společně s měřením napětí a proudu bylo na síti provedeno měření vjemu flickru.

Parametr flickr vyjadřuje v podstatě kolísání napětí, které způsobuje změny světelného toku u zdrojů světla, je nepříjemné pro lidské oko a má vliv na psychiku lidí. Tyto změny se nazývají flickr. Dovolenu velikost parametru flickru definuje norma ČSN EN 50160 následujícím způsobem.

„Za normálních provozních podmínek musí být pro 95 % času, v libovolném týdenním období, dlouhodobá závažnost flickru $Plt \leq 1$.“ Přičemž normální provozní podmínky jsou takové podmínky distribuční soustavy, která splňuje požadavek zatížení, spínání soustavy a odstraňování poruch automatickými ochrannými systémy bez mimořádných podmínek způsobených vnějšími vlivy nebo závažnými událostmi [6].

3.3.4. Dovolené odchylky napájecího napětí

Dovolené odchylky napájecího napětí definuje norma ČSN EN 50160. Dodržení těchto odchylek je také závazně požadováno vyhláškou 540/2005 Sb., a to v paragrafu 8 této vyhlášky.

V tomto paragrafu se také definuje velikost a odchylka napájecí frekvence, ale tento parametr není ovlivnitelný rekonstrukcí sítě NN, proto frekvenci v této práci nehodnotím.

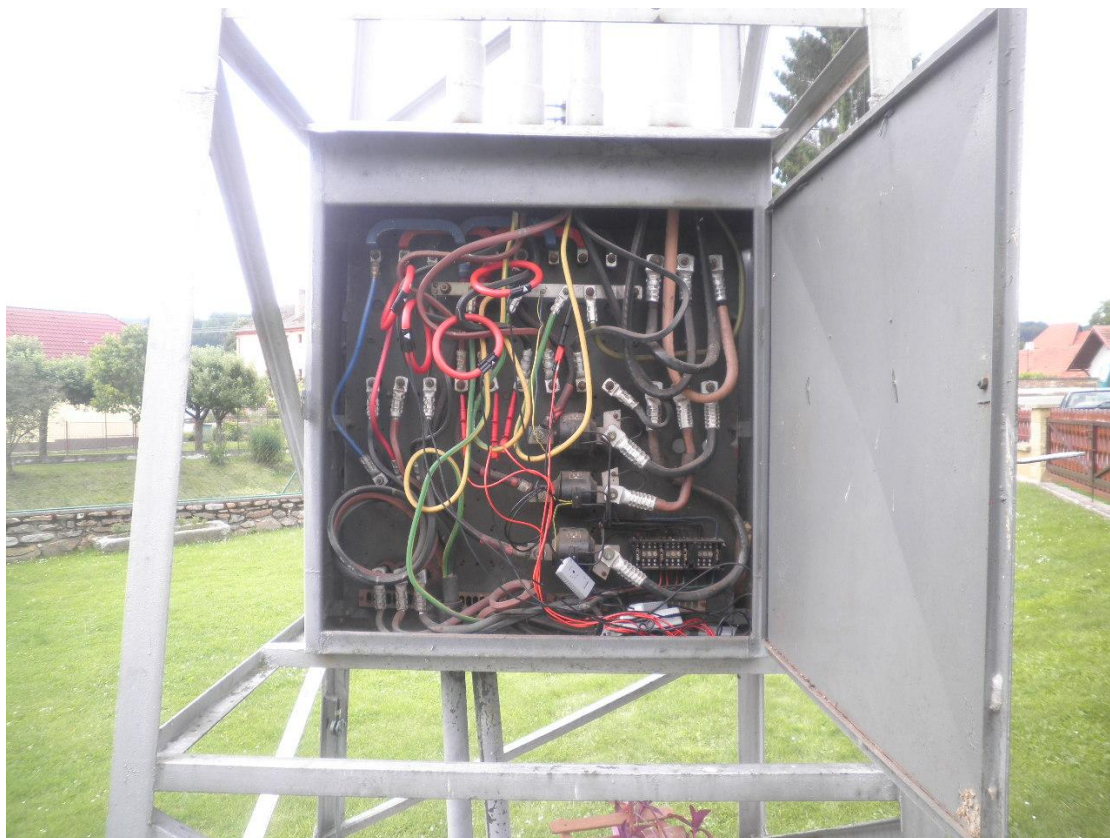
Odchytky napájecího napětí jsou definovány takto: „Za normálních provozních podmínek, s vyloučením přerušení napájení, musí být během každého týdne 95 % průměrných efektivních hodnot napájecího napětí v měřicích intervalech 10 minut v rozsahu $U_n \pm 10 \%$. Všechny průměrné efektivní hodnoty napájecího napětí v měřicích intervalech 10 minut musí být v rozsahu $U_n + 10 \%$ / - 15 %.

4. Měření sítě

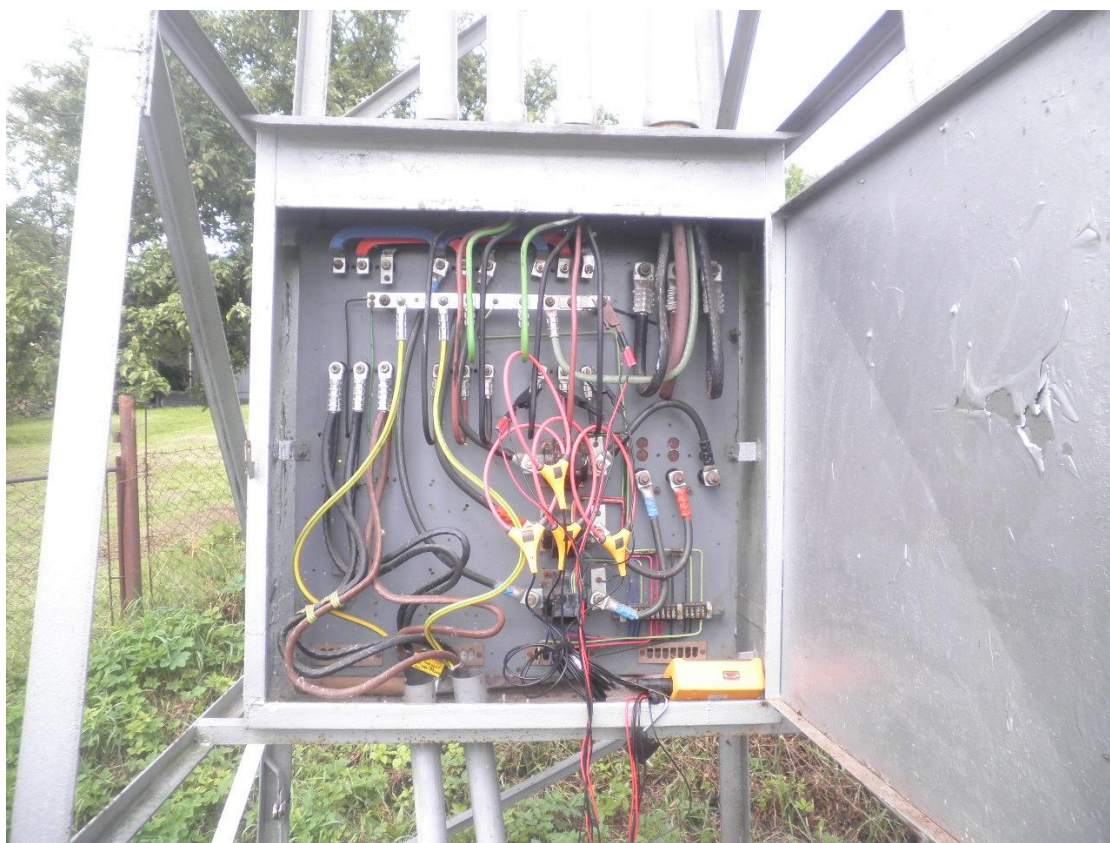
4.1. Popis měření sítě

Dne 11. 7. 2013 jsem byl členem tříčlenného týmu, který se kromě mě skládal ze zaměstnanců společnosti E. ON, Ing. Janem Jiříčkou a Ing. Jaromírem Bžochem. Společně jsme provedli měření na síti nízkého napětí Vrbice samoty. Měřili jsme zatížení vývodů transformačních stanic v obci Vitějovice a Vrbice, napětí a impedanci smyčky na koncích sítě. Dále jsme měřili hodnotu dlouhodobé míry vjemu flikru. Měření jsme provedli v měsíci červenec právě s ohledem na požadavek maximálního zatížení měřené sítě. Jak jsem již uvedl v předcházejících odstavcích, 8 ze 14 odběrných míst slouží k rekreačním účelům, v zimních obdobích, kdy standardně dochází k maximálnímu zatížení sítě, je v těchto místech nulový odběr. K maximu zatížení naší sítě proto dochází v letních měsících.

Zatížení vývodů transformačních stanic jsme realizovali nainstalováním kvalitoměrů na příslušné vývody (obrázky 5 a 6). Tyto přístroje měřily efektivní hodnoty fázových napětí všech fází příslušných vývodů z transformačních stanic a také efektivní hodnoty proudů, které fázemi tekly. Přístroje byly na daných vývodech z transformačních stanic nainstalovány po dobu osmi dnů, přičemž zaznamenávaly průměrné hodnoty měřených veličin během desetiminutových intervalů. Na obrázcích 5 a 6 můžete vidět způsob nainstalování přístrojů na jednotlivých vývodech. Čitelné jsou červené proudové svorky okolo fází a napěťové sondy zakončené černými či červenými banánky, které jsou připevněné na příslušných fázích.

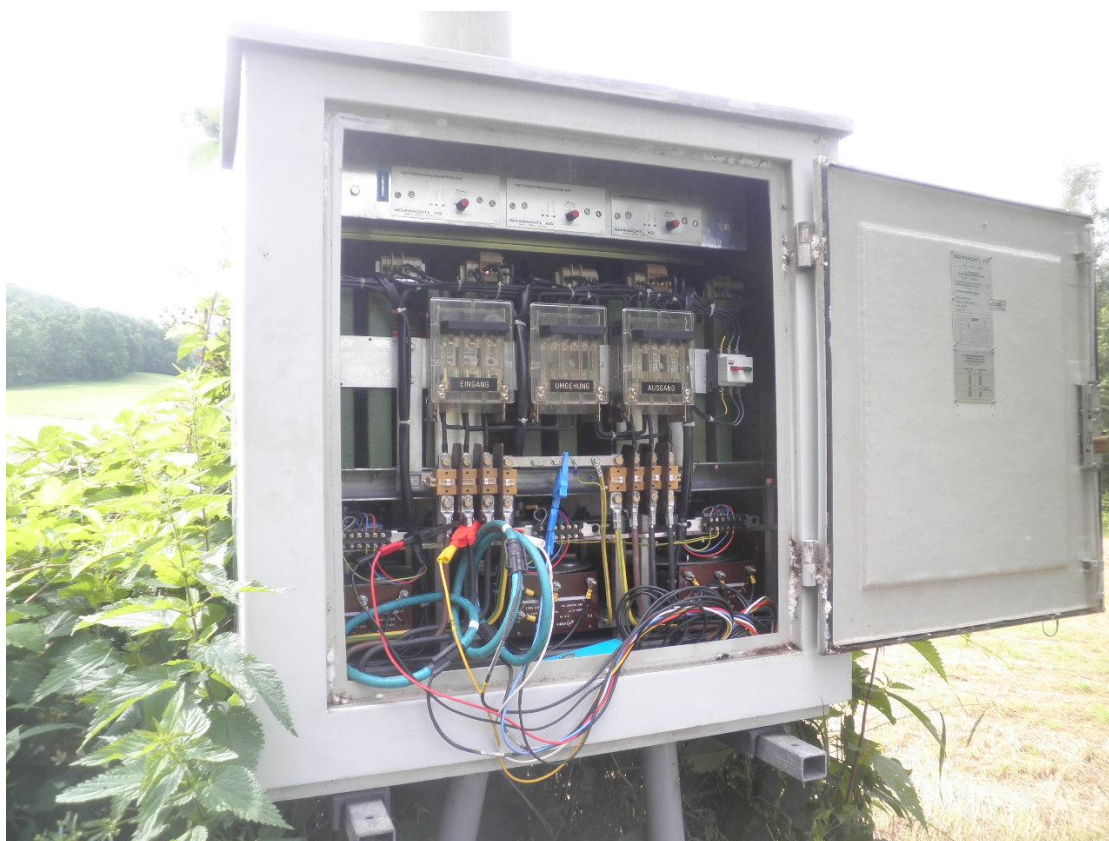


Obrázek 5 - Osazení vývodu z TS Vitějovice Obec kvalitoměrem MEG 30

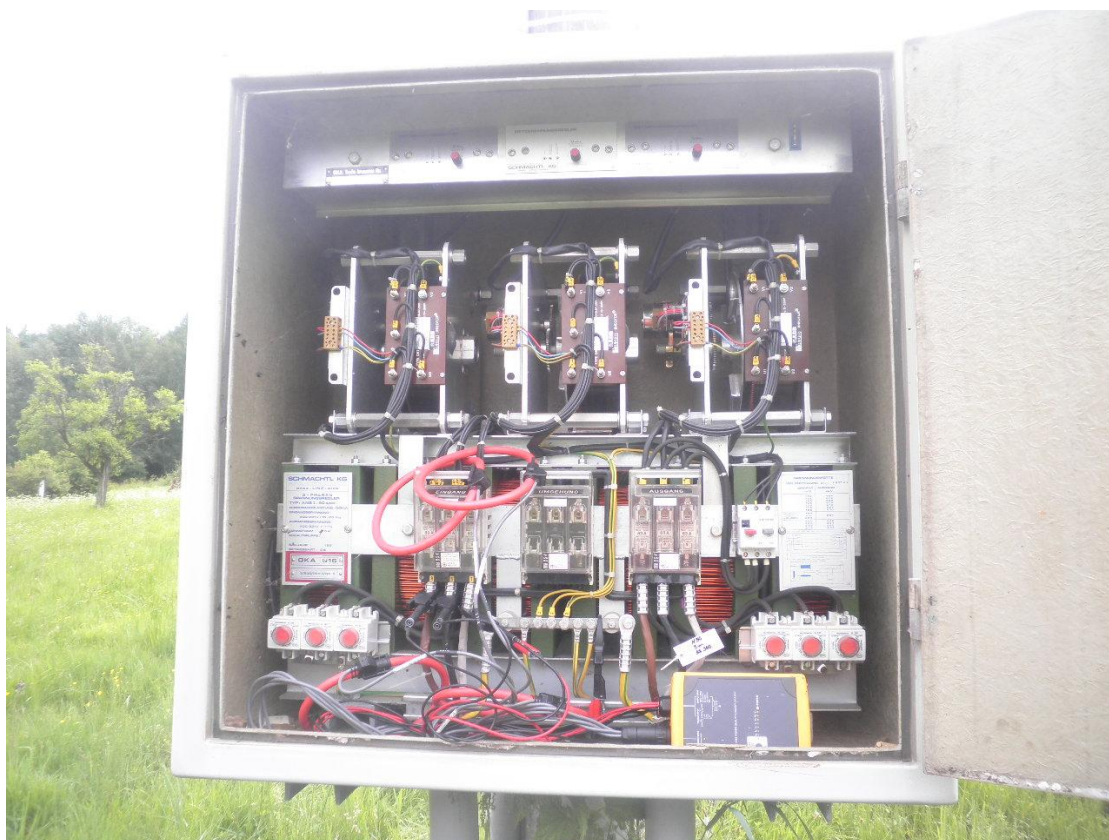


Obrázek 6 – Osazení vývodu z TS Vrbice Obec kvalitoměrem FLUKE 1744

Dále jsme pokračovali měřením v místech sítě, kde jsou umístěny regulační autotransformátory. V případě sítě Vitějovice se jedná o bod D, v případě sítě Vrbice o bod J, oba body jsou vyznačeny na mapách v příloze 1. V těchto místech sítě jsme měřili stejné veličiny, jako na vývodech z transformačních stanic. Instalaci měřicích přístrojů v příslušných regulačních autotransformátorech si můžete prohlédnout na obrázcích 7 a 8. Proudové i napěťové sondy jsme osadili na vstup do autotransformátoru, abychom získali hodnoty napětí, které nejsou zkresleny působením těchto regulačních přístrojů.



Obrázek 7 - Osazení regulačního autotransformátoru umístěného v bodě D (sít' Vitějovice) kvalitoměrem MEMO 30x3000



Obrázek 8 - Osazení regulačního autotransformátoru umístěného v bodě J (sít' Vrbice) kvalitoměrem FLUKE 1744

Poslední dlouhodobé měření, které jsme na síti provedli, se odehrálo na svodové skřini typu SV 101, která je umístěná u odběrného místa OM1. Zde jsme nainstalovali přístroj SIMON PQ, který snímá v desetiminutových intervalech pouze efektivní hodnoty fázových napětí a také hodnoty krátkodobé a dlouhodobé míry vjemu flikru. Měření dokumentuje obrázek 9.

Měření sítě jsme zakončili změřením velikosti smyčkové impedance na koncích sítě. Toto měření se realizuje prostým připojením přístroje mezi příslušnou fází a vodič PEN, tedy jako bychom v měřicím bodě připojili jednofázový spotřebič. Přístroj pustí do měřené fáze signál, který má odlišnou velikost efektivní hodnoty napětí a vyšší frekvenci, než je v síti a sleduje velikost efektivního napětí tohoto měřicího signálu na vodiči PEN. Vztah mezi vztažnou impedancí a impedancí smyčky jsem definoval již v kapitole 3.3.1. „Parametr vztažná impedance“. Měření jsme realizovali v bodě D (sít' Vitějovice, kde je umístěn regulační autotransformátor), dále pak ve skřini SV 101 u odběrného místa OM1 a nakonec v bodě J (umístění autotransformátoru v síti Vrbice). Ideální by bylo měřit tuto veličinu také v odběrném místě OM6, avšak toto místo nebylo přístupné.



Obrázek 9 - Osazení skříně SV 101 (OM1 - síť Vitějovice) pomocí přístroje SIMON PQ

4.2. Naměřené hodnoty

4.2.1. TS Vitějovice Obec

V příloze 2 ve složce „Měření TS Vitějovice Obec“ najdete naměřené efektivní hodnoty fázových napětí a proudů fázemi, stejně jako hodnoty dlouhodobé a krátkodobé míry vjemu flikru. Součástí této přílohy je dále výpočet činného výkonu příslušnými fázemi P_f a celkový činný výkon dodávaný vývodem z transformační stanice P, a to podle vztahů [7]:

$$P_f = I_f * U_f * \cos \varphi, \quad \{7\}$$

kde

P_f činný výkon dodávaný fází f [W],

I_f proud tekoucí fází f [A],

U_f napětí fáze f [V],

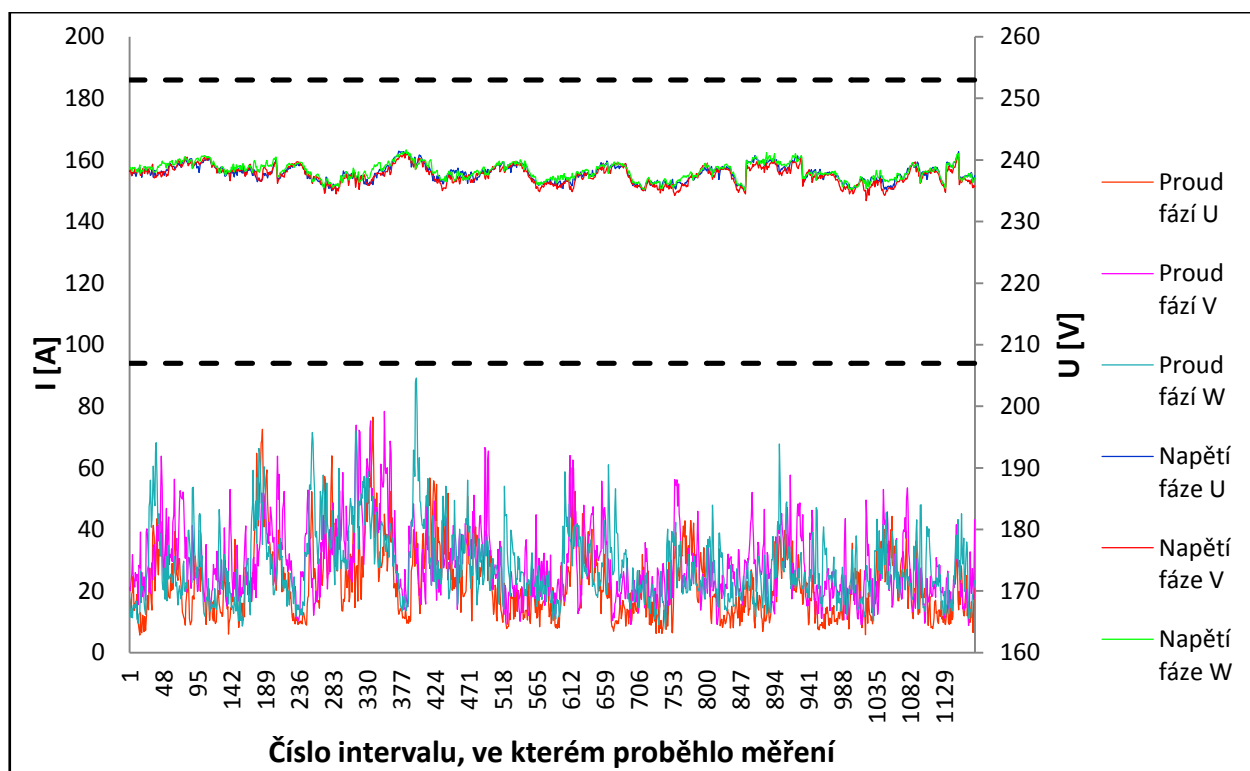
$\cos \varphi$ účinník (podle Pokynu 62 [1] je účinník roven hodnotě 0,98).

$$P = \sum_{f=1}^3 P_f \quad \{8\}$$

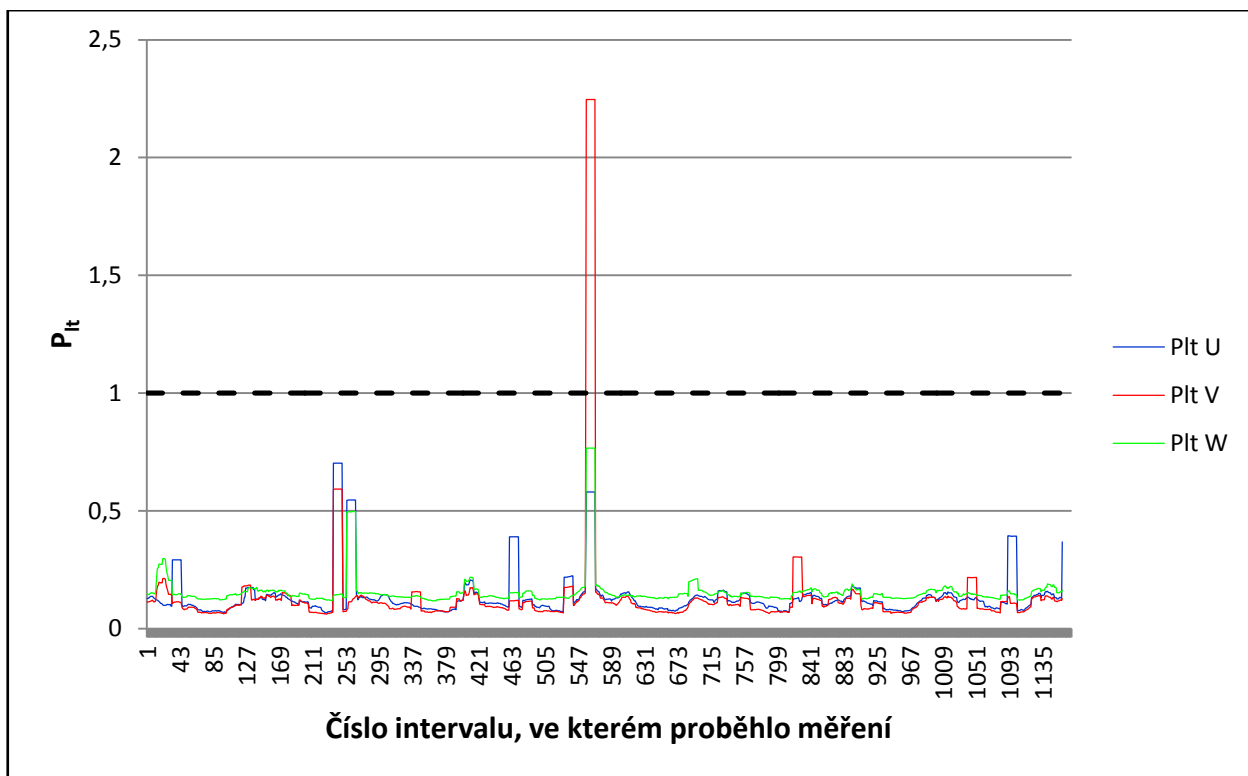
kde

P celkový činný výkon dodávaný vývodem z transformační stanice.

Naměřené hodnoty jsem vynesl do grafů, které nám při vyhodnocování měření poskytnou rychlý náhled na maxima a minima příslušných vyhodnocovaných parametrů.



Graf 1 - Průběh zatížení TS Vitějovice Obec

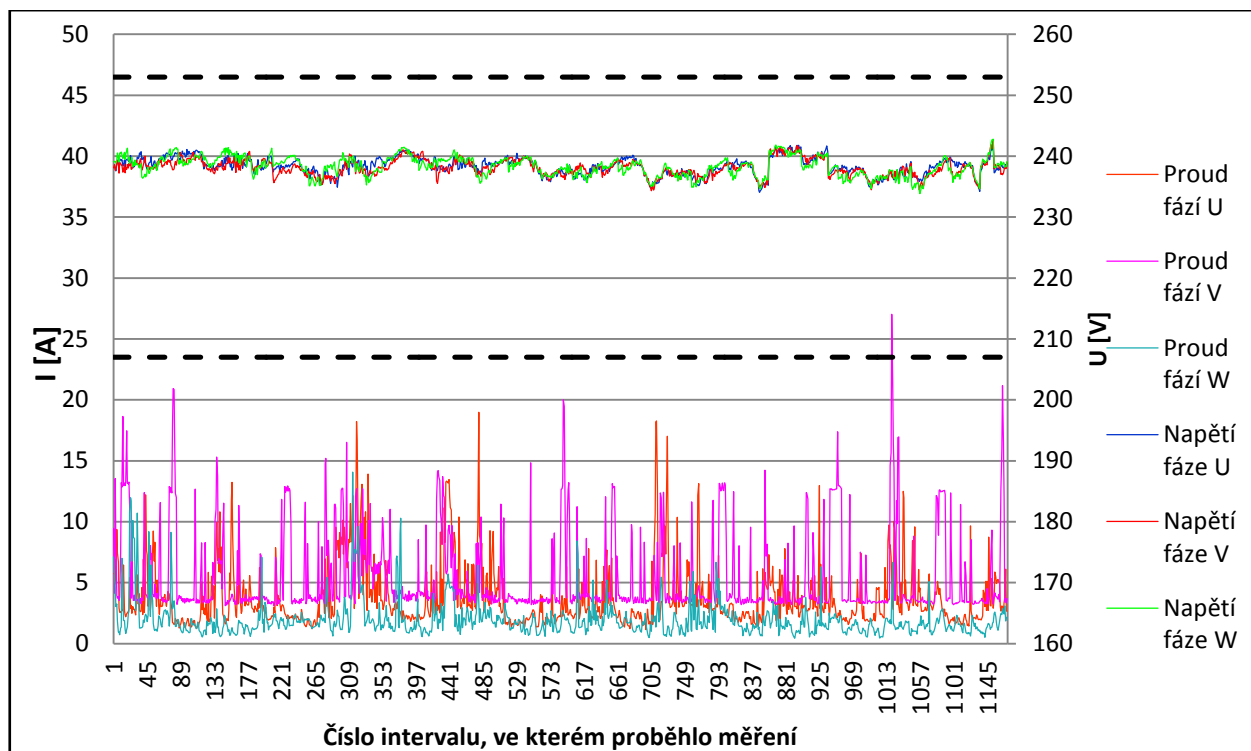


Graf 2 - Průběh dlouhodobé míry vjemu flikru P_{It} - TS Vitějovice Obec

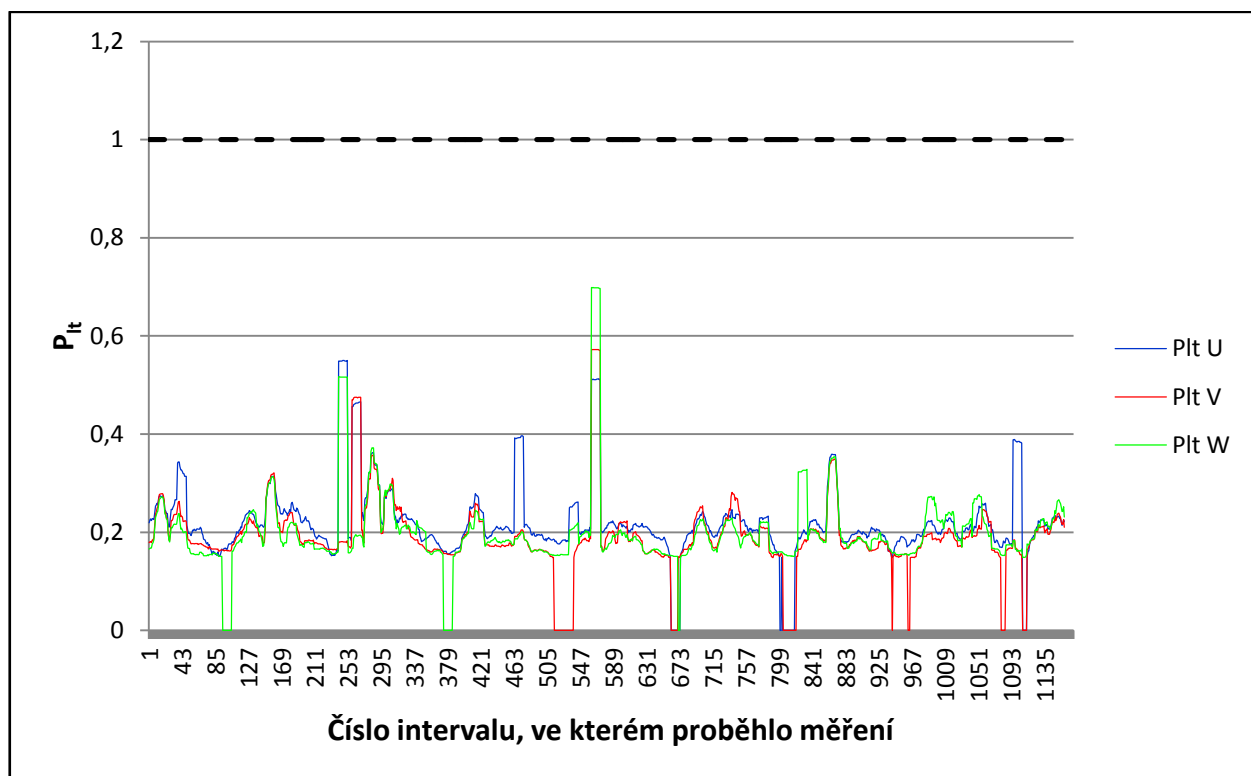
V grafech jsou černou přerušovanou čarou vyznačeny mezní parametry měřených veličin.

4.2.2. TS Vrbice Obec

Naměřené hodnoty na vývodu transformační stanice Vrbice Obec jsem zpracoval stejným způsobem, jako v předcházejícím případě. Hodnoty si můžete prohlédnout v příloze 2 ve složce „Měření TS Vrbice Obec“. Měřené a později vyhodnocované průběhy sledovaných veličin jsem také vynesl do grafů 3 a 4.



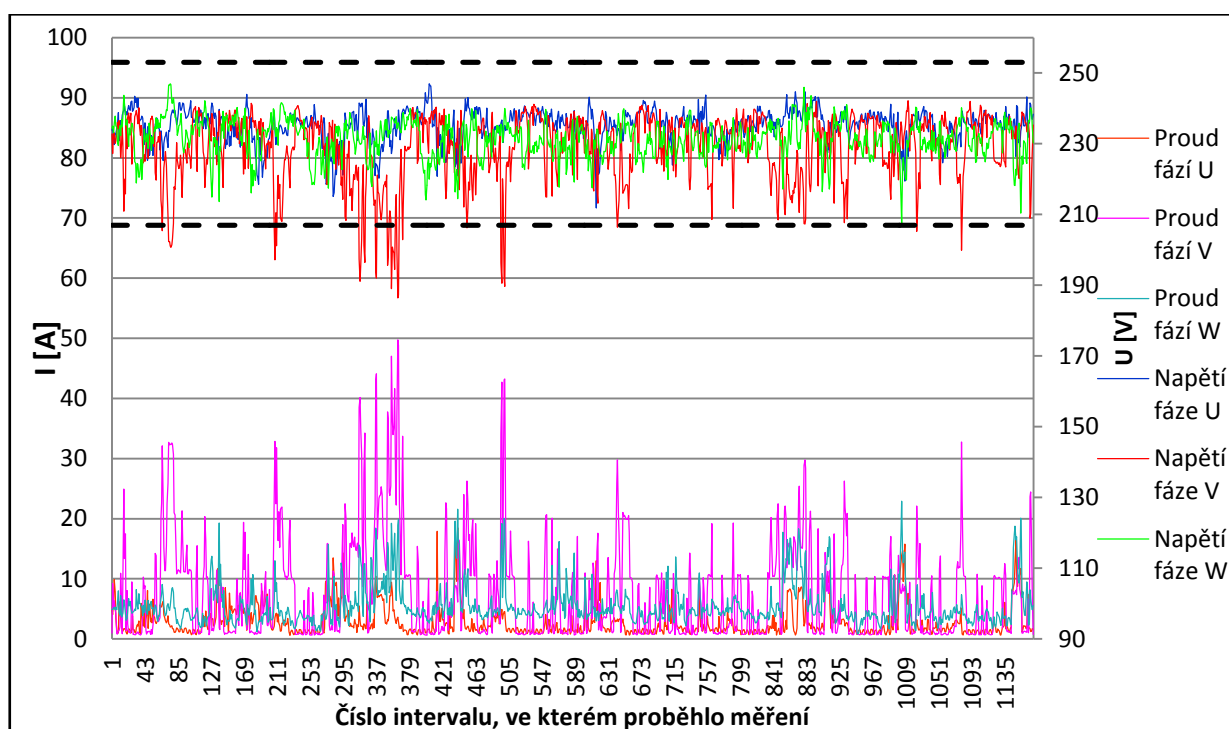
Graf 3 - Průběh zatížení TS Vrbice Obec



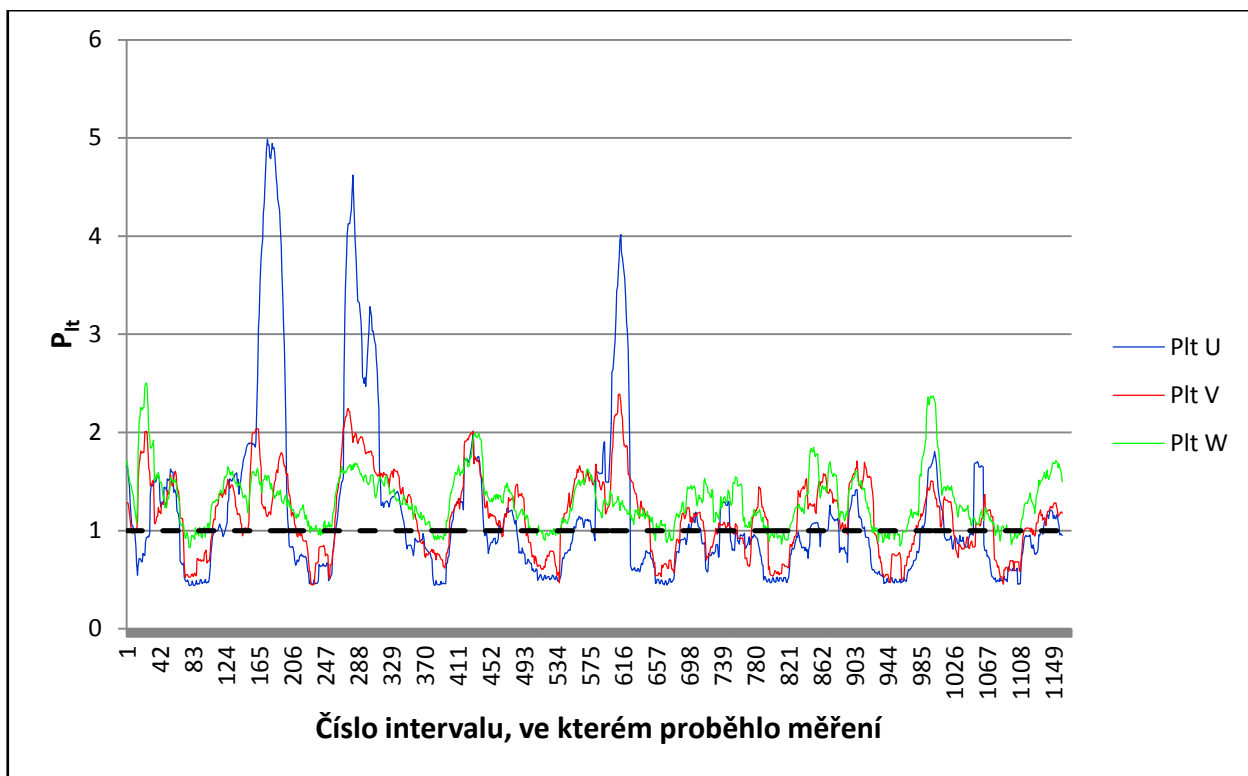
Graf 4 - Průběh dlouhodobé míry vjemu flikru - TS Vrbice Obec

4.2.3. Regulační autotransformátor umístěný v bodě D (Vitějovice)

Údaje naměřené v tomto místě sítě budou stěžejní při posuzování přenosových schopností stávající sítě. V tomto bodě jsme měřili stejné veličiny, jako na vývodech z transformačních stanic v předcházejících kapitolách. Naměřené hodnoty najdete v příloze 2 ve složce „Měření regulační autotransformátor v bodě D“. Průběhy důležitých veličin jsem opět vynesl do grafů. Už nyní si můžete všimnout poklesů napětí v tomto měřicím bodě, podrobněji budou výsledky vyhodnoceny v kapitole „Vyhodnocení měření“.



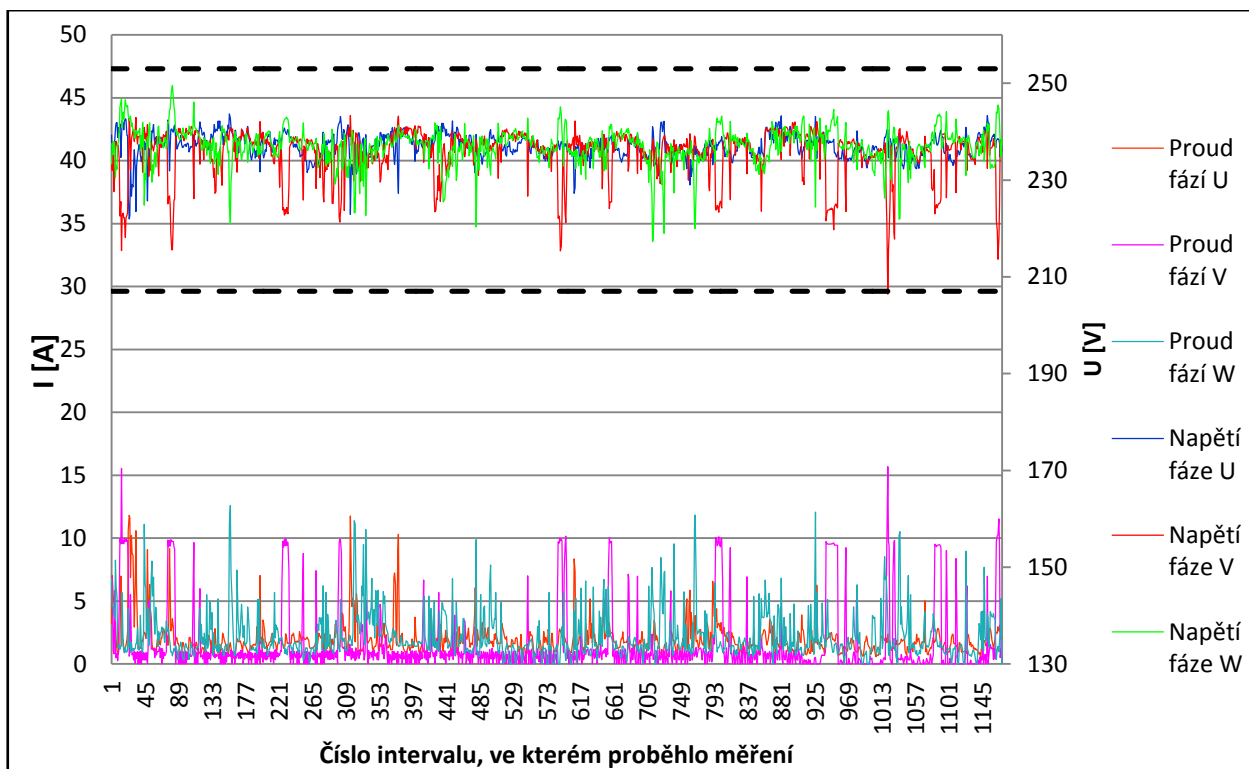
Graf 5 - Průběh zatížení sítě v bodě D (Vitějovice)



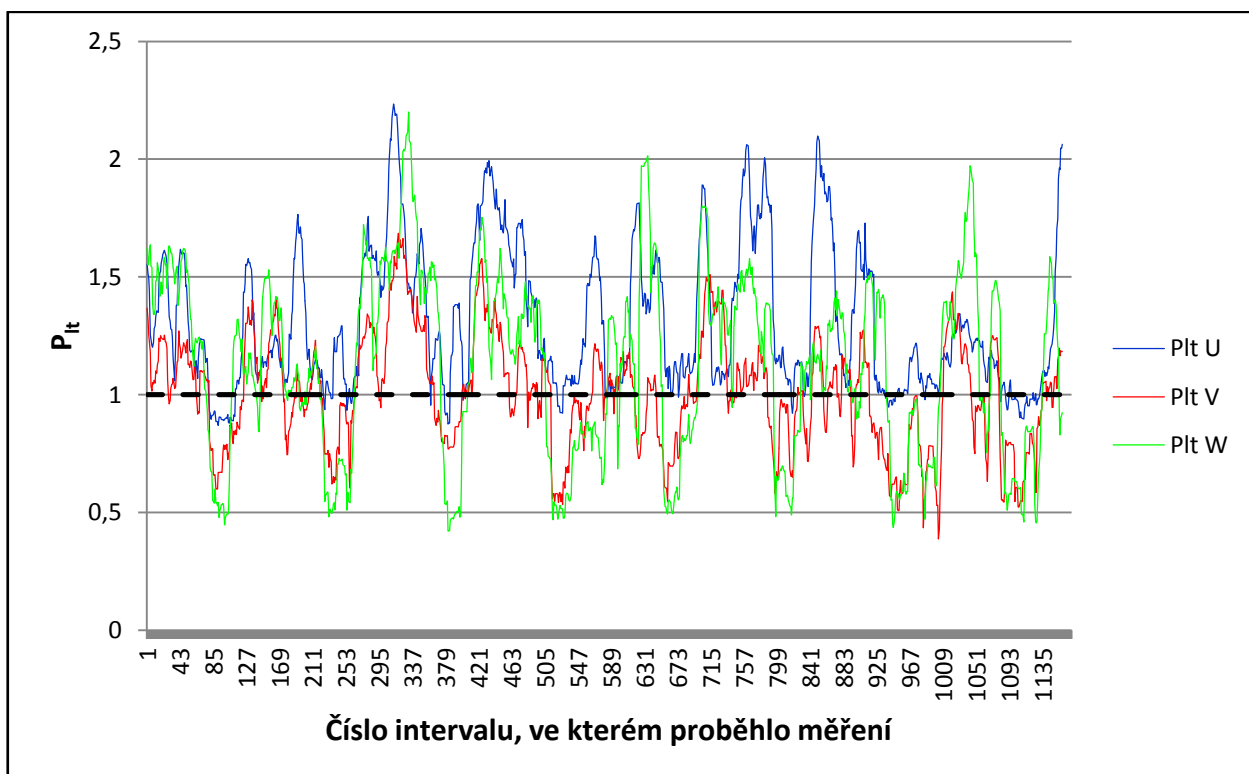
Graf 6 - Průběh dlouhodobé míry vjemu flikru - bod D (Vitějovice)

4.2.4. Regulační autotransformátor umístěný v bodě J (Vrbice)

V tomto bodě jsme měřili stejné veličiny ze stejných důvodů jako v předešlém případě. Na grafu 7 je pozorovatelný pouze jeden pokles napětí pod vyznačenou povolenou mez (pod 207 V). Stejně tak je možné na grafu 8 vidět, že parametr flikr velmi často překračuje svou nejvyšší povolenou míru vyznačenou přerušovanou čarou. Naměřené hodnoty opět najdete v příloze 2 ve složce „Měření regulační autotransformátor v bodě J“.



Graf 7 - Průběh zatížení sítě v bodě J (Vrbice)

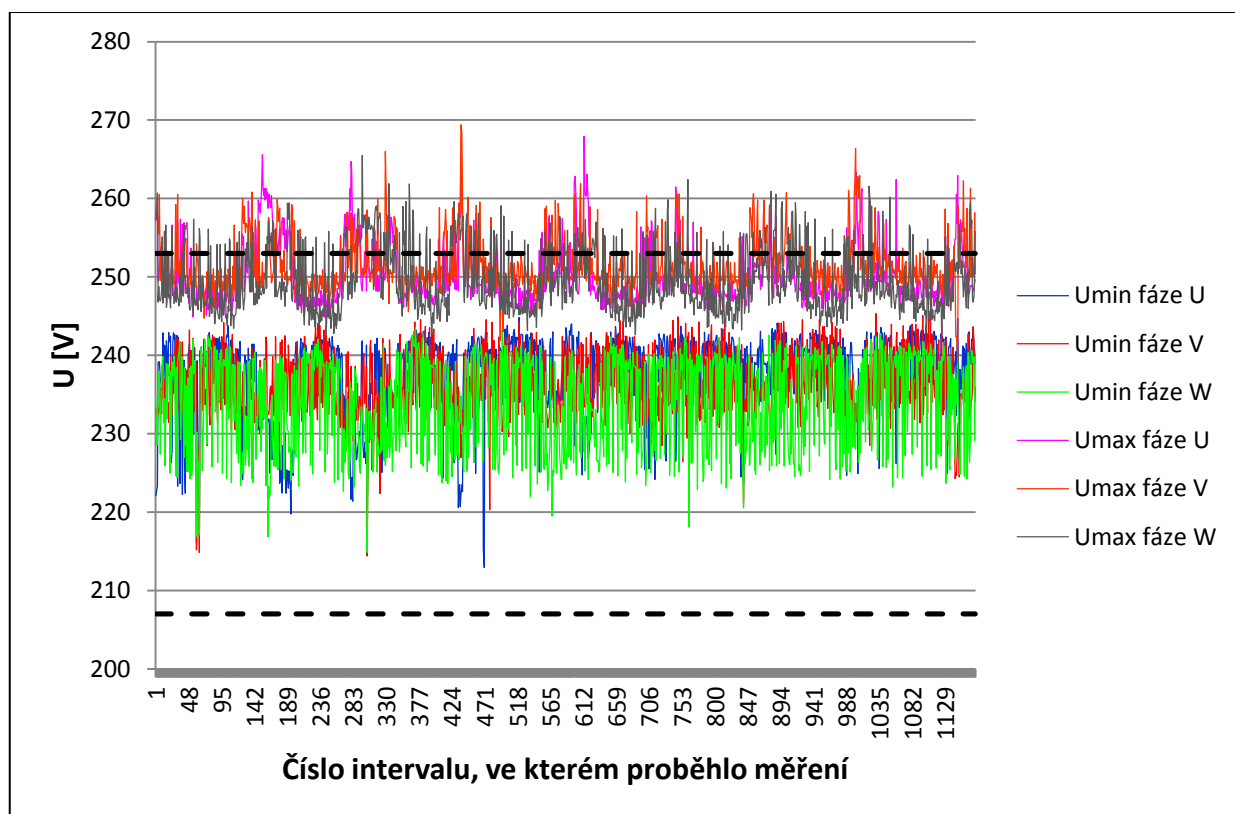


Graf 8 - Průběh dlouhodobé míry vjemu flikru - bod J (Vrbice)

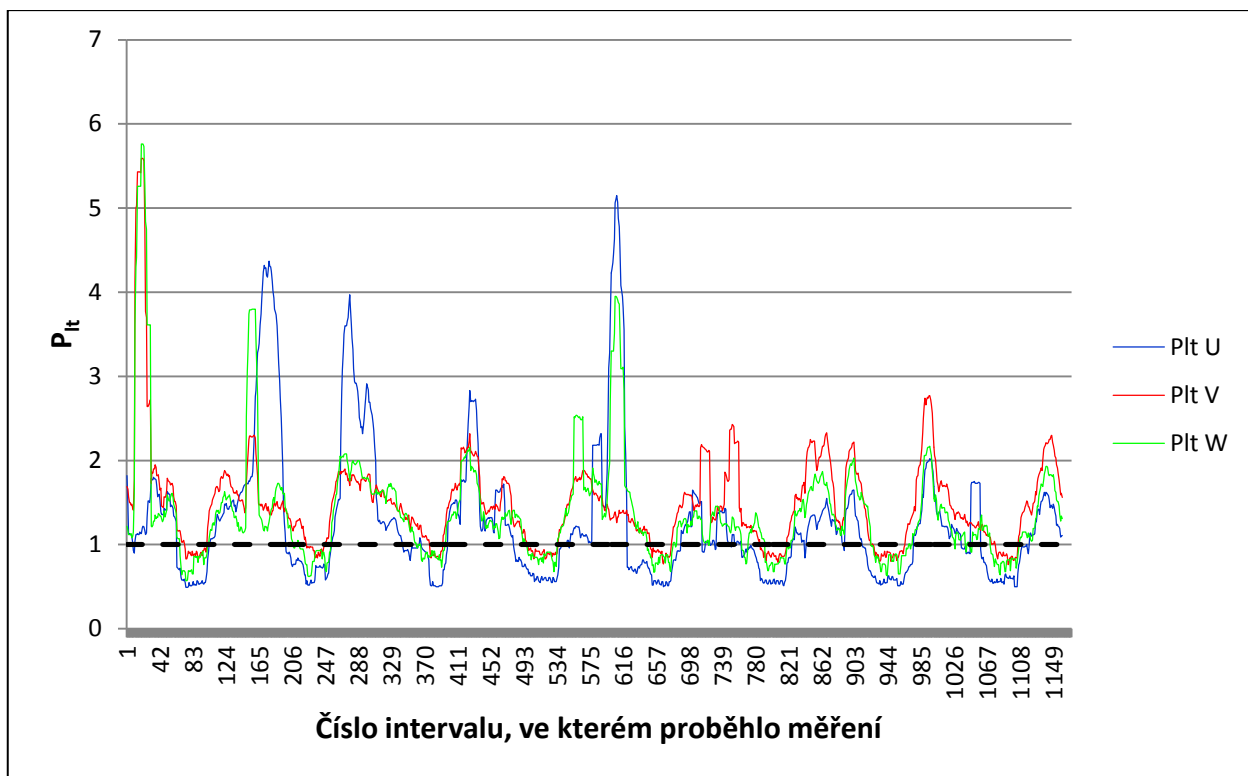
4.2.5. Svodová skříň u OM1 (Vitějovice)

Tento bod měření se nachází za regulačním autotransfornátorem. Měření je tedy zkresleno působením tohoto přístroje. Dopad na měření v místech za regulačním autotransfornátorem popisuje v kapitole 4.3.1. „Princip a dopad regulačních autotransfornátorů“. Jak uvádím v kapitole 4.3.1., pozitivním dopadem působení tohoto přístroje je udržení průměrné hodnoty napětí v předepsaném intervalu velikosti, avšak negativním dopadem působení je prudké zhoršení vjemu flikr. Měřicí přístroj osazený v tomto bodě měří okamžité efektivní hodnoty napětí, které vyhodnotí následujícím způsobem. Přístroj si v každém desetiminutovém intervalu zapamatuje a zaznamená maximální a minimální hodnotu napětí a současně vypočte průměrnou hodnotu napětí naměřenou v příslušném časovém intervalu.

Působení regulačního autotransfornátoru má proti skutečným okamžitým hodnotám určité časové zpoždění dt (podrobně tento jev popisuje i s obrázkem v kapitole 4.3.1.), díky tomuto zpoždění má náš měřicí přístroj šanci zaznamenat minimální a maximální hodnoty napětí, z kterých při vyhodnocování měření musíme vycházet. Naměřené hodnoty najdete v příloze 2 ve složce „Měření svodová skříň u OM1“. Důležité hodnoty jsem také vynesl do grafů.



Graf 9 - Průběh minimálních a maximálních hodnot napětí ve svodové skříni u OM1 (Vitějovice)



Graf 10 - Průběh dlouhodobé míry vjemu flickr - svodová skříň u OM1 (Vitějovice)

4.2.6. Impedance smyčky na koncích sítě

Pouze připomenu, že velikost impedance smyčky jsme měřili v bodech D, u odběrného místa OM1 a v bodě J. Jak už jsem uvedl výše, do popředí při návrhu rekonstrukcí sítě NN se dostává parametr vztažné impedance, vztah mezi třífázovou zkratovou a smyčkovou impedancí jsem také uvedl dříve. Tuto veličinu jsme tedy měřili, abychom zjistili, jak si síť stojí při současných požadavcích na velikost parametru vztažné impedance. Naměřené hodnoty smyčkové impedance Z_s a přepočtené hodnoty třífázové zkratové impedance Z_{3f} jednotlivých fází U, V a W najdete v tabulce 5. Hodnoty Z_{3f} jsou přepočteny podle vztahu {5}.

	Impedance [Ω]					
	Z_s			Z_{3f}		
Místo měření	U	V	W	U	V	W
Bod D	1,18	1,30	1,15	0,70	0,77	0,68
OM1	2,20	2,10	2,30	1,31	1,25	1,37
Bod J	1,50	1,57	1,47	0,89	0,93	0,88

Tabulka 5 - hodnoty smyčkové Z_s a třífázové zkratové Z_{3f} impedance jednotlivých fází U, V a W v bodech měření

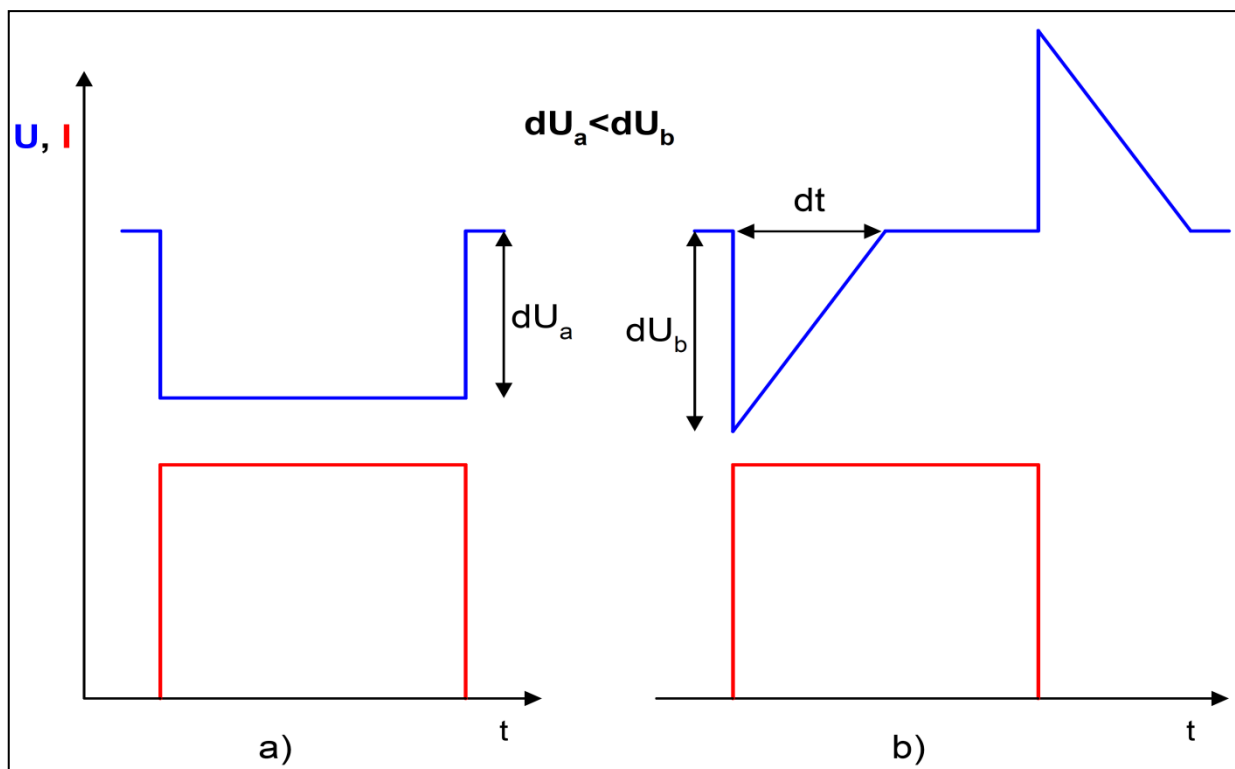
4.3. Vyhodnocení měření

4.3.1. Princip a dopad působení regulačních autotransformátorů

Abych mohl správně interpretovat naměřené hodnoty v bodech umístěných za regulačními autotransformátory a následně spolehlivě zhodnotit schopnost přenosu stávající sítě, uvedu v této kapitole základní principy práce regulačních autotransformátorů a jejich dopad na kvalitu elektrické energie.

Regulační autotransformátor se instaluje na tu část sítě, kde dochází k velkým úbytkům napětí. Obecně se tyto přístroje instalují v trasách dlouhých stávající NN vedení za účelem stabilizace napětí v požadovaném místě. Jejich úkolem je udržovat velikost napětí v předepsaných mezích. V našem případě to znamená, že instalací regulačního autotransformátoru do bodu D se snažíme zlepšit napěťové poměry v odběrných místech OM1 – OM6 a instalací přístroje v bodě J zlepšujeme napěťové poměry v odběrných místech OM13 a OM14. Tyto transformátory se do sítě instalují dočasně, pouze do doby rekonstrukce sítě.

Princip autotransformátoru je takový, že přístroj měří okamžité hodnoty napětí všech fází, pokud napětí v některé fázi klesne pod nastavenou minimální hranici, přístroj sepne a pomocí magnetické indukce zvýší napětí v postižené fázi. Na výstupu z autotransformátoru bychom pak naměřili zvýšené napětí. Podle [8] je výhodou tohoto přístroje splnění maximálních odchylek napájecího napětí v odběrných místech umístěných za přístrojem. Nevýhodou však je zhoršení ukazatele vjemu flikru. Tato skutečnost je dána principem regulace, kterou schematicky znázorňuje obr. 10, kde je znázorněn průběh napětí a proudu za regulačním autotransformátorem. Jak je možné na obrázku pozorovat, při ukončení odběru proudu I dojde ke zvýšení napětí U , což přístroj začne regulovat. Oproti stavu bez autotransformátoru analýza kvality elektrické energie vykazuje s transformátorem horší parametr flikr a to z důvodu větší rozkolísanosti napětí. Kvalita elektrické energie pak v místě instalace regulačního přístroje sice vyhoví požadavku vyhlášky 540/2005 Sb., ale z důvodu překročení povoleného limitu parametru flikru nevyhoví požadavkům normy ČSN EN 50160.



Obrázek 10 - Teoretický průběh napětí a proudu při změně zatížení, a) bez, b) s nasazeným regulačním autotransformatorem.

dt	doba regulace (řádově sekundy),
dU_a	pokles napětí při odebíraném proudu I bez regulačního autotransformátoru,
dU_b	pokles napětí při odebíraném proudu I s regulačním autotransformatorem.

Změny napětí dU jsou (podle [8]) při stejném odebíraném proudu I při zapojení autotransformátoru větší kvůli přídavné (vlastní) impedanci tohoto regulačního přístroje.

4.3.2. Vyhodnocení měření na TS Vitějovice Obec

Na obou vývodech z transformačních stanic byly změřeny časové průběhy dvou základních veličin (efektivní hodnoty napětí jednotlivých fází a proudů tekoucích fázemi) stěžejních pro určení zatížení měřených vývodů, určení soudobého příkonu odběrných míst napájených danými vývody a ztrát v síti. Časový průběh zatížení TS Vitějovice Obec jsem sestrojil na grafu 1. Dále byl změřen časový průběh dlouhodobé míry vjemu flikru, který reprezentuje graf 2. Mezní hodnoty velikosti napětí a vjemu flikru jsem popsal již dříve v tomto dokumentu.

Na grafu 1 je čitelné, že v žádném časovém intervalu nepřekročila odchylka napětí povolenou mez. Na grafu 2 je vidět, že vjem flikru překročil povolenou mez pouze v případě fáze

V, avšak mimo tuto hranici se nachází pouze 1,03 % měřených hodnot, což je podle normy ČSN EN 50160 přípustné množství (viz. kapitola 3.3.3. „Parametr flickr“). Vyhodnocení měření parametru flickr najdete také v příloze 2 ve složce „Měření TS Vitějovice Obec“.

V příloze 2 dále najdete časový průběh zatížení sledovaného vývodu. Zde pouze uvedu, že maximální zatížení vývodu za sledované období je rovno 40,563 kW. Toto zatížení bylo naměřeno v sobotu dne 13. 7. 2013 v 19:20.

Z grafů 1 a 2 můžeme konstatovat, že **v místě měření ve sledovaném období kvalita napětí splňovala podmínky stanovené technickou normou ČSN EN 50160 „Charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejné distribuční sítě“**. K rekonstrukci sítě nepřistupujeme z důvodu stavu transformační stanice, či kvality elektrické energie, kterou transformační stanice dodává, nýbrž z důvodu stavu vedení a kvality elektrické energie na jeho konci.

4.3.3. Vyhodnocení měření na TS Vrbice Obec

Pro toto měření platí stejné zásady, jako v předcházející kapitole. Grafy měřených veličin jsou označeny jako graf 3 a 4 a můžeme z nich konstatovat, že **v místě měření ve sledovaném období kvalita napětí splňovala podmínky stanovené technickou normou ČSN EN 50160 „Charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejné distribuční sítě“**.

Pro dobrou orientaci v následujících výpočtech a úvahách zde uvedu, že maximální zatížení sledovaného vývodu z TS Vrbice Obec je za sledované období rovno 8,967 kW. Toto zatížení bylo naměřeno v sobotu 13. 7. 2013 v 15:30.

4.3.4. Vyhodnocení měření v bodě D (autotransformátor Vitějovice)

Na grafu 5 můžete pozorovat, že velikost efektivních hodnot napětí klesá pod hranici vyznačených 207 V, což představuje 90 % U_n . Současně je zřetelné, že tuto hranici překračuje pouze napětí fáze V, což ukazuje na nesymetrické zatížení sítě jednofázovými spotřebiči. Jak jsem dříve uvedl, je povoleno, aby tuto hranici porušilo méně než 5 % průměrných naměřených efektivních hodnot napájecího napětí. Po statistickém zpracování naměřených hodnot (které si můžete prohlédnout v příloze 2 ve složce „Měření regulační autotransformátor v bodě D“) jsem zjistil, že v povoleném intervalu neleží pouze 3 % naměřených hodnot. Norma dále určuje, že během sledované doby musí být všechny naměřené hodnoty napětí větší, než 85 % U_n , což činí 195,5 V. Statistické zpracování naměřených hodnot prokazuje, že napětí fáze V klesá až k hodnotám 186,4 V. Hranici -15 % U_n překročilo 1 % hodnot naměřených na fázi V.

Z grafu 6 je na první pohled čitelné, že parametr vjemu flickr běžně překračuje svou maximální stanovenou hranici. Tuto hranici překročilo 42 % hodnot naměřených na fázi U, 64 % hodnot na fázi V a 86 % hodnot na fázi W.

Z těchto výsledků můžeme vyvodit závěr, že **v místě měření ve sledovaném období kvalita napětí nesplňovala podmínky stanovené technickou normou ČSN EN 50160 „Charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejné distribuční sítě“. Nebyly dodrženy tolerance napětí (odchylky) a byl překročen parametr flickr (Plt). Standard kvality napětí dle § 8 vyhlášky č. 540/2005 Sb., v platném znění, - „O kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice“ nebyl dodržen.**

Maximální naměřené zatížení sítě v bodě D bylo zaznamenáno v sobotu 13. 7. 2013 ve 22:00 a bylo rovno 15,294 kW.

Poslední sledovanou veličinou, která byla v bodě D naměřena, je smyčková impedance vedení, kterou jsem následně přepočtl na hodnoty Z_{3f} , a obě tyto hodnoty jsou pro konce sítě uvedeny v tabulce 5. Maximální hodnotu Z_{3f} vedení v extravilánu stanovuje Pokyn 62 na hodnotu 0,28 Ω (rovno hodnotě vztažné impedance pro posuzování přístrojů do 16 A). Z tabulky 5 je patrné, že tato hodnota je ve všech fázích několikrát překročena. Průměrná přepočtená hodnota Z_{3f} je rovna 0,72 Ω . Tuto hodnotu můžeme ověřit výpočtem teoretické hodnoty, kterou získáme na základě toho, jakými typy vodičů je tvořeno stávající vedení. Výpočet hodnoty Z_{3f} jsem podrobně popsal v kapitole 3.3.1. „Parametr třífázová zkratová impedance“. Z této kapitoly vyplývá, že Z_{3f} v místě D bude rovna součtu podélných impedancí vodičů, které spojují transformační stanici Vitějovice Obec a místo D a impedance transformátoru. Tyto podélné impedance jsou uvedeny v tabulce 1. A tedy Z_{3f} vedení v místě D Z_{3fD} :

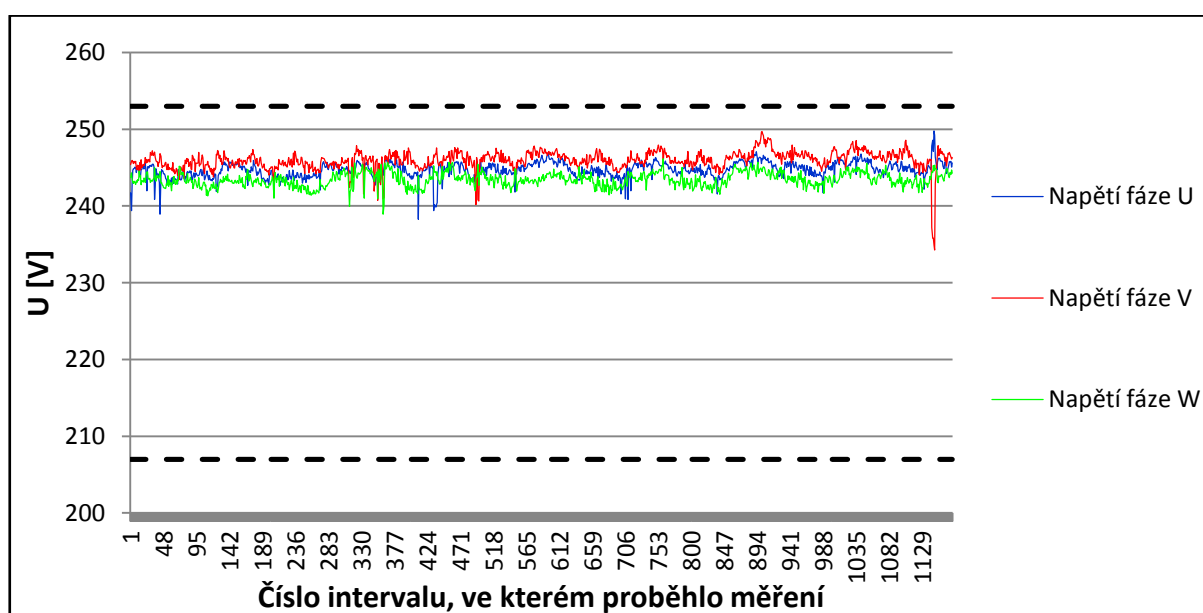
$$Z_{3fD} = Z_{\dot{U}_{TS}} + Z_{\dot{U}_{TS-A}} + Z_{\dot{U}_{A-B}} + Z_{\dot{U}_{B-C}} + Z_{\dot{U}_{C-D}} = 0,019 + 0,007 + 0,008 + 0,23 + 0,465 = 0,729 \Omega. \quad \{9\}$$

Průměrná hodnota naměřené Z_{3f} je o 0,009 Ω nižší. Tato drobná odchylka od teoretické hodnoty může být způsobena chybou měření. Druhou možností je, že normy, z nichž jsme vycházeli při přepočtu změřené hodnoty smyčkové impedance na impedanci třífázovou zkratovou, počítají s vyššími průměrnými hodnotami impedance uzemnění, než jsou skutečné hodnoty uzemnění na naší síti.

4.3.5. Vyhodnocení měření na OM1

Odběrné místo OM1 se nachází za regulačním autotransfornátorem. Jeho účinky na kvalitu elektrické energie dodávané síti jsem popsal již v úvodu této kapitoly. Díky tomuto přístroji má průběh velikosti napětí i míry vjemu flikru specifický charakter.

Regulační autotransfornátor svojí funkcí zajistí, že všechny střední desetiminutové hodnoty napájecího napětí všech fází jsou obsaženy v intervalu <207;253> V. Tyto střední hodnoty jsem pro ilustraci vynesl do následujícího grafu. Příslušná norma totiž stanovuje meze právě pro tyto střední hodnoty napětí.



Graf 11 - Průběh středních hodnot napětí ve svodové skříní u OM1 (Vitějovice)

Standardizované měření, které jsme na síti provedli, je ovlivněno tím, že měřicí přístroj měří okamžité hodnoty napětí během deseti minut, následně spočítá jejich střední hodnotu a tu zaznamená. Pokud by toto měření bylo vyvoláno stížností zákazníka na kvalitu elektřiny, byly by vyhodnoceny zaznamenané střední hodnoty napětí a došlo by se k závěru, že kvalita je v pořádku. To ovšem neznamená, že na odběrném místě skutečně nejsou špičky napětí, které jsou mimo povolené odchylky. Tyto špičky napětí můžete pozorovat na grafu 9, kde jsou zaznamenány minimální a maximální hodnoty napětí, které ovšem v měřicím intervalu díky regulačnímu autotransfornátoru trvají pouze několik sekund. Z grafu je zřetelné, že velikost efektivních hodnot napájecích napětí jednotlivých fází překračuje povolenou maximální odchylku a roste až k hranici 270 V. Toto nadměrné zvýšení fázových napětí je způsobeno

jednak nesouměrným zatížením sítě (jednofázovými spotřebiči), ale také regulačním autotransfornátorem, jev vysvětluje obrázek 10.

Přirozeným důsledkem práce regulačního autotransfornátoru je zhoršení vjemu flickru. Průběh velikosti vjemu flickru je zaznamenán na grafu 10, kde je vidět, že velikost flickru mnohonásobně překračuje povolenou hranici a to po většinu času sledovaného období. Statistické zpracování naměřených hodnot této veličiny najdete v příloze 2 ve složce „Měření regulační autotransfornátor v bodě J“. Mezní míra velikosti vjemu flickr je pro fázi U překročena v 57 % případů, pro fázi V v 80 % a pro fázi W v 72 % měřených případů.

Z těchto důvodů můžeme říci, že **v místě měření ve sledovaném období kvalita napětí nesplňovala podmínky stanovené technickou normou ČSN EN 50160 „Charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejné distribuční sítě“. Byl překročen parametr flickr.**

Velikost a odchylky napájecího napětí a frekvence jsou v souladu s požadavky normy ČSN EN 50160, a tím bylo potvrzeno dodržení standardu kvality napětí dle §8 vyhlášky č.540/2005 Sb., v platném znění, – „O kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice“.

Poslední veličinou sledovanou na OM1 je třífázová zkratová impedance (dodržení vztažné impedance vedení 0,28 Ω). Její velikost opět ověřím výpočtem (podle stejných pravidel jako v předcházející kapitole):

$$Z_{3fOM1} = Z_{vztD} + Z_{úD-OM1} = 0,729 + 0,706 = 1,435 \Omega. \quad \{10\}$$

Průměrná naměřená a přepočtená hodnota této veličiny je podle tabulky 5 rovna 1,31 Ω, což je o 0,125 Ω méně, než právě vypočtená teoretická hodnota. Tento rozdíl je několikrát vyšší než v případě měření v místě D. Nedá se proto celý připsat chybě měření. Odchylka od naměřené hodnoty se dá vysvětlit nepřesností informací zanesených do grafického informačního systému, ze kterého jsem přebíral délky a průřezy použitých vodičů. V části sítě může být jednoduše použit vodič jiného průřezu, než který je zapsán v systému. Nicméně je jasné, že hodnota Z_{3f} více než 4,5 krát přesahuje mezní hodnotu požadovanou v extravilánu Pokynem 62.

4.3.6. Vyhodnocení měření v bodě J (autotransfornátor Vrbice)

Na grafu 7, který znázorňuje průběh zatížení sítě v bodě J, můžete vidět, že napájecí napětí se téměř po celou sledovanou dobu neodchyluje od jmenovité hodnoty 230 V více, než je povoleno.

Ve skutečnosti jsem po statistickém zpracování naměřených dat (viz. příloha 2, složka „Měření regulační autotransformátor v bodě J) zjistil, že mimo povolenou mez se nachází pouze jedna naměřená hodnota fáze V.

Na grafu 8 si můžete prohlédnout časový průběh velikosti vjemu flikru. Na první pohled je zřejmé, že naměřená velikost flikru běžně překračuje svou maximální povolenou hranici a to po celou dobu měření. Pro fázi U překračuje hodnotu 1 (maximální povolená hodnota vjemu flikru) 89 % naměřených údajů, pro fázi V 53 % a pro fázi W 62 %.

Maximální zatížení sítě v bodě J bylo naměřeno ve čtvrtek 11. 7. 2013 ve 14:00 a bylo rovno 5,25 kW.

Podle stejných pravidel, která jsem uplatnil výše, ověřím výpočtem velikost třífázové zkratové impedance. Teoretická hodnota Z_{3f} v bodě J odvozená od podélné impedance použitých vodičů (hodnoty podélné impedance úseků vedení podle použitých vodičů jsou uvedeny v tabulce 2) bude rovna:

$$\begin{aligned} Z_{3fJ} &= Z_{\dot{U}_{TS}} + Z_{\dot{U}_{TS-F}} + Z_{\dot{U}_{F-G}} + Z_{\dot{U}_{G-H}} + Z_{\dot{U}_{H-I}} + Z_{\dot{U}_{I-J}} \\ &= 0,058 + 0,129 + 0,388 + 0,039 + 0,257 + 0,169 = 1,04 \, \Omega. \end{aligned} \quad \{11\}$$

Průměrná hodnota Z_{3f} vedení přepočtená z naměřených hodnot smyčkových impedancí jednotlivých fází (přepočtené hodnoty Z_{3f} pro jednotlivé fáze viz. tabulka 5) je rovna 0,9 Ω . Tato hodnota je o 0,14 Ω menší, než teoretická hodnota. Tento rozdíl může být způsoben stejnými důvody, jako v předešlých případech. Oba dva způsoby určení Z_{3f} se však shodují v tom, že maximální dovolená hodnota Z_{3f} vedení je v bodě J více než 3 krát překročena.

Z výše uvedených důvodů je možné prohlásit, že **v místě měření ve sledovaném období kvalita napětí nesplňovala podmínky stanovené technickou normou ČSN EN 50160 „Charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejné distribuční sítě“**. Byl překročen parametr flikr (Plt).

Velikost a odchylky napájecího napětí a frekvence jsou v souladu s požadavky normy ČSN EN 50160, a tím bylo potvrzeno dodržení standardu kvality napětí dle §8 vyhlášky č.540/2005 Sb., v platném znění, – „O kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice“.

4.4. Závěry plynoucí z měření

Z výsledků měření a z tučně vyznačených závěrů uvedených v každé kapitole vyhodnocení měření je patrné, že měření potvrdilo původní předpoklad potřeby rekonstrukce sítě. Kvalita elektrické energie dodávané sítí nesplňuje požadavky obecně platných norem, v jednom případě nesplňuje ani vyhlášku Energetického regulačního úřadu. V dalším případě je tato vyhláška splněna jen pomocí regulačního autotransformátoru, který (jak už jsem dříve uvedl) nemůže být na síť instalován jako trvalé řešení problému.

Dalším problémem sítě je mechanický stav vodičů a podpěrných bodů D – OM1, D – OM6 (Vitějovice) a celé délky vedení sítě Vrbice. Vodiče jsou často svorkovány, podpěrné body jsou vykloněné, nebo popraskané. Tento mechanický stav sítě vyžaduje výměnu jak podpěrných bodů, tak vodičů.

Při současném mechanickém a technickém stavu není síť schopna dlouhodobě a bezpečně dodávat elektrickou energii v předepsané kvalitě.

5. Výpočtové zatížení sítí NN

Abychom mohli správně dimenzovat jakoukoliv síť nízkého napětí, musíme mít co nejlepší představu o jejím reálném zatížení. Výpočtové zatížení je fiktivní elektrický výkon, který zohledňuje poměrné zatížení současně připojených spotřebičů.

5.1. Určení výpočtového zatížení odběrných míst

Při určení výpočtového zatížení bychom mohli vycházet z maxima naměřeného během týdenního měření, které jsme na síti provedli. Z grafů průběhů zatížení, které jste si mohli prohlédnout v kapitole 4. „Měření sítě“ je však zřejmé, že naše síť je zatížena velmi nerovnoměrně jednofázovými spotřebiči. Tento jev je způsobený velkou roztroušeností malého počtu odběrných míst, čímž dochází k minimální soudobosti příkonů bytů a rodinných domů a každý spotřebič má na celkové soudobé zatížení sítě velký vliv. Příkladem může být maximum zatížení vývodu z transformační stanice Vrbice Obec naměřené 13. 7. 2013 v 15:30, které se rovnalo 8,97 kW, z toho však více než 47 % (konkrétně 4,25 kW) bylo přenášeno fází U, naproti tomu fáze W přenášela pouze 1,7 kW.

Z tohoto důvodu je lepší vycházet z dlouhodobých měření zatížení v podobných lokalitách a k tomu navrženému postupu výkonového dimenzování ve fázi technického návrhu sítí NN podle zdroje [1]. Výpočtová zatížení rodinných domků ve venkovských obcích jsou určena podle zdroje [1] jako třífázové fiktivní spotřebiče umístěné do odběrných míst. Odběrná místa jsou rozdělena podle stupně jejich elektrizace a najdete je v tabulce 6. Velikosti výpočtových zatížení byly zpracovány na základě studie „Výkonové podklady pro dimenzování distribučních sítí“ a zpřesněného programu „Přepočtu roční práce na výkon“ (zpracovatel EGÚ Brno).

Stupeň elektrizace / Napěťová hladina	Soudobý příkon [kW/bytová jednotka]		
	NN	TS	VN
A – základní (osvětlení, drobné spotřebiče)	2,03	1,89	1,51
B1 – dtto A + elektrické vaření	2,60	2,52	1,93
B2 – dtto B1 + elektrický ohřev teplé vody	3,33	3,08	2,75
C1 – dtto B2 + akumulární vytápění	11,59	10,69	10,30
C2 – dtto B2 + přímotopné vytápění	18,48	17,21	9,18
C3 – dtto B2 + hybridní vytápění / klimatizace	9,46	8,77	8,42

Tabulka 6 - Výpočtové výkony rodinných domů na vesnicích pro různé stupně elektrizace

Kdybych v této práci chtěl přesně uvést, do jakého stupně elektrizace patří které odběrné místo, musel bych zároveň uvést produktovou sazbu elektřiny jednotlivých odběrných míst. Tato informace je však obchodním tajemstvím distribuční společnosti. Vycházeli jsme tedy společně s vedoucím práce Ing. Šlajsem ze znalosti obcí a z velikostí jističů odběrných míst. Všechna odběrná místa v naší oblasti jsou osazena třífázovými jističi 25 A (skupina C2 je tudíž málo pravděpodobná). Dále pak můžeme z důvodu znalosti obyvatel obcí s jistotou vyřadit skupinu C3. Z těchto důvodů jsme se rozhodli předpokládat, že všechna odběrná místa na sledovaném území spadají do stupně elektrizace B2, tedy jejich výpočtový výkon bude roven 3,33 kW.

Hodnotu 3,33 kW budu v následujícím textu brát jako základní hodnotu výpočtového zatížení odběrných míst. Tam, kde bude potřeba z důvodů správného dimenzování sítě počítat s hodnotou jinou, popíši nutnou úvahu.

5.2. Určení výhledového výpočtového zatížení odběrných míst

Rekonstrukci jakékoliv sítě NN je nutno navrhovat tak, aby i na konci optimalizačního období byla tato síť schopna dodávat elektrickou energii v předepsané kvalitě. V kapitole 3.2. „Výkonové dimenzování“ jsem uvedl, že optimalizační období zvolím v délce 20 let, tedy do roku 2034, což odpovídá polovině doby životnosti kabelových vedení NN. Dále je počítáno na základě dlouhodobých měření spotřeby elektřiny v zastavěných územích s meziročním nárůstem spotřeby elektřiny ve výši 0,9 %. Podle zdroje [9] pak určím výhledové výpočtové zatížení odběrných míst na základě vztahu {12}:

$$P_{V2034} = P_{V2014} * (1 + \alpha)^{19} = 3,33 * (1 + 0,009)^{19} = 3,33 * 1,186 \cong 3,95 \text{ kW}, \quad \{12\}$$

kde

P_{V2034} výpočtové zatížení v roce 2034 [kW],

P_{V2014} výpočtové zatížení v roce 2014 [kW],

α meziroční nárůst zatížení.

6. Původní návrh řešení sítě Vrbice

Jak už jsem uvedl v úvodu této práce, bylo již v roce 2004 zpracováno zadání na stavbu řešící nevyhovující napěťové poměry v lokalitě Vrbice, Samoty. Do oblasti bylo navrženo zahuštění nové transformační stanice 22/0,4 kV s venkovní přípojkou VN napojenou z obce Vitějovice. Z důvodu nesouhlasů majitelů nemovitostí dotčených výstavbou nového energetického zařízení nebyla stavba dosud projednána. Současná legislativa podstatně ulehčuje v těchto případech využít u infrastruktury zřizované a provozované ve veřejném zájmu vyvlastnění potřebných práv k pozemkům dle vyvlastňovacího zákona.

Během uplynulé doby od zpracování zadání rekonstrukce této sítě se však změnily některé požadavky zkratových poměrů, které jsou splněny dodržením hodnoty vztažné impedance (maximální hodnoty třífázové zkratové impedance).

Úkolem tohoto bodu práce je ověřit, zda by síť rekonstruovaná podle původního návrhu byla schopna dodávat elektrickou energii v předepsané kvalitě a zda by byl splněn požadavek na hodnotu vztažné impedance na koncích takto rekonstruované sítě.

6.1. Popis původního návrhu řešení sítě Vrbice

Návrh řešení sítě Vrbice z roku 2004 spočívá v zahuštění území samot Vrbice novou transformační stanicí, čímž se zkrátí vzdálenosti mezi transformační stanicí a odběrnými místy a tím dojde ke zvýšení zkratového výkonu v těchto odběrných místech. Návrh zahuštění si můžete prohlédnout na mapě v příloze číslo 3 „Řešení sítě Vrbice podle návrhu z roku 2004“. Červenou linkou je na mapě vyznačen nový úsek vedení vysokého napětí na hladině 22 kV. Tento návrh řešení tedy spočívá ve výstavbě nové transformační stanice Vrbice Samoty a dále v rozpojení sítě v bodě G. Tímto krokem je možné demontovat vzdušné vedení mezi body F a G. Odběrná místa OM8 – OM14 tak budou napájena novou transformační stanicí Vrbice Samoty, odběrné místo OM7 bude dále napájeno stávající transformační stanicí Vrbice Obec. V tabulce 7 si můžete prohlédnout, jak se změní velikost Z_{3f} v odběrných místech při aplikaci původního řešení sítě Vrbice z roku 2004. Při výpočtu Z_{3f} v odběrných místech byla uplatněna stejná pravidla, jako ve vztazích {8}, {9} a {10} v kapitole 4.3. „Vyhodnocení měření“. Celý výpočet velikostí Z_{3f} je uložen v příloze 5 „Třífázová zkratová impedance v odběrných místech“.

Při výpočtu Z_{3f} v odběrných místech jsem ve shodě s [1] uvažoval s hodnotou impedance transformátoru Vrbice Samoty rovnou 0,01 Ω , což je hodnota impedance odpovídající

transformátoru o jmenovitém výkonu 400 kVA. Tento transformátor je největší, kterým lze osadit transformační stanici a při výpočtu velikosti Z_{3f} na konci sítě ho lze uvažovat s tím, že pokud bude ve skutečnosti osazena transformační stanice menším transformátorem a v budoucnosti by došlo ke stížnostem na kvalitu elektrické energie, lze použitý transformátor nahradit transformátorem 400 kVA.

Odběrné místo	Z_{vzt} stávající stav [Ω]	Z_{vzt} po rekonstrukci 2004 [Ω]	Rozdíl Z_{vzt} [Ω]
OM7	1,07	1,07	0,00
OM8	0,62	0,99	0,37
OM9	0,78	1,07	0,29
OM10	0,92	0,69	-0,23
OM11	0,96	0,74	-0,23
OM12	1,74	0,25	-1,50
OM13	1,32	1,09	-0,23
OM14	1,62	1,40	-0,23

Tabulka 7 - Velikost vztažné impedance v odběrných místech - síť Vrbice

Z hodnot uvedených v tabulce 7 je patrné, že aplikace původního návrhu řešení sítě Vrbice sníží velikost Z_{3f} v odběrných místech OM10 – OM14, i snížená velikost této veličiny však (kromě místa OM12) několikanásobně překračuje svou povolenou maximální hodnotu. Hodnota Z_{3f} se naopak zvýší v odběrných místech OM8 a OM9. Odběrné místo OM7 je napájeno ze stávající transformační stanice stejnou trasou vedení, hodnota Z_{3f} v tomto místě se proto nemění. Z uvedených hodnot Z_{3f} je evidentní, že pouhá aplikace návrhu řešení z roku 2004 výrazně nezlepšuje situaci v síti Vrbice. Tento návrh řešení bude tedy nutné pozměnit či doplnit například posílením vodičů ve stávající trase sítě Vrbice.

6.2. Návrh řešení sítě Vrbice – varianta A

Řešení sítě Vrbice pomocí varianty A spočívá v aplikaci původního řešení z roku 2004 doplněného vhodným posílením stávajícího vzdušného vedení. Požadavek na posílení vedení ve stávající trase plyne ze skutečnosti, že taková úprava vedení se nemusí projednávat s dalšími třetími stranami a nezasahuje do pozemkových práv nových majitelů pozemků. Z kapitoly 3. „Koncepce sítě nízkého napětí“ vyplývá, že je nutné dimenzovat síť NN tak, aby byl splněn požadavek na napájecí napětí v odběrných místech (fázové napětí musí být v intervalu

<207;253> V), dále pak zadavatel práce požaduje, aby hodnota Z_{3f} zrekonstruované sítě byla v každém bodě sítě menší, než $0,28 \Omega$. Za účelem snížení investičních nákladů je dále jasný požadavek na projektování nízkonapěťových sítí jako sítí s odstupňovaným průřezem.

6.2.1. Návrh řešení podle varianty A na maximální dovolený úbytek napětí

Za nejlepší metodu stanovení odstupňovaného průřezu paprskové sítě NN, jako je síť Vrbice, považuji metodu průběžně stálého průřezu, kterou popisuje zdroj [10], z něhož budu v následujících odstavcích čerpat. Postup výpočtu průřezu jednotlivých částí vedení spočívá v postupném zjednodušování rozvětveného vedení až na jednu kmenovou větev o délce skládající se z počátečního kmenového vedení a úseku o náhradní délce λ . Toto vedení je zatíženo na konci celkovým proudem, jenž je roven součtu všech odběrů. Následně se vedení rozkládá do původní podoby a určují se průřezy jednotlivých částí vedení. Podle [10] je výpočet založen na skutečnosti, že při každém rozvětvení se součet průřezů všech vodičů před rozvětvením rovná součtu průřezů všech vodičů po rozvětvení. Před začátkem výpočtu je nutné určit body sítě, kde se bude měnit průřez vedení, tyto body jsem určil jako body H, I a J.

6.2.1.1. Výchozí podmínky

Při výpočtu budu předpokládat souměrné zatížení sítě podle pravidel, které jsem uvedl v kapitolách 5.1. a 5.2., tedy síť budu dimenzovat tak, aby byl dodržen požadavek na maximální dovolený úbytek napětí v případě, kdy na jedno odběrné místo bude připadat 3,95 kW, tedy výpočtový proud bude podle [11] roven:

$$I_V = \frac{P_{V2034}}{\sqrt{3} * U_n * \cos \varphi} = \frac{3950}{\sqrt{3} * 400 * 0,98} \cong 5,8 [A], \quad \{13\}$$

kde

I_V	výpočtový proud připadající na jedno odběrné místo [A],
P_V	předpokládané výpočtové zatížení pro rok 2034 [W],
U_n	efektivní hodnota sdruženého napětí v síti NN (400 [V]),
$\cos \varphi$	účinník (podle [1] $\cos \varphi = 0,98$).

Úbytek napětí na vedení způsobený procházejícím proudem je podle [10] dán s dostatečnou přesností vztahem:

$$\Delta U_f = IR \cos \varphi, \quad \{14\}$$

kde

ΔU_f úbytek napětí na jedné fázi [V],

I proud tekoucí jednou fází [A],

R činný odpor jedné fáze [Ω],

Vztah {12} je zaokrouhlením vztahu pro součet činných složek úbytků na odporu a reaktanci [10]:

$$\Delta U_f = IR \cos \varphi + XI \sin \varphi, \quad \{15\}$$

kde

X induktivní odpor (reaktance) jedné fáze.

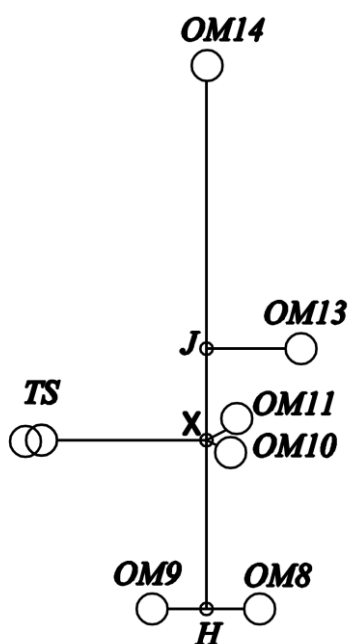
Zaokrouhlením vztahu {15} na vztah {14} se v našem případě dopouštím zanedbatelné nepřesnosti z toho důvodu, že moderní koncepce sítí nízkého napětí se orientuje na budování vzdušných vedení pomocí samonosných vícežilových izolovaných vodičů AES, jejichž hodnota induktivního odporu je řádově nižší než hodnota činného odporu. Při rekonstrukci sítě tedy budu počítat s využitím AES vodičů. Druhý sčítanec vztahu {15} by tudíž výsledek vypočteného úbytku napětí ovlivnil jen minimálně.

Posledním údajem, který při následujících výpočtech budeme muset znát, je měrný elektrický odpor použitého vodiče, který má v případě AES vodičů velikost $\rho = 0,03064 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$.

6.2.1.2. Výpočet metodou průběžně stálého průřezu

Při výpočtu postupuji podle pravidel, která jsem uvedl v předcházejících odstavcích, tedy využívám zdroj [10]. Náhradní schémata sítě Vrbice jsem zpracovával v programu AutoCAD 2007.

Náhradní schéma sítě Vrbice řešené podle varianty A si můžete prohlédnout na obrázku 11. Obrázek neobsahuje odběrná místa OM7 a OM12, protože výpočet metodou průběžně stálého průřezu se těchto dvou míst netýká (OM7 zůstane jako jediné odběrné místo napájeno stávající transformační stanicí Vrbice Obec, OM12 bude napájeno z jiného vývodu z transformační stanice Vrbice Samoty, než zbytek odběrných míst). Bod sítě I jsem pro jednoznačnost značení nahradil bodem X (v obrázcích používám písmeno I pro označení elektrického proudu). Do každého odběrného místa náhradního schématu na obrázku 11 teče výpočtový proud o velikosti $I_v = 5,8 \text{ A}$. Body J, X a H označují místa sítě, kde se bude měnit velikost průřezu vedení.



Obrázek 11- Náhradní schéma sítě Vrbice řešené podle varianty A

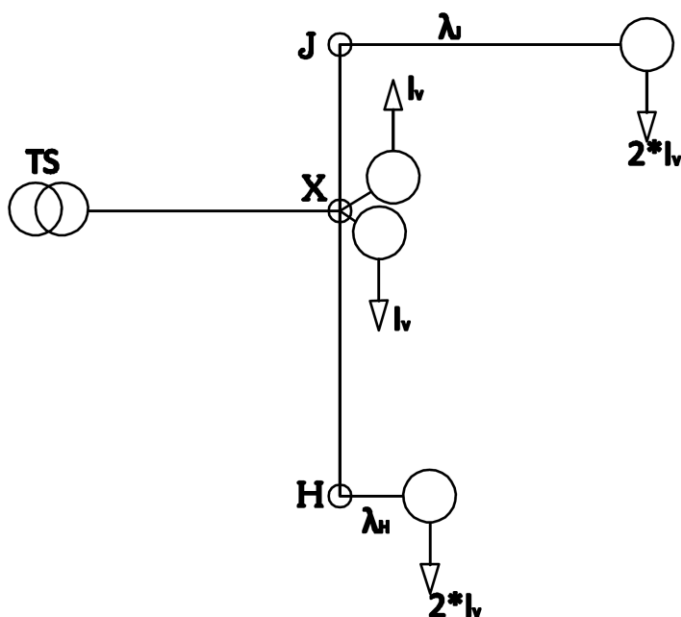
V prvním kroku výpočtu zjednoduším náhradní schéma z obrázku 11 na schéma obrázku 10. Odběry z OM13 a OM14 jsem v tomto kroku přesunul na konec náhradní délky λ_J , stejně tak byly přesunuty odběry z OM8 a OM9 na konec náhradní délky λ_H . Při výpočtu náhradních délek vedení stále postupuji podle zdroje [10]:

$$\lambda_J = \frac{l_{J-OM14} * I_v + l_{J-OM13} * I_v}{2 * I_v} = \frac{598 * 5,8 + 145 * 5,8}{2 * 5,8} = 371,5 \text{ m}, \quad \{16\}$$

$$\lambda_H = \frac{l_{H-OM9} * I_v + l_{H-OM8} * I_v}{2 * I_v} = \frac{86 * 5,8 + 82 * 5,8}{2 * 5,8} = 84 \text{ m}, \quad \{17\}$$

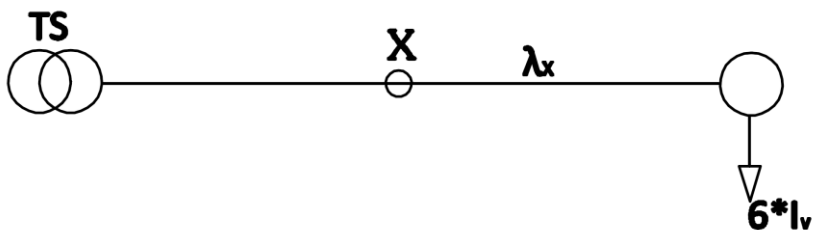
kde

l_{J-OM14} , l_{J-OM13} jsou délky úseků vedení mezi body J a OM14, resp. OM13,
 l_{H-OM9} , l_{H-OM8} jsou délky úseků vedení mezi body H a OM9, resp. OM8.



Obrázek 12 – Náhradní schéma sítě Vrbice – první zjednodušení

V druhém kroku výpočtu zjednodušíme náhradní schéma sítě na schéma uvedené na obrázku 13. Všechny odběry jsem přesunul na konec náhradní délky λ_X , kterou jsem spočetl podle stejných pravidel, jako v přecházejícím případě. Členy l_{index} mají tedy ve vztahu {18} význam délek příslušných úseků vedení.



Obrázek 13 – Náhradní schéma sítě Vrbice – druhé zjednodušení

$$\begin{aligned} \lambda_X &= \frac{(\lambda_J + l_{X-J}) * 2 * I_v + l_{X-OM11} * I_v + l_{X-OM10} * I_v + (\lambda_H + l_{X-H}) * 2 * I_v}{6 * I_v} = \\ &= \frac{(371,5 + 202) * 2 * 5,8 + 48 * 5,8 + 25 * 5,8 + (84 + 378) * 2 * 5,8}{6 * 5,8} = \\ &= 357,3 \text{ m.} \end{aligned} \quad \{18\}$$

Nyní, když jsem zjednodušil původní schéma sítě na tvar vedení napájeného z jedné strany o celkové délce $l_{TS-X} + \lambda_X$, můžu vypočítat průřez kmenového vedení S_{TS-X} , který bude podle [10] roven:

$$S_{TS-X} = \frac{\rho * 6 * I_v}{\Delta U_{dov}} * (l_{TS-X} + \lambda_X) * \cos \varphi = \frac{0,03067 * 6 * 5,8}{23} * (332 + 357,3) * 0,98 = 31,4 \text{ mm}^2, \quad \{19\}$$

kde

ΔU_{dov} dovolený úbytek napětí (podle ČSN EN 50 160 v síti NN $\Delta U_{dov} = 23 \text{ V}$).

Podle {19} bychom museli při rekonstrukci sítě Vrbice pomocí varianty A použít v úseku vedení TS – X vodič o průřezu $31,4 \text{ mm}^2$. Vyráběný vodič, který má nejbližší vyšší průřez, je typu AES $4 \times 35 \text{ mm}^2$. Použijeme tedy tento vodič. Skutečný úbytek napětí při předpokládaném zatížení úseku $6I_v$ a při použití vodiče o průřezu 35 mm^2 potom bude podle [10] roven:

$$\Delta U_{TS-X} = \frac{\rho * l_{TS-X}}{S_{TS-X}} * 6 * I_v * \cos \varphi = \frac{0,03067 * 332}{35} * 6 * 5,8 * 0,98 = 9,94 \text{ V}. \quad \{20\}$$

Na zbylé úseky vedení potom zbývá úbytek napětí o velikosti:

$$\Delta U_z = \Delta U_{dov} - \Delta U_{TS-X} = 23 - 9,95 = 13,06 \text{ V}. \quad \{21\}$$

Podle velikosti zbývajících úbytků můžu určit průřezy větví X – J, X – OM11, X – OM10 a X – H:

$$S_{X-J} = \frac{\rho * 2 * I_v}{\Delta U_z} * (l_{X-J} + \lambda_J) * \cos \varphi = \frac{0,03067 * 2 * 5,8}{13,06} * (202 + 371,5) * 0,98 = 15,3 \text{ mm}^2. \quad \{22\}$$

$$S_{X-OM11} = \frac{\rho * I_v}{\Delta U_z} * l_{X-OM11} * \cos \varphi = \frac{0,03067 * 5,8}{13,06} * 48 * 0,98 = 0,64 \text{ mm}^2. \quad \{23\}$$

$$S_{X-OM10} = \frac{\rho * I_v}{\Delta U_z} * l_{X-OM10} * \cos \varphi = \frac{0,03067 * 5,8}{13,06} * 25 * 0,98 = 0,33 \text{ mm}^2. \quad \{24\}$$

$$S_{X-H} = \frac{\rho * 2 * I_v}{\Delta U_z} * (l_{X-H} + \lambda_H) * \cos \varphi = \frac{0,03067 * 2 * 5,8}{13,06} * (378 + 84) * 0,98 = 12,35 \text{ mm}^2. \quad \{25\}$$

Hodnoty vypočtené podle {22} až {25} opět zaokrouhlím na normalizované hodnoty vyráběných AES vodičů. Normalizované hodnoty použitých vodičů v daných úsecích sítě si můžete prohlédnout v tabulce 8.

Nyní můžeme přistoupit k výpočtu průřezů posledních úseků vedení. Skutečný úbytek napětí na úseku X – J při použití vodiče o průřezu 16 mm² bude roven:

$$\Delta U_{X-J} = \frac{\rho * l_{X-J}}{S_{X-J}} * 2 * I_v * \cos \varphi = \frac{0,03067 * 202}{16} * 2 * 5,8 * 0,98 = 4,41 \text{ V.} \quad \{26\}$$

Na další úseky vedení pak bude zbývat:

$$\Delta U'_z = \Delta U_z - \Delta U_{X-J} = 13,06 - 4,41 = 8,65 \text{ V.} \quad \{27\}$$

Ze znalosti tohoto povoleného úbytku už můžeme určit průřezy úseků vedení J – OM13 a J – OM14:

$$S_{J-OM13} = \frac{\rho * I_v}{\Delta U'_z} * l_{J-OM13} * \cos \varphi = \frac{0,03067 * 5,8}{8,65} * 145 * 0,98 = 2,9 \text{ mm}^2. \quad \{28\}$$

$$S_{J-OM14} = \frac{\rho * I_v}{\Delta U'_z} * l_{J-OM14} * \cos \varphi = \frac{0,03067 * 5,8}{8,65} * 598 * 0,98 = 12,07 \text{ mm}^2. \quad \{29\}$$

Normalizované hodnoty AES vodičů, které získáme zaokrouhlením výsledků vztahů {28} a {29} opět najdete v tabulce 8.

Výpočet průřezů vedení na úsecích H – OM8 a H – OM9 je založen na stejném principu. Pokud bude vedení v úseku X – H tvořit vodič o průřezu 16 mm², bude na tomto úseku docházet při předpokládaném výpočtovém zatížení k úbytku:

$$\Delta U_{X-H} = \frac{\rho * l_{X-H}}{S_{X-H}} * 2 * I_v * \cos \varphi = \frac{0,03067 * 378}{16} * 2 * 5,8 * 0,98 = 8,25 \text{ V.} \quad \{30\}$$

To znamená, že na úseky H – OM8 a H – OM9 zbývá dovolený úbytek o velikosti:

$$\Delta U''_z = \Delta U_z - \Delta U_{X-H} = 13,06 - 8,25 = 4,8 \text{ V.} \quad \{31\}$$

Velikost průřezu vodičů na daných úsecích tedy musí být rovna:

$$S_{H-OM8} = \frac{\rho * I_v}{\Delta U''_z} * l_{H-OM8} * \cos \varphi = \frac{0,03067 * 5,8}{4,8} * 82 * 0,98 = 2,98 \text{ mm}^2. \quad \{32\}$$

$$S_{H-OM9} = \frac{\rho * I_v}{\Delta U''_z} * l_{H-OM9} * \cos \varphi = \frac{0,03067 * 5,8}{4,8} * 86 * 0,98 = 3,12 \text{ mm}^2. \quad \{33\}$$

Zaokrouhlené normalizované hodnoty průřezu vodičů v těchto úsecích opět naleznete v tabulce 8.

Zbývá už jen určit průřez vodičů spojujících transformační stanice a odběrná místa OM7 a OM12. Výpočet provedu stejnou metodikou, jako v předcházejících případech, vypočteným výsledkům podle {34} a {35} opět přiřadím normalizované hodnoty průřezů vyráběných vodičů, které jsou uvedeny v tabulce 8.

$$S_{TS-OM7} = \frac{\rho * I_v}{\Delta U_{dov}} * l_{TS-OM7} * \cos \varphi = \frac{0,03067 * 5,8}{23} * 901 * 0,98 = 6,8 \text{ mm}^2. \quad \{34\}$$

$$S_{TS-OM12} = \frac{\rho * I_v}{\Delta U_{dov}} * l_{TS-OM12} * \cos \varphi = \frac{0,03067 * 5,8}{23} * 125 * 0,98 = 0,95 \text{ mm}^2. \quad \{35\}$$

Celý výpočet průřezů úseků sítě Vrbice si také můžete prohlédnout v příloze 4 – „Návrh řešení sítě Vrbice podle varianty A“ v dokumentu „Výpočet odstupňovaného průřezu – maximální úbytek napětí“. V této příloze dále můžete najít výpočet hodnoty vztažné impedance v odběrných místech sítě dimenzované podle výše uvedeného postupu na dodržení maximální hodnoty úbytku napětí. Tabulka 8 obsahuje typy vodičů a vypočtené hodnoty třífázových zkratových impedancí jednotlivých úseků sítě Vrbice řešené podle varianty A a dimenzované na dodržení maximálního úbytku napětí.

Úsek vedení	Typ vodiče	l [m]	Z [Ω/km]	Z _ú [Ω]
TS – X	1-AES 4×35 mm ²	332	0,87235	0,29
X – J	1-AES 4×16 mm ²	202	1,91217	0,386
J – OM13	1-AES 4×10 mm ²	145	3,06542	0,444
J – OM14	1-AES 4×16 mm ²	598	1,91217	1,143
X – OM11	1-AES 4×10 mm ²	48	3,06542	0,147
X – OM10	1-AES 4×10 mm ²	25	3,06542	0,077
X – H	1-AES 4×16 mm ²	378	1,91217	0,723
H – OM9	1-AES 4×10 mm ²	86	3,06542	0,264
H – OM8	1-AES 4×10 mm ²	82	3,06542	0,251
TS – OM7	1-AES 4×10 mm ²	901	3,06542	2,762
TS – OM12	1-AES 4×10 mm ²	125	3,06542	0,383

Tabulka 8 – Impedance úseků sítě řešené podle varianty A a dimenzované na úbytek napětí (připomínám, že bod X nahrazuje bod I kvůli jednoznačnosti značení v náhradních schématech)

V tabulce 9 dále můžete najít velikosti úbytků napětí ΔU a hodnoty třífázové zkratové impedance Z_{3f} v jednotlivých odběrných místech sítě Vrbice řešené podle varianty A a dimenzované na maximální úbytek napětí. Z této tabulky je patrné, že síť Vrbice dimenzovaná na maximální úbytek napětí nesplňuje podmínku dodržení maximální hodnoty Z_{3f} ($0,28 \Omega$ v extravilánu), jejíž hodnota je překročena ve všech odběrných místech. Při výpočtu velikosti Z_{3f} v odběrných místech jsem počítal s impedancí transformátoru v TS Vrbice Obec rovnou $0,01 \Omega$, což je impedance transformátoru o jmenovitém výkonu 400 kVA, důvod tohoto kroku je blíže popsán v následující kapitole, kde síť navrhuji na dodržení hodnoty vztažné impedance. Výpočet těchto hodnot je také uveden v příloze 4 ve stejném dokumentu, jako výpočet hodnot z tabulky 8.

Odběrné místo	ΔU [V]	Z_{3f} [Ω]
OM7	15,73	2,77
OM8	19,62	1,27
OM9	19,69	1,29
OM10	10,78	0,38
OM11	10,37	0,45
OM12	2,18	0,39
OM13	16,88	1,13
OM14	20,87	1,83

Tabulka 9 – Hodnoty úbytků napětí a třífázové zkratové impedance v odběrných místech sítě Vrbice řešené podle varianty A a dimenzované na úbytek napětí

6.2.2. Návrh řešení sítě Vrbice podle varianty A na maximum třífázové zkratové impedance

Dodržení maximální hodnoty třífázové zkratové impedance je úzce spjata s bezpečným provozem jakékoliv sítě nízkého napětí (blíže popsáno v kapitole 3.3.2. „Parametr impedance poruchové smyčky“). Z tohoto důvodu se v dnešní době klade důraz na dodržení hodnoty vztažné impedance tak, aby v každém bodě sítě byla hodnota Z_{3f} menší nebo rovna $0,28 \Omega$ (pro extravilán). Hlavním důvodem požadavku $Z_{3f} \leq 0,28 \Omega$ ovšem zůstává omezení zpětných vlivů spotřebičů do 16 A na síť a tím omezení vlivu těchto spotřebičů na kvalitu elektřiny.

Při návrhu průřezů vodičů na dodržení hodnoty vztažné impedance dále postupuji podle zdroje [1], podle kterého je možné pro návrh sítě počítat s impedancí největšího možného transformátoru, kterým je možné osadit transformační stanici (takový transformátor má nejmenší impedanci), i pokud bude ve skutečnosti osazen transformátor menší. V případě budoucích

problémů s kvalitou elektrické energie je totiž možné použitý transformátor vyměnit. V případě mnoha navrhovaných transformačních stanic (čtenář zatím ví jen o jedné, ale v dalším textu se seznámí s další TS) se jedná o transformátory o jmenovitých výkonech 400 kVA, které mají impedanci rovnu $0,01 \Omega$. S hodnotami těchto transformátorů skutečně počítám pouze při návrhu vedení na maximum Z_{3f} , pro následný výpočet ztrát a další ekonomické výpočty bude počítáno s hodnotami transformátorů, kterými budou nové TS skutečně osazeny. Tato myšlenka se vztahuje i na stávající transformátor v TS Vrbice Obec, který také lze při problémech s kvalitou elektřiny vyměnit maximálně za transformátor o jmenovitém výkonu 400 kVA.

Návrh varianty A sítě Vrbice na maximum Z_{3f} si můžete prohlédnout v příloze 4 – „Návrh řešení sítě Vrbice podle varianty A“ v dokumentu „Návrh na dodržení hodnoty vztažné impedance“. Typy použitých vodičů na jednotlivých úsecích sítě jsou uvedeny v tabulce 10. V úseku G – OM8 si můžete všimnout vodiče typu AYKYz, jedná se stejně jako v případě vodičů typu AES o vzdušný závěsný kabel. Tento kabel funguje jako přípojka k odběrnému místu. Tato přípojka již společnosti E. ON nepatří, navíc byla instalována nedávno. Do výpočtu jsem ho zahrnul z toho důvodu, že po realizaci rekonstrukce se bude odběrné místo OM8 nacházet na konci sítě, chtěl jsem proto předcházející úseky vedení navrhnout tak, aby maximální hodnota Z_{3f} byla dodržena i na konci tohoto kabelu. Měnit se také nebude kabelové vedení v úseku I – OM10, kde vede podzemní kabel typu AYKY $4 \times 16 \text{ mm}^2$.

Úsek vedení	Typ vodiče
TS - I	1-AES $4 \times 120 \text{ mm}^2$
I - J	1-AES $4 \times 120 \text{ mm}^2$
J - OM13	1-AES $4 \times 35 \text{ mm}^2$
J - OM14	1-AES $4 \times 120 \text{ mm}^2$
I - OM11	1-AES $4 \times 10 \text{ mm}^2$
I - OM10	AYKY $4 \times 16 \text{ mm}^2$

Úsek vedení	Typ vodiče
I - H	1-AES $4 \times 120 \text{ mm}^2$
H - OM9	1 - AES $4 \times 35 \text{ mm}^2$
H - G	1-AES $4 \times 120 \text{ mm}^2$
G - OM8	AYKYz $4 \times 16 \text{ mm}^2$
TS - OM7	1-AES $4 \times 120 \text{ mm}^2$
TS - OM12	1-AES $4 \times 16 \text{ mm}^2$

Tabulka 10 - Použité vodiče v síti Vrbice řešené pomocí varianty A na dodržení hodnoty vztažné impedance

Výsledné hodnoty Z_{3f} společně s hodnotami úbytků napětí ΔU v odběrných místech při dimenzování sítě Vrbice podle varianty A na dodržení hodnoty vztažné impedance jsou uvedeny v tabulce 11. Třífázová zkratová impedance byla spočtena podle stejných pravidel, jako v předcházejících případech. Při výpočtu úbytků napětí v odběrných místech jsem postupoval podle zdroje [12]. Spočetl jsem úbytky napětí na jednotlivých úsecích rekonstruované sítě podle vztahu:

$$\Delta U_{\dot{u}} = Z_{3f\dot{u}} * I_{\dot{u}}, \quad \{34\}$$

kde

$\Delta U_{\dot{u}}$ úbytek fázového napětí na úseku $\dot{u}$,

$Z_{3f\dot{u}}$ třífázová zkratová impedance úseku $\dot{u}$,

$I_{\dot{u}}$ proud tekoucí úsekem $\dot{u}$.

Úbytek napětí v odběrném místě je pak roven součtu úbytků napětí na úsecích vedení spojujícího transformační stanici, která odběrné místo napájí, a samotné odběrné místo. Příklad výpočtu úbytku napětí v odběrném místě OM14:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\dot{u}OM14} &= Z_{3fTS-I} * 6 * I_V + Z_{3fI-J} * 2 * I_V + Z_{3fJ-OM14} * I_V = \\ &= 0,09 * 6 * 5,81 + 0,05 * 2 * 5,81 + 0,16 * 5,81 = 4,63 \text{ V}. \end{aligned} \quad \{35\}$$

Odběrné místo	$Z_{3f} [\Omega]$	$\Delta U [V]$
OM7	0,25	1,39
OM8	0,26	4,53
OM9	0,27	4,68
OM10	0,15	3,36
OM11	0,25	3,93
OM12	0,25	1,39
OM13	0,28	4,44
OM14	0,31	4,63

Tabulka 11 – Hodnoty třífázové zkratové impedance Z_{3f} a úbytku napětí ΔU v odběrných místech sítě Vrbice řešené podle varianty A, dimenzované na dodržení hodnoty maximální hodnoty Z_{3f}

Z tabulky 10 je evidentní, že maximální povolená hodnota Z_{3f} v OM14 je překročena o necelých 11 %, což je v tomto případě možné přijmout. K tomuto překročení totiž dochází z důvodu vzdálenosti OM14 od transformační stanice (OM14 je vzdáleno 1132 m od TS). Snížení impedance lze v tomto případě dosáhnout pouze použitím silnějších vodičů, což by vzhledem k přenášenému výkonu, rozsahu sítě a počtu odběrných míst sítě napájených, nebylo ekonomicky ani technicky optimální řešení.

6.2.3. Porovnání hodnot rekonstruované sítě a závěr

Pokud srovnáme hodnoty úbytků napětí v odběrných místech z tabulky 10 s hodnotami uvedenými v tabulce 9, je možné konstatovat, že požadavek na dodržení hodnoty vztažné

impedance (maximální hodnoty Z_{3f}) je mnohem přísnější, než požadavek na dodržení maximálního úbytku napětí. Tomuto předpokladu v případě obou sítí Vitějovice i Vrbice odpovídá i následující úvaha. Požadavek na dodržení maxima Z_{3f} bude přísnější než požadavek na dodržení úbytku napětí až do velikosti přenášeného proudu:

$$I_{dov} = \frac{\Delta U_{dov}}{Z_{dov}} = \frac{23}{0,28} = 82,14 \text{ A}, \quad \{36\}$$

kde

I_{dov}	velikost proudu, kdy ještě bude požadavek impedance přísnější než požadavek úbytku napětí,
ΔU_{dov}	dovolený úbytek napětí (23 V),
Z_{dov}	maximální dovolená hodnota třífázové impedance sítě (0,28 Ω).

Proud o velikosti 82,14 A by navíc musel protékat celou délkou sítě (impedance o velikosti 0,28 Ω se totiž může nacházet až na konci sítě). Tento proud podle vztahu {13} odpovídá přenášenému výkonu 55,5 kW, takový výkon by mohl být přenášen pouze na úseku vedení TS-C v obci Vitějovice, kde již ve stávajícím stavu vedou vodiče o průřezu 70 mm². Jak ukáží v následujících variantách, bude navíc tento úsek sítě odlehčen, úbytek napětí na něm proto bude nízký.

Z těchto důvodů budu následující varianty řešení sítí Vrbice a Vitějovice navrhovat na dodržení maximální hodnoty vztažné impedance, kterou požaduje zadavatel práce. Dodržení maximálního úbytku napětí vždy jen v každé variantě ověřím výpočtem.

7. Návrh řešení sítě Vitějovice – varianta A

V této variantě řešení sítě Vitějovice využiji řešení sítě Vrbice, tedy přesněji nového vedení VN, které se musí zbudovat za účelem výstavby nové TS Vrbice Samoty. Tato varianta počítá s výstavbou nové transformační stanice Vitějovice Samoty v bodě D (v současné době je zde umístěn autotransformátor). Přípojka VN k transformační stanici bude zbudována podle katastrální mapy v příloze 6 „Návrh řešení sítě Vitějovice podle varianty A“. Díky nové TS Vitějovice Samoty bude dále možné síť rozpojit na hlavní větvi vedoucí z Vitějovic. TS Vitějovice Samoty tedy bude zajišťovat dodávku elektrické energie do odběrných míst OM1 – OM6.

Z důvodů, které jsem uvedl v předcházejícím textu, jsem navrhl řešení sítě Vitějovice podle varianty A na dodržení hodnoty vztažné impedance (maxima Z_{3f}). Správnost návrhu jsem ověřil výpočtem úbytků napětí v odběrných místech sítě. Při návrhu jsem použil stejných metod, jako v předcházejícím případě sítě Vrbice. Použité typy vodičů v úsecích takto rekonstruované sítě Vitějovice jsou uvedeny v tabulce 12, hodnoty Z_{3f} , stejně jako hodnoty úbytků napětí v odběrných místech sítě pak najdete v tabulce 13. Celý návrh řešení je uložen v příloze 6 „Návrh řešení sítě Vitějovice podle varianty A“ v dokumentu „Síť Vitějovice podle varianty A“.

Úsek vedení	Typ vodiče
TS Vitějovice Samoty	-
TS - OM1	1 - AES 4×70 mm ²
TS - E	1 - AES 4×95 mm ²
E - OM2	1 - AES 4×10 mm ²
E - OM3	1 - AES 4×95 mm ²
OM3 - OM4	1 - AES 4×95 mm ²
OM4 - OM5	1 - AES 4×95 mm ²
OM5 - OM6	1 - AES 4×95 mm ²

Tabulka 12 - Typy vodičů v úsecích sítě Vitějovice řešené podle varianty A a dimenzované na dodržení maximální hodnoty Z_{3f}

Odběrné místo	$Z_{3f} [\Omega]$	$\Delta U [V]$
OM1	0,27	1,49
OM2	0,25	2,85
OM3	0,10	2,76
OM4	0,16	3,77
OM5	0,24	4,63
OM6	0,28	4,90

Tabulka 13 - Hodnoty třífázové zkratové impedance Z_{vzt} a úbytku napětí ΔU v odběrných místech sítě Vitějovice rekonstruované podle varianty A na dodržení hodnoty vztažné impedance (maxima Z_{3f})

8. Návrh řešení sítí Vrbice a Vitějovice – varianta B

Varianta B využívá vedení VN, které míjí obce Vrbice a Vitějovice v severovýchodním směru. Napojením na toto vedení se opět zbudují přípojky pro nové transformační stanice Vrbice Samoty a Vitějovice Samoty. TS Vrbice Samoty je v této variantě umístěna v bodě K sítě Vrbice, TS Vitějovice Samoty je umístěna stejně jako v předcházejícím případě v bodě D sítě Vitějovice (návrh průřezů vodičů sítě Vitějovice tedy bude stejný, jako ve variantě A).

Tato varianta řešení dále počítá s demontáží úseku sítě Vrbice mezi body H a I. Tento úsek demontáže byl zvolen odlišný proti předchozí variantě z důvodu vzdálenosti nové TS Vrbice Obec. Pokud bychom demontovali stejný úsek vedení, jako v předcházející variantě, byla by odběrná místa OM8 a OM9 napájena z nové TS, od které by byla vzdálena více než 1 km (v případě OM8 by se jednalo o 1180 m). Obecně se v případě sítí NN nedoporučuje, aby odběrná místa byla vzdálena od transformační stanice, která je napájí, více než 1 km. Řešení sítí pomocí varianty B si můžete prohlédnout na katastrální mapě v příloze 7 „Návrh sítí pomocí varianty B“.

Síť Vrbice jsem opět navrhoval na dodržení hodnoty vztažné impedance (maximum Z_{3f}), výpočet byl proveden podle stejných pravidel, jako v předešlém textu a celý je uložen v příloze 7 v dokumentu „Síť Vrbice – varianta B“. Typy použitých vodičů v jednotlivých úsecích sítě Vrbice řešené podle varianty B jsou uvedeny v tabulce 14. Hodnoty Z_{3f} a úbytku napětí v odběrných místech sítě Vrbice (OM7 – OM14) si můžete prohlédnout v tabulce 15. Připomínám, že síť Vitějovice je rekonstruována v obou variantách stejným způsobem.

Úsek vedení	Typ vodiče	Úsek vedení	Typ vodiče
TS - OM14	1 - AES 4×10 mm ²	TS - F	1 - AES 4×120 mm ²
TS - J	1 - AES 4×120 mm ²	F - OM7	1 - AES 4×120 mm ²
J - OM13	1 - AES 4×35 mm ²	F - G	1 - AES 4×120 mm ²
J - I	1 - AES 4×120 mm ²	G - OM8	AYKYZ 4×16 mm ²
I - OM10	AYKY 4×16 mm ²	G - H	1 - AES 4×120 mm ²
I - OM11	1 - AES 4×25 mm ²	H - OM9	1 - AES 4×50 mm ²
I - OM12	1 - AES 4×120 mm ²		

Tabulka 14 - Typy vodičů v úsecích sítě Vrbice řešené podle varianty B a dimenzované na dodržení maximální hodnoty třífázové zkratové impedance

Odběrné místo	$Z_{3f} [\Omega]$	$\Delta U [V]$
OM7	0,25	1,98
OM8	0,26	2,92
OM9	0,28	3,05
OM10	0,25	4,42
OM11	0,26	4,48
OM12	0,32	4,85
OM13	0,27	3,94
OM14	0,26	1,43

Tabulka 15 - Hodnoty třífázové zkratové impedance Z_{3f} a úbytku napětí ΔU v odběrných místech sítě Vrbice rekonstruované podle varianty B na dodržení hodnoty vztažné impedance

Z hodnot uvedených v tabulce 15 je vidět, že dodržení maximálního úbytku napětí je v celé síti splněno s velkou rezervou. Takto dimenzovaná síť splňuje i požadavek na dodržení hodnoty vztažné impedance, tato hodnota je překročena pouze v odběrném místě OM12 o 14 %.

Překročení je nutné akceptovat stejně jako ve variantě A z důvodu technické i ekonomické optimálnosti daného návrhu řešení. Odběrné místo OM12 je vzdáleno od TS Vrbice Samoty 1177 m, dalšího snižování třífázové zkratové impedance v tomto bodě by bylo možné dosáhnout pouze instalací paralelních vodičů k nyní navrženému vedení, což by s ohledem na přenášený výkon nebylo ekonomické.

9. Technické posouzení variant rekonstrukce a doporučení

Obě varianty řešení jsou navrženy takovým způsobem, aby byla zaručena kvalita dodávané elektrické energie ve smyslu úbytků napětí v odběrných bodech sítě Vrbice i Vitějovice (tabulky 11, 13 a 15). Dále obě varianty řešení obou sítí splňují požadavek zadavatele projektu, který se týká dodržení hodnoty vztažné impedance na koncích sítě ($Z_{3f} \leq 0,28 \Omega$). Tento požadavek není splněn v případě varianty A v odběrném místě OM14 o necelých 11 %, v případě varianty B je maximální hranice Z_{3f} překročena v OM12 a to zhruba o 14 %. Tato překročení dovolené hodnoty Z_{3f} je nutné s ohledem na rozlohu sítě a přenášený výkon respektovat.

Síť Vitějovice je v obou variantách řešení navržena stejným způsobem. Varianty řešení sítě Vrbice se kromě průřezů jednotlivých úseků vedení liší v umístění nové transformační stanice a v části vedení navrženého k demontáži.

	Varianta A		Varianta B	
Odběrné místo	$Z_{3f} [\Omega]$	$\Delta U [V]$	$Z_{3f} [\Omega]$	$\Delta U [V]$
OM7	0,25	1,39	0,25	1,98
OM8	0,26	4,53	0,26	2,92
OM9	0,27	4,68	0,28	3,05
OM10	0,15	3,36	0,25	4,42
OM11	0,25	3,93	0,26	4,48
OM12	0,25	1,39	0,32	4,85
OM13	0,28	4,44	0,27	3,94
OM14	0,31	4,63	0,26	1,43

Tabulka 16 - Porovnání vypočtených technických hodnot v odběrných místech sítě Vrbice řešené různými variantami – zeleně vyplněné buňky označují hodnoty, ve kterých je varianta A lepší, než varianta B, žlutá výplň značí stejné hodnoty, červená výplň zvýrazňuje hodnoty, v nichž je varianta A horší, než varianta B

Z tabulky 16 je vidět, že obě varianty dosahují velmi podobných technických parametrů. Jen mírně lepší z pohledu Z_{3f} je síť řešená variantou A, protože dosahuje ve 4 odběrných místech lepších hodnot, než síť řešená variantou B. Z technického hlediska bychom tedy přistoupili k realizaci rekonstrukce variantou A, rozdíly technických hodnot sítě řešené jakoukoliv z navrhovaných variant jsou však tak minimální, že by bylo krátkozraké rozhodovat se pouze na základě těchto dvou ukazatelů. Vzhledem k tomu, že obě varianty řešení splňují požadované technické parametry a tudíž by bylo možné realizovat jakoukoliv z nich, je nutné se rozhodnout, k jaké variantě přistoupit, na základě ekonomického hodnocení.

10. Ekonomické hodnocení variant rekonstrukce

V předcházejících odstavcích bylo dokázáno, že síť rekonstruovaná podle obou variant řešení budou splňovat technické požadavky, přičemž při realizaci rekonstrukce podle varianty A budou technické požadavky splněny s větší rezervou, než při rekonstrukci variantou B. Na základě výsledků této kapitoly rozhodnu, jakou variantu rekonstrukce doporučím k realizaci. Varianty řešení rekonstrukce posoudím v následujících odstavcích jako vzájemně se vylučující investice, hodnocení tedy bude založeno na velikosti hotovostních toků, které budeme při realizaci jednotlivých investic očekávat. **Je také nutné počítat s faktem, že se jedná o vynucenou investici, což znamená, že primárním účelem této investice není zvýšit hodnotu investorova jmění. Rekonstrukce sítě se musí uskutečnit z důvodu dodržení bezpečnosti a kvality dodávky elektrické energie, jednu z variant rekonstrukce je tedy nutné zvolit v jakémkoliv případě.**

10.1. Volba metody ekonomického hodnocení

K nejběžnějším kritériím hodnocení investic patří podle [13] z důvodu své jednoduchosti prostá doba splacení investice {37} a výnosnost investice {38}. Oba vztahy jsou převzaty ze zdroje [13].

$$\sum_{t=0}^{PP} CF_t \geq 0, \quad \{37\}$$

kde

PP doba splacení investice,

CF_t velikost Cash Flow (peněžních toků) v roce t .

Kritériální podmínka je pak dosažení minimální hodnoty PP.

$$ROI = \frac{\frac{\sum_{t=0}^T CF_t}{T}}{|CF_0|}, \quad \{38\}$$

kde

ROI výnosnost investice (Return on Investment),

T doba, za kterou danou investici hodnotíme,

CF_0 hodnota peněžních toků v nultém roce hodnocení investice.

Kritériální podmínkou je v tomto případě dosažení maximální hodnoty ROI.

Tyto dvě metody hodnocení investic jsou sice oblíbené z důvodu své jednoduchosti, hodí se však maximálně k prvotnímu hrubému odhadu. Metody totiž zanedbávají časovou cenu peněz, v případě doby splacení metoda také zanedbává skutečnosti, které nastávají po splacení investice.

Dalšími metodami, které však nezanedbávají časovou cenu peněz a vyhodnocují investici po celou dobu její životnosti, jsou metody založené na velikosti čisté současné hodnoty (NPV) a vnitřního výnosového procenta (IRR). Vztahy pro výpočet NPV a IRR jsou převzaty ze zdroje [13].

$$\sum_{t=0}^T CF_t * (1 + IRR)^{-t} = 0, \quad \{39\}$$

kde

IRR vnitřní výnosové procento (Internal Rate of Return), pro nějž je kritériální podmínka dosažení maxima.

$$NPV = \sum_{t=0}^T CF_t * (1 + r)^{-t}, \quad \{40\}$$

kde

NPV čistá současná hodnota (Net Present Value), pro kterou je kritériální podmínka dosažení maxima.

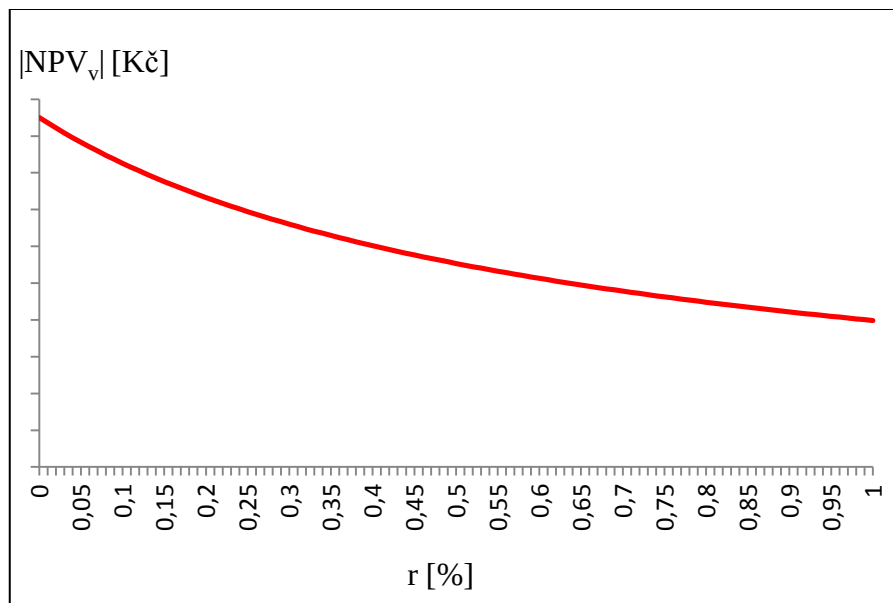
r diskont (viz. kapitola 10.6. „Diskont – WACC“).

Obě dvě varianty řešení rekonstrukce v našem případě zajišťují dodávku elektřiny do stejného množství odběrných míst, výnos z distribuce elektřiny proto bude stejný bez ohledu na to, jakou variantu rekonstrukce zvolíme k realizaci. Z tohoto důvodu je jednodušší modifikovat výpočet jakoukoliv metodou na tzv. výdajový tvar, což znamená, že do výpočtu bude vstupovat pouze cash flow výdajů, o jehož složení se dočtete níže.

Pro výpočet na základě cash flow výdajů se nehodí metoda hodnocení založená na výpočtu IRR, protože abychom mohli určit hodnotu vnitřního výnosového procenta, musí se v průběhu doby hodnocení alespoň jednou změnit znaménko u finančních toků. Hodnota IRR totiž v grafu závislosti velikosti NPV na velikosti diskontu leží na průsečíku funkce $NPV = f(r)$ a osy diskontu r . Průběh závislosti absolutních hodnot NPV výdajů na velikosti diskontu bude mít v případě realizace jakékoliv z variant rekonstrukce přibližný tvar funkce zobrazené na grafu 12.

Jak je možné z tohoto grafu vidět, funkce $NPV = f(r)$ nemá s osou diskontu žádný společný bod, IRR v tomto případě tedy neexistuje.

Z těchto důvodů je nejlepší možností hodnotit navržené varianty rekonstrukce na základě velikosti jejich NPV výdajů.



Graf 12 - Závislost absolutní hodnoty $|NPV_v|$ výdajů na procentuální hodnotě diskontu r – obecný tvar funkce

10.2. Čistá současná hodnota výdajů (NPV_v)

Z důvodů uvedených v předcházejících odstavcích jsem se rozhodl k hodnocení variant rekonstrukce na základě velikosti čisté současné hodnoty výdajů (NPV_v). Aby byl výpočet přehledný a výsledky snadno porovnatelné, upravím vztah {40} na vztah {41}:

$$NPV_v = \sum_{t=0}^{T_p} |CF_{vt}| * (1 + r)^{-t}, \quad \{41\}$$

kde

T_z doba porovnání (bude určena v následujících kapitolách),

NPV_v NPV výdajů,

$|CF_{vt}|$ cash flow výdajů v roce t .

Kriteriální podmínka výpočtu se pro takto upravený vztah mění na požadavek dosažení minimální hodnoty NPV_v , k rekonstrukci budu tedy doporučovat variantu, jejíž hodnota NPV_v bude nižší.

Hodnotu cash flow výdajů v jednotlivých letech určím podle vztahu:

$$CF_{vt} = VI + N_{pt} + Z_t, \quad \{42\}$$

kde

VI	vstupní investice (pouze v nultém roce),
N_{pt}	stálé provozní výdaje v roce t,
Z_t	výdaje na ztráty elektrické energie v síti (vedení a transformátorech).

10.3. Rozpočet vstupních investic rekonstrukce podle variant

Při posuzování variant pomocí NPV výdajů si můžeme dovolit výpočet vstupní investice zjednodušit takovým způsobem, že budeme započítávat pouze činnosti, které jsou v obou variantách odlišné. Nemá totiž smysl započítávat výdaje vynaložené např. na výstavbu nové transformační stanice Vitějovice Samoty, s jejíž výstavbou se počítá v obou variantách, taková činnost totiž nemá z pohledu rozhodování na základě výdajů žádný význam.

Obě navržené varianty jsou shodné v návrhu rekonstrukce sítě Vitějovice, při určení vstupní investice se tedy touto sítí nebudu vůbec zabývat. Stejně tak obě investice počítají s výstavbou transformační stanice Vrbice Samoty, která by byla při zvolení jakékoliv varianty osazena transformátorem o stejném typovém výkonu. Dále už se varianty rozcházejí v přístupu řešení výstavby sítě VN, stejně jako ve způsobu rekonstrukce sítě Vrbice.

Zjednodušený rozpočet obou variant je uveden v následujících tabulkách. Rozpočet je uvedený v maximálně podrobné formě, jaké mi bylo pro účel diplomové práce společností E.ON povoleno zveřejnit.

Varianta A		
Typ práce	Rozsah	Cena [Kč]
VN část		
Výstavba vedení VN včetně podpěrných bodů	2 686 m	891 752
NN část		
Demontáž podpěrných bodů (včetně vedení)	50 ks	150 000
Instalace průběžných podpěrných bodů	37 ks	555 000
Instalace kotevních podpěrných bodů	12 ks	336 000
Instalace koncových podpěrných bodů	8 ks	408 000
Instalace 1-AES 4×120 mm ²	2 468 m	550 364
Instalace 1-AES 4×35 mm ²	231 m	21 714
Instalace 1-AES 4×16 mm ²	125 m	7 375
Instalace 1-AES 4×10 mm ²	48 m	2 256
Vstupní investice celkem		2 922 461

Tabulka 17 - Rozpočet vstupní investice řešení podle varianty A

Varianta B		
Typ práce	Rozsah	Cena [Kč]
VN část		
Výstavba vedení VN včetně podpěrných bodů	2 462 m	817 384
NN část		
Demontáž podpěrných bodů (včetně vedení)	47 ks	141 000
Instalace průběžných podpěrných bodů	39 ks	585 000
Instalace rohových podpěrných bodů	13 ks	364 000
Instalace koncových podpěrných bodů	8 ks	408 000
Instalace 1-AES 4×120 mm ²	2 705 m	603 215
Instalace 1-AES 4×50 mm ²	86 m	11 782
Instalace 1-AES 4×35 mm ²	145 m	13 630
Instalace 1-AES 4×25 mm ²	48 m	3 792
Instalace 1-AES 4×10 mm ²	80 m	3 760
Vstupní investice celkem		2 951 563

Tabulka 18 - Rozpočet vstupní investice řešení podle varianty B

10.4. Stálé provozní výdaje

Stálé provozní výdaje N_{pt} jsou v distribučních sítích tvořeny převážně výdaji na práci týkající se údržby a provozu sítě. Stanovení provozních výdajů provedu procentuálním odhadem z výše vstupní investice, tento postup je běžně používán. Provozní výdaje na údržbu a provoz sítě NN

jsou vyšší, než výdaje v případě sítě VN, to je způsobeno členitostí a složitostí sítě NN (množství ochranných a rozpojovacích zařízení, uzemnění atd.). Zadavatelem práce mi na základě dlouhodobých statistických pozorování a výpočtů výdajů na provoz sítí podobných sítí Vrbice, Samoty bylo doporučeno určit velikost ročních stálých provozních výdajů sítě NN jako 2 % vstupní investice, v případě sítě VN budou tyto výdaje rovny 1,2 % vstupní investice. Velikost stálých provozních výdajů v prvním roce provozu sítě rekonstruované podle varianty A tedy bude:

$$N_{p1A} = 0,012 * VI_{VN} + 0,02 * VI_{NN} = 0,012 * 891752 + 0,02 * 1880709 = 48\,315 \text{ Kč}, \{43\}$$

kde

N_{p1A}	roční výdaje na provoz sítě při realizaci rekonstrukce podle varianty A [Kč],
VI_{VN}	výdaje na výstavbu sítě VN [Kč],
VI_{NN}	výdaje na výstavbu sítě NN [Kč].

Dále pak velikost stálých provozních výdajů v prvním roce provozu sítě rekonstruované podle varianty B bude:

$$N_{p1B} = 0,012 * VI_{VN} + 0,02 * VI_{NN} = 0,012 * 817384 + 0,02 * 1993179 = 49\,672 \text{ Kč}, \{44\}$$

kde

N_{p1B}	roční výdaje na provoz sítě při realizaci rekonstrukce podle varianty B [Kč].
-----------	---

Skutečnost, že tyto výdaje nazývám stálé, neznamena, že se jejich velikost nebude za celou dobu porovnávacího období měnit, stálá zůstane pouze jejich reálná velikost. Vzhledem k tomu, že jsou tyto výdaje tvořeny hlavně výdaji na mzdy zaměstnanců, kteří budou provádět pravidelné kontroly a opravy, musí se z důvodu působení inflace jejich nominální hodnota každý rok zvyšovat o velikost indexu růstu mezd, aby platy zaměstnanců zachovaly svou kupní sílu. Tento předpoklad růstu mezd zaměstnanců společnosti E.ON potvrdil i vedoucí práce Ing. Petr Šlajs.

Index růstu mezd zaměstnanců se tedy bude rovnat velikosti míry inflace. Od roku 1998 plní Česká národní banka (ČNB) své měnověpolitické úlohy (zabezpečení cenové stability) pomocí cílování inflace, což v podstatě znamená, že ČNB vyhlásí na základě makroekonomických prognóz inflační cíl, který se v následujícím období snaží dodržet (v poslední době se tato snaha projevila například oslabením koruny vůči euru, které podle ČNB pomohlo zbrzdit deflační

tendence České ekonomiky). Inflační cíl ČNB pro období minimálně do roku 2015 je podle čtvrtletně vydávané zprávy o inflaci [20] roven 2 % s tolerančním pásmem ± 1 %. Index růstu mezd zaměstnanců společnosti E.ON tedy budu předpokládat roven 2 %.

10.5. Výdaje na ztráty – variabilní výdaje

Variabilní výdaje jsou v případě distribuční sítě tvořeny hlavně výdaji na pokrytí ztrát, které vznikají při přenosu a transformaci elektřiny. Ztráty elektrické energie v distribuční síti se rozdělují na ztráty ve vedení a na ztráty v transformátorech.

10.5.1. Ztráty ve vedení

Celková velikost ztrát elektrické energie ve vedení bude v naší rekonstruované síti tvořena jednak ztrátami v úseku VN, hlavně pak ale ztrátami ve vedení NN.

Ztráty ve vedení VN jsou v případě naší rekonstrukce naprosto zanedbatelné. Jedná se totiž v případě varianty A, která počítá s delším úsekem vedení VN, o 2,7 km dlouhý úsek, který zásobuje 14 rodinných domů (samoty na okraji Vítějovic a Vrbic). Rozdíl délky vedení VN v jednotlivých variantách rekonstrukce, který je z pohledu hodnocení na základě NPV výdajů důležitý, je navíc jen 224 m. I kdyby bylo uvažováno s maximem výpočtového zatížení na jedno odběrné místo (3,95 kW/OM), bude síť VN zatížena výkonem 55,3 kW, v jedné fázi vedení by pak tekla proud o velikosti 1,48 A. Proud o této velikosti způsobuje na vedení VN o délce 224 m při standardním použitém vodiči typu AlFe 42 mm² (který má měrný odpor 0,69 Ω /km) podle vztahu {46} okamžité ztráty činného výkonu o velikosti 1,02 W. I přes to, že tato zjednodušená ilustrativní úvaha byla provedena při uvažování extrémního zatížení, s kterým bylo počítáno při výpočtu maximálního úbytku napětí, je vidět, že ztráty činného výkonu na „rozdílové“ délce vedení VN (rozdíl délek vedení mezi variantou A a B) je zanedbatelný. Z tohoto důvodu je možné zjednodušit výpočet ztrát ve vedení sítě rekonstruované podle libovolné varianty na výpočet ztrát ve vedení NN.

Ve výpočtech dále nebudu uvažovat zatížení sítě výpočtovým výkonem, jako v předcházející ilustrativní úvaze, ale budu vycházet z měření, které bylo na síti provedeno.

Velmi přesnou metodou stanovení zatížení sítě by byla metoda založená na analýze typových diagramů dodávky odběrných míst, které naše síť zásobuje elektřinou. Ke konstrukci typového diagramu dodávky jednotlivých odběrných míst na základě normalizovaného typového diagramu dodávky, který poskytuje operátor trhu s elektřinou, bychom však museli znát tarif a roční

spotřebu elektřiny v jednotlivých odběrných místech. Tyto dvě informace jsou obchodním tajemstvím společnosti E. ON a není možné je zveřejnit.

Z toho důvodu vyjdu při určení ročního zatížení sítě Vrbice z provedeného měření. Zaznamenané hodnoty proudu poměrně rozdělím na počet odběrných míst a budu počítat s předpokladem, že všechna odběrná místa mají stejný diagram odběru.

Třífázové ztráty ve vedení jsou podle [14] obecně definovány vztahem:

$$\Delta S = 3 * Z * I^2 = 3 * R * I^2 + j * 3 * X * I^2 \text{ [VA]}, \quad \{45\}$$

kde

Z impedance vedení [Ω],
R činný odpor vedení [Ω],
X reaktance vedení [Ω].

Třífázové ztráty činného výkonu potom budou podle [14] rovny:

$$\Delta P_{\dot{u}} = 3 * R_{\dot{u}} * I_{\dot{u}}^2 \text{ [W]}, \quad \{46\}$$

kde

$\Delta P_{\dot{u}}$ ztráty činného výkonu v úseku $\dot{u}$ vedení [W],
 $R_{\dot{u}}$ činný odpor úseku $\dot{u}$ vedení [Ω],
 $I_{\dot{u}}$ naměřený proud úsekem $\dot{u}$ vedení [A] (ve výpočtu předpokládám souměrné zatížení vedení, hodnota $I_{\dot{u}}$ tedy bude vypočtena z naměřené hodnoty zatížení transformační stanice podle vztahu {13}).

Hodnotu $I_{\dot{u}}$ výpočtu v souladu s předpokladem stejného diagramu zatížení všech odběrných míst podle vztahu:

$$I_{\dot{u}} = n * I_{OM}, \quad \{47\}$$

kde

n počet odběrných míst, které úsek $\dot{u}$ zásobuje energií,
 I_{OM} velikost naměřeného proudu připadající na jedno odběrné místo [A].

Vzhledem k tomu, že jsou ztráty činného výkonu úměrné druhé mocnině proudu tekoucího vodiči, je nutné velikost proudu I_{OM} určit pro každý měřicí interval. Pro ilustraci bude velikost proudu $I_{\dot{u}}$ úsekem TS – I v prvním měřicím intervalu ve variantě A:

$$I_{TS-I} = 6 * 0,96 = 5,76 \text{ A}. \quad \{48\}$$

Ztráty činného výkonu ve vedení nakonec vypočtu podle vztahu:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i [W]. \quad \{49\}$$

Takto vypočtené ztráty ve vedení (ΔP) vyjadřují ztráty činného výkonu, které koná vedením procházející proud po dobu 10 minut, což je doba mezi měřicími intervaly, ve kterých měřicí přístroj zaznamenával střední hodnoty přenášeného výkonu. Desetiminutové střední hodnoty proudu jsou nejpřesnějším přiblížením skutečného zatížení sítě, kterého jsme schopni dosáhnout. Množství ztracené elektrické energie ve vedení sítě Vrbice během x – tého 10 minutového měřicího intervalu je rovno:

$$\Delta E_x = \Delta P * t [Wh], \quad \{50\}$$

kde

t délka měřicího intervalu [1/6 h].

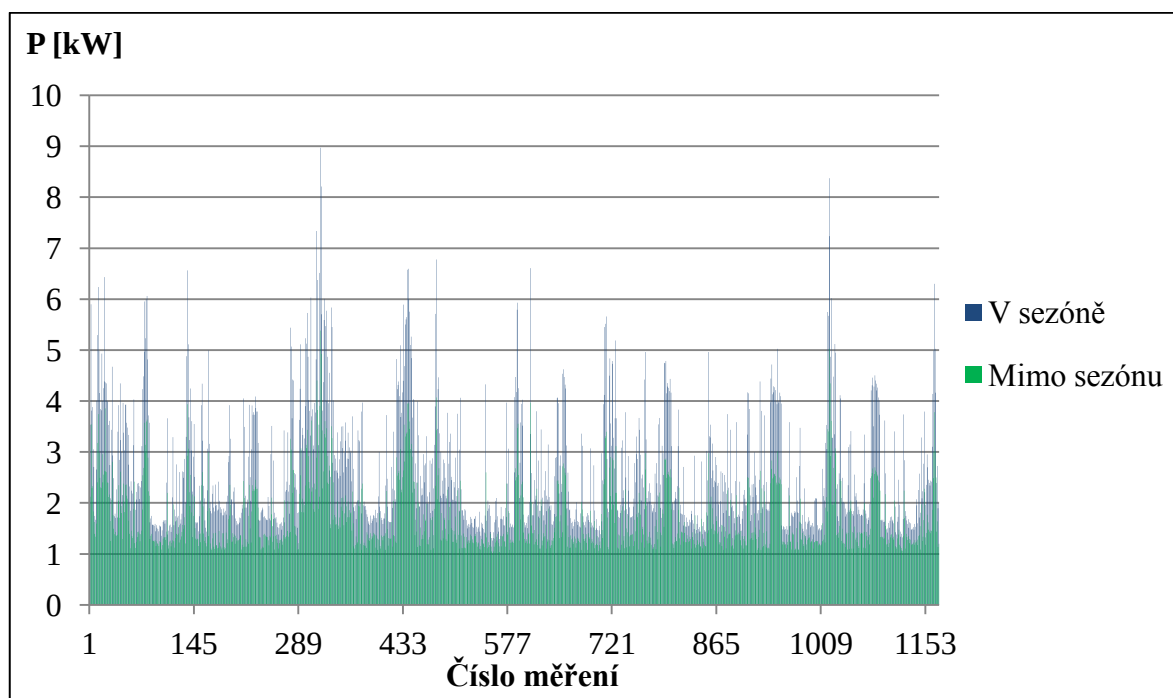
Celková hodnota ztrát elektřiny ve vedení sítě Vrbice během celého sledovaného období, které obsahuje 1172 měřicích intervalů, bude rovna:

$$\Delta E = \sum_{x=1}^{1172} \Delta E_x [Wh], \quad \{51\}$$

Hodnota ztrát spočtená podle vztahu {51} se bude během celého roku opakovat v pravidelných intervalech rovných délce sledovaného období, přičemž diagram zatížení a tedy i diagram ztrát bude během roku upraven v souladu s následující úvahou.

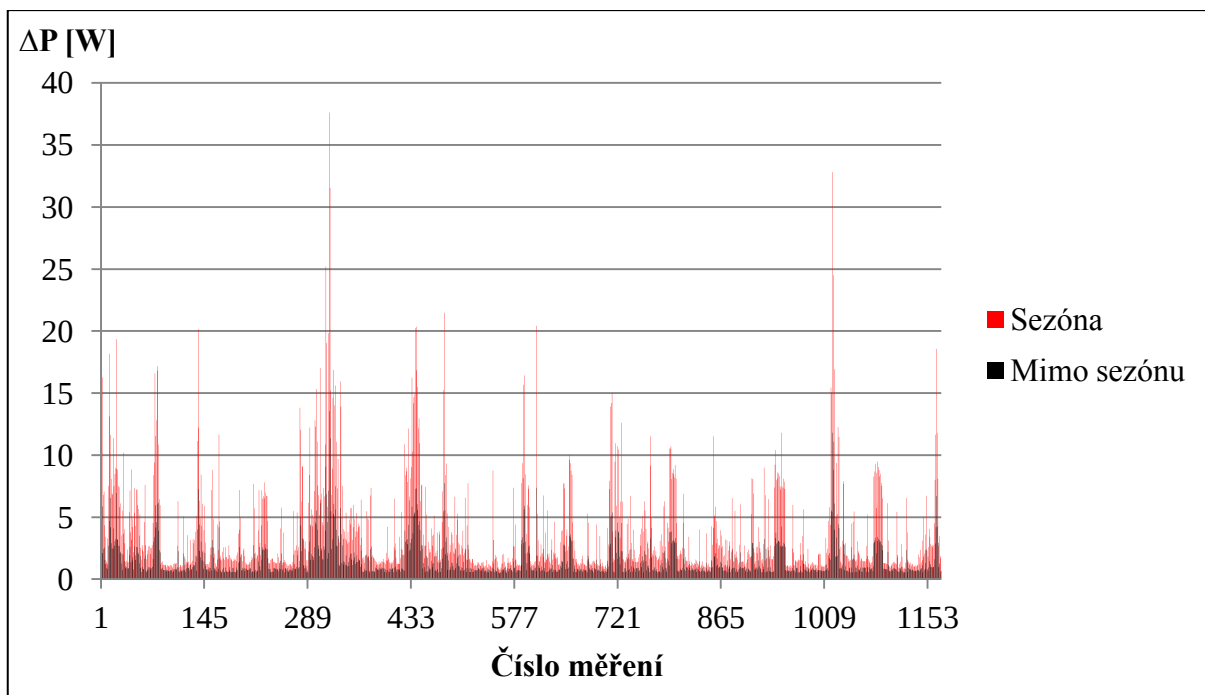
Osmidenní měření bylo provedeno v létě, kdy se na síti Vrbice předpokládá nejvyšší zatížení (z důvodu 50 % podílu odběrných míst tvořených rekreačními domy). S naměřeným osmidenním diagramem tedy budu počítat po dobu 6 měsíců (rekreační sezóna květen až říjen). Ve zbytku roku budu počítat s diagramem zatížení upraveným podle následující úvahy. Z naměřených hodnot je možné zjistit, že základní zatížení diagramu má velikost do 1800 W. Toto zatížení snížím mimo sezónu o 20 %. Střední a špičkové zatížení sítě bude pak sníženo o 40 %, diagram zatížení tedy bude mimo chatařskou sezónu rovnoměrnější. Základní zatížení je sníženo méně, než zatížení střední a špičkové z toho důvodu, že je tvořeno často využívanými spotřebiči, spotřebiči ve standby režimu atd., kterých je ve stále obytných domech více, než v domech rekreačních. Střední a špičkové zatížení poklesne mimo sezónu více. Tento postup tvorby ročního diagramu zatížení je přesnější, než opakování osmidenního naměřeného diagramu po

celý rok. Celý výpočet ztrát ve vedení je uložen v příloze 8 „Ztráty“ v dokumentu „Ztráty ve vedení“. Výsledky výpočtů jsou uvedeny v tabulkách 19 a 20 na následujících stránkách.



Graf 13 - Osmidenní diagram zatížení sítě Vrbice - interval mezi značkami představuje jeden den

Pro ilustraci uvádím ještě osmidenní diagram ztrát v období chatařské sezóny a mimo ní. Na diagramu je dobře vidět, že ve špičkách, ve kterých jsem snížil zatížení mimo sezónu o 40 %, dochází k mohutnému poklesu ztrát. Tento jev je opět způsoben závislostí ztrát ve vedení na druhé mocnině procházejícího proudu. Klesne – li zatížení na 60 % původní hodnoty, ztráty poklesnou na 36 % původní velikosti.



Graf 14 - Osmidenní diagram ztrát ve vedení sítě Vrbice

Sezóna (květen - říjen) - 184 dní	
Celkem sítě přenesená energie za sledované období (195,17 h) [kWh]	509,41
Sledované období je obsaženo v intervalu květen - říjen	22,63
Celkem sítě přenesená energie za sezónu[kWh]	11 526,28
Varianta A	
Celkem ztráty ve vedení za sledované období (195,17 h) [kWh]	0,75
Celkem ztráty ve vedení za sezónu [kWh]	17,06
Varianta B	
Celkem ztráty ve vedení za sledované období (195,17 h) [kWh]	0,74
Celkem ztráty ve vedení za sezónu[kWh]	16,66

Tabulka 19 - Množství ztracené elektrické energie v síti Vitějovice během chatařské sezóny

Mimo sezónu (září - duben) - 181 dní	
Celkem sítě přenesená energie za 195,17 h [kWh]	325,83
Sledované období je obsaženo v intervalu září - duben	22,26
Celkem sítě přenesená energie za období mimo sezónu [kWh]	7 252,27
Varianta A	
Celkem ztráty ve vedení za 195,17 h [kWh]	0,29
Celkem ztráty ve vedení za období mimo sezónu[kWh]	6,52
Varianta B	
Celkem ztráty ve vedení za 195,17 h [kWh]	0,29
Celkem ztráty ve vedení za celé období mimo sezónu[kWh]	6,36

Tabulka 20 - Množství ztracené elektrické energie v síti Vitějovice mimo chatařskou sezónu

Ztráty ve vedení sítě Vrbice by měly při realizaci rekonstrukce sítě podle varianty A v roce 2013 (rok, kdy bylo provedeno měření) velikost 23,58 kWh. Pokud by byla síť rekonstruována podle varianty B, měly by ztráty elektrické energie velikost 23,02 kWh. V síti rekonstruované podle varianty A by docházelo k vyšším ztrátám i přes to, že její celková délka je menší, než síť rekonstruovaná podle varianty B (při realizaci varianty A se demontuje delší úsek stávajícího vedení). Tento jev je způsoben faktem, že síť rekonstruovaná podle varianty B je rovnoměrněji zatížena a jak už bylo řečeno dříve, ztráty rostou s kvadrátem zatížení. Více než 66 % celkových ztrát při realizaci rekonstrukce variantou A je totiž konáno na úseku TS – I, kterým protéká výkon pro 6 odběrných míst, při rekonstrukci variantou B není žádný úsek sítě takto zatížen. Z vypočtených ročních hodnot ztracené elektrické práce je vidět, že velikost ztrát nebude při rozhodování, k jaké variantě rekonstrukce přistoupit, hrát hlavní roli.

Na síti dochází k minimálním ztrátám bez ohledu na to, jakou variantu rekonstrukce zvolíme k realizaci. Obě varianty rekonstrukce totiž počítají z důvodu velké délky sítě Vrbice s použitím velmi silných vodičů, aby byly dodrženy hodnoty vztažné impedance a tím i zkratové poměry na konci sítě, která pokrývá poměrně rozlehlé území. Vodiče o velkém průřezu jsou tedy použity z důvodu vzdálenosti odběrných míst od transformačních stanic, nikoliv z důvodu velikosti zatížení sítě. Vedlejším produktem použití takto silných vodičů, které mají velmi malý činný odpor, je zanedbatelná velikost ztrát elektrické energie ve vedení.

Velikost ztrát bude po dobu optimalizačního období meziročně zvyšována o 1,81 %, tento eskalační koeficient ztrát je vypočten v souladu s předpokladem meziročního nárůstu zatížení 0,9 %, jehož velikost je zdůvodněna v kapitole 3.2. „Výkonové dimenzování“ a ze skutečnosti, že velikost ztrát je úměrná druhé mocnině velikosti zatížení.

10.5.2. Ztráty v transformátorech

Ztráty v transformátorech se podle [10] dělí na ztráty stálé v železe a na ztráty proměnné v mědi, ztráty průsakem izolací a dielektrické ztráty lze u transformátorů podle [10] zanedbat. Ztráty v mědi jsou konány proudem, který prochází primární i sekundární stranou vinutí transformátoru a jsou stejně jako ztráty ve vedení úměrné druhé mocnině tohoto proudu.

Ztráty v železe transformátoru se skládají z hysterezních ztrát a ztrát vířivými proudy v magnetickém obvodu transformátoru. Tyto ztráty se konají po celou dobu, po kterou je transformátor připojen k nadřazené síti, neohledně na velikost zatížení na sekundární straně transformátoru. Celkové roční ztráty elektrické energie v transformátoru jsou pak podle [10] dány vztahem:

$$W_{zr} = P_0 * T_{pr} + P_{kn} * \frac{S_m^2}{S_n^2} * T_z, \quad \{52\}$$

kde

W_{zr}	roční ztráty elektrické energie v transformátoru [Wh],
P_0	jmenovité ztráty transformátoru naprázdno [W],
T_{pr}	roční doba provozu transformátoru (v našem případě platí pro všechny transformátory $T_{pr} = 8760 \text{ h} = 1 \text{ rok}$)
P_{kn}	jmenovité ztráty transformátoru nakrátko [W],
S_m	roční maximum zatížení transformátoru [VA],
S_n	jmenovitý výkon transformátoru [VA],
T_z	roční doba plných ztrát [h].

10.5.2.1. Jmenovité ztráty transformátorů naprázdno a nakrátko

Jmenovité ztráty transformátoru naprázdno a nakrátko jsou parametry určené konstrukcí transformátoru. Tyto parametry je možné získat z měření transformátoru naprázdno a nakrátko, běžně je však uvádí výrobce transformátoru. V případě metody ekonomického posouzení na základě NPV výdajů navržených variant rekonstrukce naší sítě je pro výpočet stěžejní znát ztráty v transformátoru Vrbice Obec a Vrbice Samoty. Transformátory Vitějovice Obec a Vitějovice Samoty budou mít stejné ztráty bez ohledu na to, ke které variantě rekonstrukce bude ve finále přistoupeno.

Transformátor Vrbice Obec má jmenovitý výkon 100 kVA, jeho jmenovité ztráty naprázdno jsou rovny 0,23 kW, jmenovité ztráty nakrátko mají velikost 1,75 kW. Nová transformační stanice Vrbice Samoty bude v souladu s pravidly uvedenými v kapitole 3.2. „Výkonové dimenzování“ osazena transformátorem o jmenovitém výkonu 50 kVA. Podle pravidel uvedených v [1] se má velikost nového transformátoru volit podle velikosti stávajícího zatížení, transformátor o jmenovitém výkonu 50 kVA je nejmenší, který společnost E. ON instaluje. Jmenovité ztráty naprázdno tohoto transformátoru mají velikost 0,15 kW, jmenovité ztráty nakrátko jsou rovny 1,05 kW.

10.5.2.2. Roční maximum zatížení transformátorů

Při určení velikosti ročního maxima transformátorů v síti Vrbice vyjde z měření provedeného na transformační stanici Vrbice Obec v roce 2013. Roční maximum zatížení transformátoru Vrbice Obec v roce 2013 bylo rovno 8,967 kW, při předpokládané velikosti účinníku podle [1] $\cos \varphi = 0,98$ bude podle [7] roční zatížení transformátoru zdánlivým výkonem rovno:

$$S_{max2013} = \frac{P_{max2013}}{\cos \varphi} = \frac{8,967}{0,98} = 9,15 \text{ kVA}, \quad \{53\}$$

kde

$S_{max2013}$ maximální zatížení zdánlivým výkonem transformátoru Vrbice Obec vypočtené z naměřeného maxima zatížení činným výkonem $P_{max2013}$ [kW].

Toto maximální zatížení transformátoru Vrbice Obec bylo naměřeno v sezóně, přičemž bylo transformátorem zásobováno 8 odběrných míst. Maximální zatížení transformátoru bude mimo sezónu v souladu s kapitolou 10.5.1. „Ztráty ve vedení“ sníženo o 40 %, tedy na velikost 5,49 kVA. Transformátory umístěné v transformačních stanicích Vrbice Obec a Vrbice Samoty však napájí při realizaci jednotlivých variant rekonstrukce sítě odlišný počet odběrných míst, naměřené maximální zatížení transformátoru proto přepočtu na jedno odběrné místo. Zatížení daného transformátoru pro danou variantu rekonstrukce pak získám podle počtu odběrných míst, která transformátor bude napájet. Například transformátor Vrbice Samoty by byl v sezóně roku 2013 při realizaci varianty rekonstrukce A, kdy tento transformátor napájí 7 odběrných míst zatížen maximálním zdánlivým výkonem:

$$S_{TVSAmax2013} = \frac{S_{max2013}}{8} * 7 = 8 \text{ kVA}, \quad \{54\}$$

kde

$S_{TVSAmax2013}$ maximální zatížení transformátoru Vrbice Samoty v roce 2013 při realizaci rekonstrukce podle varianty A.

Aplikací tohoto postupu je možné vypočítat maximální zatížení transformátorů sítě Vrbice pro jednotlivé metody rekonstrukce a pro období během sezóny a mimo sezónu. Výsledky jsou uvedeny v tabulce 21. Maximální zatížení transformátorů se bude v souladu s kapitolou 3.2. „Výkonové dimenzování“ meziročně zvyšovat o 0,9 %.

Maximální zatížení transformátorů sítě Vrbice [kVA]		
Během sezóny		
Transformátor	Varianta A	Varianta B
Vrbice Obec	1,14	3,43
Vrbice Samoty	8,01	5,72
Mimo sezónu		
Vrbice Obec	0,69	2,06
Vrbice Samoty	4,80	3,43

Tabulka 21 - Maximální zatížení transformátorů sítě Vrbice během sezóny a mimo ní; při realizaci jednotlivých variant rekonstrukce

10.5.2.3. Doba využití maxima a doba plných ztrát transformátorů

Aby bylo možné určit celkovou ztracenou energii v transformátorech sítě Vrbice, která je způsobena proměnnými ztrátami nakrátko, je podle vztahu {52} nutné znát tzv. dobu plných ztrát za období, za něž se celkové ztráty v transformátoru vyhodnocují. Doba plných ztrát za sledované období je podle [10] definována jako doba, za kterou by se při maximálním přeneseném výkonu ztratilo ve vedení (ve vinutí transformátoru) stejné množství elektrické energie, jako při proměnlivém zatížení během sledovaného období. Z definice této veličiny je evidentní, že délka doby plných ztrát je velmi závislá na tvaru diagramu zatížení a tedy i diagramu ztrát. Čím bude mít diagram zatížení vyšší špičky a čím bude těchto špiček více, tím bude doba plných ztrát za sledované období kratší. V předcházejících kapitolách jsem rozdělil roční diagram zatížení sítě Vrbice na dva půlroční diagramy (podle chatařské sezóny). Tyto půlroční diagramy jsou tvořeny periodickým opakováním týdenních diagramů, které jsem získal z měření zatížení na transformační stanici TS Vrbice. Z tohoto důvodu je jasné, že doba plných ztrát bude v sezóně jinak dlouhá, než doba plných ztrát mimo sezónu.

Velikost doby plných ztrát za určité sledované období bude podle [10] rovna:

$$T_z = \left[0,2 * \frac{T_m}{T} + 0,8 * \left(\frac{T_m}{T} \right)^2 \right] * T, \quad \{55\}$$

kde

T_m doba využití maximálního zatížení [h],

T délka sledovaného období [h].

Jak bylo výše uvedeno, doba plných ztrát bude různě dlouhá během sezóny a během období mimo sezónu, určím tedy délku doby plných ztrát zvlášť pro tyto dvě poloviny roku. Ty se však

liši i v délce sledovaného období. Předpokládaná délka chatařské sezóny je 184 dní, což činí délku sledovaného období během sezóny $T_s = 4\,416$ hodin. Období mimo sezónu potom bude trvat 181 dní, tedy délka sledovaného období mimo sezónu bude rovna $T_{ms} = 4\,344$ hodin.

Doba využití maximálního zatížení je podle [10] definována jako doba, za kterou se při maximálním výkonu spotřebovalo, respektive vyrobilo stejné množství elektrické energie, jako při proměnlivém zatížení během sledovaného období. Z této definice je opět patrné, že doba využití maximálního zatížení je závislá na tvaru diagramu zatížení během sledovaného období. Je proto opět nutné stanovit T_m pro období sezóny a mimo ní zvlášť. Doba maximálního zatížení je podle [10] rovna:

$$T_m = \frac{W_T}{P_m}, \quad \{56\}$$

kde

W_T celkové množství elektrické energie přenesené transformátorem za sledované období [kWh],

P_m maximální zatížení transformátoru za sledované období [kW].

Vzhledem k tomu, že doby T_m i T_z jsou závislé na průběhu diagramu zatížení, hlavně tedy na jeho tvaru, není nutné vyhodnocovat tyto doby pro každý transformátor zvlášť. Hodnoty T_m i T_z totiž nejsou závislé na velikosti zatížení transformátoru – T_m bude mít stejnou velikost, ať bude transformátor zásobovat 1 odběrné místo, nebo 8 odběrných míst, pokud tato odběrná místa budou mít stejný diagram zatížení. Ze stejného důvodu nebude mít na velikost T_m ani T_z žádný vliv meziroční nárůst zatížení. Jediný smysl tedy má vypočíst velikost těchto veličin zvlášť pro období chatařské sezóny a mimo ní.

Celková stávajícím transformátorem Vrbice Obec přenesená elektrická energie během sezóny je rovna 11 526,28 kWh (hodnota je uvedena v tabulce 19). Maximální zatížení transformátoru během sezóny je rovno 8,967 kW (měření na TS Vrbice Obec). Velikost doby využití maximálního zatížení během sezóny tedy bude podle vztahu {56}:

$$T_{ms} = \frac{11526,28}{8,967} = 1\,285,35 \text{ h.} \quad \{57\}$$

Z této hodnoty je možné podle vztahu {55} určit velikost doby plných ztrát během sezóny:

$$T_{zs} = \left[0,2 * \frac{1285,41}{4416} + 0,8 * \left(\frac{1285,41}{4416} \right)^2 \right] * 4416 = 556,37 \text{ h.} \quad \{58\}$$

Podle stejných vztahů pak určím velikost doby využití maximálního zatížení T_{mms} a velikost doby plných ztrát T_{zms} v období mimo sezónu:

$$T_{mms} = \frac{7252,27}{5,38} = 1\,347,89 \text{ h.} \quad \{59\}$$

$$T_{zms} = \left[0,2 * \frac{1347,89}{4344} + 0,8 * \left(\frac{1347,89}{4344} \right)^2 \right] * 4344 = 604,17 \text{ h.} \quad \{60\}$$

Z vypočtených hodnot doby využití maximálního zatížení a doby plných ztrát je vidět, že tyto veličiny mají menší velikost pro období během sezóny než pro období mimo sezónu. Tento jev je způsoben právě závislostí těchto veličin na tvaru diagramu zatížení. Střední a špičkové zatížení diagramu pro období mimo sezónu bylo redukováno více, než zatížení základní, tím se diagram zatížení období mimo sezónu lehce zrovnoměnil a veličiny nabyly vyšších hodnot. Kdybychom pokračovali s ořezáváním středních a špičkových hodnot zatížení až na hodnotu základního zatížení, dostali bychom rovnoměrný diagram zatížení a tím rovnost $T_m = T_z = T$.

10.5.2.4. Velikost ztrát v transformátorech sítě Vrbice

V předcházejících kapitolách byly určeny koeficienty potřebné k výpočtu ztrát v transformátorech sítě Vrbice podle vztahu {52}. Vzhledem k charakteru odběrných míst bylo uvedeno, že je nutné roční ztráty v transformátorech určit zvlášť pro období během chatařské sezóny a období mimo ní. Výsledné hodnoty velikosti ročních ztrát v transformátorech sítě Vrbice naleznete v tabulce 22. Výsledky byly spočteny prostým dosazením výše určených koeficientů do vztahu {52}. Celý výpočet velikosti ztrát v transformátorech je pak uložen v příloze 8 „Ztráty“ v dokumentu „Ztráty v transformátorech“.

Roční ztráty elektrické energie [kWh]		
Transformátor	Varianta A	Varianta B
Vrbice Obec	2014,98	2016,39
Vrbice Samoty	1334,84	1324,63

Tabulka 22 - Velikost ročních ztrát elektrické energie v transformátorech sítě Vrbice při realizaci jednotlivých variant rekonstrukce a při velikosti zatížení v roce 2013

Je nutné podotknout, že naprostá většina (98 % v případě nejvíce zatíženého transformátoru Vrbice Samoty ve variantě A a 99,99 % v případě nejméně zatíženého transformátoru Vrbice Obec ve variantě A) vypočtených ročních ztrát v tabulce 22 je tvořena stálými ztrátami, které

vzhledem ke způsobu ekonomického posouzení variant nemusíme započítávat. Tyto stálé ztráty jsou totiž stejné pro oba transformátory bez ohledu na to, jakou variantu rekonstrukce zvolíme k realizaci a nemají proto pro rozhodnutí na základě NPV výdajů žádný význam. Stálé ztráty transformátorů tvoří hlavní část celkových ztrát z toho důvodu, že transformátory jsou velmi málo zatíženy, jejich proměnné ztráty, které jsou úměrné druhé mocnině zatížení, jsou proto velmi malé.

Velikost ročních proměnných ztrát, které budou stěžejní při ekonomickém porovnání na základě NPV výdajů lze vypočíst úpravou vztahu {52} na vztah:

$$W_{zrp} = P_{kn} * \frac{S_m^2}{S_n^2} * T_z, \quad \{61\}$$

kde

W_{zrp} proměnné roční ztráty elektrické energie v transformátoru [Wh].

Celý výpočet proměnných ročních ztrát dosazením do vztahu {61} je k nahlédnutí opět v příloze 8 „Ztráty“ v dokumentu „Ztráty v transformátorech“. Vypočtené hodnoty si můžete prohlédnout v tabulce 23. Hodnoty ztrát se budou zvyšovat v závislosti na růstu zatížení sítě, které se bude (v souladu s kapitolou 3.2. „Výkonové dimenzování“) meziročně zvyšovat o 0,9 %. Tedy proměnné ztráty v transformátorech ročně porostou o 1,81 %.

Proměnné roční ztráty elektrické energie [kWh]		
Transformátor	Varianta A	Varianta B
Vrbice Obec	0,18	1,59
Vrbice Samoty	20,84	10,63

Tabulka 23 - Velikost proměnných ročních ztrát elektrické energie v transformátorech sítě Vrbice při realizaci jednotlivých variant rekonstrukce a při velikosti zatížení v roce 2013

10.5.3. Cena elektrické energie na pokrytí ztrát v síti

Stanovení správné ceny, za kterou distributor (v našem případě E.ON Distribuce, a.s.) nakupuje ztráty ve své síti, je běžně stěžejní záležitost pro ekonomické hodnocení distribučních staveb. Současně je neméně důležité stanovit koeficient růstu či poklesu ceny elektrické energie.

Distributor elektřiny obecně nakupuje elektrickou energii do různých napětových hladin. Tento jev je způsoben tím, že elektrická energie není nakupována pouze do hladiny 110 kV (v případě elektřiny, kterou distributor přebírá od provozovatele přenosové soustavy), ale z důvodu existence obnovitelných zdrojů nakupuje také elektřinu do nižších napětových hladin. Z tohoto

důvodu mají ztráty různou hodnotu. Pokud distributor nakoupí elektrickou energii do napěťové hladiny 110 kV, musí pokrýt ztráty, které vyvolá přenos elektřiny přes hladinu 110 kV, transformace elektřiny 110/22 kV, přenos přes hladinu 22 kV, transformaci elektřiny 22/0,4 kV a pak teprve distributor dostává finální cenu ztrát na hladině 0,4 kV. Připojením zdrojů přímo do nižších hladin napětí logicky dochází ke snižování výdajů na ztráty v sítích a transformaci na vyšších napěťových úrovních. Není proto možné přesně určit cenu ztrát v jednotlivých úsecích diagramu ztrát sítě Vrbice, protože není možné technicky určit, z jakého zdroje byly tyto ztráty pokryty. Nicméně je na základě dlouhodobých statistických pozorování možné prohlásit, že z celkového objemu ztrát v celé distribuční síti od hladiny VN po NN je zhruba 96 % celkových ztrát konáno právě v části distribuční sítě nízkého napětí.

Tento problém řeší Energetický regulační úřad (ERÚ), který podle [15] pro každý rok určuje jednotlivým distributorům elektřiny povolený objem ztrát (normativ) a náklady (výdaje) na tyto ztráty. Pro stanovení normativu ERÚ používá objem elektřiny vstupující do soustavy z přenosové sítě na hladině VN a dále vychází z míry ztrát skutečně dosažených v průběhu předcházejícího regulačního období. Tuto cenu určuje pro všechny napěťové hladiny dle údajů na burze. To znamená, že cenu, kterou uzná ERÚ distributorovi za ztráty v distribuční soustavě, stanoví na základě průměrných cen na burze v období od září jednoho roku do srpna roku dalšího. Přesné údaje pro každého distributora a každou napěťovou hladinu nejsou veřejné, společností E.ON mi však byla poskytnuta pro účely této diplomové práce průměrná sjednaná cena na pokrytí ztrát za roky 2012, 2013 a 2014, která činí **1500 Kč/MWh**.

Tuto cenu elektřiny na pokrytí ztrát je možné ověřit výpočtem z hodnot normativů a nákladů (výdajů) na ztráty uvedených v dokumentu [16], kde jsou normativy a výdaje pro společnost E. ON Distribuce, a.s. uvedeny za posledních 6 let. Hodnoty normativů, celkových výdajů na ztráty a z nich přepočtených cen elektrické energie jsou uvedeny v tabulce 24.

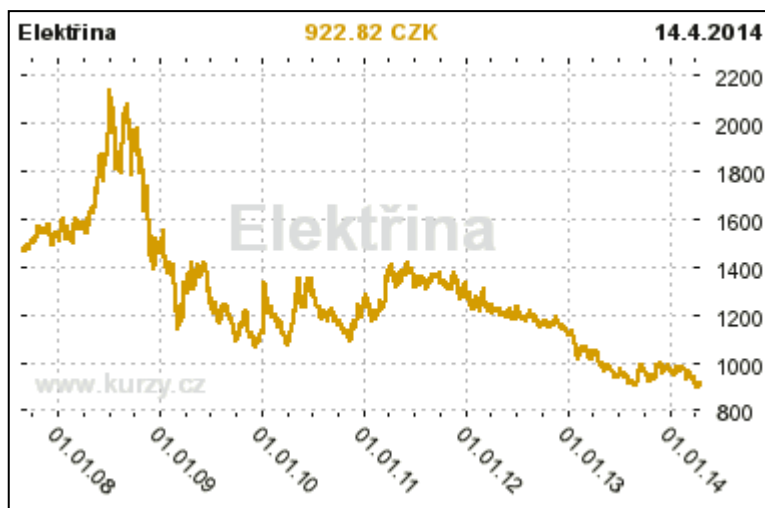
Rok	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Výdaje na ztráty [mil. Kč]	2 025,232	1 560,763	1 450,687	1 516,272	1 317,878	1 046,217
Povolený objem ztrát [MWh]	1 017 705	924 075	925 773	906 861	829 741	846 441
Cena ztrát [Kč/MWh]	1990	1689	1567	1672	1588	1236
Meziroční změna ceny ztrát [%]	-	-15%	-7%	7%	-5%	-22%

Tabulka 24 - Výpočet ceny elektřiny na pokrytí ztrát pro společnost E.ON Distribuce, a.s. Hodnoty výdajů na ztráty a povoleného objemu ztrát jsou převzaty z dokumentu [16]

Pokud spočteme průměr ceny elektřiny z tabulky 24 za roku 2012 – 2014, dostaneme hodnotu 1499 Kč/MWh, což opravdu odpovídá ceně, kterou mi poskytl zadavatel diplomové práce. Z uvedených hodnot je možné vidět, že jak výdaje na ztráty, tak povolený objem ztrát stabilně meziročně klesá. Tento jev je způsoben jednak přístupem ERÚ, který motivuje distributory ke snižování technických, ale hlavně obchodních (neoprávněný odběr) ztrát jednoduše tím, že snižuje povolený objem (hlavně obchodních) ztrát, jednak je snižování ceny elektřiny na pokrytí ztrát způsobeno klesající tendencí ceny silové elektřiny na burze [17]. Jedinou výjimkou je zvýšení ceny ztrát z roku 2011 na rok 2012. V roce 2012 jsou celkové výdaje na ztráty vyšší než v roce 2011 i přes to, že povolený objem ztrát je nižší, než v roce 2011. Tento jev vysvětluje meziroční růst ceny silové elektřiny na Energetické burze Praha (PXE), který byl podle zdroje [18] zapříčiněn ukončením provozu 8 jaderných elektráren v Německu, toto ukončení bylo vyvoláno havárií jaderné elektrárny ve Fukušimě v roce 2011.

Z uvedených dat jsem se rozhodl počítat pro rok 2014 s počáteční cenou elektřiny na pokrytí ztrát **1236 Kč/MWh** (tabulka 24), protože původně navržená cena ztrát 1500 Kč/MWh je pouhý průměr cen v letech 2012 – 2014. Cenu 1236 Kč/MWh ještě upravím vydělením koeficientem 0,96 právě z důvodu, že cena 1236 Kč/MWh je určena na vstupu do distribuční sítě. Pro výpočet ceny ztrát na síti NN cena vzroste vlivem „ztrát ze ztrát“, které jsou konány na síti mezi napěťovými hladinami VN a NN. Finální cena elektrické energie pak bude rovna **1288 Kč/MWh**.

Otázkou zůstává, jak se bude cena elektřiny na pokrytí ztrát vyvíjet. Z tabulky 24 je zřejmé, že meziroční výkyvy této ceny jsou velmi vysoké. Při pohledu na obrázek 14 je zřejmé, že cena silové elektřiny dlouhodobě klesá. Rozhodl jsem se proto, že budu předpokládat jako nejpravděpodobnější hodnotu s poklesem ceny elektřiny na pokrytí ztrát ve výši 9 % (průměrný meziroční vývoj z hodnot v tabulce 24), bude však nutné vytvořit na tento koeficient poklesu ceny ztrát citlivostní analýzu.



Obrázek 14 - Vývoj ceny silové elektřiny v letech 2008 - 2014 – zdroj [17] (osa X – datum, osa Y – cena elektřiny [Kč/MWh]

10.5.4. Velikost ročních výdajů na ztráty v síti Vrbice

V kapitole 10.5.1. „Ztráty ve vedení“ byla určena technická velikost ztrát ve vedení během sezóny a mimo sezónu při realizaci jednotlivých navržených variant řešení rekonstrukce sítě Vrbice, výsledné hodnoty těchto ztrát byly uvedeny v tabulkách 19 a 20. Současně byl v této kapitole odvozen koeficient meziročního nárůstu ztrát ve výši 1,81 %.

V další kapitole 10.5.2. „Ztráty v transformátorech“ byly vyhodnoceny technické ztráty v transformátorech opět v závislosti na ročním cyklu zatížení sítě a na volbě příslušné varianty rekonstrukce. V kapitole 10.5.2.4. „Velikost ztrát v transformátorech sítě Vrbice“ bylo zdůvodněno, že pro porovnání projektů rekonstrukce na základě NPV výdajů stačí pro výpočet ekonomické efektivnosti brát v úvahu pouze proměnné ztráty. Výsledné hodnoty proměnných ztrát transformátorů pak byly uvedeny v tabulce 23. Proměnné ztráty v transformátorech opět budou meziročně růst o 1,81 %.

Nakonec byla v kapitole 10.5.3. „Cena elektrické energie na pokrytí ztrát v síti“ určena cena elektrické energie pro rok 2014 ve výši 1 288 Kč/MWh. A zároveň byl určen předpokládaný meziroční pokles této ceny o 9 % s nutností vypracovat na tuto veličinu citlivostní analýzu.

Posledním krokem k určení variabilních nákladů sítě Vrbice, při realizaci jednotlivých variant rekonstrukce, je určit velikost ročních výdajů na ztráty. Tyto výdaje určím pro rok 2015, jakožto předpokládaný rok spuštění provozu rekonstruované sítě. Roční výdaje na ztráty v síti Vrbice v roce 2015 při realizaci varianty rekonstrukce A budou:

$$Z_{2015A} = (W_{T2013A} + W_{V2013A}) * (1 + k_{NZ})^2 * C_{Z2014} * (1 + k_{NC})$$

$$= (21,02 + 23,58) * (1 + 0,0181)^2 * 1,288 * (1 - 0,09) = 54 \text{ Kč}, \quad \{62\}$$

kde

Z_{2015A}	výdaje na ztráty v roce 2015 při realizaci rekonstrukce variantou A [Kč],
W_{T2013A}	velikost proměnných ztrát v transformátorech sítě Vrbice při realizaci varianty A a zatížení sítě jako v roce 2013 [kWh],
W_{V2013A}	velikost ztrát ve vedení sítě Vrbice při realizaci rekonstrukce podle varianty A a zatížení sítě jako v roce 2013 [kWh],
k_{NZ}	koefficient meziročního nárůstu ztrát [%],
C_{Z2014}	cena elektřiny na pokrytí ztrát v roce 2014 [Kč/kWh],
k_{NC}	koefficient meziročního nárůstu (poklesu) ceny elektřiny na pokrytí ztrát [%].

Roční výdaje na ztráty v síti Vrbice v roce 2015 při realizaci varianty rekonstrukce B budou:

$$Z_{2015B} = (W_{T2013B} + W_{V2013B}) * (1 + k_{NZ})^2 * C_{Z2014} * (1 + k_{NC})$$

$$= (12,22 + 23,02) * (1 + 0,0181)^2 * 1,288 * (1 - 0,09) = 43 \text{ Kč}, \quad \{63\}$$

kde

Z_{2015B}	výdaje na ztráty v roce 2015 při realizaci rekonstrukce variantou B [Kč],
W_{T2013B}	velikost proměnných ztrát v transformátorech sítě Vrbice při realizaci varianty B a zatížení sítě jako v roce 2013 [kWh],
W_{V2013B}	velikost ztrát ve vedení sítě Vrbice při realizaci rekonstrukce podle varianty B a zatížení sítě jako v roce 2013 [kWh].

Z vypočtených hodnot Z_{2015A} a Z_{2015B} je evidentní, že variabilní výdaje ve formě ztrát v síti Vrbice pravděpodobně nebudou hrát při rozhodování o volbě varianty rekonstrukce hlavní roli. Nicméně je nutné připomenout, že tyto vypočtené hodnoty ztrát jsou pouze porovnávací hodnoty spočtené za účelem porovnání variant na základě NPV výdajů, skutečné ztráty v transformátorech jsou podle výsledků uvedených v tabulce 22 mnohem vyšší (například roční výdaje na ztráty při realizaci varianty A v roce 2015 by při započítání stálých ztrát v transformátorech měly velikost 3 933 Kč). Na nízké hodnotě výdajů za ztráty se samozřejmě podílí také průřez použitých vodičů. Návrh použitých vodičů v obou variantách řešení sítě totiž musí odpovídat zkratovým poměrům a velikosti vztažné impedance na koncích sítě. Vodiče překonávají v obou variantách řešení poměrně velkou vzdálenost mezi transformačními

stanicemi a odběrnými místy, z toho důvodu mají navržené vodiče velmi silný průřez. Pozitivní externalitou takto navržené sítě je naprostá minimalizace ztrát elektrické energie.

Kdybychom i přes nízké vypočtené hodnoty měli zhodnotit, která varianta řešení je z pohledu velikosti výdajů na ztráty lepší, je z vypočtených výsledků {62} a {63} jasné, že síť rekonstruovaná podle varianty B má menší variabilní výdaje a tato varianta rekonstrukce je proto z toho pohledu lepší.

10.6. Diskont – WACC

Ze vztahu {41} je vidět, že hodnota diskontu velmi ovlivňuje výpočet hodnoty NPV_v . Z uvedeného vztahu je vidět také význam diskontu, který přepočítává budoucí peněžní toky na současnou hodnotu. Diskont totiž v podstatě vyjadřuje investorovu hodnotu Opportunity Cost (náklady obětované příležitosti), neboli hodnotu nejhodnotnější činnosti, které se musí investor vzdát, aby mohl realizovat rekonstrukci naší sítě. Stanovení správné hodnoty diskontu obecně bývá poměrně složitý problém. Nejlepší metodou stanovení diskontu se však jeví položit diskont rovný hodnotě WACC (vážená cena vlastního a dlouhodobého cizího kapitálu).

Hodnota WACC pro distributory elektřiny je stanovena ERÚ, který takto reguluje výnos distribučních společností. Hodnota WACC stanovená Energetickým regulačním úřadem pro první rok 3. regulačního období (rok 2010) má podle [15] velikost **7,923 %**. Tato hodnota se sice během jednotlivých let regulačního období přepočítává z roku na rok, je ale poměrně pevně fixována v tom smyslu, že pokud se vypočtená hodnota WACC ve druhém až pátém roce 3. regulačního období nevychýlí oproti referenčnímu roku o více než $\pm 0,2 \%$, bude v daném regulovaném roce platit hodnota WACC referenčního roku (2010).

Abychom si mohli udělat představu o vývoji hodnoty WACC, kterou stanovuje ERÚ pro každý rok, byla tato hodnota podle [19] stanovena pro 1. rok 2. regulačního období (2005) ve výši 8,114 %. Je tedy vidět, že hodnota WACC distribučních společností je poměrně stálá veličina.

10.7. Volba doby porovnání

Doba porovnání je období, za které se provádí hodnocení ekonomické efektivity. Tato doba musí podle [21] zahrnovat údaje za ukončenou dobu životnosti všech prvků a variant a musí být pro všechny hodnocené varianty stejně dlouhá. Projekty v elektroenergetice jsou

zpravidla projektovány na velmi dlouhé časové období (40 – 80 let). Pro takto dlouhé časové období je velmi těžké odhadovat vstupní údaje pro roční hotovostní toky. Z tohoto důvodu se při hodnocení elektroenergetických projektů setkáváme s pojmem optimalizační období.

Optimalizační období je doba, po kterou jsou známy vstupní údaje. Pokud nastane situace, že doba porovnání je delší, než optimalizační období, opakuje se hodnota peněžních toků posledního roku optimalizačního období až do konce doby porovnání. Optimalizační období chodu sítí NN se v souladu s dokumentem [1] volí v délce 20 let, jakožto polovina délky technické životnosti kabelů. Rozvoj sítě NN (v našem případě sítě Vrbice a Vitějovice) tedy optimalizují jen pro období 20 let a neřeší optimalizaci po uplynutí tohoto časového období. V ekonomickém hodnocení se však musí respektovat ekonomické důsledky prvků i po uplynutí optimalizačního období.

V případě ekonomického posuzování variant návrhů rekonstrukce sítí Vrbice a Vitějovice pomocí NPV výdajů už bylo uvedeno v předcházejících kapitolách práce, že na výsledné rozhodnutí nemají vliv výdaje, které jsou v obou variantách shodné. Z toho důvodu jsem v ekonomickém hodnocení vynechal síť Vitějovice, která je řešená v obou variantách stejným způsobem. K dalšímu zjednodušení dochází v případě transformátoru Vrbice Obec, který se bude muset po uplynutí své doby životnosti vyměnit, ale tato životnost bude stejná nehledě na to, k jaké variantě rekonstrukce sítě Vrbice přistoupíme. To znamená, že tuto výměnu do výpočtu NPV_v také započítávat nemusíme.

Volba doby porovnání se nám tímto způsobem zjednodušuje, protože obě varianty návrhu řešení mají stejně dlouhou dobu životnosti rovnou 40 let, což je doba technické životnosti vedení a podpěrných bodů použitých při návrhu obou variant řešení.

V následující kapitole výpočtu NPV výdajů tedy budu porovnávat varianty řešení v horizontu **40 let** (délka doby porovnání) s tím, že od 20. roku (délka optimalizačního období) budu opakovat cash flow výdajů ve výši cash flow 20. roku až do konce doby porovnání.

Začátek roku 2015 předpokládám jako rok výstavby a uvedení do provozu rekonstruované sítě, to znamená, že tento rok považuji ve výpočtu za nultý rok. Optimalizační období bude tedy trvat do konce roku 2034 a varianty budu posuzovat do konce roku 2054.

10.8. Výpočet NPV výdajů pro jednotlivé varianty řešení

V předcházejících kapitolách byly určeny všechny vstupní proměnné důležité pro výpočet NPV_v jednotlivých variant rekonstrukce sítě a následnému ekonomickému porovnání těchto

variant. Pro snazší orientaci ve výpočtu NPV_v naleznete souhrn všech vstupních proměnných v následující tabulce.

Vstupní proměnná	Zkratka	Velikost	Varianta rekonstrukce
Ztráty v síti v roce 2015 [kWh]	Z_0	46,2	Varianta A
		36,5	Varianta B
Výdaje na ztráty v roce 2015 [Kč]		54	Varianta A
		43	Varianta B
Vstupní investice [Kč]	VI	2 922 461	Varianta A
		2 951 563	Varianta B
Výdaje na provoz v roce 2015 [Kč]	N_{p0}	48 315	Varianta A
		49 672	Varianta B
Index růstu mezd	k_{RM}	2%	Stejně pro obě varianty
Meziroční nárůst zatížení		0,9%	
Meziroční pokles ceny elektřiny	k_{NC}	-9%	
Cena elektřiny v roce 2015 [Kč/kWh]	C_0	1,172	
Diskont	r	7,9%	
Meziroční nárůst velikosti ztrát	k_{NZ}	1,8%	
Délka doby porovnání [roky]	T_p	40	
Délka optimalizačního období [roky]	T_o	20	

Tabulka 25 – vstupní proměnné pro výpočet NPV_v

Při výpočtu velikosti NPV_v vycházím ze vztahů {41} a {42}. V předcházejících kapitolách bylo zdůvodněno, o kolik meziročně porostou složky cash flow výdajů v jednotlivých letech. Vztahy {41} a {42} proto upravím o tyto růsty. Výpočet velikosti cash flow výdajů v roce t bude tedy mít tvar:

$$CF_t = VI + Z_0 * (1 + k_{NZ})^t * C_0 * (1 + k_{NC})^t + N_{p0} * (1 + k_{RM})^t \text{ [Kč]}. \quad \{64\}$$

Výpočet NPV_v pak bude ve tvaru:

$$NPV_v = \sum_{t=0}^{T_o} CF_t * (1 + r)^{-t} + \sum_{t=T_o+1}^{T_p} CF_{T_o} * (1 + r)^{-t} \text{ [Kč]}. \quad \{65\}$$

Význam všech koeficientů použitých ve vztazích {64} a {65} naleznete v předcházející tabulce 25. Velikost NPV_v varianty rekonstrukce A bude mít velikost:

$$NPV_{vA} = \sum_{t=0}^{19} 2\,922\,461 \frac{46,2 * (1 + 0,018)^t * 1,125 * (1 - 0,09)^t + 48\,315 * (1 + 0,02)^t}{(1 + 0,079)^t} + \sum_{t=T_0+1}^{T_p} \frac{46,2 * (1 + 0,018)^{19} * 1,125 * (1 - 0,09)^{19} + 48\,315 * (1 + 0,02)^{19}}{(1 + 0,079)^t} = 3\,681\,755 \text{ [Kč]}. \quad \{66\}$$

Hodnota NPV_v varianty rekonstrukce B byla spočtena analogicky podle vztahu {66} a je rovna 3 732 089 Kč. To znamená, že varianta B je z hlediska NPV výdajů dražší o 50 334 Kč. Celý výpočet NPV_v naleznete v příloze 9 „Výpočet NPV výdajů“.

10.9. Citlivostní analýza

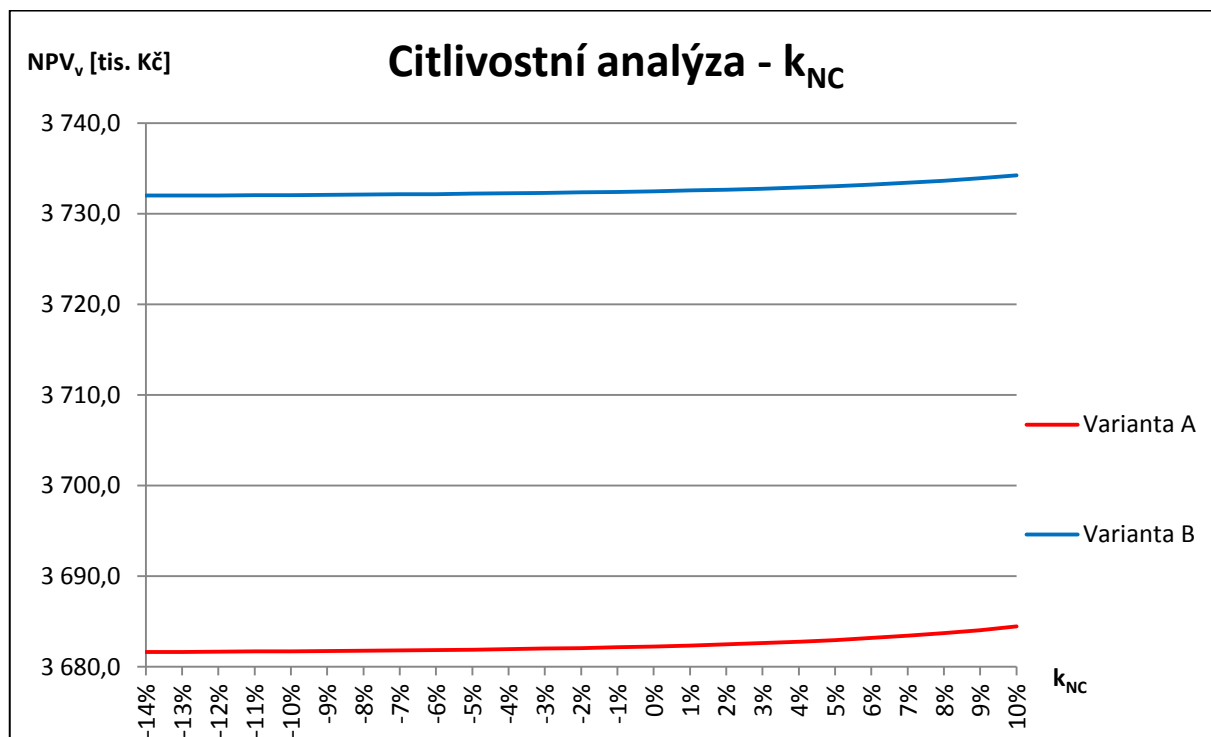
Ekonomické posouzení variant na základě NPV výdajů, které bylo provedeno v předcházející kapitole, hovoří jasně pro realizaci rekonstrukce podle varianty A. V předcházejících kapitolách jsem dále popisoval složení cash flow výdajů v letech pro jednotlivé varianty. Je vidět, že zatímco varianta rekonstrukce A má vyšší výdaje na ztráty, má tato varianta proti variantě B nižší výdaje na provoz sítě. Dále byly stanoveny koeficienty růstu mezd, ztrát a ceny elektrické energie na pokrytí ztrát v síti. Nejpravděpodobnější hodnoty těchto koeficientů byly použity ve výpočtech NPV_v , je však možné, že skutečný vývoj hodnot těchto koeficientů bude ve skutečnosti odlišný.

Citlivostní analýza je v podstatě závislost velikosti NPV_v jednotlivých variant na změně velikosti určených koeficientů, o jejichž charakteru vývoje si nemůžeme být v horizontu 20 let naprosto jisti. Citlivostní analýzy ukážou, jak moc je výsledná hodnota NPV_v citlivá na změnu jednotlivých koeficientů, popřípadě, zda se v závislosti na změně některého z koeficientů nezmění pořadí variant. Citlivostní analýzy závislosti hodnoty NPV_v na změně koeficientů růstu ceny a růstu mezd jsou zobrazeny na následujících grafech. Výpočet těchto analýz je součástí přílohy 9 „Výpočet NPV výdajů“.

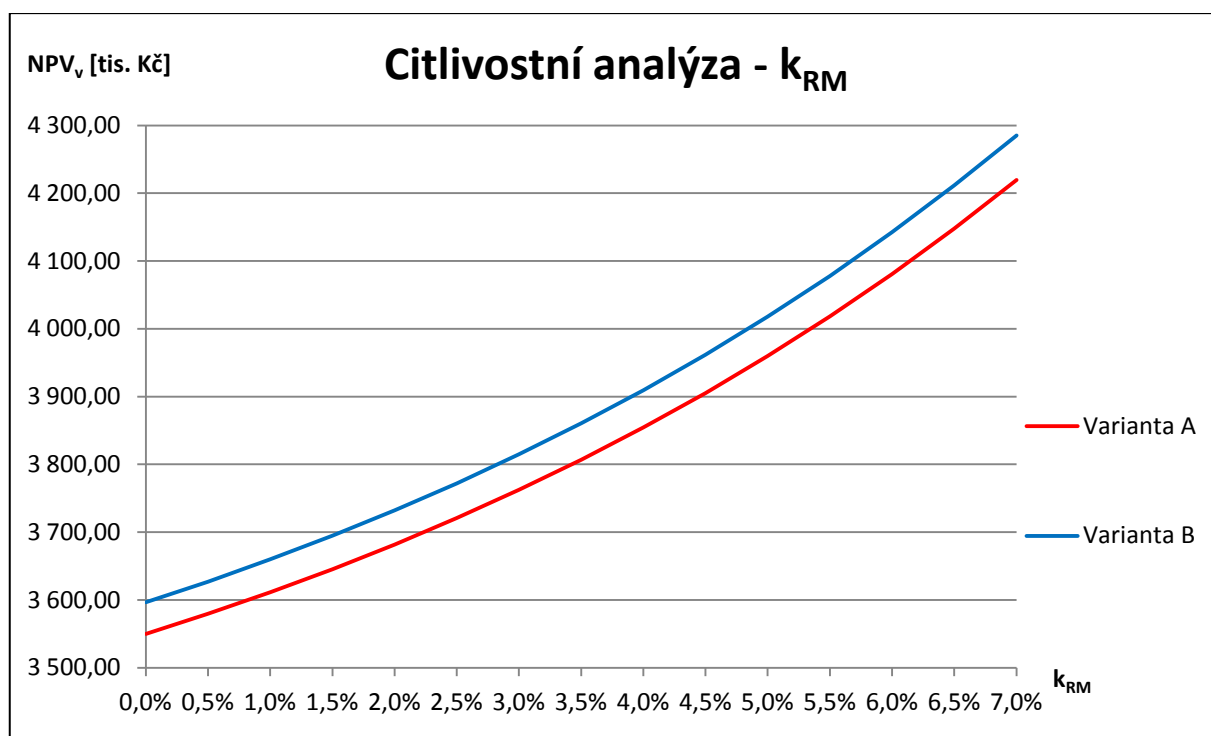
Z grafu 15 je vidět, že velikost NPV_v rekonstrukce naší sítě není citlivé na nárůst ceny elektrické energie na pokrytí ztrát v síti. Stejně je tomu v případě citlivostní analýzy NPV_v na meziročním růstu zatížení (tato citlivostní analýza je součástí pouze uvedené přílohy, je zbytečné

jí zde uvádět). Tato skutečnost je způsobena tím, že v síti rekonstruované podle obou variant dochází k minimálním ztrátám elektrické energie z důvodů, které byly popsány již dříve v tomto dokumentu. Nicméně na síti rekonstruované variantou B dochází k nižším ztrátám, čím bude jejich cena vyšší, tím bude rekonstrukce variantou A proti rekonstrukci variantou B méně výhodná. Lehká konvergence na grafu 15 vynesných závislostí je však téměř nepostřehnutelná.

Velikost NPV_v obou variant je naopak poměrně citlivá na koeficientu růstu mezd, který je volen podle velikosti inflace. Koeficient růstu mezd působí na velikost ročních výdajů na provoz sítě. Tyto výdaje jsou vyšší v případě rekonstrukce sítě podle varianty B. Zvyšování provozních výdajů má tedy za následek mírnou divergenci závislostí $NPV_v = f(k_{RM})$. Čím bude koeficient růstu mezd vyšší, tím bude rekonstrukce podle varianty A proti variantě B výhodnější.



Graf 15 - Závislost NPV_v na velikosti koeficientu meziročního růstu ceny elektřiny



Graf 16 - Závislost NPV_v na velikosti koeficientu meziročního růstu mezd

10.10. Doporučení varianty rekonstrukce na základě ekonomického hodnocení

Z výše uvedených výsledků je z pohledu ekonomického hodnocení, které bylo provedeno na základě NPV výdajů, výhodnější přistoupit k rekonstrukci sítě způsobem, který popisuje varianta A. Rekonstrukce podle varianty A má proti rekonstrukci podle varianty B NPV výdajů nižší o 50 334 Kč.

Citlivostní analýza projektů rekonstrukce sítě dále odhalila, že bez ohledu na způsob rekonstrukce je NPV výdajů nejcitlivější na růst mezd, které představují výdaje na provoz rekonstruované sítě. Rekonstrukce podle varianty A má tyto provozní výdaje nižší než rekonstrukce podle varianty B, při zvyšování indexu růstu mezd se proto varianta A vyplácí stále více. Index růstu mezd je položen rovný velikosti inflace, kterou se snaží řídit ČNB. Nedá se proto počítat se zápornou inflací (deflací), která by snižovala výhodnost rekonstrukce variantou A proti B. ČNB by proti tomuto vývoji podle dokumentu [20] zasáhla všemi možnými prostředky.

Z těchto důvodů lze z ekonomického hlediska doporučit variantu A, která bude proti variantě B výhodnější i při odlišném vývoji hodnot ekonomických koeficientů, než s kterými bylo počítáno při výpočtu NPV_v jednotlivých variant.

11. Doporučení varianty rekonstrukce sítě

V kapitole 9. „Technické posouzení variant rekonstrukce a doporučení“ byly varianty rekonstrukce posouzeny z pohledu velikosti třífázové zkratové impedance a velikosti maximálních úbytků napětí v síti. Obě varianty byly navrženy takovým způsobem, aby rekonstruovaná síť splňovala požadavky na bezpečnou dodávku elektrické energie v předepsané kvalitě a množství. Nicméně po vzájemném porovnání těchto variant bylo zjištěno, že varianta A tyto požadavky splňuje s větší rezervou, než varianta B.

V kapitole 10. „Ekonomické hodnocení variant rekonstrukce“ byly varianty rekonstrukce porovnány na základě NPV výdajů. Nižší hodnoty NPV výdajů dosáhla rekonstrukce podle varianty A, je tedy výhodnější i z pohledu ekonomiky projektu.

Rekonstrukce sítě pomocí varianty A je lepší i z důvodu strategičtějšího umístění nové transformační stanice Vrbice Samoty a z důvodu využití původního návrhu rekonstrukce z roku 2004. Výstavba VN přípojky k TS Vrbice Samoty z obce Vitějovice je totiž již v současné době součástí územního plánu obce Vitějovice. Jakákoliv výstavba nového nadzemního elektrického vedení naráží v dnešní době na časté nesouhlasy majitelů postižených pozemků.

Umístění TS Vrbice Samoty, které navrhuje varianta A je strategičtější v tom smyslu, že pokud by se výstavba větve VN vedení napájějící TS Vitějovice Samoty ukázala jako neprojednatelná, nebo by její projednání mělo trvat delší časové období (několik let), nová TS Vrbice Samoty umístěná podle varianty A nabízí náhradní dočasné řešení pro zlepšení současné situace v odběrných místech OM2 – OM6. Toto řešení spočívá v propojení sítě Vrbice a Vitějovice kabelem podle obrázku v příloze 10 „Náhradní řešení“. Projednání výstavby tohoto kabelu by nemělo být nijak složité, pro umístění kabelu by se totiž využilo trasy místní komunikace v délce 360 m. Síť Vitějovice by se dále rozpojila na přívodu do autotransformátoru v bodě D a posílila by se podle návrhu varianty A. Tím by byla síť připravena na výstavbu transformační stanice Vitějovice Samoty podle varianty A v nejbližším možném termínu.

Kdyby byla transformační stanice Vrbice Samoty umístěna tak, jak navrhuje varianta B, nemělo by podobné řešení z důvodu vzdálenosti této TS od možného propojení sítí NN žádný smysl. Volbou varianty B bychom se tedy připravili o záložní plán.

Z těchto důvodů k realizaci jednoznačně doporučuji rekonstrukci podle varianty A, tedy ve smyslu, který je popsán v kapitole 6.2. „Návrh řešení sítě Vrbice – varianta A“ a kapitole 7. „Návrh řešení sítě Vitějovice – varianta A“ této práce.

Zda společnost E. ON přistoupí k rekonstrukci komplexně, tzn. výstavba obou nových TS včetně posílení stávajících vedení NN, nebo se rozhodne pro etapizaci řešení, je její strategické

rozhodnutí. Výpočtem, který není součástí této práce, byla ověřena možnost využití náhradního řešení, které je popsáno v předcházejících odstavcích a nakresleno na obrázku 18. V odběrných místech bude překročena maximální hodnota třífázové zkratové impedance, zkratové poměry se ovšem výrazně zlepší. Parametry úbytek napětí a impedance poruchové smyčky ve vztahu k instalovanému výkonu v odběrných místech vyhoví.

12. Závěr

Úkolem této diplomové práce bylo zrevidovat stávající návrh rekonstrukce sítě NN Vrbice, Samoty z roku 2004, upravit toto řešení tak, aby vyhovovalo současným požadavkům koncepce distribučních sítí NN, popřípadě navrhnout lepší variantu řešení.

V úvodních kapitolách práce jsem síť Vrbice, Samoty detailně popsal a dále jsem uvedl některá základní pravidla koncepce sítí nízkého napětí a normy, kterými je nutné se řídit při návrhu nové sítě či rekonstrukci sítě stávající.

V další kapitole jsem popsal měření, které bylo na síti provedeno, a toto měření jsem podrobně vyhodnotil. Výsledky vyhodnocení tohoto měření byly stěžejním vstupem pro správný návrh rekonstrukce naší sítě. Revizí původní varianty řešení a návrhem nových variant řešení rekonstrukce sítě jsem se zabýval v kapitolách 6, 7 a 8. Výstupem těchto kapitol byly dvě varianty řešení, které jsem v posledních částech práce posoudil nejprve z hlediska schopnosti rekonstruované sítě bezpečně dodávat požadované množství elektřiny v předepsané kvalitě, později pak byly varianty posouzeny z hlediska ekonomické efektivity. Posouzení variant z technického hlediska je obsahem 9. kapitoly, posouzení z pohledu ekonomické efektivity je obsahem kapitoly 10.

Nejlepší variantou rekonstrukce se po vyhodnocení z technického i ekonomického pohledu ukázala být varianta A, která dosahuje lepších technických parametrů a je v horizontu 40 let ekonomicky méně nákladná. Tato varianta představuje také strategicky lepší řešení v případě problémů s projednáním výstavby vysokonapěťových přípojek k novým transformačním stanicím. Celé zhodnocení variant včetně strategických výhod varianty A je uvedeno v poslední kapitole 11. Doporučením přístupu k rekonstrukci sítě Vrbice, Samoty podle varianty A byl naplněn vytýčený cíl této práce.

Práce je detailním příkladem toho, jakým způsobem se v praxi postupuje při návrhu rekonstrukce distribučních sítí a jakým způsobem by se mělo (i přes to, že se tak často neděje) přistupovat k ekonomickému porovnání investičních variant. Spolupráce se společností E. ON, zvláště pak s vedoucím práce, panem Ing. Šlajsem, pro mne byla velkou zkušeností.

13. Citovaná literatura

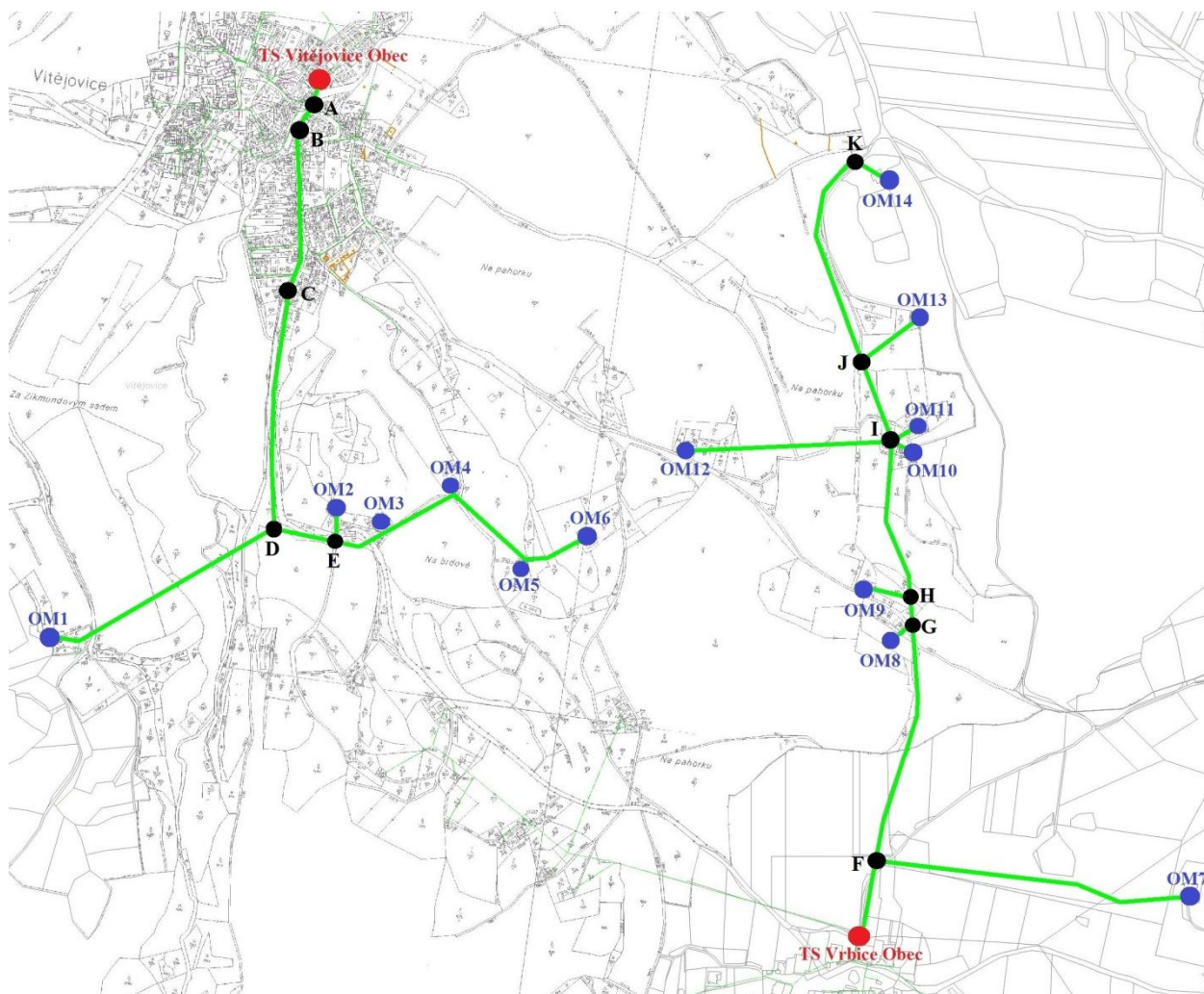
- [1] ECZR-PP-AO-062.0 *Koncepce sítě nízkého napětí, plánování obnovy sítě NN*. [Prováděcí pokyn E.ON Česká republika, s.r.o.], ECZR - Správa sítě elektřina, účinnost od 1. 10. 2009.
- [2] Švec, Jan. *Elektrické parametry venkovních vedení* [přednáška online], dostupná 23. 10. 2013 na adrese: https://www.powerwiki.cz/attach/EN2/EN2_pr01_parametryRLG.pdf
- [3] PNE 33 3430-0 *Výpočetní hodnocení zpětných vlivů odběratelů a zdrojů distribučních soustav*. 3. vyd. Praha: REAS ČR, ZSE a ČEPS, září 2009.
- [4] Procházka, Radek. *Druhy elektrického silnoproudého rozvodu* [online], dostupné 2. 11. 2013 na adrese: <http://www.tzb-info.cz/4035-druhy-elektrického-silnoproudeho-rozvodu>
- [5] Jiříčka, Jan – Tesařová Miloslava. *Posouzení změn napětí způsobených jednofázovými a dvoufázovými zdroji připojovanými do sítě NN* [přednáška]. Brno: EPE 2012, květen 2012.
- [6] ČSN EN 50 160 *Charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejné distribuční sítě*. Praha: Český normalizační institut, listopad 1994.
- [7] Švec, Jan. *Úbytky napětí v ES* [přednáška online], dostupná 23. 11. 2013 na adrese https://www.powerwiki.cz/attach/EN2/EN2_pr04_ubytiky.pdf.
- [8] Kašpírek, Martin. *Distribuční transformátory s regulací pod zatížením jako prvky pro stabilizaci napětí NN* [odborná publikace Konference ČK CIRED 2012], Tábor, listopad 2012.
- [9] Havrlant, Lukáš. *Posloupnosti* [online], dostupné 25. 2. 2014 na adrese <http://www.matematika.cz/posloupnosti>.
- [10] Vítek, Miroslav. *Ekonomika dopravních energetických systémů*. 2. vydání. Praha: České vysoké učení technické v Praze, srpen 2008.
- [11] ČSN EN 60909-0 (33 3022) *Zkratové proudy v trojfázových střídavých soustavách*. Praha: Český normalizační institut, květen 2002.
- [12] Švec, Jan. *Úbytky napětí v ES* [přednáška online], dostupná 14. 3. 2014 na adrese https://www.powerwiki.cz/attach/EN2/EN2_pr04_ubytiky.pdf.
- [13] Starý, Oldřich. *Základní pojmy rozhodování a nejčastější omyly* [přednáška]. Praha: FEL, ČVUT, katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd, 2012.
- [14] Švec, Jan. *Úbytky napětí v ES* [přednáška online], dostupná 7. 4. 2014 na adrese https://www.powerwiki.cz/attach/EN2/EN2_pr04_ubytiky.pdf.

- [15] Energetický regulační úřad. *Závěrečná zpráva energetického regulačního úřadu o metodice regulace 3. Regulačního období včetně základních parametrů regulačního vzorce a stanovení cen v odvětví elektroenergetiky a plynárenství*. Praha:ERÚ, 11. 11. 2009
- [16] E.ON Distribuce, a.s. *Regulace cen E.ON distribuce, a.s.* Brno: 4. 3. 2014. Zpráva dostupná 15. 4. 2014 na adrese: http://www.eon-distribuce.cz/file/cs/news/EON-regulace_cen2014.pdf.
- [17] Kurzy.cz, spol. s r.o. *Elektrina – aktuální a historické ceny elektřiny, graf vývoje ceny elektřiny* [článek online]. Článek dostupný 15. 4. 2014 na adrese: <http://www.kurzy.cz/komodity/index.asp?A=5&idk=142&curr=CZK&on=0&unit=&lg=1>.
- [18] CenyEnergie.cz. *Cena silové energie klesá, přesto může elektrina v roce 2013 zdražit* [článek online]. Článek dostupný 15. 4. 2014 na adrese: <http://www.cenyenergie.cz/cena-silove-energie-klesa-presto-muze-elektrina-v-roce-2013-zdrazit/>.
- [19] Energetický regulační úřad. *Zpráva o postupu stanovení základních parametrů regulačního vzorce a stanovení cen pro 2. Regulační období v odvětví elektroenergetiky*. Praha. ERÚ, květen 2005.
- [20] Česká národní banka. *Zpráva o inflaci / I*. Praha: Česká národní banka, 13. 2. 2014
- [21] Vastl, Jaromír. *Rozhodování o systémech a subsystémech z hlediska rozvoje* [přednáška online], dostupná 18. 4. 2014 na adrese: https://ekonom.feld.cvut.cz/web/index.php?option=com_content&task=view&id=399&Itemid=215

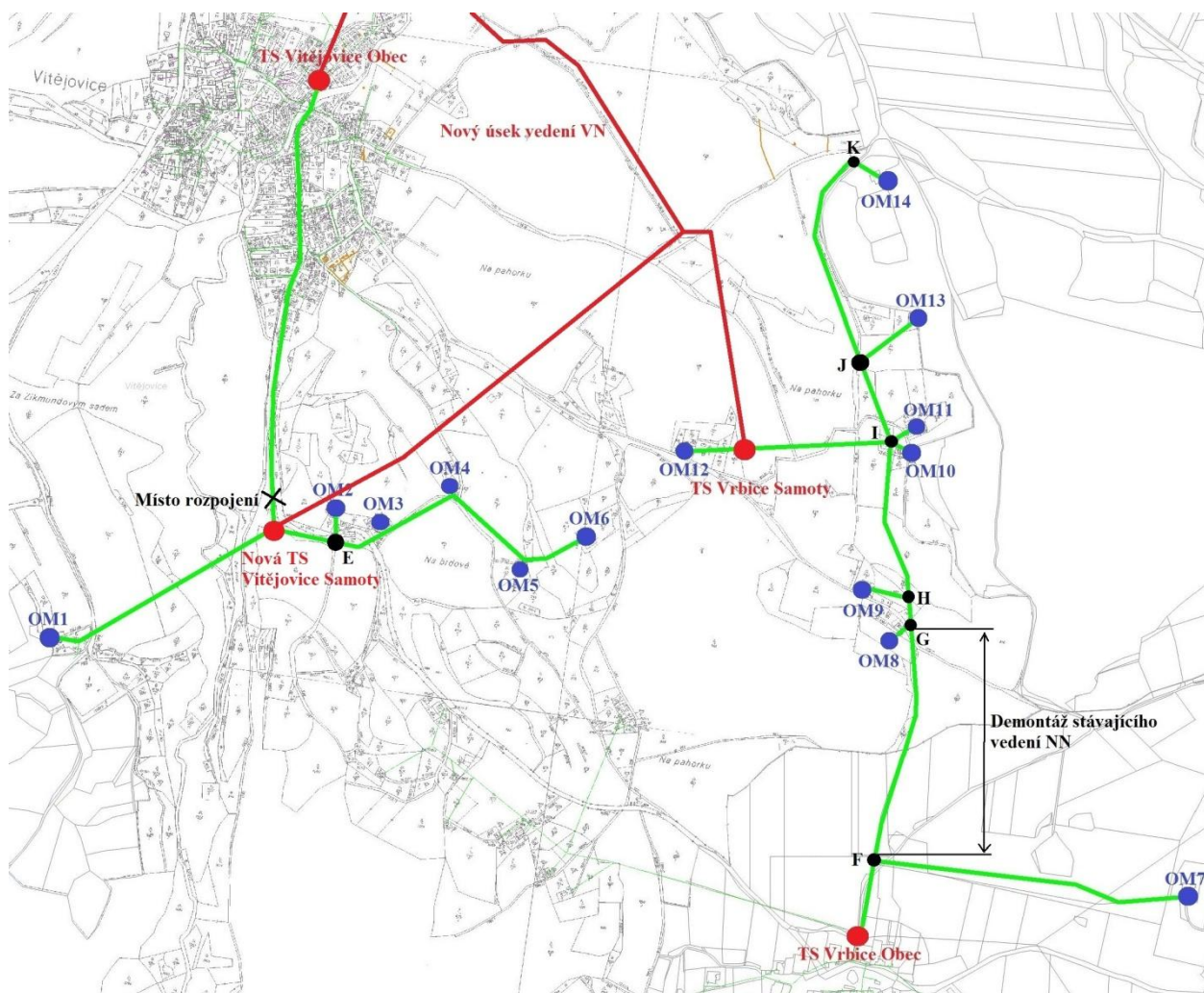
14. Seznam příloh přiložených na CD

Příloha 1	Katastrální přehledová mapa Katastrální mapa sítě Vitějovice Katastrální mapa sítě Vrbice
Příloha 2	Měření – regulační autotransformátor v bodě J Měření – svodová skříň u OM1 Měření – TS Vitějovice Obec Měření – TS Vrbice Obec Měření – Regulační autotransformátor v bodě D
Příloha 3	Katastrální mapa – varianta A Vrbice
Příloha 4	Návrh sítě Vrbice na dodržení hodnoty vztažné impedance Výpočet odstupňovaného průřezu – maximální úbytek napětí
Příloha 5	Vztažná impedance v odběrných místech – celá síť
Příloha 6	Katastrální mapa přehledová – varianta A Síť Vitějovice podle varianty A
Příloha 7	Katastrální mapa přehledová – varianta B Síť Vrbice – varianta B
Příloha 8	Ztráty v transformátorech Ztráty ve vedení
Příloha 9	NPV výdajů, citlivostní analýza
Příloha 10	Náhradní řešení

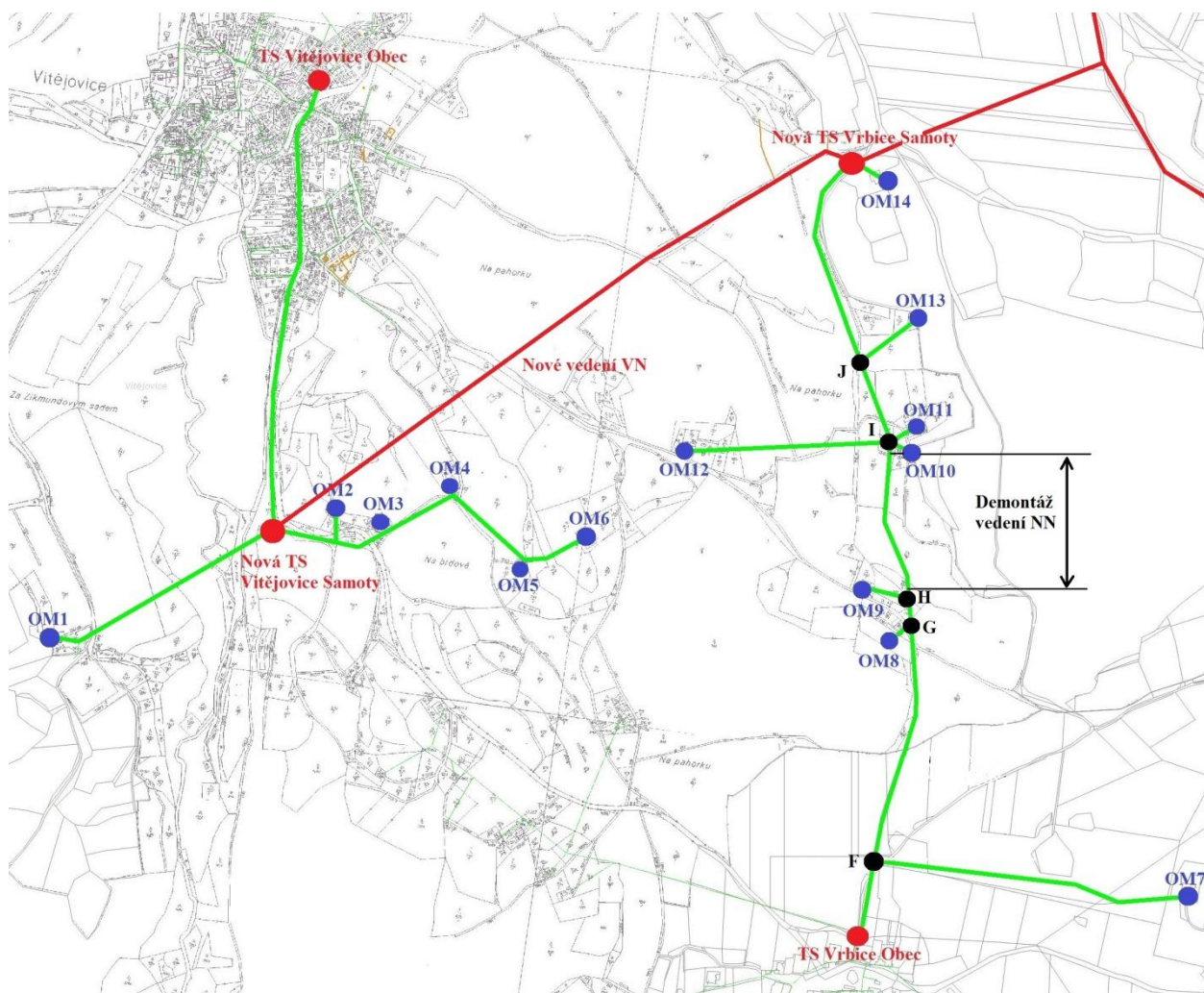
15. Mapy sítě



Obrázek 15 – Katastrální přehledová mapa sítě Vrbice, Samoty - stávající stav (vlevo síť Vítějovice, vpravo síť Vrbice)



Obrázek 16 - Katastrální přehledová mapa řešení rekonstrukce podle varianty A



Obrázek 17 - Katastrální přehledová mapa řešení rekonstrukce podle varianty B

