

**ČESKÉ VYSOKÉ
UČENÍ TECHNICKÉ
V PRAZE**

FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ



DIPLOMOVÁ PRÁCE

2023

**ONDŘEJ
KOCHAŇ**

České vysoké učení technické v Praze

Fakulta elektrotechnická

Katedra elektroenergetiky



Diplomová práce

Srovnání konceptu střešní fotovoltaické elektrárny s řetězovými
měniči a konceptu elektrárny s optimizéry

Comparison of concept rooftop photovoltaic power plant with
string inverter and concept power plant with optimizers

Autor: Bc. Ondřej Kochaň

Vedoucí práce: Ing. Tomáš Finsterle, Ph.D.

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Praha 2023

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Kochaň** Jméno: **Ondřej** Osobní číslo: **465996**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávající katedra/ústav: **Katedra elektroenergetiky**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Specializace: **Elektroenergetika**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Srovnání konceptu střešní fotovoltaické elektrárny s řetězovými měniči a konceptu elektrárny s optimizéry

Název diplomové práce anglicky:

Comparison of concept rooftop photovoltaic power plant with string inverter and concept power plant with optimizers

Pokyny pro vypracování:

1. Popište jednotlivé komponenty fotovoltaické elektrárny a princip konverze záření na elektrickou energii
2. Ukažte jakým způsobem lze přistupovat k návrhu elektrárny z hlediska umístění v prostředí (klimatické a geologické podmínky a vliv orientace panelu na okamžitý výkon panelu)
3. Sepište legislativní a noremní podmínky týkající se návrhu fotovoltaických elektráren (elektrické, požární a stavební)
4. Ukažte jaké dokumenty je potřeba zpracovat a k čemu jsou důležité, aby elektrárnu bylo možné realizovat a uvést do provozu
5. Porovnejte dva návrhy pro stejný instalovaný výkon na stejné střeše
6. Ekonomicky i technicky zhodnoťte oba typy elektráren a ukažte jejich výhody a nevýhody použití

Seznam doporučené literatury:

- [1] LUQUE, A., HEGEDUS, S., 2003. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. B.m.: John Wiley & Sons, Ltd.
- [2] Přednášky předmětu: Aplikace solárních systémů B1M13ASS
- [3] Technické normy ČSN 34, 35, 36, 37, 38 a 73
- [4] SHARMA, P., Designing and Installation of Rooftop Photovoltaic Power Plant A Guide book for roof-top Solar Photovoltaic System Designing and Installation. ISBN 9783659617560.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Tomáš Finsterle, Ph.D. katedra elektrotechnologie FEL

Jméno a pracoviště druhého(ho) vedoucí(ho) nebo konzultanta(ky) diplomové práce:

Datum zadání diplomové práce: **15.02.2023**

Termín odevzdání diplomové práce: **09.01.2024**

Platnost zadání diplomové práce: **22.09.2024**

Ing. Tomáš Finsterle, Ph.D.
podpis vedoucí(ho) práce

doc. Ing. Zdeněk Müller, Ph.D.
podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

prof. Mgr. Petr Páta, Ph.D.
podpis děkana(ky)

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem předloženou práci vypracoval samostatně a že jsem uvedl veškeré použité informační zdroje v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací.

V Praze dne

.....

Podpis autora práce

Poděkování

Děkuji mému vedoucímu diplomové práce Ing. Tomáši Finsterlemu, Ph.D. za cenné rady a připomínky k mé práci a spolupráci při řešení realizace fotovoltaické elektrárny na střeše hal fakulty elektrotechnické.

ČVUT katedře elektrotechnologie za umožnění měření na technologii Solar Edge.

Dále děkuji mému zaměstnavateli Greenbuddies s.r.o. za poskytnuté vědomosti a možnost navrhovat prestižní projekty, které mám uvedené v přílohách 1 až 4.

Děkuji matce za podporu při kontrole gramatiky.

Abstrakt

Práce je vytvořena za účelem vysvětlit, jak se projektuje fotovoltaická elektrárna a zhodnotit vliv optimizérů na výrobu výkonu po celou dobu života elektrárny. Optimizéry jsou současně hojně diskutované téma jejich většího využití v praxi. V České republice není doposud používání optimizérů zakotveno podobně jako tomu je již v sousedním Německu.

Měření bylo provedeno v období měsíců únor až květen na elektrárně postavené na střeše hal ČVUT. V průběhu měření se zakrývaly jednotlivé plochy panelů tak, aby bylo možné simulovat degradaci v průběhu let pro pět zvolených bodů dle degradační křivky. Průměry jednotlivých naměřených dat se pak přepočítaly na charakteristický den pro celý rok a z něj se stanovila přibližná roční výroba. Byly stanoveny hodnoty pro variant s optimizéry a bez optimizérů. U varianty s optimizéry pak byla stanovena korekce pro respektování nerovnoměrné degradace.

Pro tyto dvě varianty byla následně provedena ekonomická analýza.

Výsledkem bylo zhodnocení ze všech úhlů pohledu na optimizér a určení, zda je vůbec investice do optimizérů výhodná, případně zda jejich používání nepřináší s sebou spíše více rizik.

Klíčová slova

optimizér, fotovoltaická elektrárna, projektování fotovoltaické elektrárny, střídač, elektrárna s optimizéry, střešní fotovoltaická elektrárna

Abstract

The work is created with the purpose of explaining how a photovoltaic power plant is designed and assessing the impact of optimizers on power production throughout the plant's lifespan. Optimizers are currently a widely debated topic regarding their increased practical utilization. In the Czech Republic, the use of optimizers is not yet firmly established, similar to the situation already present in neighboring Germany.

Measurements were conducted during the period from February to May at a power plant built on the roof of the CTU halls. Throughout the measurements, individual panel areas were covered to simulate degradation over the years for five selected points according to the degradation curve. The averages of the collected data were then recalculated for a characteristic day representing the entire year, and an approximate annual production was determined. Values were established for both variants – with and without optimizers. For the variant with optimizers, a correction was applied to account for uneven degradation.

Subsequently, an economic analysis was conducted for these two variants. The result was an evaluation from all perspectives on optimizers, determining whether investing in optimizers is advantageous and whether their use brings about more risks.

Keywords

optimizer, photovoltaic power plant, design of photovoltaic power plants, inverter, power plant with optimizers, roof-mounted photovoltaic power plant

Seznam použitých zkratek

AC	střídavé napětí
ČEZ	distributor
ČNB	česká národní banka
ČVUT	české vysoké učení technické
DC	stejnoseměrné napětí
DC/DC	měníč, optimalizér
DPS	dokumentace pro provedení stavby
DS	distribuční soustava
DSP	dokumentace pro stavební povolení
DUSP	dokumentace pro vydání společného povolení stavby
EG.D	distributor
FF	fullfill faktor
FV	fotovoltaický
FVE	fotovoltaická elektrárna
GAK	box s přepětovými ochranami celosvětové označení
GSM	groupe spécial mobile
HDO	hromadné dálkové ovládání
HSZ ČR	hasičský záchranný sbor české republiky
LCOE	levelized cost of energy
LPS	třída ochrany proti blesku
MAP	modifikované asfaltové pásy
MPP	místní provozní předpis
MPPT	sledovač bodu maximálního výkonu
N	vodivost typu N
NN	nízké napětí
NPV	čistá současná hodnota
OVC	kategorie přepětí v napájecích systémech
P	vodivost typu P
PBŘ	pořádně bezpečnostní řešení
PDS	provozovatel distribuční soustavy
PLL	zařízení na synchronizaci fáze
PN	oblast rozhraní dvou typů polovodičů
PV GIS	photovoltaic geographical information system
PVP-P	polyvinylchlorid měkčený
PWM	pulzně-šířková modulace
RDC	box s přepětovými ochranami
REI	požadavky na požární odolnost
RFVE	rozvaděč rozpadového místa
RH	hlavní rozvaděč
RS	sériová linka
ŘS	řídící systém
Sb	sbírka
SIM	subscriber identity module

SPD	přepěťová ochrana
SVM	prostorová vektorová modulace
VN	vysoké napětí
VVN	velmi vysoké napětí
VZT	vzduchotechnika

Seznam obrázků

Obrázek 1 – náhradní schéma fotovoltaického článku	3
Obrázek 2 – V-A charakteristika fotovoltaického článku	5
Obrázek 3 – V-A charakteristika článku při různých hodnotách intenzity slunečního záření	6
Obrázek 4 – V-A charakteristika článku při různých teplotách	7
Obrázek 5 - příklad vlivu překlenovací diody na celkový výkon modulu při zastínění článku.....	8
Obrázek 6 - diagram topologie centrálního střídače	11
Obrázek 7 - diagram topologie stringového střídače.....	11
Obrázek 8 – detail vícepólového zapojení části střídače	12
Obrázek 9 - diagram topologie modulového střídače	12
Obrázek 10 – princip funkce střídače pro fotovoltaiku.....	10
Obrázek 11 - vnitřní topologie střídače, část 1	13
Obrázek 12 - vnitřní topologie střídače, část 2	14
Obrázek 13 – zapojení optimizérů v panelové větvi	15
Obrázek 14 – vnitřní zapojení optimizérů	15
Obrázek 15 – výpočet proudu a výstupního napětí optimizéru do obvodu střídač-optimizéry	18
Obrázek 16 - instalace FVE na střeše bez vnějšího systému ochrany před bleskem	27
Obrázek 17 - neizolovaný (neoddálený) systém ochrany před bleskem	28
Obrázek 18 - hodnoty soustav podle třídy LPS	29
Obrázek 19 - umístění přepěťové ochrany optimizérů	30
Obrázek 20 - ochrana AC strany pro vzdálenost mezi panelem a střídačem.....	31
Obrázek 21 - ochrana DC strany pro vzdálenost mezi panelem a střídačem.....	32
Obrázek 22 - vstupní data pro výpočet výroby fotovoltaické elektrárny na střeše hal ČVUT	36
Obrázek 23 - polovina výkonu západní orientace fotovoltaické elektrárny	37
Obrázek 24 - místo realizace střešní fotovoltaické elektrárny.....	48
Obrázek 25 – detail instalovaných panelů východ/západ na střeše hal ČVUT	50
Obrázek 26 – detail instalovaných optimizérů a jejich zapojení na střeše hal ČVUT.....	50
Obrázek 27 – detail vnitřních komponent elektrárny na střeše hal ČVUT.....	51
Obrázek 28 – porovnání LCOE s dalšími typy obnovitelných zdrojů	78

Seznam tabulek

Tabulka 1 - typy interakcí s materiálem a jejich důsledek	2
Tabulka 2 – vybrané mechanismy degradace	9
Tabulka 3 – srovnání vlastností dostupných optimizérů na trhu	16
Tabulka 4 - program měření	54
Tabulka 5 - srovnání odhadované roční průměrné produkce za 25 let pro měřené varianty	65
Tabulka 6 - výsledná roční produkce dvou typů elektráren.....	67
Tabulka 7 – ceny elektrické energie v nultém roce pro rok 2024	69
Tabulka 8 – vstupní parametry elektrárny do ekonomického modelu	72
Tabulka 12 - výsledky LCOE pro jednotlivé varianty	78

Seznam grafů

Graf 1 - průběh poklesu výkonu udávaný výrobcem panelů	52
Graf 2 - plán degradace panelů FAK450E8D	52
Graf 3 - zakrytá plocha panelů v průběhu života elektrárny.....	54
Graf 4 - denní výroba fotovoltaické elektrárny mezi dny 03.02.2023 - 05.03.2023	56
Graf 5 - denní výroba fotovoltaické elektrárny mezi dny 06.03.2023 - 05.04.2023	57
Graf 6 - denní výroba fotovoltaické elektrárny mezi dny 06.04.2023 - 05.05.2023	58
Graf 7 - roční produkce elektrárny bez optimizérů v závislosti na poměru skutečného výkonu ku instalovanému během života elektrárny (pro jednotlivé body zakrývacího plánu)	63
Graf 8 - roční produkce elektrárny s optimizérem (degradován 1 panel) v závislosti na poměru skutečného výkonu ku instalovanému během života elektrárny (pro jednotlivé body zakrývacího plánu)	64
Graf 9 - roční produkce elektrárny s optimizérem (degradováno 7 panelů) v závislosti na poměru skutečného výkonu ku instalovanému během života elektrárny (pro jednotlivé body zakrývacího plánu)	64
Graf 10 - závislost roční produkce na počtu degradovaných panelů ve stringu	66
Graf 11 – predikce eskalace ceny variabilních nákladů za elektřinu v období života elektrárny	70
Graf 12 - predikce eskalace ceny fixních nákladů za elektřinu v období života elektrárny.....	70
Graf 13 - predikce eskalace diskontu v období života elektrárny	71
Graf 14 - přehled finančních toků v průběhu života elektrárny.....	73
Graf 15 – kumulativní diskontovaný cash flow v průběhu života s výškou investovaných peněz	74
Graf 16 - kumulativní diskontovaný cash flow v průběhu života s výškou investovaných peněz, detail pro roky 1 až 9	74
Graf 17 - vliv citlivosti parametru instalovaného výkonu na NPV.....	75
Graf 18 - vliv citlivosti parametru instalovaného výkonu na NPV.....	76

Graf 19 - vliv citlivosti parametru příspěvku optimizérů k výrobě na NPV	77
Graf 20 - vliv citlivosti parametru příspěvku optimizérů k výrobě na NPV	77
Graf 21 – vliv velikost instalovaného výkonu na rozdíl minimální ceny prodáváného výkonu této elektrárny	79

Seznam příloh

Příloha 1 – dokumentace pro provedení stavby
Příloha 2 – naměření data a ekonomický model
Příloha 3 – datové listy a manuály použitých komponent

Seznam veličin

$J_{PH}(\lambda)$	celková proudová hustota generovaného proudu [A/m^2]
$J_{PVN}(\lambda)$	proudová hustota oblasti polovodiče typu N [A/m^2]
$J_{PVP}(\lambda)$	proudová hustota oblasti polovodiče typu P [A/m^2]
$J_{OPN}(\lambda)$	proudová hustota oblasti PN přechodu [A/m^2]
I_{PH}	proud generovaný článkem [A]
I_{D1} a I_{D2}	proudy náhradních diod respektující části polovodivého článku [A]
I_P	proud paralelním odporem [A]
I_{01} a I_{02}	proudy náhradních diod respektující části polovodivého článku [A]
U	napětí na svorkách článku [V]
I	proud vytvořený připojením spotřebiče na svorky článku [A]
R_S	sériový odpor článku [Ω]
R_P	paralelní odpor článku [Ω]
k	Boltzmanova konstanta [J/K]
T	absolutní teplota článku [K]

ξ_1 a ξ_2	pomocné koeficienty pro lepší modelaci vlastností polovodiče pomocí diodového popisu [–]
e	elementární náboj [C]
FF	fullfill faktor [–]
U_{mp}, I_{mp}	souřadnice bodu maximálního výkonu
U_{OC}	napětí na prázdko [V]
I_{SC}	proud na krátko [A]
η	účinnost fotovoltaického článku získaná z V-A charakteristiky [–]
$P_{stř}$	výkon vstupující do střídače [W]
P_{FVE}	součet výkonu dodávaný panely [W]
ΔP [W]	ztráty vlivem vedení proudu vodičem
R	odpor vodiče [Ω/m]
I	proud tekoucí obvodem s optimizéry [A]
l	délka vodiče kterou proud I teče [m]
n_s	počet střídačů [–]
S_{si}	AC výkon zamýšlených střídačů [VA]
n_p	počet panelů [–]
$\sum_{i=1}^n (n_{pi} \cdot P_{pi})$	součet všech výkonů panelů instalovaných v elektrárně [W]
ε	přetížení střídače, poměr vstupního DC výkonu ku výstupnímu AC výkonu [–]
$\sum S_{tr}$	součet výkonů transformátorů, do kterých je výkon z fotovoltaické elektrárny vyveden [VA]
$\sum I_{s_max}$	maximální AC proud, který je schopen střídač vyvinout [A]
U_{tr}	napěťová hladina, na které střídač pracuje [V]
$\Delta u_{DC\%}$	poměrný DC úbytek napětí [%]

ΣU_p	součet napětí panelů instalovaných ve stringu [V]
P_i	výkon odpovídající stavu elektrárny s procentuální degradací k_i [kWp]
P_{inst}	instalovaný výkon FVE [kWp]
k_i	procentuální degradace dle zakrývacího plánu [–]
n	počet instalovaných panelů [–]
m	počet degradovaných panelů, pro které bylo provedeno měření (1 a 7) [–]
i	úroveň poklesu výkonu, při které probíhalo měření [–]
$\overrightarrow{E_{p_b\ i}}$	vektor souboru hodnot z programu PV GIS s prvky měsíční produkce pro konfiguraci bez optimizérů a danou úroveň poklesu výkonu i [kWh/měsíc]
$E_{m\acute{e}s\acute{ı}c\ p_b\ i}$	měsíční produkce z programu PV GIS pro konfiguraci bez optimizérů a danou úroveň poklesu výkonu i [kWh/měsíc]
$\overrightarrow{E_{p_s1\ i}}$	vektor souboru hodnot z programu PV GIS s prvky měsíční produkce pro konfiguraci s optimizéry a degradovaným 1 panelem a danou úroveň poklesu výkonu i [kWh/měsíc]
$E_{m\acute{e}s\acute{ı}c\ p_s1\ i}$	měsíční produkce z programu PV GIS pro konfiguraci s optimizéry a degradovaným 1 panelem a danou úroveň poklesu výkonu i [kWh/měsíc]
$\overrightarrow{E_{p_s7\ i}}$	vektor souboru hodnot z programu PV GIS s prvky měsíční produkce pro konfiguraci s optimizéry a degradovaným 7 panely a danou úroveň poklesu výkonu i [kWh/měsíc]
$E_{m\acute{e}s\acute{ı}c\ p_s7\ i}$	měsíční produkce z programu PV GIS pro konfiguraci s optimizéry a degradovaným 7 panely a danou úroveň poklesu výkonu i [kWh/měsíc]
p	označení pro hodnotu pocházející z programu PV GIS
$b, s1, s7$	typy konfigurací, při kterých měření probíhalo (bez optimizérů, s optimizéry a degradovaným 1 a 7 panely)

ξ_{b_i}	koeficient přepočtu mezi souborem referenčních hodnot a naměřené hodnotě ve stejných měsících [–]
$E_{únor_{m_b}_i}$	měsíční, únorová, průměrná produkce naměřená pro konfiguraci bez optimizérů a danou úroveň poklesu výkonu i [$kWh/měsíc$]
$E_{březen_{m_{s1}_i}$	měsíční, březnová, průměrná produkce naměřená pro konfiguraci s optimizéry a degradovaným 1 panelem a danou úroveň poklesu výkonu i [$kWh/měsíc$]
$E_{duben_{m_{s7}_i}$	měsíční, dubnová, průměrná produkce naměřená pro konfiguraci s optimizéry a degradovanými 7 panely a danou úroveň poklesu výkonu i [$kWh/měsíc$]
$\overrightarrow{E_{n_b}_i}$	měsíční přepočtená průměrná produkce pro konfiguraci bez optimizérů a danou úroveň poklesu výkonu i [$kWh/měsíc$]
$\overrightarrow{E_{n_{s1}_i}$	měsíční přepočtená průměrná produkce pro konfiguraci s optimizéry a degradovaným 1 panelem a danou úroveň poklesu výkonu i [$kWh/měsíc$]
$\overrightarrow{E_{n_{s7}_i}$	měsíční přepočtená průměrná produkce pro konfiguraci s optimizéry a degradovanými 7 panely a danou úroveň poklesu výkonu i [$kWh/měsíc$]
$\overline{E_{n_b}_i}$	roční přepočtená průměrná produkce pro konfiguraci bez optimizérů a danou úroveň poklesu výkonu i [kWh/rok]
$\overline{E_{n_{s1}_i}$	roční přepočtená průměrná produkce pro konfiguraci s optimizéry a degradovaným 1 panelem a danou úroveň poklesu výkonu i [kWh/rok]
$\overline{E_{n_{s7}_i}$	roční přepočtená průměrná produkce pro konfiguraci s optimizéry a degradovanými 7 panely a danou úroveň poklesu výkonu i [kWh/rok]
$\sum_{q=1}^w \overrightarrow{E_{n_b}_{i,q}}$	součet všech prvků seznamu pro konfiguraci bez optimizérů a danou úroveň poklesu výkonu i
$\sum_{q=1}^w \overrightarrow{E_{n_{s1}_{i,q}}$	součet všech prvků seznamu pro konfiguraci s optimizéry a degradovaným 1 panelem a danou úroveň poklesu výkonu i

$\sum_{q=1}^w \overrightarrow{E_{n_{s1}, q}}$	součet všech prvků seznamu pro konfiguraci s optimizéry a degradovanými 7 panely a danou úroveň poklesu výkonu i
q	index prvku seznamu
w	počet prvků v seznamu
$\overline{E_b}$	průměrná roční produkce elektrárny za 25 let, konfigurace bez optimizérů [kWh/rok]
$\overline{E_{s1}}$	průměrná roční produkce elektrárny za 25 let, konfigurace s optimizéry, degradován 1 panel [kWh/rok]
$\overline{E_{s7}}$	průměrná roční produkce elektrárny za 25 let, konfigurace s optimizéry, degradováno 7 panelů [kWh/rok]
$f_b(\delta)$	rovnice přímky proloženou body, konfigurace bez optimizérů
$f_{s1}(\delta)$	rovnice přímky proloženou body, konfigurace s optimizéry, degradován q1 panel
$f_{s7}(\delta)$	rovnice přímky proloženou body, konfigurace s optimizéry, degradováno 7 panelů
$\overline{E_b}$	průměrná roční produkce elektrárny za 25 let, konfigurace bez optimizérů [kWh/rok]
$\overline{E_s}$	průměrná roční produkce elektrárny za 25 let, konfigurace s optimizéry [kWh/rok]
μ	průměrný procentuální příspěvek optimizérů k produkci elektrárny za 25 let [%]

Obsah

1.	Úvod.....	1
2.	Komponenty fotovoltaické elektrárny	2
2.1.	Fotovoltaický panel	2
2.1.1.	Princip funkce	2
2.1.2.	V-A charakteristika fotovoltaického článku.....	3
2.1.2.1.	Náhradní schéma fotovoltaického článku.....	3
2.1.2.2.	V-A charakteristika	5
2.1.2.3.	Vlivy změn jednotlivých parametrů na V-A charakteristiku.....	6
2.1.3.	Konstrukce modulů	7
2.1.4.	Degradace modulu.....	8
2.2.	Střídač	9
2.2.1.	Centrální střídače.....	10
2.2.2.	Stringové střídače.....	11
2.2.3.	Modulové střídače	12
2.2.4.	Princip funkce střídače	9
2.2.4.1.	Beztransformátorové střídače.....	13
2.2.4.2.	Střídače s transformátorem.....	14
2.3.	Optimizér.....	14
2.3.1.	Princip funkce	15
2.3.2.	Porovnání parametrů optimizérů dostupných na trhu.....	16
2.3.3.	Provoz optimizérů	17
2.3.4.	Konstrukční podmínky	19
3.	Geologické, klimatické a situační podmínky.....	20
3.1.	Geologické a klimatické podmínky optimizérů.....	20
3.2.	Geologické a klimatické vlivy na elektrárnu v souvislosti s optimizéry	20
3.2.1.	Částečné zakrytí panelové větve	20
3.2.2.	Teplota.....	21
3.1.	Vliv polohy panelů	21
4.	Legislativní podmínky instalace FVE	22
4.1.	Požadavky na požární bezpečnost FVE.....	22
4.1.1.	Nároky na provedení střešního pláště.....	23
4.1.2.	Definování odstupových vzdáleností od fotovoltaických panelů	23
4.1.2.1.	Hašení požáru fotovoltaické elektrárny	24
4.1.3.	ČSN 73 0847 Požární bezpečnost staveb – fotovoltaické systémy	25
4.2.	Požadavky na statiku a zátěž FVE.....	25

4.2.1.	Statistický posudek.....	26
4.3.	Požadavky elektrotechnických částí FVE	26
4.3.1.	Ochrana před bleskem	26
4.3.1.1.	Bez vnějšího systému ochrany před bleskem	27
4.3.1.2.	S vnějším systémem ochrany před bleskem	27
4.3.1.3.	Metody návrhu LPS	29
4.3.2.	Ochrana proti přepětí.....	30
4.3.2.1.	Ochrana DC části	30
4.3.2.2.	Ochrana optimizérů	30
4.3.2.3.	Ochrana AC části	30
4.3.2.4.	Délka vodičů	31
4.4.	Základní požadavky provozovatele distribuční soustavy	32
4.4.1.	Požadavky na instalace FVE do 11 kW.....	33
4.4.2.	Požadavky na instalace FVE od 11 kW do 100 kW	33
4.4.3.	Požadavky na instalace FVE nad 100 kW.....	33
4.4.4.	Dodatek o podmínkách pro fotovoltaické elektrárny	34
4.4.5.	Rozpadové místo elektrárny	34
4.4.6.	Měření v NN či VN části s regulací výkonu výroby	34
5.	Dokumentace fotovoltaické elektrárny.....	35
5.1.	Žádost o připojení.....	35
5.1.1.	Odhad výroby	35
5.2.	Dokumentace pro vydání společného/stavebního povolení (DSP/DUSP)	37
5.2.1.	A – Průvodní zpráva.....	38
5.2.2.	B – Souhrnná technická zpráva	38
5.2.3.	C – Výkresy širších vztahů.....	38
5.2.4.	D – Dokumentace výstavby objektů.....	39
5.3.	Dokumentace pro provádění stavby (DPS)	39
5.3.1.	Rozmístění panelů	40
5.3.2.	Jednopolové schéma.....	41
5.3.3.	Přehledové schéma	41
5.3.4.	Úprava HDO a elektroměru	41
5.3.5.	Rozpadové místo elektrárny	41
5.3.6.	Technická zpráva.....	42
5.3.7.	Výpočetní část	42
5.3.7.1.	Dimenzování výkonu střídačů.....	42
5.3.7.2.	Tvorba panelových větví	43
5.3.7.3.	Návrh optimizérů.....	44
5.3.7.4.	Výpočet úbytku napětí.....	44

5.3.8.	Tvorba zátěžového plánu.....	45
5.3.9.	Popis ostatních dokumentů.....	46
5.4.	Dokumentace skutečného provedení stavby (DSPS)	47
5.4.1.	Dokladová část E.....	47
5.5.	Místní provozní předpis (MPP)	47
5.6.	Uvedení fotovoltaické elektrárny do provozu	47
6.	Porovnání klasických stringových měničů s technologií optimizérů (Solar Edge)	48
6.1.	Použité komponenty fotovoltaické elektrárny	48
6.1.1.	Fotografie panelů, střídače a vyvedení výkonu do sítě ČVUT	49
6.2.	Metodika měření	51
6.3.	Naměřená data.....	55
6.4.	Zpracování měření.....	59
6.4.1.	Stanovení roční výroby	59
6.5.	Výsledky měření	62
7.	Ekonomické zhodnocení	68
7.1.	Metodika finančního modelu.....	68
7.1.1.	Cena elektrické energie	68
7.1.2.	Predikce eskalace cen elektrické energie a diskontu	69
7.1.3.	Eskalace cen ostatních veličin	71
7.1.4.	Nulová varianta	71
7.2.	Vstupní data	72
7.3.	Výsledky	73
7.4.	Citlivostní analýza.....	75
7.5.	Rentabilita optimizérů	75
7.5.1.	Vliv velikosti dotace.....	77
7.6.	LCOE	78
7.7.	Manažerské shrnutí	79
8.	Závěr.....	80
9.	Použitá literatura.....	82

1. Úvod

Fotovoltaické elektrárny jsou v současnosti velmi aktuální téma. Evropská unie stanovila, že do roku 2030 bude emise skleníkových plynů o 55 % nižší než v roce 1990. Protože 75 % vypuštěných emisí do ovzduší pochází z energetického průmyslu, je transformace tohoto průmyslového odvětví rozhodující. Z tohoto důvodu připravila Evropská unie legislativní půdu pro rozmach instalací fotovoltaických elektráren s cíli pro rok 2030 [1]. V letech 2012 až 2021 instalovaný výkon vzrostl z 102 GW na téměř 850 GW, přičemž největším producentem této obnovitelné elektrické energie je v současnosti asijský kontinent, který během minulého desetiletí instaloval výkon téměř 490 GW. Největším producentem fotovoltaické energie v současnosti je Čína s 306,4 GW instalovaného výkonu [2].

V roce 2022 zasáhl Evropu konflikt, který s největší pravděpodobností urychlí rozvoj obnovitelných zdrojů v Evropě. Je důležité vyřešit energetickou bezpečnost urychlením výstavby obnovitelných zdrojů a snížení závislosti na fosilních palivech dovážených ze zemí mimo Evropu [3].

V současnosti je nejvíce používána technologie využívající monokrystalický křemík a to zejména díky masové automatické výrobě a univerzálnosti jednotlivých postupů [4].

Nejčastěji se provádí instalace na střechách budov a pozemkových parcelách. V případě střech se jedná většinou o sklady, výrobní haly či jiné střechy s velkou plochou. U pozemkových parcel se jedná převážně o nevyužité plochy či jen pozemky s travním porostem bez bližšího zemědělského využití. Vzhledem k možnosti využití střechy hal ČVUT se budu zabývat jen instalací fotovoltaické elektrárny na střechu.

Cílem této diplomové práce je zhodnotit vliv optimizérů na instalace, nastítnit legislativní a technické požadavky na realizaci fotovoltaických elektráren, popsat jak se jednotlivé stupně dokumentace zpracovávají či co musí obsahovat a porovnat nejmodernější technologie s těmi, které jsou již hojně používány.

2. Komponenty fotovoltaické elektrárny

2.1. Fotovoltaický panel

Fotovoltaický panel je komplexní a složité zařízení, které využívá veškerých znalostí technických oborů od chemie až po elektrotechniku, pokročilých výrobních procesů a nejnovějších poznatků v oborech fyziky a elektrotechniky.

Fotovoltaický jev byl odhalen již v 19. století A.E. Becquerelem, později H.R. Herzem a popsán až na počátku 20. století A. Einsteinem. Téměř další půl století trvalo než byl zkonstruován první fotovoltaický článek a další půl století trvalo než náklady klesly na přijatelnou úroveň a mohly se širokou veřejností aplikovat [5].

2.1.1. Princip funkce

K pochopení funkce fotovoltaického článku je nutné mít znalosti především z oboru polovodičové fyziky a pochopit, jak se světlo šíří v prostředí a jak interaguje s materiálem.

Při dopadu celého spektra světla dochází k interakci s polovodivým materiálem. Některé fotony se na povrchu odrazí a některé s ním neinteragují vůbec. Pouze u některých dojde k absorpci fotonů. Mohou tak interagovat, aby vytvořily volné nosiče náboje.

Při vstupu fotonů do materiálu dochází ke třem interakcím:

Tabulka 1 - typy interakcí s materiálem a jejich důsledek

Typy interakcí fotonů s materiálem	Důsledek
interakce s mřížkou	zvýšení teploty
interakce s volnými elektrony	zvýšení teploty
interakce s vázanými elektrony	tvorba volných nosičů náboje

Zdroj: [6]

Z tabulky 1 je patrné, že interakce s mřížkou a volnými elektrony má za následek zvýšení teploty materiálu a pouze jedna interakce je schopná vytvořit volné nosiče náboje. Při této interakci dojde k uvolnění elektronu z atomární struktury a stává se volným elektronem. Na jeho místě vznikne díra (kladně nabitá), tímto se vytvoří páry elektron-díra a vznikne elektrické pole v materiálu s PN přechodem. Tyto volné páry se označují jako nerovnovážné nosiče náboje, které odvádíme vhodně vestavěným gradientem elektrického pole na patřičné místo, kde difundují.

Pokud připojíme na tento PN přechod spotřebič a uzavřeme tím obvod, dojde k vytvoření fotovoltaického proudu obvodem. Tento proud je pak závislý na intenzitě dopadajícího záření.

2.1.2. V-A charakteristika fotovoltaického článku

Mějme fotovoltaický článek, který je ozařován. V ozářené oblasti jsou generovány nerovnovážné nosiče náboje a ty difundují směrem k PN přechodu. Hustota proudu tohoto článku je dána součtem jednotlivých proudových hustot oblastí (P, N a PN přechod) pro jednotlivé proudové hustoty můžeme psát [7]:

$$J_{PH}(\lambda) = J_{PVN}(\lambda) + J_{PVP}(\lambda) + J_{OPN}(\lambda) \quad (1)$$

kde: $J_{PH}(\lambda)$ je celková proudová hustota generovaného proudu [A/m^2]

$J_{PVN}(\lambda)$ je proudová hustota oblasti polovodiče typu N [A/m^2]

$J_{PVP}(\lambda)$ je proudová hustota oblasti polovodiče typu P [A/m^2]

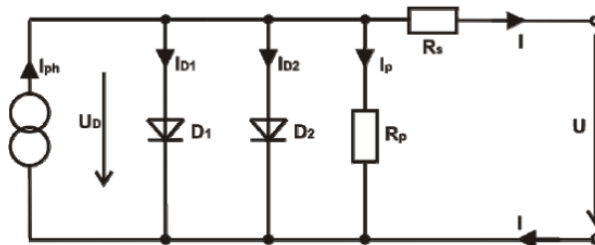
$J_{OPN}(\lambda)$ je proudová hustota oblasti PN přechodu [A/m^2]

Jednotlivé proudové hustoty jsou pak definovány jako integrál doby života koncentrací nerovnovážných nosičů náboje přes celou šířku pásu N nebo P až k oblasti PN přechodu. Výsledná proudová hustota je tak přímo úměrná osvětlení článku.

2.1.2.1. Náhradní schéma fotovoltaického článku

Pro modelaci elektrických vlastností článku se používá tzv. náhradní schéma. Při tvorbě tohoto náhradního schématu musíme brát ohled na několik faktů. Pokud nerovnovážné nosiče náboje difundují směrem k PN přechodu, chová se systém z hlediska elementárních částí náhradního schématu jako proudový zdroj. Proudový zdroj nahrazuje fotovoltaický proud I_{ph} , který je závislý na intenzitě ozáření. Sériový R_s a paralelní odpor R_p slouží k respektování konstrukčního chování článků jako jsou například degradační procesy v průběhu života nebo nedokonalosti technologie výroby a způsobují pokles velikosti maximálního výkonu.

Pro takto popsané komponenty náhradního schématu můžeme sestavit náhradní schéma:



Obrázek 1 – náhradní schéma fotovoltaického článku

Zdroj: [8]

Proud I_{D1} odpovídá proudové hustotě nábojů difundujících v oblasti polovodiče typu P a N, I_{D2} odpovídá proudové hustotě nábojů difundujících v oblasti PN přechodu, můžeme dále psát:

$$I = I_{PH} - I_{D1} - I_{D2} - I_p \quad (2)$$

kde: I_{PH} je proud generovaný článkem [A]

I_{D1} a I_{D2} jsou proudy náhradních diod respektující části polovodivého článku [A]

I_p je proud paralelním odporem [A]

Upravením rovnice (2) a to nahrazením proudů modelem diody s vhodnými koeficienty pro respektování chování článku v oblastech P, N a PN a vyjádřením napětí jako $U_j = U + R_s \cdot I$, dostaneme výsledný vztah pro voltampérovou charakteristiku [7]:

$$I = I_{PV} - I_{01} \cdot \left(e^{\frac{U+R_s \cdot I}{\xi_1 \cdot k \cdot T}} - 1 \right) - I_{02} \cdot \left(e^{\frac{U+R_s \cdot I}{\xi_2 \cdot k \cdot T}} - 1 \right) - \frac{U + R_s \cdot I}{R_p} \quad (3)$$

kde: I_{01} a I_{02} jsou proudy náhradních diod respektující části polovodivého článku [A]

U je napětí na svorkách článku [V]

I je proud vytvořený připojením spotřebiče na svorky článku [A]

R_s je sériový odpor článku [Ω]

R_p je paralelní odpor článku [Ω]

k je Boltzmanova konstanta [J/K]

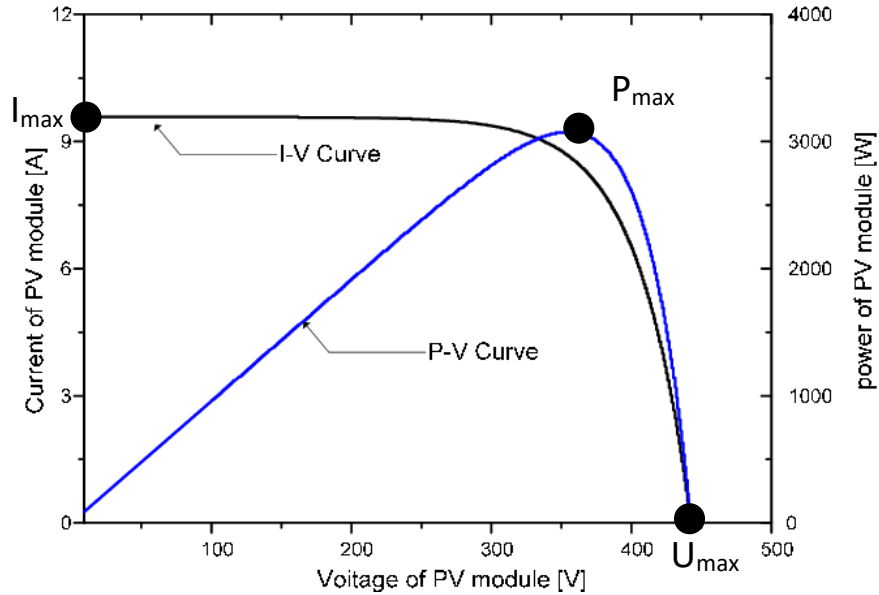
T je absolutní teplota článku [K]

ξ_1 a ξ_2 jsou pomocné koeficienty pro lepší modelaci vlastností polovodiče pomocí diodového popisu [–]

e je elementární náboj [C]

2.1.2.2. V-A charakteristika

Z rovnice (3) je při dosazení všech parametrů článku možno získat funkci $f(I, U)$.



Obrázek 2 – V-A charakteristika fotovoltaického článku

Zdroj:[9]

Na obrázku 2 je vyznačeno několik důležitých bodů charakteristiky. Černou čarou je naznačena funkce $f(I, U)$ a modrou čarou $f(P, U)$. Na obou křivkách leží bod maximálního výkonu P_m , který se nachází v maximu funkce $f(P, U)$. Pro porovnávání kvality jednotlivých článků jsou stanoveny dvě veličiny. První, činitel plnění, je definován jako:

$$FF = \frac{U_{mp} \cdot I_{mp}}{U_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (4)$$

kde: FF se nazývá fullfill faktor [-]

U_{mp}, I_{mp} jsou souřadnice bodu maximálního výkonu

U_{OC} je napětí na prázdno [V]

I_{SC} je proud na krátko [A]

Druhou veličinou je tzv. účinnost článku, která se určí jako:

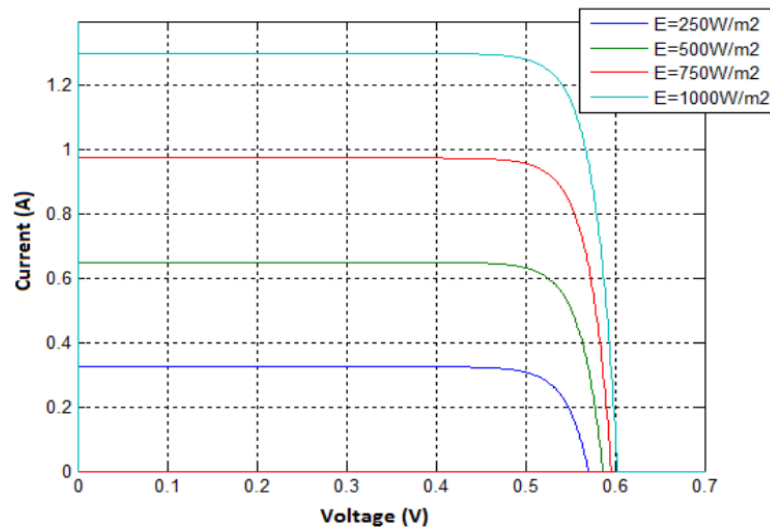
$$\eta = \frac{U_{mp} \cdot I_{mp}}{P_{in}} \quad (5)$$

Kde: η je účinnost fotovoltaického článku získaná z V-A charakteristiky [-]

2.1.2.3. Vlivy změn jednotlivých parametrů na V-A charakteristiku

Pro posouzení chování fotovoltaického článku jako takového je nutné pochopit, jak se bude V-A charakteristika měnit při změnách jednotlivých parametrů.

Vliv ozáření při konstantní teplotě je jedním z nejdůležitějších parametrů na chování V-A charakteristiky. Můžeme říct, že s rostoucím ozářením je proud nakrátko větší a také bod maxima se posouvá do vyšších hodnot.

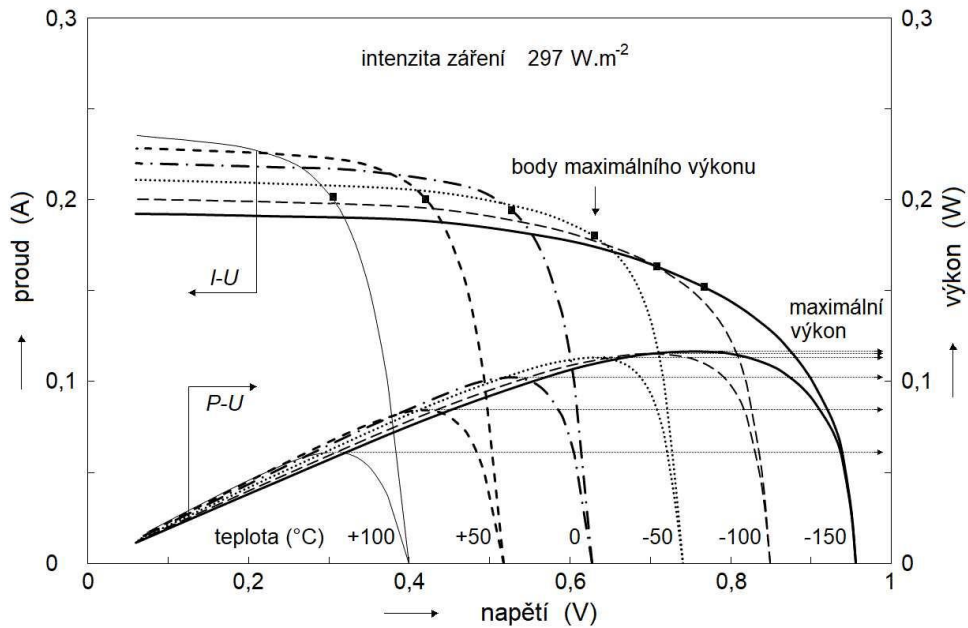


Obrázek 3 – V-A charakteristika článku při různých hodnotách intenzity slunečního záření

Zdroj: [10]

Z obrázku 3 je patrné, že napětí na prázdko se téměř nemění.

Dalším parametrem je vliv teploty při konstantním ozáření. Teplota je důležitá zejména pro dimenzování délky řetězce modulů, protože při změnách teploty dochází k větším změnám napětí na prázdko.



Obrázek 4 – V-A charakteristika článku při různých teplotách

Zdroj: [11]

Na obrázku 4 můžeme vidět, že proud s rostoucí teplotou roste a napětí klesá. Z toho plyne, že bod maximálního výkonu bude s rostoucí teplotou klesat. Bohužel, vysoké hodnoty intenzity záření dopadající na povrch článku způsobí i nárůst teploty a panel by musel být chlazen.

Z těchto dvou předchozích příkladů změn parametrů je patrné, že závislost výroby na ozáření není lineární a to z důvodu časově proměnných veličin jako je teplota a ozáření panelu v průběhu celého roku.

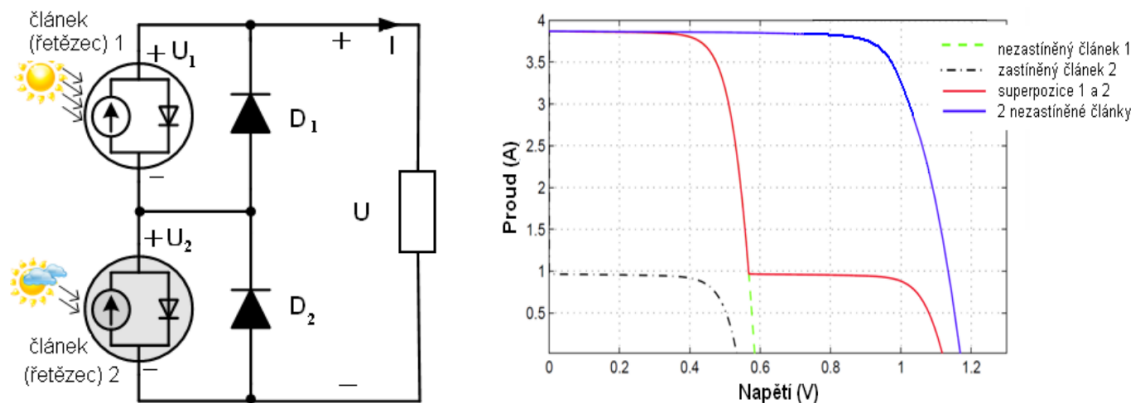
2.1.3. Konstrukce modulů

Jednotlivé články lze pak sestavit do fotovoltaického modulu. Články se kladou pomocí sériovo-parallelní kombinace. Tato kombinace zajišťuje optimální parametry napětí a proudu modulu.

Fotovoltaický článek je skládán do větších celků, které se nazývají moduly. Články se spojují do série nebo paralelně podle toho jakých hodnot proudu a napětí chceme v modulu dosáhnout. Je obecně známo, že složením článků do série dosáhneme součtu napětí jednotlivých článků a složením článků paralelně dosáhneme součtu proudů. Je nutno si uvědomit, jaký vliv bude mít na fotovoltaický modul jeho částečné zakrytí, například vlivem nečistot na skle modulu, či vlivem degradace článku nebo jeho úplné poškození.

Na obrázku 5, kde je jeden ze sériově zapojených panelů částečně zastíněn, dojde k poklesu proudu v tomto uzavřeném okruhu na úroveň proudu generovaného zakrytým panelem.

K eliminaci tohoto problému je vhodné použít překlenovací diody připojené paralelně ke článku, v případě standardních komerčních modulů, k celé větvi článků. V případě poklesu proudu v jednom z článků pod hodnotu proudu tekoucí články v sérii, dojde k aktivaci diody a proud projde skrze překlenovací diodu a tím nedojde k jeho omezení přesně tak, jak vidíme na obrázku 5 níže [12]. Tuto skutečnost využijeme v budoucím měření, kde se pokusíme snižovat výkon zakrýváním jednotlivých článků modulu a zkoumat jaký to má vliv na panelové větve bez optimizérů, nebo s optimizéry, protože právě optimizéry mohou tento vliv částečně potlačit.



Obrázek 5 – příklad vlivu překlenovací diody na celkový výkon modulu při zastínění článku

Zdroj: [12]

2.1.4. Degradace modulu

Na problematiku nárůstu ztrát celé větve fotovoltaických panelů zapojených do série lze nahlížet tak, že během doby života dochází k nerovnoměrnému poklesu výkonů jednotlivých panelů v panelové větvi. Proto je možné použít právě technologii optimizérů, která může případnou ztrátu výkonu celého sériově zapojeného řetězce fotovoltaických modulů eliminovat.

Rozdílný výkon jednotlivých v sérii zapojených modulů může být v průběhu života způsoben celou řadou degračních mechanismů. Mezi tyto mechanismy lze řadit:

Tabulka 2 – vybrané mechanismy degradace

elektrochemická koroze	LID (light induced degradation)
zlomení článku	PID (potencial induced degradation)
narušení zapouzdření (prasknuté sklo, vniknutí vlhkosti)	lokální průraz, lokální ztráty
delaminace	degradace vlivem lokálního stínění
pokles izolační pevnosti	-
porucha překlenovací diody	-

Zdroj: [13]

Všechny tyto degradační mechanismy způsobují nerovnoměrné, poklesy výkonu modulů v rámci jedné panelové větve. Právě optimalizér vliv poklesu výkonu jednoho panelu na celou panelovou větev může potlačit

2.2. Střídač

Střídače neboli invertory jsou z pohledu AC sítě právě ta zařízení, která generují střídavý elektrický výkon a v síťových výpočtech je právě toto zařízení reprezentováno náhradní reaktancí a zkratovým výkonem. Na trhu je v současnosti jen velmi málo výrobců střídačů, kteří by umožňovali připojení technologie optimalizérů. Obecně platí, že, aby celý koncept fungoval, musí být optimalizéry kompatibilní se střídačem a to v praxi znamená, že musí být od stejného výrobce či z principu funkce umožňovat i aplikace střídačů od jiných výrobců (firma Tigo).

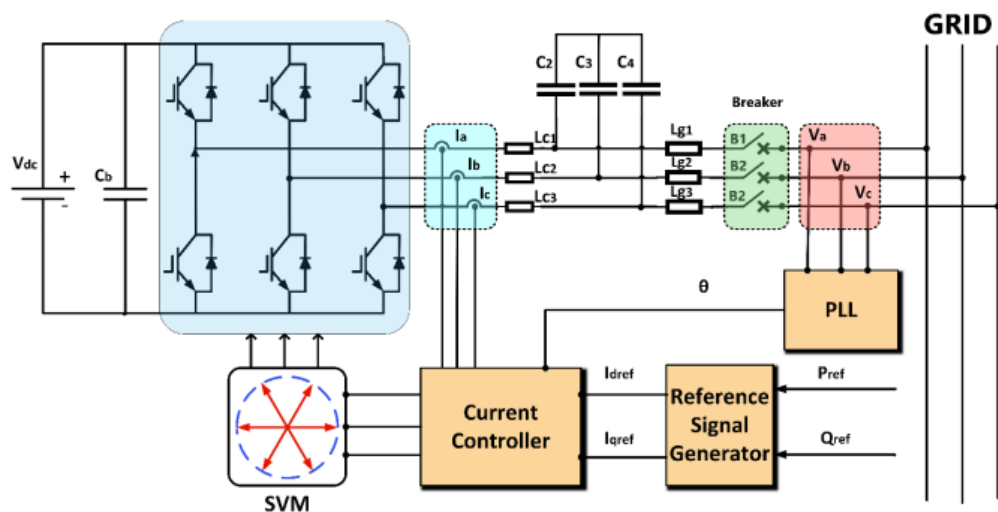
Obecně se třífázové střídače rozdělují na ty, které jsou schopny pracovat v ostrovním režimu a ty, které pracují jen pokud jsou napojeny na střídavou síť. Vzhledem k drtivé většině instalací s tzv. on-grid (těmi připojenými k distribuční síti) střídači, budu se zabývat pouze tímto konceptem. Tyto střídače se dále dají rozdělit na několik základních typů.

2.2.1. Princip funkce střídače

Samotný střídač má za úkol přeměnit stejnosměrnou energii na energii střídavou. V případě, že je připojen k distribuční soustavě, je nutné, aby navíc splňoval podmínky kvality distribuční soustavy. Samotný střídač se skládá z několika částí, například část s MPPT zařízením pro maximalizaci vyrobeného výkonu, část ve které dojde k přeměně stejnosměrného signálu na střídavý a dalších pomocných částí, které jsou nezbytné pro správnou funkci.

Jakým způsobem dochází k přeměně signálu, je vysvětleno na obrázku 6. Na vstupu do střídače, ze strany sítě, je měřeno napětí pro zařízení na synchronizaci fáze (PLL). Hlavním cílem tohoto bloku je udržovat konstantní fázový posuv mezi vstupním a výstupním signálem. To je

pak regulováno pomocí mikroprocesoru a tím následně regulována pulzně-šířková modulace. V tomto případě je uveden invertor s prostorovou vektorovou modulací (SVM). Jedná se o regulaci vektoru napětí pomocí pulzně šířkové modulace. Každá jeho poloha odpovídá vhodné kombinaci stavů spínačů třífázového napěťového měniče. Při otevření tranzistorů dojde k průchodu proudu v závislosti na zátěži (ideálně odporově-indukční kombinací, kdy při vypnutí průchodu proudu se cívka stane zdrojem proudu v obvodu a dojde k časově závislému postupnému vybíjení). V závislosti na době otevření a zavření jednotlivých tranzistorů dojde celkovému k nárůstu či poklesu proudu v obvodu. Tento proud je pak měřen a porovnáván s požadavky nadřazeného systému pro regulaci účinníku. Výsledný průběh je následně nutné upravit na požadavky kvality distribuční sítě, jako je například maximální povolené zkreslení vyššími harmonickými. V případě, že by došlo k vypnutí distribuční sítě (to odpovídá stavu zkratu) dojde k zablokování signálu SVM a jistič vybaví a odpojí síťový vstup od systému.



Obrázek 6 – princip funkce střídače pro fotovoltaiku

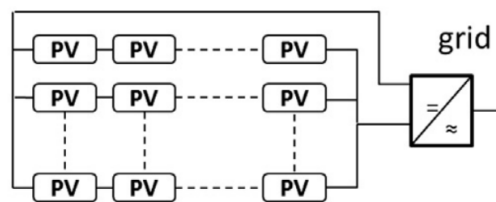
Zdroj: [14]

Jedním z možných dělení střídačů je rozdělení dle počtu MPPT zařízení v rámci jednoho střídače.

2.2.2. Centrální střídače

Tento typ střídače umožňuje zapojit mnoho stringů do jednoho střídače. Střídač má zabudovaný jeden společný sledovač maximálního výkonu (MPPT) pro všechny větve. Díky tomu však v průběhu života dochází k mnohem razantnějšímu poklesu vyrobeného DC výkonu, a to z důvodu vlivu degradace či zastínění panelů v elektrárně na celkový výkon elektrárny tak, jak je popsáno v kapitole 2.1.4. Vyznačuje se největšími jmenovitými výkony oproti ostatním

střídačům. Tyto střídače bývají jsou z pohledu celkové ceny instalace levné. Proto se používají k instalacím v největších elektrárnách [15].



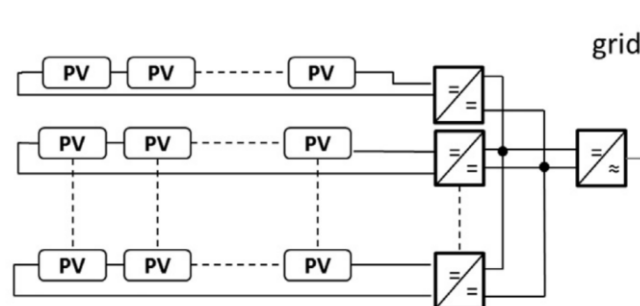
Obrázek 7 - diagram topologie centrálního střídače

Zdroj: [16]

V současnosti je již tento typ dávno nahrazen stringovými měniči. Pokud však provedeme ekonomickou úvahu, zda se vyplatí implementovat centrální měniče s technologií optimizérů, můžeme dojít k výsledku, že právě ta nevyrobená energie, která zůstane nevyužita vlivem koncepce centrálních měničů, bude v porovnání s ostatními měniči částečně eliminována použitím optimizérů a zároveň pořizovací cena levnějšího centrálního měniče společně s optimizéry může být nižší než v případě použití stringových měničů.

2.2.3. Stringové střídače

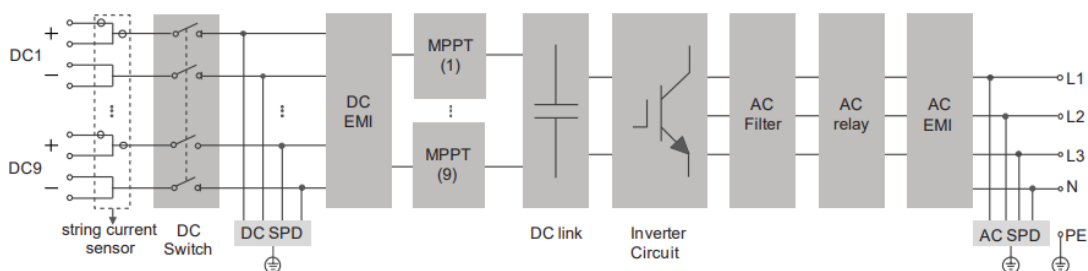
V porovnání s centrálním měničem jsou tyto střídače vhodné pro všechny typy středních a velkých elektráren. V rámci celé elektrárny se jich může vyskytovat hned několik. Jsou specifické zejména tím, že jeden střídač obsahuje více MPPT zařízení na které lze připojit jeden či dvě panelové větve. Na obrázku 8 je ukázán koncept střídače. Tato topologie je v porovnání s centrálními měniči nákladnější a je vhodné ji použít u menších elektráren v porovnání s centrálními měniči, avšak poskytuje větší výtěžnost při degradaci či zastínění panelů elektrárny než centrální střídače [15].



Obrázek 8 - diagram topologie stringového střídače

Zdroj: [16]

Jedná se vlastně o zařízení, které má pro každou panelovou větev vlastní optimizér a vnitřní obvod MPPT – střídačová část je schován v zařízení.



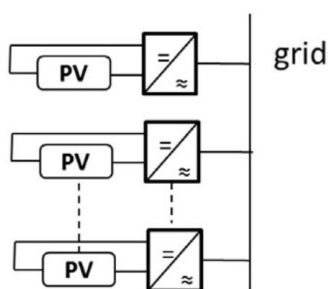
Obrázek 9 – detail vícepólového zapojení části střídače

Zdroj: [17]

Na obrázku 9 jsou do jednoho MPPT zařízení zapojeny dvě panelové větve. Je nutné věnovat pozornost orientaci a počtu panelů v nich zapojených. Jednotlivé panelové větve se pak dají odpojit a tím i rozpojit obvod. Většina střídačů v případě ztráty síťového napětí tyto větve rovnou odpojí.

2.2.4. Modulové střídače

Tyto střídače se ve velkých elektrárnách téměř nepoužívají, protože jejich velký počet by byl velmi nákladný na instalaci či je jen udržovat. Na druhou stranu je výtěžnost DC výkonu vzhledem k degradaci či zastínění panelů mnohem větší než u ostatních konceptů. Vyrábí se jako malé přístroje instalované přímo na modul či na jeho konstrukci [15].



Obrázek 10 - diagram topologie modulového střídače

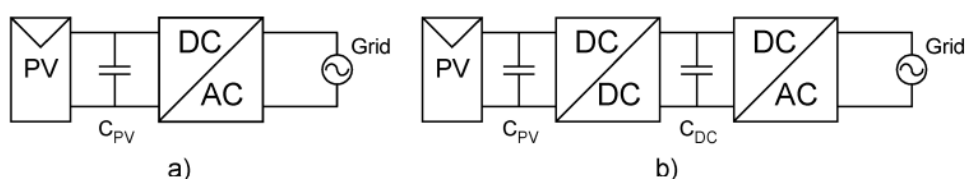
Zdroj: [17]

Je možné zvážit, zda je efektivnější používat malé modulové měniče místo stringových měničů s optimizéry, kdy by ke konverzi na střídavý výkon mohlo docházet již na úrovni modulu. To by přineslo zkvalitnění celé instalace ve formě ještě větší výtěžnosti, avšak počáteční investice a poruchovost by mnohonásobně narostla.

Dalším možným dělením střídačů je rozdělení na střídače s vestavěným transformátorem a střídače bez transformátoru.

2.2.4.1. Beztransformátorové střídače

Na obrázku 11 je znázorněna topologie bez transformátoru. V části a) musí jednostupňový střídač ve svých obvodech zvládnout funkce MPPT i střídání signálu na požadovanou kvalitu distribuční sítě v jednom modulu. To je typická konfigurace pro centralizované střídače se všemi nevýhodami, které jsou s tím spojené.



Obrázek 11 - vnitřní topologie střídače, část 1

Zdroj: [18]

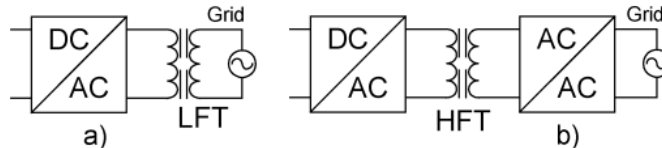
V části b) je vidět dvoustupňový invertor. Převodník DC/DC slouží jako MPPT zařízení a zároveň ho lze chápat jako optimalizér. Tato topologie odpovídá stringovým měničům. Jednotlivé okruhy lze optimalizovat a regulovat odděleně. Problémy způsobující pokles výrobního výkonu popsané v kapitole 2.1.4 může částečně eliminovat. Na výstupu z tohoto DC/DC měniče je buď čistě stejnosměrné napětí, nebo je výstupní proud stejnosměrného měniče modulován tak, aby mohla následovat konverze na střídavý průběh. DC/DC měnič se v takovém případě může nacházet přímo u fotovoltaického modulu [18].

Nespornou výhodou použití beztransformátorových střídačů je menší velikost a váha oproti druhému typu a díky tomu je i nižší pořizovací cena ale i účinnost.

Nevýhodou je použití beztransformátorových střídačů v kombinaci s tenkovrstvými fotovoltaickými moduly. Beztransformátorové střídače nemají galvanické oddělení vstupu a výstupu a tím mohou urychlovat vznik některých degradací. Jsou méně odolné na přepětí v síti do které jsou připojené a jsou citlivější na okolní teplotu a prostředí. Vyšší teploty mohou snížit jejich účinnost, což je nutné vzít v úvahu při návrhu umístění.

2.2.4.2. Střídače s transformátorem

Na obrázku 12 je vidíme, že některé měniče používají vestavěný transformátor. Jedná se o dva základní typy topologie. Obě tyto topologie mají výhodu oproti beztransformátorovým invertorům v tom, že panelové obvody jsou galvanicky odděleny od sítě. To může mít za následek potlačení jevu PID.



Obrázek 12 - vnitřní topologie střídače, část 2

Zdroj: [18]

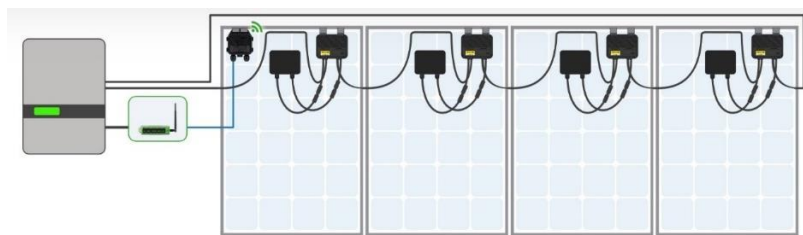
Prvním typem je použití síťového transformátoru s frekvencí, který je naznačen na obrázku 12 části a). Tato topologie, v porovnání s částí b) má výhodu ve vysoké spolehlivosti a životnosti. Jsou méně náchylné na přehřívání a poskytují stabilnější a spolehlivější provoz. V porovnání s topologií s instalovaným vysokofrekvenčním transformátorem má však tato technologie nevýhody jako jsou vyšší hmotnost, větší rozměry a obvykle nižší účinnost ve srovnání s moderními vysokofrekvenčními invertory.

V druhé části obrázku 12 je pak znázorněna topologie s vysokofrekvenčním transformátorem. Ty mají obvykle menší rozměry a hmotnost, což umožňuje jednodušší instalaci a zmenšení celkové fyzické náročnosti solárního systému. Vyšší frekvence vysokofrekvenčních transformátorů umožňuje rychlejší přepínání, a to může vést k lepšímu sledování bodu maximálního výkonu (MPPT) a optimalizaci výkonu solárních panelů. Vysokofrekvenční transformátory mohou dosáhnout vyšší účinnosti než nízkofrekvenční transformátory. Vyšší frekvence nabízí efektivnější přenos energie a snížení ztrát při transformaci stejnosměrného proudu (DC) na střídavý proud (AC) [19].

Výsledná volba invertoru je závislá na požadavcích projektu, požárně bezpečnostního zařízení a požadavcích klienta.

2.3. Optimizér

Pro úplné pochopení konceptu elektrárny s optimizéry je nezbytné vysvětlit princip funkce optimizérů. Jedná o vylepšený DC/DC měnič se dvěma obvody. Prvním (vstupním) je panelový obvod, kde jsou zapojeny panely. Ve druhém (výstupním) obvodu jsou pak zapojeny všechny zbývající optimizéry v panelové větvi.



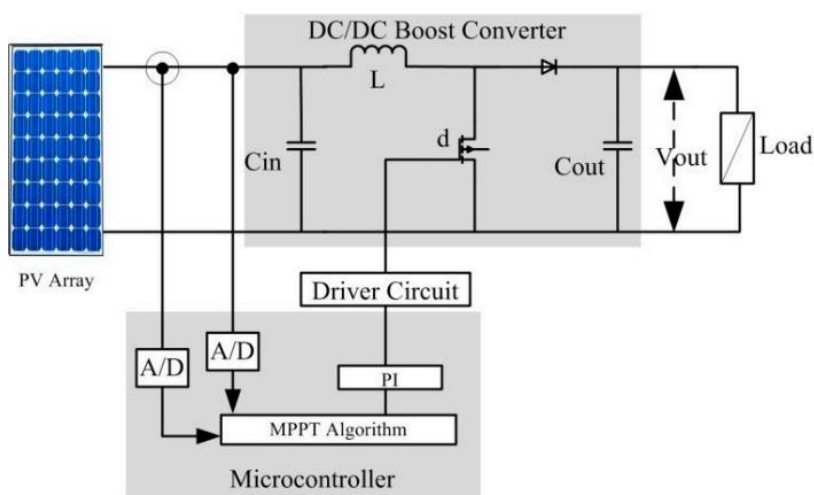
Obrázek 13 – zapojení optimizérů v panelové větvi

Zdroj: [20]

To jaký minimální a maximální počet optimizérů je možno instalovat do jedné panelové větve závisí na tom, jaké napětí je možno provozovat ve výstupní části optimizéru. Výběr konkrétního typu optimizéru závisí na konkrétním použitém panelu, a to zejména na jeho výkonu, který je schopen přenést. Některé koncepty využívají přenos signálu pro řízení optimizérů přes DC linku obvodu optimizéry-střídač nebo bezdrátový přenos.

2.3.1. Princip funkce

Jak již bylo uvedeno jedná se o DC/DC měnič. Při vstupu do měniče dochází k měření napětí a proudu ve vstupním obvodu. Následně dochází k regulaci pomocí zabudovaného algoritmu tak, že porovnává požadavek střídače na velikost výstupního napětí do panelové větve okamžitými hodnotami měřenými na vstupu. Pomocí regulační smyčky s PI regulátorem vytvoří modulaci signálu (nejčastěji PWM), kterou ovládá tranzistor. Tranzistor se pak ve vhodných intervalech otevírá a zavírá. Během otevření tranzistoru dojde k nárůstu proudu a nabití cívky. Při vypnutí dojde k vybíjení cívky a společně se zdrojem (FV panel) dojde k přebití kondenzátoru na větší napětí než je na panelu [21].



Obrázek 14 – vnitřní zapojení optimizérů

Zdroj: [21]

Pokud je signál ze střídače do optimizéru přenášen po DC lince v obvodu mezi optimizéry a střídačem, je tento signál namodulovaný na tuto linku a na vstupu do optimizéru se tento signál hornopropustným filtrem oddělí od stejnosměrné linky.

2.3.2. Porovnání parametrů optimizérů dostupných na trhu

Vzhledem k nízké rozmanitosti dostupných značek optimizérů je srovnání omezeno na pouze tři výrobce. Jedná se o firmy SolarEdge, Tigo a Huawei.

Tabulka 3 – srovnání vlastností dostupných optimizérů na trhu

Vlastnost	SolarEdge	Tigo	Huawei
MPPT pro každý modul	Ano, i dvojice	Ano	Ano
Nutnost optimizéru pro každý modul	Ano	Ne	Ne
Minimální počet optimizérů	Ano	Ne	Ano
Lze použít s dalšími měniči	Ne	Ano	Ne
Monitoring na úrovni modulu	Ano, zdarma na 25 let	Ano, zpoplatněný	Ano, zpoplatněný
Zpoplatněná úroveň monitoringu optimizérů	Ne	Ano	Ano
25letá záruka na optimizéry	Ano	Ano	Ano
Komplexní systém s nabíječkou, chytrý dům	Ano	Ne	Ano
Ochrana proti DC oblouku	Ano	Ne	Ano, částečně vždy, úplně pouze při plné konfiguraci
Omezení napětí na bezpečnou úroveň pro zásah	Ano	Ne	Ano, pouze při plné konfiguraci

Zdroj: [22]

Hlavním důvodem, proč se optimizéry firmy Tigo nevyužívají ve velkých komerčních projektech, je omezení napětí na bezpečnou úroveň, kterého v porovnání s ostatními není schopen dosáhnout. Na druhou stranu, pokud bychom chtěli optimizér použít pouze pro vytvoření panelové větve s různými orientacemi panelů, vlivem komplikovanosti střechy, může se zvolení optimizérů firmy Tigo jevit jako to nejlepší řešení, protože v této větvi mohou mít optimizér

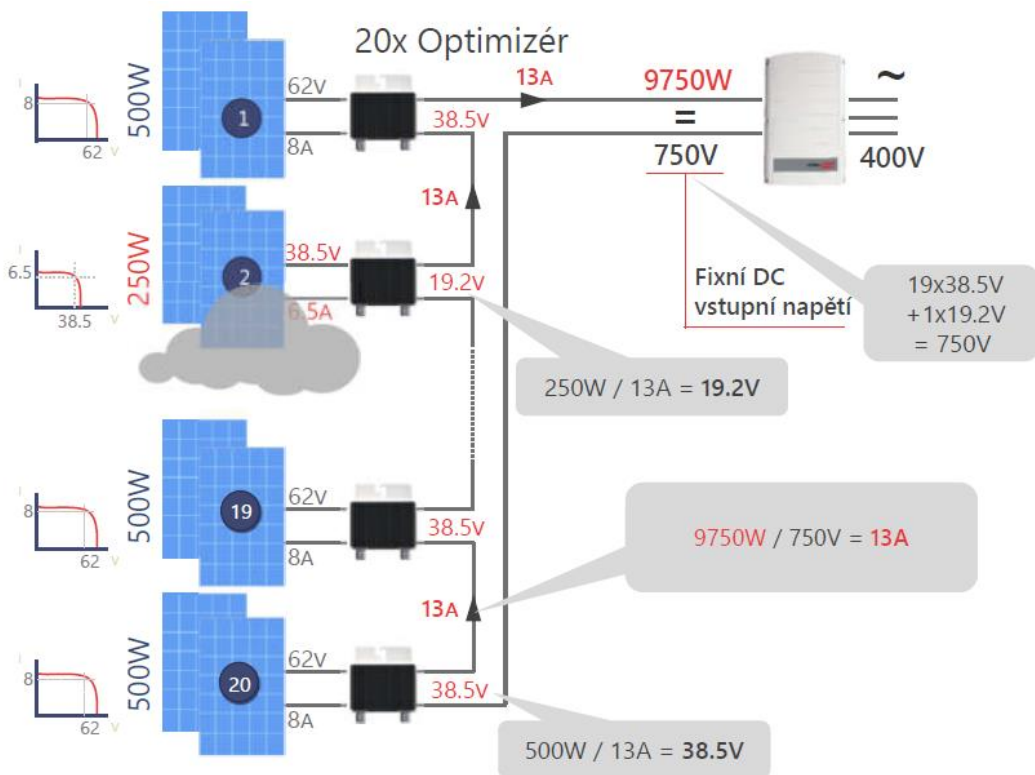
pouze ty panely, které mají jinou orientaci oproti těm bez optimizéru. Zajímavé je také to, že tyto optimizéry lze aplikovat i na jiné měniče od jiného výrobce.

Pokud budu porovnávat zbylé dva typy mezi sebou, jeví se technologie firmy SolarEdge jako lepší, a to i z důvodu, že optimizéry firmy Huawei jsou uvedeny na trh až v roce 2023. Nicméně poskytují stejné vlastnosti jako od firmy Tigo, ale jsou zde zahrnuty i do konceptu chytrého domu.

2.3.3. Provoz optimizérů

Princip provozu optimizéru je ukázán na příkladu technologie firmy SolarEdge. Je provozována tak, že střídač nastavuje za všech okolností 750 V (u některých 850 V) na DC vstupu do něj. Optimizéry společně s úbytkem na celé délce panelové větve tvoří stejný součet napětí. To znamená, že úbytek napětí na optimizéru se mění v závislosti na tom, kolik optimizérů v panelové větvi pracuje, nebo je zapojeno. Pokud bychom jeden optimizér vyřadili (například zakrytím jeho panelů), musely by zbylé optimizéry v tomto okruhu zvětšit svoje napětí na výstupu tak, aby jejich součet byl opět 750 V. Pokud by toto výstupní napětí optimizéru překročilo maximální dovolené napětí, dojde k odstavení celé větve. Tomu lze předejít vhodným navržením jednotlivých větví.

V průběhu dne pak dochází k nerovnoměrné výrobě všech panelů připojených do jednoho optimizéru například vlivem zastínění. Tento pokles je však oddělen od ostatních optimizérů a nemá vliv na celou panelovou řadu. V obvodu střídač-optimizéry dojde při zakrytí k rekonfiguraci napětí jednotlivých optimizérů a to tak, že dojde k poklesu napětí na optimizéru se zakrytými panely a zbylé se rekonfigurují tak, aby bylo docíleno požadavku na vstupní napětí do střídače.



Obrázek 15 – výpočet proudu a výstupního napětí optimizéru do obvodu střídač-optimizéry

Zdroj:[23]

Zapojení optimizérů do panelové větve také ovlivňuje výpočet úbytku napětí, protože velikost ztrátové energie je závislá na proudu procházející délkou vodiče. Pro takový obvod můžeme psát:

$$P_{stř} = P_{FVE} - \Delta P \quad (6)$$

kde: $P_{stř}$ je výsledný výkon vstupující do střídače [W]

P_{FVE} je součet výkonu dodávaný panely [W]

ΔP [W] jsou ztráty vlivem vedení, které můžeme rozepsat jako:

$$R \cdot I^2 \cdot l \quad (7)$$

kde: R je odpor vodiče [Ω/m]

I je proud tekoucí obvodem s optimizérou [A]

l je délka vodiče kterou proud I teče [m]

Neznámou je proud v obvodu. Tato skutečnost vede k řešení kvadratické rovnice, jejímž kořenem je proud, který vyvolá úbytek napětí.

2.3.4. Konstrukční podmínky

Optimizéry se umísťují co nejbližně příslušným panelům. Připevňují se většinou k podpanelové konstrukci. Při umísťování na střechu je nutné brát ohled na celkovou hmotnost elektrárny na jednotku plochy, kdy pak přidáním optimizéru je možné překročit maximální zatížení střechy.

Vzhledem k tomu, že některé konstrukce na šikmé střechy doposud s umísťováním optimizérů poblíž panelu nepočítaly, jsou některé konstrukce pro použití optimizérů nevhodné, nebo značně problematické na instalaci. Pro použití s lepenými panely je pak nutné optimizéry umístit tak, aby nebyli vystaveny přímému slunečnímu záření ani samy nestínili panelům.

Při použití optimizérů vzniká nárok na větší množství konektorů. Konektor je obecně jedna z nejcitlivějších částí elektrárny. Pokud je instalace provedena špatně, může dojít k zahoření. Pokud přidáním optimizérů zvýšíme počet těchto konektorů, dojde ke zvýšení pravděpodobnosti poruchy.

3. Geologické, klimatické a situační podmínky

Technologie optimizérů se jeví perspektivní i v případě použití v oblasti se ztíženými geologickými či klimatickými podmínkami. V zásadě lze využít již zmíněných výhod instalace optimizérů do panelové větve a tím zvýšit výtěžnost celé elektrárny situované do ztížených podmínek. Na druhou stranu je nutné si uvědomit, že i samotný optimizér bude těmto podmínkám také vystaven a proto je nutné znát jeho chování.

3.1. Geologické a klimatické podmínky optimizérů

Při instalaci optimizérů je možné se setkat s instalací tohoto zařízení na střechu vedle panelu a tím vystavit optimizér záření. Vzhledem k tomu, že drtivá většina optimizérů se vyrábí pouze v černém provedení je nutné prověřit, zda je možné ho vystavit slunečnímu záření. To se může v souvislosti s použitím lepených modulu jevit jako problematické. Pak je nutné tyto optimizéry umístit do kabelových tras nebo je jinak zakrýt. Doposud na trh nebyl uveden žádný optimizér, který by nebyl natřen na černo.

Optimizéry se také při provozu vzhledem k použití spínacích prvků zahřívají. Jejich chladič pak nemusí při zakrytí stačit na odvedení veškerého tepla a může se přehřát.

Při instalaci optimizéru je nutné brát ohled na tato dvě kritéria (ozáření a teplotu) a instalovat je pod panely do volného prostoru tak, aby mohlo dojít alespoň k přirozené konvekci.

3.2. Geologické a klimatické vlivy na elektrárnu v souvislosti s optimizéry

V souvislosti s výše uvedenou problematikou je nutné zvážit přínos optimizérů. Vzhledem k tomu, že optimizéry přinášejí možnost regulace elektrárny na úrovni panelů, je možné některé vlivy způsobené klimatickými a geologickými vlivy eliminovat.

3.2.1. Částečné zakrytí panelové větve

V případě, že dojde k zakrytí některých panelů v obvodu, došlo by bez použití optimizérů k poklesu výkonu všech panelů na úroveň toho, který vyrábí nejméně. V případě, že tyto panely oddělíme, dojde k eliminaci tohoto efektu. To se může jevit jako perspektivní vzhledem k tomu, že částečné zakrytí vlivem znečištění modulů či zastínění oblaky je velmi častý jev.

3.2.2. Teplota

Stejným způsobem lze přistupovat k eliminaci poklesu výkonu vlivem nehomogenního rozložení teploty celé panelové větve. Avšak rozdíly teplot napříč celou elektrárnou jsou v jednotkách stupňů a přínos optimizérů by byl zanedbatelný.

3.1. Vliv polohy panelů

Pomocí optimizérů lze vyřešit obvyklý problém se složitými tvary střech, kdy jsou jednotlivé střechy různě orientovány a v případě nízkého instalovaného výkonu pak stringové měniče nemají dostatek MPPT zařízení pro připojení různě orientovaných panelových větví. V případě použití optimizérů však lze kombinovat jednotlivé orientace přímo v panelové větvi a to tento problém vyřeší.

Obecně platí, že neoptimálnější sklon panelu je 35° [24]. Pokud budeme uvažovat o implementaci optimizéru, dojdeme k závěru, že optimizér nemá naprosto žádný vliv na množství vyrobeného výkonu v souvislosti s úhlem naklonění panelu. Můžeme však uvažovat o instalování panelů na fasády zdí (úhel 90°) orientované čistě na východ či západ nebo zvolit jinou neobvyklou orientaci panelu. Díky optimizéru je pak možno pokrýt celý povrch budovy či jiného objektu panely a do střídače bude dodáván takový stejnosměrný výkon jaký odpovídá osvětlení každého panelu zvlášť.

4. Legislativní podmínky instalace FVE

Pro výstavbu fotovoltaické elektrárny je neméně důležité dodržet všechny zákonné a noremní podmínky. Co se týká instalací běžných komponent jako jsou elektrotechnické, stavební, požární či jiné výrobky a zařízení, je nutné dodržet základní požadavky na správnou a bezpečnou instalaci a nejsou předmětem této práce. V souvislosti s instalací specifických komponent fotovoltaických elektráren jsou, či teprve budou, vydány požadavky na správné provedení instalace. Pro přehled byly vybrány některé stěžejní požadavky.

4.1. Požadavky na požární bezpečnost FVE

V rámci nebezpečí vzniku požáru fotovoltaické elektrárny se lze setkat s několika různými informacemi popisujícími příčinu vzniku požáru fotovoltaických systémů. Příčinou vzniku požáru může být chybný návrh jednotlivých komponent fotovoltaického systému, poddimenzování kabeláží či špatné provedení konektorů. Jedná se o problém, kde samotné působení elektrického zkratu je poruchový jev, při kterém dochází k silnému vývinu tepla, přičemž teplota v prostoru působení jevu může dosáhnout až 3 750 °C. Jelikož se v konstrukci elektrických rozvodných zařízení vyskytují plasty a hořlavá izolace kabeláží s teplotou vznícení 380 až 550 °C, může při výskytu elektrického zkratu snadno dojít k překročení teploty vznícení zmiňovaných materiálů, čímž pak dochází ke vzniku nežádoucího jevu, požáru [25]. Optimizéry s sebou přinášejí zvýšení rizika poruchy a tím i požáru a to z důvodu většího množství instalovaných konektorů v porovnání s elektrárnou bez optimizérů. Je dobré si uvědomit, že na jednu stranu jsou optimizéry vhodné pro umožnění zásahu na střeše, ale samy riziko poruchy zvyšují.

Podmínky pro instalaci fotovoltaické elektrárny jsou upravovány nebo definovány například v energetickém zákoně č. 458/2000 Sb. § 23, odstavce 3s, který také ukládá povinnost splnit požadavky na bezpečnou instalaci v případě výroben elektřiny z obnovitelných zdrojů energie s instalovaným výkonem do 50 kW připojených k distribuční soustavě, které nevyžadují stavební povolení ani ohlášení podle stavebního zákona [26].

Další předpisy, které upravují bezpečnost FVE jsou například zákon č. 180/2005 Sb. o podpoře využívání obnovitelných zdrojů, stavební zákon č. 183/2006 Sb., který v § 103, odstavci 1 vkládá nově od roku 2022 odstavec e, který nařizuje že, stavební povolení ani ohlášení stavebnímu úřadu nevyžadují stavební úpravy nezbytné pro instalaci využívající obnovitelný zdroj energie s celkovým instalovaným výkonem do 50 kW, pokud se jimi nezasahuje do nosných konstrukcí stavby, nemění se způsob užívání stavby, nevyžaduje posouzení vlivů na životní

prostředí, jsou splněny podmínky zejména požární bezpečnosti podle právního předpisu upravujícího požadavky na bezpečnou instalaci výroben elektřiny [27]. Tato liberalizace legislativních podmínek znamená pro instalace převážně rodinných domů mnohem snazší implementaci.

Jedním z důležitých předpisů je také vyhláška č. 246/2021 o požární prevenci a vyhláška o technických podmínkách požární ochrany staveb, nebo také nařízení vlády, která stanovuje technické požadavky na elektrická zařízení nízkého napětí [28].

Nedávno vydaná novela zákona č. 460/2021 Sb. o kategorizaci staveb z hlediska požární bezpečnosti a ochrany obyvatelstva definuje čtyři kategorie staveb na které je nutné brát ohled při návrhu fotovoltaické elektrárny [29]. Jednotlivé kategorie definují úroveň stavby a nebezpečí vzniku požáru. Vytvoří se zpráva, podle které se pak upraví stávající zásahový plán. Obsahuje zejména informace jaký typ elektrárny to je, kde je STOP tlačítko a kde se nacházejí jednotlivé komponenty elektrárny tak, aby došlo k bezpečnému zásahu.

V tom jistým způsobem pomáhá instalování optimizérů. Nejen, že svým chováním umožňují v případě zásahu snížit napětí ve stringu na bezpečné minimum pro provedení zásahu, ale také v monitorovacím portálu umožňují monitoring na úrovni panelů, tím lze odhalit mnohem dříve možnou budoucí příčinu požáru fotovoltaické elektrárny. To naopak zase riziko poruchy snižuje. Bude pak na budoucím statistickém měření zda prokáže, jestli z tohoto hlediska je použití optimizérů vhodnější.

4.1.1. Nároky na provedení střešního pláště

V případě střechy, na které bude umístěna fotovoltaická elektrárna, musí být požární odolnost dle ČSN 73 0810. Pokud je na konstrukci střechy instalována fotovoltaická elektrárna, nachází se na střeše nahodilé požární zatížení vlivem fotovoltaických panelů, a tudíž musí konstrukce střechy splňovat odolnost REI. Dále musí být splněny požadavky na požárně technické charakteristiky střešního pláště. V oblasti instalovaných fotovoltaických panelů na nové střechy je nutné, aby střešní plášť splňoval požadavek Broof (t3) a index šíření plamene po povrchu střešního pláště $i_s = 0,0$ mm/min [25]. S ohledem na tyto informace je potřeba upravit návrh fotovoltaické elektrárny.

4.1.2. Definování odstupových vzdáleností od fotovoltaických panelů

V současné době neexistuje v České republice norma zabývající se požární bezpečností fotovoltaických elektráren. Ve spojení s fotovoltaickými elektrárnami a jejich požárními riziky by se mohlo hovořit o mnoha faktorech, které doposud nebyly stanoveny nebo nejsou známy. V

současnosti se odstupy od fotovoltaických elektráren definují podle ČSN 73 0804, kde vzhledem k neznalosti vlastností a chování těchto zařízení, dochází k tomu, že se odstupové vzdálenosti provádí jednoduchým způsobem podle kapitoly odstupových vzdáleností od otevřených technologických zařízení, kdy je v těchto případech je odstupová vzdálenost 6,5 m [30]. Tato hodnota odstupové vzdálenosti je stejná i pro samostatný fotovoltaický panel. Umístění novostaveb na pozemku vzhledem k hraničním sousedních pozemků je v současnosti minimálně 3,0 m. Z toho důvodu může být umístění fotovoltaických panelů na budově limitující vzhledem k okolním pozemkům a stavbám [25].

4.1.2.1. Hašení požáru fotovoltaické elektrárny

Při hašení požáru fotovoltaické elektrárny je třeba uvažovat v souladu s metodickým listem HZS ČR. Ten říká, že při požáru střešní konstrukce s fotovoltaickou elektrárnou je nutné především požadovat a zajistit odpojení elektrárny od vnější elektrické sítě a odpojení panelů od střídače. Je také nutné zabránit šíření požáru mimo požárem zachvácenou oblast na střeše a to jednak zásahem zespodu, k ochraně nosných konstrukcí (ochlazováním, aby nedošlo ke ztrátě jejich nosnosti) a k zabránění šíření požáru dovnitř budovy, a jednak vnější zásahovou cestou, na střešní konstrukci z výškové techniky (nepoužívat nastavovací žebříky) nebo jiného vhodného místa mimo zasaženou střechu roztržitým proudem obdobně jako běžná zařízení a vedení pod napětím do 400 V. Pro hašení elektrických zařízení pod napětím jsou vypracovány standardní postupy. Rozdíl mezi Českou republikou a Německem je pouze v horní hranici napětí. Zatímco v Německu se standardně hasí vodou elektrická zařízení pod napětím do 1000 V, v České republice je to jen do 400 V [31]. To má za následek obrovský rozdíl v přístupu hašení jednotlivých elektráren. Zejména u těch, které svým počtem panelů v jedné větvi převyšuje hranici 400 V.

Řešením je právě použití sofistikované metody optimalizérů. Ty v případě stisknutí tlačítka STOP FVE dostanou pokyn, aby nastavily své napětí na straně orientované do panelové větve na 1 V. Střídač je nastaven tak, že v případě ztráty síťového napětí vydá pokyn právě optimalizérům, které nastaví bezpečné napětí. Pokud by v budoucnu hranice bezpečného napětí byla 120 V po vzoru Německa, SolarEdge je již na tuto legislativní změnu připraven. V současnosti, s očekáváním právě této legislativní změny, jsou tyto elektrárny investory preferovány.

4.1.3. ČSN 73 0847 Požární bezpečnost staveb – fotovoltaické systémy

Tato norma definuje požadavky na fotovoltaické systémy. Norma je zatím v procesu schvalování a není uvedena v platnost. Rozděluje požadavky dle místa instalace:

- Mimo stavební objekty
- Na stavebních objektech

Rozdělení z pohledu množství tepla uvolněného z FV panelů:

- S omezeným vývinem tepla
- Bez omezeného vývinu tepla

Stanovuje také odstupové vzdálenosti dle typu panelů a jejich umístění a popisuje požadavky na zřízení samostatných požárních úseků:

- Prostory pro každou elektrorozvodnu FV systému
- Prostory na rozmístění FV panelů na střeše (uličky, odstupové vzdálenosti od světlíků, střešních oken, atd...)

A stanovuje podmínky pro zásah JPO, nebezpečí úrazu elektrickým proudem a jiné [32].

Mimo jiné také definuje vzdálenosti od jednotlivých střešních konstrukcí (světlíků, atik a kraje střechy), instalovaných konstrukcí (vzduchotechnika, komíny atd...) a maximální velikost fotovoltaických bloků tak, aby se mezi nimi vytvořila mezera pro požární zásah.

Pravděpodobně bude právě v této normě také zakotveno bezpečné napětí pro možný požární zásah, čímž přímo zvýhodňuje technologii optimizérů.

4.2. Požadavky na statiku a zátěž FVE

Pro úplný návrh fotovoltaické elektrárny je nutno zvážit vliv hmotnosti panelů na konstrukci stavby. Je třeba koordinovat výsledky statického testu stavby se zátěžovým plánem, který je z principu přesně opačného charakteru než je statika stavby. Zátěžový plán má za úkol co nejvíce zatížit panelové konstrukce tak, aby nedošlo k jejich nedovolenému pohybu na střešní konstrukci. Tato hodnota jde však proti výsledkům statiky, která definuje maximální možnou hmotnost na jednotku plochy, která je ještě pod kritickou hranicí stability střešní konstrukce.

4.2.1. Statistický posudek

Pro zpracování statického posudku je nutné vycházet z poskytnutých dokumentů o architektuře stavby. Obsah a metody posouzení jsou definovány dle ČSN ISO 13822 Zásady navrhování konstrukcí – hodnocení existujících konstrukcí, ČSN EN 1990 Zásady navrhování konstrukcí a ČSN EN 1991 Zatížení konstrukcí: Část 1-1: Obecná zatížení.

Často se výpočet rozděluje na výpočet zatížení sněhem a větrem a dojde k započítání optimalizérů. Výstupem pak je hodnota užitého zatížení (kN/m^2). V posudku se vydá stanovisko, zda byla prokázána možnost instalace fotovoltaických panelů na střechu.

4.3. Požadavky elektrotechnických částí FVE

Hlavní a velmi obsáhlou částí jsou požadavky elektrotechnických částí FVE. Jedná se zejména o požadavky na ochranu FVE před bleskem či přepětím, jakožto jedním z hlavních příčin požáru či rozsáhlých poškození FVE v důsledku špatného či žádného návrhu těchto ochranných opatření. Dále je nutné dodržet všechny požadavky provozovatele distribuční soustavy, který klade požadavky především na dodržení parametrů kvality sítě a možnost regulovat elektrárnu pomocí modemu GSM či HDO.

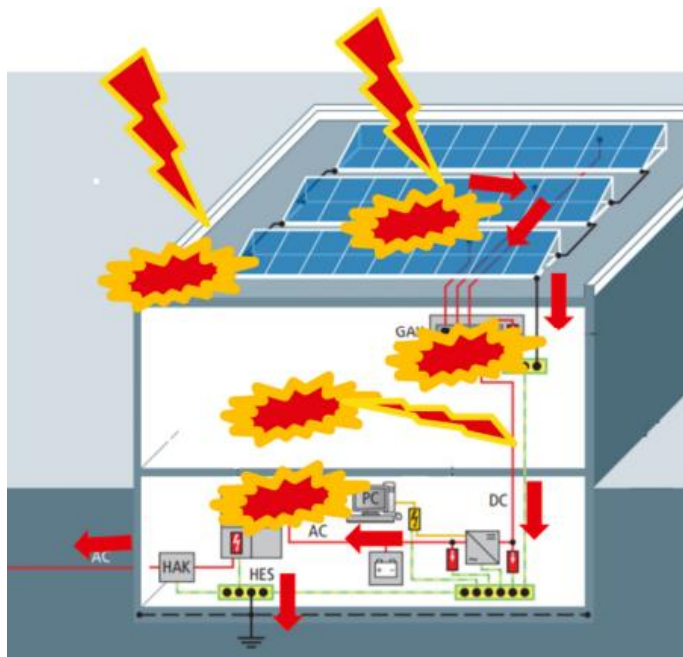
4.3.1. Ochrana před bleskem

Vzhledem k umístění střešní fotovoltaické elektrárny na vrcholu budovy musíme fotovoltaickou elektrárnu ochránit před bleskem. To je důležité zejména z důvodu drahých komponent jako jsou měniče, optimalizéry či panely, ale také z důvodu pojistného plnění na zasažených instalacích.

Jakýkoliv vynucený zásah do ochrany před bleskem nad rámec opravy (výměny) je nutné znovu posoudit a navrhnout novou ochranu před bleskem podle ČSN EN 62305. Dále je také nutné podle vyhlášky 268/2009 Sb. o technických požadavcích na stavby zpracovat analýzu rizika v ochraně před bleskem. Pouze na základě kladného výsledku správně provedené analýzy lze u objektu upustit od instalace vnější ochrany před bleskem. Instalací fotovoltaiky na střechu jakéhokoliv objektu měníme parametry tohoto objektu (připojená vedení), je tedy nutno znovu zpracovat analýzu rizika v ochraně před bleskem, pokud se s FVE v původní analýze nepočítalo [33].

4.3.1.1. Bez vnějšího systému ochrany před bleskem

Prokáže-li analýza rizika možnost vnější systém ochrany před bleskem neinstalovat, měl by být v objektu instalován systém vnitřní ochrany před bleskem pro vyrovnání potenciálů a koordinovaných svodičů bleskového proudu a svodičů přepětí dle odst. 4.5 ČSN CLC/TS 50539-12 je instalace přepět'ových ochran nezbytná, pokud analýza rizika neprokáže opak. Podle ČSN 33 2000-4-443 musí být přepět'ové ochrany instalovány i v budovách bez vnějšího hromosvodu [33].



Obrázek 16 - instalace FVE na střeše bez vnějšího systému ochrany před bleskem

Zdroj: [33]

4.3.1.2. S vnějším systémem ochrany před bleskem

Navrhujeme-li FVE na stavbu, kde nám analýzou rizika vyjde nutnost instalace vnějšího systému ochrany před bleskem, což je převážná většina staveb, musíme zohlednit fyzické rozměry a polohu. Definováním způsobu vyhodnocení rizika a stanovením metod ochrany před bleskem se zabývá norma ČSN EN 62305-2 ED.2. Optimizéry, dle tvrzení výrobce jsou dimenzovány podle normy IEC62109 a musí odolat OVC II (kategorie přepětí v napájecích systémech). Volba tohoto druhu ochrany před přepětím je výrobcem doporučována [34].

» Izolovaný (oddálený) systém ochrany před bleskem

Izolovaný (oddálený) vnější LPS od chráněné stavby by měl být použit v případě, že tepelné a výbušné účinky v místě úderu nebo ve vodičích, které vedou bleskový proud, mohou způsobit škody na stavbě nebo na jejím obsahu. Typickými příklady jsou stavby s hořlavou

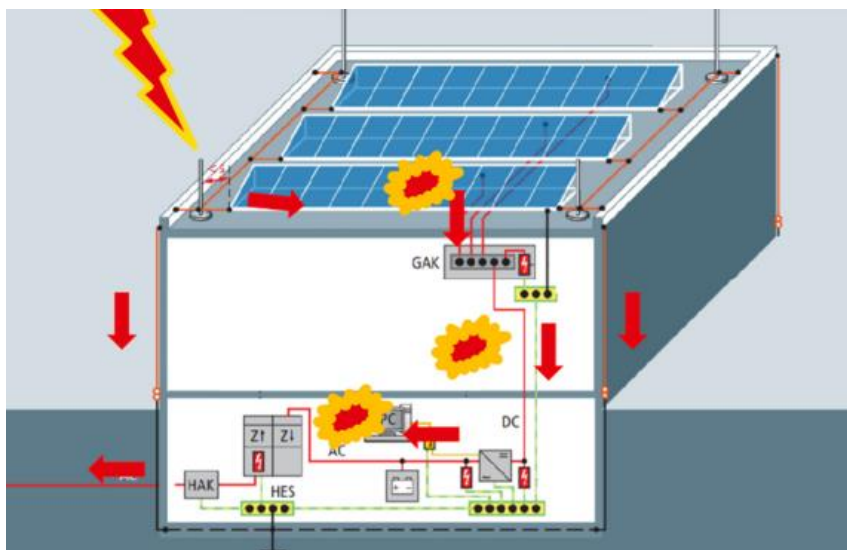
krytinou, stavby s hořlavými stěnami a s prostředím s nebezpečím výbuchu a požáru. Z toho tedy plyne, že v případě budovy s hořlavou krytinou (folie – PVC-P, MAP – modifikované asfaltové pásy, lepenka atd.), s hořlavými stěnami (dřevostavby, zateplené zdi atd.), nebezpečím výbuchu či požáru, musí projektant navrhnout izolovaný (oddálený) systém ochrany před bleskem [33].

Přitom je také třeba přihlídnout k článku 5.2.4 ČSN EN 62305-3, že lehce hořlavé součásti stavby nesmí být v přímém kontaktu s částmi hromosvodu a nesmí se nacházet přímo pod kovovou krytinou, která může být při úderu propálena. Tomu se musí věnovat pozornost i při méně hořlavých materiálech, jako jsou například dřevěné desky [33].

» Neizolovaný (neoddálený) systém ochrany před bleskem

LPS, jehož jímací soustava a svody jsou umístěny tak, že dráha bleskového proudu může být v dotyku s chráněnou stavbou. Provedení jímací soustavy u objektu s neoddáleným hromosvodem může být realizováno následujícími způsoby [35]:

- ≡ pokud střecha není z hořlavého materiálu, může být jímací soustava položena na střeše objektu
- ≡ je-li střecha z lehce hořlavého materiálu, musí být dodržena vzdálenost mezi jímacím vedením a materiálem střechy. Dostatečná vzdálenost je minimálně 10 cm



Obrázek 17 - neizolovaný (neoddálený) systém ochrany před bleskem

Zdroj: [33]

4.3.1.3. Metody návrhu LPS

Při projektování fotovoltaické elektrárny je provedení návrhu LPS naprosto stěžejní.

Existují tři metody, které jsou dle normy přípustné:

» Metoda valící se koule

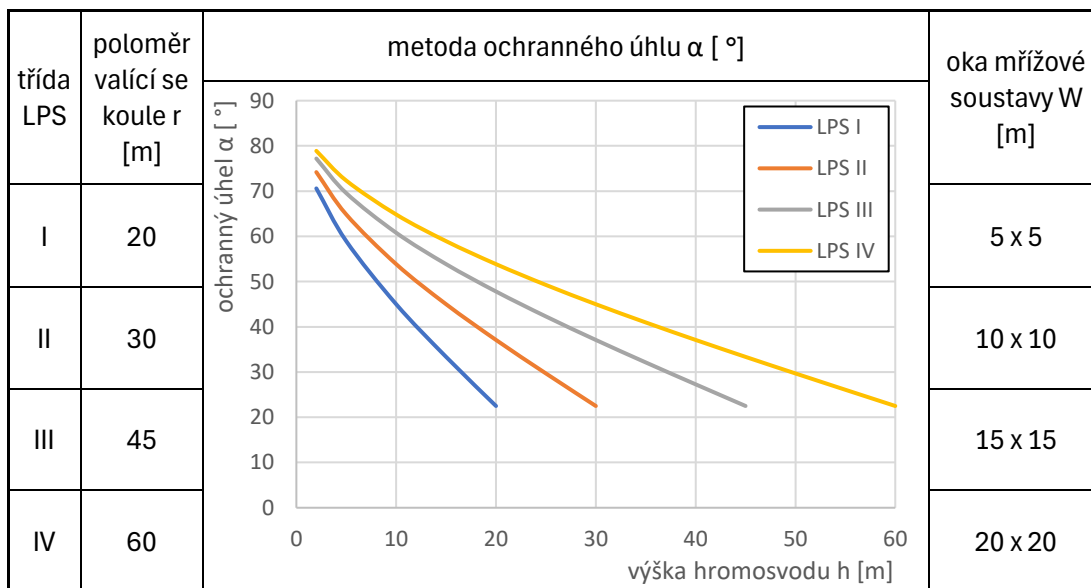
Tato metoda je vhodná pro všechny případy. Návrh můžeme zpracovat v kreslicím programu Autocad nebo pomocí konstrukce zmenšeného modelu či pomocí vyšetření řezů ve všech směrech daného objektu [36]. Je však nutné dodržet přeskokové vzdálenosti definované v ČSN EN 62305-3 a to tak, aby nedošlo k poškození optimizérů či panelů.

» Metoda ochranného úhlu

Tuto metodu je vhodné použít pro jednoduché tvary budov, ale je ohraničena výškou střešní konstrukce, která se vztahuje k dané úrovni umístění ochranného zařízení [36]. Optimizéry je také možné tímto úhlem ochránit.

» Metoda mřížové soustavy

Lze ji použít pro ochranu rovinných ploch nezávisle na výšce objektu a boku výškových budov [36].



Obrázek 18 - hodnoty soustav podle třídy LPS

Zdroj: [37]

Jednotlivé třídy LPS definuje projektant na základě zvážení všech proměnných instalace, ve většině případů se používá třída III nebo IV.

4.3.2. Ochrana proti přepětí

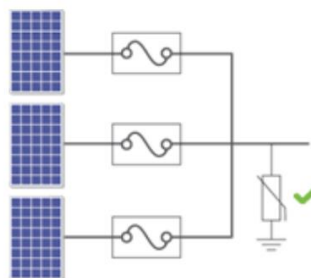
Přepět'ové ochrany jsou jednou z možností ochrany fotovoltaické instalace a jejich komponent jako jsou DC, AC části, optimizéry, komunikační linky, měniče a samotné panely.

4.3.2.1. Ochrana DC části

Jednou z možností ochrany DC části je již zmíněná instalace LPS a ověření návrhu, zda je instalace skutečně chráněna. Pokud objekt není opatřen vnější ochranou proti blesku (hromosvodem), nebo pokud je možné dodržet přeskokovou vzdálenost, pak se na stejnosměrné straně uvažuje pouze s indukovaným přepětím a podle normy postačuje svodič přepětí typu 2 (DS50PVS nebo kvalitnější DS50VG PVS) [38]. Tím se vytvoří dostatečná ochrana i pro optimizéry.

4.3.2.2. Ochrana optimizérů

Optimizéry se musí chránit přepět'ovou ochranou tak, jak je uvedeno na obrázku 19, kde je znázorněn způsob, jak se takový optimizér chrání. Tuto přepět'ovou ochranu je možné instalovat do tzv. GAK, avšak je nutné dodržet délku DC vodičů od prvního modulu stringu podle obrázku 19.



Obrázek 19 - umístění přepět'ové ochrany optimizérů

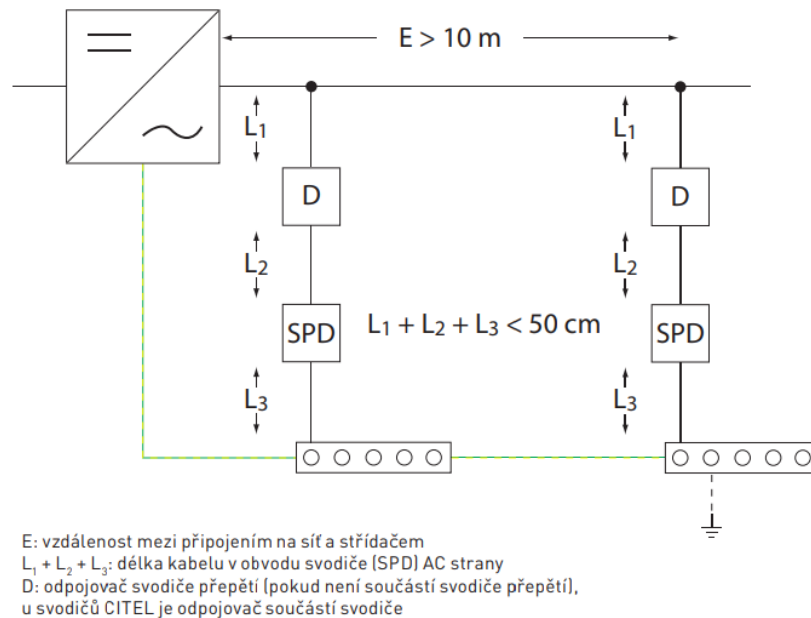
Zdroj: [34]

4.3.2.3. Ochrana AC části

Na střídavé straně mají být vždy důsledně použity svodiče přepětí, které chrání FVE proti přepětí přicházejícímu z napájecí sítě. Nejlepší ochranu poskytuje kombinovaný svodič přepětí typu II+II+III hned na vstupu do budovy. Díky kombinaci všech tří stupňů ochrany má velice dobrou ochrannou úroveň a velmi vysokou výbojovou schopnost [38].

4.3.2.4. Délka vodičů

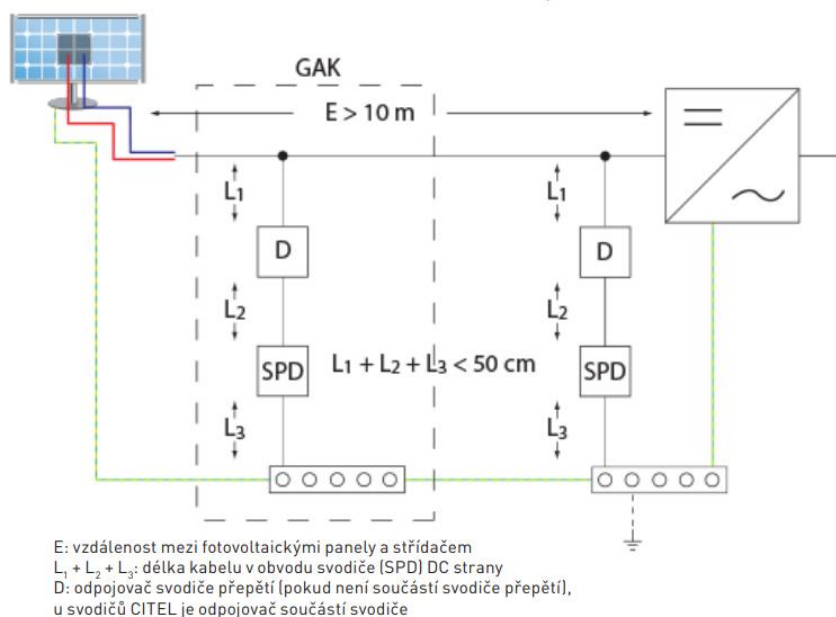
Pro vhodnou ochranu všech komponent fotovoltaické elektrárny je vhodné zkontrolovat délky jednotlivých vodičů, aby nedošlo k výskytu nevhodného přepětí například optimizérů. Pokud je délka kabelů na AC nebo na DC straně delší než 10 m, je zapotřebí použít 2 svodiče přepětí (SPD) [38].



Obrázek 20 - ochrana AC strany pro vzdálenost mezi panelem a střídačem

Zdroj: [38]

Na obrázku 20 je ukázáno jak lze vhodně instalovat přepětíové ochrany pro AC část fotovoltaické elektrárny. Je nutné si uvědomit, že celková délka vodiče je dána součtem jednotlivých délek celé cesty vodiče.



Obrázek 21 - ochrana DC strany pro vzdálenost mezi panelem a střídačem

Zdroj: [38]

Z obrázku 21 je patrné, že je doporučeno instalovat mezi fotovoltaické panely a střídač RDC boxy (GAK), které umožní instalaci přepět'ových ochran v dostatečné blízkosti příslušných panelových bloků. Takováto instalace chrání jak panely tak optimizéry. Instalace RDC boxu také umožní eliminaci délek L_2 a L_3 .

4.4. Základní požadavky provozovatele distribuční soustavy

O způsobu připojení a jejich podmínkách výroby k distribuční síti rozhoduje provozovatel distribuční soustavy. Volba konkrétního způsobu připojení na NN i VN se provádí na základě výpočtu, které zohledňují výkon a druh výroby i parametry místní sítě a její využití ostatními uživateli [39]. V zásadě jsou tyto připojovací podmínky naprosto stěžejní pro správný návrh fotovoltaické elektrárny.

Všechny výroby musí být schopny operativního odpojení při stavech nouze anebo nebo předcházení stavu nouze [39].

Provozovatel výroby je povinen nepřekračovat sjednanou hodnotu rezervovaného výkonu a zajistit, že ani maximální okamžité hodnoty výkonu dodávaného do distribuční soustavy nepřekročí hodnotu odpovídající hodnotě rezervovaného výkonu [39].

4.4.1. Požadavky na instalace FVE do 11 kW

Všechny výroby s instalovaným výkonem do 11 kW včetně s možností dodávky do distribuční soustavy musí být schopny úrovněového řízení činného výkonu. Regulace změny dodávky výkonu výroby se bude provádět ve všech fázích současně v úrovních 0 % a 100 % jmenovitého výkonu [39]. Není požadováno měření a signalizace na dispečink provozovatele distribuční soustavy.

U jednofázových fotovoltaických elektráren připojených do sítě NN je omezen výkon na maximálně 3,7 kVA na fázi [39].

4.4.2. Požadavky na instalace FVE od 11 kW do 100 kW

Regulace se provádí stejně jako u fotovoltaických instalací s výkonem do 11 kW a také není požadováno měření a signalizace na dispečink provozovatele distribuční soustavy.

4.4.3. Požadavky na instalace FVE nad 100 kW

Výroby musí být schopny víceúrovněového řízení činného výkonu stanoveného v připojovacích podmínkách. V případě EG.D je někdy požadována regulace i jalového výkonu. Nově musí být i v některých případech implementováno do řídicího systému spojitě řízení výkonu.

Výrobna je ze strany provozovatele distribuční soustavy řízena pouze v případech stanovených v energetickém zákoně. Jedná se o možnost přechodné změny dodávky výkonu výroby, je tedy možné výrobu provozovat s nižším výkonem, nebo ji na nezbytně nutnou dobu úplně odstavit [39].

Na dispečink provozovatele distribuční soustavy musí být zákazníkem zajištěn přenos měření a signalizace přes jednotku modulu provozovatele distribuční sítě, do které provozovatel dodá SIM kartu [39].

U výroby připojované do sítě NN je ze strany PDS (provozovatele distribuční soustavy) nutná autonomní funkce $f(Q, U)$. U výroby připojované do sítě VN nebo VVN je požadována plynulá regulace na zadanou hodnotu napětí U/Q dle aktuálních lokálních podmínek distribuční sítě. Zadaná hodnota napětí je zadávána a přenášena dálkově z dispečerského řídicího systému na jednotku výroby (střídač) [39].

Je nutné vyplnit žádost o připojení a žádost o paralelní provoz FVE. PDS pak poskytne součinnost s jejím připojením (ověření ovládní a regulace elektrárny z dispečinku).

4.4.4. Dodatek o podmínkách pro fotovoltaické elektrárny

Regulace změny dodávky výkonů výroby do distribuční soustavy se provádí ve všech fázích současně v úrovních 0 %, 30 %, 60 % a 100 % jmenovitého výkonu. Regulace mezi jednotlivými stupni musí probíhat bez přechodu na mezistupeň 100 %, nebo 0 %. [39].

Toto platí v případě provozovatele ČEZ. V případě EG.D pak je elektrárna řízena pouze dispečinkem provozovatele distribuční soustavy.

4.4.5. Rozpadové místo elektrárny

Rozpadové místo výroby je pojem, který definuje výkonový prvek fotovoltaické elektrárny a který musí umožnit zajištění spínače generátoru v poloze „VYPNUTO“. Musí zajistit spolehlivé a bezpečné odpojení výroby od distribuční soustavy. Umístění rozpadového místa musí být jednoznačně definováno a jeho funkce je popsána v projektové dokumentaci.

4.4.6. Měření v NN či VN části s regulací výkonu výroby

ČEZ poskytuje schéma správného připojení výroby elektrárny s výkonem jak do 100 kW, tak nad 100 kW pro různé tarifové měření s regulací výkonu. Měření lze uskutečnit buď přímo či nepřímě. Nepřímé měření je často prováděno pomocí měřících transformátorů proudu a používá se ve většině instalací. Provádí se měřením na VN i na NN (do výkonu transformátoru 630 kVA).

Dále je nutné implementovat ŘS (řídící systém) elektrárny, který bude sbírat data o výkonu svorkové výroby (měření U a I před rozpadovým místem ochuzené o vlastní spotřebu), data o přetoku do DS (měření U a I před předávacím místem), stavy těchto prvků (měření a stavy hlavního zařízení rozpadového místa deonem či výkonovým stykačem) a data ze střídačů. Také ŘS musí umožnit zpracovat příkazy z dispečinku PDS (provozovatele distribuční soustavy) na regulaci činného výkonu, popřípadě jalového výkonu, či zablokovat spuštění elektrárny nebo ji zapnout. V případě elektráren nad 400 kWp instalovaného výkonu je nutno instalovat meteostanici pro měření osvitů jednotlivých panelů, teploty okolí a zadní části panelu.

Spojení ŘS se střídači se provádí většinou pomocí RS 485, která umožňuje provést delší linky. V případě ještě větších vzdáleností je možno použít optický kabel. Pro spojení ŘS s dispečinkem PDS se používá většinou GSM modul se šifrovaným spojením. SIM kartu dodává PDS.

5. Dokumentace fotovoltaické elektrárny

Vzhledem k tomu, že návrh instalací je fotovoltaických elektráren poměrně čerstvé téma, které se začíná rozvíjet až v posledních letech, je velmi málo odborníků, kteří mají s projektováním těchto elektráren zkušenosti. Z tohoto důvodu budu popisovat jednotlivé vybrané stupně dokumentace zmíněné ve stavebním zákoně. Stupně dokumentace jsou seřazeny tak, jak se projekt chronologicky vyvíjí a zároveň je v příloze ukázán návrh střešní elektrárny hal ČVUT.

Popíši způsob, jak se elektrárna reálně navrhuje a proč se do výkresů kreslí právě ty informace, které jsou v nich uvedené. Budu se zabývat jednotlivými stupni dokumentace ke společnému povolení až po dokumentaci skutečného provedení stavby. Obsah dokumentace se řídí vyhláškou č. 499/2006 Sb., kde jsou popsány jednotlivé stupně dokumentace a co mají obsahovat.

5.1. Žádost o připojení

Prvním dokumentem, který je potřeba podat před zahájením dalšího vývoje stavby elektrárny, je žádost o připojení výroby. Žádost je třeba vyplnit a získat kladné stanovisko od provozovatele distribuční soustavy a respektovat výši povoleného instalovaného výkonu, rezervované velikosti přetoku a dalších požadovaných limitů elektrárny. Pro další, podrobnější, návrhy elektrárny jsou tyto limity naprosto stěžejní a proto je v době, kdy je tato žádost vyplňována, nutné dobře odhadnout instalovaný výkon fotovoltaické elektrárny, protože podáním této žádosti je pak maximální možný výkon FVE zakotven. V případě změny je nutno buď vytvořit dodatek ke smlouvě nebo snížit výkon v toleranci 10 %.

Tento formulář je dle mého názoru nejednoznačný, protože nevhodně rozlišuje mezi výkonem střídače a celkovým výkonem všech střídačů a už vůbec nezohledňuje možnost více střídačů s různým výkonem.

5.1.1. Odhad výroby

Investor by měl mít dostupný model určující odhad výroby navrhované fotovoltaické elektrárny během životnosti, který pak má možnost použít do finančního modelu. Vzhledem k tomu, že matematický popis predikce takovéto výroby je velmi složitý, je vhodné použít software, který používá statisticky zpracovaná data měření sítě bodů rozprostřených po povrchu Země. Tyto body jsou programem většinou interpolovány tak, aby bylo možné popsat všechny body na planetě s ohledem na jejich nadmořskou výšku, statistická data počasí či jiné aspekty.

Pro tento příklad byl použit volně dostupný program Photovoltaic Geographical Information System. Program umožňuje na základě hrubých dat modelovat predikci výroby fotovoltaické elektrárny.

Databáze slunečního záření *		PVGIS-SARAH2	▼
FV technologie *		Krystalický křemík	▼
Instalovaný špičkový FV výkon [kWp] *		6,3	
Ztráta systému [%] *		10	▼
Pevné možnosti montáže			
Montážní poloha *		Přidána střecha / Integrovaná budova ▼	
Sklon [°] *	12	<input type="checkbox"/>	Optimalizujte sklon
Azimut [°] *	-5	<input type="checkbox"/>	Optimalizujte sklon a azimut

Obrázek 22 - vstupní data pro výpočet výroby fotovoltaické elektrárny na střeše hal ČVUT

Zdroj: [40]

Obrázek 22 ukazuje, které data je nutné znát. Program je velmi jednoduchý, avšak neumožňuje volit mezi způsobem instalace panelů (orientace na jih, orientace východ/západ) a počítá pouze s orientací na jih. To lze obejít rozdělením elektrárny na polovinu s azimutem definovaným jako:

$$\delta_{východ} = \delta_n - 90^\circ \quad (8)$$

a také:

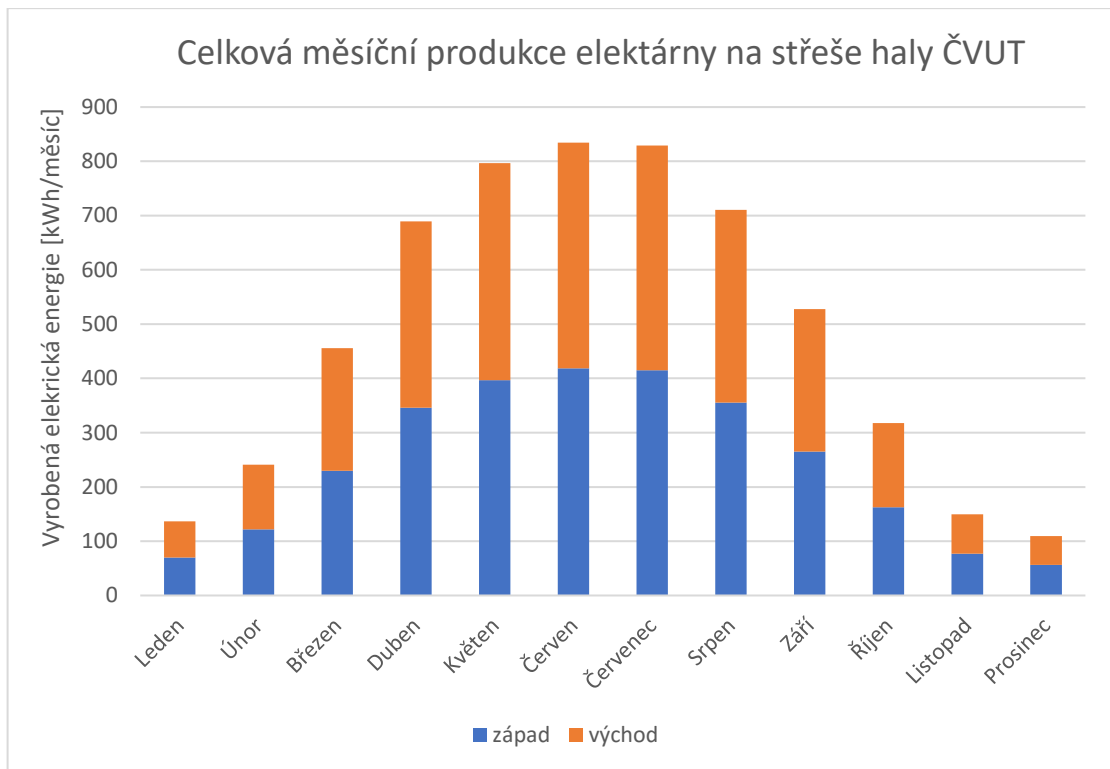
$$\delta_{západ} = \delta_n + 90^\circ \quad (9)$$

kde: $\delta_{východ}$ je azimut panelů orientovaných na východ tak, jako kdyby to byly panely orientované na jih

$\delta_{západ}$ je azimut panelů orientovaných na západ tak, jako kdyby to byly panely orientované na jih

δ_n je azimut dvojice panelů orientovaných východ/západ

Následně je možné výsledky sečíst a tím dosáhnout celkové predikce panelů orientovaných východ/západ.



Obrázek 23 - polovina výkonu západní orientace fotovoltaické elektárny

Zdroj: [40]

Na obrázku 23 je ukázána výroba fotovoltaické elektárny v jednotlivých měsících pro dvě orientace panelů.

5.2. Dokumentace pro vydání společného/stavebního povolení (DSP/DUSP)

Dokumentace je nezbytná pro vydání stavebního povolení k realizaci stavby. Obsah podléhá vyhlášce 499/2006 Sb. Lze jej rozdělit na dokumenty části A – průvodní zpráva, B – souhrnná technická zpráva, C – výkresy širších vztahů, D – dokumentace výstavby objektu. V případě dokumentace pro společné povolení se jedná většinou o pozemek se zamýšlenou fotovoltaickou elektárnou.

V dalších kapitolách se budu zabývat instalací fotovoltaické elektárny na střechu dílen ČVUT, a jako příklad jsem zpracoval dokumentaci pro tento projekt. Dokumentaci pro stavební povolení ovlivňuje mnoho aspektů uvedených níže, proto jsem se rozhodl zpracovat pouze dokumentaci pro provedení stavby (DPS), části C a D.

5.2.1. A – Průvodní zpráva

Průvodní zpráva má za úkol zaznamenat všechny informace o zúčastněných subjektech. Jedná se o údaje o stavbě jako jsou: adresa stavby, členění stavby, technologická zařízení, výčet stavebních parcel v katastrálním území a související parcely atd. Dále zde musí být uvedeny údaje o žadateli a zpracovateli této dokumentace, kde se uvádí jméno hlavního projektanta a další jména různých zpracovatelů posudků či stanovisek dotčených orgánů. Doporučuje se uvést seznam vstupních podkladů, kde se právě na tyto stanoviska lze odkázat.

5.2.2. B – Souhrnná technická zpráva

Zpráva má za úkol blíže přiblížit, kde se stavba nachází, jak vypadá, k čemu se používá a jestli určitým způsobem mění vzhled, charakter či bezpečnost okolí a zda by pro stavbu bylo potřeba vyjádření dalších orgánů (památkový ústav, ústav ochrany přírody, instituce technických infrastruktur atd..). Žadatel musí splnit také urbanistické podmínky, bezpečnost a zohlednit požárně bezpečnostní řešení. Definuje také pro koho je stavba vhodná, či zda nemá nepříznivý vliv na okolí (hluk a kontaminace). Vyžaduje se také definování infrastruktury vhodné pro manipulaci v souvislosti se stavbou. Do tohoto dokumentu je nezbytné zanést všechna vyjádření dotčených orgánů a zároveň je v části C a D respektovat. Bez těchto vyjádření a správné implementace do projektu není možné dostat stavební povolení

5.2.3. C – Výkresy širších vztahů

Jde se o výkresy v měřítku, které určují jak stavba zapadá do současného architektonicko-stavebního řešení v okolí, definuje ochranná a bezpečnostní pásma, jak je napojena na infrastrukturu, kde bude pomocná technika (jeřáby a stavební buňky), a definuje dočasné či trvalé zábory. Dělí se na čtyři druhy výkresů: situační výkres širších vztahů, katastrální situační výkres, koordinační situační výkres a speciální situační výkres. Do této části je nutné zanést všechny oblasti, které se na daném objektu, či pozemku nacházejí, jako například telekomunikační pásma v případě střech, záplavové, migrační půdní oblasti v případě pozemků. Všechny tyto skutečnosti je třeba posoudit tak, aby během výstavby či provozu nedošlo ke kolizi či poškození. Také se zde navrhuje poloha těžké techniky jako jsou například jeřáby, příjezdové komunikace, či napojení nových technických infrastruktur na ty stávající. V případě instalace FVE na střechu je tato část velmi jednoduchá. V případě pozemků je správné vyplnění této části často časově náročné a komplikované a závisí na jednotlivých krajích jak podrobně mají zpracované dokumentace a rychlosti odpovědi jednotlivých institucí. Následná správná implementace je naprosto stěžejní pro další stupně dokumentace.

V příloze 1 lze najít výkres širších vztahů C_4.CVUT_01_CZ a katastrální situační výkres C_5.CVUT_01_CZ. Na prvním výkrese můžeme najít přibližné umístění zamýšlené elektrárny s výčtem katastrálních pozemků na kterých bude FVE instalována, či seznam dotčených pozemků sousedících právě se zamýšlenou stavbou. Na druhém výkresu je znázorněné ochranné pásmo a je zde navržen montážní jeřáb pro pokládku panelů.

5.2.4. D – Dokumentace výstavby objektů

Dokumentace výstavby objektů se zabývá popisem výstavby jednotlivých částí stavby. Rozděluje se na architektonicko-stavební část, dokumentaci technických a technologických zařízení a výkresovou část.

Architektonicko-stavební část pojednává o způsobu instalace celé fotovoltaické elektrárny. Najdeme zde seznámení s projektem a jeho částmi, navrhované komponenty a výčet norem.

Dokumentace technických a technologických zařízení přibližuje jednotlivé parametry fotovoltaické elektrárny. Stanovuje vnější vlivy, které slouží ke stanovení základních vlastností prostředí. Na základě těchto informací obsažených v této části se pak vybírají jednotlivé komponenty. Dále stanovuje způsoby ochrany, definuje ochranné a bezpečnostní pásmo fotovoltaické elektrárny, kdy v případě instalace na střechu je ochranné pásmo definováno 1 m od vnější obvodové zdi a definuje přibližný způsob vyvedení výkonu tohoto zdroje do distribuční soustavy.

Ve výkresové části jsou pak znázorněny jednotlivé části stavby a předběžný návrh umístění zařízení atd.

5.3. Dokumentace pro provádění stavby (DPS)

V této části dokumentace se musí jednotlivé požadavky na instalaci plynoucí ze zpracované dokumentace ke stavebnímu povolení a vyjádření jednotlivých orgánů zapracovat do dokumentace, podle které se bude stavba realizovat. Tato dokumentace trvá ze všech nejdéle, protože je nutné vytvořit detailní řešení všech částí stavby tak, aby byly srozumitelné pro všechny profese podílející se na stavbě.

Tato dokumentace stejně jako v předchozí kapitole (dokumentace pro stavební povolení) musí obsahovat části A, B, C, D a popřípadě E (dokladová část). Vzhledem téměř naprosté shodnosti prvních třech částí (A, B, C) s předchozí kapitolou, se budu zabývat pouze částí D v této kapitole. Do části E se pak dokládají jednotlivé dokumenty související s použitými zařízeními jako jsou například panely, střídače a výrobní dokumentace jednotlivých rozvaděčů či jiných technologických zařízení.

Vzhledem k instalaci fotovoltaické elektrárny na střechu dílen ČVUT, budou následující kapitoly nejprve vysvětlovat, jak se taková elektrárna navrhuje a v příloze 1 je pak ukázán konkrétní návrh právě na již zmíněné fotovoltaické elektrárně na střeše dílen ČVUT. Chci se v budoucnu specializovat hlavně na instalace elektráren velkých průmyslových hal či pozemků. Proto je tato elektrárna navržena tak, jako by byla s instalovaným výkonem přesahující 100kW s problematikou s tím spojenou. Vzhledem k tomu, že ke zpracování některých dokumentů nemám dostatek informací (přehledové schéma a jednopólový výkres – vyvedení do rozvodů ČVUT a znalost předávacího místa a přesný návrh hromosvodu plynoucí z pasportizace objektu, umístění STOP tlačítka a jiných nařízení plynoucích z PBŘ a osazení HDO přijímače měření a převod MTP pro měření výkonu přípojného místa plynoucí ze smlouvy o připojení) budou některá data vycházet z předpokladu (měření na NN části s transformátorem do 630 kVA).

5.3.1. Rozmístění panelů

Dokument D_11.CVUT_01_CZ_Rozmístění_panelů_v.1 zobrazuje výkres střechy. Na této střeše je nejprve vyznačen její obrys nebo místa, kde je možné, dle majitele umístěných technologií (VZT, komíny, světlíky, záchytný systém), či PBŘ nebo statického posudku, instalovat panelové bloky. Následně jsou vyznačeny na střeše ty části, kam není možné instalovat panely a nedojde k odstranění těchto překážek během výstavby elektrárny (např. hromosvody či odstranění staré technologie). Podle pravidel požární bezpečnosti a s ohledem na stanovisko PBŘ, jsou následně implementovány ochranné vzdálenosti od prvků umístěných na střeše. U plochých střech je nutné respektovat jejich mírný sklon a tím vytvořené zlomy na zdánlivě rovné střeše. Převážně se panelová konstrukce dá mírně ohnout na vrcholu střechy, ale nelze ji ohnout v dolním zlomu střechy, kde by se taková konstrukce nedotýkala střechy po celé své délce a nemohla by plnit v případě zátěžového systému svou funkci. Bloky je tedy vhodné volit ideálně tak, aby nebyly přes střešní zlomy. Navíc je nutno respektovat minimální a maximální velikost bloku dle výrobce, aby nedošlo k popraskání panelů vlivem dilatace materiálu v důsledku změny teploty a zohlednit vytvoření koridoru pro požární zásah dle platné vyhlášky.

Celkový počet panelů se odvíjí od požadavku investora, stanovisek statika, PBŘ, či možnosti vyvedení výkonu. Převážně je počet omezen velikostí výkonu transformátorů do kterých je FVE vyvedeno, prostorem a požadavkem zákazníka.

5.3.2. Jednopolové schéma

Jedná se o dokument D_7.CVUT_01_CZ_Jednopolový_výkres_v.1, který se přikládá k žádosti o připojení fotovoltaické elektrárny do distribuční soustavy. Obsahuje zejména informaci o instalovaném výkonu, počtu panelů a má jednoduše naznačit jak je tento zdroj vyveden do DS. Dokument také definuje rozpadové místo elektrárny a jsou v něm zaneseny všechna data z žádosti o připojení, například požadovaný převod měřicího transformátoru proudu a typ měření, instalovaný výkon elektrárny a způsob napojení k odběrnému místu.

5.3.3. Přehledové schéma

Tento dokument D_8.CVUT_01_CZ_Přehledové_schéma_v.1 má za úkol jednoduše ilustrovat celou elektrárnu se všemi jeho hlavními částmi tak, aby se v ní dalo dobře orientovat a ukazuje jednotlivé propojovací vodiče mezi jednotlivými částmi elektrárny (venkovní prvky, rozvaděč rozpadového místa, HDO, vyvedení výkonu do DS). Dokument se opět přikládá ke schválení elektrárny provozovatelem distribuční soustavy.

5.3.4. Úprava HDO a elektroměru

V případě distributora ČEZ je pak nutné instalovat (pokud není) HDO přijímač a propojit ho s elektrárnou, aby mohl distributor ČEZ regulovat výkon dle provozních podmínek (0, 30, 60, 100% výkonu). Je nutné vyměnit elektroměr, protože v minulosti se nepočítalo s možností toků výkonu oběma směry, a je nutné vyměnit za elektroměr čtyřkvadrantový. Distributor může požadovat tento výkres jako přílohu nezbytnou pro schválení. V příloze se jedná o dokument D_9.CVUT_01_CZ_HDO_&_Elektroměr_v.1.

5.3.5. Rozpadové místo elektrárny

V připojovacích podmínkách je definován termín rozpadové místo elektrárny. Jde vlastně o výkonový prvek elektrárny, na který je možno působit z dispečinku provozovatele distribuční soustavy. Tento prvek musí být řádně označen. Jedná se o stykač (může být použit jen do 400A) nebo o výkonový deon. V příloze pod označením D_20.CVUT_01_CZ_Rozvaděč_RFVE1_v.1 je celý rozvaděč rozpadového místa nakreslen.

5.3.6. Technická zpráva

Technická zpráva D_6.CVUT_01_CZ_Technická zpráva_v.1 má za úkol technicky popsat všechny části elektrárny zobrazované na výkresech. Přečtením tohoto dokumentu se pracovníci na stavbě seznámí s celou elektrárnou, protože některé informace nejsou úplně jasné z výkresů a proto by měl projektant na tyto věci pamatovat a dobře je popsat.

5.3.7. Výpočetní část

Během vypracovávání se provede řada důležitých výpočtů pro správné dimenzování celé elektrárny. Jedná se hlavně o správný návrh střídačů a všech částí s tím spojených, návrh průřezu kabelů či určení úbytků napětí.

5.3.7.1. Dimenzování výkonu střídačů

Vzhledem k tomu, že již z předchozích stupňů dokumentace známe počet instalovaných panelů a jsme tedy schopni dimenzovat výkon střídačů a jejich počet. Obecně lze napsat vzorec pro výpočet počtu střídačů jako:

$$n_s \stackrel{\text{zaokr.na horu}}{\cong} \left(\frac{\sum_{i=1}^n (n_{pi} \cdot P_{pi})}{(1 + \varepsilon) \cdot S_{Si}} \right) \quad (10)$$

kde: n_s je počet střídačů [–]

S_{Si} je AC výkon zamýšlených střídačů [VA]

n_p je počet panelů [–]

$\sum_{i=1}^n (n_{pi} \cdot P_{pi})$ je součet všech výkonů panelů instalovaných v elektrárně [W]

ε je přetížení střídače, poměr vstupního DC výkonu ku výstupnímu AC výkonu, určeno z úvahy orientace panelů umístěných na střeše ozářených sluncem během letního slunovratu [–].

Ve větších elektrárnách je vhodné použít jeden typ střídače. Výsledkem je takové celé číslo, které splňuje podmínku nerovnosti. Střídače se dimenzují s mírným přetížením s ohledem na orientaci panelů. Pro orientaci na jih se střídače téměř nepřetěžují, v případě orientace východ/západ je lze přetížít až od 20%, to lze zjistit například z průběhů výkonu fotovoltaické elektrárny pro různě orientované panely na střeše při ozáření slunce během letního slunovratu. Poměr mezi maximem výkonu panelů orientovaných na jih vůči těm orientovaným na východ/západ je možné považovat právě za činitel přetížení. Pro ověření správnosti návrhu je nutné provést výpočet pro stanovení maximálního výkonu výroby celé elektrárny a porovnat ji s distribučním

transformátorem či hlavním jističem, ke kterému je fotovoltaická elektrárna připojena. To lze provést bilancí:

$$\sum S_{si} \leq \sum S_{tr} \text{ nebo } \sum I_{s_max} \leq \frac{S_{tr}}{\sqrt{3} \cdot U_{tr}} \quad (11)$$

kde: $\sum S_{tr}$ je součet výkonů transformátorů, do kterých je výkon z fotovoltaické elektrárny vyveden [VA]

$\sum I_{s_max}$ je maximální AC proud, který je schopen střídač vyvinout, najde se v datovém listu střídačů [A]

U_{tr} je napěťová hladina, na které střídač pracuje [V]

Vzorec zajistí, aby výkon fotovoltaické elektrárny byl menší či roven instalovanému výkonu všech traf, do kterých je fotovoltaická elektrárna vyvedena. Alternativní vzorec je mnohem přesnější, protože často použití obecného vzorce pro převod výkonu střídače na jeho maximální proud často neodpovídá uvedeným datům.

5.3.7.2. Tvorba panelových větví

Kapitola pojednává o způsobu jakým se tvoří panelové větve, zkráceně stringy. Způsob jakým se tvoří stringy obecně závisí na dvou faktech. Prvním je zohlednění vlivu teploty na napětí panelu. V případě použití optimizérů, je tento fakt eliminován jen na dvojici panelů (v případě použití dvou panelů na jeden optimizér). Je tedy možnost skládat panely s různou orientací v rámci jedné panelové větve. Druhým je zanesení provedení DC strany střídače, kdy SolarEdge umožňuje na jednu jednotku připojit tři stringy oproti stringovým střídačům, kde je možné připojit větší množství stringů. Tento rozdíl je dán principem technologie, kdy SolarEdge je provozován s dlouhými stringy.

» Vliv typu střídače na string

Obecně platí, že pokud má střídač společné MPPT zařízení pro více stringů, je důležité dodržet dvě pravidla a to počet panelů na jedno MPPT zařízení musí být v každém stringu stejný a musí být orientovány na stejnou stranu. V případě, že by tyto podmínky nebyly dodrženy, došlo by k tomu, že MPPT zařízení nebude schopno se ustálit na maximálních hodnotách výkonu z důvodu velmi rozdílných parametrů stringů.

» Návrh stringů

Při návrhu stringů je důležité umístit příslušný střídač co nejbližší k panelům. Díky tomu budou stringy co nejkratší a uplatní se přepěťová ochrana instalovaná ve střídačích na každém MPPT zařízení nebo stringu. V případě, že vzdálenost je taková, že by přepěťové ochrany nebyly schopny správně fungovat, je nutné instalovat tzv. RDC boxy, které jsou

v bezprostřední blízkosti fotovoltaických bloků a obsahují přepětové ochrany. Typicky je taková DC přepětová ochrana typu I + II na 1000V. U technologie SolarEdge je možnost stringy sdružit po třech. To umožní ušetřit za přepětové ochrany, které jsou drahé.

Stringy se vedou v kabelových trasách, popřípadě v UV odolných ohebných trubkách od kabelové trasy k panelové konstrukci. Jedná se o dvě žíly převážně tvořené kabelem H1Z2Z2-K. První žíla je kladný pól a druhá záporný. Záporný pól začíná u posledního panelu a kladný pól končí u posledního panelu. Vedení záporného pólu se musí provést tak, aby nevznikaly indukční smyčky. To se provede vedením po stejné cestě jako kladný pól. Kabel se při vedení pod panelem přichytne na stahovací pásky s klipsou, či se jen stahuje pásky k podpanelové konstrukci.

Z dokumentu D_13.CVUT_01_CZ_Stringplán_v.1, který se kreslí tak, aby byl co nejpodobnější realitě (při horním pohledu), jsou dva výstupy. Prvním je délka kabelu do BOM, která nezahrnuje délku kabelu integrovanou pro panel, druhým je celková délka průchodu proudu díky níž se počítá úbytek. V tomto dokumentu je pak nakreslen v rámci nízkého instalovaného výkonu jen jeden string s optimizéry.

5.3.7.3. Návrh optimizérů

Návrh je závislý na typu optimizéru. Existují optimizéry pro dva panely nebo pro jeden. V případě použití jednoho panelu na jeden optimizér je nutné instalovat 14 či 16 panelů. V případě 14 panelů se jedná o optimizéry pro vyšší napětí. V případě použití jednoho optimizéru pro dva panely je nutné minimální počet zdvojnásobit. Maximální počet panelů je převážně u všech optimizérů technologie Solar Edge 30 kusů. To je oproti klasickým stringovým měničům téměř třikrát více než při návrhu maximálního počtu panelů bez optimizérů.

Navíc pokud je hladina napětí součtu optimizérů stejná jako na vstupu do měniče, nedochází téměř k žádným úbytkům a jednotlivé stringy pak mohou být mnohem delší než u klasických stringových elektráren (přibližně dvakrát).

5.3.7.4. Výpočet úbytku napětí

Podle normy ČSN 33 2000-5-52 ED.2 je maximální úbytek napětí mezi počátkem instalace a odběrným bodem definován jako 3 %, pro průmysl je dovoleno až 5 %. Pevně se instaluje na DC straně délka kabelu s úbytkem do 3%, což může být někdy problematické. Použití většího průřezu je nevhodné z důvodu spojení (fotovoltaický konektor) s integrovaným kabelem panelu.

Všechny tyto výsledné informace i o tom jaký string veden na jaký střídač, jsou uvedeny v dokumentu D_16.CVUT_01_CZ_Připojovací_plán_v.1.

» Výpočet úbytku napětí DC vodičů

Obecně je výpočet definován jen odporem vodiče. Indukčnost se průchodem DC signálu neuplatní. Výpočet podobně jako rovnice (7) je tedy definován jako:

$$\Delta u_{DC\%} = \frac{\sum U_p \cdot R \cdot l}{(\sum U_p)^2} \quad (12)$$

kde: $\Delta u_{DC\%}$ je poměrný DC úbytek napětí [%]

R je měrný odpor DC vodiče [Ω/m]

l je délka stringu [m]

$\sum U_p$ je součet napětí panelů instalovaných ve stringu [V]

Úbytek je kontrolován, zda nepřesáhl 3%. Pokud ano, je možné uvážit změnu uspořádání panelů ve stringu, či změnu polohy střídače.

» Výpočet úbytku napětí AC vodičů

Výpočet úbytku se dá rozdělit na dva typy a to dle uložení (na vzduchu a do země). V případě uložení na vzduchu jsou maximální menší zátěžné proudy než v případě instalace do země. V případě instalování kabelu do zemních příkopů je nutné provést řez kladením kabelů do písku. Tyto kabely se kladou vedle sebe nebo do svazků v případě jednožilových vodičů a takto se kladou přímo do písku či jsou vedeny v trubkách. Vzdálenosti komunikace od silových vodičů, hloubka výkopu či jiné parametry jsou uvedeny v normě ČSN 73 6005.

Pro rychlý návrh lze použít program Sichr, který umožňuje návrh vodičů s ohledem na maximální zatížení a úbytek.

5.3.8. Tvorba zátěžového plánu

Pro zátěžové konstrukce používané na plochých střechách, je nutné vytvořit zátěžový plán. V takovém případě se navržené rozmístění panelů vloží do programu výrobce, například od firmy Schweizer či Areocompact, společně s informacemi jako jsou například výška budovy, výška a šířka atiky, zatížení větrem a sněhem podle oblastí do kterých stavba spadá. Vliv má také povrch střechy, který definuje třecí konstantu mezi konstrukcí a povrchem střechy. Je dobré si uvědomit, že zátěžová konstrukce je o něco těžší právě o příspěvek optimizérů. Po vložení program informace zpracuje a vytvoří zátěžový plán, který je možné nalézt v příloze 3. Výsledek je nutné porovnat se statickým posouzením, aby nedošlo k přetížení střechy. Následně se vytvoří dokument, který je detailním rozložením balastního kamene po celé střeše, v příloze je to dokument D_12.CVUT_01_CZ_Balast_v.1.

5.3.9. Popis ostatních dokumentů

V dokumentaci nalezneme výkres DC tras viz příloha D_14.CVUT_01_CZ_DC_trasy_v.1 a AC tras (ten v projektu v příloze není uvažován), který ukazuje, kudy budou trasy vést, v jakých trasách budou kabely vedeny, dále obsahuje výkresy nosné konstrukce (opět není uvažován) pro střídače, RDC boxy dokument D_15.CVUT_01_CZ_RDC_boxy_v.1 a AC boxy (není uvažován). Co se týče obsahu RDC boxů v tomto případě se jedná jen o jeden string. Tedy je navržen malý RDC box s jedním pojistkovým odpínačem a jednou přepět'ovou ochranou. Umístěn je na střeše v blízkosti panelového bloku.

V dokumentaci je i návrh hromosvodu a uzemnění. Vzhledem k neznalosti počtu svodů a neprovedené analýzy rizik, je návrh uzpůsoben dané situaci. Byl proveden dle LPS III zmíněné v předchozích kapitolách a nachází se v příloze pod označením D_17.CVUT_01_CZ_Hromosvod_v.1. Uzemnění je provedeno tak, že z přepět'ových ochranných v RDC boxu je pak svedeno vodičem o průřezu 16 mm² na hlavní ochrannou přípojnicí budovy (MET). Vzhledem k neznalosti umístění této přípojnice je v projektu řešeno pouze svedení ze střešky dokument D_18.CVUT_01_CZ_Uzemnění_v.1.

Za účelem přenosu dat je třeba vyplnit tzv. telemetrickou tabulku v příloze označenou jako D_10.CVUT_01_CZ_Tabulka_dle_PI_0038_v.1. Ta slouží ke zpracování přenášených signálů a jejich označení pro PDS. Hlavní položkou je přenášení stavů hlavních jističů areálu, kam je výkon FVE vyveden a stav rozpadového místa. Po předložení a schválení dokumentace PDS zhotovitel ŘS obdrží adresu dle IEC 60870-5-104 pro přiřazení signálu v kanálu ŘS – dispečink PDS. Vzhledem k neznalosti části přípojného místa jsou pak některá data obecná.

V příloze se nachází dále dokument kabelového seznamu, který je pouze zavedenou formalitou a není stěžejní pro výstavbu elektrárny, v příloze označen D_19.CVUT_01_CZ_Kabelový_seznam_v.1.

5.4. Dokumentace skutečného provedení stavby (DSPS)

Pro finální podobu je potřeba zkompletovat všechny dokumenty a vytvořit ucelenou zprávu. Příklad takové dokumentace je uveden v příloze 4. Dokumentace je sestavená podle § 14 vyhlášky č. 499/2006 Sb. a obsahuje pět částí. První čtyři jsou popsány v předchozích kapitolách pojednávajících o stupních dokumentací.

5.4.1. Dokladová část E

Tato část dokumentace je povinností pro firmu doložit, že byly použity výrobky či materiál jen s platnými certifikáty a oprávněním používat je pro evropské realizace. Na konci realizace musí povinně doložit certifikáty a potvrzení o kvalitě materiálu všech použitých komponent. Vzhledem k tomuto faktu bývá dokládání těchto dokumentů často velmi časově náročné a obsáhlé pro nezanedbatelný počet dokumentů. Mnohé z firem tuto dokladovou část zanedbávají, avšak pro úplné dokončení projektu je důležité investorovi poskytnout doklady, aby se mohl v průběhu života elektrárny, v případě poruchy či pojistné události, těmito doklady chránit.

5.5. Místní provozní předpis (MPP)

Na základě instalace fotovoltaiky do průmyslového prostředí, kde jsou stanoveny místní provozní předpisy, je do nich také nutné zanést změny týkající se této instalace. Úprava tedy spočívá v uvedení hlavních informací o elektrárně, vyvedení výkonu, do jaké transformovny, rozhraní odpovědnosti a popis technologie na úseku transformovna – fotovoltaická elektrárna. Obsahuje informace, kde a do jaké distribuční soustavy je výkon vyveden a kontakty na jednotlivé subjekty jako je provozovatel, servisní firma a dispečink distribuční soustavy. Dokument musí být jednotlivými subjekty podepsán.

5.6. Uvedení fotovoltaické elektrárny do provozu

Po dokončení výstavby je fotovoltaická elektrárna připravena k uvedení do provozu. Je však nejprve nutné vyzkoušet všechny STOP tlačítka a změřit základní parametry pro spuštění elektrárny. Tyto parametry se měří speciálním přístrojem k tomu určeným, například zařízení od firmy Metrel. Následně je provedena revize a kolaudace stavby a po úspěšném dokončení pak následuje zkušební paralelní provoz a po ověření funkce všech částí elektrárny ostrý provoz.

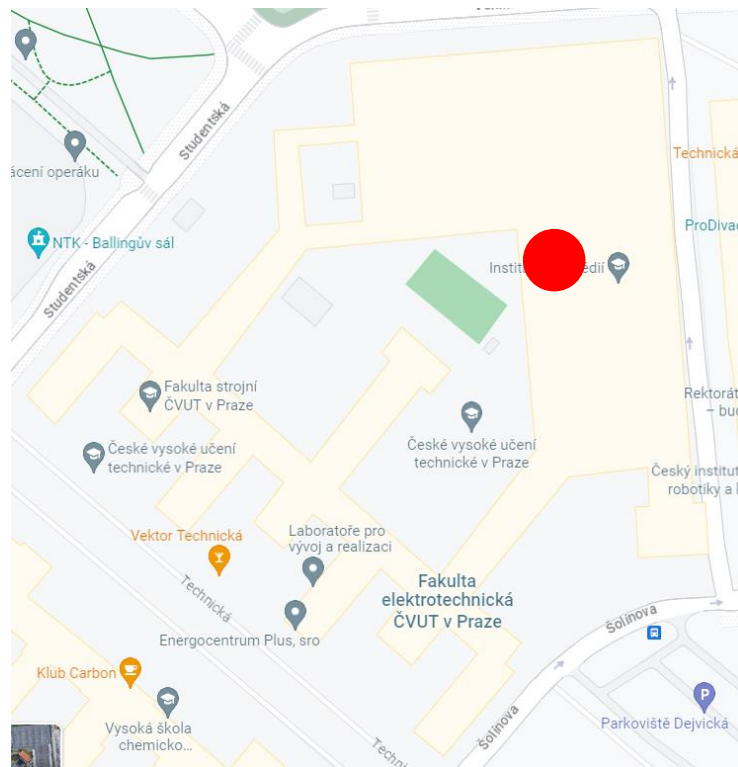
V případě použití technologie optimizérů je nutné namapovat všechny optimizéry do monitoring platformy. Díky tomu je střídač schopen jednotlivé optimizéry rozpoznat, a zároveň se tím ověří správnost instalace.

6. Porovnání klasických stringových měničů s technologií optimizérů (Solar Edge)

V této kapitole se budu zabývat provedením pokusu, kde ověřím, zda optimizéry společně se střídačem od firmy Solar Edge jsou vhodné pro použití v praxi. Porovnám je s variantou, která nezahrnuje optimizéry a v další kapitole obě varianty ekonomicky porovnám.

6.1. Použité komponenty fotovoltaické elektrárny

Byla realizována střešní fotovoltaická elektrárna na střeše halových laboratoří ve fakultě elektrotechnické v Dejvicích.



Obrázek 24 - místo realizace střešní fotovoltaické elektrárny

Na obrázku 24 je červeným bodem vyznačeno konkrétní místo realizace této fotovoltaické elektrárny. Na místě mírně nakloněné části střechy, která byla nejvhodnější, byla realizována zátěžová konstrukce. Tato konstrukce je uzpůsobena pro pokládku panelů východ/západ.

Jsou použity panely FAK450E8D o výkonu 450 Wp a rozměrech 2094x1038x40 o celkovém počtu 14 kusů (7 ks východ, 7 ks západ), v příloze 3 soubor FAK450E8D.pdf je pak možné si prohlédnout celý datový list tohoto panelu.

Vzhledem k tomu, že technologii Solar Edge není možné provozovat bez optimizérů, byl použit jiný střídač firmy Goodwe o výkonu 10 kVA připojený na střídavou třífázovou síť. V příloze 3 soubor Goodwe GW10K.pdf je k dispozici celý datový list tohoto měniče.

V případě použití optimizérů, byl instalován třífázový invertor Solar Edge SE10K o jmenovitém výkonu 10 kVA, připojený stejně jako předchozí střídač na třífázovou síť. V příloze 3 soubor SE10K datasheet.pdf je přiložen datový list.

Konstrukce pod panely byla použita ze zásob školního skladu tak, aby byl zajištěn stejný sklon panelu orientovaných na východ a západ.

Byly použity optimizéry P505 firmy Solar Edge o maximálním napětí 83 V DC a počtu 14 kusů, instalovaném na každý panel. Tím jsem zajistil správnou funkci střídače, který by v menším počtu nebyl schopen nastavit takové svorkové napětí výstupu optimizéru do stringu tak, aby na vstupu do střídače bylo požadovaných 750 V, což je popsáno v manuálu uvedeném v příloze 3 Optimizér P505.pdf. Optimizéry totiž po DC lince komunikují se střídačem.

Optimizéry si lze představit jako buck-boost DC/DC měnič, který je schopen na výstupu nastavit napětí od cca 1V až po své maximální napětí. V případě, že je střídač nastaven do fault režimu, či ztratí připojení k síti, dojde k nastavení napětí na výstupu optimizéru na 1 V. Tím se dosáhne bezpečného napětí na celém stringu, který může maximálně obsahovat 50 takových optimizérů. Elektrárna je tím bezpečně odstavena na DC straně a je možno například provést požární zásah nebo opravy.

6.1.1. Fotografie panelů, střídače a vyvedení výkonu do sítě ČVUT

Jednotlivé hlavní komponenty byly vyfoceny a jsou na obrázcích níže. Ostatní fotografie této elektrárny jsou v příloze 3 ve složce fotografie. Na obrázku 25 je znázorněn detail zaměřený na panely. Ty jsou umístěny východ/západ v jednotlivých řadách tak, že jich je celkem právě 14. Na obrázku je vidět i mírné prohnutí způsobené uchycením takovýchto panelů o délce dlouhé strany 2094 mm. Vzhledem k namáhání panelu pak není toto uchycení ideální a je nutné přidat středovou podpěru tak, aby se panel vůbec neprohýbal.



Obrázek 25 – detail instalovaných panelů východ/západ na střeše hal ČVUT

Druhým detailem je obrázek 26 instalace optimizérů. Jak je patrné z obrázku, je optimizér nainstalován na nosné konstrukci dle doporučení výrobce. Je připojen jednou svou částí k panelu, kde můžeme pozorovat dva konektory (jeden pro kladný pól druhý pro záporný pól). Druhou částí je zapojen do panelové větve s vedlejším optimizérem pro druhou orientaci panelu.



Obrázek 26 – detail instalovaných optimizérů a jejich zapojení na střeše hal ČVUT

Vnitřní komponenty elektrárny jako je střídač, RFVE a RH rozvaděče jsou na obrázku 27. Střídač (SE10K) je otevřený a můžeme vidět jednotlivé jeho části jako je vstupní DC část s přepětíovými ochranami. Pod tímto rozvaděčem se nachází RFVE, které je dosti zjednodušené oproti popisu v příloze 1 (dokumentace pro provedení stavby). Obsahuje datalogger pro

komunikaci s portálem monitoringu, přepětovou ochranu, jištění DC panelové větve a hlavní jistič (dal by se definovat jako rozpadové místo elektrárny avšak nelze vypnout dálkově).



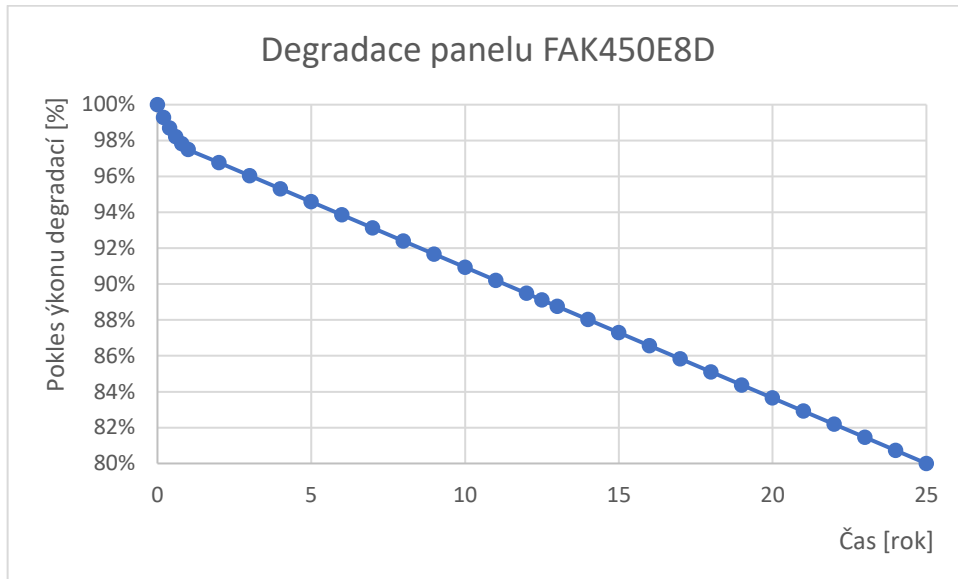
Obrázek 27 – detail vnitřních komponent elektrárny na střeše hal ČVUT

6.2. Metodika měření

Vzhledem k tomu, že optimizéry jsou vhodné k použití nejen z hlediska legislativy ČR, ale také díky své schopnosti eliminovat poklesy výkonů panelů ve stringu, je toto měření navrženo tak, aby bylo možné prokázat, zda je využití optimizérů i v tomto pohledu rentabilní.

Funkce optimizérů se začne projevovat až po několika letech provozu elektrárny, kdy dochází k postupné degradaci panelů vlivem mechanismů popsanych v kapitole 2.1.4. V prvním roce se příspěvek optimizérů vůbec neprojevív a největší je na konci života elektrárny. Bylo tedy nutno vymyslet, jakým způsobem budeme tento pokles výkonu vlivem degradace provádět. Jednou z možností bylo použít degradované panely, ale v tomto případě by nebylo možné simulovat pokles po celou dobu života. Druhou, použitou možností, bylo simulovat pokles výkonu pro vybrané okamžiky z křivky poklesu výkonu jednotlivých panelů tak, aby výkon celé fotovoltaické

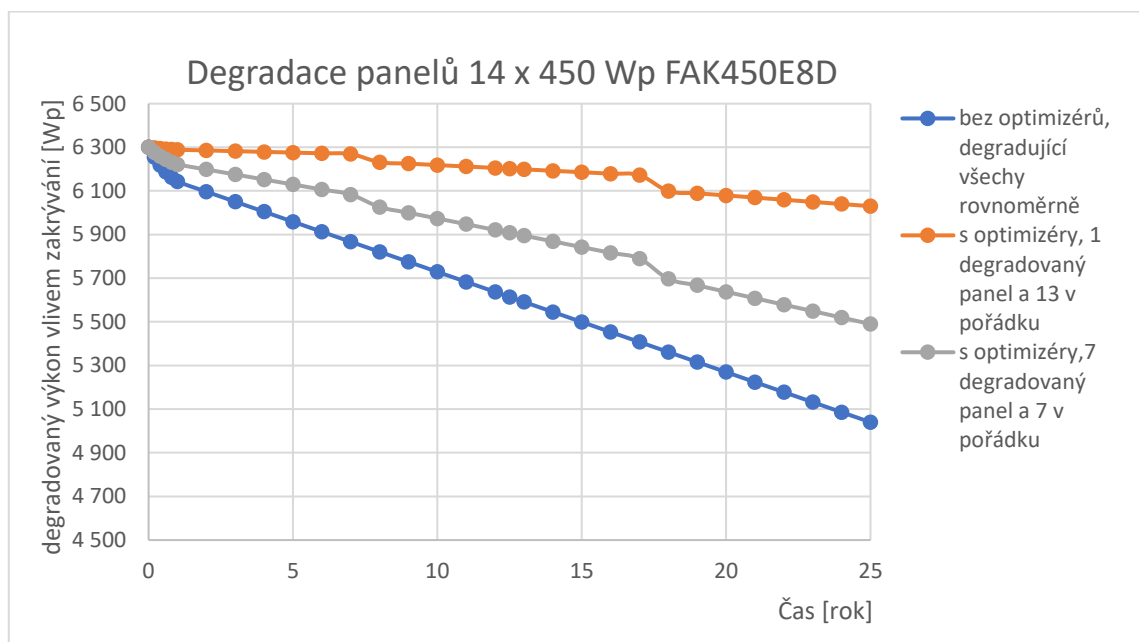
elektrárny ekvivalentně byl zmenšený. Celý tento postup je uveden v příloze 2 soubor zakrývání panelů.xlsm. Průběh tohoto poklesu výkonu je možné pozorovat na grafu 1



Graf 1 - průběh poklesu výkonu udávaný výrobcem panelů

Pokles byl vytvořen na základě křivky poklesu výkonu panelu udávaného v datasheetu výrobce s předpokladem, že v úvodním roce dojde k tzv. vypálení panelů a pokles má exponenciální charakter.

Tento pokles výkonu pak byl promítnut do zakrývacího plánu poklesů výkonů. Plán je naznačen v grafu níže.



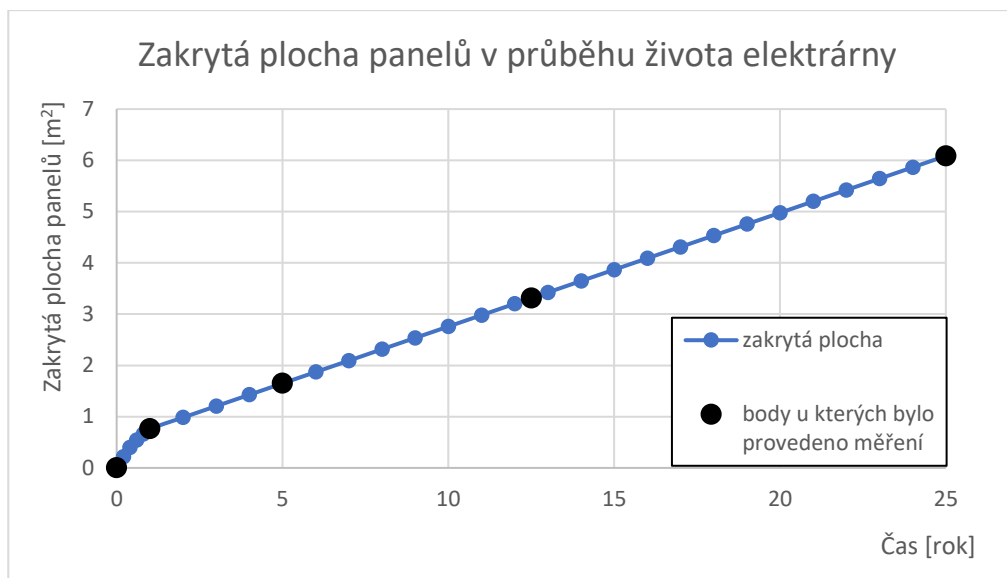
Graf 2 - plán degradace panelů FAK450E8D

Plán respektuje jednotlivé poklesy výkonu, přičemž je rozdělen na dvě základní varianty, a to s optimizéry a bez optimizérů.

První varianta, bez optimizérů, byla provedena tak, že pokles výkonu v průběhu aktivního života panelu (25 let) uvedeném datasheetu výrobce byl přepočítán na plochu, kterou je potřeba zakrýt každý panel tak, aby odpovídal právě konkrétnímu okamžiku na degrační křivce. Tento způsob byl proveden, aniž by ani na jednom z panelů nedošlo k zakrytí více než jednoho článku v modulu jedním krycím listem. Díky tomu bude pokles co nejvíce lineární tak, jak vidíme na grafu 2 v oblasti mezi prvním a posledním rokem života elektrárny. Varianta bez optimizérů je pak jenom jedna, protože pokud budeme provádět měření na rovnoměrném zakrývání panelů je jedno jestli budeme zakrývat jeden či několik, výkon bude přibližně stejný z důvodů popsaných v kapitole 2.1.3.

Druhou variantu jsem rozdělil na dva případy. Prvním je zakrývání pouze jednoho z panelů a tím je možné pozorovat, jak se bude projevovat vliv optimizérů v případě, že dojde k výrazné degradaci pouze na velmi malé části stringu. Druhým je pak zakrývání poloviny stringu tak, aby pokles výkonu opět odpovídal plánu degradace. Pokud plocha, kterou bylo nutné zakrýt, převýšila plochu danou rozměry panelů, pokračovalo se v zakrývání dalších panelů. Tím bylo možné respektovat plán poklesů výkonů.

Pro úplnost zde uvádím i přehled velikosti zakrývané plochy vytvořenou dle křivky poklesu výkonu. Na grafu 3 je možné vidět jednotlivé velikosti zakrývané plochy po celou dobu života elektrárny. Jsou zde vyznačené jednotlivé body, při kterých bylo provedeno měření výkonu.



Graf 3 - zakrytá plocha panelů v průběhu života elektrárny

Body byly vybrány s ohledem na jednotlivé charakteristické úseky, aby bylo možné provést proložení křivkou.

Měření probíhalo od 03.02.2023 až 05.05.2023. Nejprve došlo k zakrývání panelů na elektrárně bez optimizérů a to od 03.02.2023 do 05.03.2023. Následně byly panely osazeny optimizéry a vyměněn střídač. Od 06.03.2023 až do 05.04.2023 byly na elektrárně nainstalované optimizéry a došlo k postupnému zakrývání nejprve jednoho panelu a následně od 06.04.2023 do 05.05.2023 byla zakrývána polovina panelů. Následující tabulka 4 ukazuje celý program měření.

Tabulka 4 - program měření

varianta		ekvivalentní výkon [Wp]					
		celkem	100%	97.50%	94.60%	89.10%	80%
bez optimizérů	rozsah [dd.mm]	03.02	03.02	09.02	15.02	21.02	27.02
		05.03	08.02	14.02	20.02	26.02	5.03
	počet dnů	31	6	6	6	6	7
s optimizéry degradován 1 panel	rozsah [dd.mm]	06.03	06.03	12.03	18.03	24.03	30.03
		05.04	11.03	17.03	23.03	29.03	5.04
	počet dnů	31	6	6	6	6	7
s optimizéry degradováno 7 panelů	rozsah [dd.mm]	06.04	06.04	12.04	18.04	24.04	30.04
		05.05	11.04	17.04	23.04	29.04	05.05
	počet dnů	30	6	6	6	6	6

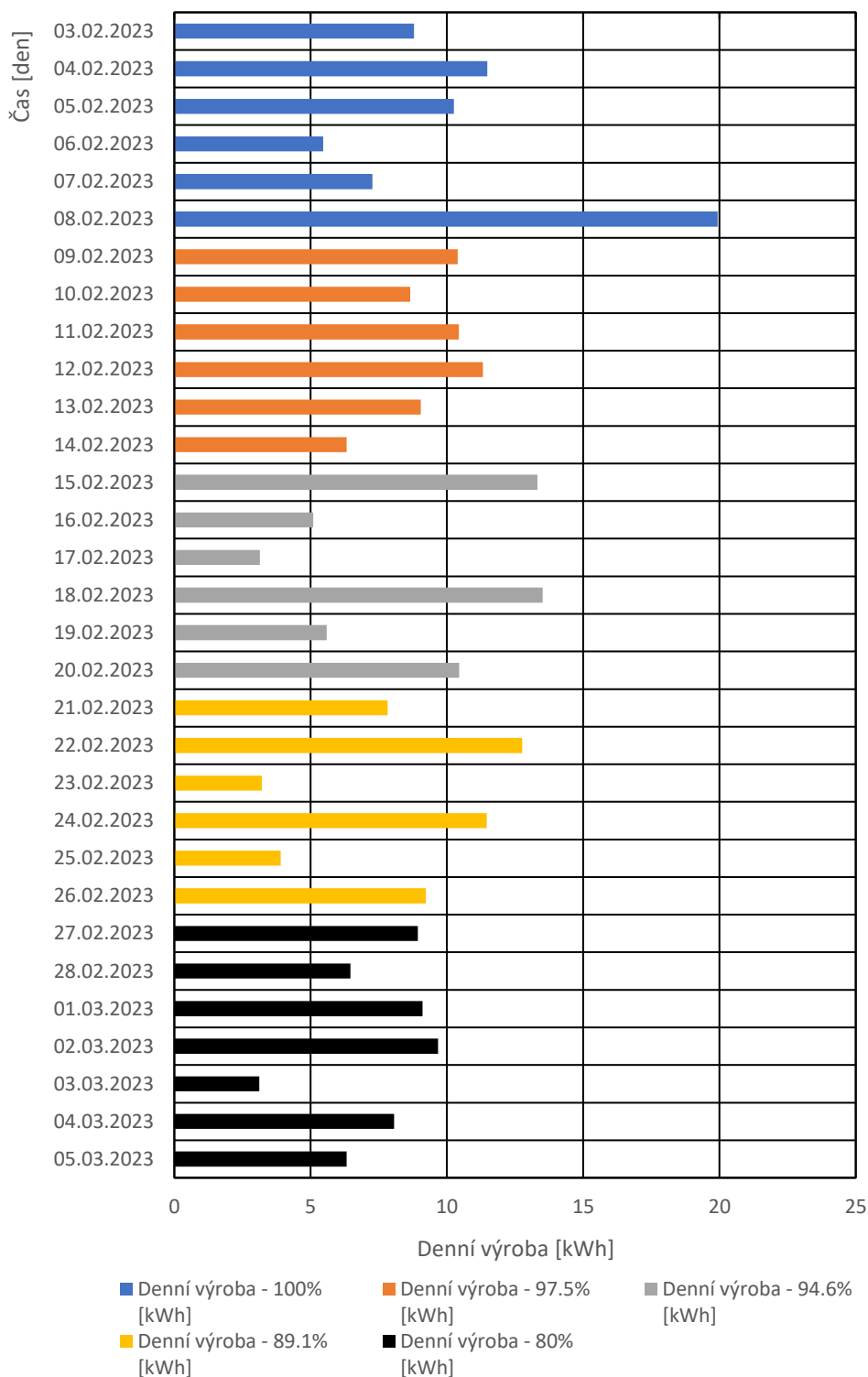
V tabulce můžeme vidět jednotlivé časové úseky tak, aby bylo možné toto měření na jednom stringu měřit. Měření výkonu probíhalo autonomně na portálu SolarEdge monitoring a zásahy se prováděly pouze ve dnech, kdy po západu Slunce bylo potřeba změnit konfiguraci zakrytí panelů.

6.3. Naměřená data

Jednotlivé výsledky se následně vyexportovaly do .csv souboru a v programu Excel byly upraveny do srozumitelné podoby. Měření výroby se provádělo vždy od nové započaté hodiny až po poslední minutu dané hodiny. To probíhalo celý den a v případě, kdy bylo Slunce za obzorem byl výkon nulový.

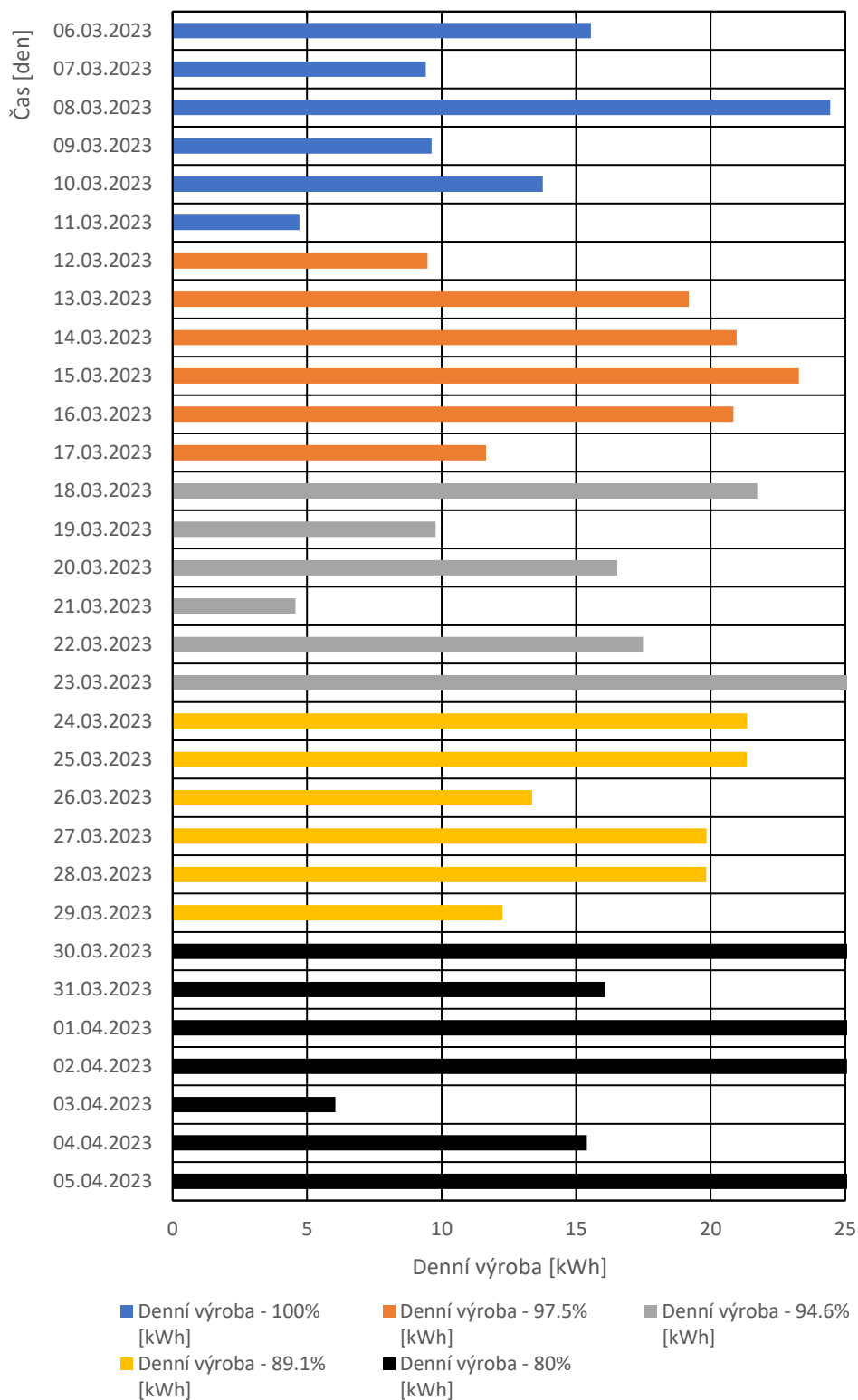
Předkládám grafy denní výroby pro tyto tři typy konfigurací fotovoltaické elektrárny. Na všech třech grafech jsou vyobrazené měření uměle degradovaných panelů zakrýváním. Můžeme na grafech vidět dny, kdy byla jasná obloha a fotovoltaická elektrárna díky nízké teplotě vyráběla nadprůměrně elektrickou energii, anebo nízké hodnoty způsobené špatným počasím.

Graf denní výroby 03.02.2023 - 05.03.2023



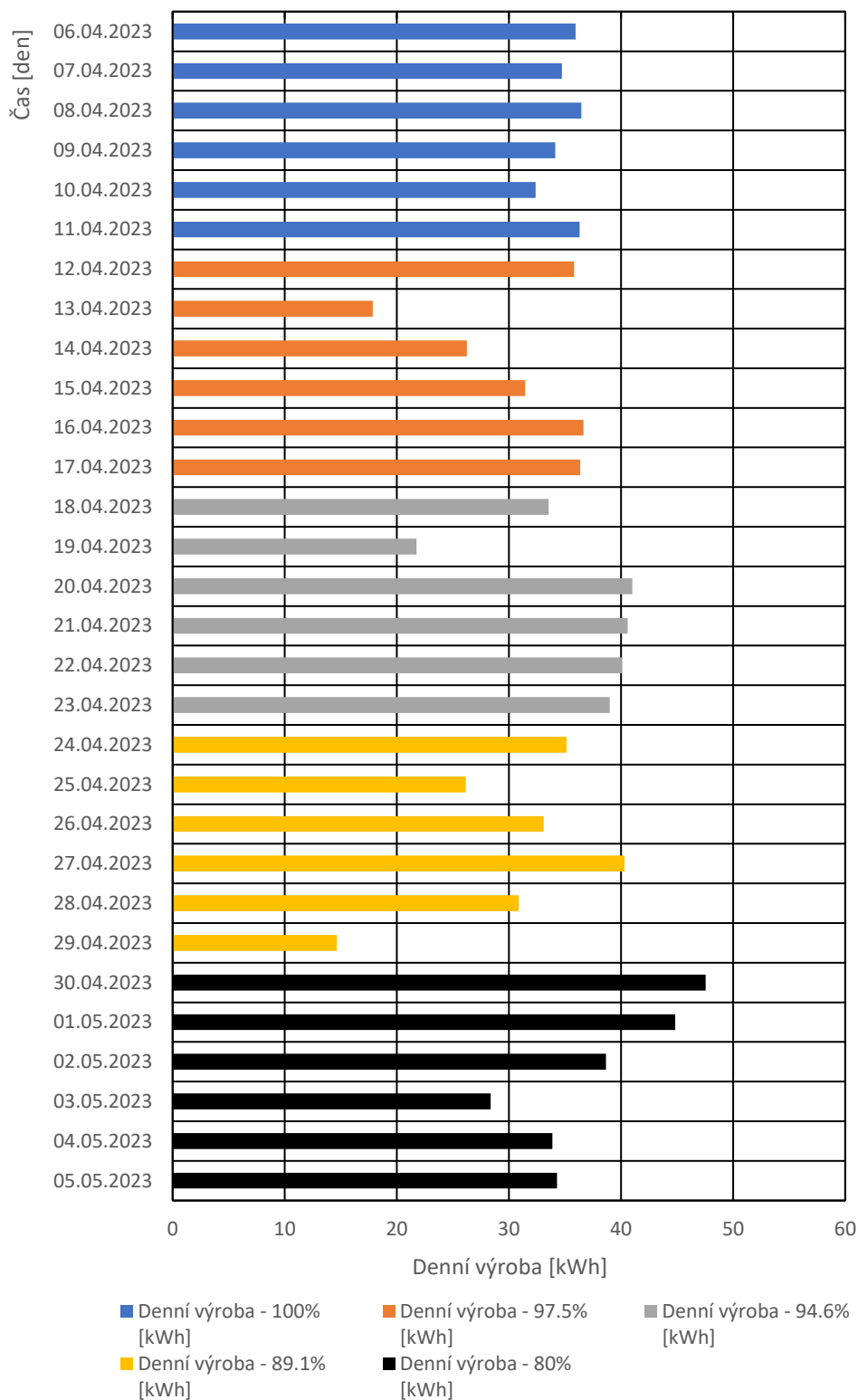
Graf 4 - denní výroba fotovoltaické elektrárny mezi dny 03.02.2023 - 05.03.2023

Graf denní výroby 06.03.2023 - 05.04.2023



Graf 5 - denní výroba fotovoltaické elektrárny mezi dny 06.03.2023 - 05.04.2023

Graf denní výroby 06.04.2023 - 05.0.2023



Graf 6 - denní výroba fotovoltaické elektrárny mezi dny 06.04.2023 - 05.05.2023

6.4. Zpracování měření

Nejprve se z naměřených hodnot třech programů měření (bez optimizérů, s optimizéry degradován 1 panel a degradováno 7 panelů) vytvořily průměrné hodnoty pro každou úroveň zakrytí. Z těchto průměrných denních hodnot stanovila měsíční.

6.4.1. Stanovení roční výroby

Pro přepočet na celý rok bylo nutno získat referenční data z programu PV GIS. Ty byly pro variantu bez optimizérů stanoveny jako soubor měsíčních hodnot pro výkon určený jako:

$$P_i = P_{inst} \cdot \frac{k_i}{100} \quad (13)$$

kde: P_i je výkon odpovídající stavu elektrárny s procentuální degradací k_i [kWp]

P_{inst} je instalovaný výkon [kWp]

k_i je procentuální degradace [–]

Pro varianty s optimizéry byl vstupní výkon stanoven jako:

$$P_i = P_{inst} \cdot n - P_{inst} \cdot m \cdot \left(1 - \frac{k_i}{100}\right) \quad (14)$$

kde: n je počet instalovaných panelů [–]

m je počet degradovaných panelů, pro které bylo provedeno měření (1 a 7) [–]

k_i je procentuální degradace [%]

i je úroveň poklesu výkonu, při které probíhalo měření [–]

Pro takto vytvořené soubory:

$$\begin{aligned} \overrightarrow{E_{p_b i}} &= \begin{pmatrix} E_{leden_{p_b}} \\ \vdots \\ E_{prosinec_{p_b}} \end{pmatrix}_i, & \overrightarrow{E_{p_{s1} i}} &= \begin{pmatrix} E_{leden_{p_{s1}}} \\ \vdots \\ E_{prosinec_{p_{s1}}} \end{pmatrix}_i, \\ & & \overrightarrow{E_{p_{s7} i}} &= \begin{pmatrix} E_{leden_{p_{s7}}} \\ \vdots \\ E_{prosinec_{p_{s7}}} \end{pmatrix}_i \end{aligned} \quad (15)$$

kde: $\overrightarrow{E_{p_b i}}$ je vektor souboru hodnot z programu PV GIS s prvky měsíční produkce pro konfiguraci bez optimizérů a danou úroveň poklesu výkonu i [$kWh/měsíc$]

$E_{měsíc_{p_b i}}$ je měsíční produkce z programu PV GIS pro konfiguraci bez optimizérů a danou úroveň poklesu výkonu i [$kWh/měsíc$]

$\overrightarrow{E_{p_{s1} i}}$ je vektor souboru hodnot z programu PV GIS s prvky měsíční produkce pro konfiguraci s optimizéry a degradovaným 1 panelem a danou úroveň poklesu výkonu i [$kWh/měsíc$]

$E_{měsíc_{p_{s1} i}}$ je měsíční produkce z programu PV GIS pro konfiguraci s optimizéry a degradovaným 1 panelem a danou úroveň poklesu výkonu i [$kWh/měsíc$]

$\overrightarrow{E_{p_{s7} i}}$ je vektor souboru hodnot z programu PV GIS s prvky měsíční produkce pro konfiguraci s optimizéry a degradovaným 7 panely a danou úroveň poklesu výkonu i [$kWh/měsíc$]

$E_{měsíc_{p_{s7} i}}$ je měsíční produkce z programu PV GIS pro konfiguraci s optimizéry a degradovaným 7 panely a danou úroveň poklesu výkonu i [$kWh/měsíc$]

i je úroveň poklesu výkonu, při které probíhalo měření [–]

p je označení pro hodnotu pocházející z programu PV GIS

$b, s1, s7$ jsou typy konfigurací, při kterých měření probíhalo (bez optimizérů, s optimizéry a degradovaným 1 a 7 panely)

Z těchto seznamů dat byl určen měsíc, při kterém měření daného programu bylo provedeno (bez optimizérů – únor, s optimizéry a degradovaným 1 panelem – březen a s optimizéry a degradovanými 7 panely – duben) a vytvořen přepočítací koeficient definovaný jako:

$$\xi_{b_i} = \frac{\overline{E_{\text{únor}_{m_{b_i}}}}}{\overline{E_{\text{únor}_{p_{b_i}}}}}, \quad \xi_{b_i} = \frac{\overline{E_{\text{březen}_{m_{s1_i}}}}}{\overline{E_{\text{březen}_{p_{s1_i}}}}}, \quad \xi_{b_i} = \frac{\overline{E_{\text{duben}_{m_{s7_i}}}}}{\overline{E_{\text{duben}_{p_{s7_i}}}}} \quad (16)$$

kde: ξ_{b_i} je koeficient přepočtu mezi souborem referenčních hodnot a naměřené hodnotě ve stejných měsících [–]

$\overline{E_{\text{únor}_{m_{b_i}}}}$ je měsíční, únorová, průměrná produkce naměřená pro konfiguraci bez optimizérů a danou úroveň poklesu výkonu i [kWh/měsíc]

$\overline{E_{\text{březen}_{m_{s1_i}}}}$ je měsíční, březnová, průměrná produkce naměřená pro konfiguraci s optimizéry a degradovaným 1 panelem a danou úroveň poklesu výkonu i [kWh/měsíc]

$\overline{E_{\text{duben}_{m_{s7_i}}}}$ je měsíční, dubnová, průměrná produkce naměřená pro konfiguraci s optimizéry a degradovanými 7 panely a danou úroveň poklesu výkonu i [kWh/měsíc]

Tyto koeficienty vyjadřují jak moc se daná průměrná měsíční hodnota vytvořená ze souboru měřených dat liší o statisticky určených dat z programu PV GIS. Nový soubor měsíčních hodnot odpovídající danému typu konfigurace a stupni degradovaného výkonu byl určen jako:

$$\overrightarrow{E_{n_{b_i}}} = \overrightarrow{E_{p_{b_i}}} \cdot \xi_{b_i}, \quad \overrightarrow{E_{n_{s1_i}}} = \overrightarrow{E_{p_{s1_i}}} \cdot \xi_{s1_i}, \quad \overrightarrow{E_{n_{s7_i}}} = \overrightarrow{E_{p_{s7_i}}} \cdot \xi_{s7_i} \quad (17)$$

kde: $\overrightarrow{E_{n_{b_i}}}$ je měsíční přepočtená průměrná produkce pro konfiguraci bez optimizérů a danou úroveň poklesu výkonu i [kWh/měsíc]

$\overrightarrow{E_{n_{s1_i}}}$ je měsíční přepočtená průměrná produkce pro konfiguraci s optimizéry a degradovaným 1 panelem a danou úroveň poklesu výkonu i [kWh/měsíc]

$\overrightarrow{E_{n_{s7_i}}}$ je měsíční přepočtená průměrná produkce pro konfiguraci s optimizéry a degradovanými 7 panely a danou úroveň poklesu výkonu i [kWh/měsíc]

Pro tyto soubory nových hodnot pak byl vytvořen součet těchto měsíců:

$$\overline{E_{n_{b_i}}} = \frac{\sum_{q=1}^w \overrightarrow{E_{n_{b_{i_q}}}}}{w}, \quad \overline{E_{n_{s1_i}}} = \frac{\sum_{q=1}^w \overrightarrow{E_{n_{s1_{i_q}}}}}{w}, \quad \overline{E_{n_{s7_i}}} = \frac{\sum_{q=1}^w \overrightarrow{E_{n_{s7_{i_q}}}}}{w} \quad (18)$$

kde: $\overline{E_{n_{b_i}}}$ je roční přepočtená průměrná produkce pro konfiguraci bez optimizérů a danou úroveň poklesu výkonu i [kWh/rok]

$\overline{E_{n_{s1_i}}}$ je roční přepočtená průměrná produkce pro konfiguraci s optimizéry a degradovaným 1 panelem a danou úroveň poklesu výkonu i [kWh/rok]

$\overline{E_{n_{s7_i}}}$ je roční přepočtená průměrná produkce pro konfiguraci s optimizéry a degradovanými 7 panely a danou úroveň poklesu výkonu i [kWh/rok]

$\sum_{q=1}^w \overrightarrow{E_{n_{b_{i_q}}}}$ je součet všech prvků seznamu pro konfiguraci bez optimizérů a danou úroveň poklesu výkonu i

$\sum_{q=1}^w \overrightarrow{E_{n_{s1_{i_q}}}}$ je součet všech prvků seznamu pro konfiguraci s optimizéry a degradovaným 1 panelem a danou úroveň poklesu výkonu i

$\sum_{q=1}^w \overrightarrow{E_{n_{s7_{i_q}}}}$ je součet všech prvků seznamu pro konfiguraci s optimizéry a degradovanými 7 panely a danou úroveň poklesu výkonu i

q je index prvku seznamu

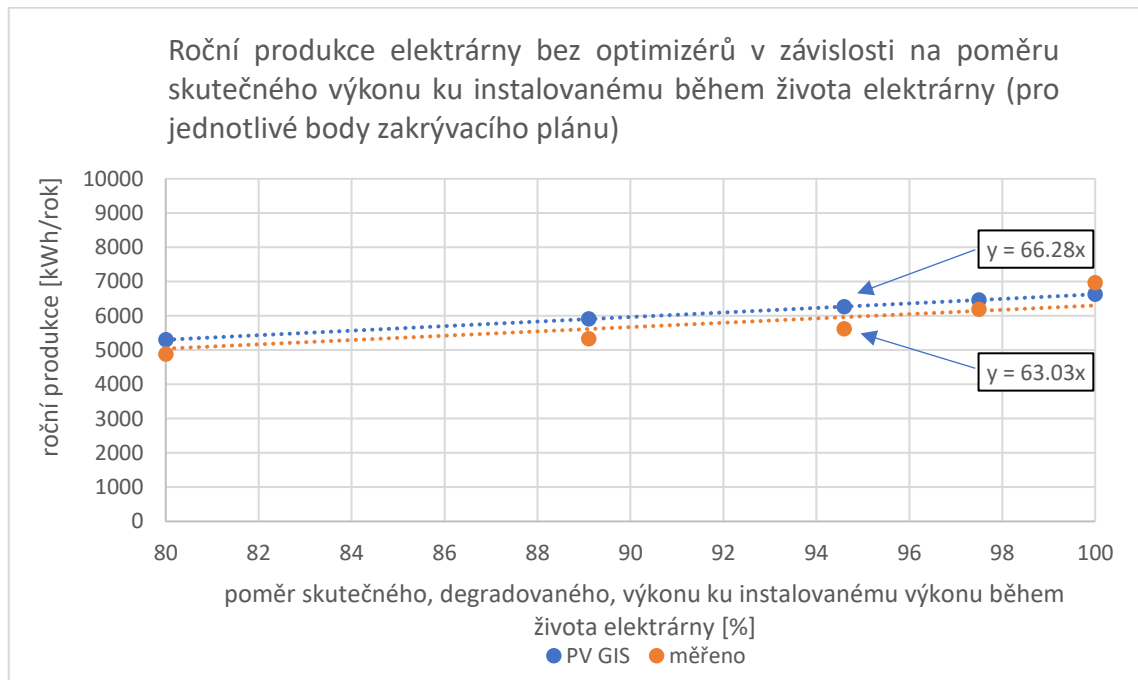
w je počet prvků v seznamu

Díky tomuto přepočtu jsme stanovili výrobu za celý rok pro jednotlivé varianty s jejich stupni degradace.

6.5. Výsledky měření

Výsledky měření jsou prezentovány v následujících grafech. Jak již bylo uvedeno, měření bylo provedeno pro tři různé konfigurace (bez optimizérů, s optimizéry - 1 panel degradován, s optimizéry - 7 panelů degradováno) a v rámci těchto konfigurací bylo provedeno 5 měření dle zakrývacího plánu z grafu 2. Byly vytvořeny grafy denní výroby z naměřených dat, proveden přepočet pro určení roční produkce jednotlivých konfigurací a jejich stupně degradací. Tyto výsledky a porovnání s celkovými ročními produkcemi s jejich stupni degradace z programu PV

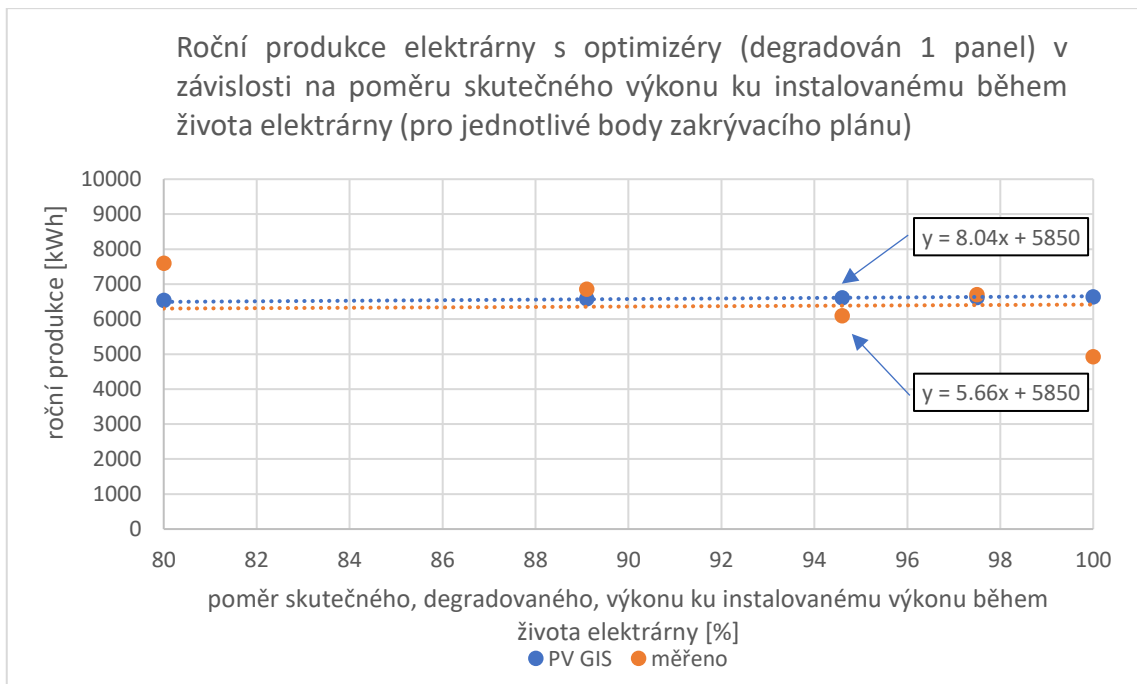
GIS jsou v grafech níže. Jednotlivé body byly proloženy přímkami, protože pokles je od prvního po 25 rok lineární.



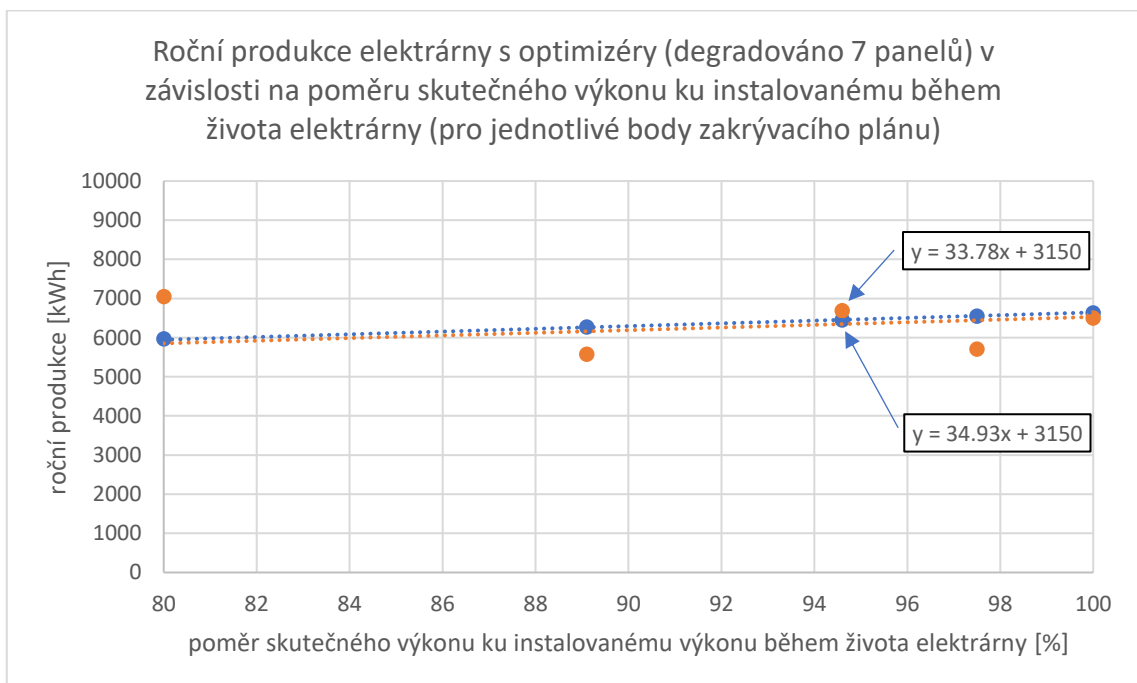
Graf 7 - roční produkce elektrárny bez optimizérů v závislosti na poměru skutečného výkonu ku instalovanému během života elektrárny (pro jednotlivé body zakrývacího plánu)

Protože graf 7 byl vyobrazen pro o variantu bez optimizérů je jasné, že v případě že by tento poměr byl rovný nule musí být skutečný výkon také nulový, proto proložená přímka musí v obou případech procházet nulou.

V případě grafu 8 je pak proložení přímkou procházející bodem se souřadnicemi [0,5850], kde 5850 W odpovídá hodnotě výkonu 13 panelů nedegradovaných a jedním degradovaným (zakrytým) tak, že nedodává žádný výkon. To odpovídá 100% degradaci konfigurace s optimizéry a degradovaným pouze jedním panelem.



Graf 8 - roční produkce elektrárny s optimizéry (degradován 1 panel) v závislosti na poměru skutečného výkonu ku instalovanému během života elektrárny (pro jednotlivé body zakrývacího plánu)



Graf 9 - roční produkce elektrárny s optimizéry (degradováno 7 panelů) v závislosti na poměru skutečného výkonu ku instalovanému během života elektrárny (pro jednotlivé body zakrývacího plánu)

V případě grafu 9 je pak proložení přímkou procházející bodem se souřadnicemi [3150,0], kde 3150 W odpovídá hodnotě výkonu 7 panelů nedegradovaných a 7 degradovaných (zakrytých) tak, že nedodávají žádný výkon. To odpovídá 100% degradaci konfigurace s optimizéry a degradovanými 7 panely.

Výsledná průměrná roční produkce elektrárny za 25 let s ohledem na degradovaný výkon se určí jako:

$$\overline{E}_b = \frac{\int_{0,8}^1 f_b(\delta) d\delta}{|0,8 - 1|}, \quad \overline{E}_{s1} = \frac{\int_{0,8}^1 f_{s1}(\delta) d\delta}{|0,8 - 1|}, \quad \overline{E}_{s7} = \frac{\int_{0,8}^1 f_{s7}(\delta) d\delta}{|0,8 - 1|} \quad (19)$$

kde: \overline{E}_b je průměrná roční produkce elektrárny za 25 let, konfigurace bez optimizérů [kWh/rok]

\overline{E}_{s1} je průměrná roční produkce elektrárny za 25 let, konfigurace s optimizéry, degradován 1 panel [kWh/rok]

\overline{E}_{s7} je průměrná roční produkce elektrárny za 25 let, konfigurace s optimizéry, degradováno 7 panelů [kWh/rok]

$f_b(\delta)$ je rovnice přímky proloženou body, konfigurace bez optimizérů

$f_{s1}(\delta)$ je rovnice přímky proloženou body, konfigurace s optimizéry, degradován 1 panel

$f_{s7}(\delta)$ je rovnice přímky proloženou body, konfigurace s optimizéry, degradováno 7 panelů

Výsledné hodnoty jsou uvedeny v tabulce 5.

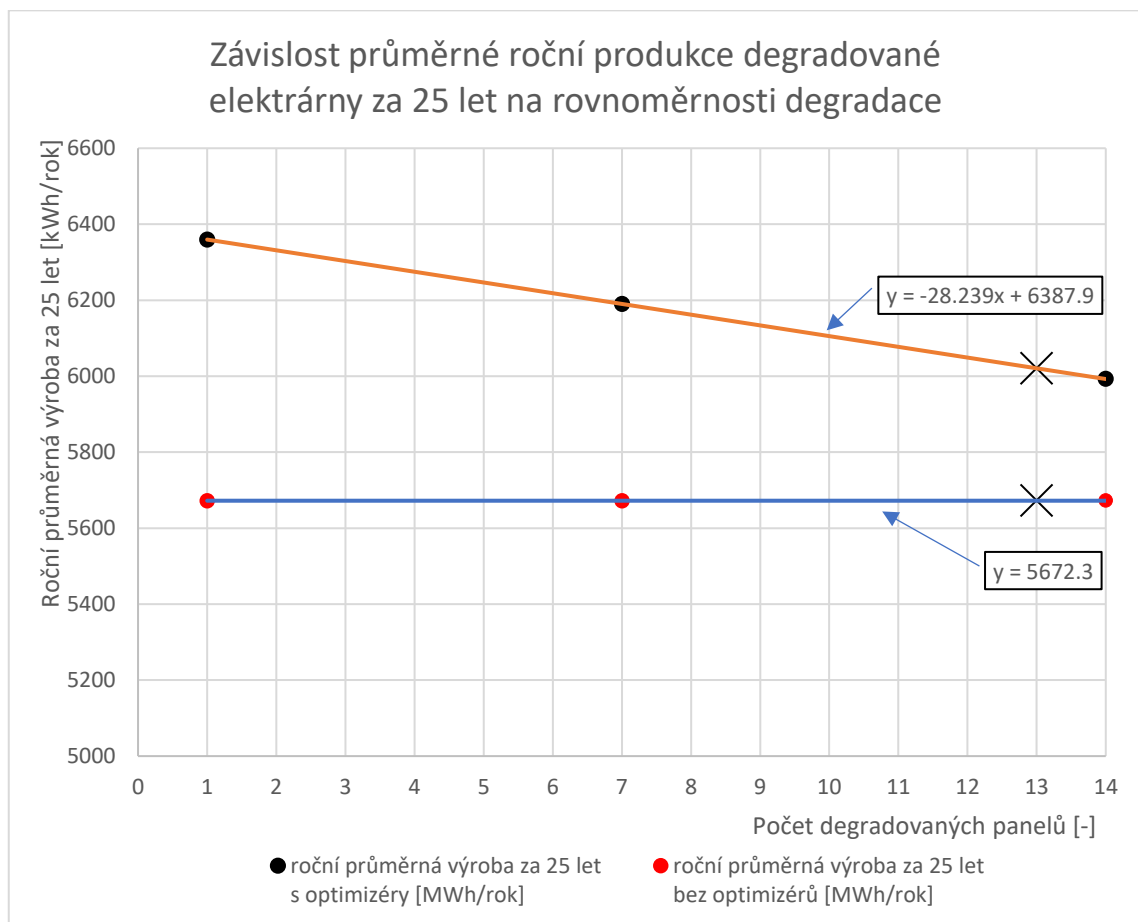
Tabulka 5 - srovnání odhadované roční průměrné produkce za 25 let pro měřené varianty

kategorie	degradovaný počet	roční výroba [kWh/rok]
bez optimizérů	-	5672
s optimizéry	7	6190
	1	6360

V této tabulce 5 je také ještě jedna informace, kterou je možné využít. Můžeme srovnat dvě varianty s optimizéry. Vidíme, že podle předpokladu je varianta se zakrývaným jedním panelem produktivnější než ta se zakrývanými sedmi panely. Tyto dvě hodnoty poslouží ke stanovení závislostní přímky. Většinou dochází v panelové větvi k nerovnoměrnému namáhání panelů ve

stringu. Proto musím tuto nerovnoměrnost zahrnout do svých úvah. To tedy znamená tyto dvě hodnoty proložit přímkou, která reprezentuje pokles průměrného výkonu za 25 let v důsledku degradace různého počtu panelů.

Panely ve stringu jsou namáhány různě, například krajní panely mají o něco menší teplotu než ty uprostřed, nebo jsou namáhány větším větrem než ty uprostřed. Tyto panely degradují rychleji než ostatní. Na konci života si tedy můžeme představit elektrárnu, která má tyto krajní, minoritní panely degradovány lehce pod křivkou popsanou výrobcem a ostatní panely, majoritní, jsou degradovány o něco méně, z tohoto důvodu je rozumné volit hodnotu z grafu 10 něco před plným degradováním všech panelů.



Graf 10 - závislost roční produkce na počtu degradovaných panelů ve stringu

V porovnání s variantou bez optimizérů pak je jedno zda zakrýváme jeden či sedm panelů. Dle kapitoly by měla průměrná roční produkce za 25 let být nezávislá na počtu panelů. Dosazením do rovnice této přímky za hodnotu 13, dostaneme pravděpodobnou průměrnou roční produkci této elektrárny 6,3 kWp určenou z degradačního chování po celou dobu aktivního života. Tuto

hodnotu následně použijeme v ekonomickém modelu ke srovnání s variantou bez optimizérů. Ze této závislosti lze také vyčíst produkci v prvním roce, kdy panely nejsou degradovány vůbec. Ta je reprezentována funkční hodnotou v bodě 0 a odpovídá průměrné 25-leté produkci v případě, že žádný z panelů nebude degradovat a produkce tedy v každém roce bude stejná. Tato hodnota by měla být shodná s produkcí konfigurace bez optimizérů.

Tabulka 6 - výsledná roční produkce dvou typů elektráren

kategorie	roční výroba [kWh/rok]
bez optimizérů	5672
s optimizéry	6021

Z tabulky 6 pak můžeme určit o kolik procent je varianta s optimizéry výhodnější než varianta bez nich. Tu lze určit jako:

$$\mu = \left(1 - \frac{\overline{E}_b}{\overline{E}_s}\right) \cdot 100 \quad (20)$$

kde: \overline{E}_b je průměrná roční produkce elektrárny za 25 let, konfigurace bez optimizérů [kWh/rok]

\overline{E}_s je průměrná roční produkce elektrárny za 25 let, konfigurace s optimizéry [kWh/rok]

μ je průměrný procentuální příspěvek optimizérů k produkci elektrárny za 25 let [%]

Pro naši elektrárnu vyjde, že je lepší o 5,8 % než ta bez optimizérů. Ve finančním modelu pak zhodnotíme jestli toto procentuální zlepšení oproti variantě bez optimizérů bude stačit na to, aby se vykompenzovala počáteční investice do optimizérů v průběhu 25 let a zároveň stanovím jejich rozdíl LCOE mezi těmito variantami.

7. Ekonomické zhodnocení

V poslední kapitole srovnáme z ekonomického pohledu vliv optimizérů na základní ekonomické ukazatele. Budeme porovnávat NPV (net present value) a LCOE (Levelized cost of electricity) jednotlivých variant. Pro vytvoření tohoto modelu využiji již zmíněný projekt na střeše hal ČVUT, pro který byla zpracována dokumentace, realizována elektrárna a provedeno a zpracováno měření v přílohách 1,2 a 3.

7.1. Metodika finančního modelu

Pro výpočet NPV je nutné vytvořit model jednotlivých finančních toků spojených s realizací, provozem či likvidací po celou dobu života fotovoltaické elektrárny. Vstupní parametry jako jsou ceny jednotlivých majoritních položek (panely, střídač a optimizér) byly odhadnuty na základě průzkumu trhu. Cena podpanelové konstrukce byla určena v návrhovém programu firmy Schweizer, který vyrábí zátěžové konstrukce. Zbylé náklady na materiál byly zahrnuty v rezervě. Práce a cena vyhotovení projektu byla odhadnuta dle současných cen.

Vzhledem k tomu, že se snažíme ukázat o kolik jsou optimizéry lepší či horší, co se týká NPV a LCOE, budeme moci všechny náklady, které nejsou závislé na optimizérech sečíst v případě varianty bez optimizérů a pro počáteční investici s optimizéry pak přidat i částku reprezentující náklady na pořízení optimizérů.

7.1.1. Cena elektrické energie

V příloze 3 jsou uvedeny ceníky distribuční společnosti ČEZ distribuce. Čerpal jsem ze dvou ceníků, prvním byl ceník elektřiny pro domácnosti – na 3 roky platný od 1.1.2024 použit pro stanovení roční platby za elektřinu pro nulovou variantu. Druhým byl ceník elektřiny pro domácnosti – pro soláry platný od 1.1.2024. Ten byl použit ke stanovení plateb pro obě varianty (s a bez optimizérů). V obou případech ceníků jsem zvolil distribuční sazbu D02d s pouze vysokým tarifem a jističem do 3x25A.

Tabulka 7 – ceny elektrické energie v nultém roce pro rok 2024

Ceník elektřiny (cena v roce 0) - D02d, pro rok 2024			
položky ceníku	varianta 0	investice do FVE	porovnání
tarif obchodní část ceny [Kč/MWh]	5 009 Kč	4 522 Kč	levnější
tarif distribuční část ceny [Kč/MWh]	2 439 Kč	2 439 Kč	stejně
jistič [Kč/měsíc]	248 Kč	248 Kč	stejně
stálá platba [Kč/měsíc]	155 Kč	424 Kč	dražší
daň [Kč/MWh]	34 Kč	34 Kč	stejně
systémové služby [Kč/MWh]	258 Kč	258 Kč	stejně
činnost OTE [Kč/měsíc]	5 Kč	5 Kč	stejně
cena za variabilní [Kč/MWh]	77 401 Kč	72 530 Kč	levnější
cena za fixní [Kč/měsíc]	4 895 Kč	8 119 Kč	dražší

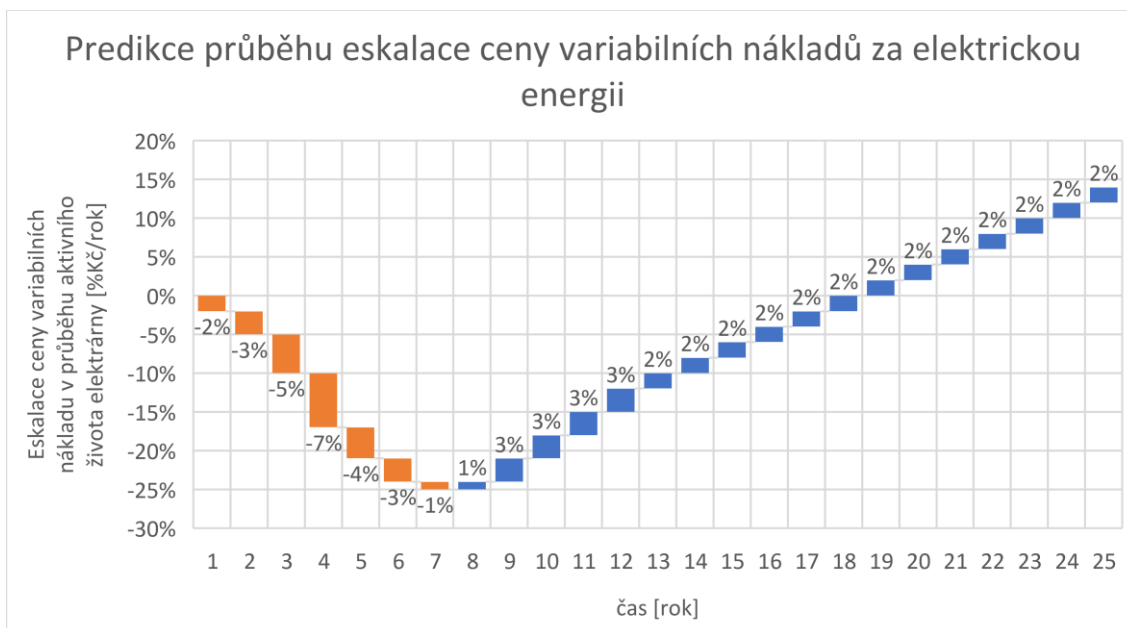
Jednotlivé položky ceny jsou rozepsané v tabulce 7. Můžeme si všimnout, že téměř třikrát vzrostla stálá platba a o cca 500 Kč/MWh klesla obchodní část ceny.

Byl použit odhad spotřeby 10 MWh/rok s eskalací spotřeby 1,5% ročně respektující vývoj domácnosti v čase. Tato spotřeba je fiktivní a na výsledcích není závislá, protože se ve výpočtu nakonec vykrátí. Mohl bych zvolit nulu, ale pak by jednotlivé finanční toky byly ve všech letech záporné a já bych porovnával dva záporné výsledky mezi sebou.

7.1.2. Predikce eskalace cen elektrické energie a diskontu

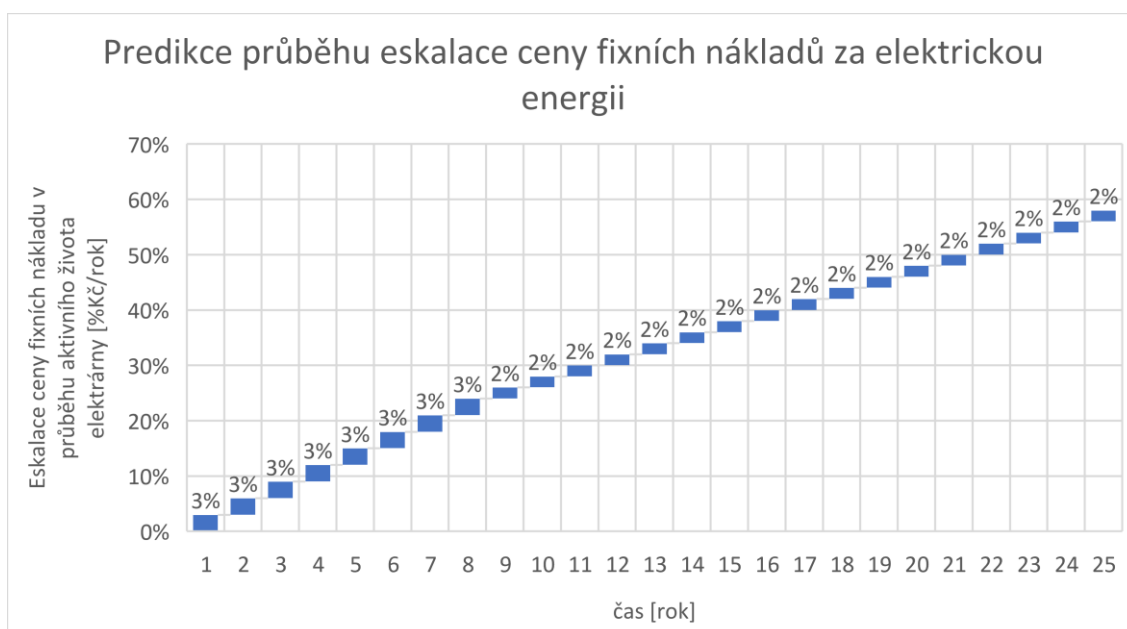
Vzhledem k tomu, že se cena elektřiny a úroveň diskontu bude během 25 let vyvíjet, je nutné stanovit predikci vývoje elektrické energie. To je dobré také provést z důvodu možné optimalizace celého modelu a stanovení krajních optimistických a pesimistických scénářů.

Predikce eskalace cen elektrické energie je rozdělena na dvě kategorie, eskalace ceny variabilních a fixních nákladů. Pro stanovení přibližné úrovně eskalace ceny variabilních nákladů je nutné prohledat predikce odborníků a článků vydaných na webových stránkách či fórech. Pro svůj model jsem použil predikci prvotního poklesu cen na původní ceny obchodní části ceny cca 3500 Kč/MWh během 7 let [41], [42]. Ve zbývajícím období 17 let provozu elektrárny jsou podrobnější předpovědi nepredikovatelné, proto jsem stanovil nejprve mírně nadinflační a v dalších letech shodný s plánovanou inflací tak jak je vidno na grafu 11. Meziroční 2% inflace je dlouhodobým cílem české národní banky [43].



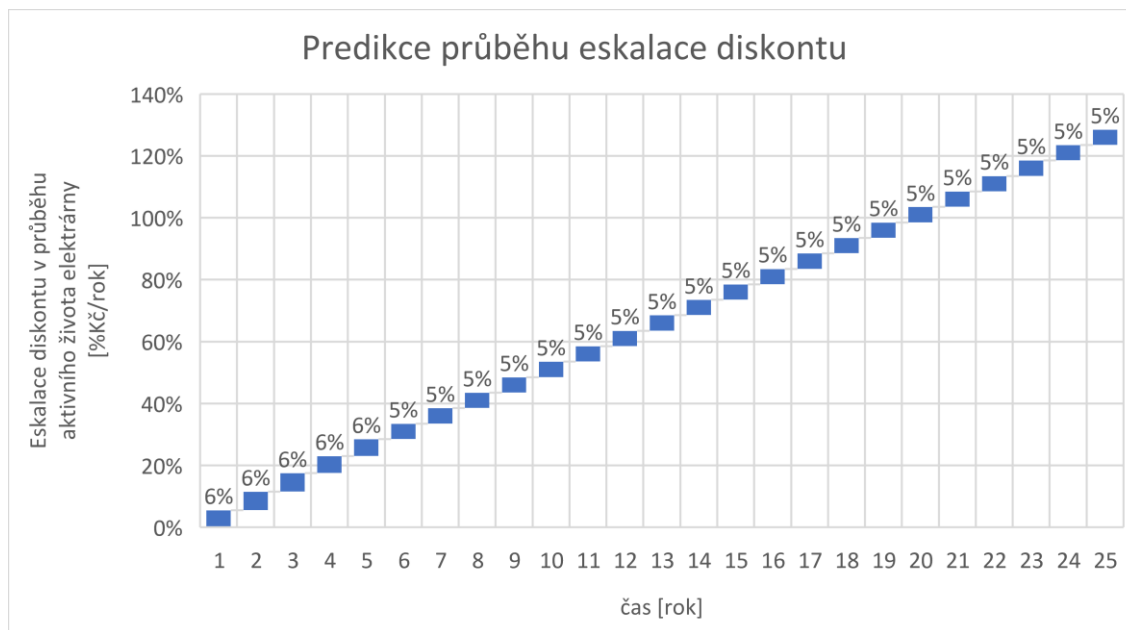
Graf 11 – predikce eskalace ceny variabilních nákladů za elektřinu v období života elektrárny

Ke stanovení úrovně eskalace ceny fixních nákladů jsem vycházel z předpokladu, že vzhledem k tomu, že tato částka se platí za přenášený výkon po fyzických prvcích soustavy do kterých je třeba stále investovat (a jsou silně závislé například na inflaci), nedojde nikdy k poklesu ceny. Celá predikce ceny elektrické energie je zobrazená v grafu 12.



Graf 12 - predikce eskalace ceny fixních nákladů za elektřinu v období života elektrárny

Poslední časově proměnný parametr je diskont. Ten pojednává o závislosti peněz na čase a díky němu můžeme peníze získané za několik let přepočítat na hodnotu současnosti, pokud bychom je měli dnes a investovali je někam jinam s minimálním, pro nás přijatelným, úrokem. Tento parametr jsem určil z úroků na spořicí účet své banky, která nabízela 6 %. Předpokládám, že se tento parametr ustálí, stejně jako před rokem 2022, na hodnotě přibližně 5 %, tak jak je patrné z grafu 13.



Graf 13 - predikce eskalace diskontu v období života elektrárny

7.1.3. Eskalace cen ostatních veličin

V případě eskalace spotřeby elektrické energie je jedno jakou hodnotu zvolím, protože společně s roční spotřebou jsou tyto parametry nezávislé na výslednému rozdílu obou variant.

Eskalace ceny střídače je pak stanovena, vzhledem k nejistotě dodávky z asijských zemí a neznalosti vývoje těchto cen, jako dvojnásobná (4 %) oproti plánované inflaci ČNB (česká národní banka). Tento parametr je pak využit ke stanovení ceny nákupu střídače ve 13 roce. Což je o něco později, než je předpokládána životnost střídače, ale vzhledem k tomu, že bude zatížen na 60 % jmenovitého výkonu, mohl by být provozován déle než je předepsáno.

7.1.4. Nulová varianta

Pro vstup do našeho modelu jsem zvolil nulovou variantu, kdy nedojde k realizaci žádné fotovoltaické elektrárny. Tato varianta pak bude sloužit jako výnos pro porovnání dvou variant (s

a bez optimizérů). Tím jsem docílil toho, že výsledky rozdílů variant od nulové budou kladné v případě, že by se jakákoliv investice (variant s a bez optimizérů) do fotovoltaické elektrárny vyplatila.

7.2. Vstupní data

Pro model byly použity základní vstupní data ke zkoumání jejich závislosti na rozdílu NPV.

Tabulka 8 – vstupní parametry elektrárny do ekonomického modelu

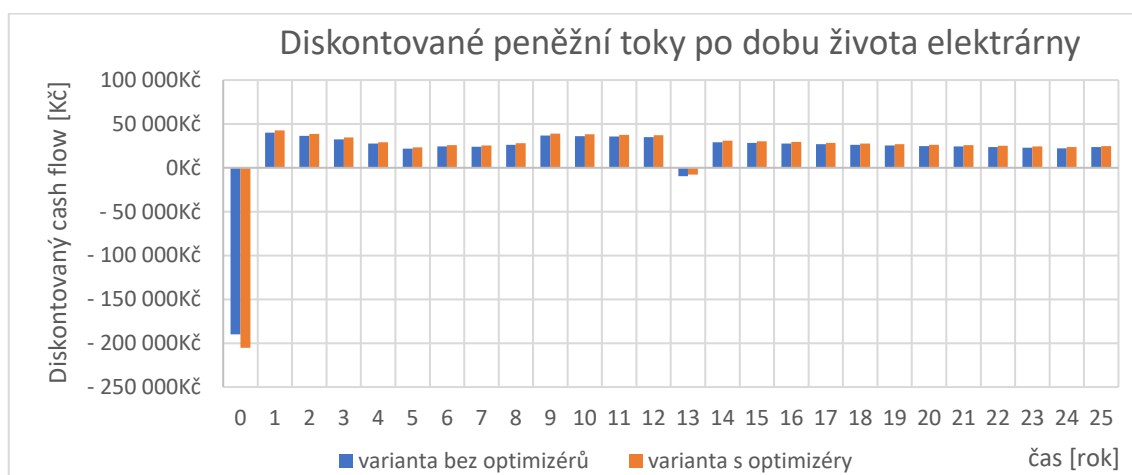
vstupní data do investice	
cena panelu [Kč/ks]	3 500 Kč
počet panelů [ks]	14
výkon panelu [kWp]	450
cena panelů celkem [Kč]	49 000 Kč
cena optimizéru [Kč/ks]	1 500 Kč
počet optimizérů [ks]	14 Kč
cena optimizérů celkem [Kč]	21 000 Kč
počet střídačů [ks]	1
výkon střídačů [kVA]	10
cena střídače [Kč]	45 000 Kč
celkem za střídače celkem [Kč]	45 000 Kč
cena konstrukce [Kč/W]	0.298 Kč
cena konstrukce celkem [Kč]	1 877 Kč
počet montážníků [-]	2
cena za montážníka 1kWp [Kč]	3 000 Kč
cena za práci celkem [Kč]	37 800 Kč
cena připojení před [Kč]	1 000 Kč
cena připojení po [Kč]	1 000 Kč
cena za připojení celkem [Kč]	12 600 Kč
zprovoznění FVE [Kč/kWp]	2 000 Kč
zprovoznění střídače [Kč/ks]	5 000 Kč
cena za zprovoznění střídače [Kč]	17 600 Kč
cena projekce 1 kWh [Kč]	10 000 Kč
cena za projekt celkem [Kč]	63 000 Kč
podíl managementu[%]	50%
cena za management celkem [Kč]	31 500 Kč
podíl rezervy [%]	5%
rezerva bez optimizérů [Kč]	12 919 Kč
rezerva s optimizéry [Kč]	13 969 Kč
dotace [%]	30%
instalovaný výkon [kWp]	6.3
vyrobený výkon za rok bez optimizérů [MWh]	5.659
vyrobený výkon za rok s optimizéry [MWh]	6.021

Celková tabulková hodnota pořizovací ceny takovéto fotovoltaické elektrárny o výkonu 6.3 kW je v případě varianty bez optimizérů 190 tis. Kč. Pořizovací cena optimizérů činí 21 tis. Kč což je přibližně 11 % velikosti počáteční investice.

Stanovení jednotlivých cen je indikativní a je závislé na vývoje cen na trhu a dostupnosti jednotlivých komponent, kdy například panely instalované na střechu ČVUT nejsou již v seznamu dotovaných komponent FVE a dokonce se již nevyrobí. Avšak celková cena je cena, za kterou bychom byli spolehlivě schopni, i s dobrým ziskem, tuto elektrárnu realizovat. Cena nezahrnuje náklady spojené s připojením k distribuční síti (úprava stávajících rozvodů pro připojení FVE a přidání HDO), ani RFVE rozvaděč sloužící jako rozpadové místo elektrárny.

7.3. Výsledky

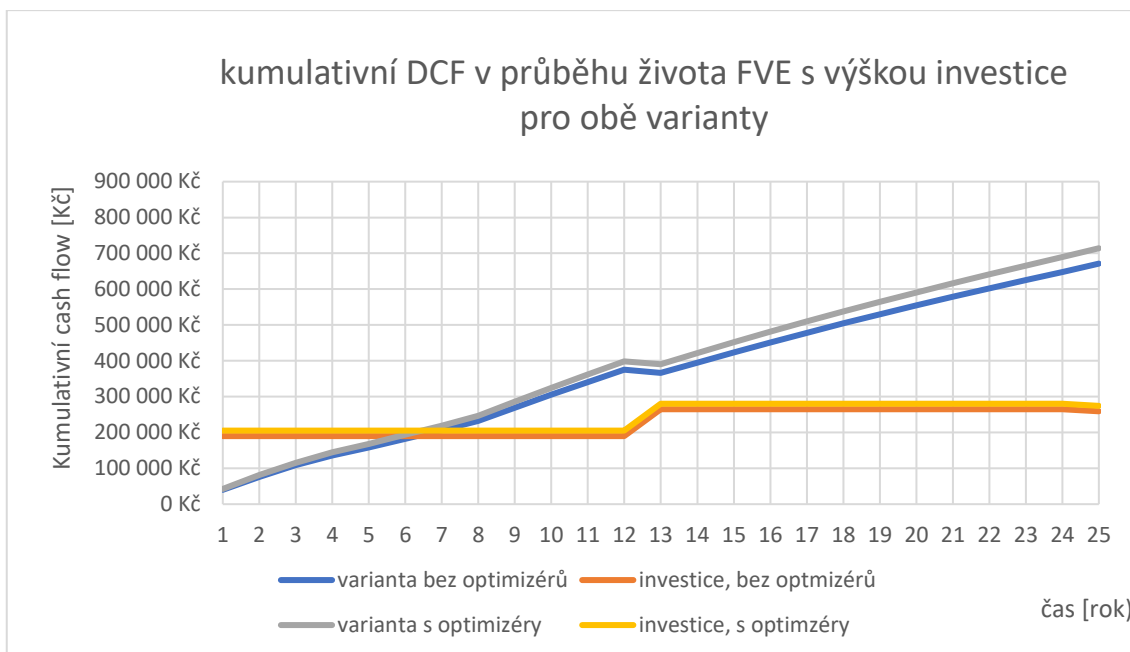
Pro námi zvolené parametry, jsem vypočítal NPV jednotlivých variant a porovnal je mezi sebou. Rozdíl těchto NPV vypovídá, že investice do elektrárny s optimizéry je výhodnější než varianta bez ní a pro takovou elektrárnu činí tento rozdíl po 25 letech přibližně 27 444 Kč.



Graf 14 - přehled finančních toků v průběhu života elektrárny

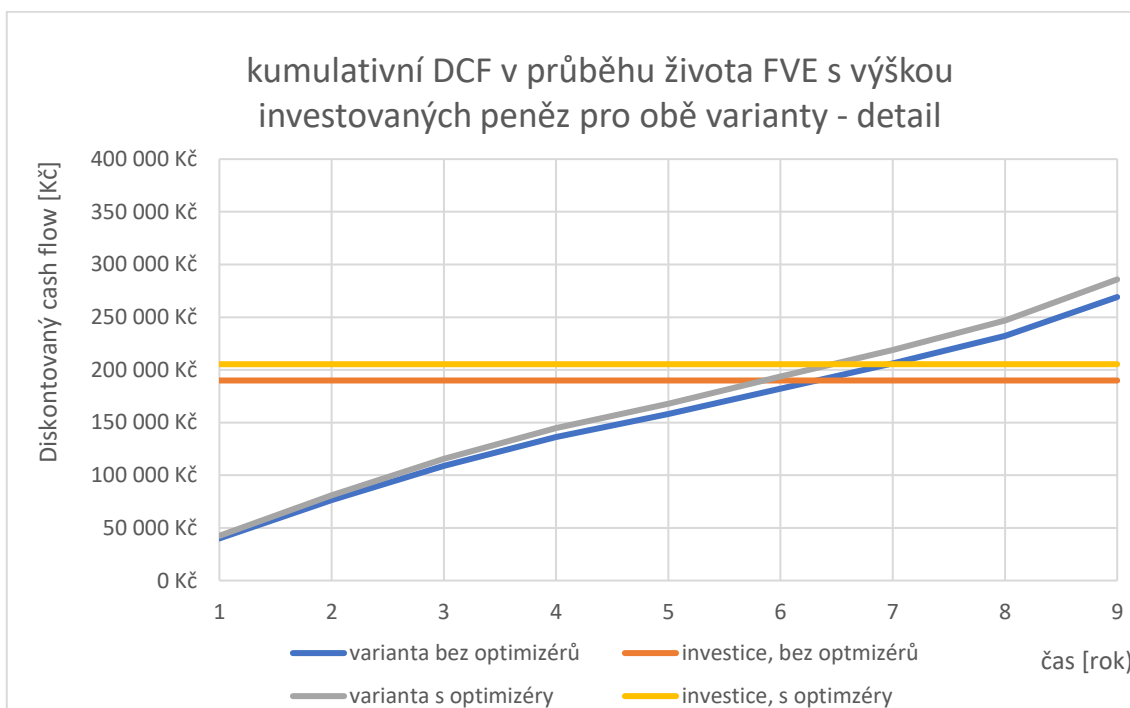
V grafu 14 vidíme vstupní investici společně s jednotlivými peněžními toky. Ve 13 roce dojde k investici do nového střídače. Můžeme pozorovat sice vyšší počáteční investici v případě varianty s optimizéry právě o příspěvek optimizérů, ale ve zbylých finančních tocích je pak tato varianta výnosnější či méně nákladná (v případě 13 roku).

Z následujícího grafu 15 je pak patrné, že mezi 6 a 7 rokem dojde u obou variant k vrácení počáteční investice a i přes nákup střídače v 13-tém roce.



Graf 15 – kumulativní diskontovaný cash flow v průběhu života s výškou investovaných peněz

Pro lepší určení návratu investice je v grafu 16 vyobrazen detail mezi roky 1 až 9. Je patrné, že rozdíl mezi průsečíky modré a červené křivky a šedé a žluté křivky je nepatrný.



Graf 16 - kumulativní diskontovaný cash flow v průběhu života s výškou investovaných peněz, detail pro roky 1 až 9

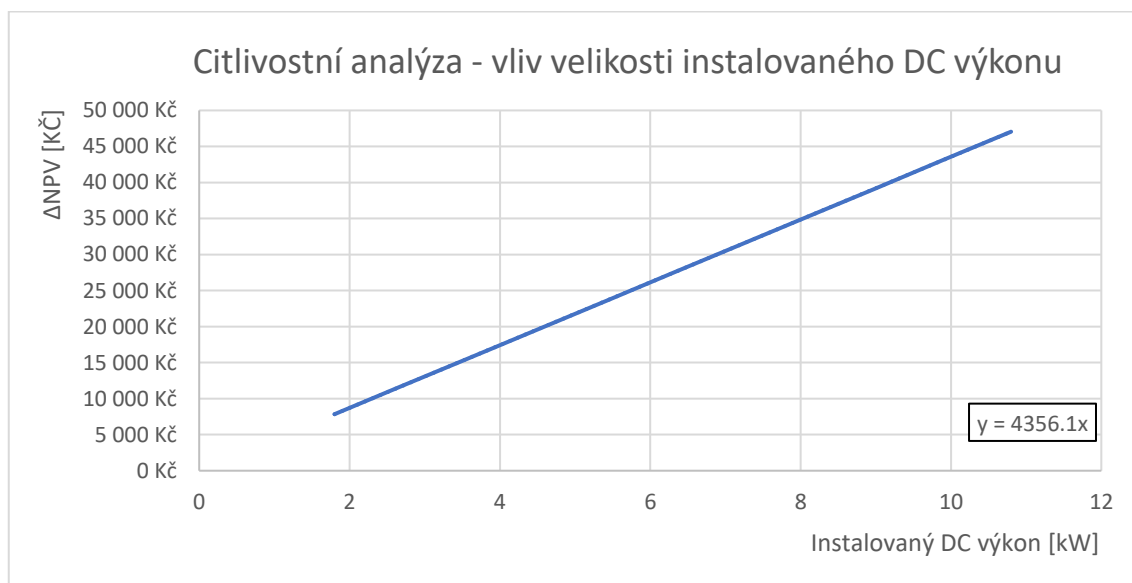
Investice do elektrárny bez optimizérů se vrátí za 6 let a 4 měsíce a v případě elektrárny s optimizéry se vrátí za 7 let.

7.4. Citlivostní analýza

Jako jedním z hodnocení výsledků ekonomického modelu je provedení citlivostní analýzy na jednotlivé důležité parametry. Jsou to zejména vlivy ceny optimizérů, velikost instalovaného výkonu, příspěvek optimizérů a velikost dotace.

7.5. Rentabilita optimizérů

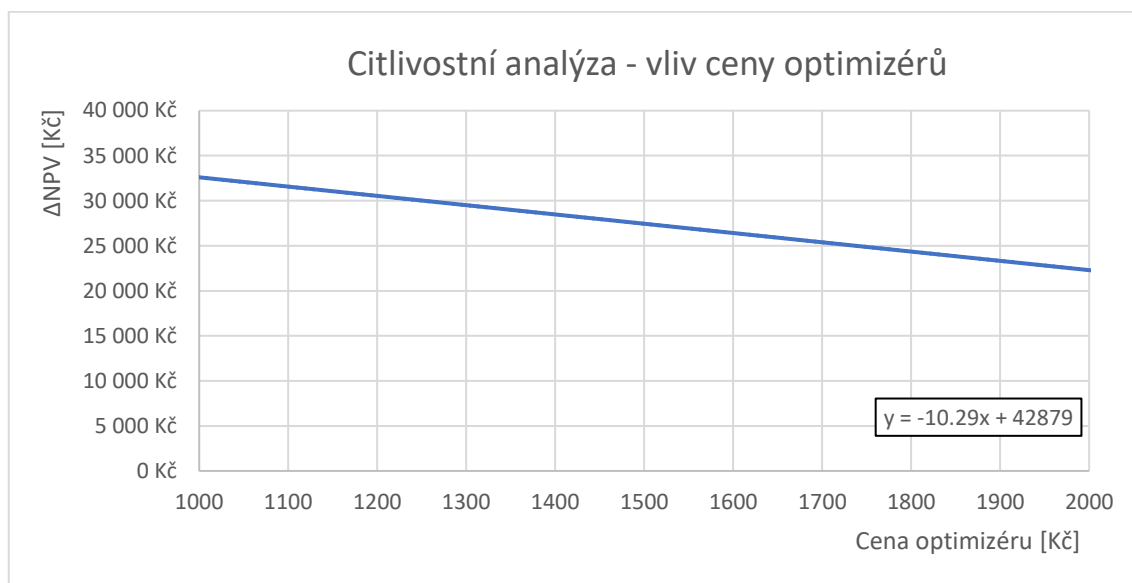
Pro stanovení rentability optimizérů je nutné provést závislost instalovaného výkonu na rozdílu NPV obou variant. V případě, že je rozdíl kladný, investice se vyplatí. Vzhledem k tomu, že instalovaný výkon je výsledkem součinu celých čísel (počet panelů a jmenovitý výkon), je vstupní výkon vypočten pouze pro násobky 450 Wp instalovaného. V případě výpočtu ceny střídačů a jejich počtu ze vstupních parametrů pak bylo použito naprogramované funkce v programu Visual Basic. Ten rozlišuje lineární závislosti cen na škálách 0–30 kVA, 30–50 kVA, 50–100 kVA a 100 a více kVA.



Graf 17 - vliv citlivosti parametru instalovaného výkonu na NPV

Z grafu 17 je patrné, že optimizéry se vyplatí vždy při ceně 1500 Kč/ks a současných cenách elektrické energie. Tato závislost je třetí nejsilnější ze zkoumaných a ukazuje, že parametr se mění se strmostí 4356 Kč/kWp.

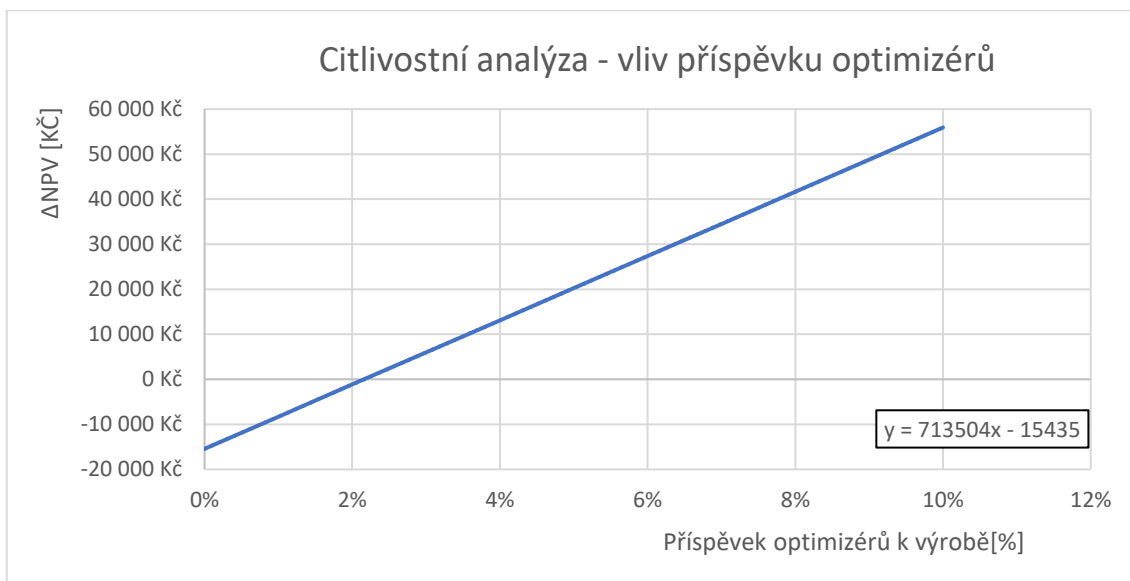
V případě, že budeme diskutovat vliv ceny optimizérů na výsledný rozdíl NPV dospějeme k citlivostní analýze v grafu 18.



Graf 18 - vliv citlivosti parametru instalovaného výkonu na NPV

Na tomto grafu je zajímavé, aby obě varianty byly při vstupních podmínkách stejné, musely by optimizéry stát 4 167 Kč což je téměř 3 násobek oproti běžné ceně. Tento parametr klesá se strmostí 10,29.

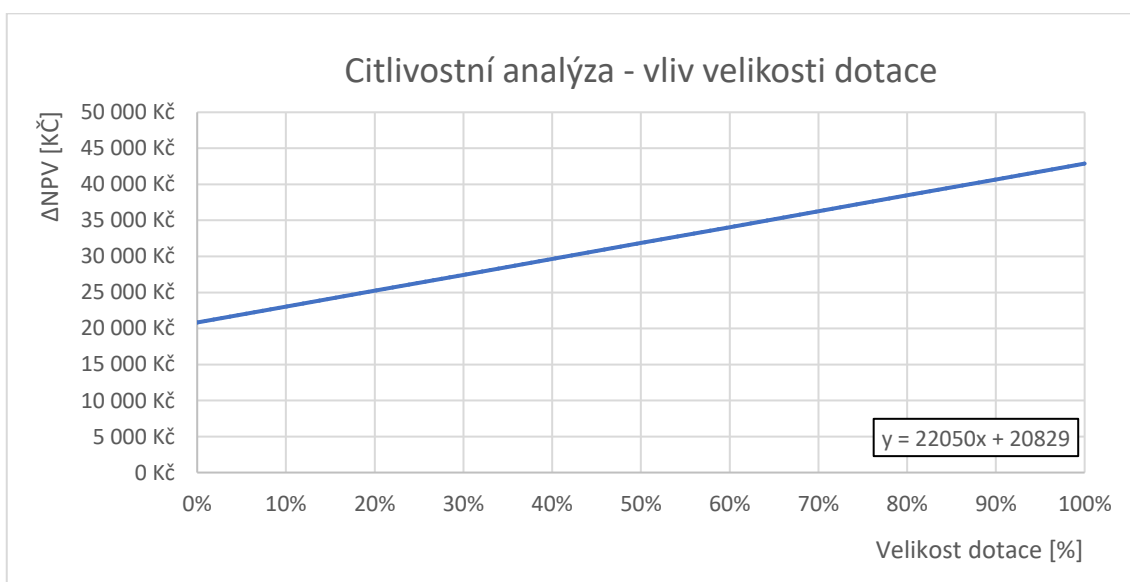
Jako posledním parametrem zkoumání optimizérů je pak parametr výtěžnosti optimizérů. Ten byl pokusem stanoven na přibližně 5,8 %. V grafu 19 je pak ukázáno, aby byly optimizéry rentabilní, musela by jejich výtěžnost být větší než 2,6 %. Můžeme také říci, že tato závislost je nejsilnější ze všech zkoumaných a parametr se mění se strmostí 7 135 Kč/%. To jedním z důvodů proč se optimizéry začaly tak hodně používat, protože ukazují na skutečnost, že jakékoliv zvýšení výnosnosti fotovoltaické elektrárny je dobrým přínosem k celkové produkci elektrárny.



Graf 19 - vliv citlivosti parametru příspěvku optimizérů k výrobě na NPV

7.5.1. Vliv velikosti dotace

Posledním zajímavým parametrem je vliv velikosti dotace. Ta byla v modelu stanovena jako procentuální podíl na celkové počáteční investici do elektrárny. V grafu 20 je pak tato závislost vidět. Graf byl vyobrazen pro všechny možné velikosti dotace až na téměř nedosažitelných 100%. Můžeme vidět, že s velikostí dotace roste i rozdíl v NPV obou variant. Tento rozdíl roste se strmostí 220 Kč/%.



Graf 20 - vliv citlivosti parametru příspěvku optimizérů k výrobě na NPV

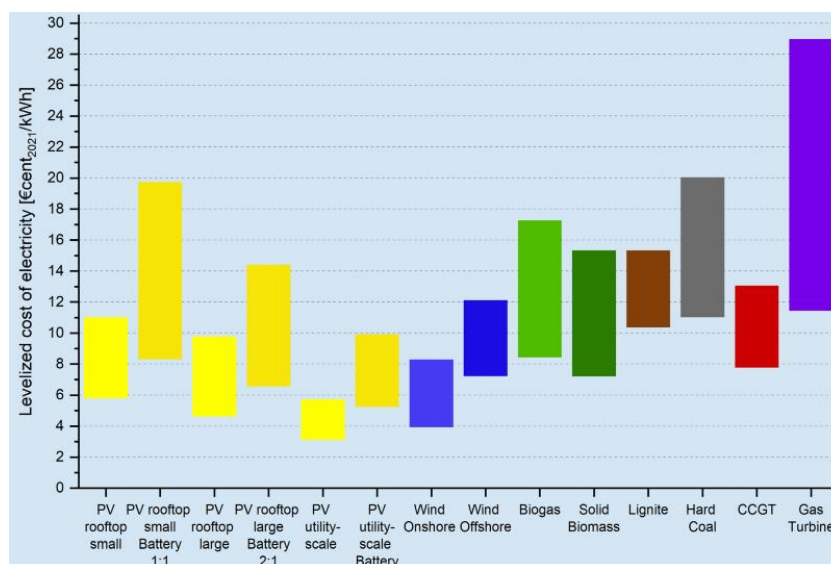
7.6. LCOE

Levelized cost of electricity je pojem, který stanovuje poměr celkových nákladů elektrárny po dobu života ku celkové produkci elektrické energie po dobu jejího aktivního života a má jednotku Kč/MWh. Obecně se dá říci, že je to minimální cena, za kterou bychom tuto energii prodali, abychom za dobu života elektrárny byli v zisku. Můžeme si představit, že celý výkon elektrárny budeme prodávat abychom byli v zisku za 25 let. Ke stanovení LCOE jsme sečetli všechny diskontované náklady po celou dobu jejího života. Celková vyrobená energie je dána průměrnou výrobou z tabulky 6 po dobu 25 let. Výsledné hodnoty minimální ceny energie z této FVE jsou v tabulce 9 s ohledem na degradaci elektrárny po dobu 25 let.

Tabulka 9 - výsledky LCOE pro jednotlivé varianty

LCOE	
bez optimizérů [Kč/MWh]	1 623 Kč
s optimizéry [Kč/MWh]	1 628 Kč
výsledný rozdíl [Kč/MWh]	-5 Kč

Na první pohled jsou obě varianty naprosto shodné, výsledný rozdíl -5 Kč na jedné MWh ve prospěch elektrárny bez optimizérů. Již samotné hodnoty minimální ceny elektrické energie pohybující se okolo 1 630 Kč/MWh jsou velmi příznivou minimální prodejní cenou v porovnání s hodnotami LCOE dalších obnovitelných zdrojů uvedených na obrázku 28.



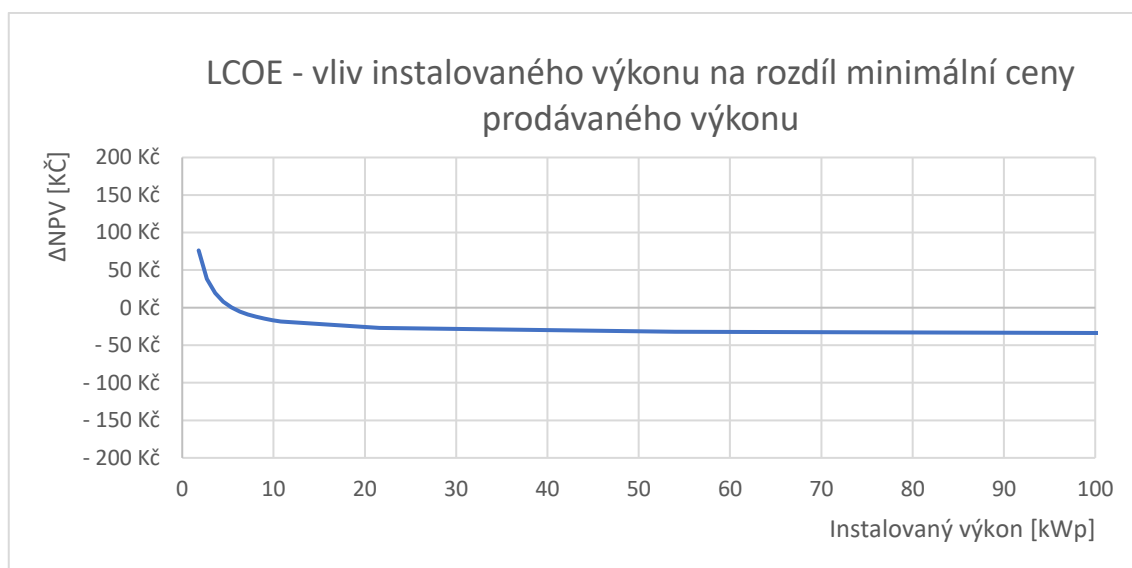
Obrázek 28 – porovnání LCOE s dalšími typy obnovitelných zdrojů

Zdroj: [44]

Z obrázku 28 je patrné, že výsledek obou typů elektráren 1630 Kč/MWh je při porovnání s hodnotou stejného typu elektrárny shodný (tento typ elektrárny má hodnotu LCOE v rozmezí 1480 až 2710 Kč/MWh) a spolu s jinými typy fotovoltaických a větrných elektráren se řadí mezi nejnižší hodnoty LCOE.

V porovnání s cenou variabilní složky elektrické energie zmíněné kapitole 7.1.1 kde z tabulky 7 lze také vyčíst cenu za 1 MWh koupené energie (variabilní částí ceny) a to pro obě varianty o hodnotě pohybující se okolo 7500 Kč/MWh.

Pro závislost rozdílu LCOE obou variant byl vytvořen graf 21. Jsou zde patrné dvě závislosti a to v oblasti, kdy je rozdíl jednotlivých variant kladný a tedy použití optimizérů se pro výkon pod 5,46 kWp vyplatí. Pro hodnoty nad 5,46 kWp se investice do elektrárny s optimizéry z hlediska LCOE nevyplatí.



Graf 21 – vliv velikost instalovaného výkonu na rozdíl minimální ceny prodáváného výkonu této elektrárny

7.7. Manažerské shrnutí

Vzhledem k pozitivním výsledkům porovnání obou variant doporučuji investovat do varianty s optimizéry. Tato varianta je však silně závislá na instalovaném výkonu. Proto navrhuji instalování vyšších výkonů, aby i přes nepredikovatelný vývoj cen elektrické energie bylo jisté, že investice do konceptu s optimizéry bude výhodnější.

Pokud bychom chtěli porovnat elektrárny s prodejem celého výkonu do sítě, a tedy si vybrat koncept elektrárny na základě hodnoty LCOE, musím investici do elektrárny s optimizéry zamítnout a to z důvodu nižší hodnoty LCOE.

8. Závěr

V této práci byla zhodnocena možnost použití optimizérů na střešní fotovoltaické elektrárně s ohledem na všechny faktory (princip funkce, vztah optimizéru k ostatním hlavním komponentům fotovoltaické elektrárny, vztah ke geografickým a geologickým podmínkám, legislativě) a zároveň bylo ukázáno jakým způsobem se takovéto elektrárny projektují, čeho se vyvarovat, jak postupovat a uvedl příklady jednotlivých stupňů dokumentací, kde jsem vyhotovil dokumentaci pro provedení stavby na měřený projekt střešní elektrárny na halách ČVUT.

Bylo provedeno měření na střeše hal ČVUT pro navrhnutý zakrývací plán a vymyšlen postup jakým dojde ke zpracování dat tak, aby bylo možné prokázat přínos optimizérů.

Pro měření byl proveden ekonomický návrh, aby bylo možné porovnat oba koncepty elektrárny z hlediska základních ekonomických ukazatelů NPV a LCOE. Oba typy elektráren byly naceněny pomocí reálných odhadů cen jednotlivých komponent a bylo by možné oba typy elektrárně za tuto hodnotu počáteční investice realizovat.

Pokud se podíváme na optimizéry z technického hlediska, je to další produkt, který se musí do fotovoltaické elektrárny instalovat a nezanedbatelně zvyšuje počáteční investici. Také četnost těchto optimizérů ve velkých elektrárnách je v řádech tisíců a musí být kladen důraz na bezporuchovost těchto zařízení protože toto množství velmi přispěje k celkové poruchovosti elektrárny, kdy monitoring na úrovni panelů svědčí o komplikovanosti a množství přenášených dat. Optimizéry také mohou znatelně zvýšit riziko požáru budovy či jen způsobit nevýrobu.

Pokud se na optimizéry podíváme z hlediska požární bezpečnosti a budoucí legislativy tvořenou po vzoru Německa, jsou firmy disponující technologií optimizérů v nepochybné výhodě a budou mít po schválení nových pravidel, kdy bude nutné elektrárnu na úrovni panelů odstavit na bezpečné napětí do 120 V, dočasně velmi výhodné postavení. Vzhledem k tomuto faktu firmy Solar Edge, Huawei (optimizéry firmy Tigo nesnižují napětí na bezpečnou úroveň) úspěšně prosadily na trh a mají tedy dobré výchozí postavení v případě, že dojde ke schválení hranic bezpečného napětí panelových větví fotovoltaické elektrárny.

Při porovnání výsledků z měření a ekonomického modelu chci zhodnotit přesnost výsledků ke kterým jsme dospěli. Vzhledem k tomu, že bylo nutné přepočítat měsíční měření pomocí programu PV GIS na roční hodnoty, jsou výsledky ovlivněny statistickými daty z toho programu. Teprve dlouhodobé měření celého roku na všech stupních zakrytí současně by mohlo přinést mnohem přesnější výsledky.

Vzhledem k tomu, že ekonomický model byl zohledněn se skutečnými cenami, mám za to, že vzhledem ke vstupním parametrům je pak realizace fotovoltaické elektrárny, s instalovaným výkonem 6.3 kWp pro dům se spotřebou 10 MWh za rok s dotací 30 %, výhodná pro obě varianty s výslednou návratností v rozmezí 6 až 7 let provozu elektrárny, avšak varianta s optimizérem je o přibližně 27 tis. Kč výhodnější. V případě stanovení minimální hodnoty prodeje vyrobené elektrické energie do sítě, je cena obou variant 1630 Kč nízká při porovnání s jinými variantami elektráren (obrázek 28). Rozdíl obou variant 5 Kč/MWh je naprosto zanedbatelný.

Na základě těchto faktů je přínos optimizérů jak po technické, ekonomické a legislativní stránce přínosný s ohledem na několik negativních faktů, které použití optimizérů znevýhodňují.

9. Použitá literatura

- [1] European Commission, „Zelená dohoda pro Evropu“, Brussels: European Commission. Viděno: 13. listopad 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.consilium.europa.eu/cs/policies/green-deal/>
- [2] International Renewable Energy Agency, „World Energy Transitions Outlook 2022“, Masdar City: International Renewable Energy Agency. [Online]. Dostupné z: <https://www.irena.org/Digital-Report/World-Energy-Transitions-Outlook-2022>
- [3] M. Brozou, „The European Green Deal and the war in Ukraine: Addressing crises in the short and long term“, Brussels: European Think Tanks Group. Viděno: 5. leden 2023. [Online]. Dostupné z: <https://ettg.eu/wp-content/uploads/2022/07/The-European-Green-Deal-and-the-war-in-Ukraine.pdf>
- [4] W. C. Sinke, „Development of photovoltaic technologies for global impact“, *Renew. Energy*, roč. 138, s. 911–914, 2019.
- [5] B. Bechník, „Stručná historie fotovoltaiky“, Praha: Topinfo. Viděno: 5. leden 2023. [Online]. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/fotovoltaika/11652-strucna-historie-fotovoltaiky>
- [6] P. Mastný *et al.*, *Obnovitelné zdroje elektrické energie*. Praha: České vysoké učení technické, 2011.
- [7] V. Benda, „Fyzikální principy konstrukce fotovoltaických článků“, prezentováno v Aplikace solárních systémů, České vysoké učení technické – fakulta elektrotechnická, 2022.
- [8] V. Michal, *Měřicí systém pro sledování efektivity fotovoltaického panelu*, roč. 2012. Brno: Vysoké učení technické v Brně.
- [9] D.-W. Kim *et al.*, „Characteristic Analysis of HTS Magnet Charging System Combined with PV System Using MPPT Control“, *Progress in Superconductivity and Cryogenics*, roč. 14, č. 1, s. 8–13, 2012.
- [10] M. Azzouzi, D. Popescu, a M. Bouchahdane, „Modeling of Electrical Characteristics of Photovoltaic Cell Considering Single-Diode Model“, *Journal of Clean Energy Technologies*, roč. 4, č. 6, s. 414–420, 2016.
- [11] N. Bodnár, „Hodnocení výkonu a účinnosti fotovoltaické elektrárny v Hostětíně“, Bakalářská práce, Masarykova univerzita, Přírodovědecká fakulta – geografický ústav, 2016.
- [12] V. Benda, „Provozní podmínky fotovoltaických systémů“, prezentováno v Aplikace solárních systémů, České vysoké učení technické – fakulta elektrotechnická, 2023.
- [13] V. Benda, „Provozní spolehlivost a diagnostika fotovoltaických systémů“, prezentováno v Aplikace solárních systémů, České vysoké učení technické: Fakulta elektrotechnická.
- [14] S. Das, E. Hossain, a M. Z. Khan, „Fixed Point Implementation of Grid Tied Inverter in Digital Signal Processing Controller“, *Spec. Sect. Evol. Technol. ENERGY STORAGE Syst. ENERGY Syst. Appl.*, roč. 8, s. 89215–89227, 2020.
- [15] V. Benda, „Fotovoltaické systémy připojené k rozvodné síti“, prezentováno v Aplikace solárních systémů, České vysoké učení technické – fakulta elektrotechnická, 2022.
- [16] M. Díez – Mediavilla, M. I. Dieste – Velasco, M. C. Rodríguez – Amigo, T. García – Calderón, a C. Alonso – Tristán, „Performance of grid-tied PV facilities based on real data in Spain: Central inverter versus string system“, *Energy Conversion and Management*, roč. 86, s. 1128–1133, 2014.
- [17] Sungrow, „SG110CX datasheet“. Drážďany: Sungrow, 2022.
- [18] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen, a F. Blaabjerg, „A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules“, *IEEE Transactions on Industry Applications*, roč. 41, č. 5, s. 1292–1306, 2005.

- [19] G. V. Guzmán, M. R. Panfilo, a M. S. Zúñiga, „High Efficiency Single-Phase Transformer-less Inverter for Photovoltaic Applications", *Ingeniería, Investigación y Tecnología*, roč. 16, č. 2, s. 173–184, 2015.
- [20] Tigo Energy, „Embrace solar freedom with Tigo TS 4 Flex MLPE". Tigo Energy, 2021.
- [21] M. Y. Javed *et al.*, „A Comprehensive Review on a PV Based System to Harvest Maximum Power", *Electronics*, roč. 8, č. 12, s. 1480, 2019.
- [22] T. Finsterle, „Komponenty PV systémů", prezentováno v Fotovoltaické systémy, České vysoké učení technické - Fakulta elektrotechnická.
- [23] M. Tomáš, „SolarEdge Education", prezentováno v Školení SolarEdge, Praha, 2021.
- [24] Silektro Energy, „Kolik elektřiny vyrobí vaše FVE? Roli hraje nejen lokalita, sklon či orientace panelů", Praha: Silektro. Viděno: 30. prosinec 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.silektro.cz/kolik-elektriny-vyrobi-vase-fve-rol-i-hraje-nejen-lokalita-sklon-ci-orientace-panelu/>
- [25] M. Pokorný *et al.*, „sborník 1. studentské vědecké konference", České vysoké učení technické – fakulta stavební, Praha, 2018. [Online]. Dostupné z: <https://pozar.fsv.cvut.cz/zapaleni-2018/>
- [26] 458/2000 Sb., *Energetický zákon*. 2000.
- [27] 183/2006 Sb., *Stavební zákon*. 2006.
- [28] Z. Hošek, „Požární bezpečnost fotovoltaických systémů", *časopis ELEKTRO*, č. 4/2011, 2011.
- [29] 460/2021 Sb., *Vyhláška o kategorizaci staveb z hlediska požární bezpečnosti a ochrany obyvatelstva*. 2021.
- [30] ČSN 73 0804 ED.2, *Požární bezpečnost staveb – Výrobní objekty*. 2023.
- [31] B. Bechník, „Požáry fotovoltaiky a riziko úrazu elektrickým proudem", Praha: Topinfo. Viděno: 11. březen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/fotovoltaika/11554-pozary-fotovoltaiky-a-riziko-urazu-elektrickym-proudem>
- [32] M. Valouch, „Požadavky požární ochrany na FVE", prezentováno v Požární řešení pro FVE, Praha, 2023.
- [33] E. Černochová, „Návrh systému ochrany před bleskem u FVE", prezentováno v Rizika spojená s instalací FVE v důsledku úderu blesku, Praha, 2023.
- [34] SolarEdge, „Overvoltage surge protection – Technical note", Herzlija: SolarEdge. [Online]. Dostupné z: https://knowledge-center.solaredge.com/sites/kc/files/lightning_surge_protection.pdf
- [35] C. Koudelka, „Ochrana před bleskem", Skripta, Vysoká škola báňská, Ostrava, 2007. [Online]. Dostupné z: <https://zdroje.elektrika.cz/book/ochrana-pred-bleskem/>
- [36] J. Vrána, K. Dvořáček, O. Rubinová, I. Vališ, a V. Jelínek, „Návrh hromosvodní ochrany dle souboru norem ČSN EN 62305", in *Technická zařízení budov prakticky*, Praha: Topinfo, 2008.
- [37] J. Kutáč, „LPS podle nového souboru norem ČSN EN 62305", *ELEKTRO*, č. 12/2006, 2006.
- [38] CITELE, „Moderní řešení bezpečnosti provozu pro fotovoltaické elektrárny (FVE)". Paris: CITELE 2CP – OBSTA. [Online]. Dostupné z: https://www.citel.cz/download/Brozura_o_fotovoltaice_2014_CZ.pdf
- [39] ČEZ distribuce, „Připojovací podmínky pro výrobní elektrárny". ČEZ energetické služby. Viděno: 9. březen 2023. [Online]. Dostupné z: https://www.cez.cz/webpublic/file/edee/2023/01/23_28-0023r00_pripojovaci_podminky_vyrobn_y_komplet_final.pdf
- [40] Vědecké centrum EU, „Online nástroj PVGIS", Brussels: European Commission. Viděno: 22. duben 2023. [Online]. Dostupné z: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- [41] Česká tisková kancelář, „Expertí: Ceny energií pro odběratele se zřejmě ještě sníží", Praha: Borgis. Viděno: 1. leden 2024. [Online]. Dostupné z: <https://www.novinky.cz/clanek/ekonomika-experti-ceny-energi-pro-odberatele-se-zrejme-jeste-snizi-40429241>

- [42] K. Sudová, „Cena elektřiny na burze 2023: Aktuální graf, dodavatelé a cenový strop v Česku“, Praha: CZECH NEWS CENTER. Viděno: 1. leden 2024. [Online]. Dostupné z: <https://www.e15.cz/cena-elektriny-burza-graf-aktualne>
- [43] Česká Národní Banka, „Inflační cíl“, Praha: Ústředí ČNB. Viděno: 1. leden 2024. [Online]. Dostupné z: <https://www.cnb.cz/cs/menova-politika/inflacni-cil/>
- [44] C. Kost, S. Shammugam, V. Fluri, P. Dominik, A. D. Memar, a S. Thomas, „Study: Levelized Cost of Electricity – Renewable Energy Technologies“, Freiburg: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Viděno: 6. leden 2024. [Online]. Dostupné z: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/cost-of-electricity.html>