

Diplomová práce



F3

České
vysoké
učení technické
v Praze

Fakulta elektrotechnická
Katedra měření

Predikce chování fotovoltaických systémů na konci jejich životnosti

Bc. Lenka Schröpferová

Vedoucí: Ing. Pavel Hrzina, PhD.
Obor: Inteligentní budovy
Srpen 2020

Poděkování

Velké poděkování patří vedoucímu této práce, panu Ing. Pavlu Hrzinovi, PhD. za trpělivost, cenné poznámky a podnětné návrhy při tvorbě celé práce. Dále patří poděkování mé rodině, která mě ve studiu podporovala a v poslední řadě pak mým přátelům, kteří mě provázeli celým studiem.

Prohlášení

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

V Praze 14. srpna 2020

Abstrakt

Diplomová práce popisuje a analyzuje výskyt poruch FVE v čase na území ČR. Zvolený problém je analyzován několika studiemi a následně vlastním výzkumem složeným z dotazníkového šetření a provedených měření na několika FVE. Následně je proveden rozbor predikce a vytvořen seznam faktorů, které vstupují do provozu FVE.

Klíčová slova: FVE, fotovoltaika, porucha, predikce, požáry FVE, vanová křivka

Vedoucí: Ing. Pavel Hrzina, PhD.

Abstract

The diploma thesis describes and analyzes the occurrence of PV failures over time in the Czech Republic. The selected problem is analyzed by several studies and subsequently by my own research consisting of a questionnaire survey and measurements performed at several PV roof systems. Subsequently, a prediction analysis is performed and a list of factors that enter the operation of the PV plant is created.

Keywords: PVP, photovoltaics, failure, prediction, PV fires, bathtub

Title translation: Prediction of behavior of photovoltaic systems at the end of their service life

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Schröpferová** Jméno: **Lenka** Osobní číslo: **434925**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávací katedra/ústav: **Katedra měření**
Studijní program: **Inteligentní budovy**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Predikce chování fotovoltaických systémů na konci jejich životnosti

Název diplomové práce anglicky:

Prediction of behavior of photovoltaic systems at the end of their service life

Pokyny pro vypracování:

1. Analyzujte časový vývoj vad FVE.
2. Identifikujte hlavní rozdíly ve výskytu vad v jednotlivých časových obdobích.
3. Predikujte chování FV systémů na konci jejich plánované životnosti s ohledem na bezpečnostní aspekty instalací.

Seznam doporučené literatury:

- [1] STANĚK, Kamil. Fotovoltaika pro budovy. Praha: Grada pro Katedru konstrukcí pozemních staveb Fakulty stavební Českého vysokého učení technického v Praze, 2012. ISBN 978-80-247-4278-6.
[2] KÖNTGES, Marc. Review of Failures of Photovoltaic Modules. 2014. IEA International Energy Agency. ISBN 978-3-906042-16-9.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Pavel Hrzina, Ph.D., katedra elektrotechnologie FEL

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

Datum zadání diplomové práce: **03.12.2019**

Termín odevzdání diplomové práce: _____

Platnost zadání diplomové práce:

do konce letního semestru 2020/2021

Ing. Pavel Hrzina, Ph.D.
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

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

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Diplomantka bere na vědomí, že je povinna vypracovat diplomovou práci samostatně, bez cizí pomoci, s výjimkou poskytnutých konzultací. Seznam použité literatury, jiných pramenů a jmen konzultantů je třeba uvést v diplomové práci.

Datum převzetí zadání

Podpis studentky



Obsah



ÚVOD.....	9
1 POJMY A ZÁKLADNÍ DEFINICE.....	10
1.1 SPOLEHLIVOST	10
1.2 BEZPORUCHOVOST A PORUCHA	10
1.2.1 Dělení poruch dle příčin vzniku	10
1.2.2 Porucha dle následků.....	10
1.2.3 Dělení poruch dle časového průběhu změn parametrů	11
1.2.4 Dělení poruch dle stupně porušení provozuschopnosti.....	11
1.2.5 Pojmy svázané s poruchami.....	11
1.3 POUŽITELNÝ A NEPOUŽITELNÝ STAV	13
1.4 ŽIVOTNOST A UŽITEČNÁ DOBA ŽIVOTA	13
2 FOTOVOLTAICKÝ SYSTÉM A JEHO KOMPONENTY	14
3 ZPŮSOBY DETEKCE ZÁVAD A PORUCH NA STŘEŠNÍCH INSTALACÍCH.....	15
3.1 VIZUÁLNÍ KONTROLA	15
3.2 TERMOGRAFIE	15
3.3 VOLTAMPÉROVÁ CHARAKTERISTIKA	16
3.4 VÝKONOVÁ ANALÝZA.....	17
3.4.1 Korekce pomocí koeficientů	17
3.4.2 Vyhodnocení pomocí senzorů	18
3.4.3 Porovnání produkce s ostatními FV systémy v okolí	19
3.4.4 Délka slunečního svitu, souhrnná data intenzity záření.....	19
3.4.5 Výběr nejlepších dnů v daných letech	19
3.5 REVIZE FVE.....	19
3.5.1 Prováděné testy	19
4 VÝVOJ TECHNOLOGIÍ FV MODULŮ.....	21
4.1 ZMĚNY VE VÝROBĚ.....	21
4.1.1 Šířka kontaktů	21
4.1.2 Počet sběrnic a multi-wire	21
4.1.3 Tloušťka FV článků	22
4.1.4 Výrobní postupy.....	22
4.1.5 Účinnost.....	23
4.1.6 Půlené články (Half-cut).....	23
4.1.7 Další úpravy výroby.....	23
4.2 SOUHRN Z TRENDŮ VE VÝROBĚ FV MODULŮ PRO ROK 2018	23
4.3 SHRNUTÍ.....	24
5 VSTUPY, KTERÉ OVLIVŇUJÍ PROVOZ ELEKTRÁRNY	26
5.1 LIDSKÝ FAKTOR.....	26
5.1.1 Projektování.....	26
5.1.2 Instalace.....	29
5.1.3 Provoz a údržba	29

5.2	EXTERNÍ FAKTORY	29
5.3	PORUCHY A ZÁVADY NA JEDNOTLIVÝCH KOMPONENTECH	30
5.3.1	<i>Projev poruch a závad FV modulů v úsecích vanové křivky</i>	30
5.3.2	<i>Junction boxy a bypass diody</i>	31
5.3.3	<i>Střídače</i>	32
5.3.4	<i>Vodiče a chráničky</i>	33
5.3.5	<i>Konektory</i>	34
5.3.6	<i>Konstrukce</i>	35
5.3.7	<i>Senzory</i>	35
6	ROZDĚLENÍ PORUCH A ZÁVAD FVE V ČASE	38
6.1	KLIMATICKÉ PROSTŘEDÍ ČR.....	38
6.2	STUDIE <i>PHOTOVOLTAIC FAILURE AND DEGRADATION MODES</i>	39
6.3	STUDIE <i>ASSESSMENT OF PHOTOVOLTAIC MODULE FAILURES IN THE FIELD</i>	40
6.3.1	<i>Studie Statistical evaluation of PV system performance and failure data among different climate zones</i>	42
6.4	STUDIE <i>PV SYSTEMS COMPONENT FAULT AND FAILURE COMPLILATION AND ANALYSIS</i>	44
6.5	STUDIE <i>ASSESSING FIRE RISKS IN PHOTOVOLTAIC SYSTEMS AND DEVELOPING SAFETY CONCEPTS FOR RISK MINIMIZATION</i>	46
6.6	SHRNUTÍ A ZHODNOCENÍ.....	47
6.6.1	<i>Zhodnocení</i>	48
6.6.2	<i>Rozdělení dat dle časového období</i>	48
6.6.3	<i>Výroba a testování při výrobě</i>	49
6.6.4	<i>Kontroly a způsob zjišťování informací</i>	49
6.6.5	<i>Velké vs malé elektrárny</i>	49
6.6.6	<i>Řešení</i>	50
6.6.7	<i>Predikce</i>	50
7	BEZPEČNOSTNÍ ASPEKTY	51
7.1	VZNIK POŽÁRU V DŮSLEDKU PORUCHY	51
7.2	KOMPLIKACE A RIZIKA PRO HASIČE.....	52
7.3	HAŠENÍ POŽÁRU	53
7.4	STATISTICKÝ PŘEHLED POŽÁRŮ.....	53
7.5	OPERATIVNÍ KARTA A TECHNICKÝ LIST	54
8	ZJIŠŤOVÁNÍ STAVU ELEKTRÁREN V ČR A JEJICH PORUCHOVOST	56
8.1	DIAGNOSTIKY FVE.....	56
8.1.1	<i>Měření voltampérové charakteristiky</i>	59
8.1.2	<i>Termografické měření</i>	60
8.1.3	<i>Shrnutí provedených diagnostik</i>	62
8.2	DOTAZNÍK.....	63
8.2.1	<i>Struktura dotazníku</i>	64
8.2.2	<i>Vyhodnocení dotazníku</i>	64
9	PREDIKCE.....	71
9.1	OVLIVŇUJÍCÍ FAKTORY SKLONU KŘIVKY	74
	ZÁVĚR.....	76
	CITOVANÁ LITERATURA.....	78

POUŽITÉ NORMY	82
A • PŘÍLOHY A – VYHODNOCENÍ DOTAZNÍKU	83
B • PŘÍLOHY B – OBSAH CD	91

Seznam použitých symbolů a zkratek

FV	fotovoltaický
FVE	fotovoltaická elektrárna
STC	standartní testovací podmínky
VACH	voltampérová charakteristika
VK	vizuální kontrola
RD	rodinné domy
LDFS	Laboratoř diagnostiky fotovoltaických systémů ČVUT FEL
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
PID	potenciální indukovaná degradace
LID	degradace dopadajícím zářením
ČSN	česká technická norma
DC	stejnoseměrný proud
AC	střídavý proud
UV	ultrafialové záření
EVA	etylen vinyl acetát
BB	sběrnice (busbars)

Značka	Veličina	Jednotka
MTBF	střední doba mezi poruchami (mean time between failure)	[h]
PR	provozní výkonnost (performance ratio)	[%]
I_{sc}	proud nakrátko	[A]
U_{oc}	napětí naprázdno	[V]
I_{MMP}	proud v max. bodě	[A]
U_{MMP}	napětí v max. bodě	[V]
η	účinnost	[%]
λ	intenzita poruch elektrických zařízení	[rok ⁻¹]
μ	intenzita oprav elektrických zařízení	[rok ⁻¹]
T_p	střední doba poruch (plánovaných odstávek)	[h]
$f(t)$	hustota poruch	[-]
$R(t)$	pravděpodobnost bezporuchového provozu	[-]
$F(t)$	pravděpodobnost poruchového provozu	[-]
X	vyšetřované období	[rok]

Úvod

Elektrická energie je se stala součástí našeho všedního života a je třeba ji vyrobit vhodným způsobem s co nejmenší uhlíkovou stopou. Mimo jiné způsoby, se jedním z velmi ekologických způsobů stává přeměna slunečního záření na elektrický proud.

Děje se tak pomocí fotovoltaického jevu, který probíhá ve fotovoltaických článcích sestavených do fotovoltaického modulu. Doplněním dalších komponentů se celý systém stává fotovoltaickou elektrárnou.

V roce 2020 uběhlo přes 10 let od českého fotovoltaického boomu, kdy probíhala výstavba fotovoltaických elektráren na českém území ve velkém množství. V jakém stavu se české elektrárny nachází nebo jaké poruchy na nich lze nalézt, jsou otázky, na které by měla odpovědět měla tato práce. V tuto dobu už by dle předpokladů měly probíhat výměny střídačů, kde výrobci garantují životnost 8 - 10 let. Zjistit, zda se tak děje je také jedním z cílů této práce.

Hlavním požadavkem fotovoltaického systému je maximální možná efektivnost výroby a spolehlivost systému. Předpoklad bezporuchovosti systému se někdy nesesetká s realitou a v průběhu provozu fotovoltaického systému se mohou objevit a také se objevují poruchy. Tyto poruchy se postupem času mohou přetransformovat do bezpečnostního rizika např. do požáru. Dalším cílem práce je zanalyzovat časový vývoj vad fotovoltaických elektráren a identifikovat hlavní rozdíly ve výskytu vad v jednotlivých časových obdobích.

Zmíněna bude i požární bezpečnost, která úzce souvisí se spolehlivostí fotovoltaického systému. Několik případů požárů se již objevilo a analýza degračních procesů současných elektráren nám naznačuje, že můžeme v budoucnu očekávat potenciální nárůst nebezpečí.

Posledním definovaným cílem práce je predikovat toto budoucí nebezpečí a upozornit na faktory, které mohou být nápomocné ke zvýšené poruchovosti, a tím i potenciálnímu nebezpečí.

1 Pojmy a základní definice

Pojmy a základní definice vychází z normy ČSN EN 60 300-1 ed. 3 Bezpečnost strojních zařízení a z normy ČSN IEC 60050-192 Mezinárodní elektrotechnický slovník - Část 192: Spolehlivost.

1.1 Spolehlivost

Spolehlivost se definuje jako schopnost fungovat tak, jak je požadováno, a tehdy, když je to požadováno.

Jde o souhrnný termín pro charakteristiky kvality objektu, které se vztahují k času. Teorie spolehlivosti je odvětví, kde se aplikuje statistika. Zabývá se předvídáním, zjišťováním a řízením technických a dalších systémů. [1]

1.2 Bezporuchovost a porucha

Bezporuchovost je definována jako schopnost fungovat v daných podmínkách během časového intervalu bez poruchy tak, jak je požadováno.

Porucha je v definována jako ztráta schopnosti fungovat tak, jak je požadováno nebo jako ukončení schopnosti objektu vykonávat požadovanou funkci.

V případě poruchy přechází objekt z použitelného stavu do nepoužitelného.

1.2.1 Dělení poruch dle příčin vzniku

- **Porucha z vnějších příčin** – vzniká nedodržením stanovených provozních podmínek.
- **Porucha z vnitřních příčin** – poruchy způsobené vlastními nedokonalostmi v systému.
- **Nezávislé poruchy** – porucha prvku, která nebyla způsobena vadou nebo poruchou jiného prvku soustavy.
- **Závislá porucha** – porucha prvku, která byla způsobena vadou jiného prvku soustavy.
- **Systematická porucha** – porucha, která se důsledně objevuje za určitých podmínek manipulace, skladování nebo použití.
- **Výrobní porucha** – vzniká nedodržením výrobních postupů. [1]

1.2.2 Porucha dle následků

- **Závada** – drobná vada, která nemá vliv na schopnost zařízení plnit požadovanou funkci v provozu (vadné pixely na displejích střídačů, atd...).
- **Porucha** – úplná nebo částečná ztráta schopnosti výrobku plnit funkci, pro kterou byl navržen.
- **Kritická porucha** – porucha, jejímž následkem je ohrožení nebo ztráta života, případně velká hmotná škoda. [1]

1.2.3 Dělení poruch dle časového průběhu změn parametrů

- **Náhlá porucha** – vzniká prudkou změnou hodnot jednoho nebo více parametrů objektu, je zpravidla nepředvídatelná.
- **Postupná porucha** – vzniká v důsledku postupného zhoršování jednoho nebo více parametrů objektu, zpravidla může být předvídána na základě předchozích kontrol.
- **Občasná porucha (sporadická)** - trvá omezenou dobu, po níž objekt opět dosáhne bezporuchového stavu bez vnějšího zásahu.
- **Trvalá porucha** – objekt nedosáhne bezporuchového stavu bez vnějšího zásahu. [1]

1.2.4 Dělení poruch dle stupně porušení provozuschopnosti

- **Úplná porucha** – vzniká v důsledku změn hodnot jednoho nebo více parametrů zařízení od předepsané úrovně stanovené technickými podmínkami, které úplně zabraňují fungování zařízení.
- **Částečná porucha** – vzniká v důsledku změn hodnot jednoho nebo více parametrů zařízení od úrovně stanovené technickými podmínkami, které omezují funkčnost objektu.
- **Havarijní porucha** – porucha, která je náhlá a úplná, má za následek úplnou ztrátu schopnosti provozu.
- **Degradační porucha** – postupná a částečná, má za následek postupné zhoršení schopnosti provozu. [1]

1.2.5 Pojmy svázané s poruchami

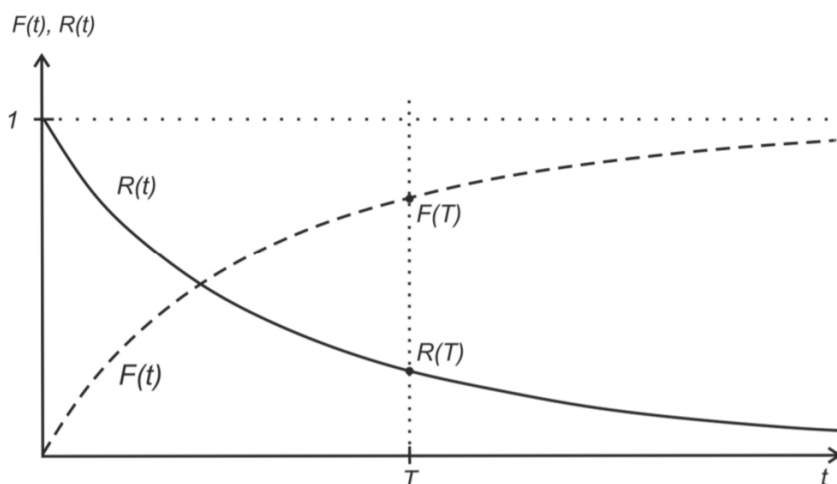
Pravděpodobnost bezporuchového stavu $R(t)$ udává pravděpodobnost, že v časovém intervalu $\langle 0, t \rangle$ nenastane porucha.

Pravděpodobnost lze také definovat jako počet bezvadných výrobků ku počtu testovaných výrobků nebo dle vztahu (1.1). [1]

Pravděpodobnost poruchy $F(t)$ udává pravděpodobnost, že v časovém intervalu $\langle 0, t \rangle$ nastane porucha systému. Jednoduše ji lze vyjádřit dle vztahu (1.2) a lze ji také definovat jako počet vadných výrobků ku počtu testovaných výrobků.

$$R(t) = 1 - F(t) = P(X > t) \quad (1.1)$$

$$F(t) = 1 - R(t) \quad (1.2)$$



Obrázek 1.1 Závislost pravděpodobnosti bezporuchového $R(t)$ a poruchového stavu $F(t)$ na čase při konstantní hodnotě intenzity poruch λ

Dalším pojmem je **hustota poruch $f(t)$** a je dána vztahem

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} \quad (1.3)$$

Intenzita poruch $\lambda(t)$ značí pravděpodobnost, že se objekt neporouchaný v čase t porouchá v malém čas. intervalu dt následující za časem t . Je dána vztahem (1.4) nebo vztahem (1.5).

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (1.4)$$

Při konstantní hodnotě intenzity poruch je možné definovat průběhy pravděpodobnosti bezporuchového $R(t)$, poruchového stavu $F(t)$, hustoty poruch $f(t)$ a s tím i převrácenou hodnotu střední doby mezi poruchami T_s , vztah (1.6). [2]

Střední doby mezi poruchami T_s (MTBF) se jinak stanoví jako aritmetický průměr všech naměřených dob poruchového provozu od skončení opravy do výskytu následující poruchy, kde typ je kumulativní doba provozu t_p a n je počet výpadků způsobených poruchami.

$$\lambda = \frac{1}{T_s} \quad (1.5)$$

$$T_s = \frac{t_p}{n} \quad (1.6)$$

Považujeme-li dobu trvání opravy za náhodnou veličinu, která má exponenciální rozdělení s konstantním parametrem μ , označovaným jako intenzita oprav, platí vztah (1.7), kde T_o je střední doba oprav a pro ni pak platí vztah (1.8), kde t_o je kumulativní doba opravy během sledovaného období a n je počet výpadků způsobených poruchami. [2]

$$\mu = \frac{1}{T_o} \quad (1.7)$$

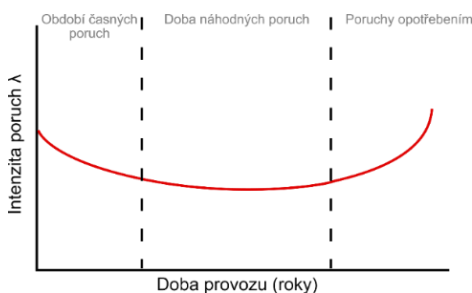
$$T_o = \frac{t_o}{n} \quad (1.8)$$

Ze zkušeností vypadá závislost průběhu intenzity poruch objektu na době provozu jako vanová křivka [3]. Pro neopravovaný objekt platí obr. 1.2 a pro opravovaný objekt je vanová křivka znázorněna na obr. 1.3.

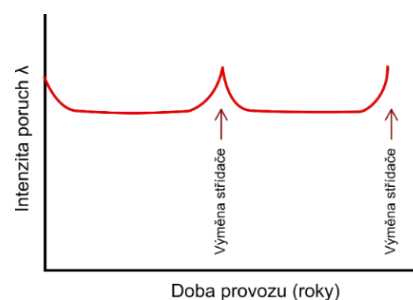
Ta je rozdělena na 3 základní úseky. První úsek se označuje jako **období časných poruch (infant failures)**. Jde o období, kdy se projevují výrobní a montážní vady nebo chyby v samotném návrhu. Jedná se o období, které je charakteristické vysokou poruchovostí, a ta se následně v čase rychle snižuje. Systém se stabilizuje

Za ním následuje **doba náhodných poruch (midlife failure)**, jejíž průběh je konstantní. Po odstranění časných poruch je systém stabilizován, intenzita poruch klesla a poruchy nastávají jen v závislosti na vnějším prostředí. Jedná se o období běžného využívání výrobku.

Posledním úsekem je tzv. **období poruch opotřebením (wear out failure)** období, které reprezentuje degradační procesy stárnutí materiálu. Vyznačuje se rostoucí trendem. Jak moc prudký je závisí na míře provedených kontrol, oprav a dalších faktorech.



Obrázek 1.2 Vanová křivka pro neopravovaný objekt [4]



Obrázek 1.3 Typická vanová křivka pro opravovaný objekt [4]

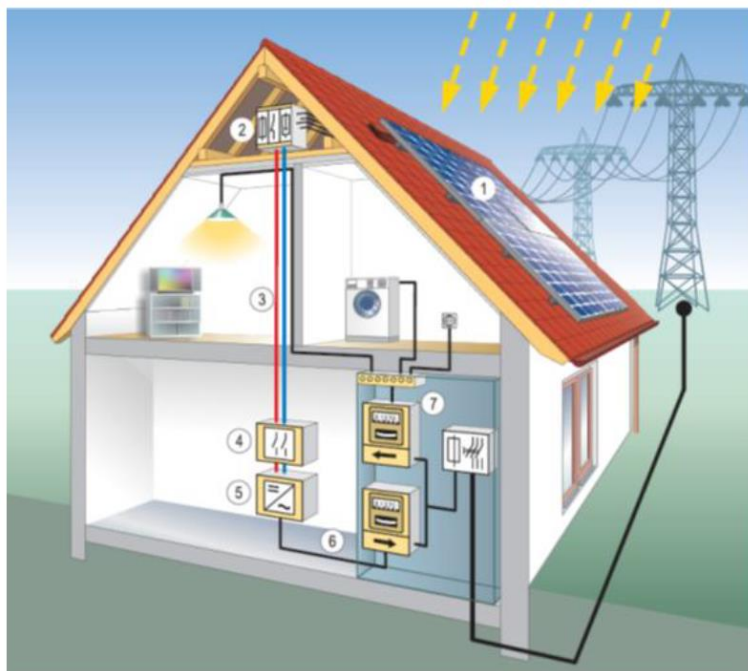
1.3 Použitelný a nepoužitelný stav

Dle normy ČSN IEC 60050-192 se **použitelný stav** popisuje jako stav objektu charakterizovaný skutečností, že objekt může vykonávat požadovanou funkci za předpokladu, že vnější zdroje, jsou-li požadovány, jsou poskytovány a **nepoužitelný stav** jako stav objektu charakterizovaný buď poruchovým stavem nebo možnou neschopností vykonávat požadovanou funkci během preventivní údržby.

1.4 Životnost a užitečná doba života

Dle normy ČSN IEC 60050-192 je **životnost** definována jako schopnost fungovat tak, jak je požadováno, v daných podmínkách používání a údržby do konce užitečné doby života a **užitečná doba života** je definována jako časový interval od prvního použití do doby, kdy, již nejsou požadavky uživatele nadále plněny z důvodu hospodárnosti provozu a údržby nebo z důvodu zastarání.

2 Fotovoltaický systém a jeho komponenty



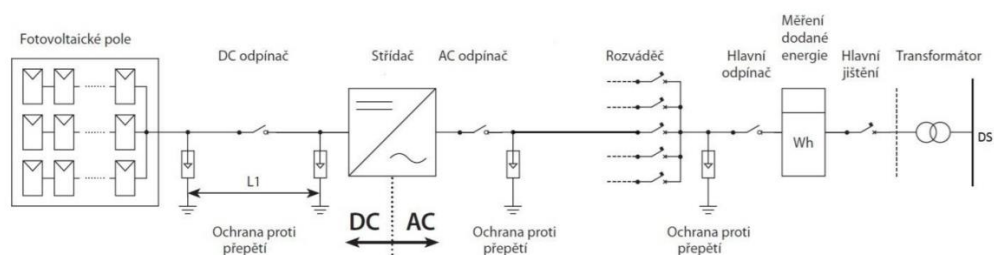
Obrázek 2.1 Obecné schéma FV systému [5]

Základními součástmi fotovoltaického (FV) systému jsou FV moduly (1) a střídač (5). Moduly energie vyrábí a střídač převádí DC napětí na AC napětí. Oba komponenty jsou spojeny solárním vodičem (3). Ten je testovaný proti UV záření, je určený do vnějších i vnitřních prostor a splňuje požadavky na dvojitou izolaci.

Jednotlivá propojení FV modulů do řetězců (stringů) musí mít možnost být odpojena a k tomu slouží pojistkové odpínače, které jsou v DC rozvaděči (2). Na trase moduly - střídač se nachází i přepětové ochrany a hlavní DC odpínač (4) před střídačem.

Za střídačem následuje AC přepětová ochrana, AC jističe, měření elektroměrem a pomocí AC vodiče je vše navedeno do hlavního domovního rozvaděče, kde se energie rozvádí do domu nebo do distribuční sítě.

Systém lze doplnit bateriemi a následně se nazývá hybridní nebo ostrovním, dle toho, zda je připojen k distribuční síti.



Obrázek 2.2 Schéma FV systému připojeného k distribuční síti [6]

3 Způsoby detekce závad a poruch na střešních instalacích

Pro testování FV modulů a detekce jejich vad se používají způsoby jako jsou **elektroluminiscence**, **fotoluminiscence**, **mikroplasmová luminiscence**, **LBIC (Light Beam Induced Current)** nebo **LBIV (Light Beam Induced Voltage)**, kde jsou výsledkem proudové nebo napěťové mapy FV článku a poměrně nová metoda zvaná **Dark Current Test**. [7]

Na všechny vyčtené metody je nutné mít speciální zařízení, např. kamery schopné pracovat v NIR oblasti, přesné měřicí přístroje a další laboratorní vybavení.

V následujícím výčtu jsou pouze metody, které lze provádět na místě instalace, tzv. on-site metody. Všeobecně mají tyto metody určitou nepřesnost v měření, jelikož nejsou prováděny v přesně stanovených podmínkách. Základním předpokladem jsou dobré světelné podmínky a téměř vždy je nutné provádět přepočty výsledků na srovnatelné hodnoty. Je vhodné provádět opakovaná měření pro získání přesnějšího výstupu. [7]

3.1 Vizualní kontrola

Jedná se o nedestruktivní zkoušku, u které jde o zjištění viditelných problémů, které mohou mít vliv na chování systému a bezpečnost provozu. Objevit se např. mohou závady jako je delaminace vrstev FV modulu, praskliny vrchního skla modulů nebo článků, jejich znečištění nebo zažloutnutí nebo degradační procesy konstrukcí a vodičů.

K vizualní kontrole (VK) se používá záznamové zařízení, např. fotoaparát. Nalezené nedostatky jsou následně sepsány písemně ve formě protokolu. Požadavky pro VK udává norma ČSN EN 61215-1, která požaduje např. minimální osvětlení 1000 lx a vyžaduje se schopnost laboranta či technika vady rozpoznat a detekovat.

Dle [8] by se VK měla provádět ideálně každý měsíc.

3.2 Termografie

Metoda termografického měření pomocí bezkontaktní infračervené kamery je nedestruktivním měřením a FVE při ní musí být v plném provozu. Výhodou je rychlost a výsledky můžeme vyhodnotit okamžitě po provedení měření. Tato metoda patří také mezi nejčastější a ekonomicky nejvýhodnější.

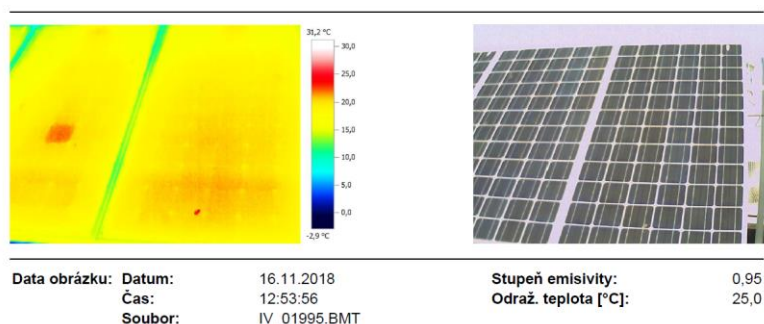
Jedná se o měření, při kterém se hledají rozdíly teplot, které signalizují ztrátové teplo, a tím i závadu či poruchu. Poruchy a anomálie se hledají předně na FV člancích, ale měří se i v přípojovacích boxech (junction box) nebo na vodičích a rozvaděčích.

Je dobré zdůraznit, že teploty, které termokamera naměří nejsou validní, pokud není správně zvolena emisivita povrchu, nicméně pro vyhodnocení měření je často důležitější právě rozdíl teplot zmíněný výše. Pro zjištění skutečné teploty FV modulu se používá kontaktní teploměr. [8]

Dle normy ČSN EN 62446-1 se měření provádí od jara do podzimu při minimální hodnotě intenzity slunečního záření 400 W/m^2 , doporučených však 600 W/m^2 , a při stálých podmínkách, tzn. hodnota intenzity záření by měla být neměnná. Moduly je vhodné měřit ze zadní strany kvůli odrazům vznikajícím od předního skla modulu. Při měření v přední části modulu nesmí kamera vytvářet stín.

Pokud je teplota u FV článku vyšší o 25 % než je jeho okolí, je třeba situaci sledovat a v případě vyššího rozdílu modul odstranit a vyměnit.

Na obr. 3.1 je vidět termograf FV modulů, na kterých lze určit znečištění, které vytváří červený bod, a hotspotovaný článek.



Obrázek 3.1 Ukázka z termovizního měření

3.3 Voltampérová charakteristika

Jedná se o nedestruktivní zkoušku. Měření spočívá v připojení řízené zátěže na řetězec nebo samotný modul a následně se proměří závislost $i = f(u)$, $p = f(u)$. Měření se provádí od stavu nakrátko do stavu naprázdno a výsledkem jsou hodnoty proudu nakrátko I_{SC} , napětí naprázdno U_{oc} , proudu v max. bodě I_{MMP} a napětí v max. bodě U_{MMP} .

Měření voltampérové charakteristiky (VACH) by se v ideálním případě mělo testovat při standardních testovacích podmínkách (STC), tj. intenzita záření 1000 W/m^2 , spektrum AM1,5 a teplota modulu 25 °C . V laboratoři lze těchto podmínek bez problému dosáhnout a VACH se měří normovaně tzv. flashtestem. [8]

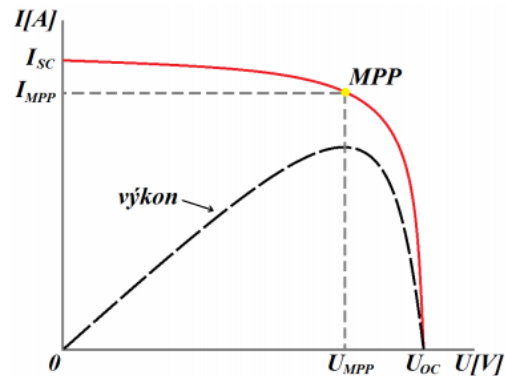
V případě potřeby rychlého výsledku nebo nemožnosti přesunu do laboratoře se měří v místě instalace FVE pomocí **solárního analyzátoru**, který je doplněn o senzory intenzity záření a měření teploty pro následnou korekci.

Pro střešní instalace se využívá právě solárních analyzátorů, kvůli povětšinou komplikovanému transportu FV modulů ze střechy do laboratoře. V drtivém množství případů se měří celé řetězce, místo jednotlivých modulů, kvůli špatné přístupnosti spojů.

Analyzátoři mají v sobě zabudovanou databázi, která okamžitě VACH křivku porovná s VACH od výrobce dle zadaných parametrů (počet modulů v řetězci, počet řetězců, ad...). Přesnost těchto měření je s vyššími nejistotami oproti laboratoři. Při zjištění jakéhokoliv rozdílu oproti VACH od výrobce lze měření opakovat právě v laboratoři.

Důležité je brát v potaz i zatížení chybou. Ta závisí na prostředí, kde je VACH měřena a při laboratorním hodnocení se měří s chybou 2-3 %. Ve venkovním prostředí jsou výpočty a naměřené hodnoty zatíženy chybou zhruba 7 - 10 %. Pro korektnost údajů je třeba provést měření více a výsledky porovnat. [9]

Nejvhodnější je provádět měření v době, kdy se hodnotám STC alespoň přibližujeme, tj. slunečný den v chladnějším období podzimu nebo jara.



Obrázek 3.2 VACH FV modulu [8]

3.4 Výkonová analýza

Závady a poruchy lze zjistit i analýzou výkonových dat. Jedním z nejjednodušších a nejpresnějších měřících zařízení je elektroměr, který měří vyrobenou energii. Je důležité si ověřit, v jaké části elektrárny je elektroměr umístěn a dle toho data porovnat a zpracovat. Je možné měřit data z každého řetězce (stringu) na straně DC nebo měřit stranu AC před posláním energie do spotřeby domu nebo sítě.

Data o aktuální, denní, měsíční nebo celkové výrobě se dají získat také ze střídače. Pokud se data získávají touto cestou je dobré zjistit, zda nebyl střídač vyměněn, aby zaznamenaná data nebyly jen z období provozu vyměněného střídače.

V následujících kapitolách je nastíněn způsob zpracování dat, který by se měl aplikovat pro porovnatelnost dat vyrobené energie.

3.4.1 Korekce pomocí koeficientů

Odhad budoucí produkce FVE se provádí pomocí statistických databází, do kterých se ukládají osvitové podmínky v různých lokalitách. Nejrozšířenější nástroj pro přístup do databází pro Evropu, ale i další kontinenty, je Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).

Jelikož se jedná o statistická data z mnoha let je vhodné vyrobenou energii zkorigovat, aby se dala porovnat. Např. pokud poslední 3 roky byly nejslunnější za posledních 10 let a FV systém byl postaven 4 roky zpátky, tak je zřejmé, že odhadnutá výroba bude nižší než skutečná a elektrárna bude na první pohled vyrábět nadprůměrně.

Laboratoř diagnostiky FV systémů (LDFS) pod katedrou technologie v roce 2015 zpracovala data z více než 300 FV systémů a publikovala tabulku, která zaznamenává roční koeficienty odchylek od průměrné produkce. Data pro ostatní roky nejsou volně k dispozici.

Tabulka 1 Roční odchylky od průměrné výroby FVE na území České republiky v závislosti na slunečním svitu a dalších meteorologických podmínkách.

Rok	Odhadnutá změna oproti průměru [%]
2010	-9
2011	+16
2012	+11
2013	+1
2014	+11

3.4.2 Vyhodnocení pomocí senzorů

Odchylky v tab. 1 jsou jen roční a, jak už bylo uvedeno, jen do roku 2014. Vhodnější, ale více náročnější postup, je využití právě senzoru intenzity záření a senzoru teploty.

K vyhodnocení se používá výpočet provozního výkonu **PR (performance ratio)**. Lze ho definovat jako poměr skutečného energetického výnosu E_{skut} ku teoreticky možnému E_{teor} . [10]

$$PR = \frac{E_{skut} [kWh]}{E_{teor} [kWh]} = \frac{E_{skut}}{IG_{period} \cdot AFV_E \cdot \eta}, \quad (1.9)$$

kde $IG_{period} [kWh/m^2]$ je měrná suma dopadu glob. záření, $AFV_E [m^2]$ je plocha systému, η [%] je účinnost modulů. [11]

Druhou možností pro výpočet je vztah (1.10), který bere v potaz i teplotní korekci.

$$PR = \frac{\frac{E_{out}}{C_k \cdot P_0}}{\frac{H_i}{G_{i,ref}}} \quad (1.10)$$

$$C_k = 1 + \gamma \cdot (T_{mod,k} - T_{ref}), \quad (1.11)$$

kde $E_{out} [kWh]$ je vyrobená energie po měření z AC strany, $P_0 [kW]$ instalovaný výkon, $H_i [kWh/m^2]$ je měrná suma dopadu glob. záření, $G_{i,ref} [W/m^2]$ je referenční hodnota intenzity ozáření, T_{ref} se používá testovací hodnota pro FV moduly při STC 25 °C, $T_{mod,k}$ je teplota modulu, γ je korekční koeficient, kde je obvykle udáván v hodnotě -0,3 %/K.

Ukazatel PR se vynáší do grafu v závislosti na časovém úseku (běžně měsíc nebo rok) a jelikož je navázaný na světelné podmínky, tak lze díky němu odhalit výpadky či zhoršenou provozní schopnost systému. Dobré systémy ukazují hodnotu PR kolem 80 %. [10]

Problémem malých instalací na rodinných domech je nedostatečný důraz na monitorování elektrárny a následné objevení potenciálních rizik. Jen skutečně důslední majitelé si pořídí senzory a následně se o ně starají. Velkou roli hrají i finance, kdy kalibrace a pořízení sensoriky jsou nestandardními náklady.

3.4.3 Porovnání produkce s ostatními FV systémy v okolí

Pokud senzor intenzity záření instalován není a nejsou k dispozici odchylky od průměrné výroby z databázi, tak je vhodné porovnat mezi sebou produkce elektráren, které leží nedaleko u sebe, přibližně v okruhu 100 km, a vztáhnout produkci na 1 kWp, případně provést přepočty pro odlišné uspořádání FVE (sklon a natočení modulů).

3.4.4 Délka slunečního svitu, souhrnná data intenzity záření

Toto porovnání lze provést na základě vztažení produkce k součtu hodin slunečního svitu nebo průměrnou hodnotu roční intenzity záření.

Tato metoda je však velmi nepřesná, a to zejména v zimě, kdy je intenzita záření nebo sluneční svit velmi neúměrná výrobě, jelikož povrch FV modulu může být pokryt sněhem.

3.4.5 Výběr nejlepších dnů v daných letech

Jednou z možností je vybrat vždy den nebo několik dní s nejvyšší produkcí v roce a ty mezi sebou porovnávat. Předpokladem je, že v každém roce je alespoň jeden den s nejvyšší možnou produkcí a dále se předpokládá, že se objeví pokles v závislosti v čase, který je následně možné analyzovat. Pro tento postup je nutný denní vzorek dat.

3.5 Revize FVE

Dalším metodou, jak získat přehled o stavu FVE, je provedení revize kvalifikovaným revizním technikem.

Revize FVE se provádí dle normy ČSN 33 2000-7-712 ed.2 – Elektrická instalace nízkého napětí Část 7-712: Zařízení jednoúčelová a ve zvláštních objektech – Fotovoltaické (PV) systémy, která odkazuje na mezinárodní normu ČSN EN 62 446-1.

V této normě se mimo jiné zmiňuje i potřeba dokumentů jako je stanovená údržba a vytvoření check listu, který říká, co dělat v případě poruchy. V normě jsou zmíněny i testy, které se mají provádět při revizi.

3.5.1 Prováděné testy

- Uvedené v normě ČSN EN 62 446-1
 - měření zemního odporu
 - test polarity a kontrola vodičů
 - test polarity v S-boxu (tzv. combiner box test)
 - zjištění U_{oc} a I_{sc} – může být nahrazeno provedením VACH
 - provozní zkoušky všech zařízení včetně ochranných
 - měření izolačních stavů
 - měření impedančních smyček
 - měření přechodových odporů

Dle rozhovorů s několika revizními techniky se běžně neprovádí test polarity, zjištění U_{oc} a I_{sc} , tudíž ani měření VACH.

Doporučené dle normy ČSN EN 62 446-1 pro větší instalace je termovizní měření, které technici pro menší instalace provádět nemusí, proto je také v běžné praxi neprovádí.

Úkolem revizního technika je zkontrolovat, zda projektová dokumentace odpovídá skutečnému stavu, zda jsou přístroje nainstalovány dle metodiky výrobce a zda se systém nachází ve stavu, kdy neohrožuje okolí a je bezpečné ho provozovat.

Pravidelnost provádění periodické revize je zvolena revizním technikem a pohybuje se v rozmezí 2 až 4 let. Dle normy ČSN 33 1500 platí pro každého provozovatele elektrického zařízení povinnost pravidelné revize a lhůta pro pravidelnou revizi venkovního zařízení se určuje na 3 roky.

K pojmu **revize** se v následujících kapitolách objeví také pojem **diagnostika**, který má označovat specializovaný soubor měření určený pro FVE, předně VACH a termovizní měření atd. Důvodem tohoto rozdělení jsou rozhovory s revizními technikami, kteří technici se termovizní měření a měření VACH při pravidelné revizi neprovádějí, a tím nezhodnocují stav elektrárny z hlediska stáří a efektivity, existují výjimky, ale v mnoha případech revizi provádějí revizní technici, kteří se nespecializují na FVE, a proto nemají ani měřicí přístroje potřebné k těmto diagnostikám. V konečném důsledku to ale zvyšuje riziko závady jen mírně.

Na základě identifikace pojmu diagnostika a revize se dají rozeznat dvě profese. **Revizní technik**, který je osobou znalou s vyšší kvalifikací (dle vyhl. 50/78 Sb.) a ověřuje technickou způsobilost instalace k bezpečnému provozu, a **fotovoltaický technik**, který dokáže diagnostikovat, zhodnotit stáří a stav elektrárny a predikovat možné poruchy nebo závady. Nejvýhodnější je samozřejmě kombinace obou profesí.

4 Vývoj technologií FV modulů

Vývoj výroby FV modulů a dalších komponent systémů je důležitý pro správné definování poruch, které se mohou s výrobním procesem projevit. Následující kapitola se zaměřuje na krystalické FV moduly jakožto nejrozšířenější technologii instalovanou na FVE.

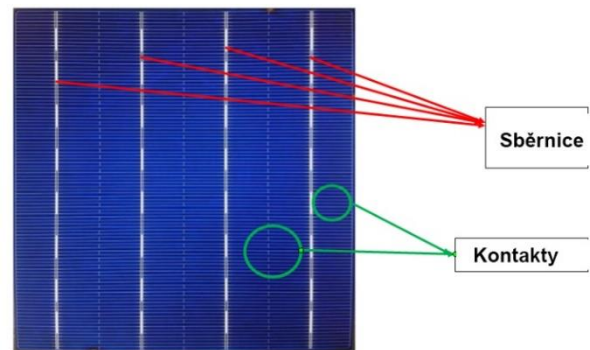
Výrobní technologie a materiály FV modulů se v čase měnily (viz. obr. 4.5) velmi rychle, a předpoklad je takový, že mají dopad na různý výskyt vad FV modulů.

4.1 Změny ve výrobě

Změny ve výrobě jsou shrnuty v obr. 4.5, který shromažďuje vývoj šířky kontaktů, rozměru FV článku, počtu sběrnic, výkonu FV modulů, účinnosti monokrystalických a polykrystalických FV modulů a vývoj globálního instalovaného výkonu.

4.1.1 Šířka kontaktů

Šířka kontaktů FV článku se postupem času snižovala, aby se omezila spotřeba materiálu a neaktivní plocha článku. Studie, která analyzovala několik výrobců, uvádí, že během 10let se šířka změnila na třetinu a klesla ze 120 μm na 40 μm . [12] Zúžením kontaktů se omezilo využití stříbra, a tím klesla i spotřeba stříbra při výrobě článků.



Obrázek 4.1 Popis FV článku

4.1.2 Počet sběrnic a multi-wire

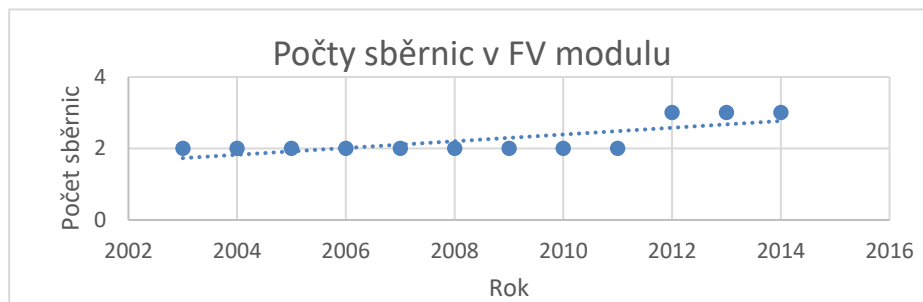
V průběhu času se zvyšovaly počty sběrnic. Nejvyužívanější po dlouho dobu byly dvousběrníkové (2BB) články. V posledních 10 letech se trend mění a z třísběrníkové (3BB) se postupně přešlo až k pětisběrníkové (5BB). [13] [14]

Na obr. 4.2 je znázorněn trend počtu sběrnic v čase a na obr. 4.3 jsou ukázky sběrnic na FV článku.

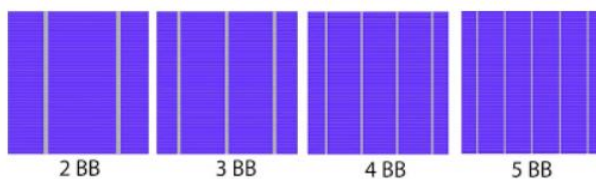
V roce 2019 se na trhu objevily 6BB články a trend možná bude pokračovat ke sběrníkové, které s kontakty splynou a budou se zdát bezsběrníkové. Na konci roku 2019 společnost QCELLS oznámili, že plánují výrobu 12sběrníkové, což je počet, který se označuje jako multi-wire. [15]

Tento styl sběrnic zkracuje vzdálenost mezi jednotlivými sběrníkami, a tím i odporové ztráty. Tím, že je sběrnic více, se také může snižovat množství použitého stříbra a zvyšuje se spolehlivost, která je následně dána zpevněním článku. [13]

V případě vzniku mikroprasklin zůstává lépe zachováno kontaktování oddělené části článku.



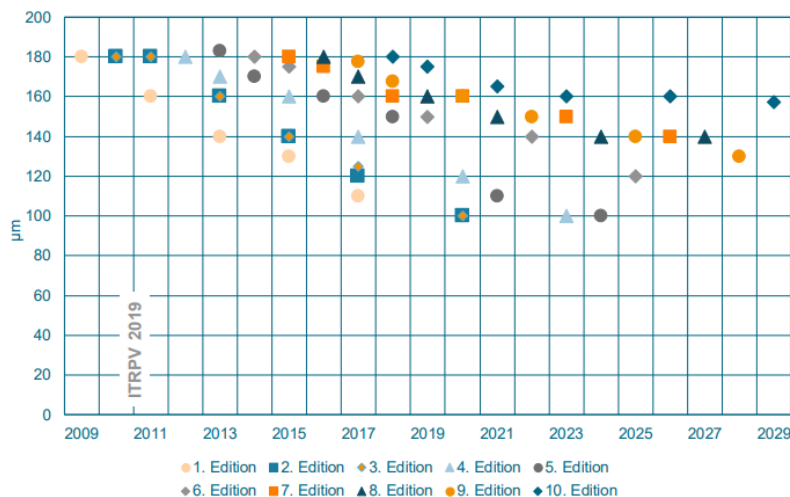
Obrázek 4.2 Trend vzrůstajícího počtu sběrnic ve FV článku [13] [14] [15] [16]



Obrázek 4.3 Ukázka počtu sběrnic v FV článku [14]

4.1.3 Tloušťka FV článků

Původním předpokladem bylo, že se tloušťka FV článků v průběhu let měnila. Studie [12], která shromažďovala data, však uvádí, že i přes větší změnu v efektivitě se tloušťka krystalických FV článků téměř nezměnila. V současnosti stále zůstává standardně na 180 μm , ale v budoucnu se odhaduje, že se tloušťka sníží na 160 μm . Pokud by byla tloušťka slabší, FV články by byly křehčí a špatně by se nanášely na podklad.



Obrázek 4.4 Tloušťka monokrystalického FV článku [12]

4.1.4 Výrobní postupy

Pro výrobu solárního křemíku se hojně využíval Siemensův proces a téměř všichni výrobci se tomuto postupu přizpůsobili. Tento způsob výroby byl velmi energeticky náročný a pro snížení nákladů na elektřinu se začal využívat FBR (fluidized bed reactor) proces, který spotřebu energie snížil až 4násobně. V roce 2009 vyžadovalo

vyrobení solárního křemíku 120 kWh/kg a v roce 2018 klesla potřebná energie na 30 kWh/kg. Tato technologická změna měla hlavní dopad na rychlé snížení ceny fotovoltaických modulů po roce 2010. [12]

4.1.5 Účinnost

Velice stěžejní je účinnost FV článků, která se u krystalických křemíkových modulů v posledních letech zvyšovala jen pomalu.

Výzkum polovodičových součástek nastartoval éru fotovoltaiky. V roce 1970 dosáhla účinnost FV článku 15 % a na začátku 21. století se zvýšila účinnost na 24,5 %. Účinnost FV modulu je kvůli mezerám mezi články nižší a společnost SunPower přišla v roce 2015 s monokrystalickými moduly, které mají zlomovou účinnost 20 %. U polykrystalických modulů je v tu dobu zaznamenána účinnost 16,9 %. [17]

4.1.6 Půlené články (Half-cut)

Na začátku roku 2019 se na trhu začínají objevovat půlené články, které mají zajistit odolnost vůči mikroprasklinám, nižší odporové ztráty kratší vzdáleností a lepší výkon při stínění článků. Následné zvýšení účinnosti článku se děje i z důvodu zadní reflexní vrstvy. [18]

4.1.7 Další úpravy výroby

Kolem roku 2010, kdy byl hodně běžný PID a LID defekt nyní v roce 2020 výrobci prohlašují, že jsou moduly PID free a LID free a vůči němu odolné. Problém, který nastával také velmi často bylo žloutnutí EVA folie nebo zadní krycí folie. To se nyní řeší využitím bělené EVA folie. [16]

4.2 Souhrn z trendů ve výrobě FV modulů pro rok 2018

Standardem se stává FV článek o velikosti 15,6-16,6 cm. V minulosti výrobci dlouho používali rozměr FV článku, který byl v rozmezí od 12,5 cm do 20 cm. Jelikož ne všechny moduly na trhu byly stejné, tak grafy změn ve výrobě (viz. obr. 4.5) jsou uvedeny s rozmezími, které se kdy používaly. Graf je vždy proložen křivkou průměru. [19]

Na trhu jsou krystalické (monokrystalické, polykrystalické), tenkovrstvé nebo organické FV moduly. Produkce výrobců se zaměřila na krystalické FV články a její globální podíl činí 97 %. Monokrystalické články na trhu mají účinnost 20-24 % a polykrystalické články mají účinnost kolem 18-20 %. V roce 2019 se také dostávají na trh upravené krystalické články, tzv. PERC FV články [20], které dosahují účinnosti až 28 %. Spolu s účinností vzrostl i výkon FV modulů. [19]

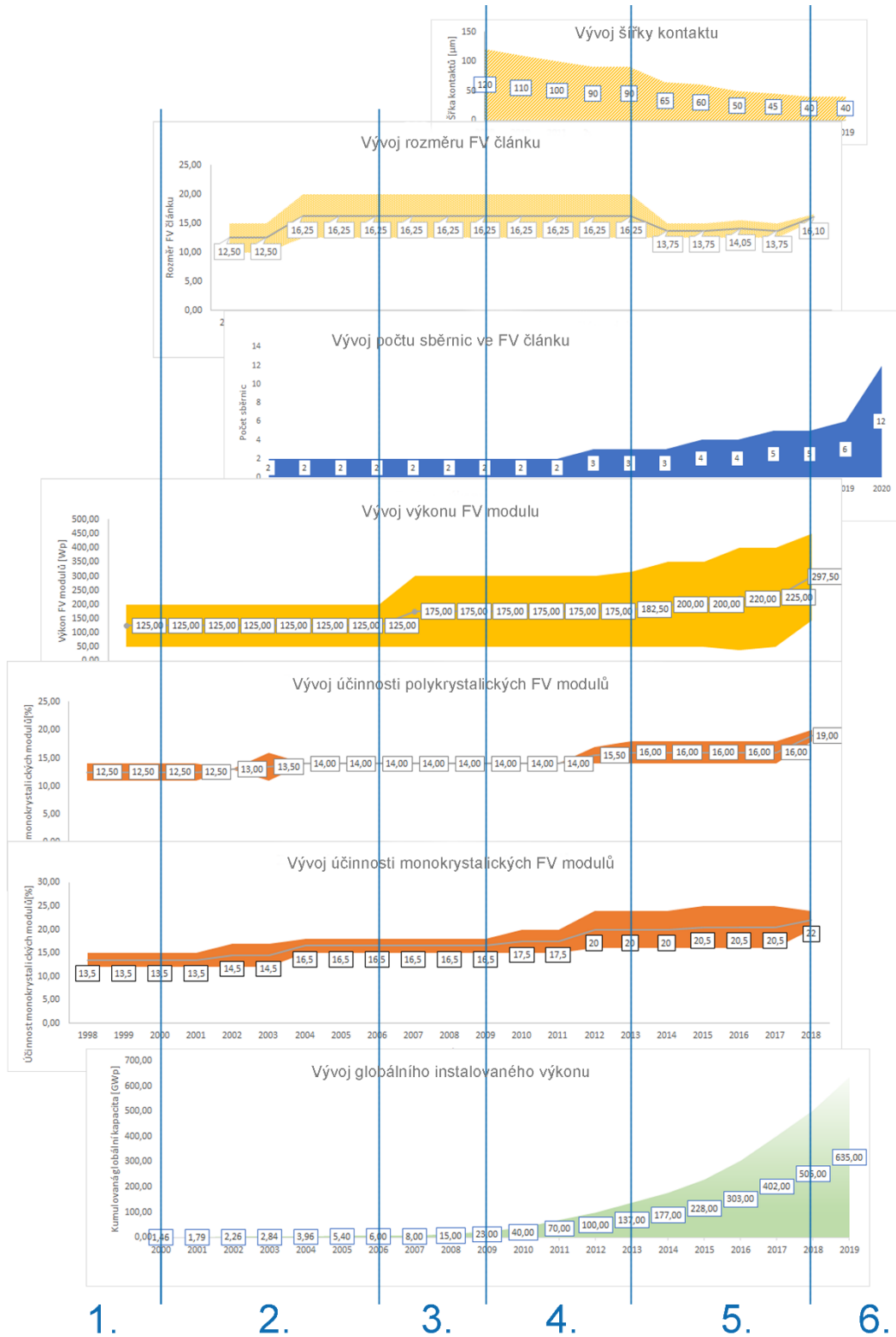
FV moduly dosahují výkonu mezi 145-450 W. Využívají se nejen běžné FV moduly s hliníkovým rámem, ale také integrované FV systémy do budovy (BIPV), do nichž patří např. solární tašky. [19]

Stále větší popularitu získávají bezrámové i rámové moduly typu sklo-sklo, které díky lepší ochraně zadní vrstvy garantují delší životnost systému.

Hledají se způsoby, jak využívat FV energii v prostoru, jinak než na volných prostranstvích, proto se umísťují na vodu (floating PV), na budovy jako designový

prvek pomocí oboustranného složení FV článků (bifacial) nebo na transportní vozy jako součást elektromobility (VIPV). [19]

4.3 Shrnutí



Obrázek 4.5 Vývoj FV modulů v čase [21] [12]

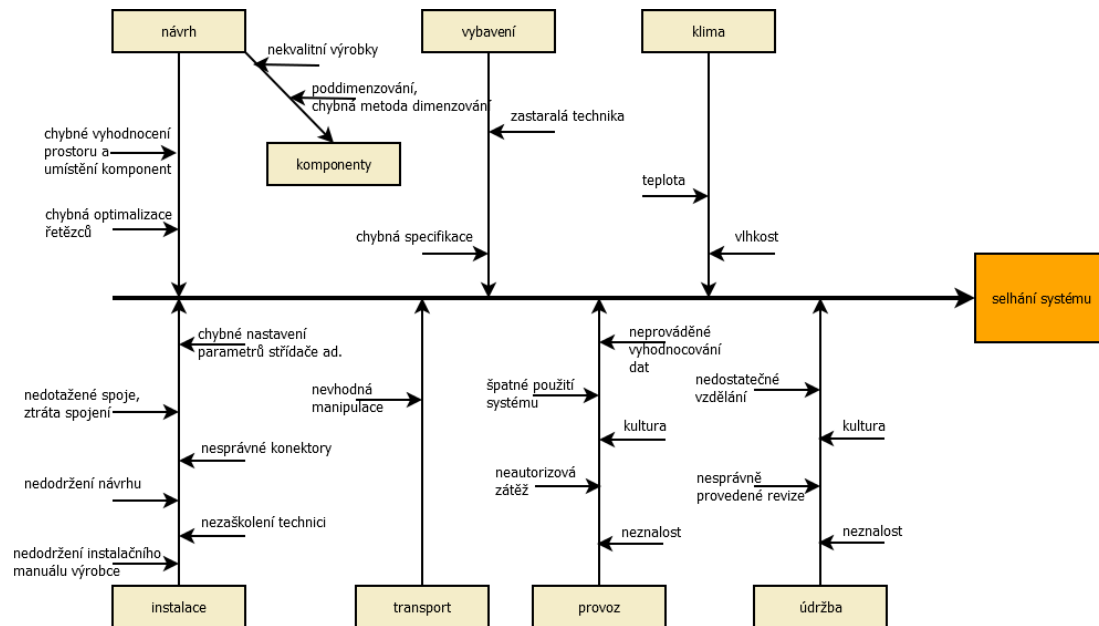
Oblast fotovoltaiky se od 90. let velice změnila a rozdělení FV modulů do skupin dle rozdílných výrobních postupů jistě nestačí jen na **před rokem 2000 a po něm**, jak to činí většina dostupné literatury.

Výrobu FV modulů ovlivňovalo mnoho faktorů a jedním z nich bylo snížení nákladů na výrobu a s tím související snížení množství materiálu v jednotlivých článcích. Zároveň bylo důležité zvýšit účinnost a výkon FV článků. Důležitá byla také poptávka, která hnala výrobu vpřed a v neposlední řadě to pak bylo objevení různých vad a poruch FV článků, které byly nežádoucí, ale objevily se až při dlouhodobějším vystavení klimatických jevů.

Dle mého názoru, na základě analýzy výše uvedených změn, je vhodné jednotlivé skupiny rozdělit do určitých období

1. před rokem 2000
 - neprozkoumané technologie, první komerční prodeje FV modulů
 - světový instalovaný výkon byl méně než 1 GWp [22]
2. rok 2000 až 2006
 - malý trh – celosvětový instalovaný výkon do 6 GWp
 - hledání optimálně efektivního modulu
3. rok 2006 až 2009
 - zájem o životní prostředí
 - počátek zájmu o FV technologie a zvýšení celosvětového výkonu na 23 GWp
 - zájem o tenkovrstvé technologie, CIGS a CdTe → soustředění na jiné technologie v oblasti výzkumu
4. rok 2009 až 2013
 - fotovoltaický boom, který navýšil kapacitu 6x na 137 GWp
 - projevení vady PID
 - pokles ceny FV článků [23]
5. rok 2013 až 2018
 - „probuzení“ Číny a zvýšení instalované kapacity z 16 GWp na 175 GWp [24] a celosvětové navýšení instalovaného výkonu na 505 GWp
 - velký trh, více financí na výzkum → zvyšování výkonu a účinností
 - řešení vady PID a označení modulů PID free
6. po roce 2018
 - nové technologie → multi-wire technologie, púlené články, reflexní zadní plášť
 - nové vady LeTID a další výzvy pro diagnostiku [25]

5 Vstupy, které ovlivňují provoz elektrárny



Obrázek 5.1 Faktory ovlivňující chod elektrárny [26]

Pro zkoumání finální fáze životního cyklu FV systému se musíme soustředit na jednotlivé komponenty, jejich vliv na provoz systému, vnější faktory a lidské faktory. O souhrn se pokouší tento výčet a některé jsou méně významné než jiné.

5.1 Lidský faktor

Lidský faktor je jednou z nejčastějších příčin poruch, a tím i požárů na FV systému. Projevuje se konkrétně při projektování, instalaci a údržbě.

5.1.1 Projektování

Projektant má za úkol, aby co nejvhodněji naplánoval instalaci v závislosti na ostatních faktorech za dodržení platných předpisů a norem. Odvětví fotovoltaiky je velmi dynamické a často se stává, že stav technického poznání předbíhá legislativní proces, a tak dochází i k haváriím na elektrárnách, které normy splňují a příčinou je do té doby neznámý faktor.

Umístění FVE nesmí v první řadě snižovat ochrannou funkci střeš a protipožárních stěn. Je důležité vyhodnotit požární odolnost budovy jako celek a posoudit ji nejen z interiéru (běžné posouzení) ale i z venkovního prostoru. [27] Opomenutí posouzení požární odolnosti střešy z vnějšku bylo jednou z příčin rozvoje požáru viz. zdroj [28].

Pro výběr komponentů se doporučuje použití kvalitních komponentů s certifikacemi o kvalitě produktu. Výrazně se tím snižuje pravděpodobnost výskytu vady.

Projektant by měl správně zoptimalizovat řetězce a celkově by systémové napětí na instalacích pro RD nemělo přesahovat 400 V (550 V). Jako jedním z často uváděných

problémů je také poddimenzování vodičů a ochranných prvků (pojistek, odpínačů, jističů...) nebo absence těchto ochranných prvků. [29]

Umístění modulů – typ střechy

Umístění FV modulů na budovu se provádí dle typu střechy. Konstrukce, na které se moduly instalují, jsou určené na šikmé nebo rovné střechy. U šikmých střech rozlišujeme, zda jsou moduly či články integrované do střechy.

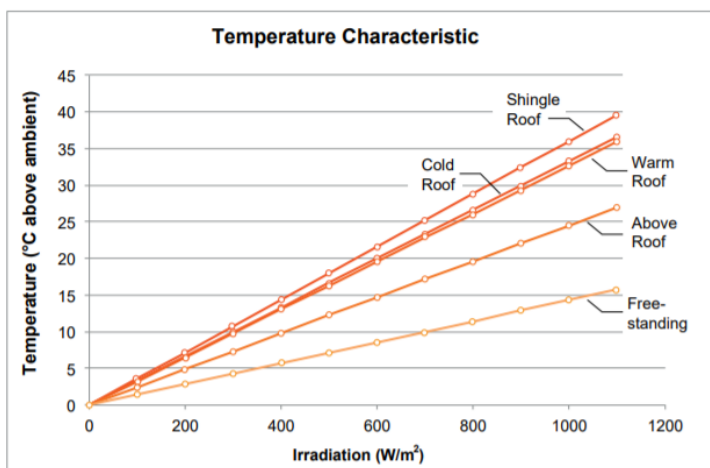
Šikmé střechy

K integraci do střešní krytiny se nabízí možnost využití solárních tašek, což jsou zmenšené FV moduly, nebo využití FV modulů zabudováním do střechy. Výhoda integrovaných metod je jejich estetičnost, proto zaznamenávají rozmach. Hlavní nevýhodou integrace je vyšší teplota modulů, protože nejsou tak dobře odvětrávané jako ty umístěvané nad povrch střechy. Dalším rizikem je větší množství spojů a blízkost k izolačním systémům střechy, které jsou často hořlavé. Vzduchová mezera pak může vést ke komínovému efektu a v případě požáru napomáhat rozšíření požáru. [27]

Pro umístění nad povrch střechy se běžně využívá hliníkových profilů a háků, které jsou připevněné na střešní krokve (např. v případě pálených tašek) nebo přímo na povrch střechy (např. v případě plechové střechy). Výhodou umístění nad povrch je především snadná výměna a minimální narušení střešní krytiny. Další výhodou je proudění vzduchu, který ochlazuje FV moduly (viz. obr. 5.2) a odstup od hořlavých částí střechy. Mezi moduly se doporučuje minimální mezera 20 mm, což je ve většině případů i rozměr středních držáků mezi moduly.

Rovné střechy

Na rovné střeše jsou moduly umístěny na nakloněné konstrukci umožňující nejvyšší možnou produkci. Konstrukce je typicky hliníková nebo pozinkovaná a její velkou výhodou je případná jednoduchá výměna či kontrola modulů. Zadní část modulu je vystavována vnějšímu prostředí, což může způsobit mikropraskliny kvůli mechanickému namáhání materiálu větrem, ale naopak pomáhá s chlazením celé plochy modulu.



Obrázek 5.2 Závislost teploty modulů na intenzitě ozáření dle typu instalace - nad střechou (Above Roof), volně stojící (Free standing), s těsným dolehnutím na střechu/integrované ve střechě (Shingle Roof, Warm Roof, Cold Roof) [30]

Umístění střídače

Umístění střídače se provádí dle možností v místě instalace. Preferuje se umístění uvnitř, aby se zabránilo působení klimatických vlivů na provoz střídače, zejména pak slunečního záření a deště. Ve venkovním prostředí tak střídač může být nadměrně zahříván a vystaven vlhkosti. Tyto faktory v důsledku vedou ke zkrácené životnosti vnitřních prvků, a tím vyšší pravděpodobnosti jejich poškození, a tím i bezpečnostního rizika.

Aby se namáhání zabránilo, pomůže zastřešení střídače. Zároveň musí střídač splňovat dostatečný stupeň krytí IP. [27]

Při umístění do vnitřních prostor je třeba dbát na umístění mimo hořlavé materiály a plánovat dostatečný odstup od požárně otevřených ploch. Zajištěno by mělo být větrání místnosti, případně řízení stabilní teploty. [27]

Povrch střešního pláště

Povrch střešního pláště by neměl být hořlavý, aby nepomáhal rozšíření či započnutí požáru. Definiují se proto klasifikační třídy reakce na oheň a pod FV moduly je nutná klasifikace nejméně B_{roof}(t3). [27]

V minulosti byla hojně využívána asfaltová lepenka, které klasifikace B_{roof}(t3) chybí. V tomto případě je vhodné zamezit případnému šíření požáru alespoň lokálně a nainstalovat např. kovové vany pod rozvaděče, aby stékající plast nešířil oheň do okolí. [27]

Nežádoucí je také kovová střecha, kde se v létě objevují vysoké teploty, které případné nechráněné kabely mohou poškodit. Objevují se případy i poškozených konektorů, kterým vysoké teploty přispěly k rychlejší degradaci nebo poruše (viz. obr. 5.3).



Obrázek 5.3 Poškozený konektor na plechové střeše.

Velikost rozvaděče

Rozmístění prvků v rozvaděči je z pravidla dáno projektem, a tím i velikost rozvaděče. Výběr příliš malého rozvaděče, který nerespektuje ztrátové teplo, je velmi častou chybou. Teplo následně namáhá prvky umístěné v rozvaděči, a snižuje tak jejich životnost a zvyšuje pravděpodobnost poruchy. [29] [27]

Důležitý je také výběr dostatečného krytí IP pro rozvaděče vystavené klimatickým vlivům.

5.1.2 Instalace

Při instalaci FVE je velmi důležité držet se návrhu projektanta a instalační manuálu výrobce. Instalaci by měli provádět zaškolení pracovníci s osvědčením vyhlášky č.50/1978 Sb. a firma provádějící instalaci musí mít alespoň jednoho zaměstnance s profesní kvalifikací Elektromontér FV systémů (26-014-H) dle § 10d zákona č. 406/2000 Sb.

Mezi nejčastější problémy při instalaci patří [29]:

- špatně připojené konektory
- nesprávně nasazené (nakrimpané) konektory
- nedotažené šroubové spoje

5.1.3 Provoz a údržba

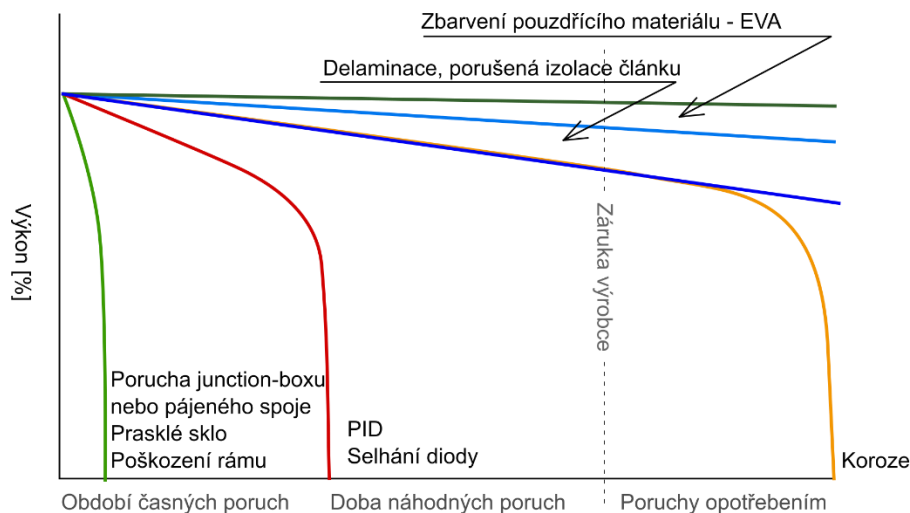
Při předávání elektrárny by majitelé měli být poučeni o potřebě provádět pravidelné revize (viz. kapitole 3.5 Revize) a údržby, které spočívají v kalibraci případných senzorů, případnému čištění FV modulů, dotažení proudových spojů nebo čištění filtrů u střídačů.

5.2 Externí faktory

Mezi externí faktory patří poškození izolace zvířetem (hlodavci, ptáci a jejich hnízda...), zásah bleskem, krupobití, nadměrné zatížení sněhem nebo nečekané povětrnostní podmínky. Tyto faktory nejsou ovlivnitelné a patří do kategorie náhodných poruch.

5.3 Poruchy a závady na jednotlivých komponentech

5.3.1 Projev poruch a závad FV modulů v úsecích vanové křivky



Obrázek 5.4 Projevení poruch FV modulu v závislosti na jejich objevení [31]

Ve FV modulu se ideálně dají vady a poruchy rozdělit dle časových úseků vanové křivky, viz. obr. 5.4.

V době **časných poruch** se objevují poruchy, které mají velmi negativní dopad na provoz modulu a případně vedou k jeho nefunkčnosti či bezpečnostnímu riziku. Zodpovědnost za ně má povětšinou výrobce nebo prodávající, případně montážní pracovník, který špatně manipuloval s moduly. Vady, které do této doby patří, jsou poškozené J-boxy, špatně pájené spoje uvnitř modulu, rozbité sklo, což je jedna z velmi častých poruch zaviněná prodávajícím/montážníkem a poškození rámu, což může být chyba montážníka i výrobce. Dle [31] se 5 % vad objevuje na základě špatného transportu modulů.

Další vadou, která se projevuje postupně v prvních letech je PID a selhání bypass diody. Obě tyto vady vedou po delší době k nefunkčnosti FV modulu. [31]

V době **náhodných poruch** se objevují vady, které nelze předvídat a jsou způsobeny klimatickými procesy, tj. zásah blesku aj.

V období **poruch opotřebením** se naplno projevuje právě delaminace, ale stále platí, že zde velice záleží na umístění výskytu. Dle toho se pak zařazuje její závažnost. Dále se pak projevuje koroze samotných článků nebo jejich sběrnic, které způsobují rapidní pokles výkonu a teplotní ztráty.

V této době už se také objevují defekty vrchního skla a zbarvení EVA folie, což jsou neškodné vady, které mají malý vliv na výkon FV modulu.

Jednotlivé popsané poruchy a závady na FV modulu lze podrobněji najít zde [32].

Falešné FV moduly z roku 2010

Statistický rozbor celé práce narušuje případ „falešných“ modulů z roku 2010. Dle odhadu Solární asociace se jedná až o 60 MWp instalovaných na různých místech v ČR, což z celkového instalovaného výkonu 1330,9 MWp v roce 2010 představuje 4,5 %.

Za vším pravděpodobně stojí podnikatelé z firmy H Power, kteří přivázeli levné, druhořadé, leckdy použité FV moduly z Tchaj-wanu. V provozovně na Tábořsku následně přelepovali štítky, falšovali zkušební dokumenty a navyšovali tak cenu. V některých případech docházelo k označování modulů štítkem s výkonem nižším než byl daný výrobcem. V takovém případě pak FVE zdánlivě dosahovala lepších výsledků. [33]

Zákazníci nejen platili více za falšovaný výrobek, ale zároveň se dá předpokládat, že životnost výrobku zkrátí kvůli jeho nekvalitnímu provedení a poruchy se budou projevovat rychleji než u běžných instalací.

5.3.2 Junction boxy a bypass diody

Junction box (J-box) je umístěn na zadní straně modulu a je v něm umístěné obvykle 3 až 5 bypass diod, které zastávají obtokovou funkci pro 3 až 5 subřetězců v modulu. J-boxy jsou tvořeny z plastů, pro které platí, že musí odolávat mechanickému a teplotnímu namáhání, být z nehořlavého materiálu, který nesmí obsahovat halogeny a být odolný vůči klimatickým vlivům.

Bypass diody neboli překlenovací diody chrání FV modul před výrazným poklesem výkonu vlivem zastínění některé jeho části, a tím i před teplotní destrukcí modulu.

Princip bypassové diody je znázorněn na obr. 5.5. Při běžném stavu bypass diody nereagují, ale v případě zastínění vyrábí tento FV článek menší proud než články nezastíněné. Články jsou ale zapojené v sériovém řetězci a proud musí být na všech člancích totožný. Nezastíněné články se proud snaží udržet na vyšší hladině a zastíněný článek následně přechází do inverzního chodu, kdy se chová jako spotřebič a dochází k výkonovým ztrátám, které způsobují přehřívání. Diody umožňují obtok této problémové části modulu, kde vzniká vyšší odpor. [8]

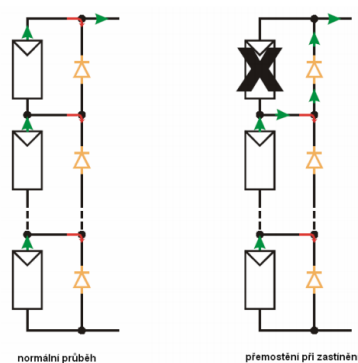
Dioda selhává vlivem přehřívání a přetížení, ale problém se dá minimalizovat, pokud není FV pole vystaveno masivnímu trvalému zastínění (např. při zašpinění modulu). Rizikové je především stínění v době, kdy pole generuje vyšší výkon (během dne). Ranní, večerní a zimní zastínění tak nebezpečné není. [8] [35]

Dioda je často namáhána také vlivem zpětných proudů, které mohou vznikat v rozsáhlých instalacích při stínění FV pole.

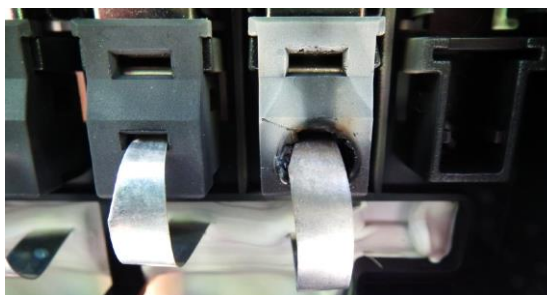
Selhání diody je dvojího typu. Buď dioda selže a **zůstane v rozpojeném stavu**, tím to na první pohled vypadá jako když dioda neexistuje, nebo se **zkratuje** a v konečné důsledku vypadá jako vodič s minimálním odporem. Zahřívání FV článků v odpojeném subřetězce, který ale stále generuje proud, je následně viditelné pomocí termovizních snímků. [34]

Mezi nejčastější příčinu zkratování bypass diody se řadí nevhodné dimenzování diody na zkratové proudy, které následně způsobují nadměrné oteplení. [8]

V uzavřeném J-boxu teploty dosahují přes 70 °C a diody pracují v teplotě přes 60 °C ročně zhruba přes 70 h. [35]



Obrázek 5.5 Použití bypass diod [36]



Obrázek 5.6 Opálené kontakty v J-boxu (laborať ČVUT FEL)

Na obr. 5.6 jsou vidět opálené kontakty diod v J-boxu. Zde se jedná o výrobní chybu, kdy jsou připojovací pásky větší, než by měly být a byly výrobcem zastřiženy, a tím docházelo k namáhání. U zobrazeného spoje docházelo k vyššímu zahřívání a následně vznikalo vážné riziko požáru. Je důležité tyto kontakty pravidelně kontrolovat nejlépe termovizí, protože odpadá nutnost demontáže plastového víčka J-boxu.

5.3.3 Střídače

Střídače jsou neodlučnou součástí každé FVE a jedná se o nejkompexnější jednotku celého systému. Jeho princip je přeměnit stejnosměrné DC napětí na střídavé AC. Výrobci uvádí životnost 10 let, ale některé případy již potvrdily, že to může být více. Příkladem je i FVE na střeše ČVUT FEL, kde střídače bez problému fungují již 17 let, i tak je důležité po uplynutí doby životnosti provádět řádné, nejlépe každoroční kontroly, pokud střídače zůstanou bez výměny.

Un Weighted Failure Rate at 20°C (F/10 ⁶ hrs) when $\pi_q = \text{low}$	
Capacitors	$\lambda_p = 23.1103$
Diodes	$\lambda_p = 02.0816$
Inductors & Trans formers	$\lambda_p = 00.1843$
Transistors	$\lambda_p = 22.3440$
Resistors	$\lambda_p = 09.4170$
Microcircuits	$\lambda_p = 00.4752$
Optocouplers & Relays	$\lambda_p = 00.1665$
Connectors	$\lambda_p = 02.8427$
$\lambda_{pt} (F/10^6\text{hrs})$	

Obrázek 5.7 Intenzita poruch na jednotlivých částech střídače [37]

Dle obr. 5.7 lze vyčíst několik nejběžnějších podstatných poruch uvnitř střídače. Nejčastější selhání, které nastává zhruba po 5 letech provozu, je u kondenzátorů a tranzistorů. Po zhruba 13 letech následují rezistory.

Co se týče údržby, tak by střídače měly být pravidelně kontrolovány odborníky. Po vizuální stránce se doporučuje kontrolovat především základní desku, zda na ní nejsou zabarvení; tvar kondenzátorů a v neposlední řadě konektory. Všeobecně nejsou žádoucí jakékoliv koroze. Termokamerou je vhodné se zaměřit na vodiče a konektory, opět na základní desku, kde hrozí riziko přehřívání a kondenzátory. Po elektrické stránce je vhodné proměřit především výstupy a vstupy. [38]

Velkým problémem střídačů exponovaným vnějšímu prostředí je prach. Ten může vytvářet nové vodivé cesty, které by následně mohly způsobit i zkrat. Je tedy doporučené zkontrolovat i filtry, případně je vyměnit. (viz. znečištěný filtr obr. 5.8) [39]

Střídače jsou komponenty, které se všeobecně považují za nejporuchovější, proto je dobré nepodceňovat jejich kontrolu a dodržovat nejlépe pravidelnou **roční údržbu**. Nejen jejich nefunkčnost, ale i výměna nebo oprava zabírá čas, kdy by jinak FVE generovala energii, proto je tato situace nežádoucí.



Obrázek 5.8 Znečištěný filtr u střídače (laboratoř ČVUT FEL)

5.3.4 Vodiče a chráničky

Vodiče se krátkodobě mohou využívat i při teplotě 250 °C, jsou testované proti UV záření, styku s ropou, na odolnost vůči ozónu, odolnost vůči ohni a jsou ve shodě s RoHS.

Solární kabely, které se využívají pro stavbu FV elektráren mají životnost 25 let a více.

U solárních kabelů se neprojevují výraznější degradační vlivy a je to dáno také tím, že většinou jsou umístěny v ohebných hadicích či chráničkách, které mají degradaci či poruše předcházet.

Prodejci chrániček je vedou jako „podřadné zboží“, a proto k nim neuvádí moc informací. Laici uvádí životnost těchto chrániček kolem 5 let. Na obr. 5.9 je vidět, jak vypadá chránička kabelu po 17 letech provozu. Je zkřehlá, dá se rukou lehce rozbít, je bezbarvá a neplní svou funkci. Je vhodné tyto levnější chráničky nahradit řádným UV plastem.

Toto je tedy jeden z prvků, na který se nedává velký důraz, jelikož FVE i po 17 letech s tímto problémem funguje, kabely ale tím pádem nejsou chráněny a může dojít k jejich mechanickému poškození. To může vzniknout výskytem hlodavců či jiných v zvířat nebo špatným umístěním vodičů a následným namáháním v ohybu.



Obrázek 5.9 Ukázka poškozených chrániček



Obrázek 5.10 Poškozené vodiče



Obrázek 5.11 Tření vodiče a konstrukce – špatné umístění kabelů

5.3.5 Konektory

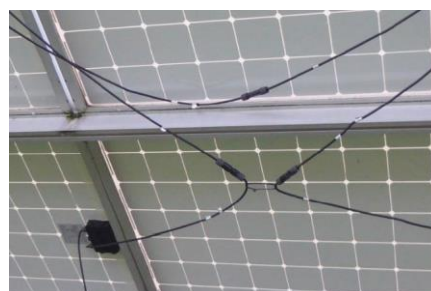
Konektory slouží ke spojení jednotlivých komponentů (střídače, jednotlivé FV moduly do řetězců, atd.). Nejpoužívanější typ je MC4 a MC3. Jsou voděodolné a odolné vůči UV záření. Vyrábí se z odolných plastů, a proto lze jejich životnost předpokládat po desítky let. [40]

Poškodit se mohou špatným upevněním na konstrukci, kdy následně dochází k tahu. Na obr. 5.12 je konektor poškozený hlodavcem.

Nejčastěji popisovaným problémem je nesprávné nasazení vnitřního kovového plíšku na vodič, tzv. krimpování, které se správně má provádět pomocí speciálních kleští. dále byly problémem nedostatečně zasunuté konektory a použití Multi-contact konektorů, které umožňuje použití různých konektorů. [5]



Obrázek 5.12 Poškozený konektor – poškozený hlodavcem (laborař ČVUT FEL)



Obrázek 5.13 Špatně upevněné kabely (laborař ČVUT FEL)



Obrázek 5.14 Konektory MC4

5.3.6 Konstrukce

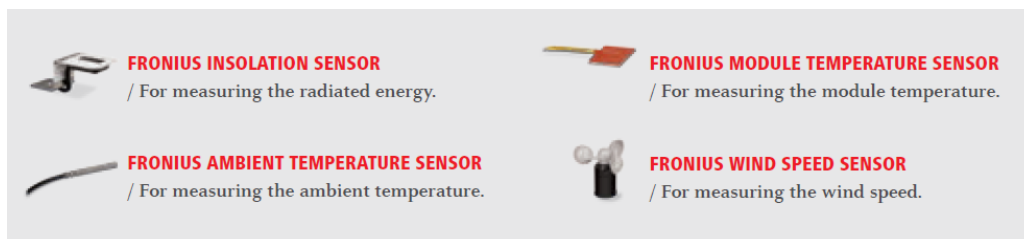
Většina konstrukce pro uchycení FV modulů je z hliníku a výrobci garantují 10 let záruky. Lze ji používat i při extrémních teplotách od $-80\text{ }^{\circ}\text{C}$ do $+300\text{ }^{\circ}\text{C}$ [41] a dle [38] je odhadnutá funkčnost a životnost konstrukce na 30 až 60 let. Dle tohoto tvrzení je tedy možné použít konstrukci i na další FVE po ukončení životnosti původních FV modulů.

Pokud by došlo na korozi konstrukce a přestala by splňovat svoji funkci (začala by se hrotit), tak dochází k přenášení sil, a tím i namáhání FV modulů a vzniku jejich vad, např. prasklin.

Středové a koncové držáky FV modulů jsou stejné životnosti jako zbytek konstrukce. Problém může nastat se šrouby, které se občas nahrazují levnějšími materiály. Šroub by měl být z pravého nerezového materiálu, jinak dochází ke korozi. V případě, že se koroze objeví, tak se zmírňují její účinky vhodným nátěrem.

5.3.7 Senzory

Pro kontrolu okamžitého výkonu a vyrobené energie FVE jsou nutná data z monitoringu. Při nižším, než očekávaném výkonu nemusí být jasné, proč tomu tak je, proto je vhodné umístit na FVE senzory. Ty následně získávají přehled o klimatických vlivech a získaná data se dále mohou využít k vyhodnocení ukazatele PR (viz. kapitola 3.4.2), které vlastníkově či fotovoltaickému technikovi ujasní pokles výkonu, a tím i vyrobené energie. Využívá se několik typů staticky usazených senzorů. Z klimatických vlivů ovlivňuje výkon především teplota, intenzita záření a rychlost vzduchu.



Obrázek 5.15 Firma Fronius International GmbH nabízí celou meteorologickou sadu senzorů: vlevo nahoře referenční článek, vlevo dole senzor teploty okolí, vpravo nahoře Pt1000 teplotní senzor a vpravo dole senzor na měření rychlosti větru [42]

Pro měření teploty modulu i okolí se využívá teplotní odporový senzor Pt1000. Jde o poměrně stabilní součástku, která se instaluje na zadní část modulu, aby se předešlo stínění a zachovalo se efektivní měření. Pro měření rychlosti proudění vzduchu se využívají anemometry a pro měření intenzity záření se nejčastěji využívá referenční FV článek nebo pyranometr. [38]

Pyranometr slouží k měření globálního záření, tj. přímé a difúzní záření. Pracuje na principu termoelektrického jevu. Detektor je složený z termočlánků připojené na plošky s různou hodnotou pohltivosti záření. Při zahřátí dopadajícím ozářením se vytváří teplotní rozdíl a ten vyvolává termoelektrické napětí, které je úměrné dopadajícímu ozářením. Nevýhodou pyranometru je dlouhá doba odezvy. Ta se pohybuje se v rozmezí od 5 do 30 s. [38]

Naopak u referenčního článku je doba odezvy v milisekundách. Referenční FV článek je vlastně kalibrovaný FV článek.

Mnoho odborníků se přiklání k využívání pyranometru a vedou se velké diskuze. Pyranometr je více nezávislý měřicí přístroj a lépe pracuje při vyšší teplotě. Díky hemisférickému tvaru pyranometru se na něm neudrží nečistoty, a tím se zvyšuje přesnost měření. FV článek se kalibruje dle STC podmínek, které mnohdy neodpovídají reálné situaci na FVE, proto se zvyšuje i chyba. FV články jsou náchylnější na znečištění a jsou náročnější na údržbu. [38]



Obrázek 5.16 Měření pomocí referenčního článku [43]



Obrázek 5.17 Měření pomocí pyranometru [44]



Obrázek 5.18 Referenční článěk z roku 2002

Co se týče údržby, tak výrobci a distributoři většinou tvrdí, že obě zařízení pro měření intenzity záření jsou bezúdržbové, ale autoři dle [38] tvrdí, že údržba měřících zařízení jako např. čištění by se měla provádět jednou za 2 týdny.

Životnost pyranometru je 10 let a životnost referenčního článku je udána stejně jako životnost FV modulu. [38]

Pro zjištění intenzity záření se ještě mohou použít satelitní data. Problém nastává v lokaci, kde je přijímač umístěn. Málodky je lokace FVE totožná s lokací přijímače. Získaná data jsou tudíž nepřesnější než ze senzorů.

Pravidelná kalibrace senzorů je důležitá pro správné měření v systému. Pro kalibraci referenčního článku se používá směrnice IEC 904-2 a pro kalibraci pyranometru směrnice ISO 9847:1992 ISO.

Kalibrace pyranometru nebo referenčního FV článku, spolu s jeho servisem, je od výrobce doporučena každé 2 roky, aby byla zaručena přesnost měření. [45]

6 Rozdělení poruch a závad FVE v čase

Na rozdělení poruch FV systémů v čase se můžeme dívat v základu ze dvou pohledů.

První pohled je průběh poruch v čase, jak se chovají po jejich objevení, jak postupně ovlivňují výkon FVE a řeší se primárně jejich vliv.

Druhý pohled se zabývá tím, kdy se porucha projeví, jak ji můžeme předpokládat a na základě čeho. Dává dohromady vlivy, které mohou zapříčinit výskyt poruchy, a právě druhým pohledem se zabývá tato práce.

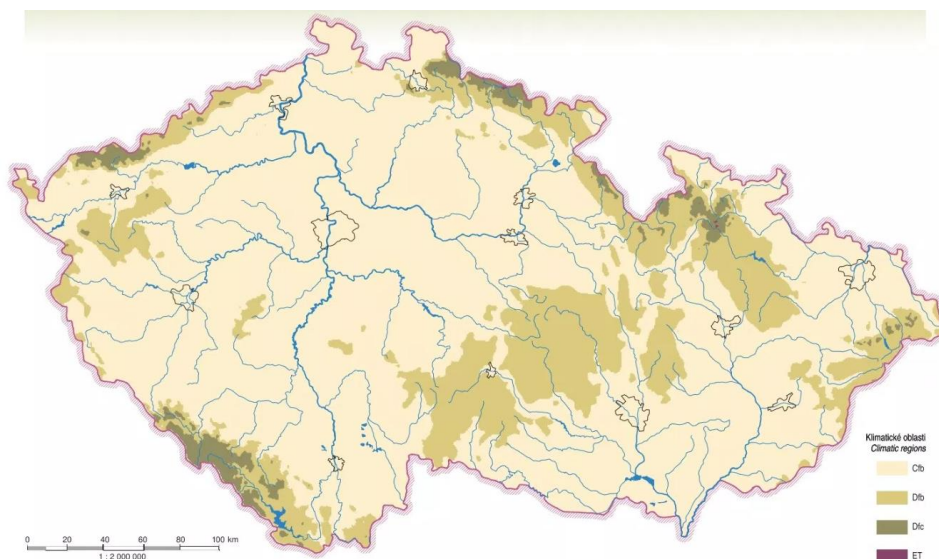
V následujících kapitolách jsou uvedeny studie, které se zabývají objevením a zaznamenáváním poruch na FVE.

6.1 Klimatické prostředí ČR

Rok, kdy byla elektrárna postavena, je podstatný pro definici poruch, které se mohou v systému objevit na základě výrobních postupů (viz. rozdělení v kapitole 4.3). Velmi zásadním faktorem se stává prostředí, do kterého systém umístíme a jeho vliv na provoz systému. Pro správný chod a predikci chování systému je třeba znát dopad slunečního záření, chod cyklování teplot, okolní teploty, průběh vlhkosti, povětrnostní podmínky, a také pak kvalitu ovzduší vztažené k dané lokaci.

Hlavní myšlenkou této kapitoly je, že různé poruchy nebo vady se objevují v různých klimatických prostředích. Tato práce se soustředí na Českou republiku a částečně na střední Evropu.

Jednotlivé studie, které jsou zde rozebrány a zkoumají objevení poruch, se řídí dle Köppenovy klasifikace podnebí, která ale řeší jen teplotní a vlhkostní zařazení. Rozděluje se do oblastí označovaných písmeny A (tropické podnebí) až E (studené podnebí) a Česká republika spadá na většinu území do oblastí Cfb a Dfb. Klimatická oblast Cfb se nazývá **mírné oceánské klima** a oblast Dfb se nazývá **vlhké kontinentální podnebí**. [46]



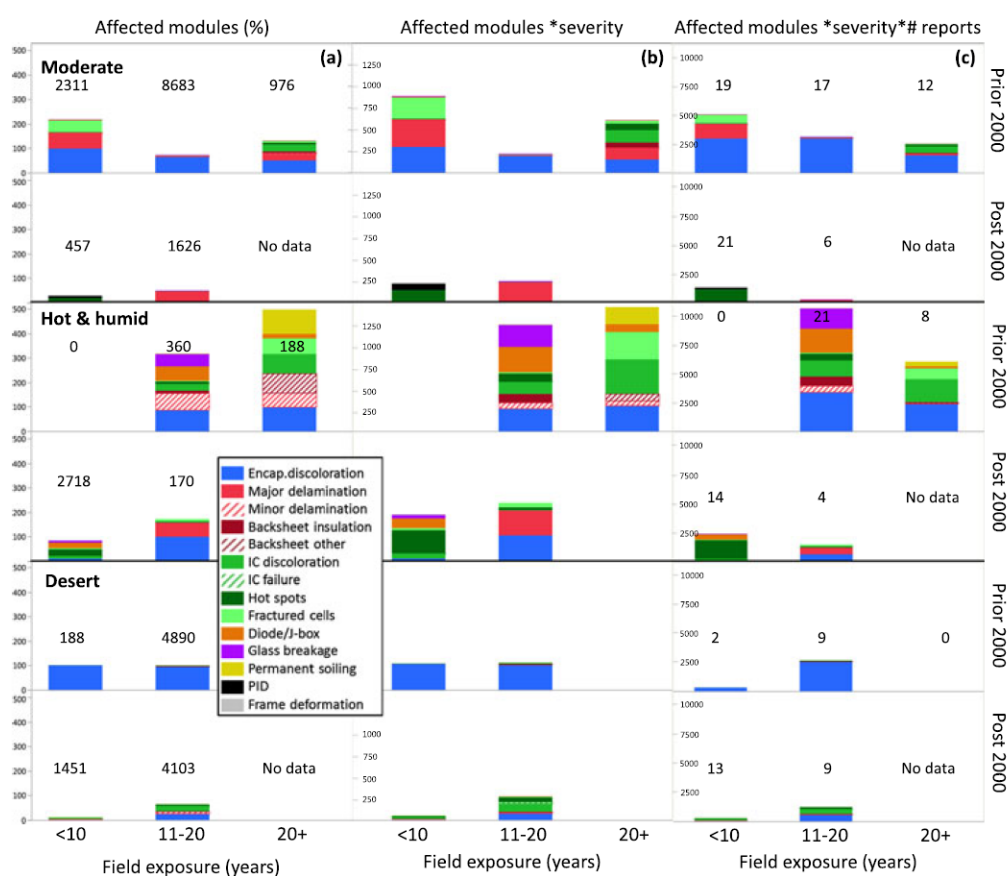
Obrázek 6.1 Klimatické oblasti podle Köppenovy klasifikace [46]

6.2 Studie *Photovoltaic failure and degradation modes*

Studie od americké skupiny autorů s názvem *Photovoltaic failure and degradation modes* z roku 2017 uvádí do souvislosti databázi zaznamenaných degradačních poruch na více než 10 000 FV modulech. [47] [48]

Poukazuje zároveň na změnu terminologie a místo poruchy (failure) se snaží prosadit označení degradační módy nebo procesy (degradation mode). Je třeba rozdělit poruchy na ty, které způsobí zastavení provozu elektrárny a na ty, které způsobují postupnou degradaci a mají jen vliv na provoz elektrárny z hlediska výkonového omezení a bezpečnosti, ať už více či méně významný. [47] [48]

Na začátku práce proběhlo rozdělení poruch a tento degradační mód či proces by se dal přiřadit do typu degradační poruchy.



Obrázek 6.2 Distribuce degradačních poruch v klimatických oblastech; (a) čísla uvedená nad sloupci značí počet FV modulů napadených v každé kategorii, (b) počet FV modulů je znásoben s koeficientem Severinity dle obr. 6.3, (c) data z kategorie (b) jsou přenásobena počtem záznamů [48]

Mode	Severity
Backsheet insulation compromise	10
Hot spots	10
Internal circuitry (IC) failure	8
PID	8
Major delamination	5
Internal circuitry (IC) discoloration	5
Fractured Cells	5
Diode/J-box problem	5
Glass breakage	5
Encapsulant discoloration	3
Frame deformation	3
Permanent soiling	2
Minor delamination	1
Backsheet other	1

Obrázek 6.3 Závažnost nalezených poruch k obr.6.2

V obr. 6.2 proběhlo rozdělení na prior 2000 – před rokem 2000 a post 2000 – po roku 2000 a dle roků, kdy byla elektrárna uvedena do provozu - tudíž je možné uvést poruchy do časového sledu. Z výzkumu vychází, že v klimatickém podnebí Moderate (C) se pro elektrárny postavené před rokem 2000 považuje za největší problém zbarvení pouzdřící vrstvy – EVA folie, jelikož zasahuje nejvíce modulů.

Lze zhodnotit, že starší instalace vykazují známky delaminace a poškozených článků ve všech časových období provozu, zatímco mladší moduly trpí degradací jako je PID, zejména u instalací, které jsou v provozu méně než 10 let. Na základě tohoto průzkumu se dá zhodnotit, že PID je poměrně nová forma degradace. Tato degradace byla definována již v 70. letech, ale neprojevovala se. Následně se ukázalo se, že na vině projevu PID je především výběr skla, pouzdřícího materiálu a přítomnost sodíku. [48]

Po upravení dat vyplývá z databáze, dříve se nevyskytující problém s hotspotsy, který je zastoupen ve značné míře.

V oblastech, které jsou označené jako Hot&humid (B) je hlášena širší škála poruch a degračních procesů, především však před rokem 2000. Oproti klimatu Moderate se zde nově projevuje problém s bypass diodou a J-boxem, zejména pak mezi 11-20 rokem provozu u starších instalací. U novějších instalací se tento problém projevuje dříve, a to před méně než 10 lety provozu. [48]

6.3 Studie *Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field*

Studie s názvem *Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field* je velice komplexní studie mezinárodních autorů pod záštitou International Energy Agency – Photovoltaic Power System Programme vytvořená v roce 2017. [49]

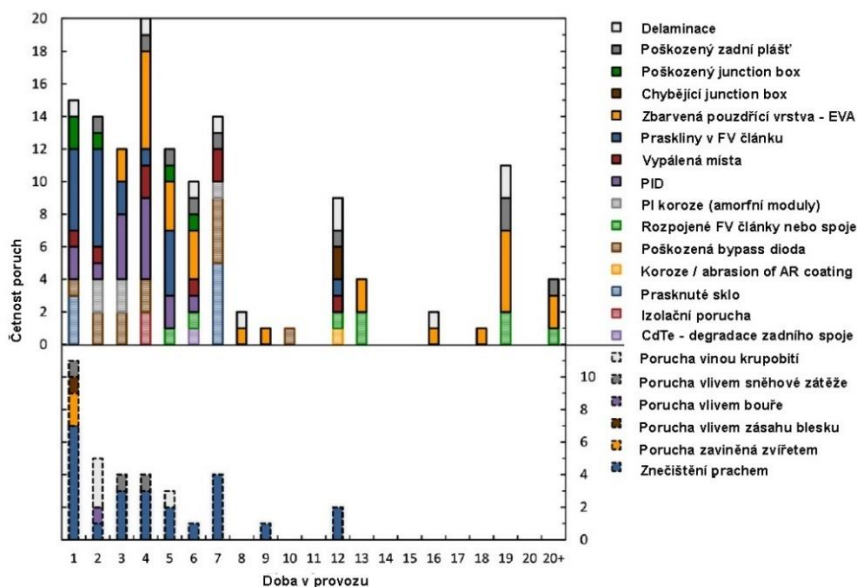
Studie je složena z vzorků o celkovém výkonu téměř 444 MWp a celkového počtu 1211 FV modulů. Významně jsou zastoupeny moduly CdTe, v celkovém počtu 52 %. Krystalické typy FV modulů jsou zastoupeny celkově v 37 % celkového počtu.

Klimatické podmínky **Moderate** jsou zařazeny do skupiny C a **Cold & Snow** je zařazeno do skupiny D/E.

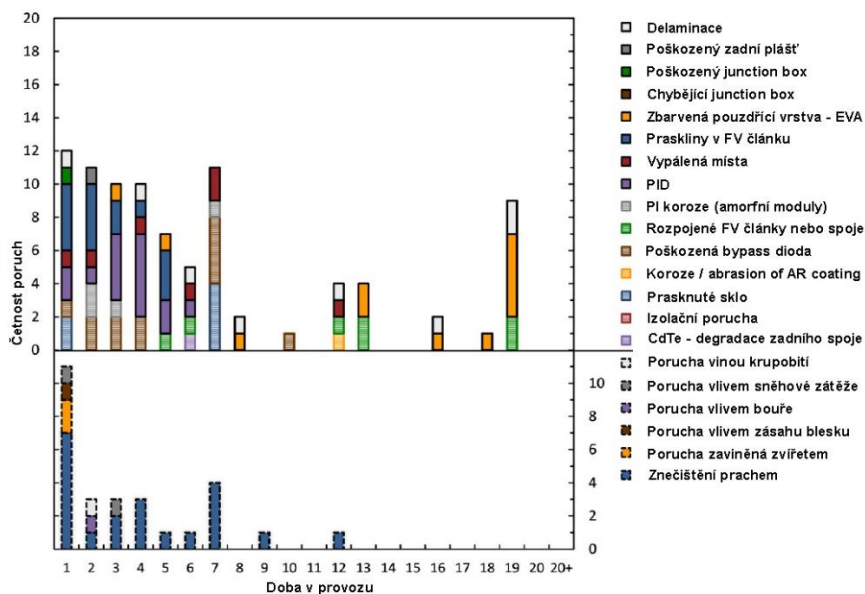
Praskliny jsou dle studie identifikovány v raném stádiu systému, během prvního nebo druhého roku provozu. Porucha PID byla zaznamenána v mnoha případech

mezi 3. až 4. rokem provozu a s četností ji následují rozpojené spoje a články, které jsou zaznamenávány v průběhu celého provozu, ale objevují se až po čtvrtém roce. Zbarvení pouzdríci vrstvy – EVA se v počátku nepovažuje za velký problém, jelikož ztráta v systému se významněji objeví až po několika letech. Jako významný úbytek na výkonu je zaznamenána v 18. roce. Poškození nebo zničení bypass diody je reportováno v průběhu celého provozu, ale ve větší míře v prvních 10 letech.

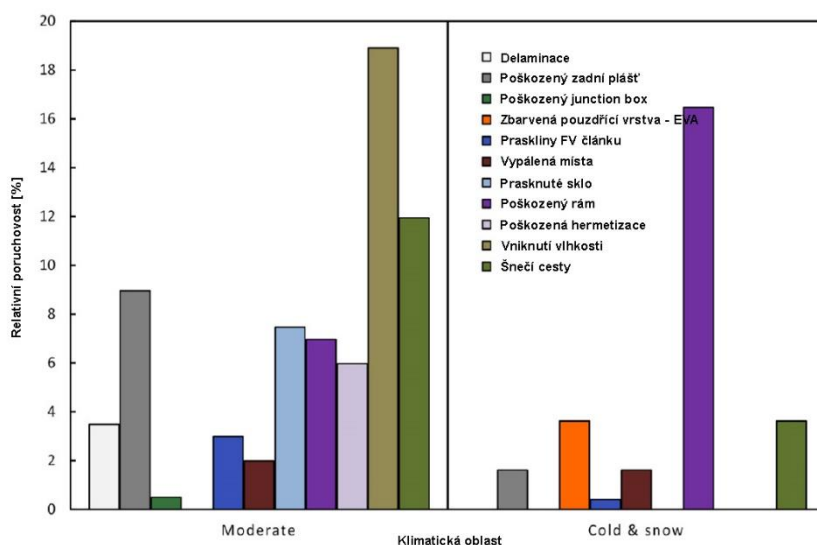
Celá struktura obr. 6.4 má za cíl ukázat návaznost na tvar vanové křivky. Do 7. roku provozu FV modulů se objevuje vysoká četnost poruch či degradačních procesů a následně se počet případů snižuje, přesně tak, jak je teoreticky předpokládáno.



Obrázek 6.4 Distribuce celkového sčtu vzorků seřazených dle doby nahlášení provozu systému [49]



Obrázek 6.5 Distribuce vzorků, které mají významnější vliv na výkon systému seřazených dle doby nahlášení provozu systému.[49]



Obrázek 6.6 Distribuce vzorků v krystalických typech FV modulů [49]

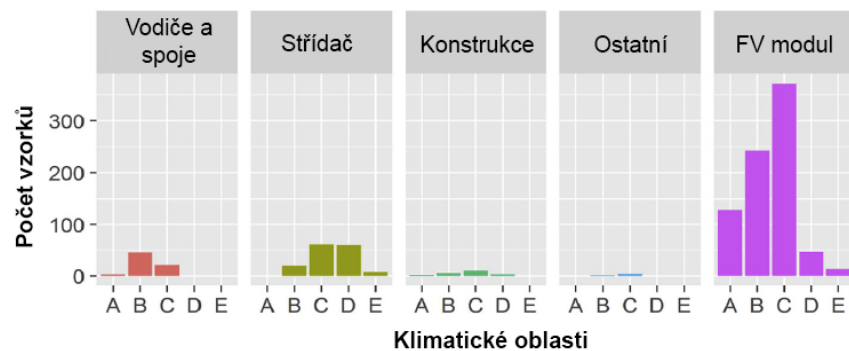
V Moderate oblasti (obr. 6.6) je nejčastěji zaznamenaným problémem vniknutí vlhkosti do struktury FV modulu (19 %) a s tím související poškození zadního pláště (9 %), prasklé sklo (8 %), poškození hermetizace (6 %), poškození rámu (7 %) nebo delaminace (3,5 %). Zajímavé je, že praskliny byly reportovány v téměř 3 % zastoupení, ale šnečí cesty, které s nimi mají velkou souvislost jsou zaznamenaný ve 12 %.

V oblasti Cold & snow je v největším zastoupení zaznamenáno poškození rámu (17 %), což je pravděpodobně díky sněhové zátěži, která v těchto oblastech vzniká. [49]

6.3.1 Studie *Statistical evaluation of PV system performance and failure data among different climate zones*

Studie od rakouské skupiny autorů s názvem *Statistical evaluation of PV system performance and failure data among different climate zones* z roku 2019 ukazuje rozdíly jednotlivých poruch v různých klimatických pásmech v závislosti na provozu elektrárny a roku její výstavby. Databáze vzorků je totožná s předchozí studií, jen je rozebrána více do detailu a zaměřena jen na krystalické typy FV modulů, v rozdělení monokrystalických 407, polykrystalický 268 a krystalicky nedefinovaných 127. [50]

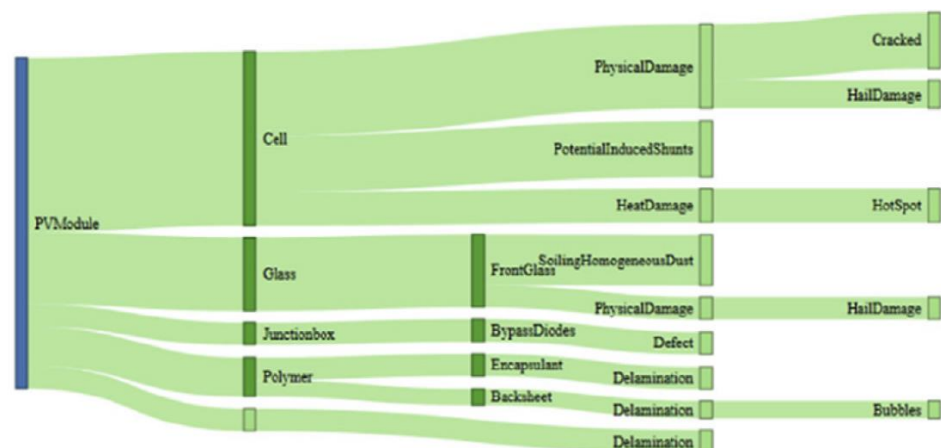
Klimatické podnebí C, do kterého se řadí Česká republika, zastupuje ve studii 373 záznamů, což je nejvíce z celé studie, a pro oblast D je to pak 46 záznamů. Data jsou v konečném důsledku filtrována a zpracována od roku instalace 2000.



Obrázek 6.7 Distribuce nalezených poruch či závad dle komponentů [50]

V oblasti C je reportováno velké množství případů, kdy nastal problém na straně FV modulu (PV Module) a v menším zastoupení na straně střídače (Inverter). Menší počet poruch pak následně vznikl na straně vodičů (Cable and Interconnect). Téměř totožnou strukturu má oblast D. Je třeba brát ohled na menší počet zaznamenaných vzorků. [50]

Rozvětvené diagramy na obr. 6.8 a obr. 6.9 shrnují, v jakých částech FV modulu byly poruchy nejvíce objeveny.



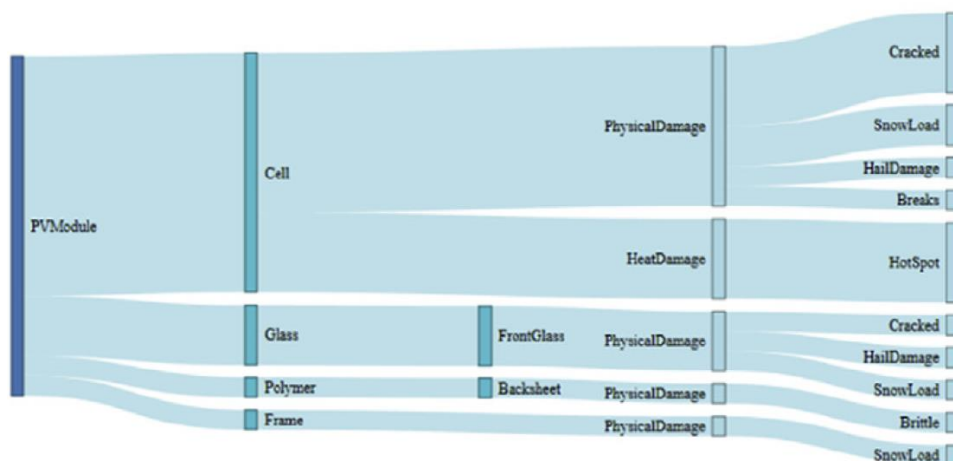
Obrázek 6.8 Rozvětvené rozdělení nahlášených poruch v podnební oblasti C po roku instalace 2000 [50]

Zeleně (viz. obr. 6.8) je značena klimatická oblast C a ve FV článku (Cell) jsou poruchy rozděleny mezi teplotní (HeatDamage), mechanickou (PhysicalDamage) zátěž a porucha pracující s potenciálem (PotentialInducedShunts), tam se řadí porucha PID.

Porucha PID je téměř ve stejném zastoupení jako mechanické poškození, kde jsou uvedeny problémy jako praskliny (Cracked) nebo porušení FV článku vlivem krupobití (HailDamage). V menším zastoupení jsou zde uvedeny hotspots jako teplotní porucha. Ty mohou mít návaznost na objevení prasklin.

Přední sklo je uvedeno jako homogenně znečištěné ve většině případů nebo poškozené vlivem krupobití. [50]

U J-boxu je zaznamenáno poškození (Defect) bypass diody a dále v menším zastoupení je uvedena delaminace (Delamination) na zadním plášti a pouzdríci vrstvě.



Obrázek 6.9 Rozvětvené rozdělení nahlášených poruch v podnební oblasti D po roku instalace 2000 [50]

Modře (viz. obr. 6.9) je značená oblast D a ve FV článku (Cell) jsou poruchy rozděleny mezi teplotní (HeatDamage) a mechanickou (PhysicalDamage) zátěž. [50]

Mechanická v tomto případě převažuje a s ní převažují také prasklé FV články (Cracked). Zlomené články (Breaks) však jsou v menší zastoupení. Další problémem je napětí vlivem sněhu (SnowLoad) nebo porušení FV článku vlivem krupobití (HailDamage). Z teplotního namáhání jsou zde uvedeny jen hotspoty.

Na straně dalších částí FV modulu jako je sklo (Glass) je velkým problémem mechanické napětí (PhysicalDamage) a opět jsou zde nahlášeny poruchy v souvislosti s krupobitím, napětím vlivem sněhu nebo všeobecným prasknutím skla. U zadního ochranného pláště (Backsheet) je nahlášen problém s křehnutím (Brittle) a u rámu (Frame) je okrajově nahlášen problém v souvislosti s sněhovou zátěží. [50]

Obě oblasti jsou podobné a lze zhodnotit, že velký problém je v klimatických podmínkách, které sněhem a krupobitím poškozují moduly. V oblasti C je velké zastoupení poruchy PID, ta se v oblasti D neobjevuje.

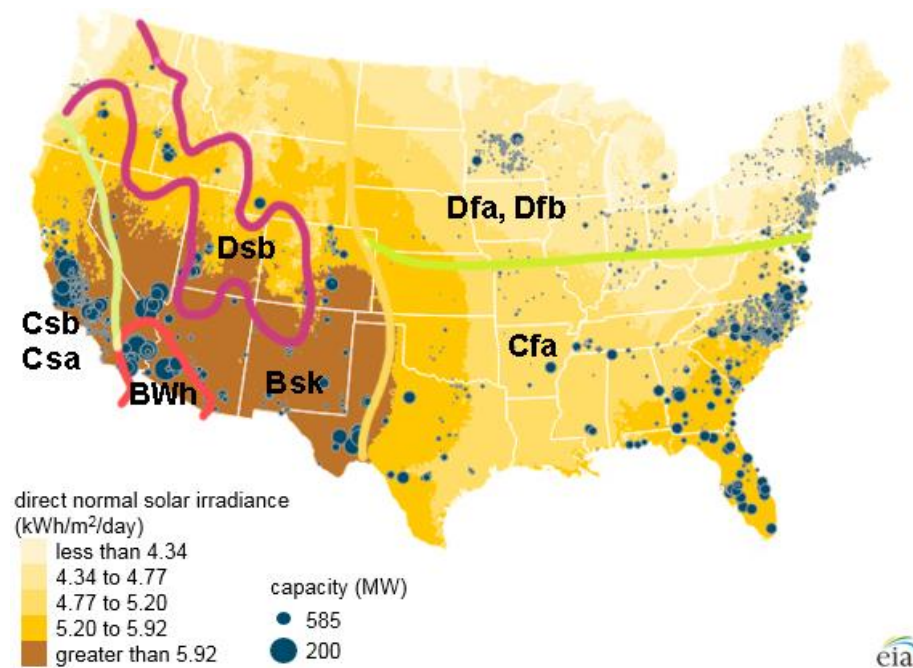
Co se týče oblastí A, B, tak zde se více projevují teplotní poruchy nebo poruchy, které se lépe vyvíjí v teplejším prostředí. Pro příklad lze uvést poruchu PID nebo poškození bypass diodu. Projevuje se také více znečištění povrchu, zejména v oblasti A.

6.4 Studie *PV systems Component Fault and Failure Complilation and Analysis*

Studie od americké skupiny autorů s názvem *PV systems Component Fault and Failure Complilation and Analysis* z roku 2018 analyzuje přes 189 systémů a hodnotí poruchovost jednotlivých komponentů FV systémů. Studie je rozdělená do 4 portfolií A-D (viz. tab. 2) dle roku uvedení do provozu. Všechny data jsou z elektráren v USA a není přesně řečeno, z jaké klimatické oblasti. [51]

Na obr. 6.10 jsou orientačně zaneseny klimatické zóny spolu s rozložením instalovaného výkonu po celých státech. Studie se zmiňuje o oblasti Arizony, která spadá z velké části pod oblast BWh a dále přesně neuvádí, které další státy jsou v databázi zahrnuty. Mnoho FV systémů instalovaných v USA se objevuje na

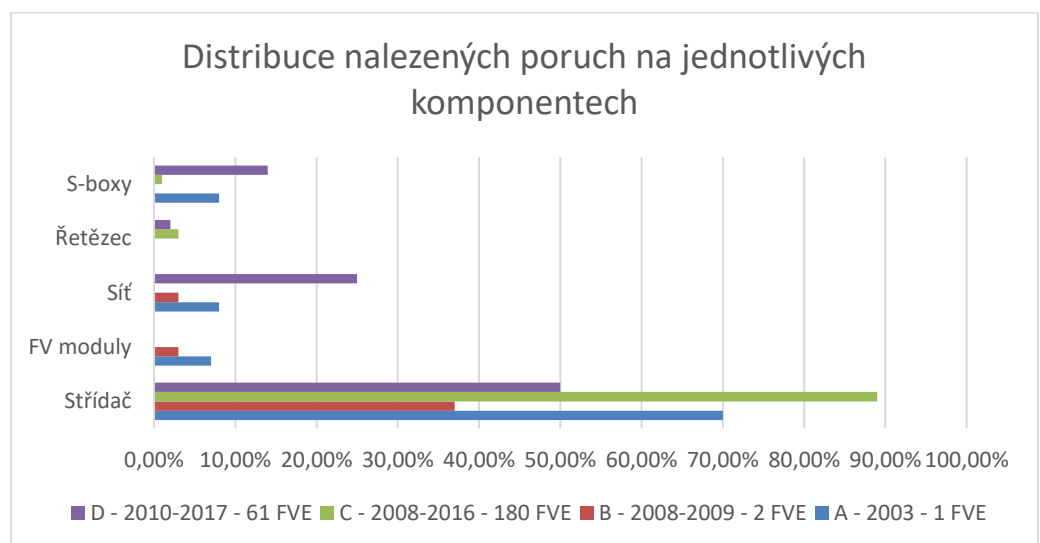
východním a jihovýchodním pobřeží, které spadá do oblasti Cfa, což se dá považovat za podobnou oblast k oblasti Cfb. Zároveň na severu je oblast Dfa, Dfb, která je taktéž definována na středoevropské oblasti. [51]



Obrázek 6.10 Mapa USA s instalovaným výkonem FVE [52]

Portfolio A zahrnuje rok uvedení do provozu 2003, portfolio B pak 2008-2009, portfolio C roky 2008-2016 a portfolio D pak roky 2010-2017. Databáze pracuje s celkovým počtem 24 výrobců FV modulů o 58 typech FV modulů a 12 výrobci střídačů o 50 různých typech střídačů. To je rozdíl oproti předešlým studiím, kde počty výrobců nebyly uvedeny.

Zajímavým poznatkem je, že pouze 109 FV systémů si vedlo podrobnější reporty o jednotlivých součástech systémů.



Graf 6.1 Distribuce nalezených poruch na jednotlivých komponentech

Mezi nejspolehlivější vzorky patří portfolia C a D, které zkoumají největší množství elektráren. Patří mezi mladší systémy.

Všechny případy z portfolií spojuje významné procento poruch na straně střídače. Následně se portfolia víceméně liší. Portfolio D má významné procento poruch v distribuční síti a S-boxů, které propojují jednotlivé řetězce. Oproti portfoliu C se v portfoliu D snížilo procentuální zastoupení poruch střídače, a naopak se objevilo různorodější zastoupení poruch.

Tabulka 2 Portfolio vzorků

Portfolio	A	B	C	D
Počet zkoumaných elektráren	1	2	180	61

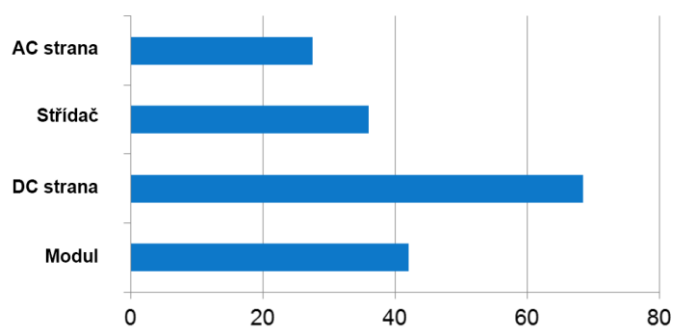
Dle studie se střídač považuje za nejporuchovější součást, což je naprosto opačný stav než u předchozí studie, ale splňuje to předpoklad, který byl uveden v kapitole 5.3.3.

6.5 Studie *Assessing Fire Risks in Photovoltaic Systems and Developing Safety Concepts for Risk Minimization*

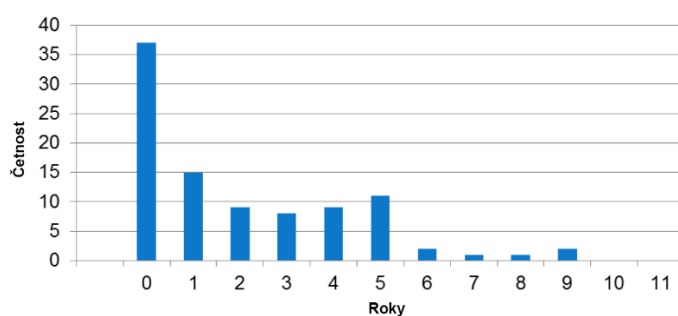
Studie od německé skupiny autorů s názvem *Assessing Fire Risks in Photovoltaic Systems and Developing Safety Concepts for Risk Minimization* se soustřeďuje na fakta nebo poruchy, které v důsledku vedly k vysokému bezpečnostnímu riziku nebo požáru. Analyzují se data pouze z německého prostředí, proto jsou data použitelná i pro prostředí české. [5]

Celkově eviduje 430 případů požáru nebo přehřívání ve FV systému. Z tohoto počtu bylo 210 případů příčinou požáru FV systém.

Rozložení grafu 6.2 ukazuje, že nejvíce poruch se objevuje na DC části systému, která je exponována venkovnímu prostředí s mnoha potenciálně nebezpečnými spojeními. AC část za střídačem ukazuje menší množství poruch a lze to vysvětlit tak, že elektrikáři a instalační firmy jsou zvyklí na práci s AC instalacemi a stává se zde méně chyb. Navíc AC strana instalace je chráněna před vnějšími vlivy, jelikož vede uvnitř domu nebo budovy. [5]



Graf 6.2 Distribuce nalezených poruch dle místa, kde se objevila [5]



Graf 6.3 Četnost poruch v závislosti na stáří systému [5]

Další poruchy, častější než na straně AC, vznikaly na FV modulech, přesněji v J-boxu nebo na bypass diodě. Nezvyklou nebyla ani porucha na propojeních jednotlivých článků, která způsobovala oblouk přímo v modulu. Ještě častější poruchy ale vznikaly na straně střídače, kde se objevovaly výrobní vady. [5]

Na straně DC byl nejčastěji reportovaným problémem nedostatečné nakrimpování konektorů.

Teorii, kterou studie přidává k velkému množství nalezených případů na straně DC, je rok 2011, kdy zhruba 40 % instalované kapacity bylo provedeno v prosinci roku, kvůli masivnímu snížení podpory obnovitelných zdrojů. Vše bylo prováděno pod časovým nátlakem a ztíženými pracovními podmínkami a FVE se instalovaly s větším množstvím poruch, jelikož montážníci nebyli důslední. [5]

Objevení závažné poruchy proběhlo většinou v teplých letních měsících a studie zmiňuje i přesný čas, který byl většinou v době nejvyšší produkce, tudíž v poledne. Zde se naplno projevilo ohřívání jednotlivých komponent, a tím i zviditelnění problému.

6.6 Shrnutí a zhodnocení

Těchto 5 studií bylo zaměřeno na poruchy a závady ve FV systému. Základní myšlenka je ta, že vliv na provoz FV modulů a ostatních komponent má zpočátku výrobní proces, který se v průběhu let měnil. Následně to závisí na vnějším klimatickém prostředí.

6.6.1 Zhodnocení

První dvě studie jsou o závadách a poruchách na FV modulech. První analyzuje poruchovost na základě roku výstavby a na rocích provozu. Druhá jen na rocích provozu. Třetí studie pak zmiňuje i poruchovost komponentů a čtvrtá a pátá studie se soustřeďují na systém jako celek, tudíž zkoumají poruchovost i dalších komponentů.

Všeobecně byl problém s nekonkrétností dat a popisem. Kromě druhé a páté studie, které objevení poruch doplňují obrázky, jsou slovní popisy bez konkrétních příkladů a občas není jasné, jak byla daná porucha myšlena. Příkladem je problém s řetězcí (stringy) v kapitole 6.4. Není jasné, jaký typ poruchy tam vzniknul a problém je jen pojmenován. Čtenář si následně jen domýšlí, jaká porucha mohla nastat. Další zavádějící informací, zejména pak ve čtvrté studii, bylo odkud data pocházejí.

Další nesrovnalost může nastat u poruchovosti střídačů, u kterých předpokládám, že budou vykazovat vyšší poruchovost, pokud budou vystaveny klimatickým vlivům. V žádné z uvedených studií není uvedeno, kde se střídač nachází a zejména u čtvrté studie je to podstatné, protože právě ta zmiňuje jejich nejvyšší poruchovost.

Čtvrtá studie označuje střídač za nejporuchovější část z celého systému, zatímco naopak třetí studie tvrdí, že nejporuchovější jsou FV moduly. Je to otázka spolehlivosti sesbíraných dat, které nejsou konkrétně zohledněny a průběh sběru dat mohl probíhat různými způsoby s různými motivy. Pátá studie se například soustřeďuje jen na poruchy, které způsobují bezpečnostní ohrožení nebo požár a jako nejporuchovější hodnotí konektory, vodiče a ochranné prvky na straně DC.

První studie ukázala, že existuje rozdíl v poruchovosti v jednotlivých klimatických oblastech a na tento fakt odkazuje také třetí studie. Obě studie se shodují ve zvýšeném počtu hotspotů a poškození bypass diody v oblasti Hot&humid (A/B) oproti Moderate (C), kde jsou více problémem praskliny a zbarvení pouzdrícího materiálu.

Čtvrtá studie jako jediná uvedla i počet výrobců zastoupených v šetření. Pro rozmanitost dat je to podstatný faktor. Pátá studie pak ukazuje důležitost kvality montáže na DC straně.

6.6.2 Rozdělení dat dle časového období

Fotovoltaický průmysl prošel značnými změnami od chvíle, kdy byla v 80. letech postavena první elektrárna. To by se samozřejmě mělo promítnout do znázorněných výsledků. Více než rozdělení dat na před rokem 2000 a po roce 2000 by bylo vhodnější je rozdělit tak, jak je to uvedeno v kapitole 4.3 o výrobních technologiích, aby bylo možné je dát do souvislosti.

1. před rokem 2000
2. rok 2000 až 2006
3. rok 2006 až 2009
4. rok 2009 až 2013
5. rok 2013 až 2018
6. po roce 2018

6.6.3 Výroba a testování při výrobě

Z první studie lze vyvodit, že na FV modulech, které byly instalovány před rokem 2000 lze nalézt více poruch a degračních procesů, které snižují výkon než po roce 2000. To dokazuje fakt, že se výrobní proces zdokonalil a finální produkt je kvalitnější. Problém nastává v tom, že výrobní proces se rychle mění, a i přes nižší počet poruch se objevují poruchy, degrační procesy či závady, které předtím nebyly známy v takovém měřítku jako dnes, např. PID.

Normalizovaným testováním, např. dle směrnice IEC 61215-2, lze objevit výhradně poruchy, které spadají časných poruch. Tento standardizovaný test však poskytuje jen málo informací o tom, jak bude tento nový produkt fungovat po desetiletí a za různých klimatických podmínek, jelikož se testuje jen v rámci STC.

A klimatické podmínky jsou dalším vlivem, který zasahuje do provozu elektrárny. Čtyři studie jsou již řazeny dle lokací, samotné moduly by měly být v budoucnu testovány na jednotlivá klimatická podnebí. [50] Všeobecné testování a vyhodnocení výkonu podle STC podmínek není dostačující, jelikož reakce modulů je v každém prostředí odlišná.

6.6.4 Kontroly a způsob zjišťování informací

U těchto zpracovaných studií se ukazuje důležitost uchování informací o elektrárně a pravidelnost testování. Není jen podstatné vědět, kdy byla elektrárna postavena a kdy se následně provedla první či periodická kontrola, ale podstatnější informace je, kdy se daná porucha nebo degradace objevila. To je právě komplikovaná otázka, pokud se diagnostiky či revize provádějí jednou za 2 roky nebo déle. Pokud se testování nebo kontroly neprovádí, tak většina poruch není známa do kritického momentu, kdy může způsobit bezpečnostní ohrožení.

Jejich výskyt může a nemusí být viditelný na výkonových datech nebo může být minimálně znát.

6.6.5 Velké vs malé elektrárny

Dalším problémem těchto studií je také jejich zaměření. Většina dat pochází z velkých elektráren, protože u těchto instalací se vyhrazuje rozpočet na údržbové činnosti a je snaha o co nejvyšší produkci za celou dobu provozu. Malé instalace tuto potřebu mají samozřejmě také, ale jedná se spíše o ekonomickou otázku. Revizní testy jsou pro vlastníky povinné, ale diagnostiky technika, který provede dodatečné testování a vyhodnocení elektrárny, nejsou levnou záležitostí a k poměru investice malých instalací na střechách domů se jedná o vysokou finanční položku.

Je možné, že na menších elektrárnách se objevuje jiný typ poruch než na velkých elektrárnách. Příkladem u FV modulů může být proudění vzduchu mezi střechou a FV moduly, kde může docházet k většímu ohřívání povrchu než u velkých instalací, které jsou umístěny na volném prostranství, a tím i k odlišnému vývoji poruch. Dodatečně také záleží na podkladu, kde je systém umístěn a např. plechová střecha se může chovat jako uzemnění, pokud u FV modulů chybí. To může mít přímý vliv na vývoj degračního procesu u PID poruchy, což je nežádoucí.

V případě střídače je na základě výčtu studií nejasné, jak moc prostředí ovlivňuje jeho provoz a zda má vliv na jeho poruchovost. U velkých instalací je povětšinou vystaven klimatickým vlivům, ale umístěn pod FV moduly nebo kovovou stříškou, aby se působení vlivů omezilo.

Problém s elektroinstalacemi je více zmapovaným právě u malých elektráren, protože je zde vysoká pravděpodobnost požáru, jak ukazuje pátá studie.

6.6.6 Řešení

Pro přesnější vyhodnocení poruchovosti elektráren by bylo nejvhodnější vytvořit databázi, kam by vlastníci FVE zapisovali nalezené poruchy a jejich dopad na fungování systému zcela nezávisle na tom, či byli předtím v kontaktu s technikem či nikoliv. Pro řádný výzkum by mělo být uvedeno

- v jakém roce byl systém instalován
- kde je instalován – specifikace lokace
- jaké komponenty jsou instalovány – specifikace výrobce, typu, atd.
- o jak velký systém se jedná
- jaké je okolní prostředí každého z komponent (uvnitř, venku...)
- v jakém roce provozu se porucha objevila a jaký vliv měla
- popis jednotlivých poruch
- zda se v minulosti prováděly opravy

Dotazník by však musel být provozovaný dlouhodobě pro relevantnost dat. Jednorázové sběry dat nemají takovou vypovídající hodnotu jako dlouhodobý průzkum.

6.6.7 Predikce

Po zjištění, že požáry jsou zaviněny primárně zanedbáním instalace na straně DC, lze předpovědět, že v budoucnu nastane zvýšený počet poruch vedoucí k požárům FVE.

Až 1. 1. 2015 vznikla v českých zákonech povinnost pro majitele budov (stavebníky, vlastníky budov nebo společenství vlastníků jednotek) zajistit instalaci vybraných zařízení vyrábějících energii z obnovitelných zdrojů výlučně osobou oprávněnou tyto instalace a na základě tohoto faktu lze předpokládat, že během následujících let vznikne více poruchových stavů než doposud, protože je před rokem 2015 neprováděly osoby oprávněné pro tyto instalace.

7 Bezpečnostní aspekty

Jednotlivé poruchy nebo závady na elektrickém zařízení se mohou rozvinout v bezpečnostní riziko. Jakékoliv elektrické zařízení, kterým protéká proud, je potenciálním zdrojem rizik pro vznik požáru. I přes to, že se prozatím eviduje poměrně malé množství požárů způsobenými FV systémem, je velmi důležité toto riziko brát v potaz a snažit se mu předcházet.

Dle vanové křivky FV systému se intenzita poruch zvyšuje se stárnutím systému. V současném období se u většiny systémů nacházíme v období konstantních poruch. Dá se očekávat, že v průběhu dalších 10 let přejdeme do období poruch opotřebení a náchylnost k vzniku požáru bude u systémů vyšší než doposud.

Momentálním problémem v požární ochraně je neexistující česká norma zabývající se požární bezpečností FVE.



Obrázek 7.1 Požár na budově [53]

7.1 Vznik požáru v důsledku poruchy

Požár potřebuje k zažehnutí zdroj a následně k rozšíření hořlavé materiály, jako jsou plasty. Zadní část FV modulu je polymerová a lze tedy předpokládat, že jsou moduly hořlavé. Pokus s požárem FV modulů v UCEEB [29] v roce 2019 jejich hořlavost potvrdil, ale zároveň zmínil, že se dál nešířil na další moduly. Při pokusu docházelo k odkapávání materiálu z modulu a právě tímto faktem jsou FV moduly potenciální příčinou požáru na budovách, které nesplňují požadavek střešní pláště Broof(t3). Teplota vzplanutí povrchu modulu se uvedla jako 195 °C.

Všeobecně jako zdroj požáru se dá považovat protékající proud, který se vlivem poškození izolace dostane ven. Ve většině případů předchází požáru lokální zahřívání. [5]

U spojů může dojít ke zvětšení přechodového odporu vlivem prachu, nečistot nebo uvolnění spojů. Zvýšený přechodový odpor vede k oteplení, které může vést až k tavení vodiče či konektoru, a tím i vzniku požáru. [29]

Při poškození (proříznutí) izolace vodiče nebo oslabení dielektrických vlastností vodiče dochází k úniku svodových proudů, které umožní průchod proudu v místě oslabení. Pozvolným zahřívání daného místa dochází k uhelnatění a svodový proud se

navyšuje až k hodnotě zkratového. Jelikož se jedná o pozvolný děj, tak ho jistící prvky nemusí zaznamenat. [5]

Případy svodového proudu a přechodového odporu jsou teplotního charakteru, a proto je doporučováno použít na jejich objevení termovizní kameru a soustředit se při měření na spoje a konektory. [5] [29]

Dalším objeveným problémem jsou oblouky, které se tvoří v důsledku zkratu a jsou nebezpečné kvůli vysoké teplotě doprovázející jejich průběh, která ničí izolaci a případně způsobuje požár v hořlavých materiálech v okolí jejich vzniku. Průběh oblouku je jiný na DC a AC straně systému. AC oblouky jsou nestabilní a potom co dojdou do nulového bodu, oblouk zhasne. Opakované zvýšení napětí často nezpůsobí opětovné zažehnutí, protože to vyžaduje vyšší napětí než pro udržení oblouku. Okolí oblouku je ale po zhasnutí částečně ionizované a ohřáté z předešlého oblouku. Izolace v okolí vodiče je poškozená a dochází k úniku svodových proudů. [5]

DC oblouk je stabilní a hoří, dokud má dostatečné napětí a proud. To může trvat i několik minut. Protože DC oblouky nejsou přerušované, ale konstantní, tak jejich hoření má jinou charakteristiku než AC oblouku. [29]

Oblouk pro zažehnutí požáru vzniká špatným napojením kontaktů, nesprávným propojením kabelu s konektory nebo nedostatečným utažením svorkovnic a šroubových spojů. [29]



Obrázek 7.2 Ukázky oblouků v FV modulu [5]

Všeobecně zdrojem požárů jsou primárně chyby při instalaci FV systémů, dále pak vady komponentů a v poslední řadě nevhodný návrh celé technologie nebo dílčích komponent. [29]

7.2 Komplikace a rizika pro hasiče

Při požárnictví se všeobecně rozlišuje, zda byl FV systém zdrojem požáru nebo vzniknul v uvnitř domu.

Při hašení hasiči riskují zásah elektrickým proudem, pokud tedy nezasahují v noci, tak je systém stále v provozu, a to je největší komplikace při hašení ohně. Požár musel odněkud vzniknout a odkryté živé vodiče mohou být přímo na hašeném místě. Dále hrozí riziko z dalších komponentů, jako je třeba baterie, u které se může vlivem hašení vodou vytvořit vodivý most.

V případě, že FV systém není příčinou požáru, tak i přes to může zamezit způsobu nebo pohybu při hašení a být značnou komplikací.

Reportovaným problémem v ČR jsou chybějící přístupové cesty mezi jednotlivými sekcemi FV modulů, a tím nesnadný pohyb po střeše a s tím související riziko

uklouznutí nebo upadnutí ze střechy při zdolávání ohně. Následně mohou být problémem poškozené či proříznuté hadice o nosné konstrukce, což je jeden z dokumentovaných případů zde [29].

Zároveň FV systém vytváří na střešní konstrukci mnohdy nerovnoměrné zatížení a při zásahu hasičů je zvýšené riziko kolapsu budovy. [5]

Kromě požáru jako samotného je dalším rizikem vdechování zplodin. V místě rozvaděče, kde může požár i vzniknout, chybí většinou odvětrávání prostor. [5] [27]

7.3 Hašení požáru

Hašení požáru FVE se řídí dle metodického listu 47P – Požáry střešních konstrukcí s fotovoltaickým systémem a hasí se nevodivými hasivky, např. CO₂, práškovými přenosnými hasícími přístroji, popř. se aplikuje metodický list 25/P – **hašení vodou pro elektrická zařízení do 400 V**.

Metodika 47P je určena pro střešní instalace do instalovaného výkonu 10 kWp a předpokládá nejvyšší DC napětí z FV modulů 600 V. Na konci metodiky je doložka, která říká, že velitel zásahu má právo zásah přerušit, pokud bude nemožné odpojení elektrické energie nad 400 V, aby neohrozil zasahující hasiče.

V případě FV systému do 400 V/DC se hasí dle metodického listu 25P-Hašení vodou elektrických zařízení a vedení do 400 V. Jak už z názvu vyplývá, tak se hasí vodou, která nesmí být znečištěná, a pro zařízení do 400 V, což v praxi znamená, že pokud má FVE vyšší napětí, tak je třeba ho upravit (např. rozpojením jednotlivých modulů). Používají se vysokotlaké nebo kombinované proudnice (viz. tab. 3).

Pro provedení zásahu platí přísné podmínky a jednotka nesmí být v přímém kontaktu s vodou, vodivými předměty spojenými s elektrickým zařízením nebo vedením, ve kterém se předpokládá el. napětí.

Dodržovat se musí bezpečná vzdálenost od zařízení a stanovený je i min. tlak na proudnici dle tab. 3.

Tabulka 3 Definovaná bezpečná vzdálenost a minimální tlak na proudnici pro elektrická zařízení do 400 V

Typ proudnice	Druh proudu	Bezpečná vzdálenost [m]	Minimální tlak na proudnici [MPa]
kombinovaná	plný	3,5	0,6
	sprchový	1,5	0,6
vysokotlaká	plný	1,5	2,5
	mlhový	1,5	2,5

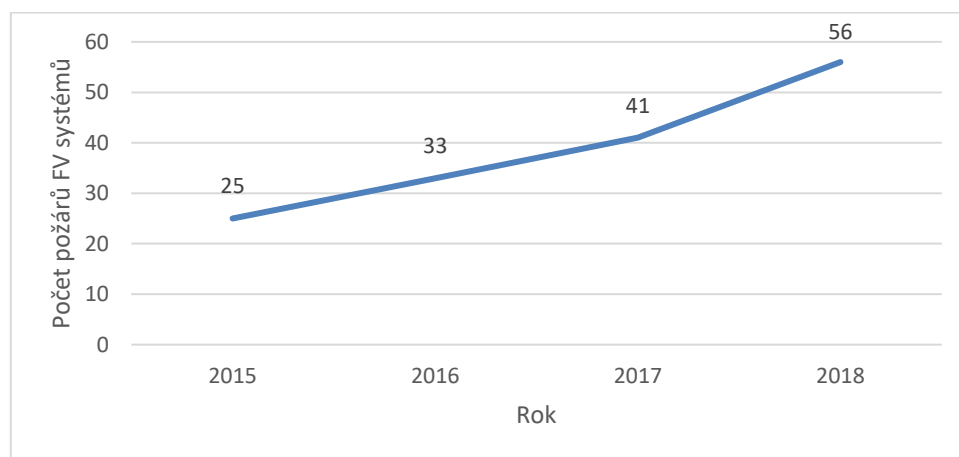
7.4 Statistický přehled požárů

Dle několika studií je FV systém příčinou požáru zřídka. Austrálie eviduje 1,5 % případů vzniku požáru, které byly spojeny s FVE na střeše budovy [54]. Německo s více než 1,4 milionů FVE evidovalo během 20 let 350 případů souvisejícími s FV systémem, což je 0,006 %. [55]

Japonsko s celkovým počtem 2,4 miliony FVE zaznamenalo 127 případů do roku 2017. [56]

V roce 2019 časopis PV-magazine informoval o chybějících datech v počtu požárů v USA. Na konci dubna roku 2020 se informace, pravděpodobně pod nátlakem veřejnosti, zveřejnily. [57]

Z grafu 7.1 lze vyčíst vzrůstající tendenci počtu požárů mezi roky 2015 až roky 2018. Z celkového počtu 155 počtu případů spadá na rezidenční objekty 84 případů, tedy 55 %. Magazín také zjistil, že se běžně neprováděly termovizní měření, které mohly odhalit poruchy vedoucí k požáru.

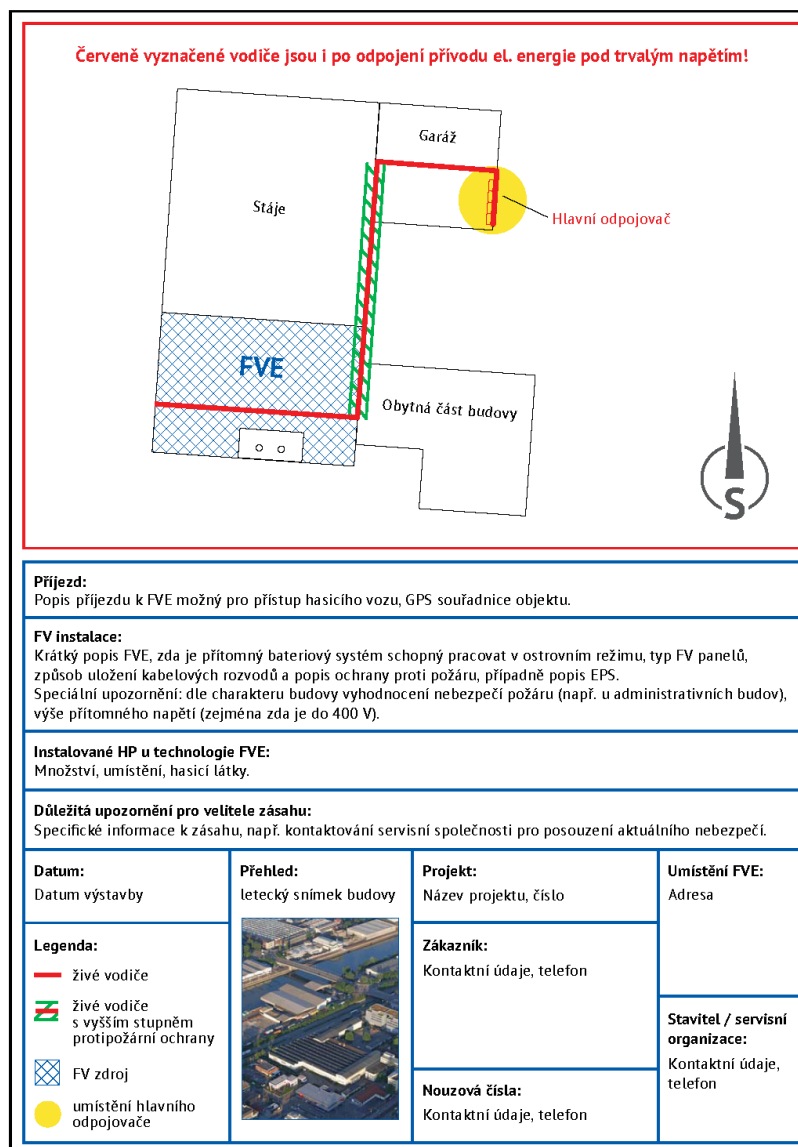


Graf 7.1 Americký trend počtu požárů na rezidenčních i nerezidenčních instalacích [52]

7.5 Operativní karta a technický list

Pokud již požár vypukne je naprosto zásadní podat informace o tom, že se na střeše systém nachází a dále podat bližší informace. Nejdůležitější je struktura systému, velikost DC napětí a možnost jeho odpojení s řádným popisem odpojovačů či jističů. Jako doplnění informativnosti je doporučeno umístit na vnitřní stranu rozvaděče schéma systému nebo ho mít k dispozici na přístupném místě.

Pro větší FVE se vytváří operativní karta zásahu s příslušnou dokumentací o objektu. U menších střešních instalací postačí technický list ukázaný níže na obr. 7.3. Informace v obou dokumentech jsou důležité pro správnou a efektivní práci jednotky, která je vedena velitelem zásahu. [27]



Obrázek 7.3 Ukázka Technického listu [27]

8 Zjišťování stavu elektráren v ČR a jejich poruchovost

V kapitole 6 se zkoumaly možnosti sběru dat ze souhrnných studií, které by napověděly, jaké problémy s jejich provozem mohou nastat.

Žádanou proměnou v čase je intenzita poruch, se kterou se následně dá zpracovat predikční matematický model. Právě tato proměnná je ale pro menší instalace a pro klimatickou oblast Čech či střední Evropy komplikovaně dohledatelná. Důležité je také vztáhnout intenzitu poruch k času, což je ještě komplikovanější úkol. Proto byl vytvořen vlastní výzkum složený z diagnostik FVE a dotazníkového šetření, který se snaží o detailní a konkrétní data.

V obou metodách je snaha o nezávislost dat, a proto vzorek testovaných elektráren a respondentů je náhodný a není ovlivněn nutností testování na základě objevení předešlých vad či poruch.

8.1 Diagnostiky FVE

Ze zkušeností není běžné provádět samostatné diagnostiky FVE na menších střešních instalacích. Jak už bylo řečeno, tak by se měly provádět v rámci revizí, ale v mnoha případech se tak neděje. Následně není možné zjistit a zanalyzovat výskyt či progresse různých vad a poruch.

Tabulka 4 Popis testovaných elektráren

	kraj	roky provozu	druh FV modulů	instalovaný výkon [kWp]	datum kontroly
FVE1	Středočeský	7	polykrystalické	8,2	březen 20
FVE2	Středočeský	7	monokrystalické	4,5	březen 20
FVE3	Středočeský	10	polykrystalické	9	březen 20
FVE4	Plzeňský	7	monokrystalické	10	březen 20
FVE5	Plzeňský	7	monokrystalické	6,5	duben 20
FVE6	Plzeňský	7	polykrystalické	6	duben 20
FVE7	Praha ČVUT FEL	17	monokrystalické	3	říjen 18

Diagnostika FVE se provedla na 7 elektrárnách v Plzeňském a Středočeském kraji během března a FVE7 byla kontrolována v říjnu roku 2018. Ve většině případů se provedla vizuální kontrola, měření VACH a termovizní měření FV modulů a komponent.

Projektová dokumentace nebyla k dispozici ani u jedné z nich, stejně tak jako technické listy pro hasiče. Schéma elektrárny na vnitřní straně rozvaděče bylo k dispozici jednou (viz. obr. 8.7). U 4 ze 7 elektráren byly správně popsány rozvaděče a prvky v nich (viz. obr. 8.6)

Šest ze sedmi elektráren byly umístěny na šikmé střeše a jedna byla postavena na rovné střeše. Jako materiál střechy byla použita ve třech případech pálená taška, v jednom případě eternit, jednou betonová taška a jednou plechová střecha.

U FVE3 se objevila zežloutlá EVA folie (viz. obr. 8.2) na všech modulech a na FVE7, která byla postavena roku 2002, se objevila delaminace. U FVE5 nebyla provedena vizuální kontrola na FV modulech kvůli nemožnosti přístupu na střechu.

Střídač byl již vyměněn u 3 elektráren (FVE1, FVE3, FVE4) a ve 2 případech se shodovala doby výměny (FVE1, FVE3). Oba střídače se vyměnily po 6 letech fungování. V jednom případě byl na vině vadný kondenzátor a v druhém nspecifikovaná výrobní vada.

Střídač byl umístěn uvnitř budovy v 5 případech, i přes to došlo u dvou z nich k výměně. Střídače umístěné mimo budovu byly v obou případech kryty před klimatickými vlivy. V jednom případě byl střídač umístěn na cihlové zdi krytý pod střechou, která přesahovala budovu a v druhém případě byl krytý kovovou stříškou a umístěn na zídce (viz. obr. 8.3).

Platnou revizi má v 5 ze 7 zkoumaných elektráren.

Znečištění FV modulů bylo výrazněji patrné jen na FVE7 (viz. obr. 8.5)



Obrázek 8.1 FVE1



Obrázek 8.2 Zežloutlá EVA na FV3



Obrázek 8.3 Umístění střídačů na FVE3



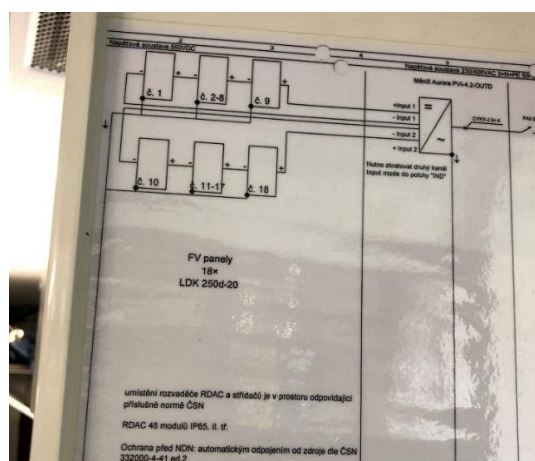
Obrázek 8.4 Odkryté vodiče na FVE6



Obrázek 8.5 Znečištění na FVE7 po 17letém provozu



Obrázek 8.6 Popsané jednotlivé ochranné prvky na FVE2



Obrázek 8.7 Schéma u rozvaděče na FVE2

8.1.1 Měření voltampérové charakteristiky

Měření voltampérové charakteristiky (VACH) bylo prováděno pomocí solárního analyzátoru TRI-KA se senzory intenzity záření a teploty TRI-SEN od firmy TRITEC.

Při měření musí být okolní podmínky stabilní, a ne vždy bylo možné provádět měření za jasného dne v optimální čas, proto nebyly provedeny u všech FV systémů. Měření VACH bylo provedeno u pěti elektráren (FVE2, FVE4, FVE5, FVE6, FVE7), přičemž u dvou nebylo možné dokončit diagnostiku z důvodu nedostatku informací o FV modulech.

Tabulka 5 Roční pokles výkonu dle naměřených VACH

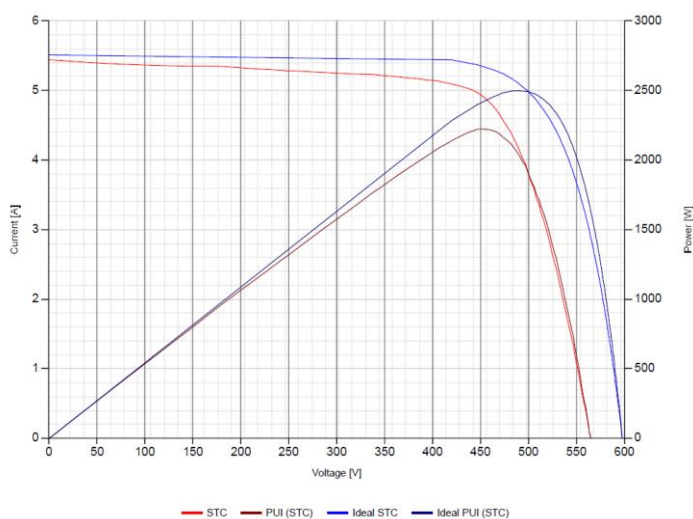
Typ	Roční pokles výkonu dle VACH
FVE2	1,623 %/rok
FVE4	1,416 %/rok
FVE7	0,565 %/rok

V tab. 5 jsou roční poklesy výkonů zjištěné z VACH. Běžně se poklesy výkonu za rok pohybují kolem 0,8-0,9 %. [32] Je důležité brát v potaz nejistoty měření. U nelaboratorního měření jsou nejistoty 7-10 %.

Na FVE4 se měření provedlo několikrát při různých světelných podmínkách a následně se hodnoty zprůměrovaly. U FVE2 a FVE7 se provedlo měření jednou.

Na grafu 8.1 je ukázka z VACH měření u FVE5. Proběhlo měření, které je pojmenované jako Raw. Poté solární analyzátor tyto Raw data přepočítal na STC parametry (1000 W/m^2 , $25 \text{ }^\circ\text{C}$), které v grafu následně vykresluje červená křivka. Modrá křivka, pojmenovaná jako Ideal STC, odpovídá nadefinovaným modulům v databázi přístroje. Měří se celý řetězec pro 10 modulů značky Ningbo o jmenovitém výkonu 250 Wp.

Následně se porovnává průběh STC s průběhem Ideal STC. Tyto průběhy by měly být totožné, ale díky vlivu stárnutí a působení vnějších faktorů se tomu tak děje zřídka. V případě grafu 8.1 vznikla celková ztráta výkonu 11,08 % za 8 let provozu a viditelné je také snížení paralelního odporu ve změně proudové směrnice u STC průběhu, kterou mohou ovlivnit unikající svodové proudy.



Graf 8.1 Ukázka z měření stringu VACH u FVE4

Temperature = 28,0 °C
entered (Není číslo °C measured)

Irradiation = 967 W/m²
entered (967 W/m² measured)

Inclination = 32 °
measured

Isc Raw =	5,25 A	Umpp Raw =	443 V
Isc STC =	5,43 A	Umpp STC =	451 V
Isc Ideal =	5,51 A	Umpp Ideal =	490 V
Imp Raw =	4,77 A	P Raw =	2113 W
Imp STC =	4,93 A	P STC =	2223 W
Imp Ideal =	5,1 A	P Ideal =	2500 W
Uoc Raw =	557 V	FF Raw =	0,72
Uoc STC =	565 V	FF STC =	0,72
Uoc Ideal =	598 V	FF Ideal =	0,76

Obrázek 8.8 Popis k grafu 8.1

8.1.2 Termografické měření

Termografické měření bylo prováděno ruční termokamerou a bylo zjištěno, že ne všechny střechy jsou uzpůsobeny, aby se na nich provádělo testování právě ruční termokamerou.

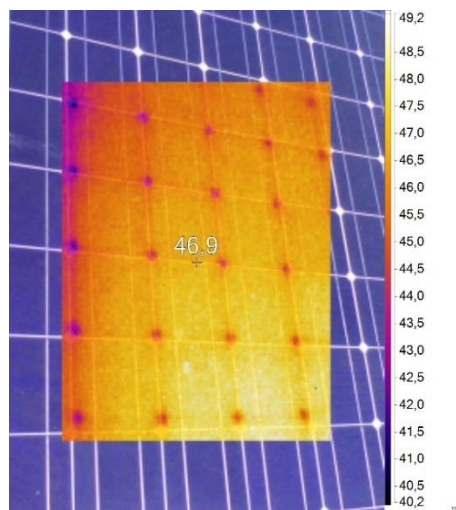
Platí, že čím je sklon střechy větší a budova vyšší, tím je na celou její plochu komplikovanější přístup. Rovné střechy mají výhodu v testování jak z přední skleněné strany, tak zadní polymerové. To zajišťuje testování s vyšší spolehlivostí. Z přední strany FV modulu se mohou projevit odrazy a poruchy následně nemusí být znatelné.

Všeobecně pro diagnostiku střešních instalací je efektivnější využití dronu, který se dá využít v kombinaci s vizuální kontrolou, je však důležité řádné rozlišení obrazu pro kvalitu snímků.

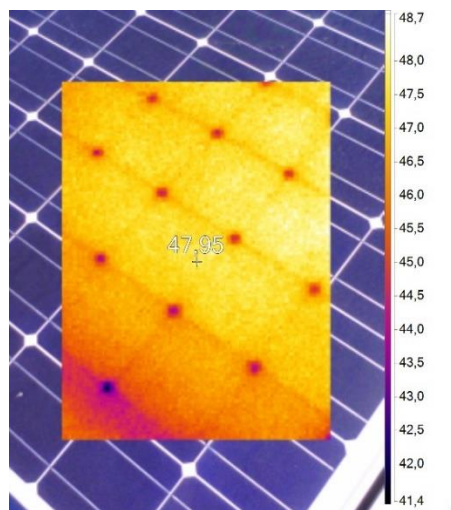
Měření FV modulů nebylo provedeno na FVE2, FVE3, FVE5, kvůli nemožnému přístupu na střechu. V měření na FVE1 a FVE4 se prozkoumala menší oblast, jelikož sklon střechy byl cca 40 ° a s ruční kamerou nebylo možné se dostat na celkovou

plochu střechy. Mírnější sklon byl u FVE6, kde se provedlo měření na všech modulech a totéž u FVE7, která se nachází na rovné střechě.

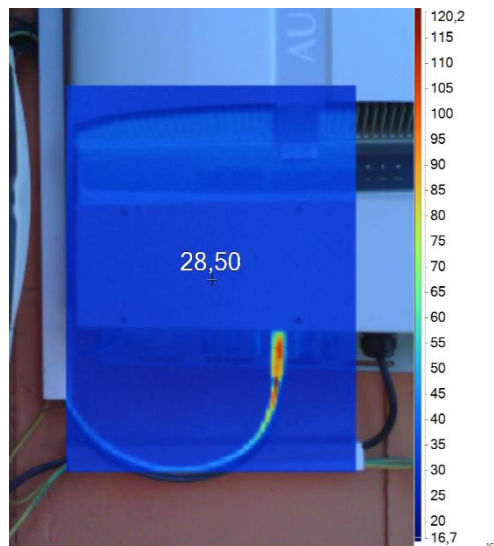
Na FVE7 byly zjištěny hotspoty na FV modulech (viz. obr. 8.13) a na FVE6 byly zjištěny oteplující se konektory a vodiče (viz. obr. 8.11 a obr. 8.12). Jelikož je zde viditelný velký rozdíl teplot, tak je doporučeno konektor okamžitě vyměnit a vzniká zde velké riziko požáru. Střídač i konektory a spoje u ostatních elektráren byly v pořádku.



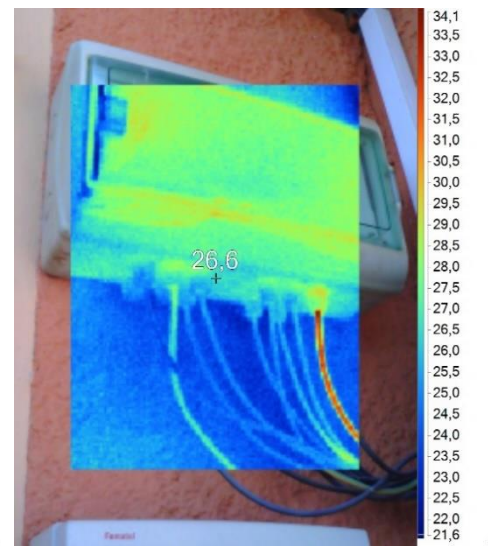
Obrázek 8.9 Ukázka termovizního snímku na FVE6



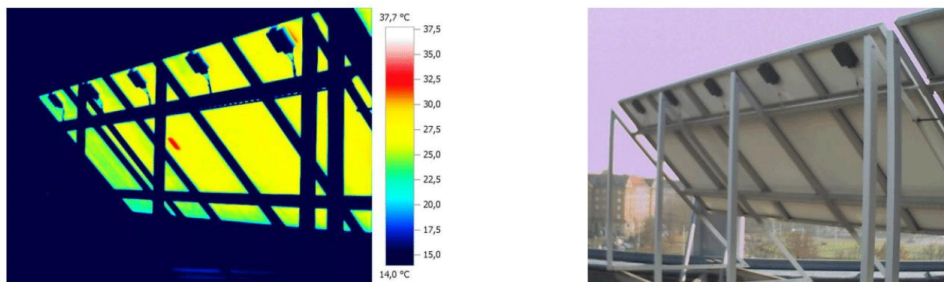
Obrázek 8.10 Ukázka termovizního snímku na FVE6



Obrázek 8.11 Oteplený konektor vedoucí do střídače na FVE6



Obrázek 8.12 Mírně oteplený vodič vedoucí do DC rozvaděče na FVE6



Data obrázku: Datum: 16.11.2018
 Čas: 12:42:12
 Soubor: IV_01989.BMT

Stupeň emisivity: 0,95
 Odraž. teplota [°C]: 25,0

Obrázek 8.13 Termovizní měření na FVE7 s viditelným hotspotem

8.1.3 Shrnutí provedených diagnostik

Provedení diagnostik nebylo vždy jednoduché, jak je popsáno výše, proto nejsou výsledky kompletní. Pro budoucí měření je vhodnější měření naplánovat na jasný den, kdy nebude hrozit riziko zmaření měření a ověřit si dostupnost přístupu na střechu v případě použití ručního termografického měření.

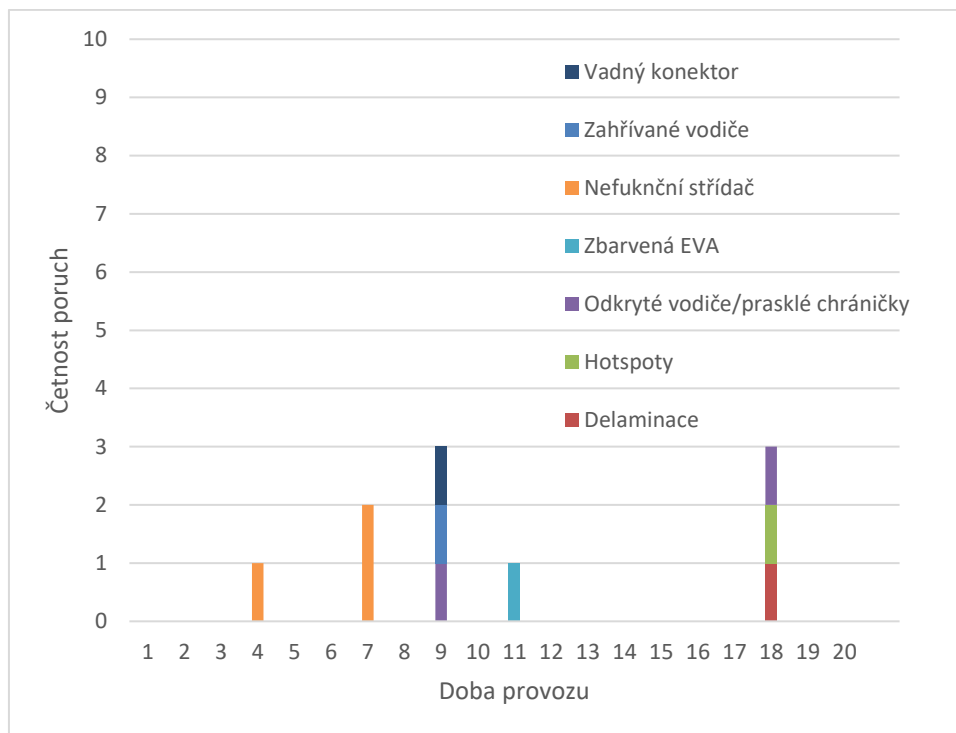
Výchozí problém byl v informacích o systému, a to téměř ve všech případech. Chybělo schéma zapojení a ve dvou případech nebylo vůbec možné identifikovat FV moduly na střeše.

Při analýze VACH se neobjevil jiný problém než degradační. Roční pokles výkonu se ale u FVE2 se pohybuje kolem 1,6 %, což je poměrně vysoké číslo, i přes to, že se FVE zdá v nejlepší pořádku. Pro další porovnání by bylo třeba provést měření vícekrát.

Největší distribuce poruch vzniká na FVE7, která byla ve chvíli měření v provozu již 17 let. Splňuje to tedy předpoklady vanové křivky, kdy se touto formou nachází v období poruch opotřebením a dá se očekávat růst počtu poruch či závad. Graf 8.2 ukazuje distribuci poruch v testovaných elektrárnách.

FV moduly ve zkoumaných elektrárnách se zdají být v adekvátní kondici ke své době provozu. Výraznější znečištění bylo znát na FVE7. Střídače jsou na tom poněkud hůře a ze sedmi byly již vyměněny tři. Předpokládaná souvislost mezi venkovním prostředím a výměnou střídače prokázána nebyla. V jednom případě byl nalezen konektor a vodič s vysokým rozdílem teploty oproti okolí.

Vzorek elektráren není dostačující, jelikož v průběhu psaní této práce došlo ke koronavirové krizi, která zastavila volný pohyb osob, a tudíž nebylo možné měření nadále provádět. Doplňuje ho kvantitativní dotazníkové šetření.



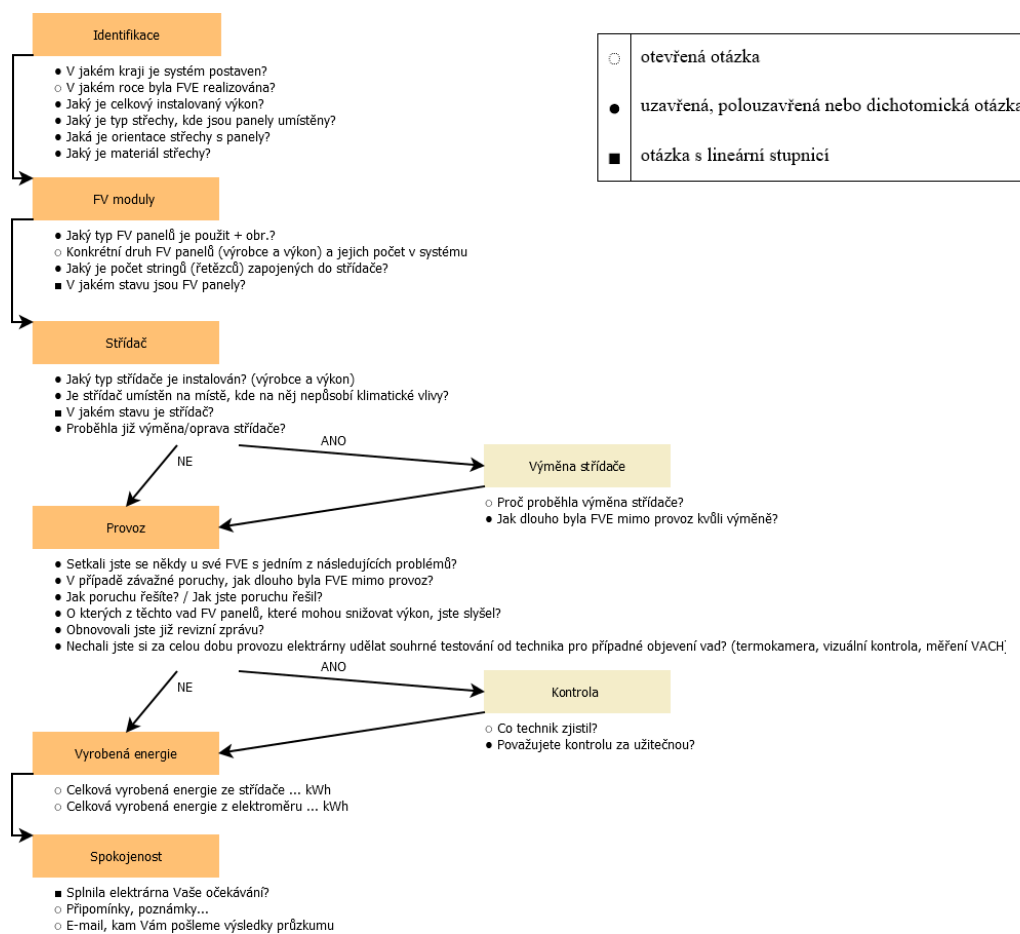
Graf 8.2 Distribuce poruch ve zkoumaných elektrárnách

8.2 Dotazník

Respondenti dotazníku jsou vlastníci či provozovatelé střešních instalací FVE. Cílem dotazníku je opět zjistit stav poruchovosti FVE v českém klimatickém prostředí. Dotazníkové šetření doplňuje data poruchovosti komponent z předchozí kapitoly 8.1.

Velkou nevýhodou dotazníku špatná zjistitelnost všech typ poruch a závad. Jak už bylo řečeno, tak podrobnější diagnostika malých střešních FVE se běžně neprovádí, proto respondent neví o „skrytých“ závadách a poruchách, které nejsou znatelné na první pohled. Respondent ale dokáže zodpovědět otázky týkající se kritických poruch, které vedou k nefunkčnosti zařízení. Dotazníkové šetření probíhalo mezi dubnem a květnem 2020.

8.2.1 Struktura dotazníku



Obrázek 8.14 Struktura dotazníku

Celý dotazník je rozdělen do několika částí:

- Identifikace
- FV moduly
- Střídač
- Provoz
- Vyrobená energie
- Spokojenost

Respondent dostává min. 22 otázek, na které odpovídá. V dotazníku se objevují tři druhy otázek; otevřené, uzavřené a s lineárními stupnicí. U otevřených otázek se očekává slovní popis, u uzavřených výběr z možnosti v seznamu a u otázek s lineárními stupnicí se očekává hodnocení uživatele.

8.2.2 Vyhodnocení dotazníku

Identifikace

Celkem se podařilo shromáždit 50 odpovědí od vlastníků či provozovatelů malých FVE z různých krajů v ČR. Nejvíce odpovědí bylo ze Středočeského kraje a za ním následoval kraj Plzeňský.

Se zastoupením 54 % převažovaly vzorky elektráren, které měly instalovaný výkon do 5 kWp. V dotazníku se objevila jedna větší elektrárna o výkonu 20 kWp. V 84 % byla FVE instalována na šikmé střeše, zbytek byl umístěn na střeše rovné a v jednom případě bylo umístění na zemi.

V průzkumu se objevily v 98 % krystalické typy FV modulů.

Materiál povrchu pod FVE

Nejoblíbenějším materiálem byla betonová (zastoupení 30 %) a keramická pálená střešní krytina (zastoupení 26 %). Ve výsledcích se objevil i plechová (zastoupení 14 %) a hliníková (zastoupení 6 %) krytina, asfaltový šindel (zastoupení 8 %), bitumen (zastoupení 6 %) a další materiály v nižším zastoupení.

I když se v průzkumu objevily s nižším zastoupením, tak stále jsou zde střechy hořlavé jako je asfaltový šindel nebo bitumen. Plechová či hliníková krytina, jak již bylo řečeno, nepříznivě ovlivňuje stav vodičů či konektorů v letních měsících, ale není nebezpečná.

Označení FV modulů a střídače

Respondenti měli uvést konkrétní typ, výrobce a počet FV modulů a střídače. Celkem se ve výsledcích objevilo 16 různých výrobců střídačů a 15 výrobců FV modulů. Ze střídačů měla nejvyšší zastoupení německá firma Fronius International GmbH a z FV modulů to byla také německá firma Heckert Solar GmbH.

Respondenti byli více ochotni sdělovat údaje o střídači než o FV modulech. V případě modulů psali v lepším případě jen samotný počet nebo pak komentář, že si již nevzpomínají.

Vzniklo tedy 20 odpovědí, které byly zařazeny do kategorie „Nevyplněno nebo neznám odpověď“ u FV modulů a 6 odpovědí s totožným zařazením u střídačů.

Důvod k těmto číslům je poměrně jasný. Štítky FV modulů jsou schované a směrem ke střeše, zatímco u střídače jsou dostupné a není problém zjistit jejich označení. Zde vzniká ale problém totožný jako u měření, kdy při příchodu fotovoltaického nebo revizního technika nelze spolehlivě naměřit data z elektrárny pomocí VACH, pokud není známý typ modulu. Odkazuje to k problému uvedenému k předešlé kapitole o špatné informovanosti o typu komponent na elektrárnách.

Poruchy

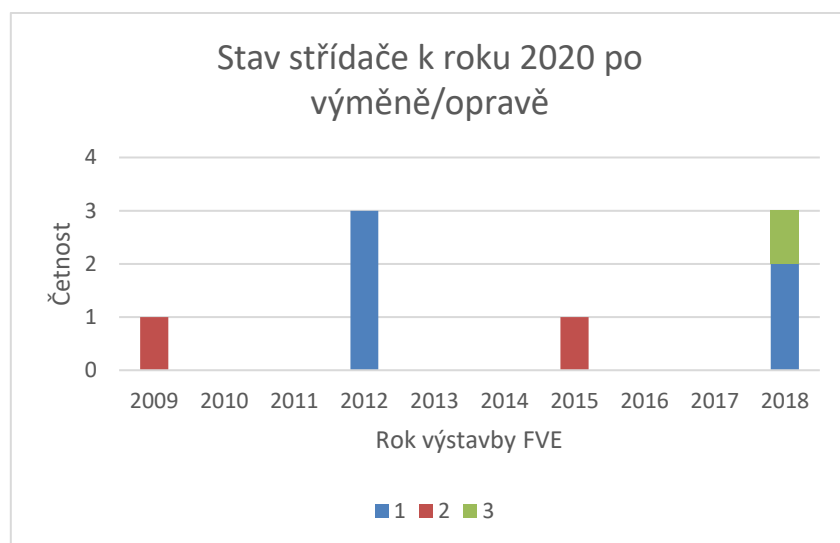
Dotazník se nejdříve zaměřuje na jednotlivé komponenty a následně na provoz celého systému.

Zajímavou otázkou bylo, zda je střídač umístěn na místě, kde na něj nepůsobí klimatické vlivy. V 68 % případů byla zastoupena odpověď ANO, ve zbytku nikoliv. I přes tento fakt hodnotili respondenti střídač jako bezproblémový v 80 % případů. Nutno dodat, že hodnotili nynější střídač a je nutné uvažovat, zda v minulosti neproběhla výměna či oprava. Ta proběhla pouze v 16 % případů a respondenti deklarují, že jejich střídače se nezdají být po výměně nebo opravě v optimální formě (viz. obr. 10.3). Zejména pak v elektrárně z roku 2015, kde došlo jen k opravě střídače.

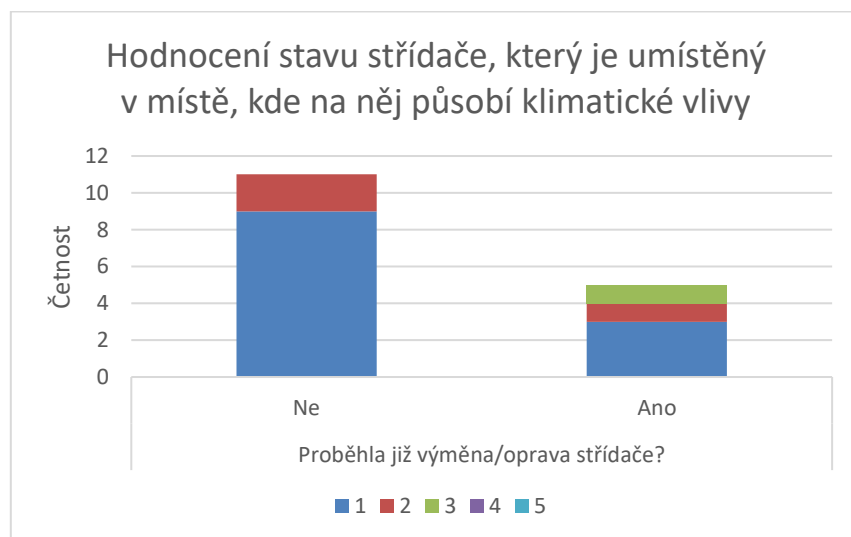
K opravě došlo také ve dvou případech v elektrárnách z roku 2018, proto je hodnocení negativní, známkou 3, a respondent deklaruje nesprávnou funkčnost zařízení. Respondenti se setkali s nedobíjením baterií, špatným nastavením wifi připojení nebo s vypínáním přístroje. Na pomoc si vždy zavolali technika.

U ostatních případech elektráren z roku 2018 a 2012 došlo k výměně a k nynějšímu dni je hodnocení střídačů nejvyšší možné. U elektrárny z roku 2009 došlo k výměně střídače, po které však stále nefungoval display, a proto bylo majitelem sníženo hodnocení.

Souvislost mezi vystavením střídače klimatickým vlivům a horším hodnocení nebo výměnou/opravou nebyla potvrzena ani vyvrácena pro malý vzorek dat.



Graf 8.3 Distribuce vzorků stavu střídače po jeho opravě či výměně



Graf 8.4 Zhodnocení stavu střídače, na který působí klimatické vlivy

Na původní otázku z úvodu, zda výměna nebo oprava střídače proběhla v časovém horizontu 8-10 let, což je životnost střídače dle výrobce, se snaží odpovědět tab. 6. Lze ale zhodnotit, že neobsahuje dostatečný počet dat, který by hodnotil skutečnou situaci. Za rok 2009 a rok 2010 byl zastoupen pouze jeden respondent a v odpovědi

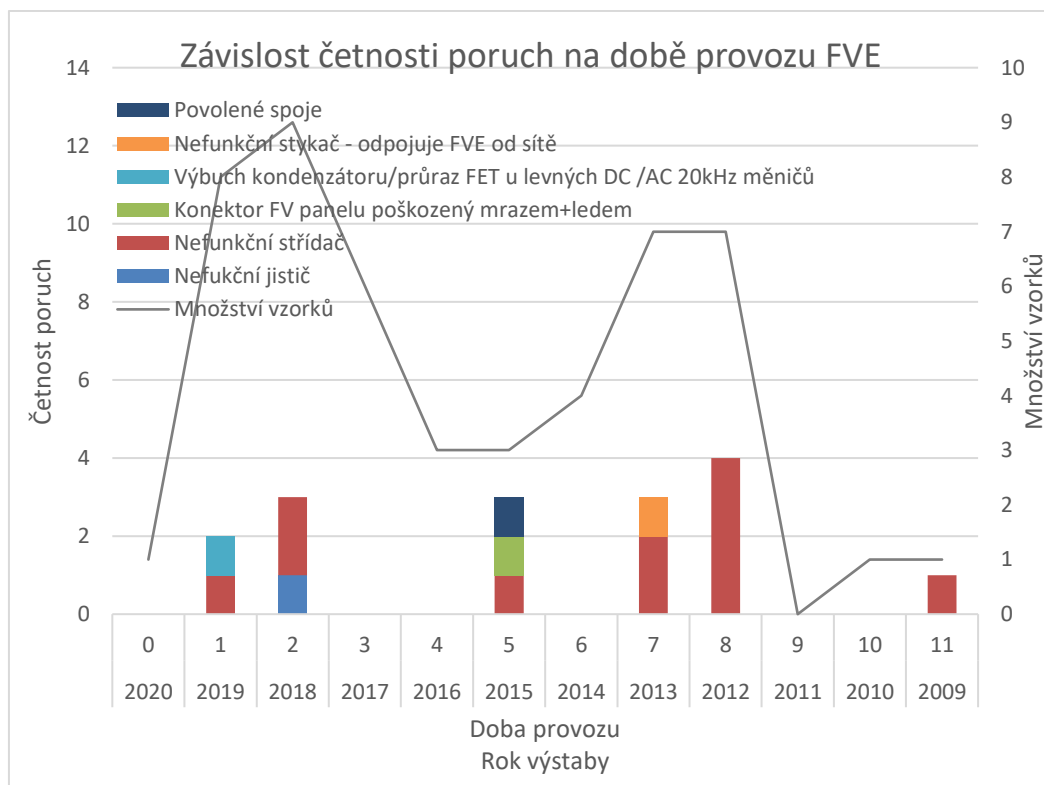
Ano/Ne na otázku, zda výměna či oprava proběhla, byla zastoupena taktéž po jednom. Zajímavější je rok 2012, kde bylo zastoupeno 7 odpovědí a poměr odpovědí Ano a Ne je 3:4.

Tabulka 6 Výměna střídačů dle roku postavení

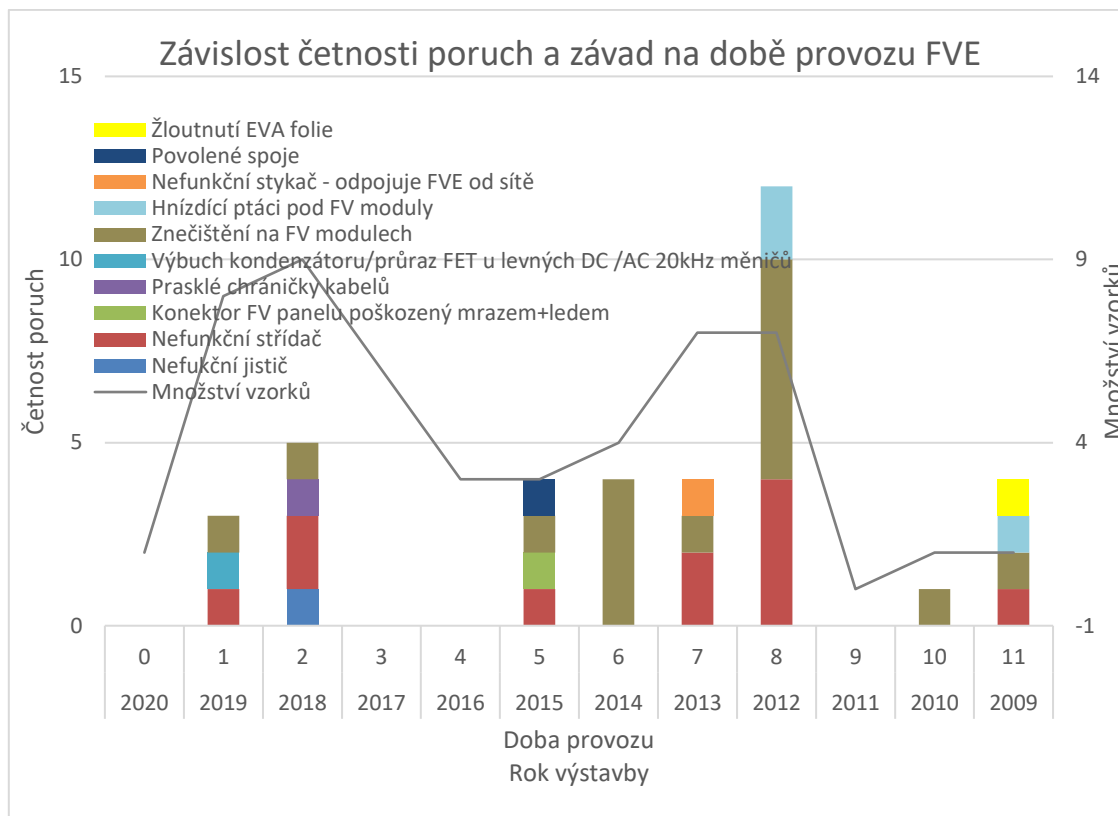
V jakém roce byla FVE realizována?	Proběhla již výměna/oprava střídače?
2009	Ano
2010	Ne
2012	Ne
2012	Ano
2012	Ano
2012	Ano
2012	Ne
2012	Ne
2012	Ne

Na téma poruch FV systému je zaznamenáno pouze 29 odpovědí. Pro respondenta byla možnost výběru vícero odpovědí, i proto v konečném důsledku je zaznamenáno 40 záznamů poruch a závad. Vytříděna byla odpověď „V pořádku“, která se objevila ve 3 záznamech, tudíž použitelných záznamů je 37. Předpokládám, že respondenti nezaznamenali žádnou poruchu v případě, že neodpověděli.

Závady a poruchy se rozdělila do grafu v závislosti na stáří, roku výstavby elektrárny a protřídila jen na poruchy, které způsobují nefunkčnost zařízení. Výsledek je vidět na grafu 8.5 a 8.6.



Graf 8.5 Distribuce poruch v čase



Graf 8.6 Distribuce závad a poruch v čase

Z kritických poruch má největší zastoupení nefunkční střídač a z celkových problémů to je pak znečištění na modulech.

V dalším šetření by bylo vhodnější, kdyby byla data vztažena na rok provozu, ve kterém se porucha vyskytla.

Revize

V další části se dotazník zaměřuje na téma revize a diagnostik. V 90 % odpovědí se diagnostika (v dotazníku uvedená jako kontrola) nestala a v případě, že ano, tak nebyla nalezena žádná významná porucha či závada.

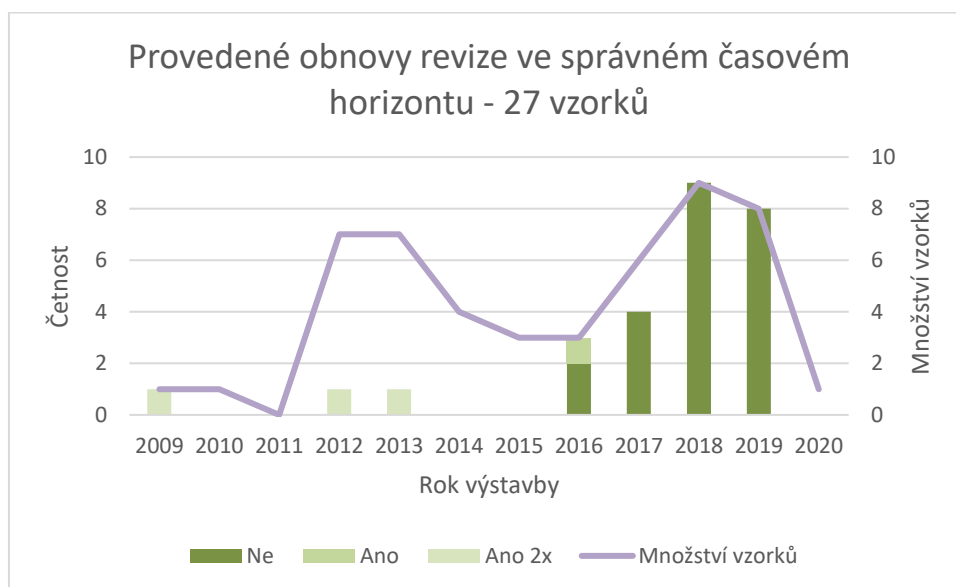
Zajímavější byla však otázka revizní. Při spuštění FVE se provádí výchozí revize a následně, jako kontrola stavu elektrárny, se provádí revize periodické. Právě na ty jsem se v dotazníku soustředila a tázala se na obnovu revizní zprávy. Předpokládala jsem, že všichni respondenti mají výchozí revizi provedenou.

Po zpracování odpovědí se průzkum rozdělil do dvou grafů, které vypovídají o tom, zda byla periodická revize provedena ve správném či špatném časovém horizontu (viz. graf 8.7 a 8.8) za předpokladu, že se dle revizních techniků provádí jednou za 2 až 4 roky. Vše se vztahuje k roku 2020, tudíž např. elektrárna uvedená do provozu v roce 2009 by měla mít revizi provedenou 2x a více.

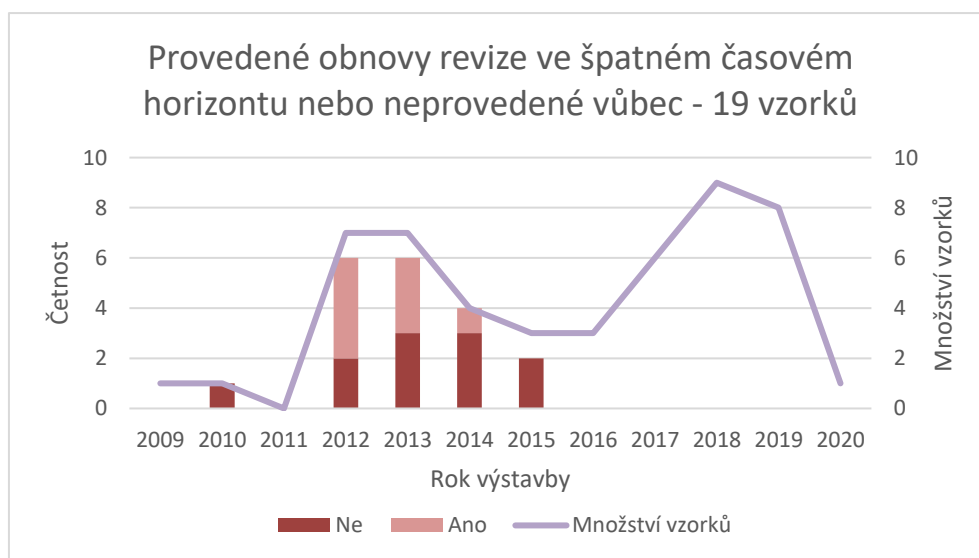
Vzniklo 19 vzorků (zastoupení 38 %), které by revizi mít obnovenou měly a **nemají** anebo ji **obnovily jen jednou**, což bylo vzhledem k jejich roku výstavby nedostatečné (viz. graf 8.8).

Bez problémů, s **obnovenou** revizní zprávou nebo zatím **bez povinnosti** obnovení skončilo 27 vzorků (zastoupení 54 %) (viz. graf 8.7).

Diskutabilní jsou vzorky z roku 2016, které už jsou na hraniční době pro obnovu revizní zprávy a odborníci doporučují obnovu 2 roky a méně, norma ČSN 33 1500 pak určuje dobu obnovy na 3 roky, ale revizní technik si může zvolit dobu obnovy dle svého přesvědčení obvykle v rozmezí 2 až 4 let. Z celkového počtu 4 respondenti neodpověděli.



Graf 8.7 Distribuce vzorků, které měly provedenou obnovu revizi ve správném časovém horizontu



Graf 8.8 Distribuce vzorků, které neměly provedenou obnovu revize ve správném časovém horizontu

Shrnutí dotazníku

U FVE respondentů se 97 % případů objevují krystalické typy modulů, přičemž jak moduly, tak střídače byly od mnoha různých výrobců, což přispělo k vypovídající hodnotě průzkumu.

I přes tuto rozmanitost převažují evropské firmy, které mají potřebné certifikace a zaručují tím spolehlivost výrobku. To se odrazilo v počtech vyměněných nebo opravených střídačů a hodnocení stavu střídačů a FV modulů. Nutno dodat, že 40 % respondentů nedokázalo určit název svých FV modulů.

Z hlediska bezpečnosti byly FV moduly umístěny na hořlavé typy střech ve 14 % případů a revize nebyla řádně obnovena v 38 % případů.

Pro objektivnost dotazníku by bylo třeba vyjádření více respondentů, např. zastoupení vzorku z roku výstavby 2011 a pro zhodnocení poruchovosti i rok nebo měsíc, kdy byla porucha nalezena.

Součástí dotazníku byla i otázka na dosavadní výrobu. Zpracování odpovědí se provedlo částečně a může být použito pro další práce. Byla rozpoznána určitá neochota respondentů odpovídat na tuto otázku. Do kolonky vyplňovali instalovaný výkon nebo viditelně smyšlená data. Z celkového počtu je zaznamenáno 15 použitelných odpovědí.

Další grafické zpracování dotazníku je v přílohách.

9 Predikce

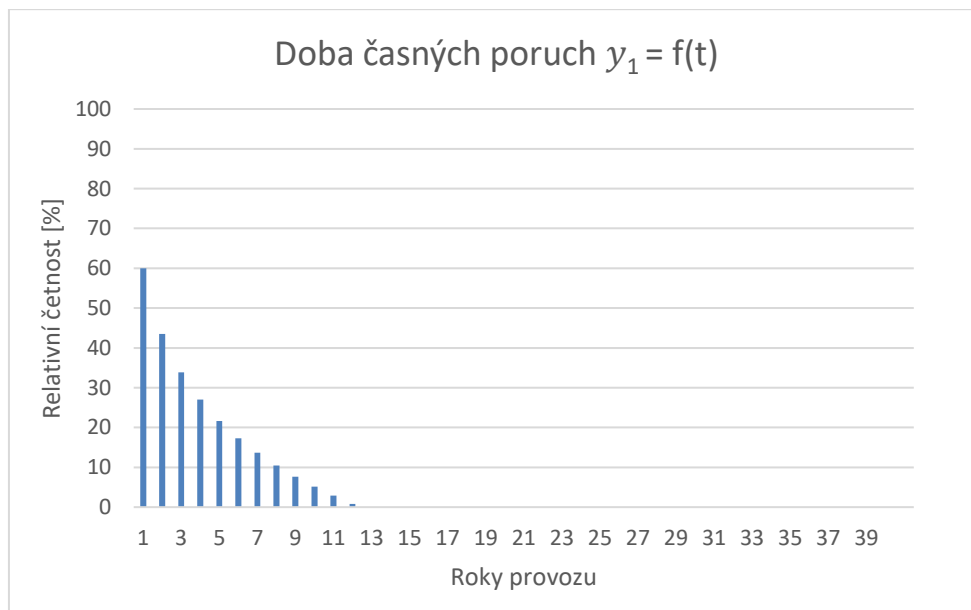
Pro predikci chování FV systému na konci jejich plánované životnosti bylo třeba nasbírat data o faktorech, které negativně ovlivňují provoz elektrárny (viz. kapitola 5) a zároveň zjistit, jaká je poruchovost a pravděpodobnost poruch FV systémů. To se snažil zjistit výzkum v kapitole 8 pomocí dotazníkové šetření, měření a průzkumu studií z kapitole 6.

Intenzita poruch nebo poruchovost systému a pravděpodobnost vzniku poruch je velmi komplikované téma, které v oblasti fotovoltaiky není zcela probádané, protože je potřeba velkého množství specifických dat pro přesné vyhodnocení a predikování.

Poruchy v čase lze popsat vanovou křivkou, pro kterou je zde uveden matematický model. Předpokladem je to, že vanová křivka není symetrická, a proto je nutné ji popsat třemi rovnicemi pro jednotlivá období průběhu. První z nich je pro období časných poruch, které lze popsat rovnicí

$$y_1 = \log_{a_1}(t)^{m_1} + p_1, \quad (1.12)$$

kde t je doba provozu, p_1 je konstantou a je to (relativní) četnost poruch nebo intenzita poruch za první rok provozu elektrárny, předpokládána jako nejvyšší, m_1 a a_1 jsou konstanty.

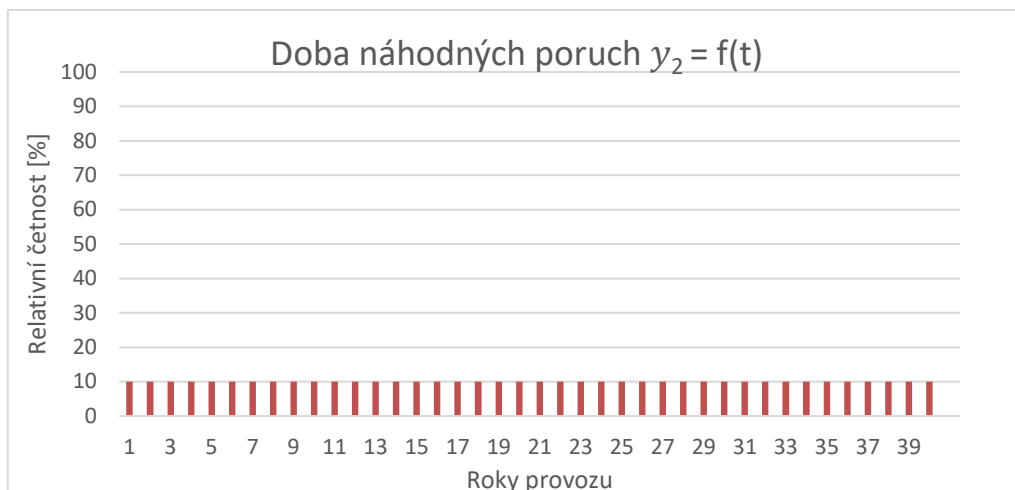


Graf 9.1 Závislost četnosti časných poruch na době provozu pro $p_1 = 60$; $a_1 = 0,35$; $m = 25$

Dobu náhodných poruch lze popsat jako konstantní funkci.

$$y_2 = p_2, \quad (1.13)$$

kde p_2 je konstantou a je to relativní četnost náhodných poruch nebo intenzita náhodných poruch v celém průběhu provozu elektrárny.

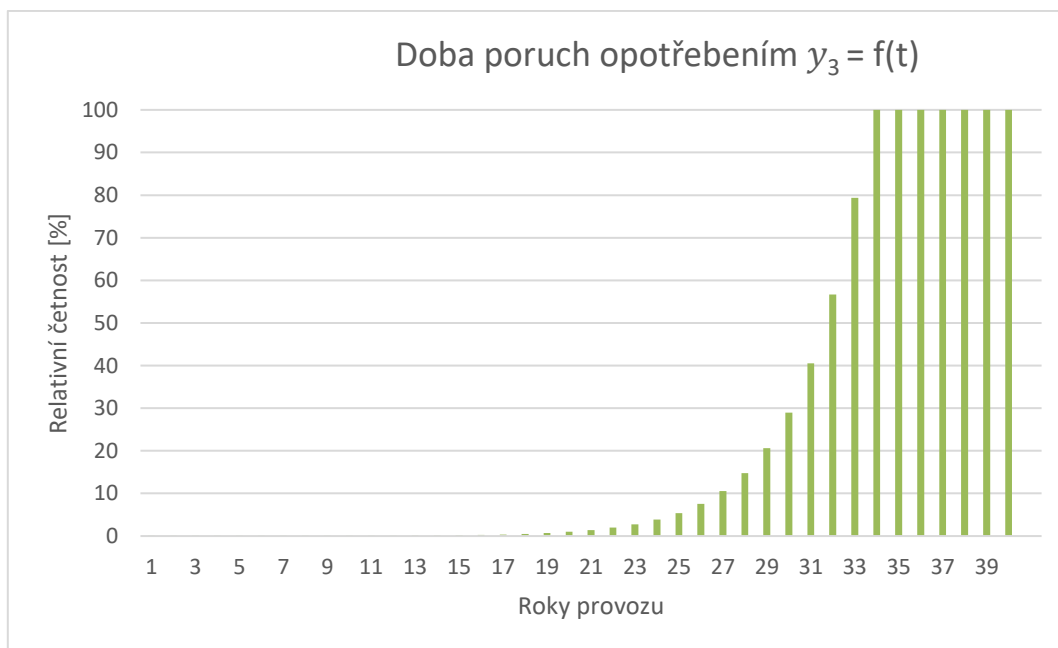


Graf 9.2 Závislost četnosti náhodných poruch na době provozu pro $p_2 = 10$;

Posledním obdobím je doba poruch opotřebením, které lze popsat exponenciální funkcí uvedenou ve vztahu (1.14)

$$y_3 = a_3^{t-r_3} \quad (1.14)$$

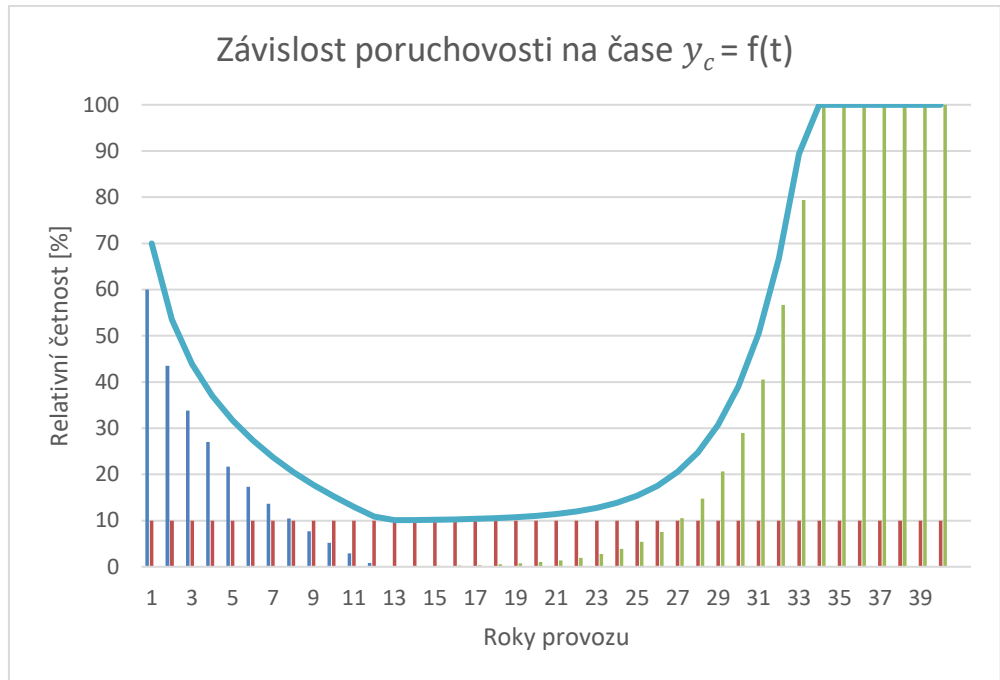
kde t je doba provozu, r_3 je rok počátku doby poruch opotřebením, a_3 je konstanta



Graf 9.3 Závislost četnosti poruch opotřebením na době provozu pro $r_3 = 20$; $a_3 = 1,4$;

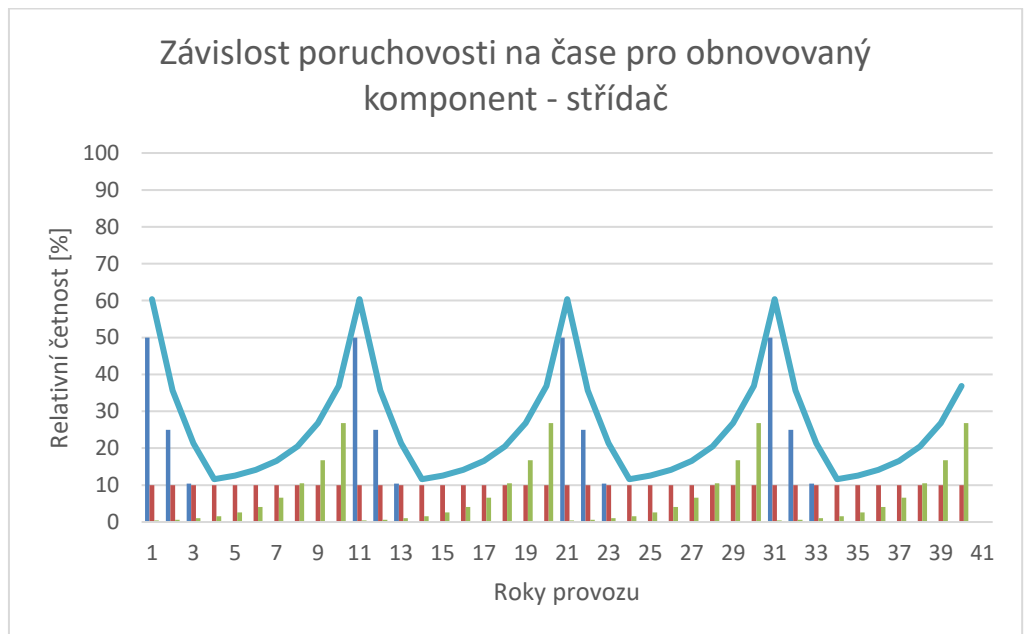
Křivky spolehlivosti lze docílit sečtením všech uvedených funkcí.

$$y_c = y_1 + y_2 + y_3 \quad (1.15)$$



Graf 9.4 Celková formulace vanové křivky

Formulace celkové vanové křivky v grafu 9.4 je určena pro neobnovované komponenty. Střídač či baterie patří do obnovovaných komponentů v průběhu provozu elektrárny a křivka se musí obměnit, aby nedošlo k bezpečnostnímu riziku. Pro celkové hodnocení systému je třeba provést závislosti poruchovosti na čase u všech komponent a zohlednit vliv vnějších faktorů.



Graf 9.5 Vanová křivka pro obnovovaný objekt

9.1 Ovlivňující faktory sklonu křivky

I faktory ovlivňující sklon křivky je vhodné rozdělit do kategorií dle jednotlivých úseků vanové křivky. Pro dobu náhodných poruch tyto faktory neplatí, jelikož se mohou projevit kdykoliv v průběhu provozu elektrárny. Uvažovat je tedy možné jen funkci y_1 pro období časných poruch a funkci y_3 pro období poruch opotřebením.

$$a_1 = f(u_1, u_2, \dots, u_n) \quad (1.16)$$

kde u_1, u_2, \dots, u_n jsou vstupy, které ovlivňují sklon funkce y_1 .

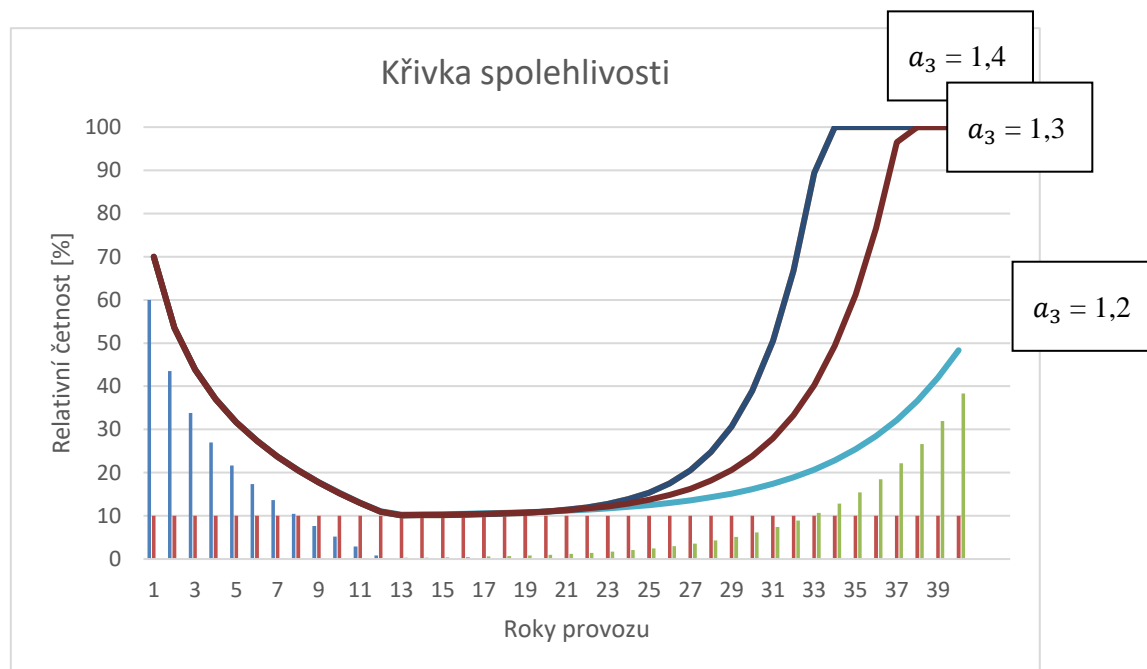
$$a_3 = f(v_1, v_2, \dots, v_n) \quad (1.17)$$

kde v_1, v_2, \dots, v_n jsou vstupy, které ovlivňují sklon funkce y_3 .

Proměnná a_1 je závislá na faktorech u_1, u_2, \dots, u_n a proměnná a_3 je závislá na faktorech v_1, v_2, \dots, v_n . Pro nedostatečný počet dat však nelze říci, jakou formou jsou vstupní faktory závislé na výstupní proměnné. V grafu 9.6 je uveden parametr a_3 jako ilustrativní. Pro skutečnou parametrizaci modelu je potřeba více vstupních dat, ve kterých je možné aplikovat nelineární regrese.

Možností může být polynom. V případě vytvoření grafu 9.6 se využilo závislosti 1.18, kde $u_1, u_2, u_3 \in \{0; 1\}$, $A, B, C \in \langle 0; 1,5 \rangle$ a zároveň $a_3 > 1$.

$$A \times v_1 + B \times v_2 + C \times v_3 \quad (1.18)$$



Graf 9.6 Změna vanové křivky dle formulace vstupů

Formulace vstupů a dopadů na bezporuchový provoz elektrárny jsou shrnuty v tab. 7. Vstupy jsou rozděleny do negativního a pozitivního dopadu na konci životnosti elektrárny.

Se získanými daty se dá dále pracovat a vytvářet spolehlivostní modely pomocí různých nástrojů např. bloků, Markovovských řetězců atd.

Tabulka 7 Soupis faktorů, které ovlivňují provoz elektrárny a výskyt vad a poruch

	Vliv pozitivní	Vliv negativní
Komponenty		
Certifikovaný výrobce	vysoký	
Falešné moduly		vysoký
Projekt		
Projekt dle norem	vysoký	
Klimatické prostředí	střední	
Umístění FV modulů		
Rovná střecha	mírný	
Šikmá střecha	-	-
Zabudování FV modulů do střechy		střední
Střecha s klasifikací Broof (t3)	vysoký	
Kovová střecha		mírný
Umístění střídače		
Vnější prostředí		mírný
Vnější prostředí kryté se stříškou	mírný	
Vnitřní prostředí s odvětráváním	mírný	
Vnitřní prostředí bez odvětráváním		střední
Instalace		
Instalace dle norem	vysoký	
Kvalifikovaní montážníci (s certifikací)	vysoký	
Údržba		
Pravidelná revize	vysoký	
Revize provedené fotovoltaickorevizním technikem	mírný	
Kvalifikovaní technici	vysoký	
Sledování parametrů elektrárny	mírný	
Provádění diagnostik	mírný	
Údržba střídače		
Čištění filtrů	střední	
Čištění FV modulů	střední	

Závěr

Cílem práce bylo zanalyzovat časový vývoj vad FVE, identifikovat hlavní rozdíly ve výskytu vad v jednotlivých časových obdobích a predikovat chování FV systémů na konci jejich plánované životnosti s ohledem na bezpečnostní aspekty.

V první části práce se zadefinovaly pojmy související se spolehlivostí systémů, kde se teoreticky rozdělily poruchy a ujasnily komponenty související s FV systémem. Právě tyto komponenty jsou následně rozebírané v kapitole 5 v souvislosti s jejich poruchovostí.

Celá práce se soustředí na střešní instalace a detekování poruch a vad na těchto instalacích bylo tématem kapitole 4. S uvedenými poznatky se následně prováděla měření v praktické části práce.

Jeden ze závěrů, který bych zdůraznila, je nutnost revizního testování, při kterém je možné odhalit skryté i viditelné kritické problémy, které představují bezpečnostní riziko. Právě bezpečnostní riziko těchto poruch jsem rozebrala a uvedla na příkladech v kapitole 7.

Pro zařazení vad do časového vývoje bylo třeba provést průzkum výrobních technologií. Mezi nejdynamičtější odvětví v minulosti patřilo odvětví FV modulů, proto je také v kapitole 4 podrobněji popsáno. Proběhlo rozdělení FV modulů na základě změn ve výrobních postupech, snaze snížit ekonomické náklady na výrobu a okolním vlivům. Rozdělení je následující:

1. před rokem 2000
2. rok 2000 až 2006
3. rok 2006 až 2009
4. rok 2009 až 2013
5. rok 2013 až 2018
6. po roce 2018

Při zkoumání databáze poruch z elektráren by mělo prvotně dojít k zařazení do jedné z těchto skupin a tu následně zanalyzovat. Rozdíly ve vývoji jsou u některých období poměrně výrazné a rozdělení před rokem 2000 a po něm není dostačující, jak uvádí některé studie.

Zkoumání různých studií, které analyzují poruchové databáze, bylo popsáno v kapitole 6. S nimi se popsaly určité nepřesnosti, které se v databázích objevují a díky nim se popsal, jak by sběr dat měl v ideálním případě vypadat a na co by se měl zaměřit, aby byly data použitelná a analyzovatelná. Tento fakt se následně použil při vytváření vlastního průzkumu. Ten je následně popsán v kapitole 8 spolu s výsledky. Průzkum se skládal z dotazníkového šetření a vlastního testování sedmi elektráren.

Co se týče měření, tak zde je důležitým poznatkem, že na sedmi testovaných elektrárnách bylo nalezeno pouze 10 záznamů poruch a závad. Mezi nejzávažnější patřil oteplený konektor a vodič, který může s velkou pravděpodobností způsobit požár.

Po celkovém zhodnocení naměřených výsledků jsou elektrárny v kondici úměrné provozu, tzn. že na nejstarší elektrárně je znát značné znečištění FV modulů a mladší elektrárny vykazují minimum poruch. V kapitole 8.1 o diagnostikách je prostor na další analýzu, zejména analýzu výkonovou. Pro už tak obsáhlý dokument nebyla zahrnuta.

V dotazníkovém šetření se dával důraz na provádění revizí a zjistilo se, že prevenci požáru, resp. revizi má ve správném časovém úseku provedeno 54 % dotázaných. U 38 % dotázaných byla provedena jen výchozí revize nebo obnovena jen jednou, i přes to, že měla být provedena vícekrát.

I přes použití různých metod se došlo k závěru, že množství sesbíraných dat je nedostatečné pro vytvoření rozumných parametrů pro predikci a pro přesnější zhodnocení je třeba dat více. Pro budoucí analýzy je vhodné vytvořit dotazník, který by byl provozovaný dlouhodobě a zajistila by se relevantnost dat. Jednorázové sběry, jako byl proveden ten v kapitole 8.2, nemají takovou vypovídající hodnotu jako dlouhodobý průzkum.

V závěru bylo popsáno využití získaných dat pro následnou predikci a naznačen teoretický matematický model, který by měl předvídat poruchovost v dalších letech. Shrnuty byly i faktory, které ovlivňují provoz a chování systému na konci plánované životnosti.

V celé práci se projevila důležitost shromažďování a popisu různých dat. Nejprve se projevila v průzkumu studií, u kterých ne vždy bylo rozeznatelné, odkud a z jakého časového období data pochází, pak to bylo u měření, kde vlastníci elektráren neznali a nedohledali označení svých FV modulů. Totožný problém nastal v dotazníkovém šetření.

Práce je komplexní a bylo komplikované shrnout vše potřebné, navíc se během psaní celé práce objevilo mnoho slepých cest a zpracování částečně zkomplikovala koronavirová krize, která zabránila provádění dalšího měření na reálných instalacích.

Práce vytváří návod pro zjišťování, následné vyhodnocování a predikci poruchovosti na střešních instalacích FVE.

Citovaná literatura

- [1] J. Hrebínek, „Možnosti využití statistického počtu v elektrotechnice“, Západočeská univerzita v Plzni, Fakulta elektrotechnická, 2012.
- [2] „Spolehlivost elektronických systémů-studijní text frekventantů předmětu PV171“. Masarykova univerzita, [Online]. Dostupné z: <https://is.muni.cz/el/1433/podzim2005/PV171/Spolehlivost.pdf>.
- [3] „Spolehlivost v elektroenergetice - část 5“, [Online]. Dostupné z: <https://www.powerwiki.cz/wiki/X15ZSE>.
- [4] M. S. Tariq, S. A. Butt, a H. A. Khan, „Impact of module and inverter failures on the performance of central-, string-, and micro-inverter PV systems“, *Microelectron. Reliab.*, roč. 88–90, s. 1042–1046, zář. 2018, doi: 10.1016/j.microrel.2018.06.096.
- [5] Annett Sepanski a Dr. Heribert Schmidt, „Assessing Fire Risks in Photovoltaic Systems and Developing Safety Concepts for Risk Minimization“. TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, čer. 2018, [Online]. Dostupné z: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/10/f56/PV%20Fire%20Safety%20Fire%20Guideline_Translation_V04%2020180614_FINAL.pdf.
- [6] P. Zobal, „Jištění fotovoltaických zdrojů“, Diplomová práce, Západočeská univerzita v Plzni, Fakulta elektrotechnická, Plzeň, 2016.
- [7] L. Černá, „METHODS OF FAULTS IDENTIFICATION IN PHOTOVOLTAIC SYSTEMS“, Disertační práce, České vysoké učení technické v Praze, 2017.
- [8] R. Kroutil, „KOMPLEXNÍ PROVOZNÍ DIAGNOSTIKA FVE-T14 - OPATŘENÍ PRO OPTIMALIZACI PROVOZU“, Diplomová práce, VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ, Brno, 2016.
- [9] S. Fadhel, M. Trabelsi, I. Bahri, D. Diallo, a M. F. Mimouni, „Faults effects analysis in a photovoltaic array based on current-voltage and power-voltage characteristics“, in *2016 17th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA)*, pro. 2016, s. 223–228, doi: 10.1109/STA.2016.7952049.
- [10] Hukseflux, „How to calculate PV performance ratio and performance index“. 2007, [Online]. Dostupné z: https://www.hukseflux.com/uploads/inline/note-how_to_calculate_pv_power_plant_performance_ratio_and_performance_index_v2007.pdf.
- [11] Ing. Jaroslav Jakubes, „Vyhodnocení provozu a benchmarking fotovoltaických elektráren“, čer. 29, 2012, [Online]. Dostupné z: https://www.solartec.pl/system/refinery/images/2012/07/16/16_46_25_450_vyhodnoceni_provozu_fve.pdf.
- [12] Dr. Jutta Trube, „International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV)“. VDMA, dub. 2020, [Online]. Dostupné z: <http://itrpv.vdma.org/documents/27094228/29066965/ITRPV02020.pdf/ba3da187-3186-83de-784e-6e3b10d96f3f>.
- [13] Tom Kenning, „PV ModuleTech 2017: Busbar, multi wire and upgrade trends with Meyer Burger“, *PV Tech*.
- [14] „What You Need to Know About Solar Cell Busbar: 0BB, 3BB or 5BB - Power From Sunlight“, 2017. <https://www.powerfromsunlight.com/need-know-solar-cell-busbar-0bb-3bb-5bb/> (viděno kvě. 18, 2020).

- [15] SolárníNovinky.cz, „Jaké fotovoltaické panely budou dominovat trhu v roce 2020? Kam zamíří ceny?“, *Solární Novinky*, lis. 18, 2019. <https://www.solarninovinky.cz/jake-fotovoltaicke-panely-budou-dominovat-trhu-v-roce-2020-kam-zamiri-ceny/> (viděno kvě. 18, 2020).
- [16] Andrea Viaro, „Q&A: JinkoSolar discusses half cut cells, multi-busbars and bifacial technology“, bře. 2018.
- [17] M. Gul, Y. S. Kotak, a T. Muneer, „Review on recent trend of solar photovoltaic technology“, *Energy Explor. Exploit.*, roč. 34, č. 4, s. 485–526, čvc. 2016, doi: 10.1177/0144598716650552.
- [18] Max Mittag, „Webinar Q&A: “Are half-cut cell modules the future?”“, led. 2019.
- [19] Authors: G. Masson and I. Kaizuka, „Trends in Photovoltaic Applications 2019“. IEA-PVPS, 2019, [Online]. Dostupné z: <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/02/5319-iea-pvps-report-2019-08-lr.pdf>.
- [20] „PERC Solar Cells: What You Need to Know | EnergySage“, *Solar News*, lis. 14, 2018. <https://74.217.214.198/perc-solar-cells-overview/> (viděno čer. 01, 2020).
- [21] „Growth of photovoltaics“, *Wikipedia*. kvě. 17, 2020, Viděno: kvě. 19, 2020. [Online]. Dostupné z: https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Growth_of_photovoltaics&oldid=957134749.
- [22] Michael Schmela, SolarPower Europe, „Global Market Outlook“. 2017, [Online]. Dostupné z: <http://rssi999.com/kxcb/yjbg/201810/P020181015619407482164.pdf>.
- [23] Rfassbind, *English: Price history chart of crystalline silicon solar cells in US\$ per watt since 1977*. 2015.
- [24] „China: cumulative installed solar power capacity 2019“, *Statista*. <https://www.statista.com/statistics/279504/cumulative-installed-cpacity-of-solar-power-in-china/> (viděno kvě. 19, 2020).
- [25] „Is LeTID degradation in PERC cells another degradation crisis even worse than PID?“, *PV Tech*. <https://www.pv-tech.org/guest-blog/is-letid-degradation-in-perc-cells-another-degradation-crisis-even-worse-th> (viděno kvě. 22, 2020).
- [26] Ing. P. Hrzina, Ph.D., „ČVUT FEL - K13113 - LDFS“, *Materiály k předmětu A1B13SVS*. <http://pasan.feld.cvut.cz/a1b13svs/> (viděno kvě. 20, 2020).
- [27] Calda Miroslav, Simek Miroslav, Hejtmánek Petr, Pokorný Marek, a Wolf Petr, Hrzina Pavel, Pospíšil Libor, „Zásady protipožárního zabezpečení střešních instalací FVE a opatření požární prevence“. Photon Energy Operations CZ s.r.o, bře. 2016, [Online]. Dostupné z: http://www.photonenergyoperations.cz/soubory/24575805/firefve_brozura_a5_final_web.pdf.
- [28] kpt. Mgr. L. POSPÍŠIL, „Časopis 112 ROČNÍK XII ČÍSLO 2/2013 - Hasičský záchranný sbor České republiky“. <https://www.hzscr.cz/clanek/casopis-112-rocnik-xii-cislo-2-2013.aspx?q=Y2hudW09Mg%3D%3D> (viděno kvě. 28, 2020).
- [29] M. Dvořák, „Požární rizika fotovoltaických elektráren na obálce budovy“, ČVUT FS, Praha, 2019.
- [30] Viridian Solar, „The Energy Performance of In-roof PV“. Viridian Solar, led. 2014, [Online]. Dostupné z: https://www.viridiansolar.co.uk/assets/files/briefings/08_In-roof_Performance_of_PV.pdf.

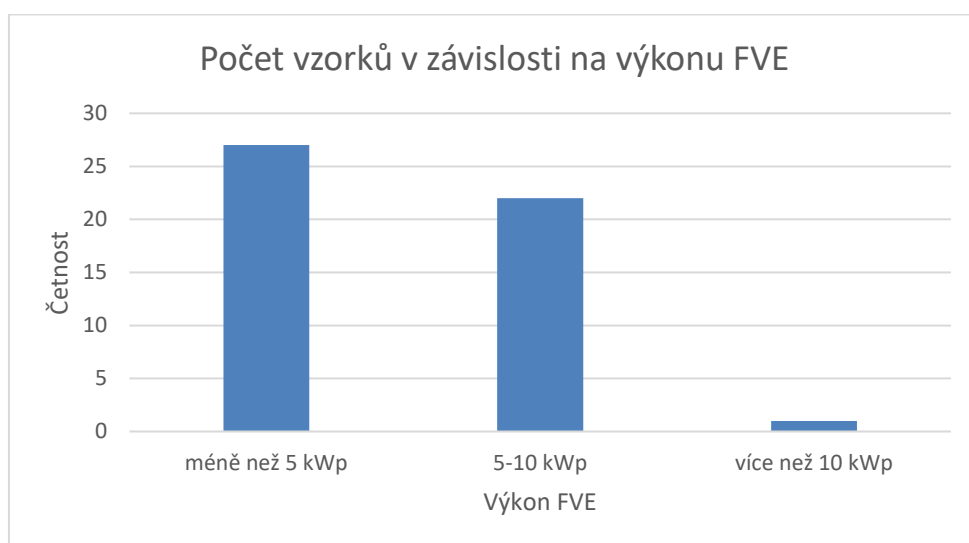
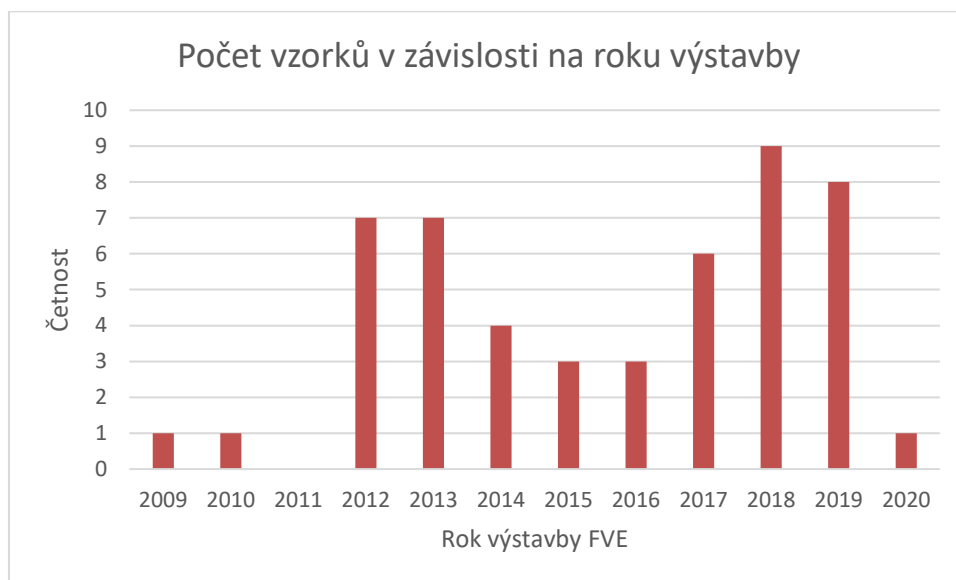
- [31] M. Köntges *et al.*, „Review of Failures of Photovoltaic Modules“, IEA International Energy Agency, Report, 2014. Viděno: kvě. 20, 2020. [Online]. Dostupné z: <http://repository.supsi.ch/9645/>.
- [32] L. Schröpferová, „Ekonomické důsledky časového vývoje vad FVE“, Bakalářská práce, České vysoké učení technické v Praze. Vypočetní a informační centrum., 2017.
- [33] Č. televize, „Podvodníci prodali tisíce padělaných solárních panelů. ČEZu hrozí ztráty“, *ČT24 - Nejdůvěryhodnější zpravodajský web v ČR - Česká televize*, zář. 15, 2014.
- [34] Dr. R. Andrews, „Issues with bypass diodes“, *pv magazine USA*, zář. 27, 2017. <https://pv-magazine-usa.com/2017/09/27/issues-with-bypass-diodes/> (viděno kvě. 21, 2020).
- [35] W. G. Shin, S. W. Ko, H. J. Song, Y. C. Ju, H. M. Hwang, a G. H. Kang, „Origin of Bypass Diode Fault in c-Si Photovoltaic Modules: Leakage Current under High Surrounding Temperature“, *Energies*, roč. 11, č. 9, s. 1–11, 2018.
- [36] Bc. ONDŘEJ DUS, „VLIV ZASTÍNĚNÍ NA PARAMETRY SOLÁRNÍCH MODULŮ“, VUT Brno, Brno, 2008.
- [37] M. Chang *et al.*, „The reliability investigation of PV junction box based on 1GW worldwide field database“, in *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, čer. 2015, s. 1–4, doi: 10.1109/PVSC.2015.7356130.
- [38] A. Woyte, M. Richter, D. Moser, N. Reich, M. Green, a S. Mau, *Analytical monitoring of grid-connected photovoltaic systems: good practices for monitoring and performance analysis: IEA PVPS task 13, subtask 2: report IEA PVPS T13-03: 2014*. Sankt Ursen: International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme, 2014.
- [39] C. Solar, „Solar Maintenance: How Often to Clean Panels and Inverters“, *Coastal Solar*, čvc. 05, 2017. <https://coastalsolar.com/solar-maintenance-inverter-maintenance/> (viděno kvě. 21, 2020).
- [40] „Photovoltaic Connectors“, *Weidmüller*. https://www.weidmuller.com/int/products/connectivity/connectors/photovoltaic_connectors/index.jsp (viděno čer. 01, 2020).
- [41] kovopolotovary, „10 zajímavých faktů o hliníku | KovoPolotovary.cz“. <https://www.kovopolotovary.cz/10-zajimavych-faktu-o-hliniku-a3239.htm> (viděno kvě. 21, 2020).
- [42] „Fronius Sensor Box“. <http://www.fronius.com/en/photovoltaics/products/all-products/system-monitoring/hardware/fronius-sensor-card-box/fronius-sensor-box> (viděno kvě. 21, 2020).
- [43] „Irradiation sensor“. <http://www.fronius.com/en/photovoltaics/products/all-products/system-monitoring/hardware/sensors/irradiation-sensor> (viděno čer. 01, 2020).
- [44] „Pyranometer for measuring irradiance in solar farm with blue sky, solar cell plant. | Premium Photo“. https://www.freepik.com/premium-photo/pyranometer-measuring-irradiance-solar-farm-with-blue-sky-solar-cell-plant_3652856.htm (viděno čer. 01, 2020).
- [45] „When to use a pyranometer vs a reference cell“, *Renewable Energy World*, úno. 14, 2011. <https://www.renewableenergyworld.com/2011/02/14/when-to-use-a-pyranometer-vs-a-reference-cell/> (viděno kvě. 21, 2020).
- [46] R. Hruban, „Klasifikace klimatu“, *Moravské-Karpaty.cz*, zář. 03, 2018. <http://moravskekarpaty.cz/prirodni-pomery/klima/klasifikace-klimatu/> (viděno kvě. 19, 2020).

- [47] D. Jordan, T. Silverman, S. Kurtz, J. Wohlgemuth, a K. VanSant, „Changes in Field Failure Degradation Modes Over Time", Stanford, CA, kvě. 23, 2017, [Online]. Dostupné z: <https://www.duramat.org/assets/pdfs/2017-05-09-jordan.pdf>.
- [48] D. C. (ORCID:0000000221837489) Jordan, T. J. Silverman, J. H. Wohlgemuth, S. R. Kurtz, a K. T. VanSant, „Photovoltaic failure and degradation modes", *Prog. Photovolt.*, roč. 25, č. 4, Art. č. NREL/JA-5J00-67238, led. 2017, doi: 10.1002/pip.2866.
- [49] M. Köntges, G. Oreski, U. Jahn, M. Herz, P. Hacke, a K.-A. Weiß, *Assessment of photovoltaic module failures in the field: International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme: IEA PVPS Task 13, Subtask 3: report IEA-PVPS T13-09:2017*. Paris: International Energy Agency, 2017.
- [50] M. Halwachs *et al.*, „Statistical evaluation of PV system performance and failure data among different climate zones", *Renew. Energy*, roč. 139, s. 1040–1060, srp. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.02.135.
- [51] G. T. Klise, O. Lavrova, a R. L. Gooding, „PV System Component Fault and Failure Compilation and Analysis.", SAND--2018-1743, 1424887, úno. 2018. doi: 10.2172/1424887.
- [52] „Solar power in the United States", *Wikipedia*. kvě. 14, 2020, Viděno: kvě. 20, 2020. [Online]. Dostupné z: https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Solar_power_in_the_United_States&oldid=956639568.
- [53] Assoc. Prof. T. Tsoutsos a Z. Gkouskos, „TRAINING OF PHOTOVOLTAIC INSTALLERS". European Photovoltaic Industry Association (EPIA), čer. 2011, [Online]. Dostupné z: https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/pvtrin_common_failures_on_pv_installations_en.pdf.
- [54] „Are solar panels a fire risk? Here's what you need to know.", *AEF / Australian Energy Foundation*. <https://aef.com.au/news/solar/2019/02/are-solar-panels-a-fire-risk-heres-what-you-need-to-know/> (viděno kvě. 20, 2020).
- [55] S. Namikawa, G. Kinsey, G. A. Heath, A. Wade, P. Sinha, a K. Komoto, „Photovoltaics and Firefighters' Operations: Best Practices in Selected Countries", NREL/TP--6A20-68415, 1492000, dub. 2017. doi: 10.2172/1492000.
- [56] „There are –data missing– solar power fires per year", *pv magazine USA*, srp. 22, 2019. <https://pv-magazine-usa.com/2019/08/22/there-are-solar-power-fires-per-year/> (viděno kvě. 20, 2020).
- [57] „Solar system fires are on the rise", *pv magazine USA*, dub. 22, 2020. <https://pv-magazine-usa.com/2020/04/22/solar-system-fires-are-on-the-rise/> (viděno kvě. 20, 2020).

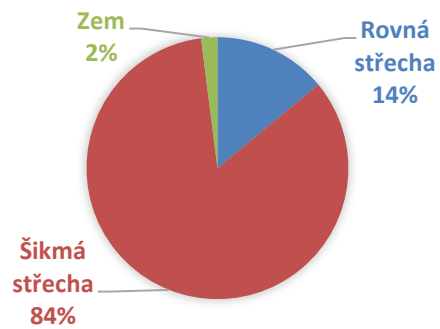
Použité normy

ČSN EN 60 300-1 ed. 3	Bezpečnost strojních zařízení
ČSN IEC 60050-192	Mezinárodní elektrotechnický slovník - Část 192: Spolehlivost.
ČSN EN 61215-1	Zemské fotovoltaické (PV) moduly - Posouzení způsobilosti konstrukce a schválení typu - Část 1: Požadavky na zkoušení
ČSN 332000-7-712 ed.2	Elektrická instalace nízkého napětí Část 7-712: Zařízení jednoúčelová a ve zvláštních objektech – Fotovoltaické (PV) systémy
ČSN EN 62446-1	Fotovoltaické (PV) systémy - Požadavky na zkoušení, dokumentaci a údržbu - Část 1: Systémy spojené s rozvodnou sítí - Dokumentace, zkoušky při uvádění do provozu a kontrola
ČSN 33 1500	Elektrotechnické předpisy. Revize elektrických zařízení

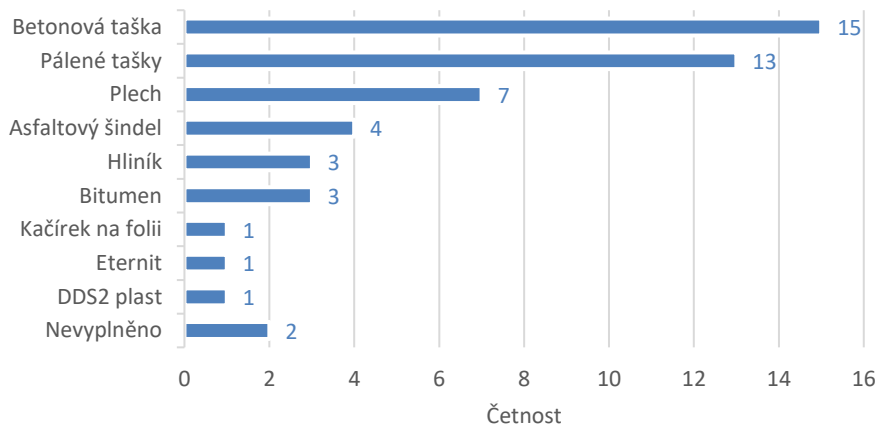
A ● Přílohy A – vyhodnocení dotazníku



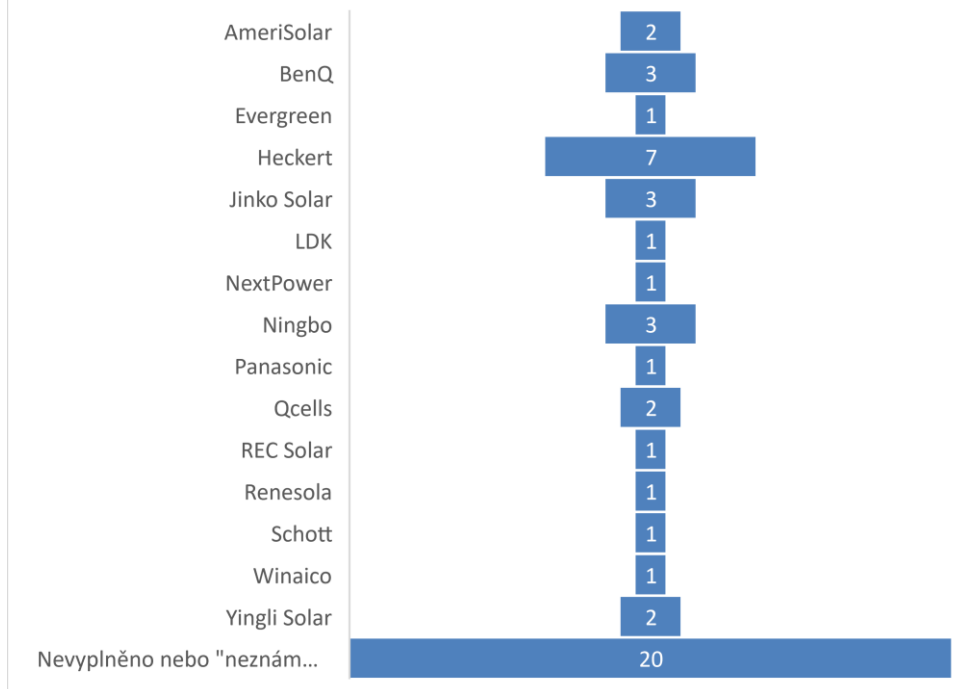
DRUH STŘECHY DLE VZORKŮ



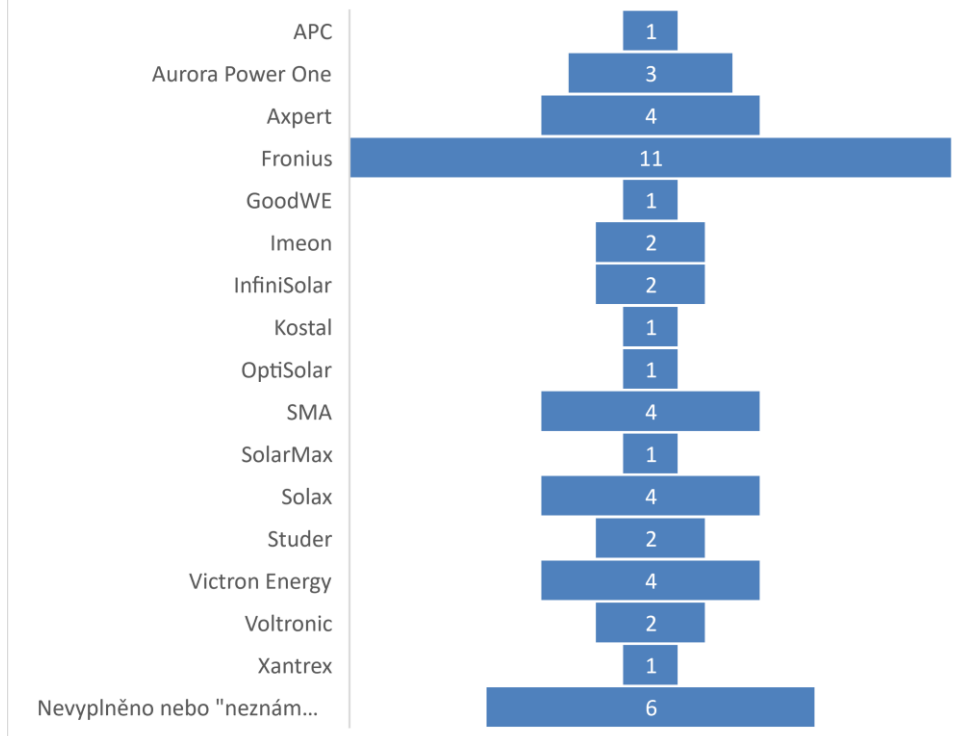
Materiál střešní krytiny

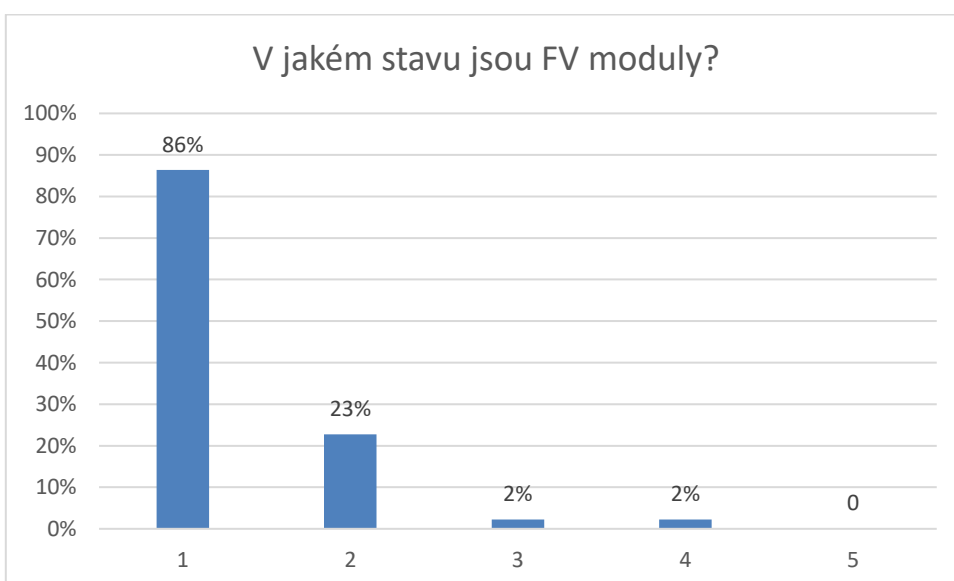
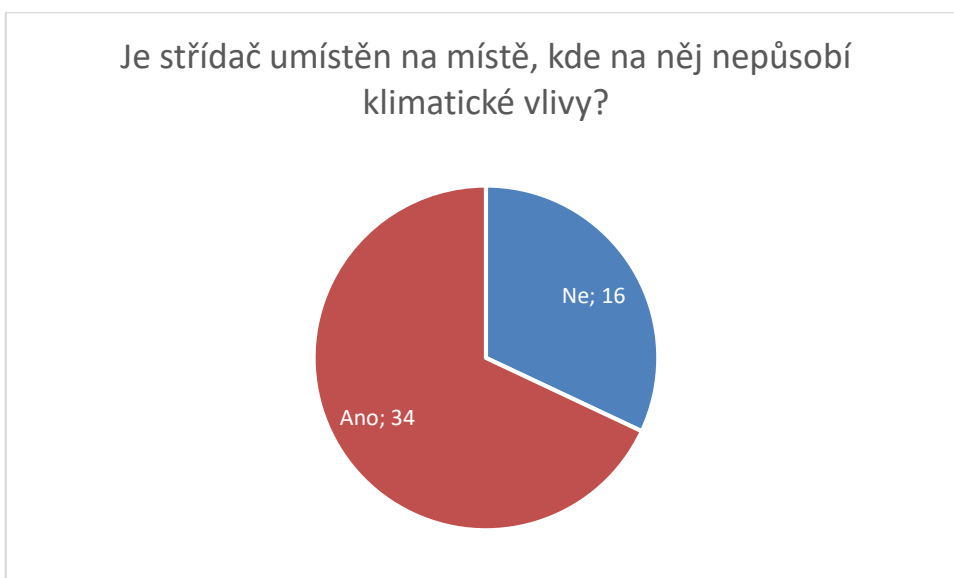
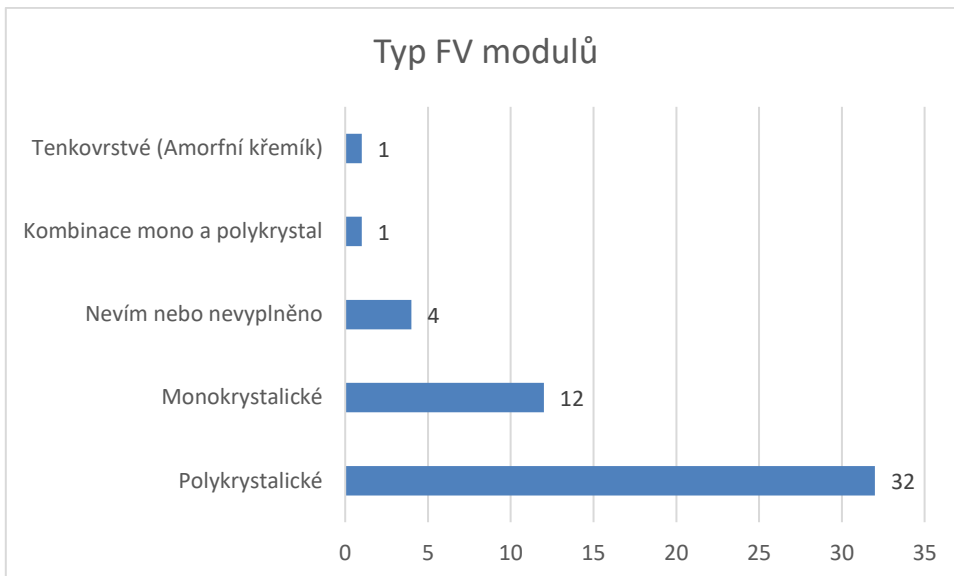


Zastoupení výrobců FV modulů v průzkumu

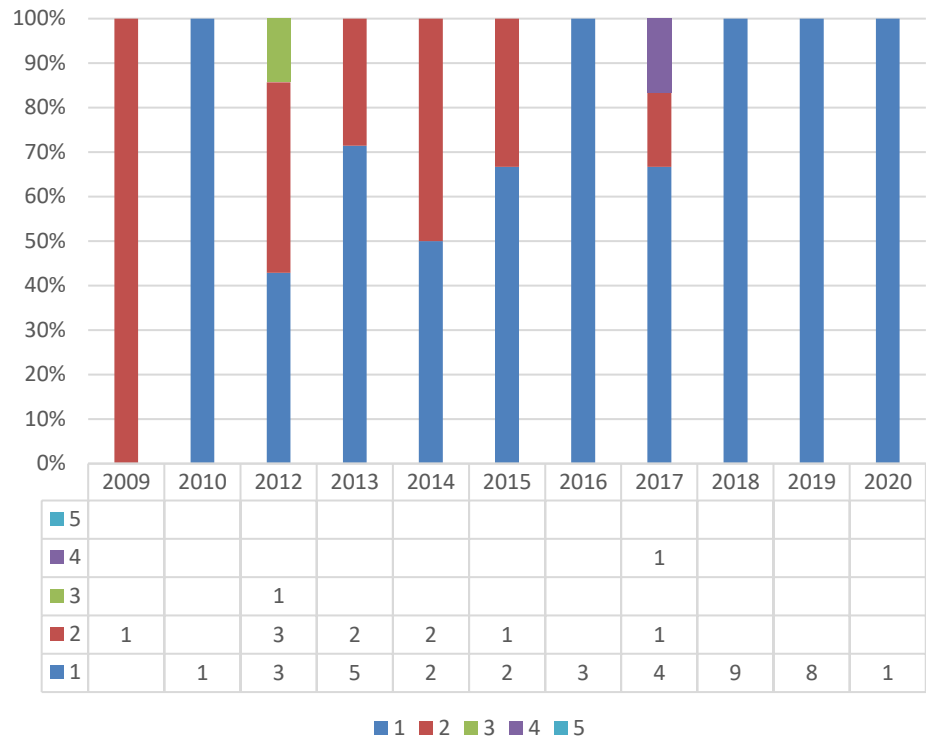


Zastoupení výrobců střídačů v průzkumu

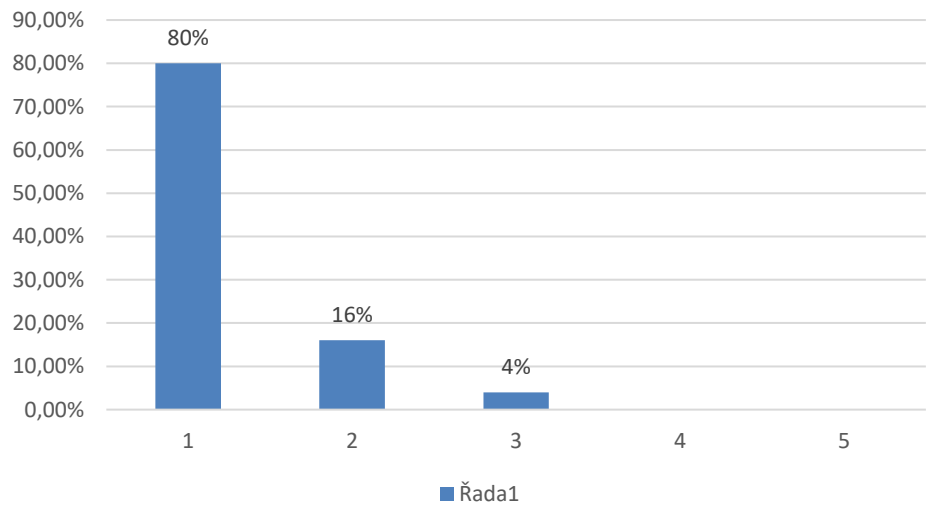




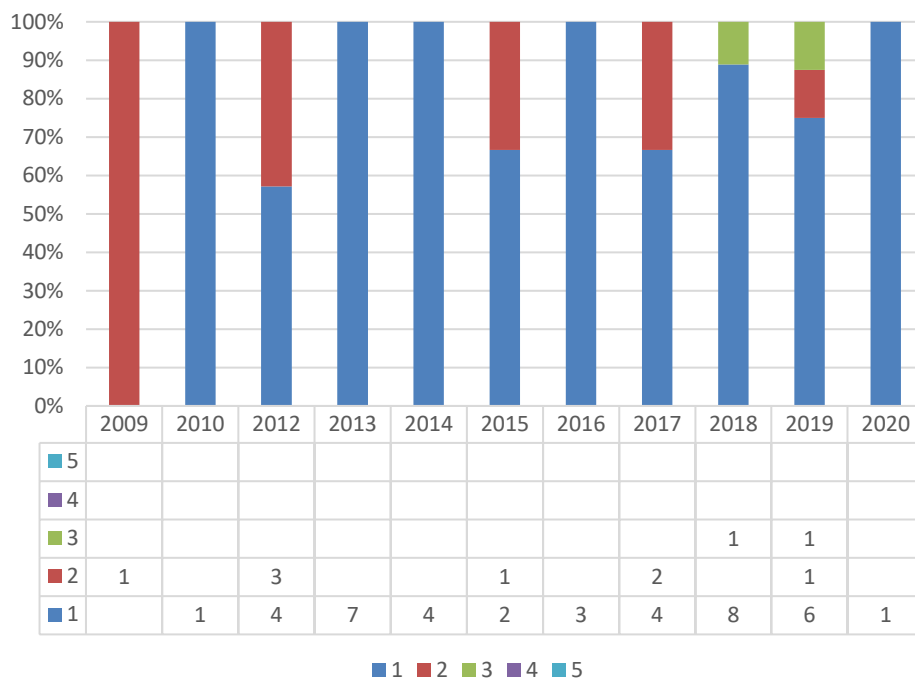
V jakém stavu jsou FV moduly?



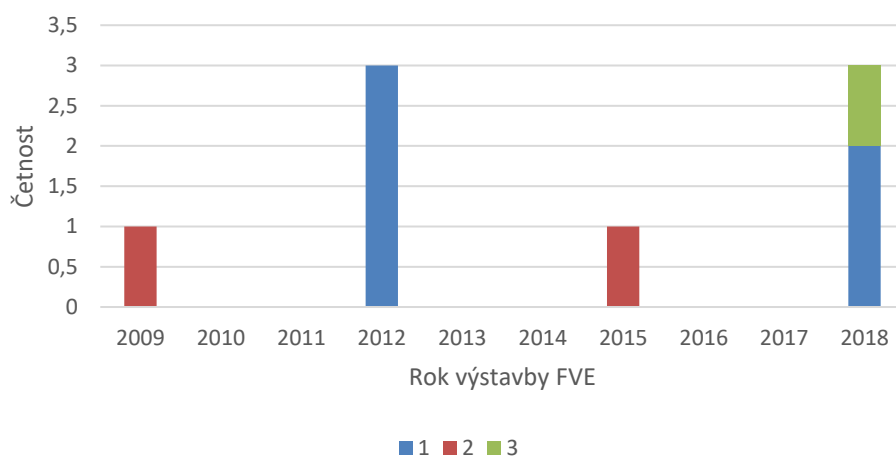
V jakém stavu je střídač?

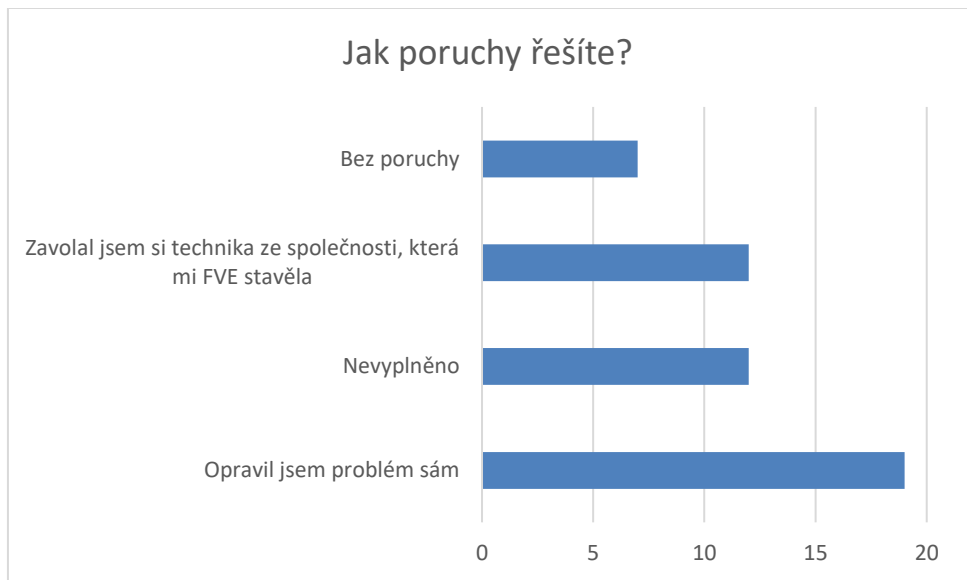
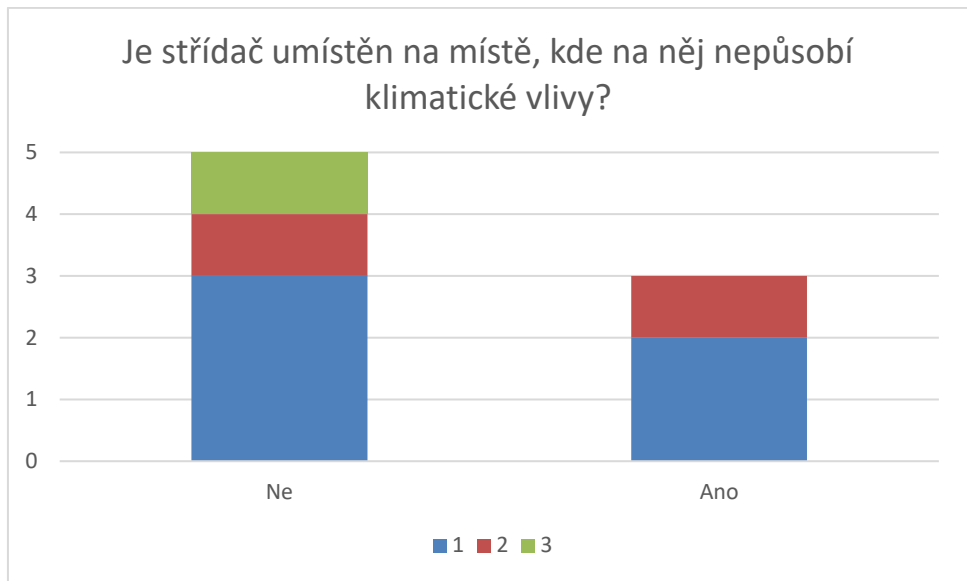


V jakém stavu je střídač?

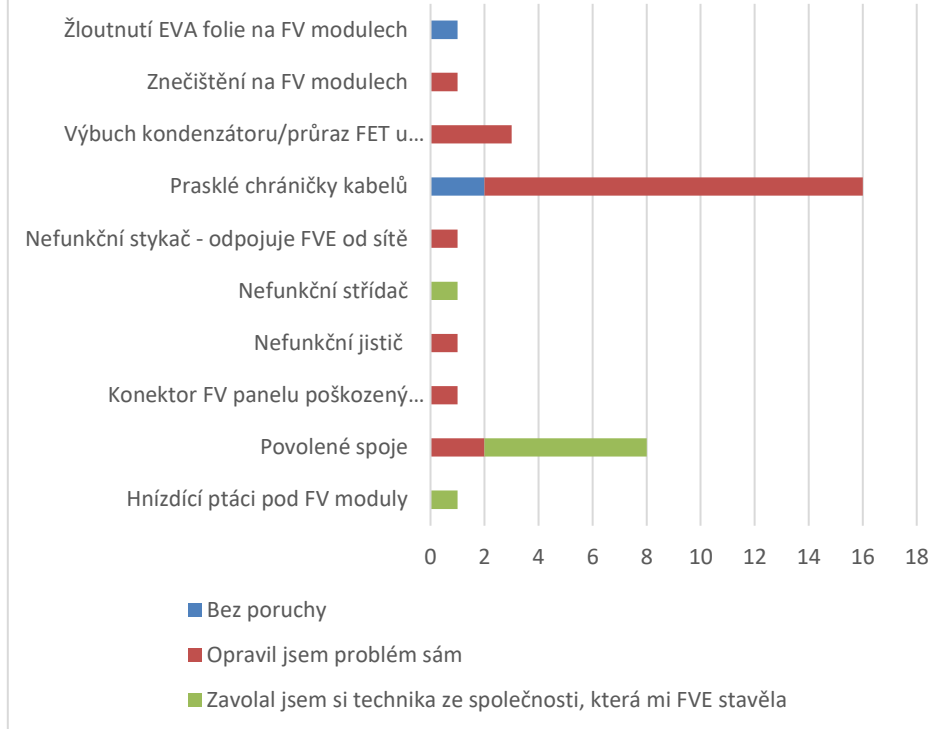


Stav střídače k roku 2020

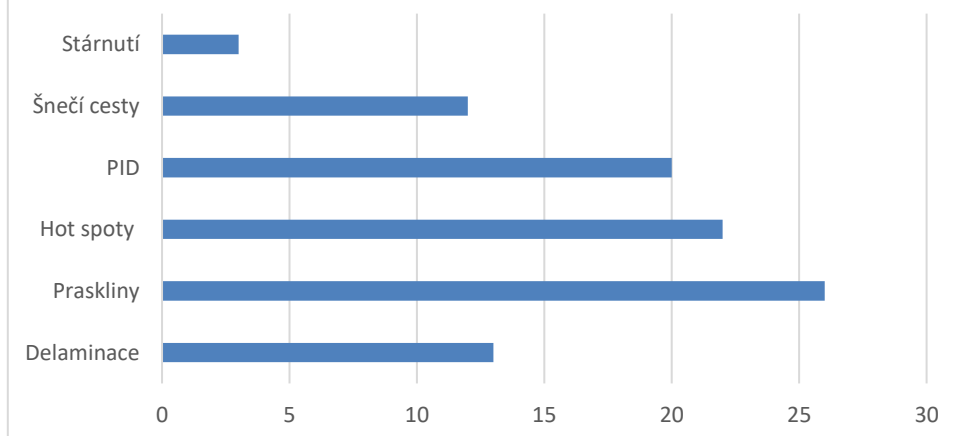




Množství objevených poruch a jejich řešení



O kterých z těchto vad FV panelů, které mohou snižovat výkon, jste slyšeli?



B ● Přílohy B – Obsah CD

CD přiložené k tištěné diplomové práci obsahuje následující položky:

./diplomova_prace – obsahuje znění diplomové práce a kopii zadání

./vanova_krivka – obsahuje predikcni model v programu Excel