



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION

ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

KONCEPTUÁLNÍ ROZVOJ LOKÁLNÍ DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY PROTOTYPA, A.S.

CONCEPTUAL DEVELOPMENT OF THE LOCAL DISTRIBUTION SYSTEM PROTOTYPA, A.S.

DIPLOMOVÁ PRÁCE

MASTER'S THESIS

AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Bc. Matěj Vrtal

VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

Ing. Lukáš Radil, Ph.D.

BRNO 2020

Diplomová práce

magisterský navazující studijní obor **Elektroenergetika**

Ústav elektroenergetiky

Student: Bc. Matěj Vrtal

ID: 184162

Ročník: 2

Akademický rok: 2019/20

NÁZEV TÉMATU:

Konceptuální rozvoj lokální distribuční soustavy Prototypa, a.s.

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Rešerše současného stavu LDS Prototypa
2. Na základě investorských požadavků vytvořit projekt připojení periferií k LDS
3. Projektový návrh připojení nového zdroje elektrické energie
4. Vyčíslení přínosů navržených řešení pro provozovatele LDS
5. Závěrečné zhodnocení provozu LDS

DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího práce

Termín zadání: 3.2.2020

Termín odevzdání: 1.6.2020

Vedoucí práce: Ing. Lukáš Radil, Ph.D.

doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.
předseda oborové rady

UPOZORNĚNÍ:

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

Bibliografická citace práce:

VRTAL, Matěj. Konceptuální rozvoj lokální distribuční soustavy Prototypa, a.s. Brno, 2020. Dostupné také z: <https://www.vutbr.cz/studenti/zav-prace/detail/127243>. Diplomová práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Ústav elektroenergetiky. Vedoucí práce Lukáš Radil.

„Prohlašuji, že svou diplomovou práci na téma Konceptuální rozvoj lokální distribuční soustavy Prototypa, a.s. jsem vypracoval samostatně pod vedením vedoucího diplomové práce a s použitím odborné literatury a dalších informačních zdrojů, které jsou všechny citovány v práci a uvedeny v seznamu literatury na konci práce.

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

V Brně dne: 31.05.2020

.....

ABSTRAKT

Tato diplomová práce řeší možnosti konceptuálního rozvoje lokální distribuční soustavy Prototypa, a.s. V práci je nejprve popsán současný stav soustavy, stávajících rozvodů a vnitřních podnikových rozvodů. Následuje nastínění možností dalšího rozvoje. Praktická část práce je věnována zhodnocení výstavby nové odběratelské trafostanice a projekčním návrhům přípravy připojení dobíjecích stanic vysokého výkonu a nového zdroje elektrické energie.

KLÍČOVÁ SLOVA: lokální distribuční soustava; fotovoltaická elektrárna; připojení dobíjecí stanice; trafostanice.

ABSTRACT

This thesis is focused on the opportunities of conceptual development of the local distribution system Prototypa, a.s. At first, there is described condition of the current substations and internal electricity distribution system. Practical part of the thesis is dedicated to the evaluation of the construction of new transformer station and projection proposals of connection of the high-power charging station and new electric power supply.

KEY WORDS: local distribution system; photovoltaic powerplant; connection of the charging station; transformer station.

OBSAH

SEZNAM OBRÁZKŮ.....	9
SEZNAM TABULEK	10
SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK.....	11
1 ÚVOD	13
2 CÍLE PRÁCE	14
2.1 METODY A POSTUPY ŘEŠENÍ	14
LOKÁLNÍ DISTRIBUČNÍ SOUSTAVA.....	16
2.2 VZNIK LDS	16
2.3 PRÁVNÍ RÁMEC.....	16
2.4 CENA SLUŽBY	16
3 PROVOZOVÁNÍ LDS.....	17
3.1.1 UDĚLENÍ LICENCE	18
3.2 POVINNOSTI PROVOZOVATELE LDS	19
4 VÝHODY PROVOZU LDS	20
4.1 KLÍČOVÉ VÝHODY A CHARAKTERISTIKY LDS	20
5 O SPOLEČNOSTI PROTOTYPA, A.S.	21
5.1 HISTORIE	21
5.2 SOUČASNOST	21
6 SOUČASNÝ STAV LDS PROTOTYPA	23
6.1 VN ROZVODNA	23
6.2 NN ROZVODNA	24
7 MOŽNOSTI DALŠÍHO ROZVOJE LDS	25
7.1 PROVOZOVÁNÍ LDS SE SOUČASNÝM VYBAVENÍM	25
7.1.1 OPĚTOVNÉ PŘIPOJENÍ JIŽ ODPOJENÝCH KONCOVÝCH ZÁKAZNÍKŮ.....	25
7.1.2 ROZŠÍŘENÍ PŘENOSOVÉ DISPONIBILITY NA POZEMKY SPOLEČNOSTI MOL.....	25
7.2 PROVOZOVÁNÍ LDS S MODERNIZACÍ SOUČASNÉHO VYBAVENÍ	26
7.3 PRODEJ NEBO PRONÁJEM LDS	27
7.4 PŘIPOJENÍ ZDROJE ELEKTRICKÉ ENERGIE DO LDS.....	27
7.4.1 LICENCE NA VÝROBU ELEKTŘINY	27
7.5 LIKVIDACE LDS A PŘECHOD POD REGIONÁLNÍHO DISTRIBUTORA ELEKTŘINY	28
8 VYBUDOVÁNÍ NOVÉ KIOSKOVÉ TRAFOSTANICE	29
8.1 UMÍSTĚNÍ KIOSKU	29
8.1.1 PRVNÍ VARIANTA	29
8.1.2 DRUHÁ VARIANTA	31

8.2 VOLBA TRANSFORMÁTORU	32
8.3 VÝBĚR VHDNÉHO KIOSKU	34
8.4 EKONOMICKÉ ZHODNOCENÍ	34
9 ANALÝZA NÁKLADŮ A PŘÍNOSŮ – CBA.....	35
9.1 POPSÁNÍ PODSTATY PROJEKTU	35
9.2 VYTVOŘENÍ FINANČNÍHO PLÁNU Z POHLEDU INVESTORA	35
9.3 DEFINOVÁNÍ BENEFICIENTŮ PROJEKTU	36
9.4 POPIS VARIANT PROJEKTU	36
9.4.1 INVESTIČNÍ VARIANTA 1	36
9.4.2 INVESTIČNÍ VARIANTA 2	37
9.4.3 INVESTIČNÍ VARIANTA 3	37
9.5 PŘEVEDENÍ KVANTIFIKOVANÝCH PŘÍNOSŮ NA HOTOVOSTNÍ TOKY	38
9.6 HOSPODÁRNÉ ZATÍŽENÍ TRANSFORMÁTORU S OHLEDEM NA ZTRÁTY	48
9.6.1 TRANSFORMÁTOR O VÝKONU 630 kVA	49
9.6.2 TRANSFORMÁTOR O VÝKONU 400 kVA	49
9.7 HOSPODÁRNÉ ZATÍŽENÍ TRANSFORMÁTORU Z EKONOMICKÉHO HLEDISKA	49
9.7.1 TRANSFORMÁTOR O VÝKONU 630 kVA	51
9.8 STANOVENÍ DISKONTNÍ SAZBY	52
9.9 EKONOMIČTÍ UKAZATELE VARIANTY 1.....	52
9.9.1 METODA DOBY SPLACENÍ (PAYBACK)	52
9.9.1 VÝNOSNOST INVESTICE (ROI)	54
9.9.2 ČISTÁ SOUČASNÁ HODNOTA NPV	55
9.10 EKONOMIČTÍ UKAZATELE VARIANTY 2.....	56
9.10.1 METODA DOBY SPLACENÍ (PAYBACK)	56
9.10.2 VÝNOSNOST INVESTICE (ROI)	57
9.10.3 ČISTÁ SOUČASNÁ HODNOTA NPV	57
9.11 EKONOMIČTÍ UKAZATELE VARIANTY 3.....	58
9.11.1 METODA DOBY SPLACENÍ (PAYBACK)	59
9.11.2 VÝNOSNOST INVESTICE (ROI)	59
9.11.3 ČISTÁ SOUČASNÁ HODNOTA NPV	59
9.12 INTERPRETACE VÝSLEDKŮ	60
9.12.1 EKONOMICKÉ SROVNÁNÍ	61
9.12.2 SROVNÁNÍ OSTATNÍCH PŘÍNOSŮ	62
9.12.3 POROVNÁNÍ VARIANT 1 A 2	62
9.12.4 VYHODNOCENÍ.....	64
10 NAPOJENÍ POZEMKŮ SPOLEČNOSTI MOL	65
10.1 PŘIPOJENÍ NABÍJECÍCH STANIC PRO ELEKTROMOBILY	65
10.2 STUDIE PŘIPOJITELNOSTI.....	66
10.2.1 KMITOČET SÍTĚ	67
10.2.2 ODCHYLKY NAPÁJECÍHO NAPĚTÍ	67
10.2.3 MÍRA VJEMU FLIKRU	67
10.2.4 NESYMETRIE NAPÁJECÍHO NAPĚTÍ.....	68
10.2.5 HARMONICKÁ NAPĚTÍ.....	68
10.3 PŘÍPRAVA PRO BUDOUCÍ PŘIPOJENÍ	68

10.4 ZHODNOCENÍ.....	69
10.4.1 NÁVRATNOST INVESTICE	70
11 ZŘÍZENÍ FVE NA STŘEŠE STÁVAJÍCÍ ROZVODNY	72
11.1 VSTUPNÍ ÚDAJE	72
11.1.1 SPOTŘEBA ELEKTRICKÉ ENERGIE	73
11.1.2 KLIMATOLOGICKÁ DATA	73
11.1.3 MODEL BUDOVY	74
11.1.4 ZPŮSOB VYUŽITÍ VYROBENÉ ENERGIE	75
11.2 VÝBĚR FOTOVOLTAICKÝCH PANELŮ.....	76
11.3 NOSNÁ KONSTRUKCE	77
11.3.1 ORIENTACE PANELŮ	77
11.3.2 SKLON PANELŮ	77
11.4 VÝBĚR INVERTORU	79
11.4.1 ZAPOJENÍ.....	81
11.5 LEGISLATIVA.....	82
11.6 INTERPRETACE VÝSLEDKŮ.....	82
11.6.1 ENERGETICKÉ ZHODNOCENÍ	82
11.6.2 EKONOMICKÉ ZHODNOCENÍ.....	84
12 ZÁVĚR.....	85
POUŽITÁ LITERATURA	87
SEZNAM PŘÍLOH.....	90

SEZNAM OBRÁZKŮ

<i>Obrázek 7-1 – situační výkres rozvodu vn.....</i>	<i>23</i>
<i>Obrázek 8-1 – úprava stávajícího napojení společnosti SMC</i>	<i>26</i>
<i>Obrázek 9-1 – možnosti umístění nového kiosku.....</i>	<i>29</i>
<i>Obrázek 9-2 – umístění 1 – přehled stávajících inženýrských sítí</i>	<i>30</i>
<i>Obrázek 9-3 – druhá varianta umístění kiosku</i>	<i>31</i>
<i>Obrázek 9-4 – umístění 2 – přehled stávajících inženýrských sítí</i>	<i>32</i>
<i>Obrázek 9-5 – srovnání celkových nákladů olejového a suchého transformátoru</i>	<i>33</i>
<i>Obrázek 10-1 – fotografie štítu současně používaného transformátoru</i>	<i>38</i>
<i>Obrázek 10-2 – průběhy peněžních toků jednotlivých variant</i>	<i>61</i>
<i>Obrázek 10-3 – srovnání nákladů při zanedbání růstu ceny elektřiny.....</i>	<i>63</i>
<i>Obrázek 10-4 – srovnání nákladů při zohlednění růstu ceny elektřiny.....</i>	<i>64</i>
<i>Obrázek 11-1 – vyznačení řešeného území.....</i>	<i>65</i>
<i>Obrázek 11-2 – hodnoty jednotlivých harmonických napětí v předávacím místě [29].....</i>	<i>68</i>
<i>Obrázek 11-3 – technická specifikace napájecí skříně [28]</i>	<i>69</i>
<i>Obrázek 12-1 – pohled na budovu stávající rozvodny z ulice Hudcova</i>	<i>72</i>
<i>Obrázek 12-2 – výstup z modelu PVGIS</i>	<i>74</i>
<i>Obrázek 12-3 – pohled na budovu rozvodny osazenou navrženými panely.....</i>	<i>75</i>
<i>Obrázek 12-4 – příklad připojení fotovoltaické elektrárny do distribuční sítě [16].....</i>	<i>75</i>
<i>Obrázek 12-5 – princip konstrukčního řešení FV instalace [20].....</i>	<i>78</i>
<i>Obrázek 12-6 – rozmístění panelů na střeše budovy.....</i>	<i>78</i>
<i>Obrázek 12-7 – zapojení inverterů ve FV systémech (A – centrální, B – řetězcový, C – modulový) [21].....</i>	<i>80</i>
<i>Obrázek 12-8 – příklad zapojení jednoho z inverterů.....</i>	<i>81</i>
<i>Obrázek 12-9 – parametry při zapojení pro inverter 1</i>	<i>82</i>
<i>Obrázek 12-10 – přehled toků energie</i>	<i>83</i>
<i>Obrázek 12-11 – graf pokrytí spotřeby výrobou z FvE a dodávkou ze sítě v průběhu roku</i>	<i>83</i>
<i>Obrázek 12-12 – graf bilance cash flow v průběhu dvaceti let od investice.....</i>	<i>84</i>

SEZNAM TABULEK

<i>Tabulka 9-1 – technické parametry kiosku PET® STANDARD 400o [31]</i>	34
<i>Tabulka 10-1 – hodnoty měrného činitele ztrát [13]</i>	42
<i>Tabulka 10-2 – technické parametry transformátoru BEZ aTSE 772/22</i>	44
<i>Tabulka 10-3 – technické parametry transformátoru BEZ TOHn 379/22</i>	44
<i>Tabulka 10-4 – technické parametry transformátoru BEZ TOHn 359/22</i>	45
<i>Tabulka 10-5 – srovnání výpočtů ztrát energie</i>	46
<i>Tabulka 10-6 – srovnání nákladů na ztráty elektrické energie</i>	47
<i>Tabulka 10-7 – investiční varianta 1 – přehled peněžních toků</i>	53
<i>Tabulka 10-8 – investiční varianta 1 – vstupní hodnoty pro výpočet NPV</i>	55
<i>Tabulka 10-9 – investiční varianta 2 – přehled peněžních toků</i>	57
<i>Tabulka 10-10 – investiční varianta 2 – vstupní hodnoty pro výpočet NPV</i>	58
<i>Tabulka 10-11 – investiční varianta 3 – přehled peněžních toků</i>	59
<i>Tabulka 10-12 – investiční varianta 3 – vstupní hodnoty pro výpočet NPV</i>	60
<i>Tabulka 10-13 – srovnání ekonomických ukazatelů jednotlivých variant</i>	61
<i>Tabulka 10-14 – srovnání ostatních přínosů jednotlivých variant</i>	62
<i>Tabulka 11-1 – ceny za veřejné dobíjení u stanic E.ON pro rok 2020 [30]</i>	70
<i>Tabulka 12-1 – údaje o spotřebě elektrické energie</i>	73
<i>Tabulka 12-2 – technické parametry panelu Sunpower 330 Wp</i>	76
<i>Tabulka 12-3 – technická specifikace invertoru Fronius Symo 17.5-3-M</i>	80

SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK

FF	faktor plnění	-
I	proud	A
i_0	procentní proud naprázdno	%
I_k	proud nakrátko	A
I_{MPP}	proud bodu maximálního výkonu	A
K_{iT}	pořizovací cena transformátoru	Kč
N	náklady	Kč
N_{iT}	náklady odvozené z pořizovací ceny transformátoru	Kč
n_P	vztažné náklady na výkon	Kč·kW ⁻¹ ·r ⁻¹
N_T	celkové náklady transformátoru	Kč
n_W	vztažné náklady na energii	Kč·kW ⁻¹ ·r ⁻¹
n_{Δ}	celkové vztažné náklady na ztráty	Kč·kW ⁻¹ ·r ⁻¹
n_{Δ}^0	celkové vztažné náklady na ztráty naprázdno	Kč·kW ⁻¹ ·r ⁻¹
$N_{\Delta T}$	náklady na ztráty	Kč
P	činný výkon	W
p	celkové procento	%
Q	jalový výkon	VAr
S	zdánlivý výkon	VA
S_{max}	maximální zdánlivý výkon	VA
T	čas	h
U	napětí	V
U_0	napětí naprázdno	V
u_k	poměrné napětí nakrátko	%
U_{MPP}	napětí bodu maximálního výkonu	V
W	energie	Wh
β	zatěžovatel	-
ΔP	ztráty činného výkonu	W
ΔP_0	ztráty činného výkonu naprázdno	W
ΔP_k	ztráty činného výkonu nakrátko	W
ΔQ	ztráty jalového výkonu	VAr
ΔQ_0	ztráty jalového výkonu naprázdno	VAr
ΔQ_k	ztráty jalového výkonu nakrátko	VAr

AC	střídavý proud
CBA	analýza nákladů a přínosů
ČR	Česká republika
DC	stejnoseměrný proud
DS	distribuční soustava
ERÚ	energetický regulační úřad
FV	fotovoltaický
FvE	fotovoltaická elektrárna
IČ	identifikační číslo
LDS	lokální distribuční soustava
MPP	bod maximálního výkonu
NN	nízké napětí
PPDS	pravidla provozování distribučních soustav
Si	křemík
SK	Sedlecký kaolin
SŠ	střední škola
VN	vysoké napětí
VŠ	vysoká škola
VUT	vysoké učení technické
ZVS	Závody všeobecného strojírenství

1 ÚVOD

Prototypa, a.s. je akciová společnost zaměřující se na výzkum, vývoj a výrobu balistických měřicích systémů pro zkoušení nábojů do loveckých, sportovních i vojenských zbraní, startovacích systémů pro bezpilotní prostředky a projektování měřicích zařízení pro balistické laboratoře. Společnost je pozůstatkem jednoho z podniků Závodů všeobecného strojírenství sídlící v Brně.

Lokální distribuční soustavy (zkráceně LDS) slouží k připojení více koncových odběratelů k nadřazeným distribučním sítím regionálních distributorů. Provozovatelem takové LDS je také společnost Prototypa, a.s. Ta provozuje lokální distribuční soustavu, která zůstala jako pozůstatek podnikové energetiky před rozpadem podniku a jeho následnou privatizací. Postupem času se ale od této LDS začali koncoví zákazníci odpojovat a přecházet pod regionálního distributora elektřiny. Následkem snižování počtu připojených zákazníků a zároveň poklesem celkové odebírané energie je z původně dvou transformátorů provozován pouze jeden, a to na hraně rentability provozu. Druhý z transformátorů v současnosti slouží jako záložní.

Nabízí se několik možností, jakým způsobem naložit se stávající soustavou, aby bylo možné pokračovat v jejím provozu a zachovat tak výhody, které provoz LDS nepochybně přináší. Tato diplomová práce popisuje současný stav podnikové energetiky a věnuje se právě těmto možnostem dalšího rozvoje LDS.

Výstupem práce bude sjednocení pohledu na LDS Prototypa, a.s. jako celek, ze kterého bude možno vycházet při plánování budoucího rozvoje. Práce investorovi nastíní možnosti dalšího rozvoje LDS, včetně konkrétních řešení, které budou projekčně zpracovány a ekonomicky zhodnoceny. Všechny cíle, kterých má být dosaženo, včetně zvolených postupů řešení a použitých metod jsou definovány v následující kapitole.

2 CÍLE PRÁCE

Zadáním této práce bylo navrhnout a ekonomicky zhodnotit různé možnosti a scénáře rozvoje oblasti lokální distribuční soustavy společnosti Prototypa, a.s. Práce má nastínit pohled „shora“, identifikovat investiční příležitosti společnosti, podrobně je rozvést a ekonomicky navrhnout dva až tři scénáře dynamickými metodami. Po několika setkáních a konzultacích s investorem a vedoucím diplomové práce byly stanoveny konkrétní cíle, kterých má být v práci dosaženo.

Nejdříve bude popsán současný stav podnikových rozvodů a vybavení stávajících rozvodů vn a nn. Současný stav je doposud zakreslen pouze v původní výkresové dokumentaci, pocházející z roku 1974, respektive v dokumentaci o následných úpravách z roku 1984. V rámci práce budou opraveny odlišnosti současného stavu a původní dokumentace a vše bude převedeno do elektronické podoby.

Část práce bude věnována legislativním požadavkům na provozovatele lokálních distribučních soustav, možnostem připojení nového zdroje do LDS nebo připojení spotřebiče velkého příkonu. Rozebrány budou výhody provozu lokálních distribučních soustav s licenci a bez licence. Tato část práce má za úkol připravit prostor pro praktickou část.

Dalším postupem bude návrh tří investičních příležitostí společnosti a jejich ekonomická analýza. Konkrétně jde o následující návrhy:

- investice do nové kioskové trafostanice, která by nahradila stávající rozvodnu,
- příprava pro napojení dobíjecích stanic pro elektromobily na území stávající čerpací stanice společnosti MOL Česká republika,
- výstavba fotovoltaické elektrárny na střeše budovy stávající rozvodny pro pokrytí části vlastní spotřeby.

2.1 Metody a postupy řešení

Při tvorbě této diplomové práce bude spolupracováno přímo s provozovatelem LDS. Současný stav bude charakterizován na základě původní výkresové dokumentace, která nám byla poskytnuta k nahlédnutí. Úpravy a modernizace původního vybavení, způsobující odlišnosti od původní dokumentace, budou zaznamenány za základě místního šetření ve spolupráci se zástupcem společnosti Prototypa, a.s. na pozici hlavního energetika podniku. Při tvorbě výkresové dokumentace bude použit software podporující pracovní prostředí CAD.

Při analýze legislativních požadavků budeme vycházet z pravidel provozování distribučních soustav a příslušných podnikových norem. Možnost rozšíření působnosti provozovatele LDS na jiné katastrální území bude konzultována se zástupcem Energetického regulačního úřadu.

Pro posouzení ekonomických i neekonomických přínosů a výhodnosti investice do nové kioskové trafostanice bude použita analýza přínosů a nákladů (CBA). K dispozici nám budou faktury o platbách za distribuci i silovou elektřinu a protokoly o zkoušce použitého transformátoru.

Fotovoltaická elektrárna na střeše budovy stávající rozvodny bude navržena na základě údajů o spotřebě elektrické energie v průběhu času za uplynulý rok, konkrétně průběžích

čtvrthodinových maxim. Dále budou použita klimatologická data z databáze PVGIS a program pro návrh fotovoltaických zařízení PVSOL.

LOKÁLNÍ DISTRIBUČNÍ SOUSTAVA

Lokální distribuční soustava, dále LDS, slouží k připojení koncových odběratelů elektrické energie k elektrické síti. Prostřednictvím této soustavy je pak zajištěna dodávka elektřiny pro zákazníka a jeho odběrné místo. Odběrným místem může být objekt, byt, kancelář a podobně.

Distribuční soustavu mohou v našich podmínkách provozovat pouze licencované společnosti. Licence uděluje Energetický regulační úřad (ERÚ). Území, na kterém provozovatel LDS působí, je vymezeno právě těmito licencemi. „Lokální distribuční soustava může vzniknout všude tam, kde je více odběratelů připojeno na distribuční síť prostřednictvím jednoho připojovacího bodu, a to k nadřazené distribuční soustavě. Typicky se jedná o komerční zóny, obchodní centra, bytové komplexy a soubory rodinných domů, průmyslové zóny.“[25]

2.2 Vznik LDS

Vzniku LDS přechází vymezení území pro distribuci. Na náklady distributora je následně vystavěna nová distribuční síť, případně investor koupí nebo pronajme od stávajícího vlastníka síť současnou. Tento distributor pak zodpovídá na daném území za distribuci elektřiny a připojení nových zákazníků ve stejném rozsahu jako regionální distribuční společnosti. Samostatnou činností, která může navazovat na distribuci, je dodávka vlastní komodity při dodržení všech pravidel volného trhu z pohledu oprávněného zákazníka [25].

2.3 Právní rámec

Veškerá pravidla jsou stanovena energetickým zákonem a příslušnými prováděcími vyhláškami. Minimální technické, plánovací, provozní a informační požadavky pro připojení uživatelů k distribučním sítím jsou stanoveny v Pravidlech provozování distribuční soustavy (PPDS), která jsou schvalována Energetickým regulačním úřadem.

2.4 Cena služby

Při připojení k LDS platí koncový odběratel elektřiny službu stejným způsobem jako ostatní odběratelé v regionální distribuční soustavě. Cenu této služby reguluje stát. Je určována Energetickým regulačním úřadem pro každé distribuční území zvlášť. Cena služby je určována cenovým rozhodnutím na daný kalendářní rok. Službu hradí odběratel buď svému obchodníkovi s elektřinou prostřednictvím smlouvy o sdružených službách (tj. jednou fakturou spolu s cenou za silovou elektřinu) nebo samostatně distribuční společnosti. Distribuční poplatky jsou stanoveny dle velikosti rezervované hodnoty hlavního jističe odběratele [25].

3 PROVOZOVÁNÍ LDS

Každý provozovatel distribuční soustavy má povinnost zpracovávat pravidla provozování distribuční soustavy (PPDS, oficiální název je Řád provozovatele distribuční soustavy), která mají určité povinné náležitosti dané vyhláškou č. 401/2010 Sb. Pravidla provozování distribuční soustavy má mít po schválení ze strany ERÚ na svých stránkách příslušný provozovatel. Energetický regulační úřad na svých stránkách uveřejňuje návrhy zaslané provozovateli distribučních soustav, nikoliv výsledné znění.

Zisk LDS spočívá v rozdílu cen poplatků za distribuci elektrické energie od prodávajícího regionálního distributora v dodávce vn a následné redistribuci koncovým zákazníkům v LDS na napěťové hladině nn.

Obecně můžeme uvedené formulovat následovně:

- Provoz LDS s licenci:
 - (a) Každý odběratel může volit svého dodavatele elektřiny,
 - (b) každý odběratel má vlastní měření,
 - (c) vztahy se řídí se podle Energetického zákona 458/2000 Sb.
- Provoz LDS bez licence:
 - (a) uživatelé nemají právo měnit dodavatele elektřiny,
 - (b) vlastník areálu může mít problémy se stížnostmi odběratelů na kvalitu dodávky apod.,
 - (c) vztahy se řídí dle občanského zákoníku.

Následující text vychází z cenového rozhodnutí ERÚ, které vychází každým rokem [3]:

„Provozovatel lokální distribuční soustavy, kterému Energetický regulační úřad nestanovuje ceny zajišťování distribuce elektřiny podle jiného právního předpisu, používá ceny zajišťování distribuce elektřiny až do výše cen zajišťování distribuce elektřiny provozovatele regionální distribuční soustavy, k jehož distribuční soustavě je jeho lokální distribuční soustava připojena. Pokud není lokální distribuční soustava připojena k elektrizační soustavě České republiky, používá provozovatel lokální distribuční soustavy, kterému Energetický regulační úřad nestanovuje ceny zajišťování distribuce elektřiny podle jiného právního předpisu, ceny zajišťování distribuce elektřiny až do výše cen zajišťování distribuce elektřiny provozovatele regionální distribuční soustavy, na jehož vymezeném území se lokální distribuční soustava nachází.“

„Pokud provozovatel lokální distribuční soustavy, kterému Energetický regulační úřad nestanovuje ceny zajišťování distribuce elektřiny podle jiného právního předpisu, distribuuje elektřinu zákazníkovi, provozovateli lokální distribuční soustavy nebo výrobci elektřiny na stejné napěťové hladině, na jaké je jeho zařízení připojeno k zařízení provozovatele distribuční soustavy, účtuje zákazníkovi, provozovateli lokální distribuční soustavy nebo výrobci elektřiny k odebranému množství elektřiny technické ztráty své lokální distribuční soustavy. Množství technických ztrát se určí rozdílem skutečných naměřených hodnot na vstupech do lokální distribuční soustavy a výstupech z lokální distribuční soustavy. Stanovení ztrát na jedno odběrné

nebo předávací místo je dáno podílem odebraného množství elektřiny tohoto odběrného nebo předávacího místa na celkovém odběru elektřiny z lokální distribuční soustavy. Takto upravené množství elektřiny je základem pro stanovení platby za použití sítí.“

3.1.1 Udělení licence

Rozhodneme-li se provozovat LDS s licenci, musíme postupovat dle následujícího postupu pro získání licence na distribuci elektřiny [4]:

- „vyplnění žádosti a přesná specifikace LDS – o jaké vedení jde, v jaké budově a parc. č., napěťové hladiny, délka vedení, přenosová kapacita v MW (formulář),
- přílohy: revizní zpráva k LDS, podklady ke stavebnímu řízení (územní rozhodnutí, stavební povolení, kolaudační souhlas), potvrzení o neexistenci nedoplatků (FÚ, OSSZ, CS), krátký podnikatelský plán (1 A4), finanční bilance – výhled aktiv a pasiv na 6 let do budoucna),
- ustanovení odpovědného zástupce,
- správní poplatek: 1 000 Kč (do 1 MW kapacity), 10 000 Kč nad 1 MW kapacity,
- doba trvání: 30–60 dnů ze zákona.“

Licence na distribuci elektřiny se uděluje [4]:

- a) „nejvýše na 25 let, a to na
 1. výrobu elektřiny,
 2. výrobu plynu,
 3. výrobu tepelné energie,
- b) na dobu neurčitou, a to na
 1. přenos elektřiny,
 2. přepravu plynu.
 3. distribuci elektřiny,
 4. distribuci plynu,
 5. uskladňování plynu,
 6. rozvod tepelné energie,
 7. činnosti operátora trhu,
- c) na dobu 5 let, a to na
 1. obchod s elektřinou,
 2. obchod s plynem.“

3.2 Povinnosti provozovatele LDS

Provozovatel lokální distribuční soustavy je povinen splnit následující administrativní požadavky [4]:

- „získání licence na distribuci elektřiny,
- vypracování a schválení podmínek provozování lokální distribuční soustavy,
- uzavření smluv s odběrateli, provozovatelem DS a obchodníky s elektřinou,
- plnění dalších povinností stanovených právními předpisy viz níže.

Další povinnosti provozovatele LDS jsou následující:

- registrovat se u operátora trhu do 30 dnů od získání licence na distribuci elektřiny,
- zajišťovat bezpečný provoz, údržbu a opravy LDS,
- instalace elektroměrů k jednotlivým odběrným místům LDS na svoje náklady,
- zajišťovat měření elektřiny a předávat naměřené údaje operátorovi trhu 1 x měsíčně na formuláři podle vyhlášky č. 408/2015 Sb., o trhu s elektřinou,
- dodržovat kvalitu dodávek elektřiny stanovenou právními předpisy (napětí, frekvence apod.),
- zpracovávat a poskytovat údaje pro rozhodování ERÚ o cenách (tedy tržby, výdaje apod.),
- předkládat ERÚ regulační výkazy 1 x ročně.“

4 VÝHODY PROVOZU LDS

Provozování vlastní LDS je výhodné zejména tam, kde je velký odběr elektrické energie, který je vyjádřen jeho příkonem (případně proudovou hodnotou hlavního jističe). Obecně se považuje za výhodné provozovat LDS, pokud je příkon vyšší než 100 kW. Tato hodnota je ale uváděna pro nové projekty, například nové bytové domy či celé bytové komplexy.

Pokud má současná provozovaná LDS již všechny komponenty z minulosti, respektive zařízení je účetně odepsáno, výhodnost LDS se projeví již při nižším zatížení – obvykle kolem 50 kW. Tuto hodnotu můžeme přetvořit do hodnoty cca 300 MWh roční spotřeby, což se jeví jako hranice efektivita pro provoz námi řešené LDS.

Provozovatel LDS je ze své podstaty pouze distributorem elektrické energie, případně plynu. Položky za distribuci elektrické energie může libovolně měnit do výše poplatků určených Energetickým regulačním úřadem pro distribuční oblast, ve které provozovatel LDS působí. Nákup silové elektrické energie je možné pouze pro krytí vlastních ztrát. Bez licence pro prodej elektřiny nelze prodávat koncovým zákazníkům silovou elektrickou energii, ani ji přeprodávat.

Zákazník má právo na změnu dodavatele silové elektřiny, proto odběratel neuzavírá smlouvu s distributorem, ale přímo s dodavatelem (E.ON, Bohemia Energy aj.), kteří mají sjednanou tzv. „Smlouvu o sdružených dodávkách služeb“. Zákazník také může mít separátní smlouvu s distributorem a dodavatelem silové elektřiny.

4.1 Klíčové výhody a charakteristiky LDS

Obecně můžeme za klíčové výhody provozu LDS označit následující:

- snížení nákladů na připojení všech odběrných míst (jedna přípojka, jeden transformátor, náklady se rozpočítají na jednotlivá konečná odběrná místa),
- provozovatel vybírá poplatky za distribuci elektřiny v LDS (investice do LDS se může vrátit již za 1–2 roky jejího provozu),
- provozovatel má určitou flexibilitu v nastavení distribučních sazeb, a to v rámci cenových podmínek daných rozhodnutími ERÚ,
- odběratel v LDS má volnost výběru dodavatele silové elektřiny.

5 O SPOLEČNOSTI PROTOTYPA, A.S.

Lokální distribuční soustava Prototypa, a.s. se vyvinula z energocentra, vybudovaného v sedmdesátých letech v tehdy slepém rameni Hudcovy ulice v nynější čtvrti Brno-Medlánky, které zajišťovalo elektrickou a tepelnou energii pro rozsáhlejší komplex ústavů a závodů koncernu Závody všeobecného strojírenství (ZVS). Tento komplex zahrnoval nynější firmy IMPS a.s., Hudcova 78, Prototypa, a.s., Hudcova 533/78c, KPV REALITY Brno s.r.o., Hudcova 532/78b, Chemickou fakultu VUT v Brně, Purkyňova 464/118 a po roce 1989 a privatizaci v devadesátých letech i nynější firmy JOMITA s.r.o., Hudcova 607/76, SMC Industrial Automation CZ s r.o., Hudcova 2934/78b a Čerpací stanici MOL, Brno-Královo Pole, Hradecká 2880/0.

Energetické centrum s nynější LDS, umístěné v objektu 17 na parcele 801/5 v k.ú. Brno – Medlánky je propojeno podzemním kolektorem s KPV REALITY Brno s.r.o. a Chemickou fakultou VUT v Brně a kabelové propojení má s Dopravním podnikem města Brna a se všemi výše uvedenými firmami a jejich objekty v sousedství.

5.1 Historie

Energocentrum Prototypa, a.s. bylo budováno v sedmdesátých a osmdesátých letech jako strategická investice státu pro obranné účely v utajovaném režimu, a proto nelze vyloučit ani jiná kabelová či jiná propojení v blízké oblasti, jejichž dokumentaci nelze v dnešní době dohledat.

V objektu č. 17 energobloku na parcele 801/5 je umístěna vysokonapěťová rozvodna 22 kV, s označením TS 293 se dvěma kabelovými přívody ze dvou různých VN rozveden 110/22 kV, což umožňuje manipulaci přívodu ze dvou směrů, a tedy i reakci na havárie nadřazené distribuční síti. Vysokonapěťová rozvodna je napojena na síť E.ON Distribuce a.s. Brno přes TS Dopravního podniku města Brna.

Z této LDS vn rozvodny jsou napájeny vysokonapěťové transformátory 22/0,4 kV, umístěné v objektech nynější Chemické fakulty VUT v Brně a objektu KPV REALITY Brno, Hudcova 532/78b. VN rozvodna má celkem 16 VN kobek, včetně záložních. VN rozvodna má dva možné vstupy – jeden dveřní vstup přímo z příjezdové komunikace k objektu, kde mohou přímo zasahovat pracovníci E-ON Distribuce a jeden vstup z nn rozvodny pro přístup obsluhy rozvodny Prototypa, a.s.

V nízkonapěťové rozvodně energobloku jsou umístěny dva vzduchové transformátory 22kV/0,4 kV, každý o jmenovitém výkonu 630 kVA. Jeden z nich je v současnosti trvale udržován jako záložní.

Nízkonapěťová rozvodna obsahuje 9 polí s kabelovými rozvody po areálu Prototypa, a.s. i mimo něj, jak je uvedeno výše.

Lokální distribuční soustava Prototypa, a.s. je pravidelně kontrolována a revidována. Její technický stav dává předpoklady dlouhodobého provozu bez havárií a stavů nouze. LDS má dostatečnou rezervu pro přenášený výkon a je předpokládána její vysoká provozní spolehlivost.

5.2 Současnost

LDS Prototypa, a.s. je v současné době majetkově provázána se společností Sedlecký kaolin, a.s., která vlastní 11 % akcií, a společností KSB Božičany a.s., která vlastní 89 % akcií. Sedlecký kaolin (dále SK) je svým podnikatelským zaměřením orientován na těžbu kaolínů, jílu a jejich zpracování.

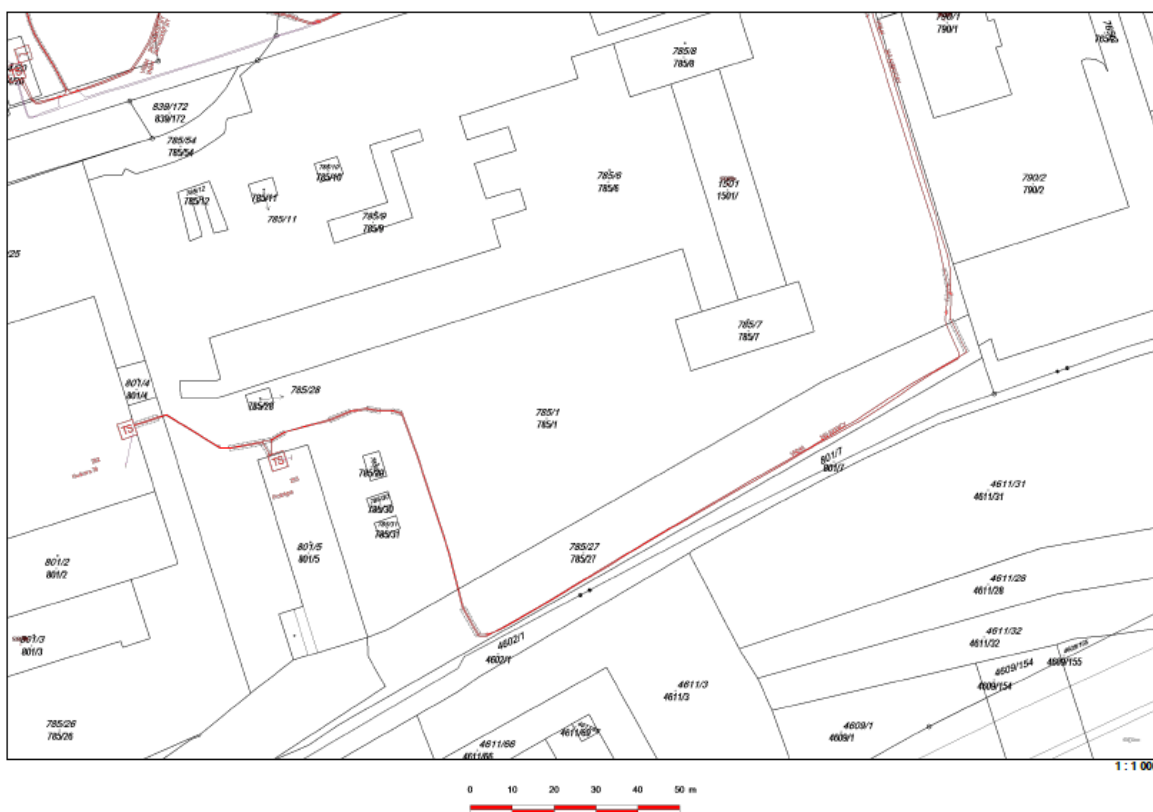
LDS Prototypa, a.s. je pozůstatkem dřívějšího koncernového podniku Prototypa, a.s., který byl určen pro výzkum a vývoj vojenského materiálu. Při výstavbě bylo uvažováno o vlastní energetické soběstačnosti podniku, proto vznikly samostatné inženýrské sítě (vodovody, kanalizace, elektroenergetika, tepelné rozvody) na dotčeném území Prototypa, a.s. Postupnou transformací po roce 1990 se zamýšlený rozvoj neuskutečnil. Vznikly ale energeticky navázané odběry, jež se majetkově distancovaly (byly privatizovány) od původní matky – Prototypy. Energetická báze však zůstala zachovaná do současné podoby.

6 SOUČASNÝ STAV LDS PROTOTYPA

V současné době je z LDS Prototypa napájeno celkem osm odběrů. V budově technických provozů (ve které byly již demontovány tepelné rozvody) se nachází také rozvodna vn pro napájení bývalé budovy MEOPTA Brno, koncernový podnik Přerov, nyní budova Vysokého učení technického v Brně, Fakulty chemické. Tato rozvodna je nezbytná pro provoz budovy, ale již nemá žádný efekt pro provoz podniku.

Akciová společnost Prototypa jako provozovatel lokální distribuční soustavy (distribuce elektrické energie) přebírá v souladu s § 25, odstavec 12 zákona č. 458/2000 Sb., v platném znění, Pravidla provozování distribučních soustav provozovatele regionální soustavy E.ON Distribuce a.s., k jejíž distribuční síti je připojena.

Akciová společnost Prototypa je držitelem licence číslo 120202519 na distribuci elektřiny. Trafostanice 22/0,4 kV je napájena z rozvodů firmy E.ON Distribuce a.s. V trafostanici jsou instalovány dva vzduchem chlazené transformátory, každý o jmenovitém výkonu 630 kVA. Rozvody v areálu akciové společnosti Prototypa i v lokální distribuční soustavě jsou na napěťové hladině 0,4 kV.



Obrázek 6-1 – situační výkres rozvodu vn

6.1 VN rozvodna

Vysokonapěťová rozvodna se nachází na parcele č. 801/5 v k.ú. Brno – Medlánky. Disponuje celkem dvěma transformátory o jmenovitém výkonu 630 kVA. Dodávka je zajištěna dvěma kabelovými přívody ze dvou různých vn rozveden 110/22 kV, což umožňuje manipulaci přívodu ze dvou různých směrů v případě poruchy nadřazené distribuční sítě. Na přiloženém výkresu (Příloha H) můžeme vidět přehledové schéma vn rozvodny.

Rozvodna je napojena na síť distributora E.ON Distribuce a.s. Brno přes transformační stanici Dopravního podniku města Brna. Rozvodna má celkem 14 vývodových polí. Z vývodových polí 12 a 13 jsou připojeny dva transformátory, každý o zdánlivém výkonu 1000 kVA, které slouží k napájení budovy fakulty chemické Vysokého učení technického v Brně. Z vývodových polí 1 a 2 jsou připojeny dva transformátory o zdánlivém výkonu 630 kVA, které slouží pro napájení nn rozvodny a celého objektu Prototypa, a.s., viz následující podkapitola.

Ostatní vývodová pole vysokonapěťové rozvodny slouží k měření, jako vývodové rezervy, případně podélné spojky sloužící k manipulaci v rozvodně.

6.2 NN rozvodna

V nízkonapěťové rozvodně energobloku jsou umístěny dva vzduchem chlazené transformátory 22/4 kV, každý o zdánlivém výkonu 630 kVA. Jeden z těchto transformátorů je trvale udržován jako záložní. Druhý z transformátorů je provozován s pouze třetinovým zatížením, proto je v současném stavu lokální distribuční soustava provozována na hranici rentability. Rozvodna obsahuje celkem 9 polí s kabelovými vývody pro napájení zařízení v areálu Prototypa, a.s. i mimo něj. Přehledové schéma výstroje nn rozvodny můžeme vidět na výkrese, který je přiložen k této práci (Příloha I).

7 MOŽNOSTI DALŠÍHO ROZVOJE LDS

V této kapitole budou navrženy možnosti dalšího rozvoje vývoje lokální distribuční soustavy akciové společnosti Prototypa. Tyto možnosti budou dále rozebrány a ekonomicky zhodnoceny v další části práce.

Základní možnosti dalšího rozvoje jsou následující:

- likvidace LDS a přechod pod regionálního distributora elektřiny,
- prodej nebo pronájem LDS,
- provozování LDS s modernizací současného vybavení,
- provozování LDS se současným vybavením.

Každá z výše uvedených variant má kladné i záporné stránky, které budou rozebrány níže.

7.1 Provozování LDS se současným vybavením

Při provozování se současným vybavením se LDS pohybuje na hranici rentability z důvodu nízkého zatížení transformátorů. Nabízí se však několik možností budoucího navýšení odběru elektrické energie tak, aby byl provoz při ponechání současného vybavení rozvodny rentabilní. Finančně výhodné provozování LDS podle všech právních aspektů je závislé od technické životnosti současného vybavení. Pokud je možné provozovat zařízení a zejména kabelové vedení i nadále, je možné v LDS dále pokračovat. Je nutné ale počítat s časovou obnovou celého zařízení. Základní možnosti jsou následující.

7.1.1 Opětné připojení již odpojených koncových zákazníků

Na současném území byly postupně od počátku sedmdesátých let vybudovány tři stavby v utajeném režimu jako zvláštní část státního plánu. První stavbou byla dnešní Prototypa a.s., druhou stavbou dnešní areál KPV REALITY (obě stavby tvořily státní podnik Prototypa Brno), třetí stavbou byl státní podnik MEOPTA Brno, nyní Chemická fakulta VUT v Brně. Tyto podniky byly součástí Závodů všeobecného strojírenství, jehož ředitelství bylo investorem školícího hotelu, nyní IMPS Prometheus. Námí řešený energoblok zásoboval energiemi všechny uvedené podniky s tím, že měl i dostatečné rezervy na další výstavbu, která se koncem osmdesátých let již neuskutečnila, i když byla investičně připravována.

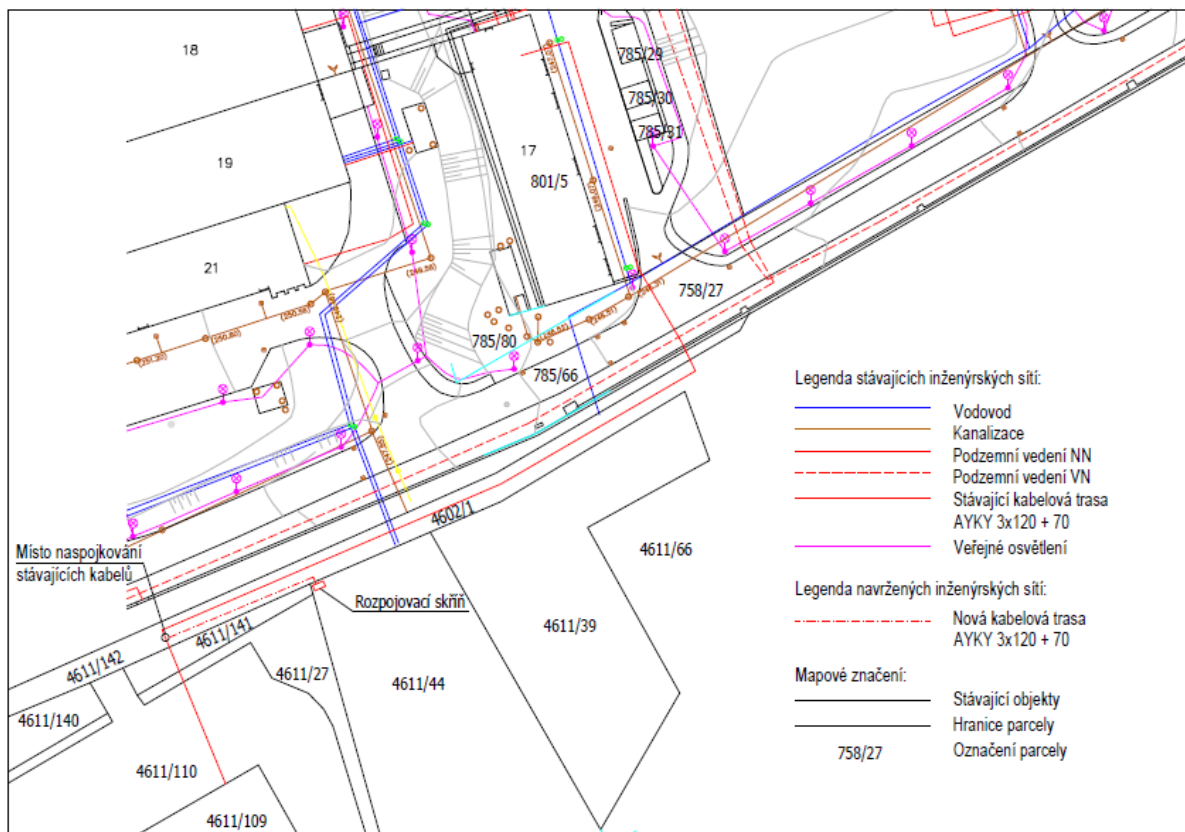
Tendence privatizovaných subjektů a nově připojených subjektů po privatizaci vedly k postupnému odpojování odběratelů, i když LDS Prototypa má dostatečné kapacity pro připojení až do výkonu 1,2 MVA. Jednou z možných variant je tedy opětovné připojení již odpojených koncových zákazníků. Této možnosti by se dalo dosáhnout oslovením zmíněných zákazníků s výhodnější nabídkou na dodávku elektřiny. O možnostech rozúčtování elektřiny mezi jednotlivé zákazníky nebo prodeje elektřiny (což by obnášelo licenci na prodej elektřiny), bude pojednávat samostatná kapitola.

7.1.2 Rozšíření přenosové dostupnosti na pozemky společnosti MOL

Jelikož je v současnosti společnost MOL největším odběratelem z námí řešené LDS, udržení distribuce elektrické energie této společnosti je pro zachování provozu klíčové. Čerpací stanice

společnosti MOL je napájena kabelem AYKY 3x120 + 70, který je v rozvodně jištěn jističem 80 A. Celková odebraná energie v roce 2017 byla 127 MWh. Velký potenciál provozovatel LDS vidí v možném využití pozemků přilehlých ke stávající čerpací stanici na pozemku 4611/68 a v možné budoucí výstavbě nabíjecích stanic pro elektromobily v areálu čerpací stanice.

Vzhledem k pravděpodobnosti zvýšeného odběru elektrické energie na pozemcích patřícím společnosti MOL Česká republika s.r.o. popsáným výše, bylo investorovi doporučeno následující řešení.



Obrázek 7-1 – úprava stávajícího napojení společnosti SMC

Na obrázku (Obrázek 7-1 – úprava stávajícího napojení společnosti SMC) vidíme dva stávající kabely AYKY 3x120 + 70, které byly vedeny paralelně do objektu nynější společnosti SMC Industrial Automation CZ s.r.o. Tyto kabely byly před pozemkem této společnosti ukončeny a naspjovány do rozpojovací skříň, umístěné na hranici pozemku společnosti MOL a SMC (styk parcel 4611/44, 4611/110, 4611/141 a 4602/1 – k.ú. Královo Pole). Tato rozpojovací skříň v současnosti slouží jako staveništní rozvaděč, v budoucnosti by měla sloužit v rámci obnovy sítí na území MOL, konkrétně na parcelách 4611/44 a 4611/39 – k.ú. Královo Pole.

7.2 Provozování LDS s modernizací současného vybavení

Modernizace současného vybavení by obnášela zejména výstavbu nové trafostanice vn/nn na patě pozemku společnosti Prototypa, a.s. Nově připojený transformátor o nižším zdánlivém výkonu by pracoval s vyšším procentuálním zatížením, což by zajišťovalo hospodárný provoz.

7.3 Prodej nebo pronájem LDS

Jednou z variant dalšího postupu je také prodej LDS novému majiteli, který by přebral veškeré právní a technické závazky.

Na trhu existují také skupiny, které se zabývají pronájmy stávajících LDS a jejich provozem. Možnost prodeje nebo pronájmu LDS je neakceptovatelnou variantou, protože představuje věčné břemeno na nemovitosti, což odporuje požadavkům společnosti Prototypa, a.s.

7.4 Připojení zdroje elektrické energie do LDS

Další variantou vývoje stávající LDS je instalování vlastního zdroje elektrické energie, například fotovoltaických panelů nebo kogenerační jednotky. Připojení nového zdroje by obnášelo získání licence na výrobu elektřiny. Provozovatel takového zdroje je povinen se řídit pravidly pro paralelní provoz výroben se sítí provozovatele distribuční soustavy tak, jak bude popsáno v následující podkapitole.

7.4.1 Licence na výrobu elektřiny

Možnosti připojování nových zdrojů do lokálních distribučních soustav jsou omezeny Pravidly provozování distribučních soustav, konkrétně jejich přílohou č. 4: Pravidla pro paralelní provoz výroben a akumulčních zařízení se sítí provozovatele distribuční soustavy.

Tato pravidla platí pro plánování, zřizování a úpravy výroben elektřiny připojených k sítím nn, vn nebo 110 kV provozovatelů distribučních soustav a provoz takto připojovaných výroben.

Takovýmito výrobnami elektřiny jsou např. [2]:

- a) vodní elektrárny,
- b) větrné elektrárny,
- c) generátory poháněné tepelnými stroji, např. blokové teplárny, kogenerační jednotky, spalování bioplynu a biomasy,
- d) fotočláňková zařízení,
- e) geotermální elektrárny.

Platnost těchto pravidel se rovněž vztahuje na [2]:

- výroby a) až e) s akumulací elektrické energie,
- samostatně připojené elektrické akumulční zařízení,
- odběrná elektrická zařízení s akumulací elektrické energie,
- uzavřené distribuční soustavy s výrobnami elektřiny bez akumulčního zařízení a s akumulčním zařízením,
- lokální distribuční soustavy s výrobnami elektřiny bez akumulčního zařízení a s akumulčním zařízením.

7.5 Likvidace LDS a přechod pod regionálního distributora elektřiny

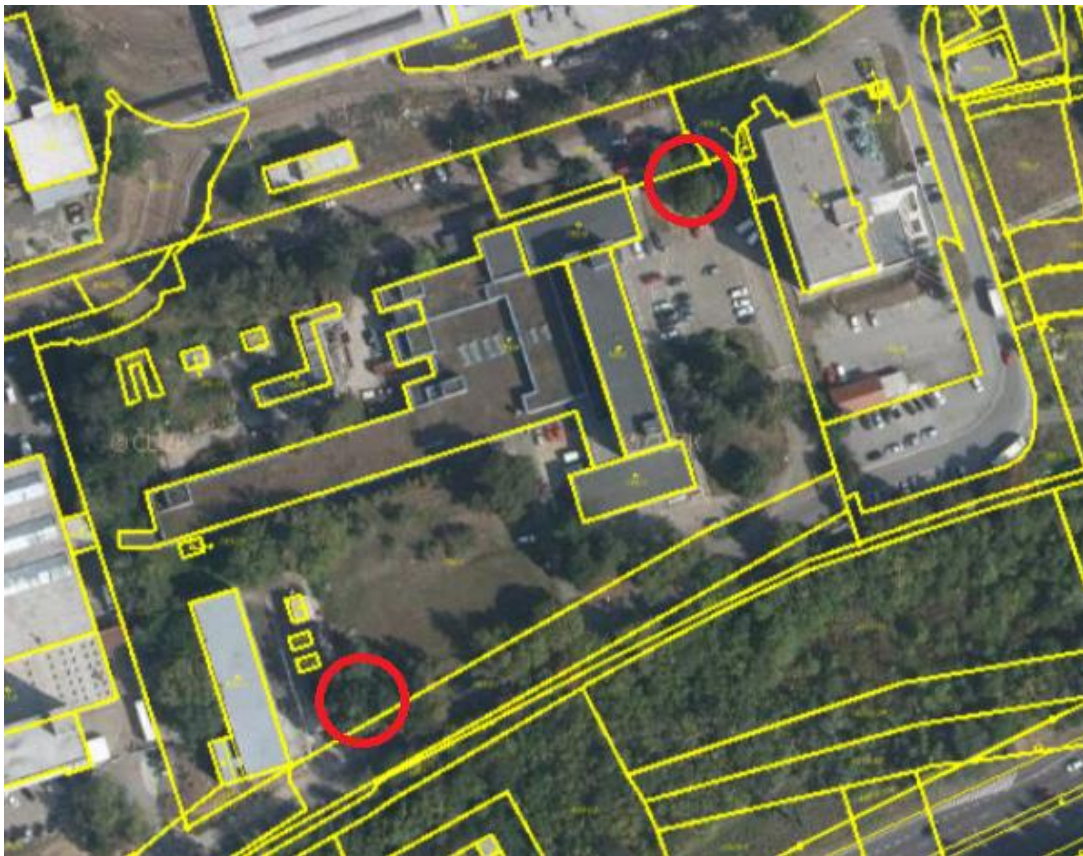
Krajní variantou řešení je přechod pod regionálního distributora elektřiny – v tomto případě pod společnost E.ON Distribuce. Tato varianta by obnášela zřízení nové „kioskové“ trafostanice v blízkosti hranice pozemku podniku Prototypa, a.s. Touto variantou by došlo k ukončení veškerých výhod pramenících z vlastní LDS. Tato varianta je zmíněna pouze jako krajní řešení a není primárním záměrem této práce.

8 VYBUDOVÁNÍ NOVÉ KIOSKOVÉ TRAFOSTANICE

Jednou z uvažovaných možností, které již byly zmíněny, je vybudování nového kiosku, do kterého by byl umístěn nový transformátor, který by nahradil transformátory stávající. V úvahu připadá několik různých variant s ohledem na jmenovitý výkon použitého transformátoru, typ transformátoru a jeho umístění. Cílem této kapitoly je vytvoření podkladu pro několik investičních variant, které budou charakterizovány a zhodnoceny z hlediska ekonomických i jiných přínosů pro společnost v další kapitole.

8.1 Umístění kiosku

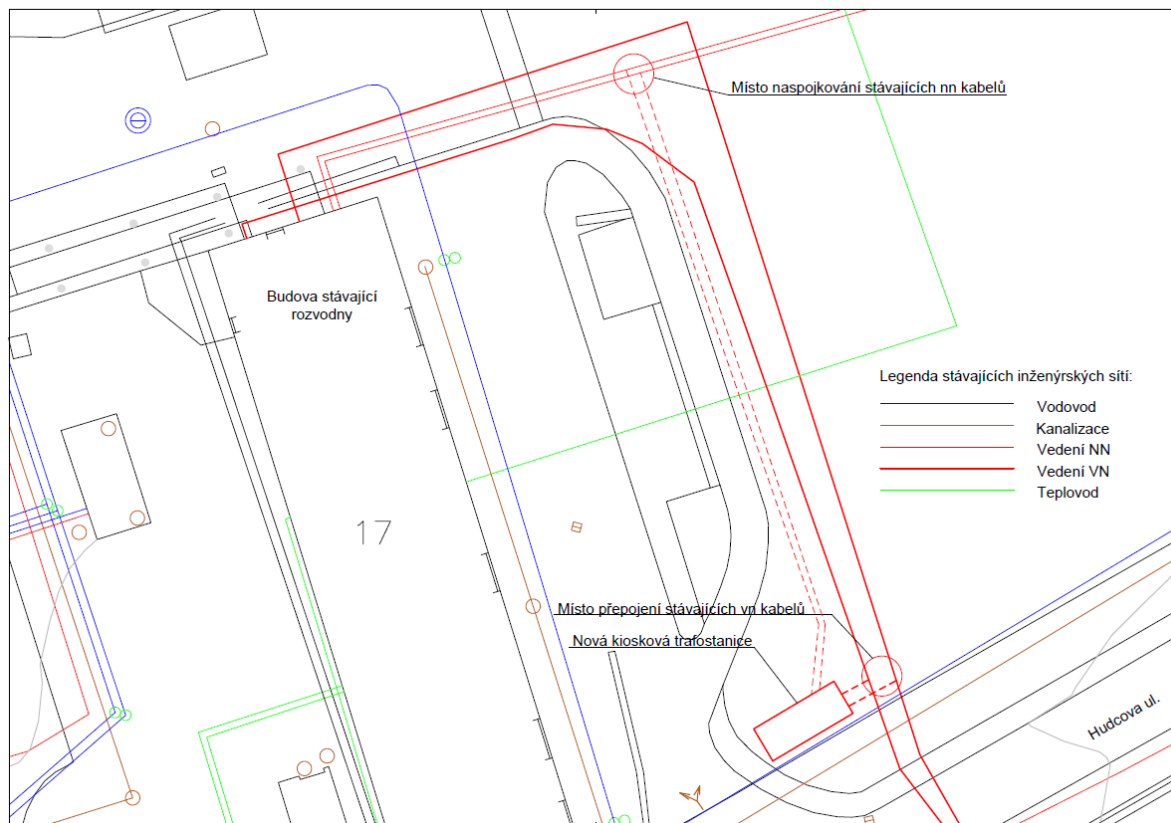
Co se týče umístění nového kiosku, v úvahu připadají dvě varianty. Obě jsou znázorněny na vyznačených místech dle následujícího obrázku (Obrázek 8-1).



Obrázek 8-1 – možnosti umístění nového kiosku

8.1.1 První varianta

První variantou je umístění kiosku co nejbližší stávající rozvodně. V úvahu připadá místo na patě pozemku u vjezdové brány k budově současné rozvodny. Dané místo je naznačeno červeným kruhem vlevo dole viz obrázek (Obrázek 8-1 – možnosti umístění nového kiosku). Kabelové vedení z nového kiosku by se pak dalo pouze napojit na stávající areálové rozvody, čímž by se předešlo jejich dalším úpravám, které by byly nezbytné v případě umístění kiosku podle druhé varianty.



Obrázek 8-2 – umístění 1 – přehled stávajících inženýrských sítí

Na obrázku (Obrázek 8-2) je znázorněna první varianta umístění kioskové trafostanice. V tomto obrázku jsou také zakresleny stávající inženýrské sítě. Můžeme vidět, že nedochází ke křížení inženýrských sítí ostatních profesí. Umístění kiosku je navrženo vedle stávajícího vedení vn kabelů tak, aby bylo jejich napojení co nejsnazší.

Hlavními výhodami tohoto umístění je možnost napojení na stávající podnikové nn rozvody bez nutnosti jejich výměny nebo úpravy. Umístění je také vhodné z hlediska dalších možností rozšiřování provozu lokální distribuční soustavy uvažované v této práci. Zejména vyvedení výkonu z uvažované fotovoltaické elektrárny rozebírané v kapitole „Zřízení FvE na střeše stávající rozvodny“ a krátká elektrická vzdálenost pro napojení pozemků společnosti MOL rozebírané v kapitole „Napojení pozemků společnosti MOL“.

8.1.2 Druhá varianta

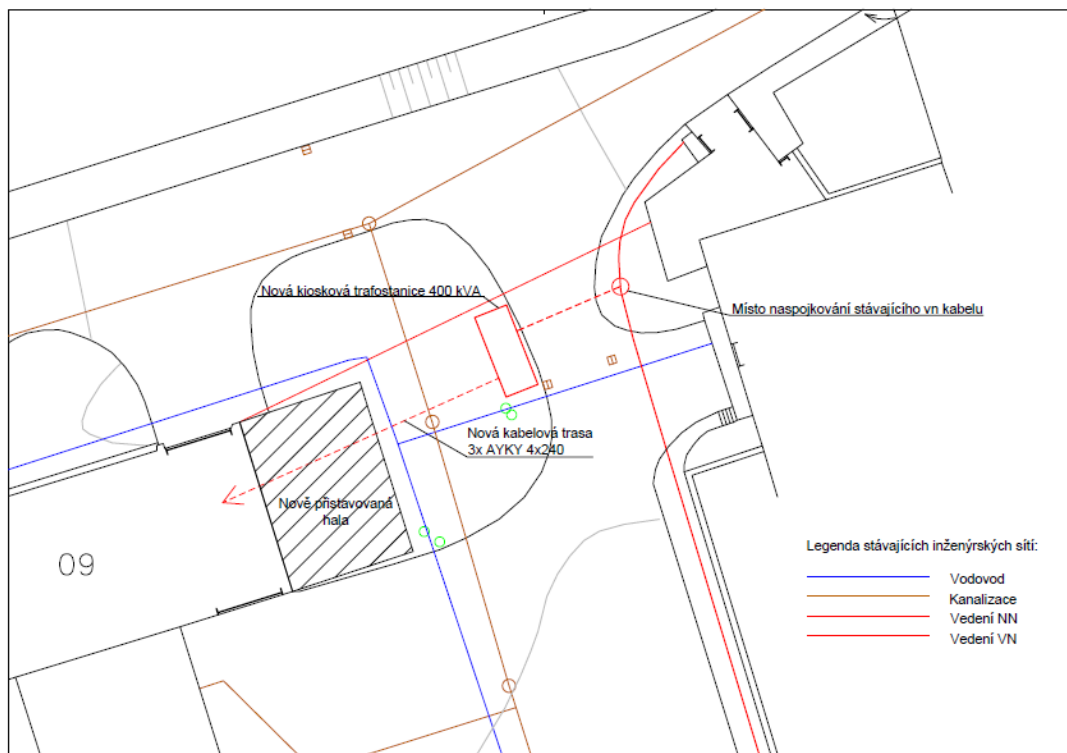
Na následujícím obrázku (Obrázek 8-3) můžeme vidět druhou variantu umístění nové kioskové trafostanice.



Obrázek 8-3 – druhá varianta umístění kiosku

Na následujícím obrázku (Obrázek 8-4 – umístění 2 – přehled stávajících inženýrských sítí) je znázorněna druhá varianta umístění kioskové trafostanice. Dle zakreslených stávajících inženýrských sítí by nedošlo k žádnému křížení ostatních profesí. Při napojení kiosku k síti vn by bylo nutné vést kabely pod stávající komunikací.

Tato varianta umístění byla uvažována na podnět investora, který ji zmínil. Jejími hlavními nevýhodami je nutná úprava stávajících areálových rozvodů a nemožnost snadného napojení pozemků uvedených v kapitole „Napojení pozemků společnosti MOL“.

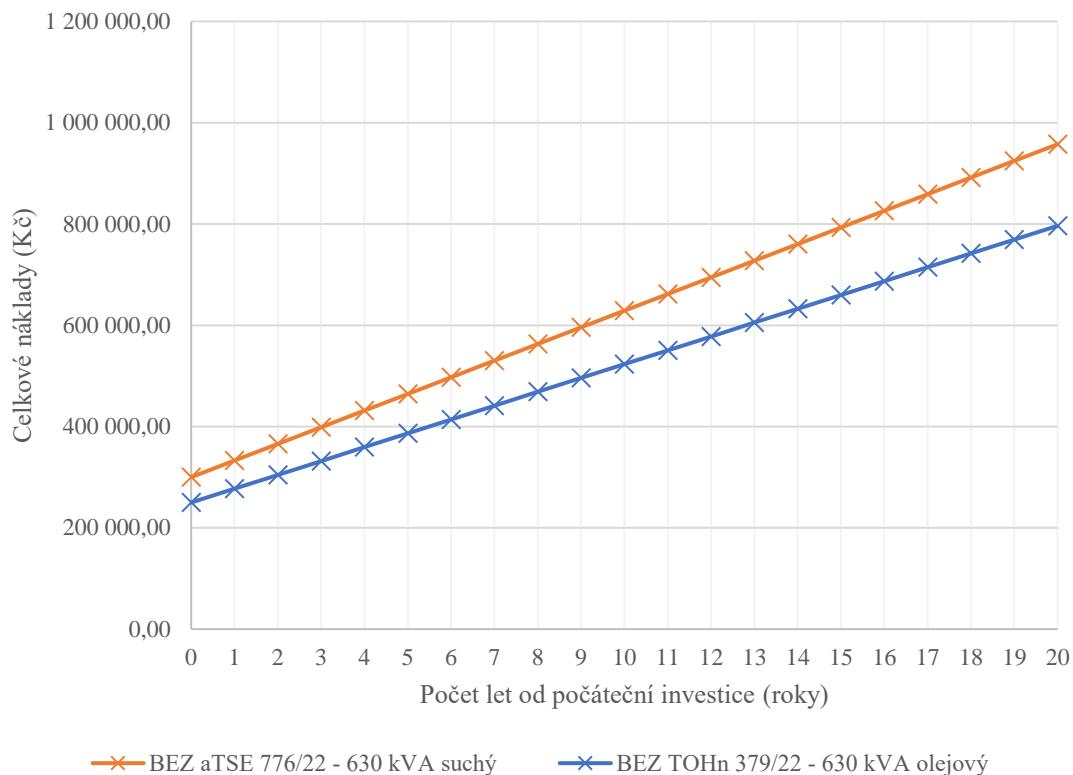


Obrázek 8-4 – umístění 2 – přehled stávajících inženýrských sítí

V současné době (začátek února 2020) probíhají stavební práce za účelem přístavby nové haly k objektu, viz obrázek (Obrázek 8-4). Jelikož místem stavby prochází uvažovaná trasa prostupu kabelů nn pro napojení objektu z uvažovaného kiosku, byla investorovi navržena příprava pro tyto kabely. Při předpokládaném jmenovitém zatížení transformátoru 400 kVA by tekla na straně nn jmenovitý proud o velikosti přibližně 580 A. Takové zatížení dle výpočtu provedeného pomocí programu Sichr odpovídá při zohlednění uložení kabelů třem paralelním kabelům AYKY 4x240, případně dvěma kabelům CYKY 4x240. S ohledem na rezervu bylo proto investorovi doporučeno přichystat do prostupu základovou deskou celkem 4 chráničky DN 110. Tato příprava umožňuje budoucí napojení nového transformátoru na stávající areálové rozvody.

8.2 Volba transformátoru

Při volbě transformátoru, pro který budou investiční varianty uvažovány, bude voleno mezi suchým a olejovým hermetizovaným transformátorem. Velkou výhodou suchých transformátorů oproti olejovým je vyšší bezpečnost. Absence hořlavého oleje jeho užití opodstatňuje zejména při vnitřním použití. Jeho nevýhodami jsou ale vyšší pořizovací i provozní náklady. Olejový transformátor je vhodný ve venkovních instalacích, které jsou pro tento typ přirozené. „Nepotřebuje technicky náročné krytí a venkovní instalace je také ideální z hlediska optimálního chlazení, a tím zachování navrhované životnosti transformátoru, případně její prodloužení. Pokud to instalace z hlediska požárních předpisů a životního prostředí umožňuje, je olejový transformátor vždy z hlediska pořizovacích i provozních nákladů výhodnější [24].“



Obrázek 8-5 – srovnání celkových nákladů olejového a suchého transformátoru

Na obrázku (Obrázek 8-5 – srovnání celkových nákladů olejového a suchého transformátoru) je provedeno porovnání pořizovacích a provozních nákladů olejového a suchého transformátoru. Oba jsou vyrobeny firmou BEZ a mají stejný jmenovitý výkon 630 kVA. Při sestrojování grafu bylo uvažováno současné průměrné zatížení transformátoru 0,206 a cena za elektřinu 1,594 Kč·kWh⁻¹. Zmíněné údaje vychází z předpokladů a výpočtů zmiňovaných v kapitole „Převod kvantifikovaných přínosů na hotovostní toky“.

Na základě výše uvedeného volíme použití olejového hermetizovaného transformátoru.

8.3 Výběr vhodného kiosku

Pro navrženou instalaci byl zvolen kiosek od společnosti EEIKA Brno, s.r.o. Jeho technické parametry jsou uvedeny v tabulce (Tabulka 8-1 – technické parametry kiosku PET® STANDARD 400o). Do tohoto typu kiosku je možná instalace olejového i suchého transformátoru až do výkonu 630 kVA, což je maximální uvažovaný výkon pro všechny varianty.

Tabulka 8-1 – technické parametry kiosku PET® STANDARD 400o [31]

Rozměry	4000 x 2600 x 2530 mm
vn technologie	rozdávěč s izolací SF6 kompaktní do 3+1 rozdávěč se vzduchovou izolací 1+1
Transformátor	olejový hermetizovaný do výkonu 630 kVA suchý do výkonu 630 kVA
nn technologie	skříňový rozváděč do osmi vývodů kompenzační rozváděč do 100 kVAr obchodní měření, skříň měření

Celková hmotnost vybavené trafostanice je 17 tun, hmotnost nejtěžšího kusu (nadměrného skeletu) je 11 tun.

8.4 Ekonomické zhodnocení

Ekonomická stránka nového projektu je vždy hlavním ukazatelem vhodnosti variantního řešení, ale ne nejdůležitějším. Nepeněžní klady a zápory mohou mít na rozhodnutí vyšší vliv. Proto byla pro porovnání variant upřednostněna metoda hodnocení CBA, doplněna monetizačními metodami statickými i dynamickými. Této analýze je pro její rozsáhlost věnována celá následující kapitola.

9 ANALÝZA NÁKLADŮ A PŘÍNOSŮ – CBA

„Analýza nákladů a přínosů, zkratka CBA z anglického Cost-Benefit Analysis, slouží k hodnocení přínosů a nákladů různých strategických rozhodnutí, projektových záměrů, projektů, ale také jednotlivých úkolů. Obsahuje postup řešení problémů, které jsou s těmito projekty spojené. Metoda porovnává benefity (Benefits), které vyjadřují jakékoliv pozitivní efekty s náklady nebo újmy (Costs), které postihují negativní efekty investice.

Podstatou metody je analýza dopadů investice na zapojené subjekty, kvantifikace zjištěných efektů a dále převod na společnou číselnou (ideálně finanční) jednotku. Poté již můžeme využít kritériálních ukazatelů čisté současné hodnoty, vnitřního výnosového procenta z ekonomického CF, index ziskovosti a dobu návratnosti.

Výhodou CBA je, že benefity (přínosy), ale ani náklady nemusí být nutně vyjádřené jen v penězích, ale jej vyjádřit i jinak (například formou sociálních, environmentálních nebo jiných kvalitativních metrik). Je ovšem důležité, aby tyto jiné metriky byly vyjádřené smysluplně měřitelně.“ [8]

Obecně se při zpracování CBA analýzy postupuje podle následujících kroků [8]:

- popsání podstaty záměru či projektu (z technického, marketingového a organizačního hlediska),
- vytvoření finančního plánu z pohledu investora nebo zadavatele,
- vydefinování beneficentů, tedy subjektů, na které má realizace projektu vliv,
- popsání variant projektu:
 - nulové varianty – znamená stav bez realizace projektu,
 - investiční variantu (či varianty) – projekt bude realizován,
- definování maxima všech přínosů a újem v celém životním cyklu investice, jejich rozdělení na kvantifikovatelné a nekvantifikovatelné,
- převedení kvantifikovatelných přínosů a újem na hotovostní toky,
- stanovení diskontní sazby a spočtení kritériálních ukazatelů,
- interpretace výsledků, rozhodnutí, zda je investice přijatelná.

9.1 Popsání podstaty projektu

Podstatou projektu je přemístění stávajících rozvodů vně objektu rozvodny a vyklizení těchto prostor. Současné areálové rozvody budou přepojeny do místa nového kiosku. Nový transformátor bude na rozdíl od toho současného pracovat s hospodárným zatížením a zejména s nižšími ztrátami díky novému typu transformátoru.

9.2 Vytvoření finančního plánu z pohledu investora

Při uvažování o zřízení nového kiosku se jedná o jednorázovou počáteční investici, přičemž finanční přínosy se nedají jednoznačně vyčíslit.

Počáteční náklady zahrnují: pořizovací cenu nového transformátoru, vybudování nového kiosku, výkopové práce a nová kabeláž z místa umístění kiosku do místa naspojování na stávající areálové rozvody, elektromontážní práce, revize zařízení.

Další náklady v čase nelze přesně vyčíslit – jedná se o náklady na pravidelnou údržbu a opravy zařízení.

Jediným uvažovaným finančním přínosem v momentě zřízení nového kiosku může být výkupní cena současně používaných zařízení a možnost využití prostor stávající rozvodny k jiným účelům (provoz další dílny, pronájem externí firmě).

9.3 Definování beneficentů projektu

Hlavním beneficentem (subjektem, na který má realizace projektu vliv) je společnost Prototypa, a.s., které výstavba kioskového transformátoru nabídne možnost využití stávajících prostor rozvodny a nižší ztráty nového transformátoru oproti stávajícímu. Do jisté míry můžeme za beneficenty projektu označit i subjekty odebírající elektrickou energii z lokální distribuční soustavy společnosti Prototypa, a.s. Elektrická energie je jim účtována na principu rozúčtování mezi všechny odběratele. Nižší ztráty transformátoru tedy přinesou úsporu i těmto společnostem. Jmenovitě se jedná o společnosti MOL Česká republika, s.r.o., Jomita s.r.o., AJP – tech spol. s r.o., ADATEST, s.r.o., ABEV s.r.o. a LEMAKOR s.r.o.

9.4 Popis variant projektu

Nulovou, referenční variantou (stavem bez realizace projektu) je v tomto případě ponechání současného stavu tak, jak je tomu dnes. Ze dvou transformátorů o výkonu 630 kVA bude nadále v provozu jen jeden z nich, oba zůstanou na stávajícím místě v současné rozvodně. Rozvodna bude dále provozována bez modernizace zařízení. Dle [12] je běžná předpokládaná doba životnosti podobného typu transformátoru kolem čtyřiceti let, minimální doba životnosti je 25 let. Transformátory používané v LDS Prototypa, a.s. jsou vyrobeny roku 1975, v současnosti jsou tedy v provozu již 45 let.

9.4.1 Investiční varianta 1

Investiční varianta 1 (první varianta, při níž bude projekt realizován), předpokládá instalování nového olejového transformátoru o jmenovitém výkonu 630 kVA v kioskové stanici PET® STANDARD 400o. Kiosek bude umístěn dle první varianty viz podkapitola „První varianta“ v kapitole „Umístění kiosku“.

Definice maxim všech přínosů pro tuto variantu:

- kvantifikovatelné:
 - nižší ztráty naprázdno a nakrátko díky novému typu použitého transformátoru,
 - vyklizení prostor současné rozvodny,
- nekvantifikovatelné:
 - kompaktnost provedení,
 - vyšší životnost nových prvků.

Negativa této varianty:

- stejný jmenovitý výkon transformátoru jako doposud (nehospodárné zatížení),
- investiční jednorázové vydání,
- možný těžko kvantifikovatelný přínos (spíše odhad).

9.4.2 Investiční varianta 2

Investiční varianta 2 (druhá varianta, při níž bude projekt realizován) předpokládá instalování nového olejového transformátoru o jmenovitém výkonu 400 kVA v kioskové stanici PET® STANDARD 400o. Předpokládá se stejné umístění jako u investiční varianty 1. Jediným rozdílným faktorem mezi investiční variantou 1 a 2 tedy bude jmenovitý výkon použitých transformátorů.

Definice maxim všech přínosů pro tuto variantu:

- kvantifikovatelné:
 - nižší ztráty naprázdno a nakrátko díky novému typu použitého transformátoru,
 - vyklizení prostor současné rozvodny,
 - nižší ztráty transformátoru díky hospodárnějšímu zatížení,
- nekvantifikovatelné:
 - kompaktnost provedení,
 - vyšší životnost nových prvků.

Negativa této varianty:

- investiční jednorázové vydání,
- možný těžko kvantifikovatelný přínos (spíše odhad).

9.4.3 Investiční varianta 3

Třetí investiční varianta zahrnuje zbudování dvou kioskových trafostanic, každou na jednom z uvažovaných umístění uvedených v kapitole „8.1 Umístění kiosku“. Transformátor umístěný na severovýchodním rohu areálu by byl o jmenovitém výkonu 250 kVA a sloužil by pro pokrytí vlastní spotřeby uvnitř areálu.

Druhý z transformátorů, umístěný v jihozápadním rohu areálu, poblíž budovy stávající rozvodny, by sloužil pro napájení pozemků mimo areál společnosti Prototypa, a.s., především čerpací stanice MOL. Do tohoto kiosku by byl také vyveden výkon z případné fotovoltaické elektrárny viz kapitola „Zřízení FvE na střeše stávající rozvodny“. Volba výkonu druhého transformátoru by byla závislá na navýšení stávajícího odběru vně areálu společnosti, pravděpodobně připojením již zmiňovaných dobíjecích stanic pro elektromobily. Přípustné výkony pro tento transformátor jsou 250 kVA až 630 kVA.

Definice maxim všech přínosů pro tuto variantu:

- kvantifikovatelné:
 - vyklizení prostor současné rozvodny,
- nekvantifikovatelné:
 - kompaktnost provedení,
 - vyšší životnost nových prvků,
 - možnost zásobování elektřinou ze dvou stran.

Negativa této varianty:

- téměř dvojnásobné výdaje na provoz (použití dvou transformátorů),
- násobně vyšší pořizovací cena,
- investiční jednorázové vydání,
- možný těžko kvantifikovatelný přínos (spíše odhad).

9.5 Převedení kvantifikovaných přínosů na hotovostní toky

Vyklizení prostor současné rozvodny přinese investorovi užžitnou plochu o výměře přibližně 200 m², kterou je možné využít přímo pro účely firmy Prototypa, a.s., (další dílna, sklad) nebo nabídnout k pronájmu. Po analýze trhu s pronájmy výrobních prostor můžeme uvažovat nájemní cenu za 1 m² přibližně 100 Kč/měsíc. Uvedená cena je přibližně mediánem z cen nabízených za výrobní prostory při zohlednění dané lokality. Uvolněná plocha by tedy přinesla úsporu přibližně 20.000 Kč/měsíc, se kterou můžeme dále kalkulovat. Při porovnání s nutností zajištění výrobních prostor jinak (výstavba nové haly) by byla úspora znatelně vyšší.

Nižší ztráty naprázdno a nakrátko se pokusíme vyčíslit pomocí údajů o roční spotřebě elektrické energie, štítkových hodnot nového a současného transformátoru.



Obrázek 9-1 – fotografie štítku současně používaného transformátoru

Při umístění měření na nn straně obvykle distributor automaticky připočítává ztráty na provoz transformátoru ve výši 4 % z naměřeného množství odebrané energie. U správně dimenzovaného a provozovaného transformátoru jsou skutečné ztráty menší než 2 % [11]. V námi řešené LDS je měření odběru umístěno na vysokonapěťové straně. Částka za odběr energie na faktuře tedy započítává skutečné ztráty transformátoru. Z tohoto důvodu bude při výměně transformátoru za typ s nižšími ztrátami úspora skutečně znatelná.

Úsporu na provozu transformátoru vyčíslíme následující úvahou a výpočtem. Při porovnávání provozních nákladů transformátorů budeme vycházet ze štítkových hodnot transformátorů. Dále potřebujeme znát hodnotu průměrného ročního zatížení. Tu můžeme vyjádřit pomocí vztahu pro zatěžovatel β . Ten se vypočítá pomocí následujícího vztahu [13]:

$$\beta = \frac{S}{S_n} \quad (9-1)$$

kde S je zatížení transformátoru (kVA),
 S_n je jmenovitý výkon transformátoru (kVA).

Z této definice vyplývá, že se mění v čase společně s měnícím se zatížením transformátoru. K výpočtu návratnosti investice potřebujeme průměrnou hodnotu za roční období. Jelikož neznáme průměrnou hodnotu zatížení transformátoru za rok, můžeme pro naše účely výše uvedený vztah upravit takto:

$$\beta = \frac{W}{W_n}$$

kde W je celková odebraná energie za rok,

W_n je předpokládaná odebraná energie při jmenovitém zatížení.

Při výše uvedené úpravě vztahu jsme využili vztahu pro výpočet odebrané energie:

$$W = S \cdot T \quad (9-2)$$

kde T je tzv. energetický rok (= 8760 hodin).

Čas v tomto případě představuje jeden rok a pro obě hodnoty je konstantní. Z naměřených údajů za rok 2019 víme, že celková odebraná energie za tento rok byla 347 294 kWh. Hodnotu W_n spočítáme podle následujícího vzorce:

$$W_n = S_n \cdot T$$

$$W_n = 630 \cdot 8760 = 5\,518\,800 \text{ kVAh}$$

Dosazením této hodnoty do vztahu zatěžovatel β získáme průměrnou roční hodnotu zatěžovatele (respektujeme $\cos\varphi = 1$):

$$\beta = \frac{W}{W_n} = \frac{347\,294}{5\,518\,800} = 0,0629 \approx 6,3 \%$$

Tato vypočtená hodnota nám pouze dává informaci o tom, jaké bylo využití transformátoru za uplynulý rok. Pro přesný výpočet ztrát transformátoru budeme potřebovat znát takzvanou dobu využití maxima T_{max} . Tu vypočteme podle vztahu:

$$T_{max} = \frac{W}{P_{max}} \quad (9-3)$$

kde W fakturovaná elektrická energie za rok (kWh),

P_{max} špičkový výkon – naměřené roční maximum (kW).

Naměřené roční čtvrt hodinové maximum za rok 2019 bylo 123 kW. Dosazením této hodnoty a skutečné fakturované energie za uplynulý rok obdržíme:

$$T_{max} = \frac{347\,294}{123} = 2823,53 \text{ h}$$

Dále budeme potřebovat vypočítat dobu plných ztrát T_{Δ} . Pro jeho definici vyjdeme ze vztahu pro ztráty elektrické energie při proměnlivém zatížení jsou za dané období (obvykle rok):

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt$$

Výpočet takového integrálu bývá v praxi většinou velice komplikovaný, ne-li nemožný. Ztráty elektrické energie se tedy obvykle vyjadřují pomocí ztrát činného výkonu při maximálním zatížení a veličiny zvané doba plných ztrát, jejíž průměrná hodnota pro danou napěťovou hladinu a dané místo v síti obvykle bývá známa.

$$\Delta W = \Delta P_m \cdot T_{\Delta} \quad (9-4)$$

Kde ΔW ztráty elektrické energie (kWh),

ΔP jsou ztráty činného výkonu při maximálním zatížení (kW),

T_{Δ} je doba plných ztrát (h/rok).

Jelikož právě ztráty elektrické energie neznáme a chceme je vypočítat, ve výše uvedeném vztahu máme dvě neznámé. Dle cenového rozhodnutí ERÚ č. 10/2004 můžeme pro výpočet doby plných ztrát použít následující vztah:

$$T_{\Delta} = T \cdot \left[0,2 \cdot \frac{T_{max}}{T} + 0,8 \cdot \left(\frac{T_{max}}{T} \right)^2 \right] \quad (9-5)$$

kde T_{Δ} je doba plných ztrát (h.rok⁻¹),

T je doba provozu transformátoru za rok (uvažujeme 8760 h),

T_{max} je doba využití maxima (h.rok⁻¹).

Dosazením známých hodnot do tohoto vztahu vypočteme skutečnou dobu plných ztrát v roce 2019:

$$T_{\Delta} = 8760 \cdot \left[0,2 \cdot \frac{2823,53}{8760} + 0,8 \cdot \left(\frac{2823,53}{8760} \right)^2 \right] = 1292,77 \text{ h}$$

Nyní přejdeme k samotnému výpočtu ztrát transformátoru. Činné ztráty transformátoru můžeme vyčíslit jako:

$$\Delta P = \Delta P_0 + \beta^2 \cdot \Delta P_k \quad (9-6)$$

kde ΔP jsou činné ztráty transformátoru (kWh),

ΔP_0 jsou činné ztráty transformátoru naprázdno (kWh),

ΔP_k jsou činné ztráty transformátoru nakrátko (kWh).

Jalový příkon transformátoru lze z pohledu elektrické sítě považovat za ztráty. Jalové ztráty transformátoru lze vyjádřit jako:

$$\Delta Q = \Delta Q_0 + \beta^2 \cdot \Delta Q_k \quad (9-7)$$

kde ΔQ jsou jalové ztráty transformátoru (kVAr),

ΔQ_0 jsou jalové ztráty transformátoru naprázdno (kVAr),

ΔQ_k jsou jalové ztráty transformátoru nakrátko (kVAr).

Ztráty jalového výkonu naprázdno a nakrátko lze zjednodušené určit pomocí následujících vztahů:

$$\Delta Q_0 = \frac{i_0}{100} \cdot S_n \quad (9-8)$$

$$\Delta Q_k = \frac{u_k}{100} \cdot S_n \quad (9-9)$$

kde i_0 je procentní proud naprázdno (%),

u_k je procentní napětí nakrátko (%).

Podle tabulky (Tabulka 9-2 – technické parametry transformátoru BEZ aTSE 772/22) dosadíme štítkové parametry do výše uvedených vztahů:

$$\Delta Q_0 = \frac{1,1}{100} \cdot 630 = 6,93 \text{ kVAr}$$

$$\Delta Q_k = \frac{6}{100} \cdot 630 = 37,8 \text{ kVAr}$$

Celkový vliv zatíženého transformátoru na ztráty činného výkonu v síti, v našem případě v lokální distribuční soustavě, je dán vztahem:

$$\Delta P_T = \Delta P_0 + \beta^2 \cdot \Delta P_k + k_\Delta \cdot (\Delta Q_0 + \beta^2 \cdot \Delta Q_k) \quad (9-10)$$

kde ΔP_T jsou celkové ztráty činného výkonu transformátoru (kW),

k_Δ je měrný činitel ztrát, který vyjadřuje ztráty činného výkonu vyvolané 1 kVAr jalového zatížení.

Typické hodnoty měrného činitele ztrát pro určitá místa v síti jsou uvedeny v následující tabulce:

Tabulka 9-1 – hodnoty měrného činitele ztrát [13]

Místo instalace transformátoru	k_{Δ} (kW/kVAr)
1. Transformátor připojený k přípojnicím v elektrárně	0,02
2. V městských nebo průmyslových rozvodnách připojených na 6 nebo 10 kV	0,07
3. V oblastních sítích 22-110 kV	0,15
4. Transformátory jako v bodě 2., připojené přes oblastní síť vn	0,15
5. Transformátory jako v bodě 4., ale s jalovou spotřebou z části krytou místními kondenzátory	0,05

Vzhledem k rozdílné povaze ztrát výkonu v transformátoru nelze ztráty elektrické energie za dané období, v našem případě pro jeden rok, určit podle vztahu pomocí ztrát činného výkonu při maximálním zatížení a doby plných ztrát. Při výpočtu je opět nutné oddělit ztráty elektrické energie naprázdno a ztráty elektrické energie vlivem zatížení. Ztráty výkonu naprázdno jsou po celé období konstantní a ztráty elektrické energie naprázdno lze tedy vyjádřit následujícím vztahem:

$$\Delta W_0 = (\Delta P_0 + k_{\Delta} \cdot \Delta Q_0) \cdot T \quad (9-11)$$

kde ΔW_0 jsou roční ztráty elektrické energie naprázdno v transformátoru (kWh),
 ΔP_0 jsou činné ztráty transformátoru naprázdno (kW),
 ΔQ_0 jsou jalové ztráty transformátoru naprázdno (kVAr),
 T je doba, po kterou je transformátor za dané období v provozu (h).

Při výpočtu ztrát elektrické energie vlivem zatížení se vyjde ze celkových ztrát činného výkonu vlivem zatížení vyvolaných transformátorem:

$$\Delta P_z = (\Delta P_k + k_{\Delta} \cdot \Delta Q_k) \cdot \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 \quad (9-12)$$

Zatížení transformátoru však není konstantní, ale mění se s časem ($S = S(t)$). Pro ztráty elektrické energie transformátoru vlivem zatížení za dané období platí následující vztah:

$$\Delta W_z = \int_{t_1}^{t_2} \Delta P_z dt \quad (9-13)$$

kde t_1 je časový okamžik (v diagramu trvání zatížení), ve kterém začíná provoz

transformátoru,

t_2 je časový okamžik, ve kterém končí provoz transformátoru.

Po dosazení do rovnice můžeme psát:

$$\Delta W_z = \int_{t_1}^{t_2} (\Delta P_k + k_\Delta \cdot \Delta Q_k) \cdot \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 dt \quad (9-14)$$

$$\Delta W_z = (\Delta P_k + k_\Delta \cdot \Delta Q_k) \cdot \left(\frac{1}{S_n^2}\right) \cdot \int_{t_1}^{t_2} S^2(t) dt \quad (9-15)$$

kde ΔW_z jsou roční ztráty elektrické energie vlivem zatížení transformátoru (kWh),

ΔP_k jsou činné ztráty transformátoru nakrátko (kW),

ΔQ_k jsou jalové ztráty transformátoru nakrátko (kVAr),

$S(t)$ je okamžité zatížení připadající na transformátor (kVA),

S_n je jmenovitý výkon transformátoru (kVA).

Pakliže známe dobu plných ztrát T_Δ , lze vztah pro výpočet ročních ztrát energie vlivem zatížení transformátoru psát jako:

$$\begin{aligned} \Delta W_z &= (\Delta P_k + k_\Delta \cdot \Delta Q_k) \cdot \left(\frac{S_{max}^2}{S_n^2}\right) \cdot T_\Delta \\ &= (\Delta P_k + k_\Delta \cdot \Delta Q_k) \cdot \left(\frac{P_{max}}{S_n \cdot \cos\varphi}\right)^2 \cdot T_\Delta \end{aligned} \quad (9-16)$$

kde S_{max} je maximální zatížení transformátoru v daném období.

Celkové ztráty elektrické energie za dané období se pak určí podle vztahu:

$$\begin{aligned} \Delta W_T &= \Delta W_0 + \Delta W_z \\ &= (\Delta P_0 + k_\Delta \cdot \Delta Q_0) \cdot T + (\Delta P_k + k_\Delta \cdot \Delta Q_k) \\ &\quad \cdot \left(\frac{P_{max}}{S_n \cdot \cos\varphi}\right)^2 \cdot T_\Delta \end{aligned} \quad (9-17)$$

V následující tabulce (Tabulka 9-2 – technické parametry transformátoru BEZ aTSE 772/22) jsou shrnuty výsledné hodnoty z protokolu o zkoušce současně používaného transformátoru. Tento protokol je přiložen v příloze této práce (Příloha G).

Tabulka 9-2 – technické parametry transformátoru BEZ aTSE 772/22

Typ	aTSE	772/22
Jmenovitý výkon	S (kVA)	630
Ztráty naprázdno	ΔP_0 (W)	1803,70
Ztráty nakrátko	ΔP_k (W)	6505,87
Procentní proud naprázdno	i_0 (%)	1,1
Procentní napětí nakrátko	u_k (%)	6

Pro současně využívaný transformátor již známe veškeré potřebné hodnoty k výpočtu celkových ztrát elektrické energie. Jelikož je tento transformátor připojen do oblastní sítě o napěťové hladině 22 kV, budeme dle tabulky (Tabulka 9-1 – hodnoty měrného činitele ztrát) pro činitele měrných ztrát k_{Δ} uvažovat hodnotu 0,15. Účinník $\cos\varphi$ je kompenzován na hodnotu 0,95. Dosadíme do vztahu:

$$\begin{aligned} \Delta W_T = \Delta W_0 + \Delta W_z &= (\Delta P_0 + k_{\Delta} \cdot \Delta Q_0) \cdot T + (\Delta P_k + k_{\Delta} \cdot \Delta Q_k) \cdot \left(\frac{P_{max}}{S_n \cdot \cos\varphi} \right)^2 \cdot T_{\Delta} = \\ &= (1,65 + 0,15 \cdot 6,93) \cdot 8760 + (6,8 + 0,15 \cdot 37,8) \cdot \left(\frac{123}{630 \cdot 0,95} \right)^2 \cdot 1292,77 \\ &= \mathbf{25571,25 \text{ kW}} \end{aligned}$$

Tuto hodnotu můžeme považovat za referenční. Vyjadřuje celkovou ztrátu elektrické energie na provoz současného transformátoru za rok 2019.

Tabulka 9-3 – technické parametry transformátoru BEZ TOHn 379/22

Typ	TOHn	379/22
Jmenovitý výkon	S (kVA)	630
Ztráty naprázdno	ΔP_0 (W)	860
Ztráty nakrátko	ΔP_k (W)	5400
Procentní proud naprázdno	i_0 (%)	1,1
Procentní napětí nakrátko	u_k (%)	4
Odhadovaná pořizovací cena	N (Kč)	300 000

Podle kapitoly „Volba transformátoru“ volíme hermetizovaný olejový transformátor od firmy BEZ. Nyní provedeme obdobný výpočet pro nový typ transformátoru, typ BEZ TOHn 379/22. Technické parametry tohoto transformátoru jsou uvedeny v tabulce (Tabulka 9-3 – technické parametry transformátoru BEZ TOHn 379/22). Oproti minulému výpočtu se změni pouze hodnoty činných ztrát naprázdno a nakrátko. Výpočet pro tento transformátor je následující:

$$\Delta Q_k = \frac{u_k}{100} \cdot S_n = \frac{4}{100} \cdot 6300 = 25,2 \text{ kVAr}$$

$$\begin{aligned} \Delta W_T &= \Delta W_0 + \Delta W_z = (\Delta P_0 + k_\Delta \cdot \Delta Q_0) \cdot T + (\Delta P_k + k_\Delta \cdot \Delta Q_k) \cdot \left(\frac{P_{max}}{S_n \cdot \cos\varphi} \right)^2 \cdot T_\Delta = \\ &= (0,86 + 0,15 \cdot 6,93) \cdot 8760 + (5,4 + 0,15 \cdot 25,2) \cdot \left(\frac{123}{630 \cdot 0,95} \right)^2 \cdot 1292,77 \\ &= \mathbf{17140,86 \text{ kWh}} \end{aligned}$$

Tabulka 9-4 – technické parametry transformátoru BEZ TOHn 359/22

Typ	TOHn	359/22
Jmenovitý výkon	S (kVA)	400
Ztráty naprázdno	ΔP_0 (W)	610
Ztráty nakrátko	ΔP_k (W)	3850
Procentní proud naprázdno	i_0 (%)	0,3
Procentní napětí nakrátko	u_k (%)	4
Odhadovaná pořizovací cena	N (Kč)	280 000

Při výpočtu ztrát u transformátoru o nižším jmenovitém výkonu budeme muset znovu přepočítat více proměnných. Nový jmenovitý výkon bude $S_n = 400$ kVA.

Nově ztráty jalového výkonu naprázdno a nakrátko budou:

$$\Delta Q_0 = \frac{i_0}{100} \cdot S_n = \frac{0,3}{100} \cdot 400 = 1,2 \text{ kVAr}$$

$$\Delta Q_k = \frac{u_k}{100} \cdot S_n = \frac{4}{100} \cdot 400 = 16 \text{ kVAr}$$

Celkové ztráty elektrické energie nového transformátoru pak budou:

$$\begin{aligned} \Delta W_T &= \Delta W_0 + \Delta W_z = (\Delta P_0 + k_\Delta \cdot \Delta Q_0) \cdot T + (\Delta P_k + k_\Delta \cdot \Delta Q_k) \cdot \left(\frac{P_{max}}{S_n \cdot \cos\varphi} \right)^2 \cdot T_\Delta = \\ &= (0,61 + 0,15 \cdot 1,2) \cdot 8760 + (3,75 + 0,15 \cdot 16) \cdot \left(\frac{123}{400 \cdot 0,95} \right)^2 \cdot 1292,77 \\ &= \mathbf{7753,39 \text{ kWh}} \end{aligned}$$

Můžeme vidět, že celkové ztráty elektrické energie použitím transformátoru s jmenovitým výkonem o jednu řadu nižším klesly téměř trojnásobně. Je to zapříčiněno hlavně výrazně nižšími ztrátami naprázdno, které při provozu s takto nízkým zatížením hrají hlavní roli. Jelikož oproti typu s vyšším jmenovitým výkonem vzrostlo zatížení transformátoru, zvýšil se podíl ztrát nakrátko, avšak jen nepatrně.

Dosažené výsledky pro jednotlivé typy transformátorů jsou shrnuty v následující tabulce.

Tabulka 9-5 – srovnání výpočtů ztrát energie

Typ transformátoru	Ztráty elektrické energie ΔW_T (kWh)
BEZ aTSE 772/22	25571,25
BEZ TOHn 379/22	17140,86
BEZ TOHn 359//22	7753,39

Nyní musíme vypočtenou energii převést na finanční toky. Pro ekonomické vyčíslení ztrát použijeme skutečnou cenu odebírané elektřiny. Cenu za elektřinu dělíme na dvě položky. První položkou je cena za silovou elektřinu. Ta se skládá z částky za činnou spotřebu elektřiny a daně z elektřiny. Dle aktuální smlouvy o dodávce elektřiny pro rok 2020 činil součet obou částek pro společnost Prototypa, a.s., 1445 Kč za 1 MWh elektřiny.

Druhou položkou je cena za distribuci. Ta je takzvanou regulovanou složkou a je každoročně stanovována cenovým rozhodnutím Energetického regulačního úřadu. Je tvořena následujícími položkami [14]:

1. „Cena zajišťování distribuce elektřiny jednotlivým zákazníkům, tj. poplatky za použití distribuční sítě, která je vícesložková a tvoří ji:
 - a. Cena za příkon (Kč/měsíc nebo Kč/A/měsíc) - jde o částku, která se odvíjí od jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem udávané v ampérech (A) a pokrývá část povolených výnosů provozovatele distribuční soustavy. Platí se ve stálé měsíční výši bez ohledu na to, kolik elektřiny odeberete. Čím vyšší je hodnota jističe, tím větší může být energetická náročnost spotřebičů, které můžete najednou využívat, ale tím vyšší je i tato cena.
 - b. Cena za distribuované množství elektřiny (Kč/MWh) - ta se může dělit na cenu ve vysokém (VT) a nízkém (NT) tarifu.
2. Cena za systémové služby (Kč/MWh) pokrývá náklady provozovatele přenosové soustavy na nákup tzv. podpůrných služeb od výrobců elektřiny tyto služby poskytujících. Tyto služby si můžeme zjednodušeně představit jako nutnou pohotovost elektráren, které pracují jako záložní zdroje pro případ výpadku ve výrobě, nebo náhlého zvýšení či snížení spotřeb elektřiny.
3. Cena za činnosti Operátora trhu pokrývá náklady na činnosti Operátora trhu a Energetického regulačního úřadu, je vícesložková a tvoří ji:
 - a. Cena za činnosti související se zúčtováním odchylek (Kč/odběrné místo/měsíc) mezi plánovaným a skutečně dodaným množstvím elektřiny mezi jednotlivými účastníky trhu s elektřinou.
 - b. Cena za činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů energie (Kč/odběrné místo/měsíc) sloužící k úhradě nákladů Operátora trhu v souvislosti se zajištěním administrace výplaty podpory podporovaným zdrojům.

- c. Poplatek na činnost Energetického regulačního úřadu (Kč/odběrné místo/měsíc), který je příjmem státního rozpočtu, z kterého je činnost tohoto úřadu hrazena.
4. Složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie. V souvislosti se vstupem do Evropské unie se Česká republika zavázala tento typ výroby podporovat s ohledem na jeho ekologický přínos. Výrobní náklady elektřiny u těchto zdrojů jsou ale vyšší než u klasických zdrojů na fosilní paliva, a proto jsou pokrývány z tohoto poplatku.“

Dle výše uvedeného rozdělení je zřejmé, že cena za distribuci se skládá z fixních poplatků, které jsou odvozeny z rezervovaného příkonu a s množstvím odebrané energie se nemění, a poplatků, které jsou odvozeny od množství odebrané energie. Mezi fixní poplatky patří platba provozovatele lokální distribuční soustavy na podporu obnovitelných zdrojů energie, poplatek za rezervovanou roční kapacitu a poplatek za rezervovanou měsíční kapacitu.

Poplatky, které jsou odvozeny od množství odebrané energie jsou poplatek za použití sítí vn a platba za systémové služby provozovatele lokální distribuční soustavy vůči provozovateli nadřazené distribuční soustavy. Cena za výše zmíněné položky je pro každou LDS stanovena na základě „Přílohy č. 12 k vyhlášce č. 408/2015 Sb. o výpočtu plateb za systémové služby, za činnost operátora trhu v elektroenergetice a na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie v lokální distribuční soustavě.“

Tyto parametry se tedy budou měnit společně s měnícími se ztrátami transformátorů a jsou pro nás určující. Dle energetického regulačního věštníku ze dne 28. 11. 2019, vydaného Energetickým regulačním úřadem, činí pro rok 2020 poplatek za použití sítí provozovatele distribuční soustavy vn společnosti E.ON Distribuce 72,56 Kč za 1 MWh elektřiny. Cena za systémové služby činí 77,12 Kč/MWh. Součtem obou položek dostaneme variabilní část ceny za distribuci za 1 MWh elektřiny – tedy 149,68 Kč.

Nyní sečteme položku za silovou elektřinu a za distribuci. Celkové variabilní náklady na 1 MWh elektřiny jsou **1594,68 Kč**.

Tabulka 9-6 – srovnání nákladů na ztráty elektrické energie

Typ transformátoru	Poznámka	Náklady na ztráty elektrické energie N_{AT} (Kč/rok)
BEZ aTSE 772/22	Současně používaný – suchý	40777,96
BEZ TOHn 379/22	Olejevý – 630 kVA	27334,19
BEZ TOHn 359/22	Olejevý – 400 kVA	12364,18

9.6 Hospodárné zatížení transformátoru s ohledem na ztráty

V předchozí podkapitole bylo zjištěno, že průměrná roční hodnota zatěžovatele β současně používaného transformátoru je přibližně 6,3 %. Za hospodárné zatížení transformátoru označujeme takové zatížení, při němž jsou celkové ztráty činného výkonu vyvolané transformátorem minimální. Pro stanovení optimálního zatížení transformátoru se použijí měrné ztráty, tedy ztráty připadající na jednotku zatížení.

$$\Delta p_t = \frac{\Delta P_T}{S}$$

$$\Delta p_t = \frac{\Delta P_0 + k_\Delta \cdot \Delta Q_0}{S} + \frac{S}{S_n^2} \cdot (\Delta P_k + k_\Delta \cdot \Delta Q_k)$$

Funkce $\Delta p_T = f(S)$ dosahuje při určitém zatížení minimální hodnoty. Tato minimální hodnota výkonu S pak představuje právě hospodárné zatížení transformátoru. Pro určení hospodárného zatížení se první derivace funkce $\Delta p_T = f(S)$ podle S položí rovna nule.

$$\frac{d\Delta p_T}{dS} = 0$$

$$-\frac{\Delta P_0 + k_\Delta \cdot \Delta Q_0}{S_h^2} + \frac{1}{S_n^2} \cdot (\Delta P_k + k_\Delta \cdot \Delta Q_k) = 0$$

Z tohoto vztahu lze pak hospodárné zatížení S_h vyjádřit jako:

$$S_h = S_n \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_0 + k_\Delta \cdot \Delta Q_0}{\Delta P_k + k_\Delta \cdot \Delta Q_k}} \quad (9-18)$$

kde S_h je hospodárné zatížení transformátoru, tj. zatížení, při kterém jsou ztráty, připadající na jednotku zatížení nejmenší (kVA).

Se zatížením blížícím se hospodárnému zatížení běžně pracují například distribuční transformátory, které zásobují mnohonásobně více odběřů. Proměnné zatížení nebo výpadky různých menších odběřů pak nemají takový vliv na celkové zatížení transformátoru. V námi řešené LDS je situace odlišná. Transformátor musí být dimenzován minimálně na hodnotu smlouvaného rezervovaného příkonu. V podniku se nachází spotřebiče o velkém příkonu, které jsou v provozu pouze v krátkých časových úsecích a jen výjimečně. Z tohoto důvodu bude po většinu času v průběhu roku transformátor pracovat s výrazně nižším zatížením, než je hodnota hospodárného zatížení. Následující výpočty jsou proto spíše informativního charakteru.

9.6.1 Transformátor o výkonu 630 kVA

Pro výpočet hospodárného zatížení využijeme vztah č. (9-18) odvozený výše. Jako vstupní hodnoty použijeme parametry transformátoru BEZ TOHn 379/22 (Tabulka 9-3 – technické parametry transformátoru BEZ TOHn 379/22).

$$S_h = S_n \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_0 + k_\Delta \cdot \Delta Q_0}{\Delta P_k + k_\Delta \cdot \Delta Q_k}} = 630 \cdot \sqrt{\frac{0,86 + 0,15 \cdot 6,93}{5,4 + 0,15 \cdot 25,2}} = 286,58 \text{ kVA}$$

Hospodárny zdánlivý výkon, kterým by bylo vhodné tento transformátor zatěžovat, je 286,58 kVA.

9.6.2 Transformátor o výkonu 400 kVA

Jako vstupní hodnoty použijeme parametry transformátoru BEZ TOHn 359/22 (Tabulka 9-4 – technické parametry transformátoru BEZ TOHn 359/22).

$$S_h = S_n \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_0 + k_\Delta \cdot \Delta Q_0}{\Delta P_k + k_\Delta \cdot \Delta Q_k}} = 400 \cdot \sqrt{\frac{0,61 + 0,15 \cdot 1,2}{3,85 + 0,15 \cdot 16}} = 142,21 \text{ kVA}$$

Hospodárny zdánlivý výkon, kterým by bylo vhodné tento transformátor zatěžovat, je 142,21 kVA. Tato hodnota se blíží maximálnímu čtvrt hodinovému maximu za rok 2019, které bylo 123 kW. Při zanedbání možnosti výrazného zvýšení odběru v budoucí době můžeme z hlediska hospodárnosti považovat za vhodnější použití transformátoru o nižším zdánlivém výkonu.

9.7 Hospodárné zatížení transformátoru z ekonomického hlediska

Postup z předchozí podkapitoly se omezuje pouze na ztráty a nebere v úvahu pořizovací cenu transformátoru a jeho amortizaci. Z ekonomického hlediska je tedy přesnější hovořit o ročních výrobních nákladech, které v sobě zahrnují jak ztráty, vyjádřené pomocí nákladů na ztráty, tak náklady odvozené z pořizovací ceny transformátoru. Roční výrobní náklady transformátoru jsou dány vztahem:

$$N_T = N_{iT} + N_{\Delta T} \quad (9-19)$$

- kde N_T je hospodárné zatížení transformátoru, tj. zatížení, při kterém jsou ztráty nejvyšší (Kč),
 N_{iT} jsou náklady odvozené z pořizovací ceny transformátoru (Kč),
 $N_{\Delta T}$ jsou náklady na ztráty (Kč).

Náklady na ztráty při použití vztahu (9-10) vypočítáme jako:

$$N_{\Delta T} = (\Delta P_0 + k_\Delta \cdot \Delta Q_0) \cdot n_\Delta^0 \cdot (\Delta P_k + k_\Delta \cdot \Delta Q_k) \cdot \left(\frac{P_{max}}{S_n \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot n_\Delta \quad (9-20)$$

- kde n_Δ^0 jsou celkové vztažné náklady na ztráty naprázdno (Kč·kW⁻¹·r⁻¹),
 n_Δ jsou celkové vztažné náklady na ztráty (Kč·kW⁻¹·r⁻¹).

Náklady odvozené z pořizovací ceny transformátoru vypočítáme jako:

$$N_{iT} = K_{iT} \cdot \frac{p}{100} \quad (9-21)$$

kde K_{iT} je pořizovací cena transformátoru (Kč),

p je celkové roční procento ($\% \cdot r^{-1}$).

Celkové vztažné náklady na ztráty jsou dány následujícím vztahem:

$$n_{\Delta} = n_p + n_w \cdot T_{\Delta} \quad (9-22)$$

kde n_p jsou vztažné náklady na výkon ($K\check{c} \cdot kW^{-1} \cdot r^{-1}$),

n_w jsou vztažné náklady na energii ($K\check{c} \cdot kW^{-1} \cdot h^{-1}$).

Vztažné náklady na výkon se vyjádří pomocí vztažných investičních nákladů transformátoru (připadajících na 1 kW dostupného výkonu), které vyjádříme následovně:

$$k_{iT} = \frac{K_{iT}}{P_0} \quad (9-23)$$

kde P_0 je výkon transformátoru (respektujeme účinník $\cos\varphi = 1$) (kW).

Vztažné roční náklady na výkon jsou pak vypočítáme takto:

$$n_p = k_{iT} \cdot \frac{p}{100} \quad (9-24)$$

Celkové vztažné náklady na ztráty naprázdno jsou dány následujícím vztahem:

$$n_{\Delta}^0 = n_p + n_w \cdot T \quad (9-25)$$

Hospodárné zatížení z ekonomického hlediska S_{he} vyjádříme jako:

$$S_{he} = S_n \cdot \sqrt{\frac{N_{iT} + (\Delta P_0 + k_{\Delta} \cdot \Delta Q_0) \cdot n_{\Delta}^0}{(\Delta P_k + k_{\Delta} \cdot \Delta Q_k) \cdot n_{\Delta}}} \quad (9-26)$$

kde S_{he} je hospodárné zatížení transformátoru, tj. zatížení, při kterém jsou celkové náklady, připadající na jednotku zatížení, nejmenší (kVA).

9.7.1 Transformátor o výkonu 630 kVA

Pro výpočet hospodárného zatížení z ekonomického hlediska použijeme výše uvedené vztahy. Nejprve pomocí vztahu (9-21) vypočítáme náklady odvozené z pořizovací ceny transformátoru:

$$N_{iT} = K_{iT} \cdot \frac{p}{100}$$

Celkové roční procento p v sobě zahrnuje údržbu, odpisy a úrok. Pro náš případ neuvažujeme půjčku na zakoupení transformátoru, úrokové procento tedy zanedbáme. Trafostanice spadá do 3. odpisové skupiny (10,5 %) a údržbu uvažujeme 2 %. Celkové roční procento budeme uvažovat 12,5 %. Pořizovací cenu transformátoru budeme dle (Tabulka 9-3 – technické parametry transformátoru BEZ TOHn 379/22) uvažovat 300 000 Kč. Poté získáme:

$$N_{iT} = 300000 \cdot \frac{12,5}{100}$$

$$N_{iT} = 37500 \text{ Kč}$$

Poté vypočítáme vztažné investiční náklady transformátoru (9-23). Výkon transformátoru při účinníku $\cos\varphi = 1$ uvažujeme 630 kW:

$$k_{iT} = \frac{K_{iT}}{P_0}$$

$$k_{iT} = \frac{300000}{630}$$

$$k_{iT} = 476,19 \text{ Kč} \cdot \text{kW}^{-1}$$

Vztažné náklady na výkon podle vztahu (9-24) jsou:

$$n_p = 476,19 \cdot \frac{12,5}{100}$$

$$n_p = 59,52 \text{ Kč} \cdot \text{kW}^{-1} \cdot \text{r}^{-1}$$

Nyní již můžeme určit celkové vztažné náklady na ztráty podle vzorce (9-22):

$$n_{\Delta} = n_p + n_w \cdot T_{\Delta}$$

Vztažné náklady na energii uvažujeme dle kapitoly „Převodění kvantifikovaných přínosů na hotovostní toky“ 1,59 Kč za jednu kWh. Dobu plných ztrát uvažujeme 1292,77 dle téže kapitoly.

$$n_{\Delta} = n_p + n_w \cdot T_{\Delta}$$

$$n_{\Delta} = 59,52 + 1,59 \cdot 1292,77$$

$$n_{\Delta} = 2115 \text{ Kč} \cdot \text{kW}^{-1} \cdot \text{r}^{-1}$$

Obdobně vypočítáme celkové vztažné náklady na ztráty naprázdno podle vztahu (9-25). Již víme, že T představuje tzv. energetický rok (8760 h):

$$\begin{aligned}n_{\Delta}^0 &= n_p + n_w \cdot T \\n_{\Delta}^0 &= 59,52 + 1,59 \cdot 8760 \\n_{\Delta}^0 &= 13987,92 \text{ Kč} \cdot \text{kW}^{-1} \cdot \text{r}^{-1}\end{aligned}$$

Konečně můžeme přejít k výpočtu hospodárného zatížení z ekonomického hlediska S_{he} (9-28). Jako vstupní hodnoty použijeme parametry transformátoru BEZ TOHn 379/22 (Tabulka 9-3 – technické parametry transformátoru BEZ TOHn 379/22):

$$\begin{aligned}S_{he} &= S_n \cdot \sqrt{\frac{N_{iT} + (\Delta P_0 + k_{\Delta} \cdot \Delta Q_0) \cdot n_{\Delta}^0}{(\Delta P_k + k_{\Delta} \cdot \Delta Q_k) \cdot n_{\Delta}}} \\S_{he} &= 630 \cdot \sqrt{\frac{37500 + (0,86 + 0,15 \cdot 6,93) \cdot 13978,92}{(5,4 + 0,15 \cdot 25,2) \cdot 2115}} \\S_{he} &= 1144,28 \text{ kVA}\end{aligned}$$

Vypočtená hodnota hospodárného zatížení z ekonomického hlediska ($S_{he} = 1144,28 \text{ kVA}$) je vysoko nad jmenovitým výkonem transformátoru ($S_n = 630 \text{ kVA}$). Tato hodnota je samozřejmě nereálná. Výsledek můžeme interpretovat tak, že zvolený transformátor je pro toto použití velmi dobrý.

9.8 Stanovení diskontní sazby

Stanovení diskontní sazby je důležité pro výpočet dynamickými metodami. V našem případě budeme pro hodnocení investic aplikovat jedinou dynamickou metodu – čistou současnou hodnotu NPV . Diskontní sazbu lze uvažovat 2 % p.a., což bylo inflační cílování ČNB pro letošní rok. Jelikož maximální sociální přípustná míra je do 5,5 %, můžeme za hranici uvažovat diskontní sazbu 5 % p.a. Tato hodnota bude použita při výpočtech.

9.9 Ekonomičtí ukazatelé varianty 1

Následuje vypočtení ekonomických ukazatelů pro investiční variantu 1. Ta zahrnuje vybudování nového kiosku s novým transformátorem BEZ TOHn 776/22 o jmenovitém výkonu 630 kVA. Kiossek bude umístěn na jižní straně areálu za oplocením u příjezdové brány k budově stávající rozvodny. Investiční varianta je podrobně rozebrána v kapitole „Popis variant projektu“.

9.9.1 Metoda doby splacení (payback)

Doba návratnosti investice je důležitý a často používaný ukazatel hodnocení investic, který dává investorovi přibližnou představu o době, po jejímž uplynutí výnosy z počáteční investice převýší hodnotu investice samotné.

Doba, za kterou se nám určitá investice vrátí, je pochopitelně informací, která zajímá každého investora, bez ohledu na výši investovaných peněžních prostředků. Vedle dalších metod analýzy investic, je doba návratnosti také důležitým porovnávacím kritériem investičních projektů. Doba návratnosti se používá v několika variantách. V naše případě použijeme základní (zjednodušenou)

variantu, která je definována jako: doba (počet let), za kterou peněžní příjmy z investice vyrovnají počáteční kapitálový výdaj na investici [15].

Metoda je statická a jde o vyjádření tzv. prosté doby návratnosti. Tato forma vyjádření a stanovení doby návratnosti je nejjednodušší, ale také nejméně vhodnou formou výpočtu uvedeného parametru. Jeho použití si lze představit především pro rychlé orientační ocenění určité investiční příležitosti, případně pro rychlou kontrolu, zda určitá investiční příležitost je vůbec v podmínkách určité firmy reálná. Výpočet prosté doby návratnosti probíhá podle vzorce [15]:

$$TN_p = \frac{IN}{CF} \quad (9-27)$$

kde IN jsou náklady na investici (investiční výdaj) (Kč),

CF je roční peněžní tok (roční příjem – úspora nákladů v důsledku investice) (Kč).

Uvedený vzorec je zjednodušený a neumožňuje např. počítat s různou výší peněžních toků v jednotlivých letech. Zároveň počítá s prostou (nediskontovanou) výší peněžního toku, jak už bylo uvedeno výše.

Následující tabulka zobrazuje přehled peněžních toků pro první investiční variantu. První sloupec tabulky představuje počet let od realizace projektu, rok 0 je rokem, kdy byla investice realizována. Investice v roce 0 zahrnuje odhad ceny za výstavbu nového kiosku včetně projektové dokumentace, nového transformátoru, přepojení stávajících rozvodů do místa nového kiosku a výkopových a elektromontážních prací. Odhad ceny byl určen na základě podkladu zveřejněného Ústavem pro zemní rozvoj spadajícího pod Ministerstvo pro místní rozvoj ČR [17].

Roční výnosy z nájmu představují hodnotu za pronájem výrobních prostor uvedenou v podkapitole „Převedení kvantifikovaných přínosů na hotovostní toky“ převedenou na částku za rok.

Roční úsporu za provoz transformátoru vypočteme jako rozdíl ročních nákladů na provoz současného a nového transformátoru. Vypočtené hodnoty ročních nákladů jsou uvedeny v tabulce č. (Tabulka 9-6 – srovnání nákladů na ztráty elektrické energie):

$$N_{celk} = N_{\Delta T1} - N_{\Delta T2} \quad (9-28)$$

$$N_{celk} = 40777,96 - 27334,19 = 13443,77 \approx 13444 \text{ Kč}$$

Tabulka 9-7 – investiční varianta 1 – přehled peněžních toků

Rok	Investice (Kč)	Zisk z pronájmu (Kč)	Úspora za provoz transformátoru (Kč)	Kumulovaná úspora (Kč)
0	-1800000	-	-	-
1	-	240000	13444	253444
2	-	240000	13444	506888
3	-	240000	13444	760332
4	-	240000	13444	1013776

5	-	240000	13444	1267220
6	-	240000	13444	1520664
7	-	240000	13444	1774108
8	-	240000	13444	2027552
9	-	240000	13444	2280996
10	-	240000	13444	2534440
11	-	240000	13444	2787884
12	-	240000	13444	3041328
13	-	240000	13444	3294772
14	-	240000	13444	3548216
15	-	240000	13444	3801660
16	-	240000	13444	4055104
17	-	240000	13444	4308548
18	-	240000	13444	4561992
19	-	240000	13444	4815436
20	-	240000	13444	5068880

V tabulce můžeme vidět, že prostá návratnost pro danou investiční variantu nastane v osmém roce od investice. Hodnota kumulované úspory v tomto roce (2027552 Kč) přesáhne cenu počáteční investice (1800000 Kč).

Tento výsledek ověříme výpočtem podle vzorce (9-27):

$$TN_p = \frac{IN}{CF}$$

$$TN_p = \frac{1800000}{253444} = 7,1 \text{ let}$$

9.9.1 Výnosnost investice (ROI)

Výnosnost investice porovnává čistý účetní zisk vůči velikosti investice, respektive objemu celkových aktiv a pasiv. Zjednodušeně můžeme *ROI* definovat jako poměr vydělaných peněz k penězům investovaným. Udává tedy výnos z utracené částky v procentech. Hodnotu *ROI* je vhodné brát jen jako orientační:

$$ROI = \frac{\text{výnosy}}{\text{investice}} \cdot 100 \quad (9-29)$$

kde *ROI* je výnosnost investice (%).

Výpočet výnosnosti investice provedeme na dobu dvaceti let. Nebudeme uvažovat diskontní sazbu. Celkové výnosy jsou pak součtem všech výnosů v jednotlivých letech, investice je uvažována pouze počáteční. Poté můžeme do vzorce (9-29) dosadit hodnotu celkových výnosů z tabulky (Tabulka 9-7 – investiční varianta 1 – přehled peněžních toků):

$$ROI = \frac{5068880}{1800000} \cdot 100 = 281,6 \%$$

9.9.2 Čistá současná hodnota NPV

Poslední metodou, která bude použita pro posuzování jednotlivých variant investic bude metoda čisté současné hodnoty *NPV*. Hlavní výhodou této metody oproti přechozím je zohlednění faktoru času.

Čistou současnou hodnotu vypočítáme podle vzorce:

$$NPV = \sum_{n=0}^{20} \frac{CF}{(i+i)^n} \quad (9-30)$$

kde: *CF* je peněžní tok (Kč),

i je úroková míra (-),

n je počet let, po které musíme na příjem čekat (-),

IN je počáteční investice (Kč).

Peněžní tok *CF* je odvozen z tabulky (Tabulka 9-8). Náklady jsou brány jako záporné hodnoty, výnosy z investice jsou brány kladně. Úroková míra je dle podkapitoly „Stanovení diskontní sazby“ uvažována $i = 5 \%$. Při výpočtu zisku z pronájmu je uvažována jednocentní inflace. Výnosy z pronájmu se tedy každým rokem o jedno procento zvyšují oproti roku přechozímu. Při výpočtu je uvažována také rostoucí cena elektřiny o 3 % každým rokem. Výpočet bude proveden na dobu dvaceti let. Vliv daní neuvažujeme.

Tabulka 9-8 – investiční varianta 1 – vstupní hodnoty pro výpočet NPV

Rok	Investice (Kč)	Zisk z pronájmu (Kč)	Úspora za provoz transformátoru (Kč)	Celková úspora (Kč)
0	-1800000,00	0,00	0,00	0,00
1	0,00	240000,00	13444,00	253444,00
2	0,00	242400,00	13847,32	256247,32
3	0,00	244824,00	14262,74	259086,74
4	0,00	247272,24	14690,62	261962,86
5	0,00	249744,96	15131,34	264876,30

6	0,00	252242,41	15585,28	267827,69
7	0,00	254764,84	16052,84	270817,68
8	0,00	257312,48	16534,42	273846,91
9	0,00	259885,61	17030,46	276916,07
10	0,00	262484,47	17541,37	280025,84
11	0,00	265109,31	18067,61	283176,92
12	0,00	267760,40	18609,64	286370,04
13	0,00	270438,01	19167,93	289605,94
14	0,00	273142,39	19742,97	292885,35
15	0,00	275873,81	20335,26	296209,07
16	0,00	278632,55	20945,31	299577,86
17	0,00	281418,87	21573,67	302992,55
18	0,00	284233,06	22220,88	306453,95
19	0,00	287075,39	22887,51	309962,90
20	0,00	289946,15	23574,14	313520,28

Čistá současná hodnota investiční varianty 1 je $NPV = 1\ 655\ 369,79$ Kč. Hodnota byla vypočtena pomocí funkce ČISTÁ.SOUČHODNOTA v programu Excel.

9.10 Ekonomičtí ukazatelé varianty 2

Vypočtení ekonomických ukazatelů pro investiční variantu 2 je obdobné jako u první varianty. Rozdíl mezi oběma variantami je pouze v jmenovitém výkonu použitého transformátoru. Podrobnější popis viz kapitola „Popis variant projektu“.

9.10.1 Metoda doby splacení (payback)

Obdobně jako u přechodí varianty vypočteme úsporu za provoz transformátoru jako rozdíl ročních nákladů na provoz současného a nového transformátoru. Vypočtené hodnoty ročních nákladů jsou uvedeny v tabulce č. (Tabulka 9-6 – srovnání nákladů na ztráty elektrické energie):

$$N_{celk} = N_{\Delta T1} - N_{\Delta T2} =$$

$$N_{celk} = 40777,96 - 12364,18 = 28413,78 \approx 28414 \text{ Kč}$$

Tabulka 9-9 – investiční varianta 2 – přehled peněžních toků

Rok	Investice (Kč)	Zisk z pronájmu (Kč)	Úspora za provoz transformátoru (Kč)	Celková roční úspora (Kč)
0	-1720000	-	-	-
1-20	-	240000	28414	268414

Dosažením vstupních hodnot z tabulky (Tabulka 9-9 – investiční varianta 2 – přehled peněžních toků) provedeme výpočet doby návratnosti podle vzorce:

$$TN_p = \frac{IN}{CF}$$

$$TN_p = \frac{1720000}{268414} = 6,41 \text{ let}$$

Prostá návratnost pro danou investiční variantu nastane po uplynutí 6,41 roku od investice, kdy hodnota kumulované úspory přesáhne cenu počáteční investice, která je uvažována 1720000 Kč.

9.10.2 Výnosnost investice (ROI)

Výpočet výnosnosti investice provedeme na dobu dvaceti let. Nebudeme uvažovat diskontní sazbu. Celkové výnosy jsou pak součtem všech výnosů v jednotlivých letech, investice je uvažována pouze počáteční. Celkové výnosy určíme jako hodnotu celkové roční úspory z tabulky „Tabulka 9-9 – investiční varianta 2 – přehled peněžních toků“, násobené počtem let, na které výpočet provádíme, tedy dvaceti.

$$ROI = \frac{20 \cdot 268414}{1720000} \cdot 100 = 312,11 \%$$

9.10.3 Čistá současná hodnota NPV

Pro výpočet čisté současné hodnoty této investice opět sestojíme tabulku se vstupními hodnotami (Tabulka 9-10 – investiční varianta 2 – vstupní hodnoty pro výpočet NPV). Stejně jako v přechodím případě jsou náklady brány jako záporné hodnoty, výnosy z investice jsou brány kladně. Úroková míra je dle podkapitoly „Stanovení diskontní sazby“ uvažována $i = 5 \%$. Při výpočtu zisku z pronájmu je uvažována jednocentní inflace. Výnosy z pronájmu se tedy každým rokem o jedno procento zvyšují oproti roku přechodímu. Při výpočtu je uvažována také rostoucí cena elektřiny o 3 % každým rokem. Výpočet bude proveden na dobu dvaceti let. Vliv daní neuvažujeme.

Tabulka 9-10 – investiční varianta 2 – vstupní hodnoty pro výpočet NPV

Rok	Investice (Kč)	Zisk z pronájmu (Kč)	Úspora za provoz transformátoru (Kč)	Celková úspora (Kč)
0	-1720000,00	0,00	0,00	0,00
1	0,00	240000,00	28414,00	268414,00
2	0,00	242400,00	29266,42	271666,42
3	0,00	244824,00	30144,41	274968,41
4	0,00	247272,24	31048,74	278320,98
5	0,00	249744,96	31980,21	281725,17
6	0,00	252242,41	32939,61	285182,03
7	0,00	254764,84	33927,80	288692,64
8	0,00	257312,48	34945,64	292258,12
9	0,00	259885,61	35994,01	295879,61
10	0,00	262484,47	37073,83	299558,29
11	0,00	265109,31	38186,04	303295,35
12	0,00	267760,40	39331,62	307092,02
13	0,00	270438,01	40511,57	310949,58
14	0,00	273142,39	41726,92	314869,30
15	0,00	275873,81	42978,72	318852,54
16	0,00	278632,55	44268,09	322900,64
17	0,00	281418,87	45596,13	327015,00
18	0,00	284233,06	46964,01	331197,08
19	0,00	287075,39	48372,93	335448,33
20	0,00	289946,15	49824,12	339770,27

Čistá současná hodnota investiční varianty 1 je $NPV = 1\,974\,362,60$ Kč.

9.11 Ekonomičtí ukazatelé varianty 3

Investiční varianta 3 je popsána v kapitole „Popis variant projektu“. Vyčíslení jejich ekonomických ukazatelů je ze všech uvedených variant nejobtížnější. Tato varianta oproti ostatním zahrnuje použití dvou transformátorů. Obtížné je především vyjádření úspory za jejich provoz. Neznáme rozložení zatížení mezi jednotlivými transformátory, a proto nemůžeme určit jejich ztráty závislé na zatížení. Jmenovitý výkon druhého použitého transformátoru navíc závisí na případné realizaci dobíjecích stanic pro elektromobily.

Pro naše účely budeme uvažovat, že náklady na provoz nových dvou transformátorů se budou rovnat nákladům za provoz současného transformátoru. Celková úspora se tedy bude rovnat zisku z pronájmu prostor současné rozvodny.

9.11.1 Metoda doby splacení (payback)

Odhad počáteční investice u této varianty uvažuje ceny za výstavbu dvou nových kiosků na určených místech, včetně projektové dokumentace, nových dvou transformátorů, připojení stávajících rozvodů do místa nového kiosku a výkopových a elektromontážních prací. Odhad ceny byl určen na základě podkladu zveřejněného Ústavem pro zemní rozvoj spadajícího pod Ministerstvo pro místní rozvoj ČR [17]. Celková předpokládaná cena za realizaci činí 2860000 Kč.

Tabulka 9-11 – investiční varianta 3 – přehled peněžních toků

Rok	Investice (Kč)	Zisk z pronájmu (Kč)	Úspora za provoz transformátoru (Kč)	Celková roční úspora (Kč)
0	-2860000	-	-	-
1-20	-	240000	-	240000

Dosažením vstupních hodnot z tabulky (Tabulka 9-11 – investiční varianta 3 – přehled peněžních toků) provedeme výpočet doby návratnosti podle vzorce:

$$TN_p = \frac{IN}{CF}$$

$$TN_p = \frac{2860000}{240000} = 11,92 \text{ let}$$

Prostá návratnost pro danou investiční variantu nastane po uplynutí 11,92 let od investice, kdy hodnota kumulované úspory přesáhne cenu počáteční investice, která je uvažována 2860000 Kč.

9.11.2 Výnosnost investice (ROI)

Výpočet výnosnosti investice provedeme na dobu dvaceti let. Nebudeme uvažovat diskontní sazbu. Celkové výnosy jsou pak součtem všech výnosů v jednotlivých letech, investice je uvažována pouze počáteční. Celkové výnosy určíme jako hodnotu celkové roční úspory z tabulky „Tabulka 9-11 – investiční varianta 3 – přehled peněžních toků“, násobené počtem let, na které výpočet provádíme, tedy dvaceti.

$$ROI = \frac{20 \cdot 240000}{2860000} \cdot 100 = 167,83 \%$$

9.11.3 Čistá současná hodnota NPV

Pro výpočet čisté současné hodnoty této investice opět sestrojíme tabulku se vstupními hodnotami (Tabulka 9-12 – investiční varianta 3 – vstupní hodnoty pro výpočet NPV). Stejně jako v přechozím případě jsou náklady brány jako záporné hodnoty, výnosy z investice jsou brány

kladně. V této tabulce oproti předchozím případům označuje sloupec „zisk z pronájmu“ zároveň i celkovou roční úsporu. Úroková míra je dle podkapitoly „Stanovení diskontní sazby“ uvažována i = 5 %. Při výpočtu zisku z pronájmu je uvažována jednaprocentní inflace. Výnosy z pronájmu se tedy každým rokem o jedno procento zvyšují oproti roku přechozímu. Výpočet bude proveden na dobu dvaceti let. Vliv daní neuvažujeme.

Tabulka 9-12 – investiční varianta 3 – vstupní hodnoty pro výpočet NPV

Rok	Investice	Zisk z pronájmu
0	-2860000,00	0,00
1	0,00	240000,00
2	0,00	242400,00
3	0,00	244824,00
4	0,00	247272,24
5	0,00	249744,96
6	0,00	252242,41
7	0,00	254764,84
8	0,00	257312,48
9	0,00	259885,61
10	0,00	262484,47
11	0,00	265109,31
12	0,00	267760,40
13	0,00	270438,01
14	0,00	273142,39
15	0,00	275873,81
16	0,00	278632,55
17	0,00	281418,87
18	0,00	284233,06
19	0,00	287075,39
20	0,00	289946,15

Čistá současná hodnota investiční varianty 3 je $NPV = 380\,739,24$ Kč.

9.12 Interpretace výsledků

Závěrem analýzy přejdeme k interpretaci dosažených výsledků. Jednotlivé varianty budou zhodnoceny z hlediska přínosů ekonomických i takových, u kterých nelze jejich přínos ekonomicky vyčíslit.

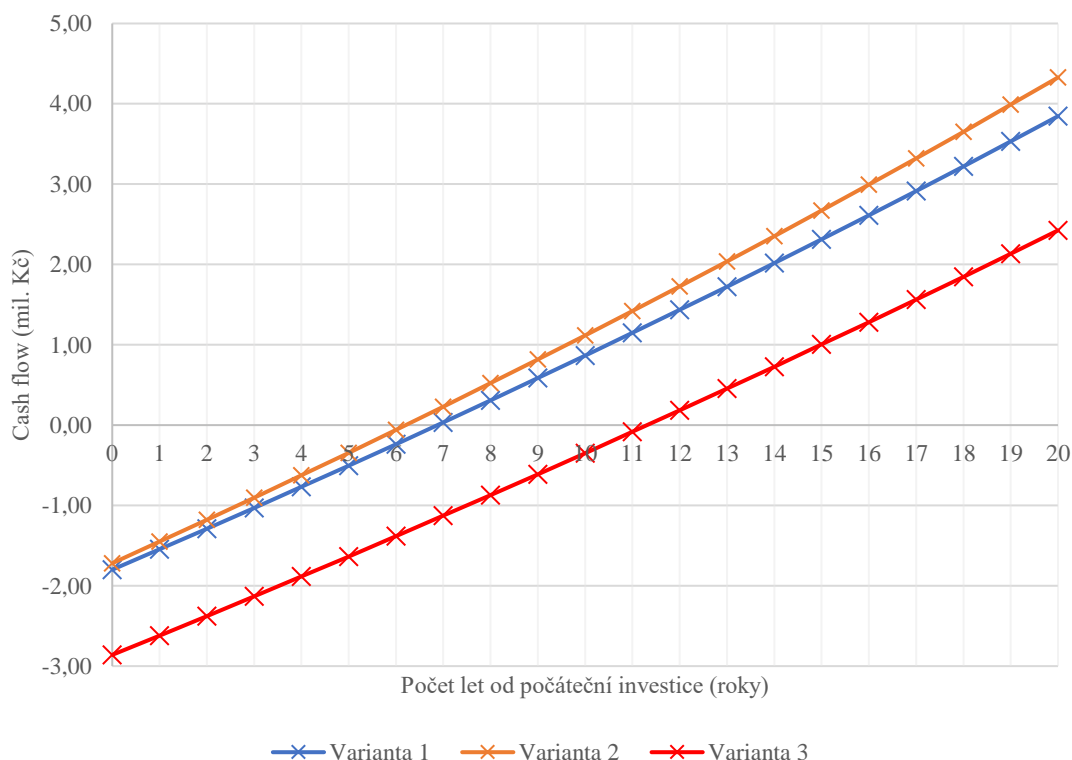
9.12.1 Ekonomické srovnání

Ekonomické srovnání provedeme porovnáním výpočtů provedených v předchozích kapitolách. Doba splacení udává údaj o prosté návratnosti (za kolik let od realizace projektu se investice zaplatí). Samozřejmě platí, že čím nižší doba, tím výhodnější investice. Výnosnost investice neboli *ROI* udává poměr vydělaných peněz k penězům investovaným. Zjednodušeně lze říci, že údaj nad 100 % udává výhodnost investice. Platí, že čím vyšší procento *ROI*, tím výhodnější investice. U čisté současné hodnoty (*NPV*) je výsledkem absolutní hodnota přínosu investice v dnešních cenách. Opět platí, že čím vyšší čistá současná hodnota, tím výhodnější je do daného projektu investovat.

Tabulka 9-13 – srovnání ekonomických ukazatelů jednotlivých variant

Investiční varianta	Doba splacení (let)	<i>ROI</i> (%)	<i>NPV</i> (Kč)
1	7,10	281,60	1 655 369,79
2	6,41	312,11	1 974 362,60
3	11,92	167,83	380 739,24

Z tabulky výše (Tabulka 9-13) je patrné, že z hlediska všech ekonomických ukazatelů vychází nejhůře investiční varianta č. 3. Naopak investičně nejvýhodněji podle těchto ukazatelů vychází varianta číslo 2.



Obrázek 9-2 – průběhy peněžních toků jednotlivých variant

Na přiloženém grafu (Obrázek 9-2 – průběhy peněžních toků jednotlivých variant) můžeme pozorovat finanční toky za uvažovanou dobu dvaceti let. Obrázek rekapituluje výpočty ekonomických ukazatelů z předchozích kapitol.

9.12.2 Srovnání ostatních přínosů

Jelikož při rozhodování, do které varianty investovat, nemůžeme brát v potaz pouze ekonomickou stránku, musíme vydefinovat ostatní benefity, které by investice přinesly. Nejdůležitější z nich jsou shrnuty v následující tabulce (Tabulka 9-14 – srovnání ostatních přínosů jednotlivých variant).

Tabulka 9-14 – srovnání ostatních přínosů jednotlivých variant

Investiční varianta	Připojitelný výkon (kVA)	Nutnost úprav vnitřních rozvodů	Ostatní
1	630	Ne	-
2	400	Ne	-
3	Až 1030	Ano	Možnost napájení ze dvou stran

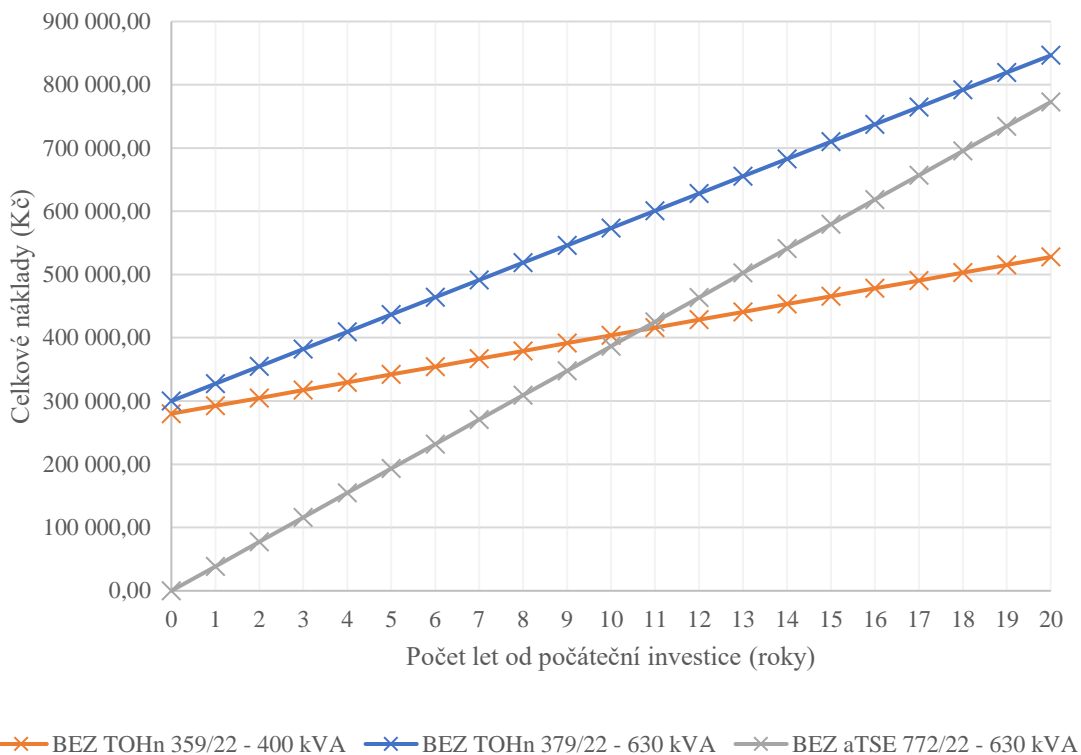
S ohledem na dostupný výkon, který jsou transformátory schopny poskytnout, je na tom nejlépe třetí varianta, která disponuje dvěma transformátory. Je ovšem otázkou, zdali má LDS Prototypa vůbec potenciál odběru tak vysokého výkonu. Z druhého posuzovaného hlediska je na tom tato varianta naopak nejhůře, protože jako jediná vyžaduje úpravy vnitřních rozvodů kvůli napájení areálu z opačné strany než doposud.

Jedinou podstatnou odlišností třetí varianty od prvních dvou je tak možnost napájení areálu ze dvou stran a vzájemné zálohování. Vzhledem k tomu, že oba transformátory by byly napojeny na stejnou kabelovou trasu vysokého napětí, není tento fakt žádným velkým benefitem. Jediný přínos by byl v případě poruchy za transformátorem uvnitř podniku, kdy by druhý z transformátorů mohl dále dodávat výkon. Riziko takové poruchy je ale vzhledem k vynaloženým nákladům zanedbatelné.

Vzhledem k uvedenému můžeme třetí investiční variantu označit za nedoporučenou a přejít ke srovnání variant číslo 1 a 2.

9.12.3 Porovnání variant 1 a 2

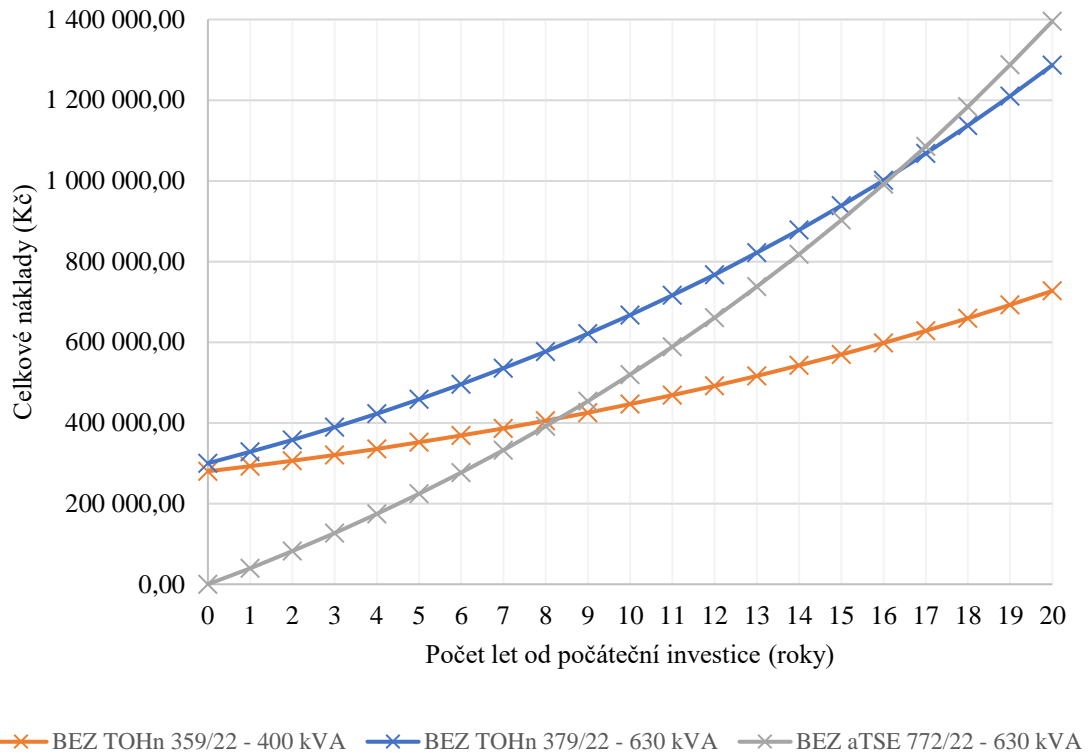
Rozdíl mezi variantami 1 a 2 je pouze ve jmenovitém výkonu použitého transformátoru, pro jejich vzájemné porovnání z ekonomického hlediska tedy graficky znázorníme průběh celkových nákladů na jejich provoz. Pro vyčíslení nákladů budou použity výpočty ztrát a uvažované pořizovací ceny a ceny za elektřinu uvedené v kapitole „Převedení kvantifikovaných přínosů na hotovostní toky“.



Obrázek 9-3 – srovnání nákladů při zanedbání růstu ceny elektřiny

Na obrázku (Obrázek 9-3 – srovnání nákladů při zanedbání růstu ceny elektřiny) můžeme pozorovat srovnání celkových nákladů (tj pořizovacích a provozních), pro transformátory použité ve variantách 1 a 2. Transformátor BEZ aTSE 772/22, použitý v nulové variantě, je v grafu zahrnut pouze jako referenční hodnota pro představu o výši jeho provozních nákladů. Pořizovací náklady na nové zařízení totiž v tomto grafu zahrnují pouze cenu za transformátor, ve skutečnosti bychom ale museli započítat i cenu za kiosek a ostatní práce, viz výpočet ekonomických ukazatelů v kapitole „Ekonomičtí ukazatelé varianty 1“.

Vidíme, že všechny tři závislosti jsou lineární. To znamená, že se každým rokem celkové náklady zvyšují o konstantní přírůstek. Takto by situace vypadala, kdyby z nějakého důvodu byla cena elektřiny po celou dobu dvaceti let fixní. Reálnější představu o provozních nákladech získáme při započtení zvyšující se ceny elektřiny každým rokem.



Obrázek 9-4 – srovnání nákladů při zohlednění růstu ceny elektřiny

Na tomto grafu (Obrázek 9-4 – srovnání nákladů při zohlednění růstu ceny elektřiny) vidíme, že při zohlednění ceny elektřiny je výhodnost nových dvou variant oproti variantě bez realizace projektu ještě vyšší. Při předpokládaném každoročním nárůstu ceny elektřiny o 3 % by provozní náklady starého transformátoru převýšily celkové náklady transformátoru s výkonem 400 kVA v průběhu devíti let, náklady transformátoru o výkonu 630 kVA pak do sedmnácti let.

9.12.4 Vyhodnocení

Z ekonomického porovnání vychází oproti současné variantě výhodně všechny tři uvažované investiční varianty. Nutno zmínit, že při výpočtu ekonomických návratností a ostatních ukazatelů nebyly uvažovány možnosti prodeje současného vybavení rozvodny a transformátorů, což by výhodnost investice ještě zvýšilo.

Třetí investiční varianta se pohybuje na hraně ziskovosti. Po provedení porovnání z mimoekonomického hlediska jsme tuto investiční variantu označili za nejméně smysluplnou a mohli jsme tak přejít k rozhodování mezi variantami 1 a 2.

Výběr finální možnosti je na rozhodnutí investora. Obecně můžeme říci, že při ponechání stávajícího stavu se vyplatí investice do kioskového transformátoru o jmenovitém výkonu 400 kVA. Při plánovaném navýšování budoucího odběru, ať už připojením dobíjecích stanic, opětovným připojováním již odpojených bývalých zákazníků, je rozumnou volbou investice do vyššího jmenovitého výkonu transformátoru i přes nepatrně vyšší pořizovací cenu a vyšší provozní náklady. Při uvažování neměnné ceny elektřiny po dobu příštích dvaceti let by rozdíl mezi provozními náklady na provoz transformátorů mezi variantami 1 a 2 činil 299400 Kč. Je proto otázkou, jestli by tato výkonová rezerva stála za investici. Bližší pohled na věc investice do zvyšování odebraného výkonu přinese následující kapitola (Napojení pozemků společnosti MOL).

Dobíjecí stanice jsou dle zákona [7] rozčleněny do jednotlivých kategorií:

- dobíjecí stanice s výkonem do 3,7 kW, určené pro dobíjení jednostopých elektrických vozidel (DoS1),
- běžná dobíjecí stanice s výkonem do 22 kW (DoS2), s výjimkou zařízení o výkonu 3,7 kW nebo nižším, jež jsou umístěna v domácnostech nebo jejichž hlavním účelem není dobíjet elektrická vozidla a jež nejsou veřejně přístupná (DoS2),
- vysoce výkonná dobíjecí stanice, která umožňuje přenos elektřiny do elektrického vozidla s výkonem vyšším než 22 kW (DoS3).

Podle tohoto členění je zřejmé, že námi připojovaná dobíjecí stanice se bude muset řídit podmínkami pro dobíjecí stanice kategorie DoS3. Z [6] vyplývá, že při překročení dobíjecího výkonu 11 kVA je nutné o možnost připojení požádat příslušného provozovatele distribuční soustavy.

Dle PPDS je žadatel povinen zajistit monitorování a případné řízení výkonu dobíjecích stanic připojených do DS. Monitorování výkonu je nezbytný podklad pro zajištění bezpečnosti distribuce elektřiny a dodržení jejich kvalitativních parametrů všem uživatelům distribuční sítě. U nabíjecích stanic kategorie DoS3 musí být instalováno průběhové měření elektrické energie podle Přílohy 5 PPDS – Fakturační měření.

Podle vyhlášky zveřejněné Energetickým regulačním úřadem [26], která stanovuje podmínky připojení výroben elektřiny, distribučních soustav a odběrných míst zákazníků k elektrizační soustavě, způsob stanovení podílu nákladů spojených s připojením a se zajištěním požadovaného příkonu nebo výkonu elektřiny a pravidla pro posuzování souběžných požadavků na připojení, je při připojení zařízení k elektrizační soustavě nutné dodržet následující podmínky:

- (a) žádost o připojení,
- (b) studie připojitelnosti za určených podmínek a
- (c) smlouva o připojení mezi žadatelem a provozovatelem přenosové soustavy nebo provozovatelem distribuční soustavy nebo změna stávající smlouvy o připojení.

10.2 Studie připojitelnosti

Při pohledu na výše zmíněný příkon dobíjecích stanic se vyskytuje hned několik problémů s tím spojených. Skokové připojení výkonu takové velikosti může způsobit úbytky napětí na vysokonapěťové straně. Velikost tohoto poklesu napětí se dá určit ze zkratového výkonu v místě připojení a impedance připojení. Dále je nutné vyhodnotit předpokládaný průběh provozu nabíječky. Zmíněným problémům se bude věnovat studie připojitelnosti.

Ve studii připojitelnosti dobíjecích stanic do lokální distribuční soustavy budeme vycházet z nejnovější přílohy 6 z roku 2018 – „Standardy připojení zařízení k distribuční soustavě“ k pravidlům provozování distribučních soustav (dále PPDS). Pátá kapitola tohoto dokumentu je věnována požadavkům pro připojení elektromobilů a dobíjecích stanic k distribučním sítím.

Dobíjecí stanice pro elektromobily připojované do odběrného místa musí splňovat základní požadavky příslušných platných předpisů.

Pro kategorii DoS3 jsou stanoveny následující požadavky [6]:

- „povinnost podat u provozovatele distribuční sítě žádost o připojení k DS (již zmíněno výše),

- podmínkou pro připojení dobíjecí stanice je uzavření smlouvy o připojení, která stanovuje mimo jiné:
 - rezervovaný příkon,
 - limity zpětných vlivů na DS,
 - zajištění komunikačního rozhraní dle specifikace PDS pro sledování a / nebo řízení dobíjení,
 - u dobíjecí stanice s více dobíjecími body a místním řídicím systémem, dle specifikace PDS zajištění komunikačního rozhraní mezi místním řídicím systémem a řídicím systémem PDS pro sledování a / nebo řízení celkového odběru.“

Při posuzování limitů zpětných vlivů na DS budeme vycházet z normy ČSN EN 50160 ed.3. Podle této normy platí následující charakteristiky veličin.

10.2.1 Kmitočet sítě

„Jmenovitý kmitočet napájecího napětí je 50 Hz. Za normálních podmínek musí být střední hodnota kmitočtu základní harmonické měřená v intervalu 10 s v následujících mezích:

- U systémů se synchronním připojením k propojenému systému:
 - 50 Hz \pm 1 % (tj. 49,5 Hz...50 Hz) během 99,5 % roku
 - 50 Hz + 4 %/-6 % (tj. 47 Hz...52 Hz) během 100 % času [29].“

Monitorování obvykle provádí příslušný dispečer oblasti.

10.2.2 Odchytky napájecího napětí

Velikost napětí lze chápat jako stochastickou veličinu, která se v podstatě náhodně mění s časem a místem. Pomalé změny efektivní hodnoty (RMS) napětí zahrnující všechny frekvenční složky kolem jmenovité, nebo smluvené hodnoty, v dlouhodobém měřítku (hodiny – dny – týdny). Velikost napětí v konkrétním místě a okamžiku je výsledkem ustáleného stavu mezi spotřebou a dodávkou. Velikost napětí je lokálním ukazatelem kvality napětí.

Úbytky napětí na síťové impedanci v důsledku:

- připojování/odpojování zátěží,
- připojování/změny výkonu/odpojování zdrojů (rozptýlených zdrojů).

„Za normálních provozních podmínek (s vyloučením přerušení napájení) nemají odchytky napájecího napětí přesáhnout \pm 10 % dohodnutého napětí U_c . V případech, kdy elektrické napájení v sítích není připojeno k přenosovým sítím nebo pro speciální dálkově ovládané uživatele, nemají odchytky napájecího napětí přesáhnout 10 %/-15 % U_c . Uživatelé sítě mají být o těchto podmínkách informováni [29].“ V instalaci odběratele nesmí být úbytek větší než 4 %, čímž je dán rozsah napětí u odběratele +10 % -14 %

10.2.3 Míra vjemu flikru

„Za normálních provozních podmínek musí být 95 % času, v libovolném týdenním období, dlouhodobá míra vjemu flikru $P_{fl} \leq 1$ [29].“

10.2.4 Nesymetrie napájecího napětí

„Za normálních provozních podmínek musí být v libovolném týdenním období 95 % desetiminutových středních efektivních hodnot zpětné složky napájecího napětí v rozsahu 0 až 2 % sousledné složky [29].“

10.2.5 Harmonická napětí

„Za normálních provozních podmínek musí být v libovolném týdenním období 95 % desetiminutových středních efektivních hodnot každého jednotlivého harmonického napětí menší nebo rovno hodnotě uvedené v tabulce. Mimoto celkový činitel harmonického zkreslení THD napájecího napětí (zahrnující všechny harmonické až do řádu 40) musí být menší nebo rovný 8 % [29].“

Liché harmonické				Sudé harmonické	
Ne násobky 3		Násobky 3		Řád harmonické h	Harmonické napětí u_h
Řád harmonické h	Harmonické napětí u_h	Řád harmonické h	Harmonické napětí u_h		
5	6,0 %	3	5,0 % ^{a)}	2	2,0 %
7	5,0 %	9	1,5 %	4	1,0 %
11	3,5 %	15	0,5 %	6...24	0,5 %
13	3,0 %	21	0,5 %		
17	2,0 %				
19	1,5 %				
23	1,5 %				
25	1,5 %				

POZNÁMKA Hodnoty pro harmonické vyšších řádů než 25 se neuvádějí, jelikož jsou obvykle malé, avšak vlivem rezonančních účinků obtížně předvídatelné.

a) V závislosti na druhu sítě mohou být hodnoty třetí harmonické podstatně nižší.

Obrázek 10-2 – hodnoty jednotlivých harmonických napětí v předávacím místě [29]

10.3 Příprava pro budoucí připojení

Na následujícím obrázku (Obrázek 10-3 – technická specifikace napájecí skříně) můžeme vidět produktový datasheet vytipované nabíjecí stanice od firmy ABB. Tento typ dobíjecí stanice je v současnosti využíván na místech pro dobíjení provozovanými společnostmi ČEZ a E.ON. Nabíjecí stanice Terra HP disponuje jednou skříní o vysokém výkonu 160 kW (špičkový výkon 175 kW) a proudem 375 A. Tento systém nabíjení je modulární s možností rozšíření, což představuje možnost přidat v budoucnu další nabíjecí skříně a sloupky.

Napájecí skříň	
Výstupní výkon napájecí skříňe	175 kW maximální 160 kW trvalý (375 A)
AC vstup (CE verze)	400 V AC \pm 10 %, 50 Hz 3P + PE (neutrální) 277 A jmenovitý @400 V AC (160 kW výstup) 308 A špičkový @360 V AC (175 kW výstup)
AC vstup (UL verze)	480 V AC \pm 10 %, 60 Hz 3P + PE (neutrální) 215 A jmenovitý @480 V AC (160 kW výstup) 272 A špičkový @360 V AC (175 kW výstup)
Účinnost (plné zatížení)	\geq 94 % při plném zatížení
Účinník	\geq 0,97
EMC emise	Standardní: třída A (průmyslová) Volitelná: třída B (rezidenční) s externím filtrem
Rozměry (v \times š \times h)	2 030 \times 1 170 \times 770 mm
Hmotnost	1 340 kg

Obrázek 10-3 – technická specifikace napájecí skříňe [28]

Pro naši potřebu počítáme s použitím dvou takovýchto skříní o celkovém příkonu 350 kW. Rychlonabíjecí stanice o výkonu 350 kW od výrobce ABB používá také například firma Ionity. Na tento výkon tedy musí být dimenzovaný přívod na místo jejich umístění. Při dimenzování kabeláže budeme počítat s dostatečnou rezervou.

Projektová dokumentace obsahující technickou zprávu i výkresovou část pro přivedení požadovaného výkonu na místo možného umístění dobíjecí stanice je přiložena k této práci (Přílohy A–E).

10.4 Zhodnocení

Následující zhodnocení vychází z vyjádření společnosti E.ON Distribuce k dotazu o možném připojení dobíjecích stanic do LDS společnosti Prototypa, a.s. s ohledem na úbytky napětí: „Odběratelská trafostanice, ve které chcete dobíjecí stanice instalovat, je připojena na kabelové vedení 22 kV o průřezu 240 mm² (s hliníkovým jádrem). S ohledem na to, že se jedná o městskou síť s krátkými elektrickými vzdálenostmi do napájecích transformoven 110/22 kV, dojdeme na limit provozního zatížení kabelu dříve, než bude změna napětí v místě připojení nové odběru větší, než je povoleno. Konkrétní číslo Vám sdělit bohužel nemůžu, řádově se jedná o nízké jednotky MW.“ Z tohoto vyjádření vyplývá, že by dříve došlo k dosažení limitu přenosové kapacity kabelů, kterými je trafostanice napojena k síti vn, než k překročení povoleného úbytku napětí.

Z energetického zákona vyplývá, že provozovatel distribuční soustavy je povinen umožnit připojení všem žadatelům, a to za definovaných podmínek jako je místo připojení, termín připojení a související technické úpravy (například rozšíření stávajícího kabelového vedení, nové vedení, rozšíření stávající transformovny 110/22 kV, nová transformovna 110/22 kV atd.). Podmínkou je zaplacení poplatku za rezervovaný příkon (upravuje vyhláška č. 16/2016 Sb., v tomto případě se

jedná o 800 tis. Kč/MW). Defacto platí, že větší výkonové požadavky se promítnou do vyššího poplatku, většího rozsahu úprav v síti a díky majetkoprávnímu projednání to i déle trvá.

Na využití elektřiny při provozování dobíjecí stanice, na rozdíl od ostatních podnikání v energetických odvětvích, se nevyžaduje licence. Toto ustanovení bylo do energetického zákona přidáno novelou, jež reaguje především na novou evropskou legislativu. Důležité je, že ani pro poskytování a rozúčtování elektřiny provozovatelem dobíjecí stanice jiné osobě není potřeba licence [27].

To znamená, že provozovatel dobíjecí stanice zůstává v pozici zákazníka přesto, že elektřinu přímo nespotřebovává sám. Nepotřebuje tedy licenci pro obchod s elektřinou a tuto elektřinu smí navíc rozúčtovat s vlastní marží [27].“

Povinnosti provozovatelů dobíjecích stanic, plynoucí z legislativy, se také liší v závislosti na tom, zda se jedná o dobíjecí stanici veřejně přístupnou. Za veřejně přístupnou dobíjecí stanici se považuje taková stanice, jejíž provozovatel uživatelům z Evropské unie poskytuje nediskriminační přístup. „Provozovatel tedy musí stanici zpřístupnit komukoliv a umožnit mu jednorázové dobití. Naproti tomu může vymezit různé podmínky ověření, použití a platby [27].“

10.4.1 Návratnost investice

Výchozí cenu za elektřinu – cenu, kterou investor zaplatí, budeme dle kapitoly „Převedení kvantifikovaných přínosů na hotovostní toky“ uvažovat 1,595 Kč za jenu odebranou kWh. Pro výpočet nastavení ceny služby použijeme vztah (9-27) pro výpočet prosté doby návratnosti z kapitoly „Metoda doby splacení (payback)“.

$$TN_p = \frac{IN}{CF}$$

Pro vyjádření požadovaného příjmu z investice upravíme vztah následujícím způsobem. Požadovanou návratnost volíme na 10 let a předpokládaná cena za celkovou realizaci je 2000000 Kč. Poté:

$$CF = \frac{IN}{TN_p} = \frac{2000000}{10} = 200000 \text{ Kč}$$

Pro dosažení prosté návratnosti investice v horizontu deseti let je nutný roční zisk ve výši 200000 Kč. To odpovídá hodnotě necelých 550 Kč denně. Pro představu o tom, jakou cenu za dobíjení nastavit, použijeme aktuální ceník programu E.ON Drive pro rok 2020. Podle následující tabulky (Tabulka 10-1 – ceny za veřejné dobíjení u stanic E.ON) můžeme kalkulovat s orientační průměrnou cenou 9 Kč za odebranou kWh.

Tabulka 10-1 – ceny za veřejné dobíjení u stanic E.ON pro rok 2020 [30]

	Registrovaný zákazník	Neregistrovaný zákazník
AC dobíjení	3 Kč/kWh	9 Kč/kWh
DC dobíjení	6 Kč/kWh	11 Kč/kWh
UFC dobíjení	9 Kč/kWh	13 Kč/kWh

Po odečtení ceny, kterou zaplatí společnost Prototypa, a.s. (1,595 Kč), získáme zisk z každé odebrané kWh dobíjecí stanice (7,4 Kč). Z této částky a ceny 550 Kč denně můžeme vypočítat potřebnou odebranou energii za den. Ta vychází na necelých 75 kWh.

Pro naši představu – již zmiňovaný elektromobil Škoda Enyaq, který je schopen dobíjet výkonem o hodnotě 125 kW, disponuje v nejvyšší verzi akumulátorem o kapacitě 82 kWh. Předpokládejme, že tento elektromobil přijede k dobíjecí stanici s téměř vybitým akumulátorem a odebere energii o velikosti právě 75 kWh. Pro návratnost celé investice v průběhu příštích deseti let by bylo nutné, aby na instalované dobíjecí stanici dobil svůj akumulátor právě jeden takový elektromobil denně. Při výpočtu navíc nebyl uvažován vliv zvyšující se ceny elektřiny.

Výše uvedené ceny a výpočty můžeme brát pouze jako orientační, neuvažovali jsme vliv daní, inflace ani případných dotací na výstavbu dobíjecích stanic.

11 ZŘÍZENÍ FVE NA STŘEŠE STÁVAJÍCÍ ROZVODNY

Budova stávající rozvodny disponuje střechou o ploše přibližně 500 m², která je v současnosti nevyužitá. Střecha je obdélníkového tvaru a je plochá. Následující obrázek zachycuje pohled na budovu rozvodny z ulice Hudcova, z místa mimo areál společnosti. S ohledem na možné vyvedení výkonu přímo do prostor rozvodny je střecha budovy ideálním místem pro umístění fotovoltaických panelů.



Obrázek 11-1 – pohled na budovu stávající rozvodny z ulice Hudcova

11.1 Vstupní údaje

Základními podkladovými informacemi při návrhu fotovoltaického systému jsou [23]:

- znalost místních podmínek,
 - množství dostupného slunečního záření,
 - odstupová vzdálenost a výška okolních budov,
 - síla větru a množství sněhových srážek pro dimenzování podpůrné konstrukce a kotevních prvků,
- typ instalace fotovoltaických panelů,
 - počet a typ fotovoltaických panelů,
 - elektrické rozvody a pospojování,
 - nominální výkonové parametry fotovoltaických panelů a střídačů,
 - životnost,
- způsob využití vyrobené elektrické energie,
 - přímá spotřeba,

- akumulace,
- prodej elektrické energie.

11.1.1 Spotřeba elektrické energie

Dle přílohy ke smlouvě o distribuci elektřiny zákazníkovi je rezervovaný příkon pro zákazníka Prototypa, a.s. rezervovaný příkon 375 kW. Rezervovaná roční kapacita je 90 kW, měsíční kapacita se v průběhu roku 2019 měnila v rozmezí od 10 do 40 kW.

Následující tabulka (Tabulka 11-1) zobrazuje údaje o spotřebě elektrické energie v jednotlivých měsících za rok 2019 a nejvyšší dosažená čtvrt hodinová maxima v těchto měsících.

Tabulka 11-1 – údaje o spotřebě elektrické energie

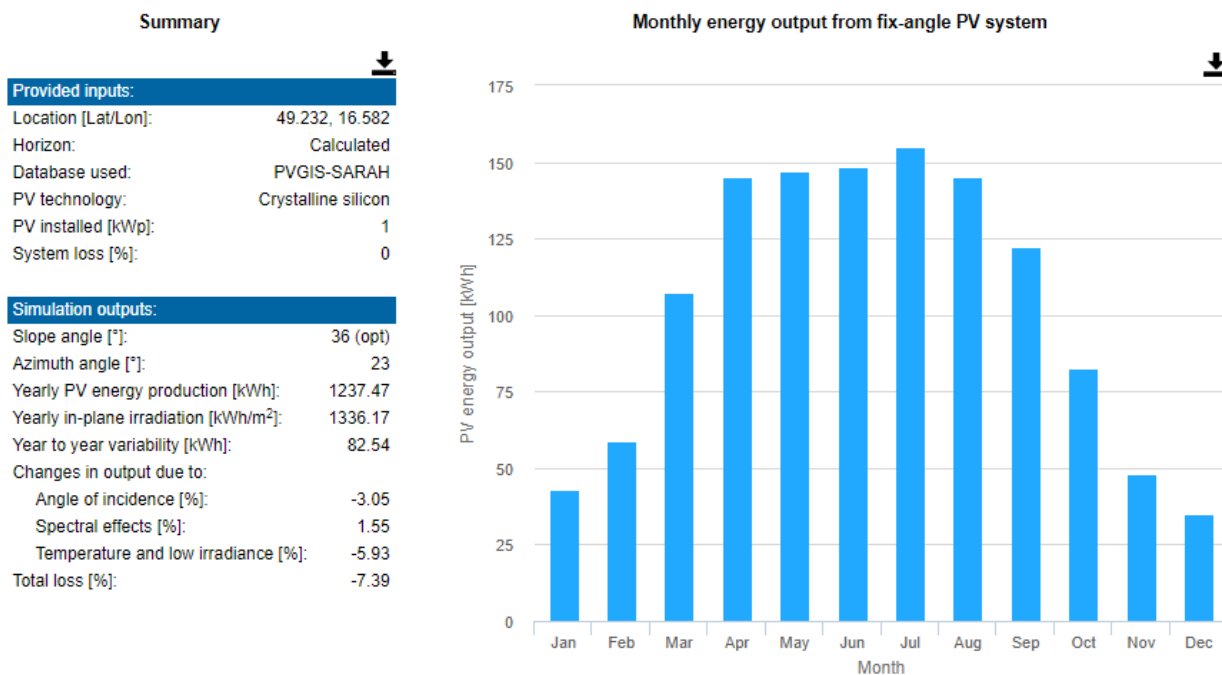
Měsíc	Spotřeba elektrické energie (kWh)	Hodnota čtvrt hodinového maxima (kWh)
1	36 193	107
2	31 905	113
3	32 208	95
4	29 380	96
5	28 029	99
6	25 890	95
7	24 850	83
8	22 108	80
9	20 220	94
10	29 689	123
11	32 596	110
12	34 226	116
Celkem	347 294	

11.1.2 Klimatologická data

Při návrhu byla použita meteorologická databáze PVGIS (dostupné z <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>). Jedná se o model vytvořený výzkumným centrem Evropské komise, který je zaměřený na využití fotovoltaické aplikace. Tento model využívá údaje ze satelitních měření a pozemních meteorologických stanic. Pro výpočet možného zisku elektrické energie na daném místě je nezbytný údaj o dopadajícím množství slunečního záření. Celkový roční úhrn slunečního záření na místě budovy stávající rozvodny je 1336 kWh/m². Průměrná roční teplota na témže místě je 9,8 °C.

Na následujícím obrázku můžeme vidět výstup z modelu PVGIS. Graf na obrázku představuje měsíční výnos energie na instalovaný výkon 1 kWp pro ideální bezztrátovou výrobu. Díky tomuto modelu byl automaticky určen ideální sklon fotovoltaických panelů – pro naše

souřadnice je to 36 °. Tento údaj však nepočítá s větším zastíněním ostatních řad panelů při vyšším sklonu panelů.



Obrázek 11-2 – výstup z modelu PVGIS

11.1.3 Model budovy

V programu PVSOL byla namodelována budova stávající rozvodny dle jejích skutečných rozměrů, zeměpisné polohy a azimutu. Tento model byl následně použit k určení maximálního výkonu panelů, které jsme schopni na danou střechu dostat. Výslednou vizualizaci rozmístění panelů můžeme vidět na obrázku (Obrázek 11-3 – pohled na budovu rozvodny osazenou navrženými panely). Na střeše je umístěno celkem 170 panelů (sedmnáct řad po deseti panelech), každý o jmenovitém výkonu 330 Wp. Celkový výkon fotovoltaických panelů je 56,1 kWp. Tato hodnota představuje maximální výkon panelů, které můžeme na střechu umístit, s ohledem na energetickou výtěžnost, vzájemné zastínění panelů, ponechání volného prostoru pro přístup při nutných údržbách a pro instalace ochrany před bleskem.



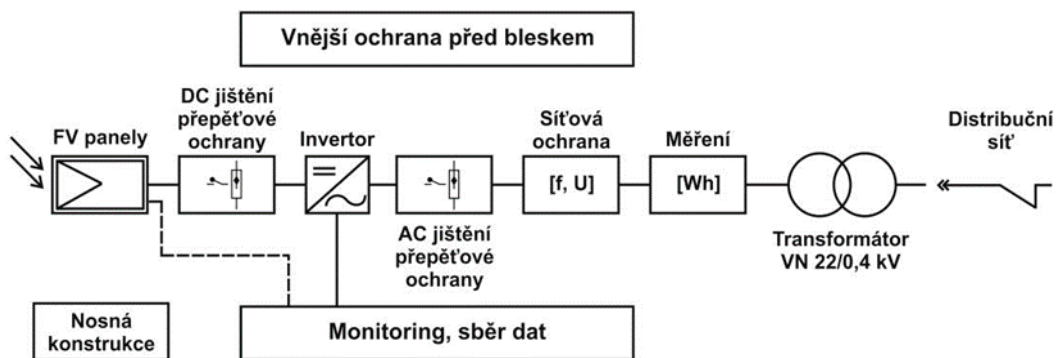
Obrázek 11-3 – pohled na budovu rozvodny osazenou navrženými panely

11.1.4 Způsob využití vyrobené energie

V případě optimalizace elektrárny na efektivitu spotřeby v místě výroby (a tedy i na nejlepší návratnost investice) je potřeba počítat s tím, že čím větší bude výroba (a tedy velikost) elektrárny v poměru ke spotřebě objektu, tím menší procento z elektriny vyrobené elektrárnou bude v místě využito (přebytek pak bude dodán do distribuční sítě).

Veškerá vyrobená elektrická energie bude spotřebována v rámci vlastní spotřeby objektu. Akumulace energie ani její prodej do distribuční soustavy se neuvažuje. Při analýze dat o vlastní spotřebě získaných z průběhu čtvrt hodinových maxim za uplynulý tok můžeme říci, že v našem případě i při instalaci maximálního možného výkonu na střechu rozvodny nedosáhneme velkých potenciálních přetoků přebytků energie do distribuční sítě. Správnému vykrytí spotřeby a výroby z elektrárny nahrává i spotřeba v průběhu dne, kdy je hlavní spotřeba v objektu vyžadována v denních hodinách, kdy elektrárna vyrábí nejvíce energie.

Obecně platí, že téměř 80 % celkových pořizovacích nákladů na fotovoltaický systém tvoří fotovoltaické panely, invertory a nosná konstrukce. Je tedy vždy velmi důležité najít takové technické řešení, které bude pro dané místo a typ instalace poskytovat maximální využitelnost pro investora. Jednotlivé komponenty fotovoltaické elektrárny jsou vidět na obrázku (Obrázek 11-4 – příklad připojení fotovoltaické elektrárny do distribuční sítě).



Obrázek 11-4 – příklad připojení fotovoltaické elektrárny do distribuční sítě [16]

11.2 Výběr fotovoltaických panelů

Při návrhu v programu PVSOL byly na základě výše uvedeného zvoleny panely z monokrystalického křemíku značky Sunpower o jmenovitém výkonu 330 Wp. Tento typ panelu byl zvolen na základě studie „Test fotovoltaických panelů 2018“, která označila výrobek značky Sunpower za nejlepší z jedenácti testovaných panelů [19].

Jmenovitý výkon panelu byl určen na základě výpočtu programu PVSOL o maximálním dosažitelném výkonu na dané ploše, viz kapitola „Model budovy“.

Tabulka 11-2 – technické parametry panelu Sunpower 330 Wp

Model	Sunpower 330 Wp
P_{STC} (W)	330
U_{MPP} (V)	36,4
I_{MPP} (A)	9,07
U_0 (V)	43,9
I_k (A)	9,72
Faktor plnění (%)	77,37
Účinnost (%)	19,57
Šířka (mm)	998
Výška (mm)	1690
Hmotnost (kg)	18,1

Ve výše uvedené tabulce můžeme vidět technické parametry použitého typu fotovoltaického panelu. Veličina P_{STC} představuje výkon při standardních testovacích podmínkách, tj. intenzita záření 1000 W/m^2 , spektrum AM 1,5 a teplota panelu $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Faktor plnění FF , tzv. fill factor, je charakterizován jako podíl maximálního výkonu v bodě MPP a maximálního výkonu definovaného pomocí napětí na prázdko a proudu na krátko. Můžeme ho vypočítat jako:

$$FF = \frac{U_{MPP} \cdot I_{MPP}}{U_0 \cdot I_k} \quad (11-1)$$

- kde FF je faktor plnění (fill factor),
 U_{MPP} je napětí bodu maximálního výkonu (V),
 I_{MPP} je proud bodu maximálního výkonu (A),
 U_0 je napětí naprázdno (V),
 I_k je proud nakrátko (A).

11.3 Nosná konstrukce

Nosná konstrukce je nedílnou součástí každé fotovoltaické elektrárny. Konstrukce zabezpečuje ukotvení panelů a určuje jejich finální sklon a orientaci. V našem případě budeme panely instalovat na rovnou střechu, sklon panelů tedy bude určen pouze sklonem nosné konstrukce. Orientace panelů bude kopírovat orientaci střechy, na kterou panely instalujeme.

11.3.1 Orientace panelů

Při návrhu fotovoltaické elektrárny je důležitá správná orientace fotovoltaických panelů. Pro maximální využití energie slunečního záření je ideální orientace panelů směrem k jihu. Odklon panelů o několik stupňů směrem na jihozápad nebo na jihovýchod má pouze minimální vliv na celkovou vyrobenou energii. Uvádí se, že při změně orientace do 20° od jižního směru, je snížení výkonu elektrárny do 5 %. V případě orientace panelů směrem na západ nebo východ je pokles výroby výraznější, a to až 25 % [16].

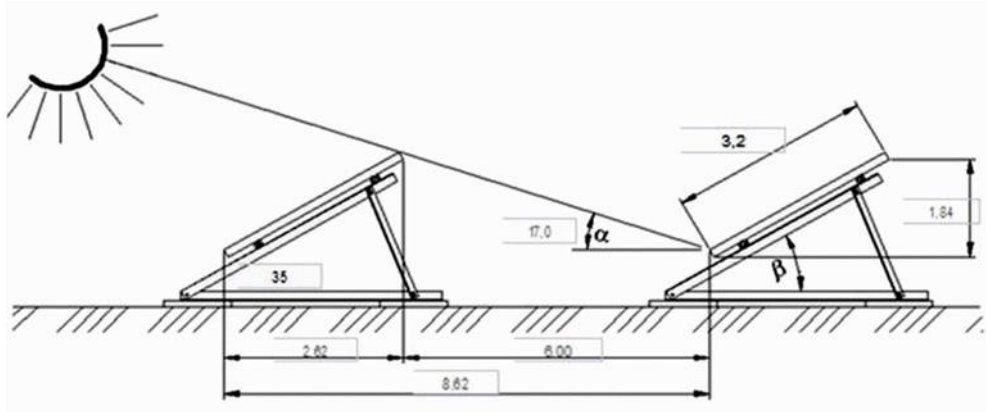
V našem případě budou panely kopírovat orientaci budovy. Budova stávající rozvodny je odkloněna od jižního směru o 23°. Dá se tedy očekávat pokles výkonu celé elektrárny oproti orientaci na jih o přibližně 5 %.

11.3.2 Sklon panelů

Fotovoltaický panel obecně pracuje s nejvyšší účinností při dopadu slunečního záření kolmo na jeho plochu. Od tohoto faktu se odvíjí volba sklonu panelů. Pojmem „sklon panelu“ označujeme odklon od vodorovné plochy, viz úhel β na obrázku (Obrázek 11-5 – princip konstrukčního řešení FV instalace [20]). Ideální sklon pevně instalovaných panelů v našich zeměpisných šířkách je okolo 33°. Tento sklon představuje kompromis mezi výtěžností elektrárny v zimním období, kdy se Slunce nachází nízko nad horizontem a letním obdobím, kdy se nachází vysoko na obloze.

Stejně jako u orientace panelů platí i zde, že rozdíl v instalaci mírně odlišné od optimální polohy má pouze malý negativní vliv na celkovou energetickou výtěžnost. Při instalaci v rozmezí 10° - 60° je pokles výkonu do 10 %. Při osazení panelů svisle, například na fasádu budovy, můžeme předpokládat pokles výkonu v rozmezí 25-30 %. Uvedené parametry platí pro panely vyrobené z krystalického křemíku [16].

Pro náš případ budeme systém optimalizovat na celoroční využití. Optimální sklon panelů v dané lokalitě podle výpočtu modelu PVGIS je 36°, viz Obrázek 11-2 – výstup z modelu PVGIS. Musíme ale zohlednit velikosti panelů a jejich rozmístění na střeše s ohledem na zastínění. Velmi důležité je stanovit optimální rozestup mezi jednotlivými řadami panelů. Tyto rozestupy se obvykle určují pro nejhorší možný případ, tedy pro situace, kdy je Slunce nejnižší nad obzorem.



Obrázek 11-5 – princip konstrukčního řešení FV instalace [20]

Pro polohy řešené budovy předpokládáme v zimním období dopadající sluneční paprsky pod úhlem $\alpha = 17^\circ$ (Obrázek 11-5 – princip konstrukčního řešení FV instalace [20]). Při určování optimálního rozestupu mezi řadami panelů ale musíme zohlednit také omezení plochou střechy, to znamená, že musíme nalézt kompromis mezi instalovaným počtem řad panelů a jejich vzájemným zastíněním s ohledem na celkový energetický výnos FV instalace.

Rozměry zvolených panelů jsou uvedeny v tabulce „Tabulka 11-2 – technické parametry panelu Sunpower 330 Wp“. Sklon panelů a vzdálenosti mezi jednotlivými řadami panelů byly určeny pomocí programu PVSOL v závislosti na nejvyšším možném energetickém zisku na danou plochu. Rozestupy mezi jednotlivými řadami panelů jsou 1,35 m. Jejich sklon byl kvůli nejnižším hodnotám průměrného zastínění stanoven na 30° .



Obrázek 11-6 – rozmístění panelů na střeše budovy

Na obrázku (Obrázek 11-6 – rozmístění panelů na střeše budovy) vidíme rozmístění panelů na střeše rozvodny z ptáčích perspektivy. Detailní rozmístění panelů na střeše včetně kótování jednotlivých vzdáleností je uvedeno ve výkresové dokumentaci v příloze (Příloha O).

Další důležitou věcí při návrhu fotovoltaické elektrárny je eliminace případného částečného zastínění způsobeného stromy, okolními budovami, sloupy elektrického vedení apod. I částečné zastínění panelů může mít za následek citelné snížení energetických zisků, zvláště v případě, že by se jednalo o zastínění pravidelně se opakující, se kterým nebylo v průběhu návrhu FVE kalkulováno. V našem konkrétním návrhu se nepředpokládá zastínění stromy, okolními budovami, ani jiná zastínění cizími objekty. Při výpočtu je zohledněno pouze zastínění jednotlivých panelů mezi sebou.

11.4 Výběr invertoru

Protože fotovoltaické panely vyrábí pouze stejnosměrný proud, pro připojení elektrárny do elektrické rozvodné sítě je nutno jej přeměnit na proud střídavý. Zařízení umožňující tuto přeměnu se nazývá měnič nebo tzv. inverter.

Inventory můžeme rozdělit dle použití na:

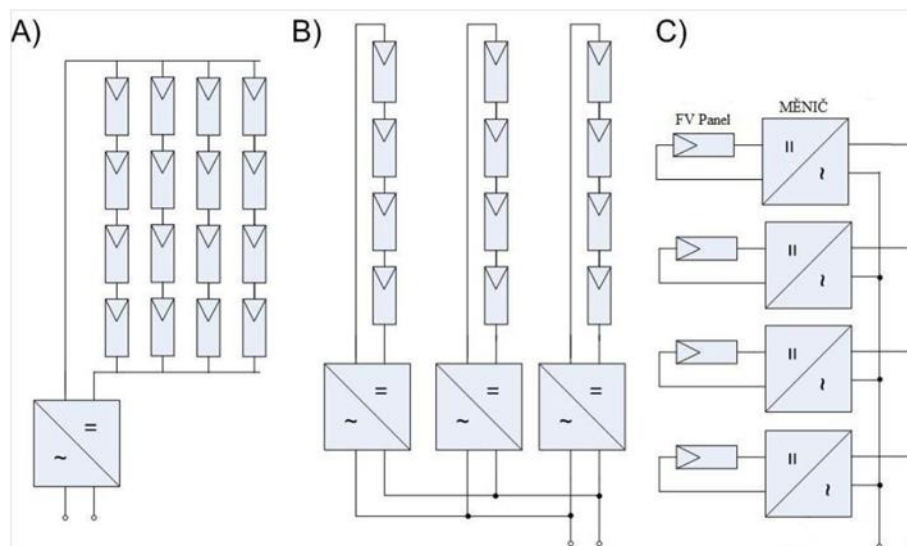
- ostrovní inventory,
- síťové inventory.

Ostrovní inventory generují svůj vlastní kmitočet, který odpovídá kmitočtu v rozvodné síti ($f = 50$ Hz). Tak je možno použít v této síti běžné elektrické spotřebiče střídavého proudu. Síťové měniče synchronizují svůj kmitočet a napětí s aktuálními parametry rozvodné sítě. Používané inventory jsou také schopny poskytovat informace o vlastní výrobě elektrické energie.

Z hlediska zapojení v systému FVE se inventory dělí na:

- modulové inventory (inverter je připojen pouze k jednomu FV modulu),
- řetězcové nebo stringové (každý inverter je připojen k několika FV panelům vzájemně propojeným do série, případně i paralelně),
- centrální inventory (připojené na stovky až tisíce FV panelů).

Příklady zapojení jednotlivých typů inverterů jsou na obrázku níže (Obrázek 11-7 – zapojení inverterů ve FV systémech (A – centrální, B – řetězcový, C – modulový) [21]). S modulovými střídači (C) se setkáme velmi zřídka, výlučně u malých systémů. Středně velké elektrárny, což je i náš případ, využívají řetězcových střídačů (B). V případě velkých elektráren se používá koncept jak velkých centrálních střídačů (A), tak i velkého množství řetězcových střídačů [16].



Obrázek 11-7 – zapojení inverterů ve FV systémech (A – centrální, B – řetězcový, C – modulový) [21]

Všeobecně lze pro instalace použít invertory bez transformátoru anebo s transformátorem. Výhodou invertoru s transformátorem je galvanické oddělení. To zvyšuje bezpečnost celé instalace. Nevýhodou transformátoru s transformátorem je nižší účinnost o přibližně 2 % oproti invertorům bez transformátoru.

Pro náš návrh byl zvolen inverter Fronius Symo 17.5-3-M. Tento inverter disponuje dvěma nezávislými MPP trackery. Celkem budou v instalaci použity 3 takové invertory. Technická specifikace je uvedena v následující tabulce (Tabulka 11-3 – technická specifikace invertoru Fronius Symo 17.5-3-M).

Tabulka 11-3 – technická specifikace invertoru Fronius Symo 17.5-3-M

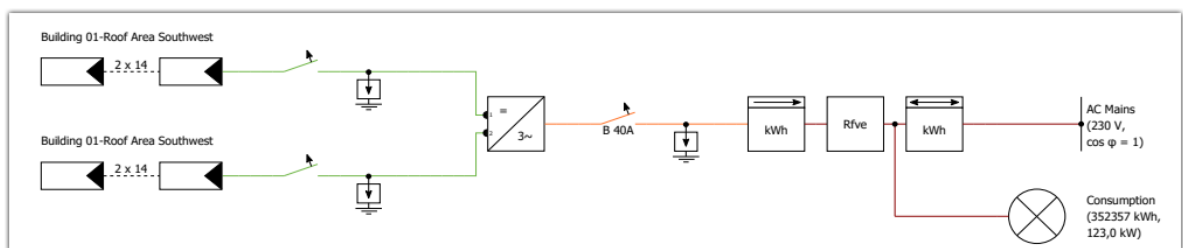
DC nominální výkon (kW)	17,9
Max. DC výkon (kW)	18,3
Nominální DC napětí(V)	600
Max. vstupní napětí (V)	1000
Max. vstupní proud (A)	51
Počet DC vstupů	6
Výkon AC strany (kW)	17,5
Počet fází	3
Počet nezávislých MPP trackerů	2
Nominální účinnost (%)	98,1

Invertor musí dodávat co nejvyšší výkon při minimalizování jeho ztrát. Z tohoto důvodu byl při návrhu zvolen bez transformátoru, který disponuje vyšší účinností díky snížením tepelných

ztrát. Zvolený typ střídače také disponuje zařízeními pro sledování bodu maximálního výkonu (MPP), které změnou vstupního odporu zajišťuje optimální chod invertoru. Přifázování zvoleného střídače je plně automatizováno.

11.4.1 Zapojení

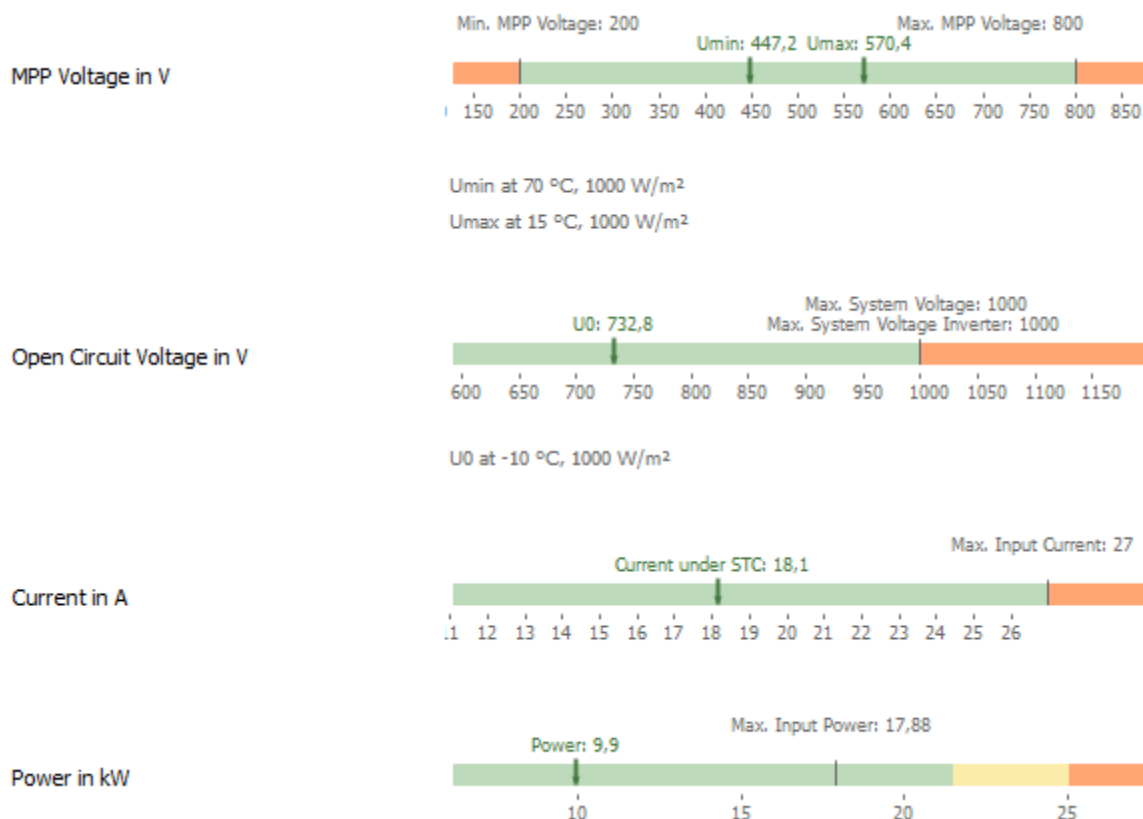
V námi navržené fotovoltaické elektrárně budou použity celkem tři střídače o jmenovitém výkonu 17,5 kVA, uvedené v předchozí podkapitole. Každý z těchto střídačů disponuje dvěma nezávislými MPP trackery, celkem budou tedy vývody od FV panelů připojeny na 6 vstupů. Na první dva střídače budou připojeny 3 stringy o devíti panelech na první vstup, a dva stringy o patnácti panelech na druhý vstup. Na každý ze dvou nezávislých vstupů třetího invertoru budou připojeny dva stringy po čtrnácti panelech. Příklad zapojení právě třetího invertoru je uveden na obrázku „Obrázek 11-8 – příklad zapojení jednoho z invertorů“. V návrhu je použito celkem 170 panelů.



Obrázek 11-8 – příklad zapojení jednoho z invertorů

Střídače v našem systému jsou zapojeny řetězcově, viz „Obrázek 11-7 – zapojení invertorů ve FV systémech (A – centrální, B – řetězcový, C – modulový) [21]“. To znamená, že na každý ze vstupů daného střídače budou paralelně připojeny jednotlivé řady panelů, tzv stringy. Panely ve stringu jsou řazeny sériově. Společně s počtem sériově zapojených panelů v rámci jednoho stringu roste celkové napětí. Počet paralelně řazených stringů ovlivňuje celkový proud.

Cílem správného zapojení panelů je dostat vstupní napětí a proud do povolených mezí. Celkový počet panelů připojených k invertoru ovlivňuje vstupní výkon. Na následujícím obrázku vidíme provozní parametry při daném zapojení pro jeden z invertorů (Obrázek 11-9 – parametry při zapojení pro inverter 1).



Obrázek 11-9 – parametry při zapojení pro inverter 1

11.5 Legislativa

Při připojení zdroje do lokální distribuční soustavy je nutno řídit se platnými právními předpisy a normami. Pravidla pro paralelní provoz výroben a akumulacních zařízení se sítí provozovatele distribuční soustavy jsou popsána v příloze 4 PPDS.

Podmínkám a pravidlům, která je nutno dodržet, se věnuje samostatně kapitola „Připojení zdroje elektrické energie do LDS“.

11.6 Interpretace výsledků

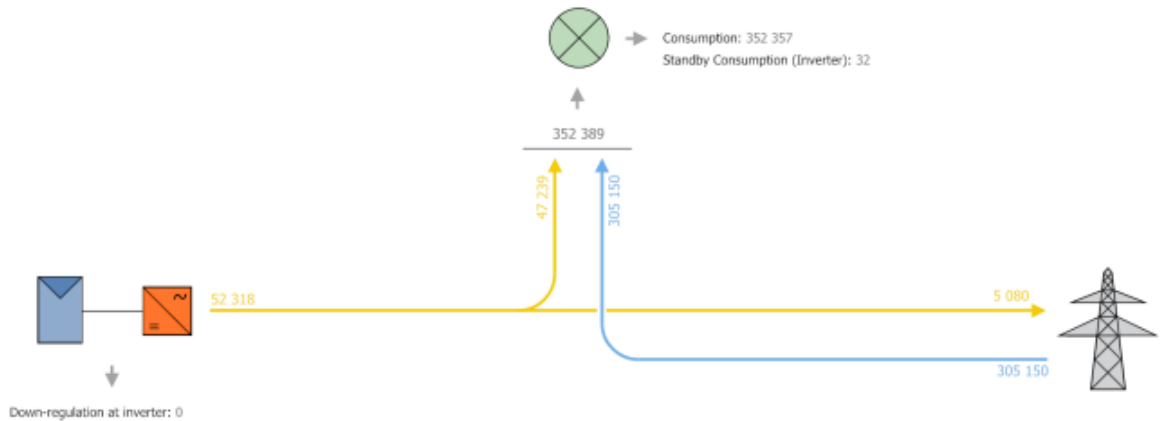
Na střeše budovy stávající rozvodny LDS Prototypa byla navržena fotovoltaická elektrárna o celkovém jmenovitém výkonu 56,1 kWp. Při návrhu byly zohledněny veškeré známé vstupní parametry jako plocha střechy a její geografická poloha. Pomocí programu PVSOL byly ze zadaných údajů a parametrů vypočteny následující energetické a ekonomické ukazatele. Podrobný popis technického řešení je uveden v technické zprávě k projektu přiložené k této diplomové práci jako „Příloha K“.

11.6.1 Energetické zhodnocení

Energetická výtěžnost na 1 kWp je po započtení veškerých ztrát 932,59 kWh/r. Celá elektrárna tedy ročně vyprodukuje celkem 52318 kWh elektrické energie.

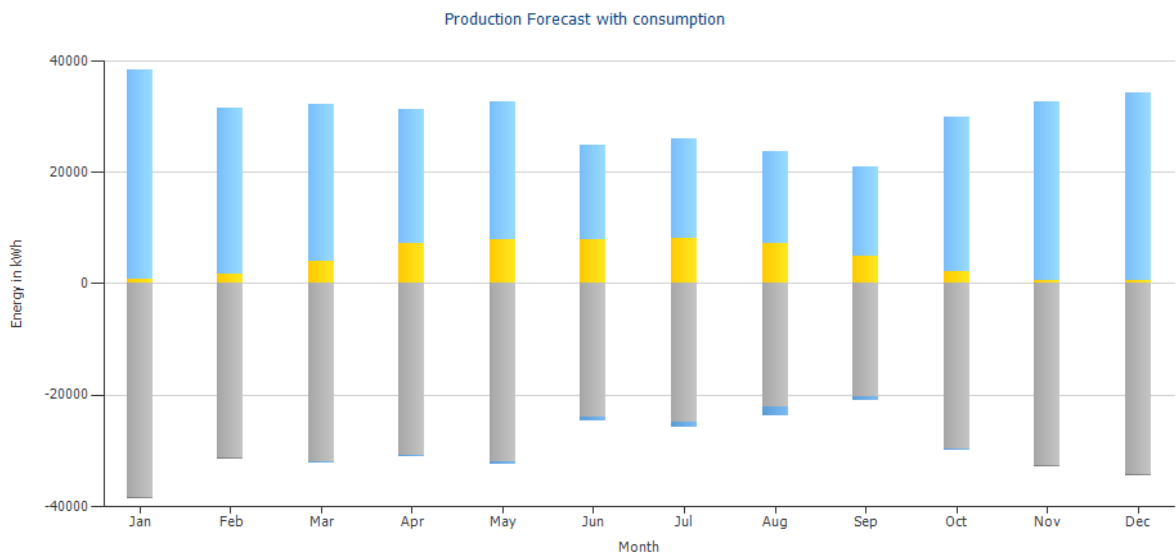
Z dat o vlastní spotřebě LDS Prototypa za uplynulý rok víme, že bylo spotřebováno celkem 352 357 kWh. Z následujícího obrázku (Obrázek 11-10 – přehled toků energie) vidíme, že z celkového vyrobeného objemu elektřiny bude spotřebováno 47239 kWh přímo vlastní spotřebou, zbylých 5080 kWh ročně by přeteklo do sítě bez regulace. Přetoky do sítě budou omezeny na

střídačích pomocí přístroje WATTROUTER, instalovaného na přívodu z transformátoru v rozvaděči „rml“.



Obrázek 11-10 – přehled toků energie

Produkce fotovoltaické elektrárny se samozřejmě mění v průběhu roku a je závislá na množství a úhlu dopadajícího slunečního záření, zastínění panelů a klimatických podmínkách. Spotřeba společnosti se také vyvíjí v průběhu roku v závislosti na jejím provozu. K sestrojení grafu vlastní spotřeby elektrické energie byly využity údaje o průběhu čtvrt hodinových maxim poskytnuté společností Prototypa, a.s. Na následujícím obrázku můžeme vidět pokrytí vlastní spotřeby produkcí fotovoltaické elektrárny (Obrázek 11-11 – graf pokrytí spotřeby výrobou z FvE a dodávkou ze sítě v průběhu roku).



Obrázek 11-11 – graf pokrytí spotřeby výrobou z FvE a dodávkou ze sítě v průběhu roku

Šedé sloupce grafu v záporných hodnotách představují množství spotřebované energie v lokální distribuční soustavě společnosti Prototypa za uplynulý rok. Sloupce v kladných hodnotách představují energii, kterou je potřeba soustavě dodat. Světle modrou barvou je vyznačeno množství energie ze sítě, žlutá barva symbolizuje energii dodanou fotovoltaickou

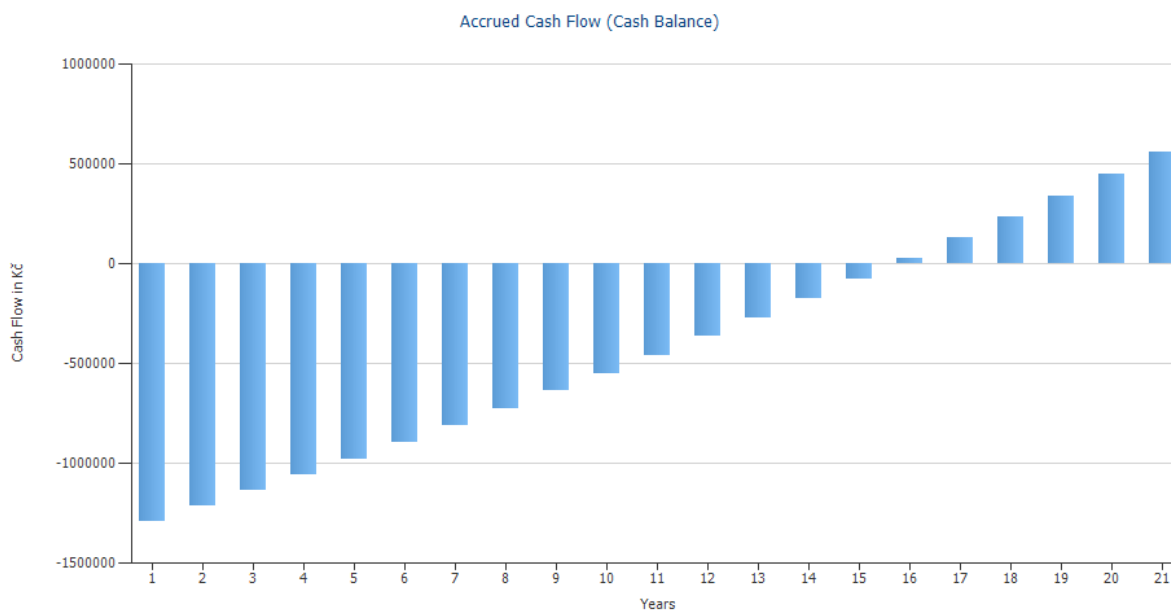
elektrárnou. Tmavě modrou barvou v záporné části grafu jsou vyznačené přetoky do sítě, pokud by nebyly regulovány.

11.6.2 Ekonomické zhodnocení

Pomocí programu pro tvorbu rozpočtů byl sestaven rozpočet pro navrženou fotovoltaickou elektrárnu. Tento dokument je přiložen k diplomové práci pod názvem „Položkový soupis prací a dodávek“ viz příloha F. Při tvorbě rozpočtu byly zahrnuty zámečnické konstrukce pro FV panely, elektromontáže, montáže sdělovací a zabezpečovací techniky a ostatní náklady. Celková cena za kompletní stavební instalaci činí 1368172 Kč.

Při výpočtech ekonomické návratnosti a ekonomických ukazatelů byl zohledněn předpokládaný nárůst ceny elektřiny ve výši 3 % ročně. Výkupní cena elektřiny ani možnost získání dotací na výstavbu FvE nebyly uvažovány.

Z finanční analýzy projektu vyplývá, že celková doba návratnosti s uvažováním výše uvedených faktorů je vyčíslena na 15,8 let. Vnitřní výnosové procento *IRR* pro daný projekt je 4,03 %. Rentabilita aktiv ukazuje, do jaké míry se daří společnosti z dostupných aktiv generovat zisk, případně jinou alternativní veličinu poměřující firemní výkonnost. Měrné náklady na 1 vyprodukovanou kWh jsou 1,39 Kč. Celkové cash flow, počítané na dobu dvaceti let od investice, je 554 857 Kč. Graf bilance cash flow můžeme vidět na obrázku (Obrázek 11-12 – graf bilance cash flow v průběhu dvaceti let od investice).



Obrázek 11-12 – graf bilance cash flow v průběhu dvaceti let od investice

12 ZÁVĚR

Tato diplomová práce byla principiálně rozdělena na dvě části – teoretickou a praktickou. První část obzvláště čtenáře s historií společnosti Prototypa, a.s. a se současným stavem řešení lokální distribuční soustavy. Na základě místního šetření a podkladů dodaných zástupcem společnosti byl popsán současný stav rozvodů v podniku. Z obdržovaných informací a materiálů byl sestaven výkres areálových rozvodů (Příloha J). Dále byla zakreslena přehledová schémata vybavení současné vysokonapěťové i nízkonapěťové rozvodny (Přílohy H–I). Na základě podkladů poskytnutých společností E.ON Distribuce, a.s. bylo popsáno a znázorněno také napojení podnikové trafostanice k distribuční síti vysokého napětí (Obrázek 6-1 – situační výkres rozvodu vn). Teoretická část se také věnuje legislativním požadavkům a povinnostem týkajících se provozování lokálních distribučních soustav.

Vzhledem k výše uvedenému můžeme říci, že došlo ke sjednocení pohledu na LDS Prototypa jako celek, ze kterého lze vycházet při plánování budoucího rozvoje. Tato část práce tak předestřela možnosti dalšího rozvoje LDS, které jsou detailně rozebrány a ekonomicky zhodnoceny v navazující části praktické.

První z uvažovaných možností budoucího rozvoje byla výstavba nové kioskové trafostanice nahrazující stávající podnikovou rozvodnu. Investice by přinesla úspory za provoz nového transformátoru s nižšími ztrátami. Také by došlo k vyklizení prostor současné rozvodny, které by mohly být dále využity. V kapitole „Vybudování nové kioskové trafostanice“ jsou nejdříve specifikovány možné varianty umístění nové trafostanice s ohledem na stávající inženýrské sítě a možnosti napojení stávajících rozvodů. Na základě uvedených informací v této kapitole a sestrojeného grafu (Obrázek 8-5 – srovnání celkových nákladů olejového a suchého transformátoru) jsme se rozhodli pro použití olejového transformátoru a kiosku od společnosti EEIKA Brno, s.r.o.

Vzhledem k rozsáhlosti problematiky a počtu různých možností je porovnání jednotlivých variant o různém umístění i výkonu transformátoru věnována celá kapitola 9 – Analýza nákladů a přínosů – CBA. Zde byly definovány tři varianty včetně jejich technického popisu a srovnání z ekonomického i mimoekonomického hlediska. Z tohoto srovnání vyšly všechny uvažované varianty lépe než současný stav, ekonomické návratnosti jsou graficky zobrazeny (Obrázek 9-2 – průběhy peněžních toků jednotlivých variant). Při výpočtech navíc nebyla uvedena výkupní cena stávajícího zařízení, která by celou výhodnost investice ještě zvýšila.

Třetí investiční varianta s uvažováním vybudování dvou nových trafostanic vycházela podstatně hůře než první dvě. Investiční varianty 1 a 2 můžeme tedy označit za doporučené. Obě zahrnují vybudování kiosku dle umístění 1 (Obrázek 8-2 – umístění 1 – přehled stávajících inženýrských sítí), liší se pouze jmenovitým výkonem použitých transformátorů (630 kVA a 400 kVA). Porovnání nákladů těchto variant můžeme vidět na obrázku (Obrázek 9-4 – srovnání nákladů při zohlednění růstu ceny elektřiny). Transformátor o nižším jmenovitém výkonu disponuje nižšími pořizovacími i provozními náklady, transformátor o jmenovitém výkonu 630 kVA přináší vyšší rezervu pro možnosti budoucího rozvoje LDS. Tato práce může sloužit jako dobrý podklad pro zvážení investice, finální rozhodnutí je však na investorovi.

Následuje kapitola věnovaná možností zvýšení přenosové dostupnosti pro pozemky stávající čerpací stanice společnosti MOL Česká republika, s.r.o. V této kapitole je popsána problematika připojení zařízení o vysokých příkonech a možnosti připojení dobíjecích stanic.

Na základě průzkumu trhu byla vytipována sestava dvou dobíjecích stanic od firmy ABB, každá o jmenovitém výkonu 160 kW. Právě vysoký dobíjecí výkon a možnost rychlého nabíjení by představoval konkurenční výhodu. Byla vytvořena projektová dokumentace obsahující technickou zprávu (Příloha A) a výkresovou část (Přílohy B–E) pro přípravu budoucího připojení dobíjecích stanic o výše uvedeném výkonu.

Dvanáctá kapitola je věnována návrhu fotovoltaické elektrárny instalované na budově stávající rozvodny pro krytí části vlastní spotřeby společnosti. Při návrhu FvE jsem vycházel z dat o vlastní spotřebě společnosti za uplynulý rok. S ohledem na dostupné místo na dané střeše bylo navrženo celkem 170 panelů o celkovém jmenovitém výkonu 56,1 kWp. Doporučené schéma zapojení je zobrazeno na obrázku (Obrázek 11-8 – příklad zapojení jednoho z invertorů). Podrobné technické řešení je popsáno v technické zprávě (Příloha K) a výkresové dokumentaci (Přílohy L–O).

Následuje zhodnocení navrženého systému po ekonomické stránce. Celková návratnost investice byla při započtení ročního nárůstu elektřiny ve výši 3 % vyčíslena na 15,8 let. Tak vysoká doba návratnosti vychází především kvůli nízké ceně za odebranou silovou elektřinu, kterou společnost v současnosti platí. Nutno podotknout, že nebyla uvažována možnost získání dotací na výstavbu FvE, která by dobu návratnosti podstatně snížila. Za zvážení stojí také jiné přínosy projektu než ekonomické, například možnost prezentovat společnost jako společnost využívající obnovitelných zdrojů energie.

POUŽITÁ LITERATURA

- [1] Vyhláška č. 401/2010 Sb., o obsahových náležitostech Pravidel provozování přenosové soustavy, Pravidel provozování distribuční soustavy, Řádu provozovatele přepravní soustavy, Řádu provozovatele distribuční soustavy, Řádu provozovatele podzemního zásobníku plynu a obchodních podmínek operátora trhu, ve znění pozdějších předpisů [online]. [cit. 2019-11-10]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2010-401>
- [2] *Pravidla pro paralelní provoz výroben a akumulčních zařízení se sítí provozovatele distribuční soustavy* [online]. 2018, 85 [cit. 2020-01-14]. Dostupné z: <https://www.eon-distribuce.cz>
- [3] *Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu*. Energetický regulační věstník [online]. 2019, 19 (9/2019), 39 [cit. 2019-12-12]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/-/cenove-rozhodnuti-c-6-20-4>
- [4] Zákon č. 458/2000 Sb., zákon o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů. [online]. [cit. 2019-11-06]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-458>
- [5] *Olejové transformátory*. Energie kolem nás [online]. 2011, 2011(1) [cit. 2020-02-22]. Dostupné z: <https://www.elpro-energo.cz/download/clanky-v-tisku/olejove-transformatory-2011.pdf>
- [6] PROVOZOVATELÉ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV. Příloha 6 PPDS: *Standardy připojení zařízení k distribuční soustavě*. 2017.
- [7] Zákon č. 311/2006 Sb., o pohonných hmotách a čerpacích stanicích pohonných hmot a o změně některých souvisejících zákonů (zákon o pohonných hmotách), ve znění pozdějších předpisů
- [8] *Analýza nákladů a přínosů (CBA - Cost – Benefit Analysis)*. Management mania [online]. 2018 [cit. 2020-03-08]. Dostupné z: <https://managementmania.com/cs/analyza-nakladu-a-prinosu-cba-cost-benefit-analysis>
- [9] PROVOZOVATELÉ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV. Příloha 4 PPDS: *Pravidla pro paralelní provoz výroben a akumulčních zařízení se sítí provozovatele distribuční soustavy*. 2018.
- [10] HOLOUBEK, Jiří a Jaroslav PAWLAS. *Stupňovitě spínaná kompenzační zařízení vn*. Elektro [online]. 2004, 2004(05) [cit. 2020-04-19]. Dostupné z: <http://www.odbornecasopisy.cz/elektro/casopis/tema/stupnovite-spinana-kompenzacni-zarizeni-vn--14090>
- [11] *Kalkulace hodnoty skutečných ztrát transformátoru*. EuroEnergie [online]. [cit. 2020-04-22]. Dostupné z: <https://www.euroenergie.cz/trafoztraty.php>
- [12] ING. MRAJCA, René. *Význam ztrát a hlučnosti u suchých transformátorů*. Energie kolem nás [online]. 2007, 2007(2) [cit. 2020-03-27]. Dostupné z: <https://www.elpro-energo.cz/download/clanky-v-tisku/vyznam-ztrat-a-hlucnosti-u-suchych-transformatoru2.pdf>
- [13] CHMELA, Michal. *Ekonomika a řízení*. Brno, 2007. VUT v Brně.
- [14] *Ceny a fakturace*. ČEZ Distribuce [online]. 2020 [cit. 2020-04-15]. Dostupné z: <https://www.cezdistribuce.cz/cs/pro-zakazniky/potrebuji-vyresit/ceny-fakturace.html>

- [15] SIVEK, Martin, Veronika MALEČKOVÁ a Jakub JIRÁSEK. *Vybrané příklady z ekonomiky nerostných surovin*. Ostrava, 2012. Vysoká škola báňská – Technická univerzita Ostrava.
- [16] MASTNÝ, Petr, Jan MORÁVEK a Jiří PITRON. *Malé zdroje elektrické energie*. Brno, 2015. Skriptum. FEKT VUT v Brně.
- [17] *Průměrné ceny dopravní a technické infrastruktury obcí*. Ministerstvo pro místní rozvoj ČR: Ústav územního rozvoje [online]. Aktualizace 2017 [cit. 2020-04-13]. Dostupné z: <http://www.uur.cz/images/5-publikacni-cinnost-a-knihovna/internetove-prezentace/prumerne-ceny-TI/2017/04-elektro-ceny-ti-2017.pdf>
- [18] SOUKOPOVÁ, Jana. *Analýza nákladů a přínosů - Cost-benefit analýza: Veřejné zakázky a veřejné projekty a jejich hodnocení* [online]. [cit. 2020-05-21]. Masarykova Univerzita.
- [19] MELICHAR, Jan. *Aplikace Cost-Benefit analýzy v oblasti výroby elektrické energie. Průmyslová ekologie*, Žďár nad Sázavou: Centrum pro otázky životního prostředí, Univerzita Karlova v Praze, 2010.
- [20] *Test fotovoltaických panelů 2018*. DTest [online]. 2018 [cit. 2020-03-21]. Dostupné z: <https://www.dtest.cz/clanek-6980/test-fotovoltaickych-panelu-2018>
- [21] MASTNÝ, P. *Studijní podklady předmětu Malé zdroje elektrické energie - prezentace*. Vydavatel: UEEN FEKT VUT v Brně, 2011.
- [22] Kolektiv autorů, *Navrhování a projektování fotovoltaických elektráren*, Odborný seminář ČKAIT, Czech RE Agency, 2008, FEI ČVUT Praha
- [23] *Rozdíl mezi monokrystalickým a polykrystalickým panelem*. Joyce energie [online]. [cit. 2020-04-19]. Dostupné z: https://www.joyce-energie.cz/files/joyce-energie.cz/files/Mono_poly_rozdl.pdf
- [24] *Praktické srovnání provozu suchých a olejových transformátorů SGB*. Elpro-energo [online]. [cit. 2020-03-05]. Dostupné z: <https://www.elpro-energo.cz/download/prakticke-srovnani-provozu.pdf>
- [25] Lokální distribuční soustava: (*PORADENSTVÍ – INVESTICE – REALIZACE PROVOZ*). AmperSavings [online]. [cit. 2020-01-05]. Dostupné z: <http://www.ampersavings.cz/lokalni-distribucni-soustava>
- [26] *VYHLÁŠKA č. 16/2016 Sb. ze dne 13. ledna 2016 o podmínkách připojení k elektrizační soustavě*. Praha, 2016.
- [27] FRANCOVÁ, Anna a Barbora FIKÁČKOVÁ. *Podmínky provozování dobíjecí stanice*. Frank Bold Advokáti [online]. [cit. 2020-05-13]. Dostupné z: <https://www.fbadvokati.cz/cs/clanky/2878-co-potrebujete-pro-zrizeni-a-provoz-dobijeci-stanice-pro-elektromobily>
- [28] Terra HP high power charging: *Electric Vehicle Infrastructure*. In: ABB [online]. s. 2 [cit. 2020-03-28]. Dostupné z: <https://new.abb.com/docs/librariesprovider53/about-downloads>
- [29] Charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejných distribučních sítí: *ČSN EN 50160 ed.3*. Únor 2011. Úřad pro technickou normalizaci, metrologii a státní zkušebnictví, 2011.
- [30] *Ceník služby E.ON Drive*. E.ON [online]. 2020 [cit. 2020-05-02]. Dostupné z: <https://www.eon.cz/drive#2>

- [31] PET STANDARD: *Jednotransformátorové betonové kioskové povrchové trafostanice s vnitřní obsluhou s maximálním instalovaným výkonem 1 250 kVA*. [online]., 4 [cit. 2020-02-13]. Dostupné z:
https://www.eeika.cz/images/stories/Katalog/2018/PET_STANDARD.pdf
- [32] Základné technické špecifikácie. *Distribučné transformátory* [online]. [cit. 2020-04-03]. Dostupné z: <http://www.bez.sk/sk/produkty#olejove>

SEZNAM PŘÍLOH

- Příloha A – Příprava pro připojení dobíjecích stanic – technická zpráva
- Příloha B – Situační výkres
- Příloha C – Úprava rozvaděče rmo 1
- Příloha D – Vzorový řez výkopem
- Příloha E – Přehledové schéma skříně SR402
- Příloha F – FvE – položkový soupis prací a dodávek
- Příloha G – Protokol o zkoušce transformátoru
- Příloha H – Přehledové schéma rozvodny vn
- Příloha I – Přehledové schéma rozvaděče rm 1
- Příloha J – Areálové rozvody nn
- Příloha K – Návrh FvE na střeše budovy stávající rozvodny – technická zpráva
- Příloha L – Budova stávající rozvodny – půdorys 1NP
- Příloha M – Schéma rozvaděče R-DC
- Příloha N – Schéma rozvaděče R-AC
- Příloha O – Rozmístění fotovoltaických panelů