ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE
FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ

Prediktivní řízení malých hybridních solárních systémů

Predictive control for small hybrid photovoltaic systems

DIPLOMOVÁ PRÁCE

Vedoucí práce: Ing. Jan Včelák, Ph.D.

Bc. Jan Šmídek

Praha 2015

ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická
Katedra měření

Akademický rok 2014-15

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student:	**Bc. Jan Šmídek**
Studijní program:	**Inteligentní budovy**
Název tématu česky:	Prediktivní řízení malých hybridních solárních systémů
Název tématu anglicky:	Predictive control for small hybrid photovoltaic systems

Pokyny pro vypracování:

Statisticky vyhodnoťte poskytnutá data předpovědí počasí se zaměřením na predikci osvitu a teploty. Stanovte váhovou funkci pro předpověď osvitu. Porovnejte výstup navržené váhové funkce s reálně změřenými daty a s výrobou na třech modelových FVE systémech. Integrujte funkci předpovědi solárního zisku do řídícího systému malého hybridního fotovoltaického systému a ověřte její funkci. Navrhněte a implementujte metodiku výpočtu kapacity baterie hybridního systému.

Seznam odborné literatury:

[1] Staněk. K, Fotovoltaika pro budovy, ISBN 978-80-247-4278-6, Grada 2013

[2] Nogueira J.S.: A guide to to designing and optimizing small photovoltaaic systems, MIT, 1997, Bachelor thesis

[3] Souto J.A. et. Al., PREDICTIVE CONTROL SYSTEM FOR MODULATED SUPPLY OF PV ENERGY, Physcon 2011, Spain, 2011

Vedoucí diplomové práce:	Ing. Jan Včelák, Ph.D.
Datum zadání diplomové práce:	15. ledna 2015
Platnost zadání do[1]:	31. srpna 2016

L.S.

Doc. Ing. Jan Holub, Ph.D.
vedoucí katedry

Prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.
děkan

V Praze dne 15. 1. 2014

[1] Platnost zadání je omezena na dobu tří následujících semestrů.

ABSTRAKT

Malé hybridní fotovoltaické systémy přináší jejich uživatelům zvýšení energetické nezávislosti a snížení nákladů za nakupovanou elektrickou energii. Tato práce se zabývá prediktivním řízením těchto systémů na základě predikované hodnoty slunečního ozáření. Díky této podpůrné funkci je možné optimalizovat hospodaření s elektrickou energií.

Klíčová slova: fotovoltaika, hybridní systém, akumulátory, řízené nabíjení, kapacita, elektrická energie, výroba, spotřeba, prediktivní řízení, predikce, sluneční ozáření

ABSTRACT

Small hybrid photovoltaic systems will bring benefits such as some energy independence and lower energy expenses to their users. This thesis is focused on predictive control these hybrid systems, based of prediction solar irradiance for next day. This support function makes it possible to optimize the management of electrical energy.

Keywords: photovoltaic, hybrid system, batteries, load shift, electric energy, battery capacity, production, consumption, predictive control, prediction, solar irradiance

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem diplomovou práci s názvem „Prediktivní řízení malých hybridních solárních systémů“ vypracoval samostatně, a že jsem uvedl veškeré použité informační zdroje v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací.

V Praze dne …….. .....

Jan Šmídek

Poděkování

Na tomto místě bych rád poděkoval panu Ing. Janu Včelákovi, Ph.D za vedení práce a za poskytované konzultace. Velké díky také patří kolegům z týmu RP5 Univerzitního centra energeticky efektivních budov, za jejích cenné rady při zpracování dat.

OBSAH

0 ÚVOD 9
1 SLUNEČNÍ ZÁŘENÍ 10
1.1 Původ 10
1.2 Solární geometrie 12
1.3 Sluneční ozáření dopadající na obecnou plochu 14
1.4 Využití solární energie 15
2 FOTOVOLTAIKA 16
2.1 Obecně 16
2.2 Podmínky ovlivňující generovanou elektrickou energii 16
2.2.1 Orientace plochy 17
2.2.2 Sluneční ozáření 17
2.2.3 Teplota panelu 19
2.3 Matematický model produkce elektrické energie 19
3 FOTOVOLTAICKÉ SYSTÉMY V BUDOVÁCH 22
3.1 Možnosti zapojení fotovoltaických systémů 23
3.1.1 Konvenční (klasické) systémy 23
3.1.2 Hybridní systémy 25
3.2 Možnosti ukládání energie v budovách 29
3.2.1 Akumulátory 29
3.2.2 Přeměna elektrické energie na tepelnou 31
4 PREDIKCE SLUNEČNÍHO OZÁŘENÍ 31
4.1 Zpracování předpovídaných a ostatních dat pro návrh váhové funkce predikce slunečního ozáření. 32
4.1.1 Meteostanice Univerzitního centra energeticky efektivních budov 32
4.1.2 Forecast.io 34
4.1.3 Teoretická hodnota slunečního ozáření 39

4.2 Váhová funkce predikce slunečního ozáření 42
4.2.1 Tvorba váhové funkce 42
4.2.2 Vyhodnocení přesnosti váhové funkce 42
4.3 Predikce slunečního ozáření Energocentrum Plus s.r.o. 48
5 EXPERIMENTRÁLNÍ HYBRIDNÍ FOTOVOLTAICKÝ SYSTÉM S PREDIKTIVNÍM ŘÍZENÍM 53
5.1 Popis experimentálního hybridního systému 54
5.1.1 Fotovoltaické pole 55
5.1.2 Hybridní měnič 55
5.1.3 Řídící PLC 56
5.1.4 Akumulátory 56
5.1.5 Měření a senzorika 56
5.2 Popis řídícího programu 57
5.2.1 Stav NIGHT_CHARGE_ON 57
5.2.2 Stav DAILY_PV_HARVEST 58
5.2.3 Stavy MORNING_GRID_ON a NIGHT_GRID_ON 58
5.3 Implementace predikce slunečního ozáření do řídicího systému 59
5.4 Metodika výpočtu kapacity akumulátorů 60
6 EKONOMICKÉ HODNOCENÍ EPERIMENTÁLNÍHO HYBRIDNÍHO FOTOVOLTAICKÉHO SYSTÉMU S PREDIKTIVNÍM ŘÍZENÍM 65
6.1 Vstupní data ekonomického hodnocení 65
6.1.1 Produkce elektrické energie 65
6.1.2 Spotřeba elektrické energie 66
6.1.3 Investiční náklady 66
6.1.4 Ceny energií 66
6.2 Finanční úspora jednotlivých variant provozu 67
6.3 Diskontovaný peněžní tok a návratnost investice 68

7 POROVNÁNÍ PREDIKOVANÉ A SKUTEČNÉ VÝROBY NA REÁLNÝCH FOTOVOLTAICKÝCH SYSTÉMECH 70
7.1 Výpočet predikované výroby elektrické energie 71
7.2 Fotovoltaická elektrárna FEL ČVUT 71
7.3 Fotovoltaická elektrárna Vrapice 74
7.4 Experimentální hybridní fotovoltaický systém 76
8 ZÁVĚR 79
SEZNAM POUŽITÉ LITERATURY 81
SEZNAM PŘÍLOH 83

0 ÚVOD

Malé hybridní fotovoltaické systémy představují jednu z možností, jak zvýšit energetickou nezávislost rodinných domů a menších administrativních budov využívajících elektrickou distribuční soustavu a tím i snížit náklady na pokrytí spotřeby energií. Dalším přínosem těchto systémů je snížení spotřeby primární energie a snížení emisí. Z důvodu zrušení dotační podpory v oblasti fotovoltaiky v roce 2014 se hybridní systémy stávají pro investory atraktivnější, jelikož maximalizují spotřebu lokálně vyrobené elektrické energie. Díky akumulátorům dokáží uložit přebytečnou energii generovanou fotovoltaickými panely pro pozdější využití a tím snižují množství nakupované energie v době, kdy je energie nedostatek a tím pádem je i nejdražší. Jedním z cílů práce je proto i výpočet ekonomické bilance a návratnosti malého hybridního solárního systému.

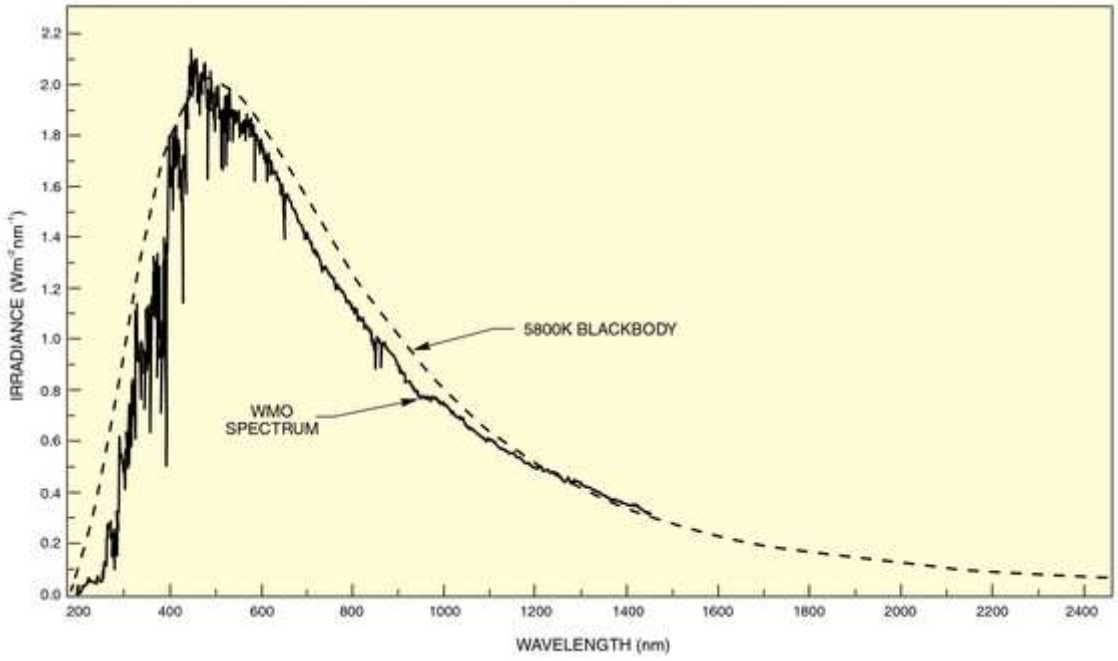
Hlavním záměrem této práce je navrhnout váhovou funkci predikce slunečního ozáření, ověřit její funkčnost a implementovat ji do experimentálního hybridního systému. Predikce slunečního ozáření je podstatou prediktivního řízení hybridních fotovoltaických systémů a přispívá ke zvýšení ekonomičnosti jejich provozu. Na základě predikované hodnoty slunečního ozáření lze optimalizovat hospodaření s elektrickou energií a tím dosáhnout dalších úspor na za nákup elektrické energie. Pro správný chod optimalizace spotřeby se práce dále zabývá metodikou výpočtu aktuální kapacity akumulátorů, což je nezbytná veličina pro algoritmus hospodaření s energií.

Práce je rozdělena do sedmi kapitol. Kapitoly 1 a 2 poskytuje teoretické základy týkající se solární energie a jejího využití k produkci elektrické energie, které jsou využity v dalších kapitolách. Kapitola 3 popisuje fotovoltaické systémy v budovách, jejich možné zapojení a režimy provozu. Kapitola 4 je věnována predikci slunečního ozáření, především tvorbě váhové funkce a vyhodnocení její přesnosti v porovnání s alternativním zdrojem predikce. Dále je v kapitole 5 popsán experimentální hybridní fotovoltaický systém, na kterém je realizován vývoj prediktivního řízení. Kapitola 6 se věnuje ekonomickému hodnocení experimentálního hybridního systému a přínosu prediktivního řízení v oblasti úspor. Poslední kapitola 7 obsahuje srovnání predikované a reálné výroby elektrické na třech fotovoltaických elektrárnách.

1 SLUNEČNÍ ZÁŘENÍ

1.1 Původ

Zdrojem slunečního záření je termonukleární reakce probíhající na Slunci, při které dochází k přeměně vodíku na helium. V důsledku této přeměny, povrch Slunce vyzařuje energii o intenzitě 6.10^7 W/m^2. [1] Sluneční záření lze rozdělit na krátkovlnné a dlouhovlnné. Krátkovlnné záření, které je definováno spektrem od 0,3 až 2 μm, obsahuje ultrafialové, viditelné a infračervené záření. [2] Spektrální charakteristika zářivého toku sluneční energie na hranici zemské atmosféry v porovnání se zářením absolutně černého tělesa je na obrázku 1.1.



obr. 1.1 *– spektrální charakteristika zářivého toku sluneční energie* [26]

V oblasti krátkovlnného záření leží až 99 % celkové energie vyzařované sluncem. [2] Na cestě od Slunce k Zemi není sluneční záření ničím pohlcováno a dopadá na povrch zemské atmosféry v původní podobě, pouze však o značně menší hustotě. To je způsobeno rozptylem záření energie do mezihvězdného a mezigalaktického prostoru. Střední roční hodnota slunečního ozáření dopadajícího na jednotku plochy kolmé ke směru šíření záření vně zemské atmosféry při průměrné vzdálenosti Země a Slunce (149,5 x 10^6 km) se nazývá sluneční konstanta. Její změřená hodnota je podle světové meteorologické organizace (WMO) G_{SC} = 1367 W/m^2. Korigovaná hodnota solární konstanty o proměnnou vzdálenost Země od Slunce se nazývá extraterestriální ozáření a vypočte se podle vztahu 1.1. [1,3]

$$G_{En} = G_{SC}\left[1 + 0{,}033\cos\left(\frac{360°.n}{365}\right)\right] \qquad (1.1)$$

Množství slunečního záření, které projde k zemskému povrchu, se při průchodu atmosférou mění. Asi 30 % záření se v důsledku reflexe odrazí od atmosféry a mraků. Plyny obsažené v atmosféře jako je ozón, kyslík, vodní páry, oxid siřičitý a oxid dusičný pohltí dalších 20 % radiace. Zbylých 50 % dosáhne zemského povrchu. Část záření se také rozptýlí vlivem oblačnosti. Sluneční záření se tedy vlivem absorpce z části pohltí a vlivem plynů v atmosféře a oblačnosti rozptýlí. Na povrch Země tedy dopadá přímé sluneční ozáření G_b (W/m^2) (paprsky od slunečního kotouče) a difúzní (rozptýlené) ozáření G_d (W/m^2) (paprsky od ostatních částí oblohy). Součtem těchto dvou složek, vztažených na horizontální plochu dostaneme hodnotu globálního ozáření G (W/m^2). [1,2]

$$G = G_{bh} + G_{dh} \tag{1.2}$$

Teoreticky lze zjednodušeně hodnotu přímého slunečního ozáření G_{bn} (W/m^2) na kolmou plochu ke směru šíření paprsků (normálové ozáření) stanovit z hodnot extraterestriálního záření dopadajícího na vnější povrch atmosféry

$$G_{bn} = G_{En} \,.\, e^{-\frac{Z}{\varepsilon}} \tag{1.3}$$

kde:

- Z…je součinitel znečištění atmosféry, který vyjadřuje míru zeslabení zářivého toku při průchodu atmosférou (-),
- ε…je činitel závislý na výšce slunce nad obzorem a nadmořské výšce (-).

Součinitel znečištění je definován pro charakteristické oblasti následovně:

- horské oblasti Z = 2
- venkov Z = 3
- města Z = 4
- průmyslové oblasti Z = 5

Činitel ε lze spočítat podle vztahu 1.4.

$$\varepsilon = \frac{9{,}38076 \,.\, \left[\sin h + \left(0{,}003 + \sin^2 h\right)^{0{,}5}\right]}{2{,}0015 \,.\, \left(1 - L_V.10^{-4}\right)} + 0{,}91018 \tag{1.4}$$

kde:

- L_V…je nadmořská výška lokality (m),
- h…je výška slunce nad obzorem (°)

1.2 Solární geometrie

Výkon a energie slunečního záření dopadajícího na obecnou plochu je ovlivněna astronomickými zákony, tzn. vzájemnou polohou Země a Slunce. Dále pak faktory, které lze při technických instalacích ovlivnit. Těmi jsou zeměpisná poloha, nadmořská výška, orientace plochy ke světovým stranám a sklon plochy vůči vodorovné rovině. [1,3]

Aby bylo možné vyjádřit výkon, a energii dopadající na obecnou plochu je nutné definovat následující:

Zeměpisná šířka Φ – úhel mezi rovinnou rovníku a přímkou, která prochází pozorovaným bodem na Zemi. Pro Českou republiku uvažujeme hodnotu 50° severní šířky.

Zeměpisná délka λ – úhel mezi rovinnou nultého poledníku a přímkou, která prochází pozorovaným bodem na Zemi. Pro Českou republiku uvažujeme hodnotu 15° východní délky.

Azimut plochy γ – úhel mezi normálou plochy a jihem. Nabývá hodnot od -180° do 180°, kde záporné hodnoty přísluší východní orientaci a kladné západní. Pro jižní orientaci je azimut 0°.

Sklon plochy β – úhel mezi rovinou plochy a vodorovnou rovinou. Nabývá hodnot od 0° do 180°. Sklon plochy 90° značí svislý povrch. Sklon plochy větší než 90° přísluší povrchu orientovanému směrem dolů.

Sluneční deklinace δ – úhel svírající spojnice středů Země a Slunce s rovinou rovníku Země. Nabývá hodnot od -23,45° do 23,45°, přičemž odchylka od rovníku na sever nabývá kladných hodnot. Sluneční deklinace je dána vztahem 1.5.

$$\delta = 23{,}45° \,.\sin\left(2\pi\frac{284+n}{365{,}25}\right) \tag{1.5}$$

kde:

- n…je den v roce

Sluneční časový úhel τ – úhel posunu slunce od východu na západ nad místními poledníky vlivem rotace země. Z úvahy, kdy se země otočí o 360° kolem své osy za 24 hodin vyplývá, že 1 hodině přísluší 15°. Sluneční časový úhel se vypočte podle vztahu 1.6.

$$\tau = 15° \left(\frac{S\check{C}}{60} - 12\right) \tag{1.6}$$

kde:

- *SČ*…je sluneční čas během dne v minutách, spočítán podle vztahu 1.7.

$$S\check{C} = SE\check{C} + 4\,.\,(\lambda_{st} - \lambda_{loc}) + E - \Delta t/2 \qquad (1.7)$$

kde:

- *SEČ*…je standartní čas v příslušném časovém pásmu v minutách
- λ_{st}…je standartní poledník pro místní časovou zónu ve stupních. Pro ČR λ_{st} = -15°.
- λ_{loc}…je skutečná zeměpisná délka pozorovaného bodu ve stupních.
  Pro Prahu λ_{loc} = -14,1°.
- Δt…je časový úsek měření 60 min
- E…je rovnice pro čas, zahrnující vliv nerovnoměrnosti rotace Země při oběhu kolem Slunce.

$$E = 229{,}2\,.\begin{pmatrix} 0{,}000075 + 0{,}001868\cos B - \\ -\,0{,}032077\ \sin B - \\ -\,0{,}014615\cos 2B - \ 0{,}040849\ \sin 2B \end{pmatrix} \qquad (1.8)$$

Pro člen B platí

$$B = (n-1)\frac{360^\circ}{365} \qquad (1.9)$$

Výška slunce nad obzorem *h* – úhel, který svírá spojnice pozorované plochy a slunce s vodorovnou rovinou. Výšku slunce nad obzorem vypočteme podle vztahu 1.11.

$$h = \sin^{-1}(\sin\delta\,.\sin\phi + \cos\delta\,.\cos\phi\,.\cos\tau) \qquad (1.10)$$

Zenitový úhel θ_z – je doplňkovým úhlem do 90° k výšce slunce nad obzorem.

$$\theta_z = 90 - h \qquad (1.11)$$

Azimut slunce γ_s – úhel mezi spojnicí Slunce a plochy a jižním směrem. Obecně platí, že azimut slunce nabývá hodnoty od -90° do 90°. Podobně jako u hodinového úhlu jsou záporné hodnoty pro východní orientaci a naopak kladné pro západní. Pokud je letní den delší než 12 hodin může být v ranních hodinách menší než -90° a ve večerních hodinách větší než 90°. Naopak při kratších dnech v zimním období bude rozsah hodnot menší.

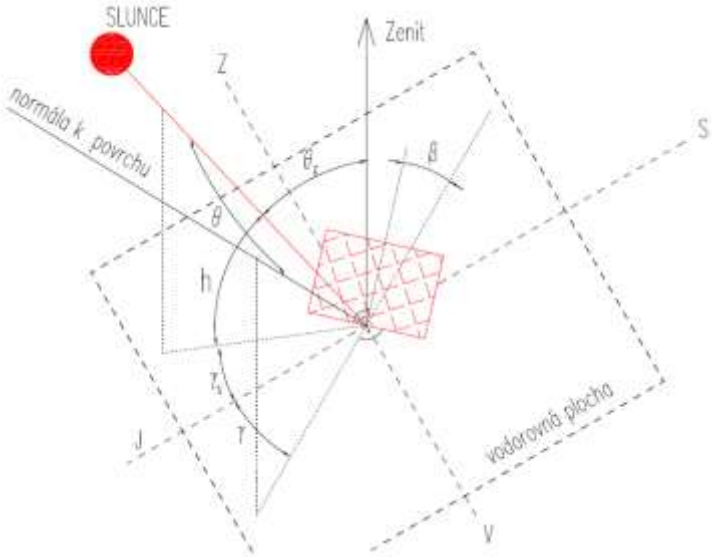
$$\gamma_s = \sin^{-1}\left(\frac{\cos\delta}{\sin h}\sin\tau\right) \qquad (1.12)$$

Úhel dopadu slunečního záření θ – úhel mezi spojnicí Slunce a plochy a normálou plochy.

$$\theta = \cos^{-1}\begin{pmatrix} \sin h \,.\cos\beta + \\ +\ \cos h \,.\sin\beta \,.\cos(\gamma_s - \gamma) \end{pmatrix} \qquad (1.13)$$

Geometrický faktor R_b – definuje poměr záření dopadajícího na obecně orientovaný povrch vůči záření dopadajícího na vodorovnou rovinu.

$$R_b = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \qquad (1.14)$$



obr. 1.2 *– geometrie slunečního záření dopadajícího na obecnou plochu* [3]

1.3 Sluneční ozáření dopadající na obecnou plochu

Při výpočtu slunečního záření dopadajícího na obecnou plochu je nutné uvažovat zvlášť přímou a difúzní složku. [1]

Přímé sluneční ozáření G_{bT} (W/m^2), dopadající na obecnou rovinu je dáno vztahem 1.15.

$$G_{bT} = G_{bn}.\cos\theta \qquad (1.15)$$

Difúzní záření G_{dT} (W/m^2), je dáno rozptýleným zářením přicházejícím od oblohy (tzv. izotropické záření) a zářením odraženým od zemského povrchu.

$$G_{dT} = \left(\frac{1+\cos\beta}{2}\right).G_d + \rho_g.\left(\frac{1-\cos\beta}{2}\right).(G_b + G_d) \qquad (1.16)$$

kde:

- *Gd*…je difúzní sluneční ozáření vodorovné roviny (W/m^2)
- *Gb*…je přímé sluneční ozáření vodorovné roviny (W/m^2)
- ρ_g…je odrazivost zemského povrchu, běžně se uvádí hodnota 0,2 (-)

Podle solární geometrie lze stanovit přímé sluneční ozáření vodorovné roviny G_b (W/m^2) následovně.

$$G_b = G_{bn}.\sin h \tag{1.17}$$

Za předpokladu, že třetina záření ztracená v atmosféře dopadá na vodorovnou rovinu, lze přímé difúzní záření na vodorovnou rovinu vyjádřit vztahem 1.18.

$$G_d = 0{,}33.(G_{on} - G_{bn}).\sin h \tag{1.18}$$

Celkové sluneční ozáření dopadající na obecnou plochu G_T (W/m^2) je pak dáno součtem přímé a difúzní složky. [1]

$$G_T = G_{bT} + G_{dT} \tag{1.19}$$

1.4 Využití solární energie

Sluneční ozáření dopadající na plochu lze využít prostřednictvím fotovoltaických panelů k výrobě elektrické energie, nebo s využitím termálních kolektorů k výrobě tepelné energie na vytápění či přípravu TUV.

Zásadním údajem pro tyto energetické systémy, které využívají energii slunce, je úhrn slunečního ozáření na plochu instalace za dané časové období. Takto je definována dávka slunečního ozáření H_T (Ws/m^2 = J/m^2) na obecnou plochu. [3]

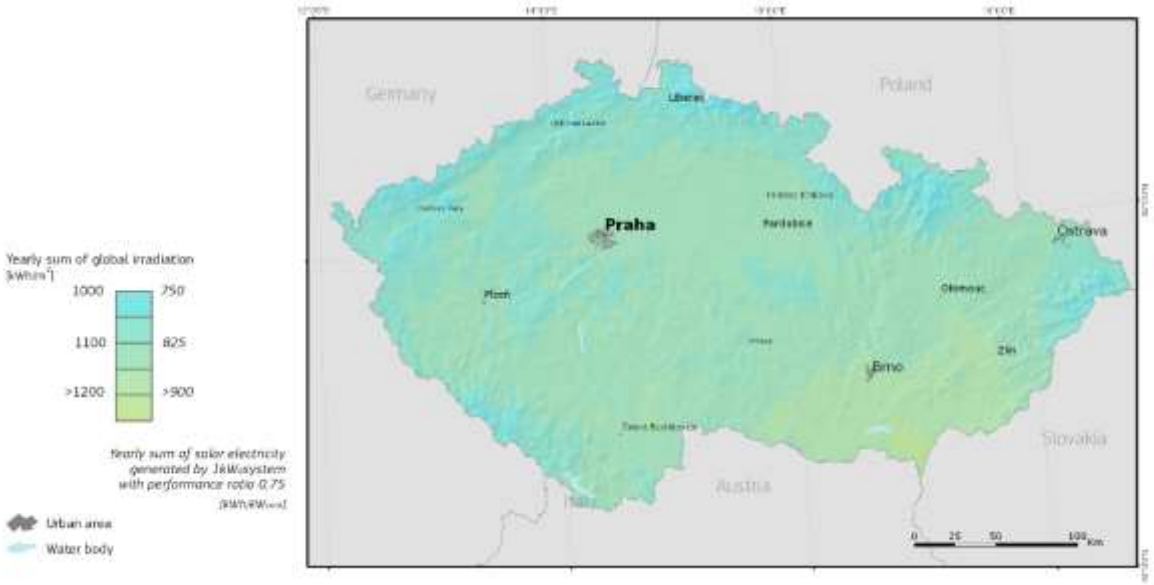
$$H_T = \int G_T dt \tag{1.20}$$

kde:

- G_T…je celkové sluneční ozáření na obecnou (W/m^2)
- t…je čas (s)

Častěji se dávka ozáření uvádí ve Wh/m^2 nebo kWh/m^2. Kde pro převod platí, že 1 Ws = 1J. [3]

Mapa průměrných ročních dávek slunečního ozáření na vodorovnou rovinu v České republice je na obrázku



obr. 1.3 *– roční dávky slunečního ozáření na vodorovnou rovinu v ČR* [16]

2 FOTOVOLTAIKA

2.1 Obecně

Výroba elektrické energie ze slunce, funguje na principu fotovoltaického jevu. Sluneční záření lze definovat, jako proud částic zvané fotony. Při dopadu fotonu na polovodičový materiál dochází k předání energie fotonu polovodiči. To má za následek zvýšení teploty materiálu a vytvoření volných nosičů náboje (pár elektron-díra). Po připojení elektrického obvodu volné elektrony proudí přes tento obvod z pět do děr. Vzniká tak elektrický proud.

V praxi se k této přeměně nejčastěji používají křemíkové destičky zvané fotovoltaické články. Tyto články jsou vyrobeny z krystalického nebo monokrystalického křemíku. Jejich účinnost přeměny solární energie na energii elektrickou se v dnešní době pohybuje kolem 16%. Pro dosažení vyšších výkonů, jsou tyto články spojovány do sérioparalelních kombinací. Tím jsou vytvořeny fotovoltaické panely, běžně používané pro výrobu elektrické energie. [21]

2.2 Podmínky ovlivňující generovanou elektrickou energii

Podmínky, které mají vliv na množství generované elektrické energie fotovoltaickým systémem, jsou především:

- Orientace plochy
- Velikost slunečního ozáření
- Teplota panelu

- Zeměpisná poloha instalace

2.2.1 Orientace plochy

Orientace plochy, na které je provedena instalace fotovoltaických panelů, má vliv na velikost dávky slunečního ozáření během H_T (Wh/m2), která na tuto plochu dopadne za určitý časový úsek.

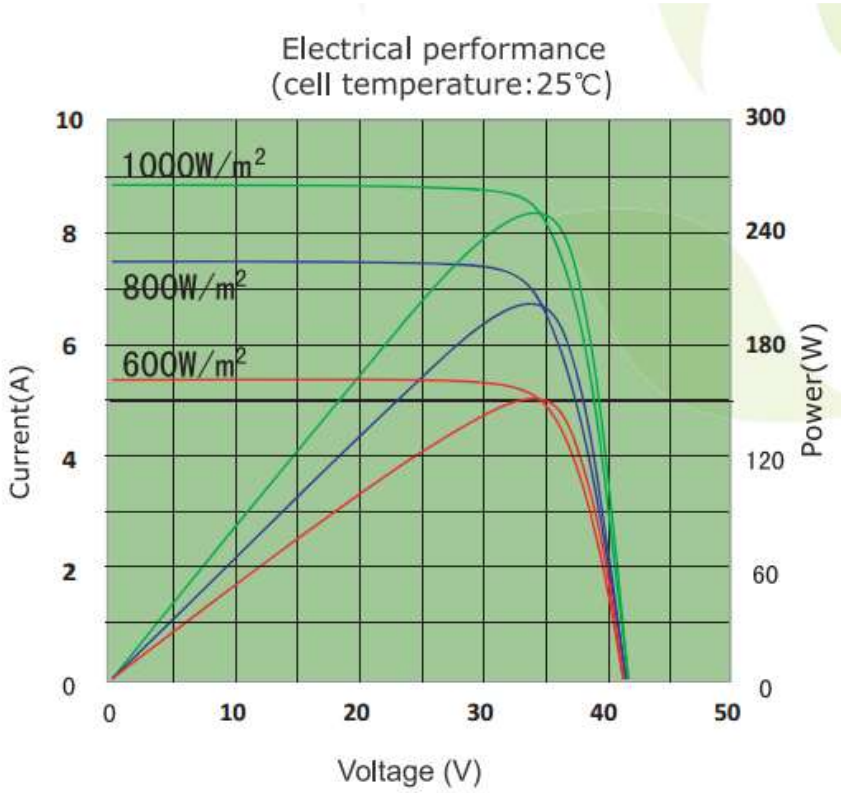
Nejoptimálnější pro podmínky v České republice je, jižní orientace plochy (tedy v solárních aplikacích 0°) se sklonem 36°. Na takto orientovanou plochu, dle měření ve stanici Praha–Karlov, dopadá v průměru 1270 kWh/rok. Pro porovnání, na plochu orientovanou na západ (tedy 90°) se sklonem 10° je to 1100 kWh /rok a pro stejně skloněnou plochu orientovanou na východ 1050 kWh/rok. Tento rozdíl mezi východem a západem je způsoben tím, že v ranních hodinách je obecně větší oblačnost než v odpoledních, tedy při orientaci plochy směrem na východ dopadá méně slunečního záření než na při orientaci směrem na západ. [3, 4]

2.2.2 Sluneční ozáření

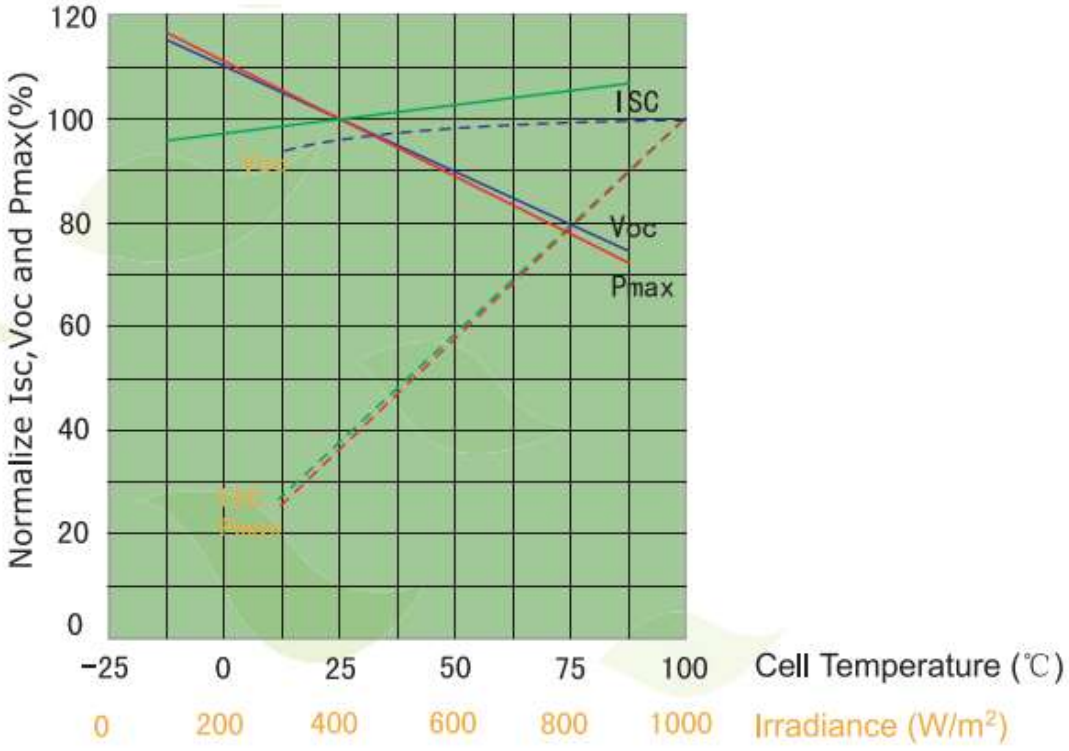
Velikost slunečního ozáření G_T (W/m2), která dopadá na plochu panelu, ovlivňuje zásadně jeho výkon. Velikost slunečního ozáření je značně proměnná veličina, která je závislá na poloze slunce na obloze (viz. kapitola 1.2 Solární geometrie). Dále je pak silně závislá na oblačnosti. Výrobci udávají parametry panelů změřené při standartních testovacích podmínkách (STC), které jsou definovány takto:

- Ozáření G = 1000 (W/m2)
- Spektrum AM 1,5
- Teplota T = 25 (°C)

Na grafu 2.1 jsou zobrazeny volt-ampérové charakteristiky a výkonové křivky v závislosti na velikosti ozáření. Při snižující se intenzitě záření lineárně klesá proud nakrátko I_{sc}. Napětí naprázdno U_{oc} klesá méně strmě než proud nakrátko. S poklesem I_{sc} a U_{oc} logicky klesá i maximální výkon panelu. Závislost těchto veličin na ozáření a následně i na teplotě je zobrazena na grafu 2.2.



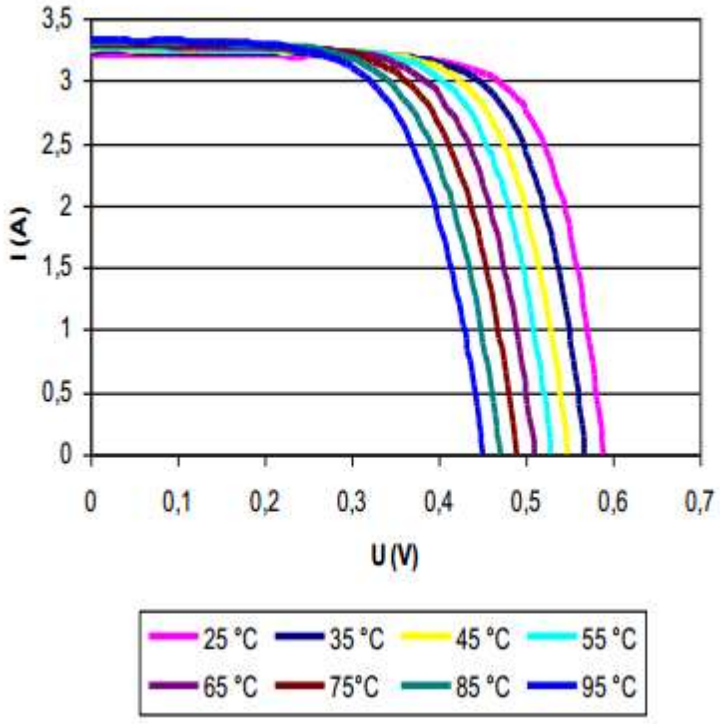
graf. 2.1 *– příklad vlivu intenzity záření na V-A charakteristiku a výkon c-SI panelu* [11]



graf. 2.2 *– příklad vlivu teploty a ozáření na parametry c-Si panelu* [11]

2.2.3 Teplota panelu

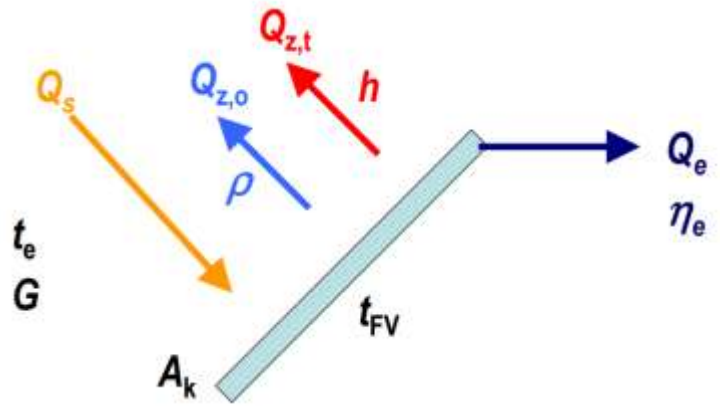
Provozní teplota panelu výrazně ovlivňuje napětí naprázdno U_{oc}, které klesá se zvyšující se teplotou. Na grafu 2.3 jsou zobrazeny voltampérové charakteristiky v závislosti na teplotě. Výrobci panelů v katalogových listech uvádí teplotní koeficienty β [%/K]. Ty udávají, o kolik procent se změní jmenovitý výkon P_{max}, U_{oc} a I_{sc} panelu při změně o 1 K.



graf. 2.3 *– příklad vlivu teploty na V-A charakteristiku křemíkového FV článku* [5]

2.3 Matematický model produkce elektrické energie

Pro výpočet produkce elektrické energie z fotovoltaického panelu je nutné znát jeho teplotu, jelikož jeho konverzní účinnost je negativně teplotně závislá. Teplotu je možné vypočítat z celkové energetické bilance, která je na obrázku 2.1. Energie slunečního záření Q_s (W), která dopadá na plochu panelu, se z části odrazí $Q_{z,o}$ (W) a z části přemění na teplo $Q_{z,t}$ (W) vlivem sálání a konvekce. Vyrobená elektrická energie Q_e (W) bude potom dána jako součin účinnosti fotovoltaického panelu (teplotně korigované) a dopadajícího slunečního záření G_T. [3, 6]



obr. 2.1 *– schéma energetické bilance FV panelu* [6]

Bilanci lze vyjádřit pomocí rovnic:

$$Q_s - Q_{z,o} - Q_{z,t} - Q_e = 0 \tag{2.1}$$

$$G_T.A_k - \rho.G_T.A_k - h.A_k.(t_{FV} - t_e) - \eta_{FV}G_T.A_k = 0 \tag{2.2}$$

kde:

- G_T…je hodnota ozáření na plochu panelu (W/m^2)
- A_k…je plocha panelu (m^2)
- ρ…je odrazivost panelu (-), pro zjednodušení matematického modelu je ve výpočtu uvažováno 0,1
- h…je kombinovaný součinitel přestupu tepla (W/(m^{2}K))
- t_{FV}…je teplota panelu (°C)
- t_e…je teplota okolí (°C)
- η_{FV}...je účinnost panelu (-) [6]

Účinnost FV panelu ovlivňují dva faktory. Jedním je intenzita slunečního ozáření G a druhým je teplota. [6]

Vliv slunečního ozáření popisuje vztah:

$$\eta = \eta_r\left(1 + k.ln\frac{G}{G_r}\right) \tag{2.3}$$

Vliv teploty popisuje vztah:

$$\eta = \eta_r\left(1 + \beta.(t_{FV} - t_r)\right) \tag{2.4}$$

Celková účinnost se dá vyjádřit jako součin dvou předchozích:

$$\eta_{FV} = \eta_r\left(1 + \beta.(t_{FV} - t_r)\right).\left(1 + k.ln\frac{G}{G_r}\right) \qquad (2.5)$$

kde:

- η_r...je účinnost panelu při standartních testovacích podmínkách (STC) (-)
- β…je teplotní koeficient (%/K)
- t_{FV}…je teplota panelu (°C)
- t_r… je teplota panelu při standartních testovacích podmínkách (STC) (°C), 25°C
- k…je konstanta 0,03 (-)
- G_T…je hodnota ozáření na plochu panelu
- G_r…je hodnota ozáření při standartních testovacích podmínkách (STC) (W/m^2), 1000 W/m^2.

Abychom vypočítali účinnosti panelu a následně jeho produkci elektrické energie, musíme znát jeho teplotu. K té se dostaneme skrze tepelné ztráty panelu, skládající se z konvekce vlivem větru ze sálání panelu vůči obloze a střeše. Celková hustota tepelného toku zahrnující všechny vlivy ztrát se dá vyjádřit:

$$q = \varepsilon_p\sigma(T_{FV}^4 - T_o^4) + h_W(t_{FV} - t_e) + \frac{\sigma\left(T_{FV}^4 - T_S^4\right)}{\frac{1}{\varepsilon_z} - \frac{1}{\varepsilon_S} - 1} + h_W(t_{FV} - t_s) \qquad (2.6)$$

kde:

- ε_s …je emisivita střechy (-)
- ε_p …je emisivita panelu, přední strana (-)
- ε_z …je emisivita panelu, zadní strana (-)
- σ…je Stefanova-Boltzmannova konstanta (W/(m^{2}K^4))
- T_{FV}…je termodynamická teplota panelu (K)
- T_o …je termodynamická teplota oblohy (K)

  $T_o = 0{,}0552.T_e^{1{,}5}$
- T_S …je termodynamická teplota střechy (K)
- h_W…je kombinovaný součinitel volné a nucené konvekce (W/(m^{2}K))

  $h_W = 5{,}7 + 3{,}7w$
- t_{FV}…je teplota panelu (°C)
- t_S …je teplota střechy (°C)
- t_e …je venkovní teplota (°C)

Hustota tepleného toku vynásobená plochou panelu je rovna tepelným ztrátám panelu. Lze tedy napsat:

$$q.A_k = h.A_k.(t_{FV} - t_e) = Q_{z,t} \quad (2.7)$$

Po jednoduché úpravě lze teplotu panelu t_{FV} vyjádřit jako:

$$t_{FV} = t_e + \frac{Q_{z,t}}{h.A_k} = t_e + \frac{Q_s - Q_{z,o} - Q_e}{h.A_k} \quad (2.8)$$

Z výše popsaných rovni (2.2 až 2.7) je vidět, že vyrobená elektrická energie Q_e a součinitel přestupu tepla h jsou závislé na teplotě. Proto se při výpočtu musí zvolit počáteční hodnota panelu a výpočet řešit iteračně. Počáteční hodnota může být například o 10° C vyšší než venkovní. [6]

Po provedení několika iterací, až se ustálí počítaná teplota panelu, je možné spočítat konečnou vyrobenou elektrickou pomocí rovnic 2.1 a 2.5.

$$Q_e = \eta_{FV} G_T . A_k \quad (2.9)$$

Ve výpočtu produkce elektrické energie není zahrnuta účinnost měničů a dalších součástí fotovoltaického systému. Proto je nutné při výpočtu konkrétní instalace započítat účinnosti všech zařízení.

3 FOTOVOLTAICKÉ SYSTÉMY V BUDOVÁCH

Fotovoltaické systémy instalované na rodinných domech a menších administrativních objektech se dají rozdělit na konvenční (klasické) a hybridní. Konvenční systémy jsou v této práci popsány jen okrajově, jelikož (jak je uvedeno v následujících kapitolách) nejsou dnes v České republice ekonomicky výhodné. Tato práce se zabývá především hybridními systémy, které nabízí oproti konvenčním systémům jisté výhody. [8]

Základem každého systému je fotovoltaické pole, které je složené ze sérioparalelní kombinace panelů (tzv. stringů). Použití dalších komponent systému je závislé na typu aplikace. Tedy v jakém režimu elektrárna pracuje. [8]

3.1 Možnosti zapojení fotovoltaických systémů

3.1.1 Konvenční (klasické) systémy

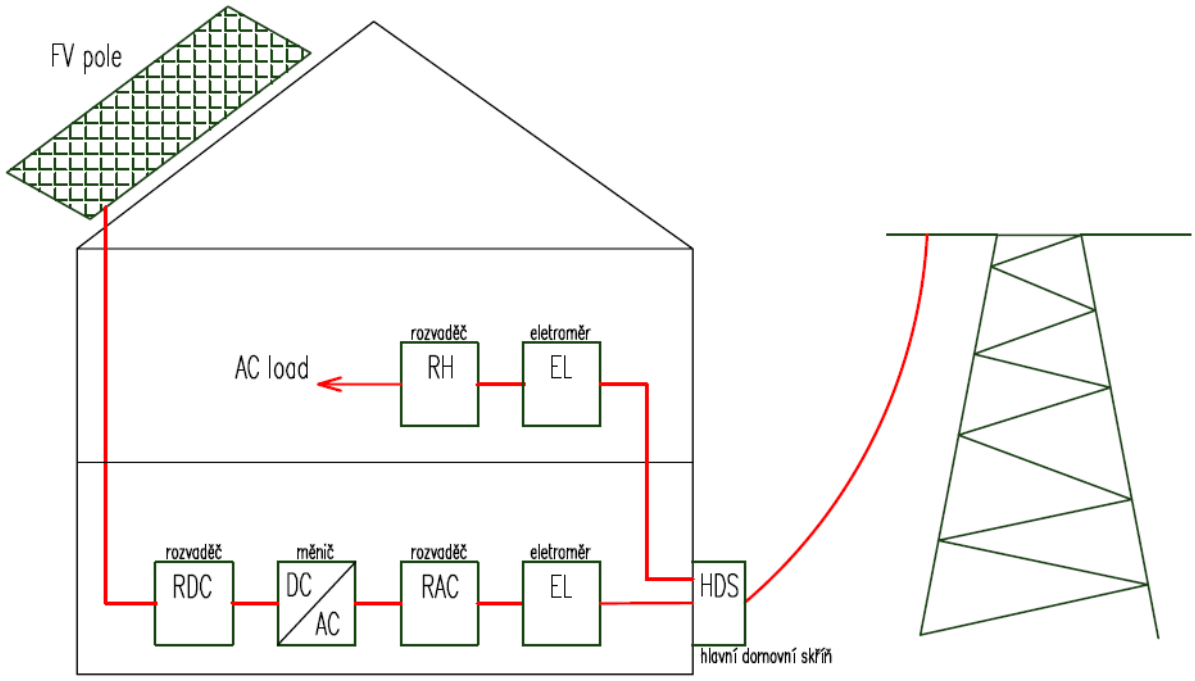
3.1.1.1 Systémy pro dodávku energie do sítě

V tomto režimu se veškerá vyrobená elektrická energie dodává do sítě. Systém se skládá z těchto komponent:

- Fotovoltaické pole
- Měnič DC/AC (střídač)
- Ochrany
- Měření (minimálně fakturační elektroměr)

Vyrobená elektrická energie je měničem upravena na parametry distribuční sítě (napětí, frekvence, sled fází) a přes fakturační elektroměr dodána do distribuční sítě. [8]

Tento systém je však ekonomicky nevýhodný, jelikož od 1. 1. 2014 byl zrušen novelou Zákona č. 165/2012 sb. režim podpory výkupních cen a zelený bonus. Nyní je možné po získání licence od ERU a kladného stanoviska distributora prodávat vyrobenou elektřinu, ale pouze za tržní cenu silové elektřiny (0,6 – 0,8 Kč/kWh). [8]



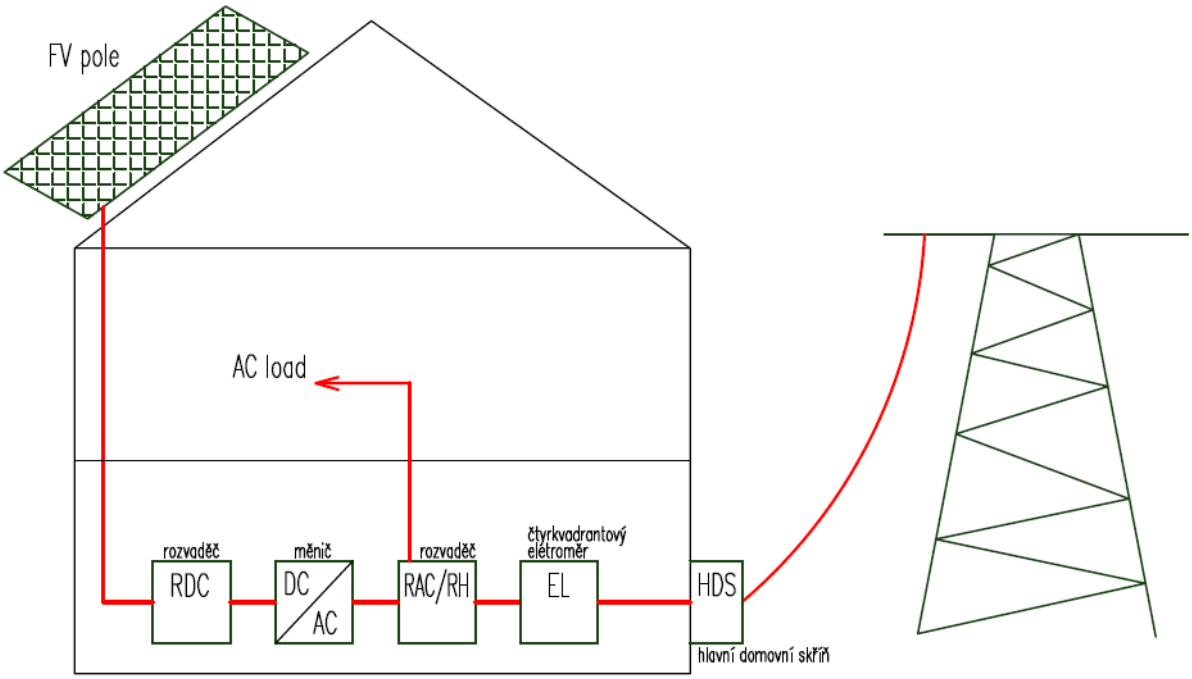
obr 3.1 *– schéma sytému pro dodávku energie do sítě*

3.1.1.2 Systémy pro vlastní spotřebu a prodeje přebytků do sítě

Tento systém je určen primárně pro místní (vlastní) spotřebu vyrobené energie, přebytečná energie je prodávána do sítě. Komponenty jsou podobné jako u systému pro dodávku energie do sítě. [8]

Princip je také podobný jako u předchozího systému. Měnič je ale přifázován do domovní sítě za hlavním elektroměrem. Primárně pokrývá aktuální spotřebu domu. Přebytečná energie je pak dodána přes čtyřkvadrantový elektroměr, který umožňuje měřit tok energie dvěma směry, do distribuční sítě. [8]

Nevýhodou tohoto systému je, že není možné zajistit 100% spotřebu v době produkce elektrické energie. Proto zde platí stejná nevýhoda jako u předešlého sytému a to nízká výkupní cena. Výhodnější je, co nejvíce vyrobené energie spotřebovat, a tím ušetřit za její nákup (5 Kč/KWh). [8]



obr 3.2 *– schéma sytému pro vlastní spotřebu a prodeje přebytků do sítě*

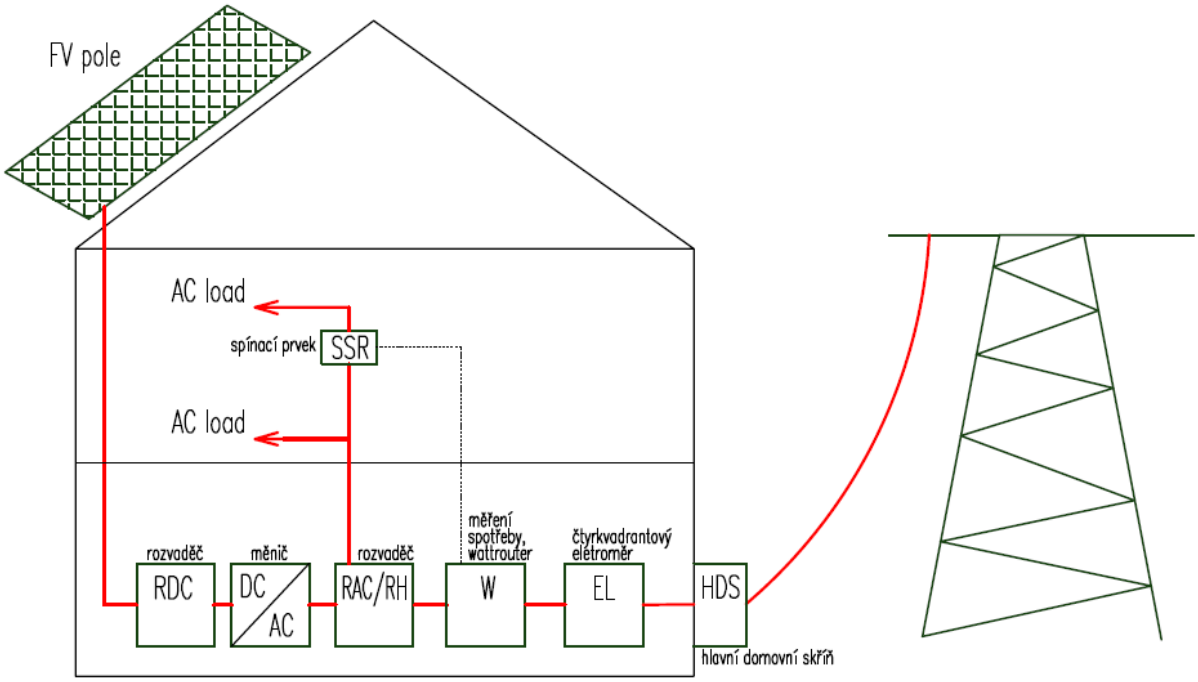
3.1.1.3 Systémy s přizpůsobením zátěže výkonu FV systému

Řešením, jak zajistit spotřebu elektrické energie v době výroby, a tím zvýšit účinnost a ekonomickou efektivnost systému, je přizpůsobení zátěže výkonu FVS. Jedná se o chytrý systém, který v reálném čase přizpůsobuje spotřebu objektu tak, aby byl plně využit celý potenciál výroby FVS. Modulace spotřeby může být realizována postupným připojováním nebo

spojitým řízením vybraných spotřebičů tak, aby energetická bilance výroba vs. spotřeba byla vyvážená. [8]

Jako zátěž je možné například využít:

- Ohřev TUV
- Elektrický přímotop
- Bazénová filtrace
- Tepelné čerpadlo
- Klimatizace



obr 3.3 *– schéma sytému s přizpůsobením zátěže výkonu FV systému*

3.1.2 Hybridní systémy

Hybridní systémy jsou tvořeny klasickou fotovoltaickou instalací, akumulační částí systému a druhým nebo záložním zdrojem energie. Jako záložní zdroj může být použita například distribuční síť nebo diesel agregát. [8]

Obecně se HFVE skládá z následujících částí:

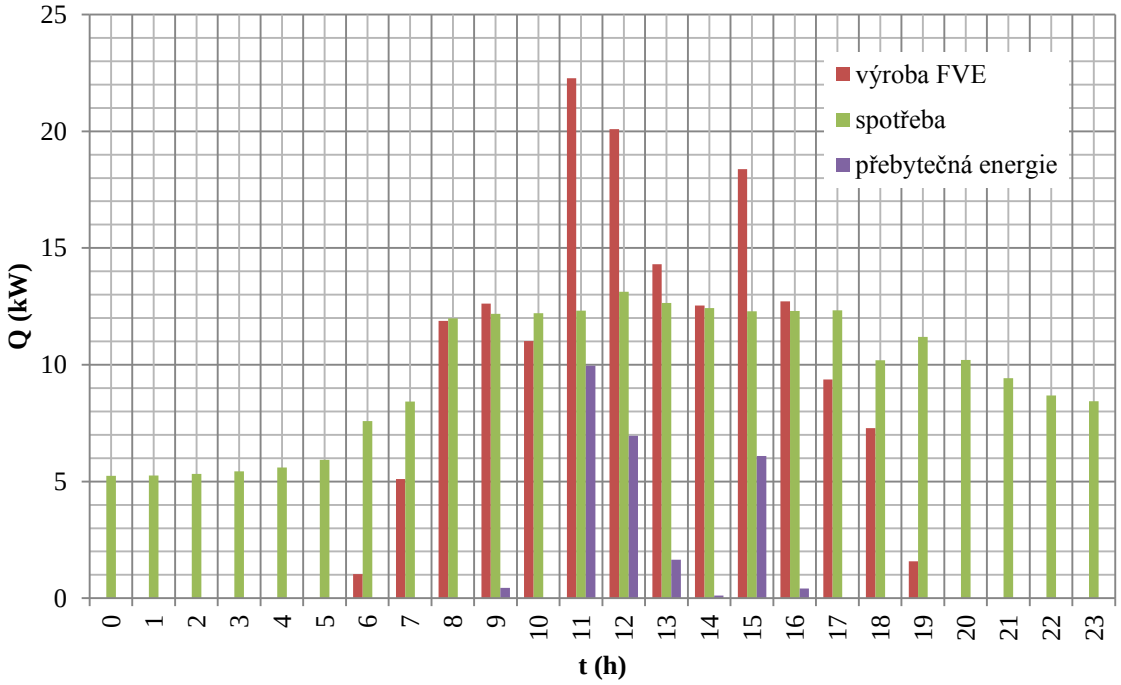
- Fotovoltaické pole
- Hybridní měnič – plynule přepíná mezi FV polem, záložním zdrojem nebo distribuční sítí a akumulátory
- Elektrochemické akumulátory

- Řídící jednotka (PLC)
- Čidla měření

Jak již bylo zmíněno, hybridní FVE přináší oproti klasickým několik výhod. Jelikož elektrárna pracuje v poloostrovním režimu, není nutný souhlas distributora pro její realizaci. Je možné využít téměř 100 % vyrobené energie (při zanedbání ztrát). Tedy akumulovat přebytečnou energii, pro pozdější využití. Dokonce je možno využít funkci „load shift“ pro nabíjení akumulátorů v době nízkého tarifu (v případě tarifního rozdělení) a připojení na síťové nabíjení. [8]

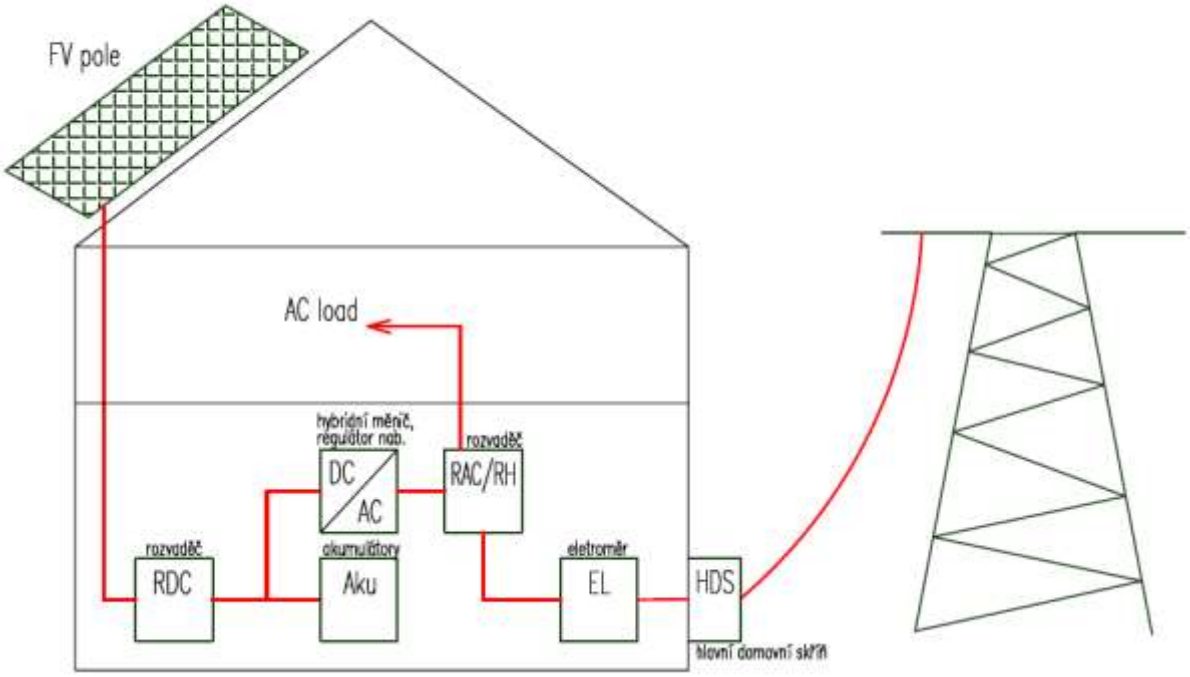
3.1.2.1 Hybridní systémy s akumulací energie

Na grafu 3.1 je zobrazen simulovaný průběh výroby FVE, spotřeby napájeného objektu a přebytečná energie za jeden den. Data jsou převzata z projektu multifunkční budovy UCEEB v Kladně, kde byla navržena integrovaná fotovoltaická elektrárna o výkonu 60 kWp. [7]



graf 3.1 - *příklad denního průběhu výroby FVE, spotřeby napájeného objektu a přebytků energie* [7]

První možností jak uchovávat tuto přebytečnou elektrickou energii je uložit ji v elektrochemických akumulátorech. Druhou možností je elektrickou energii transformovat na tepelnou. Například ji využít přímo pro přípravu TUV, nebo k napájení tepelného čerpadla. Podrobněji se této problematice věnuje kapitola 3.2 Možnosti ukládání energie v budovách. Tímto procesem se zvyšuje účinnost a ekonomická efektivnost celého systému. [7]



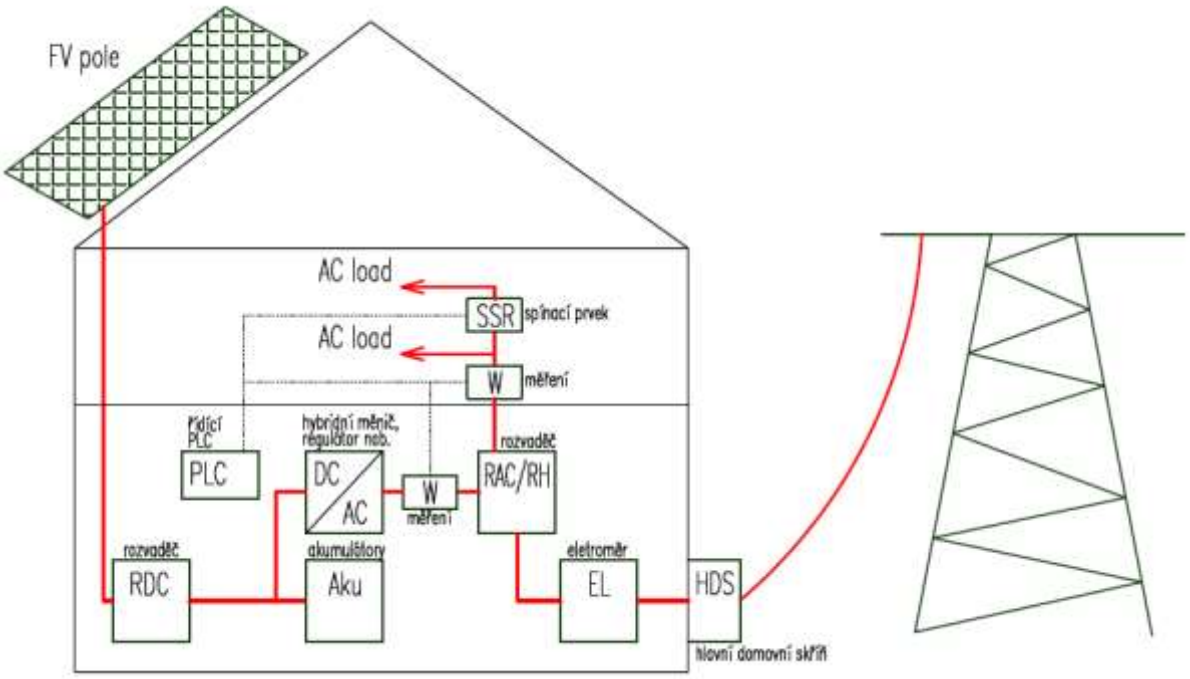
obr 3.4 - *schéma hybridního sytému*

3.1.2.2 Hybridní systémy s přizpůsobením zátěže výkonu FVE

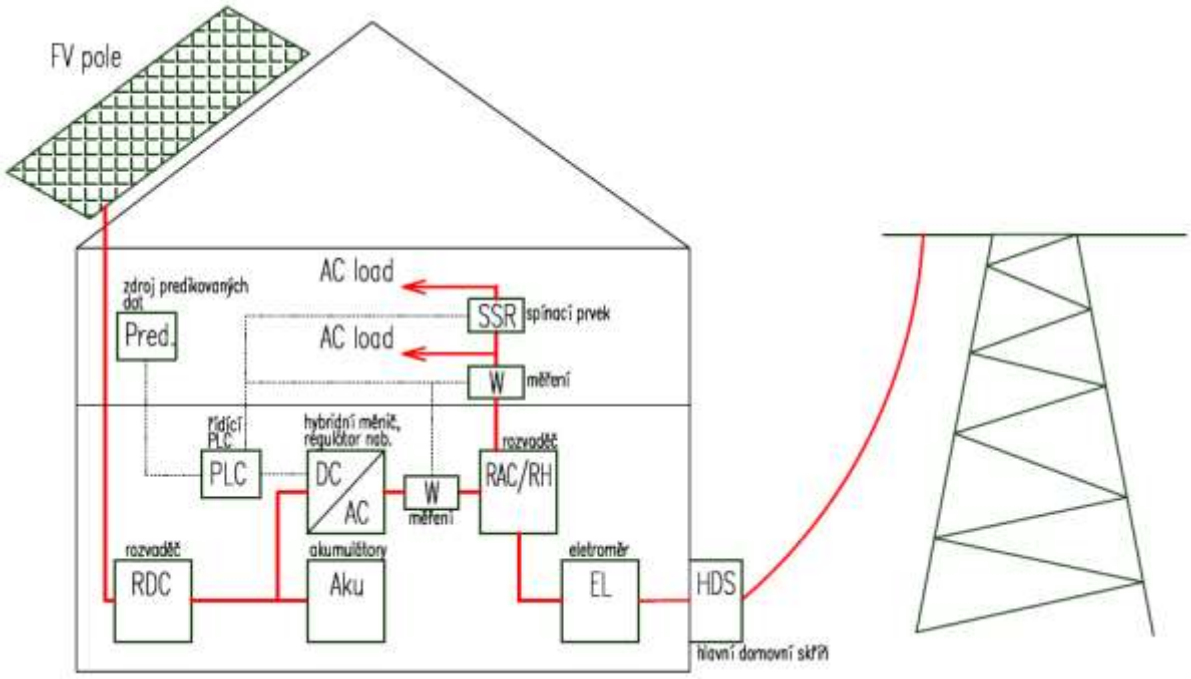
Kromě akumulace lze zvýšit účinnost systému inteligentním přizpůsobením zátěže výkonu FVE, jak bylo popsáno v kapitole 3.1.1.3 Systémy s přizpůsobením zátěže výkonu FV systému. Tedy v případě přebytků elektrické energie spínat na základě řídícího algoritmu vybrané spotřebiče. [8]

3.1.2.3 Hybridní systémy s přizpůsobením zátěže výkonu FVE a prediktivním řízením

Další možností jak dále zvýšit účinnost a ekonomickou efektivnost systému je implementovat prediktivní algoritmus řízení. Tento typ systému je zatím ve fázi vývoje. Vstupními daty prediktivního algoritmu řízení jsou předpovídané hodnoty výroby FVE a model spotřeby elektrické energie v objektu. Na základě těchto dvou hodnot může řídící algoritmus vyhodnotit, zda bude následující den dostatek elektrické energie vygenerované FVE. V případě že ne, je možné v době nízkého tarifu naakumulovat levnou elektrickou energii do akumulátorů přes noc. Jelikož je tento systém hlavním tématem této práce, podrobněji se mu věnuje kapitola 5 Experimentální hybridní fotovoltaický systém. [8]



obr 3.5 *- schéma hybridního sytému s přizpůsobením zátěže výkonu FVE*



obr 3.6 *- schéma hybridního sytému s přizpůsobením zátěže výkonu FVE a prediktivním řízením*

3.2 Možnosti ukládání energie v budovách

První z možností jak uchovat přebytečnou elektrickou energii v budovách je, její uložení v elektrochemických akumulátorech. Druhou možností je elektrickou energii transformovat na tepelnou. Například ji využít přímo pro přípravu TUV, nebo k napájení tepelného čerpadla.

3.2.1 Akumulátory

Akumulátory se posuzují z hlediska několika parametrů. Tato práce se zaměřuje na ty parametry, které při použití v solárních aplikacích musí mít specifické vlastnosti. Jedná se především o počet nabíjecích/vybíjecích cyklů, který závisí na hloubce vybití DOD (%). Hloubka vybití DOD (Depth Of Discharge) znamená, jak hluboko je akumulátor za provozu vybíjen. Akumulátor nelze provozovat až do jeho úplného vybití (DOD = 100%), jelikož by docházelo k degradaci. Dalšími parametry jsou schopnost regenerace z hlubokého vybití, účinnost nabíjecího a vybíjecího procesu, samovybíjení a potřeba údržby. [7]

Nejčastěji se v solárních aplikacích používají olověné akumulátory VRLA (ventilem řízené olověné akumulátory) s elektrolytem nasáklým ve skelné vatě (označení AGM), nebo ve formě gelu (označení OPzV). Dalším typem olověných akumulátorů jsou uzavřené větrané akumulátory OPzS s tekutým elektrolytem. Vhodnou variantou mohou být také lithiové akumulátory typu LiFePo4 nebo LiFeYPo4 (Lithium-Železo-Fosfát/dotace Yttriem). Porovnání těchto technologií, podle výše zmíněných parametrů, je zobrazeno v tabulce 3. 1. [7, 9, 10]

typ akumulátoru	Pb VRLA AGM	Pb VRLA OPzV	Pb OPzS	LiFePo4	LiFeYPo4
počet cyklů při 20% DOD (n)	4000	7000	7500	-	-
počet cyklů při 50% DOD (n)	1500	2500	2800	5000	8000
počet cyklů při 80% DOD (n)	750	1300	1350	2000	5000
účinnost (%)	70-84	70-84	70-85	85-95	85-95
samovybíjení/měsíc (%)	5	5	5	5-10	5-10
bezúdržbová	ano	ano	ne	ano	ano
orientační cena (Kč/kWh)	4 500	5 980	5 550	8 820	9 080

tabulka 3.1 *– porovnání vybraných parametrů akumulátorů vhodných pro solární aplikace* [7, 9]

Z porovnání technických parametrů nejlépe vychází lithiové akumulátory typu LiFePo4 a LiFeYPo4, které mají jak vysoký počet cyklů při vysoké hloubce vybití (až 5000 cyklů při 80% DOD), tak i vysokou účinnost nabíjecího a vybíjecího procesu. Z olověných akumulátorů je na tom nejlépe akumulátor OPzS s tekutým elektrolytem. Tento typ, jako jediný, vyžaduje občasnou údržbu ve formě dolití destilované vody. [7]

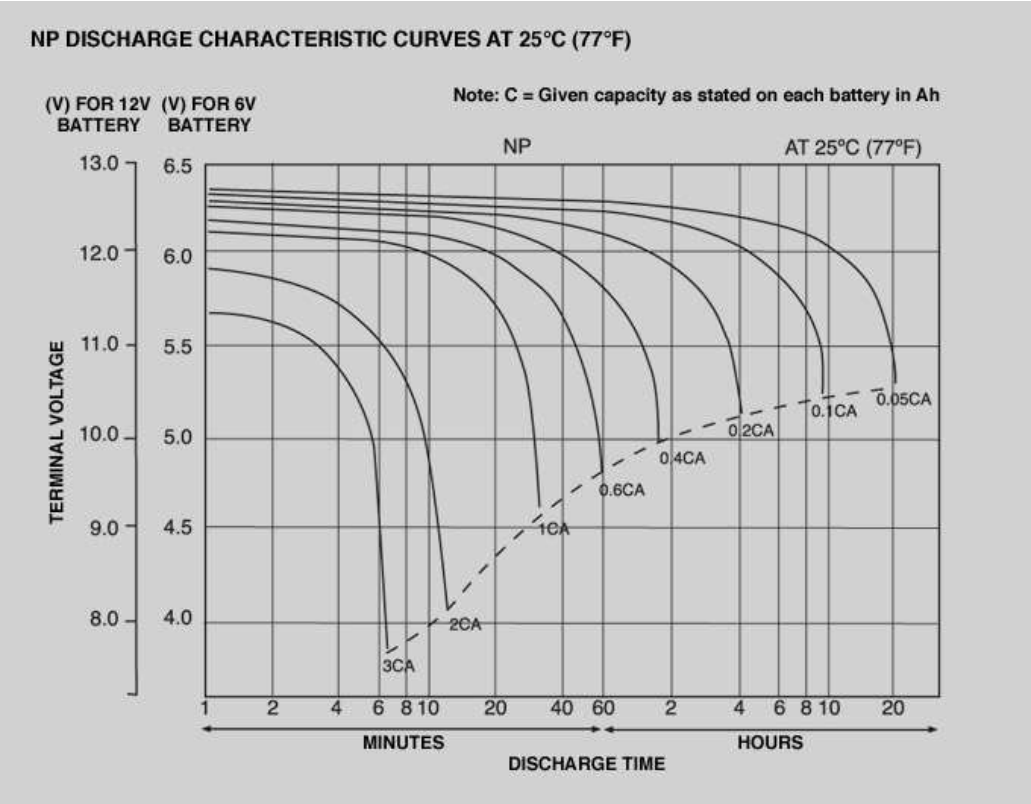
3.2.1.1 Kapacita akumulátoru

Důležitým parametrem pro sledování stavu akumulátoru je jeho kapacita. Výrobce udává v katalogovém listu hodnoty kapacity pro různé doby vybíjení. Typicky hodnotu C20, která udává hodnotu kapacity při vybíjení tzv. dvacetihodinovým proudem. Viz rozbor níže.

$$C_{20} = 225\ Ah$$

$$I_{20} = \frac{C_{20}}{t} = \frac{225}{20} = 11{,}25\ A$$

Dále jsou většinou uvedeny hodnoty kapacity i pro jiné vybíjecí proudy. Typicky pro 10, 5 a 2 hodiny. Na grafu 3.1 je příklad vybíjecích charakteristik olověného akumulátoru pro různé vybíjecí proudy při teplotě 25 °C.



graf 3.2 *– příklad vybíjecích charakteristik olověného akumulátoru* [15]

Pro měření kapacity baterie tedy nelze využít prosté integrace vybíjecího proudu, jelikož je závislá totiž na jeho velikosti. Pro zahrnutí této vlastnosti baterií při výpočtu kapacity baterie je nutné využít Peukertovu kompenzaci:

$$C = I^{pc}.t \qquad (3.1)$$

kde:

- I je vybíjecí proud (A)
- pc je Peukertův exponent (-)

Peukertův exponent nabývá typicky hodnot 1 až 1,5. Čím vyšší je Peukertův exponent, tím rychleji se kapacita baterie snižuje s rostoucím vybíjecím proudem. Ideální baterie má Peukertův exponent 1,0. U reálných baterií je nutné Peukertův exponent spočítat podle vztahu 3.2. [8, 12, 13]

$$pc = \frac{\log t_2 - \log t_1}{\log I_1 - \log I_2} \tag{3.2}$$

kde:

- t_1 je doba vybíjení 10 nebo 20 hodin
- t_2 je doba vybíjení, která je podstatně nižší než t_1, typicky 5 nebo méně hodin
- I_1 je vybíjecí proud za čas t_1
- I_2 je vybíjecí proud za čas t_2

3.2.2 Přeměna elektrické energie na tepelnou

Není-li v systému k dispozici elektrická akumulace přebytečné energie, nebo je-li kapacita naplněna, je možné tuto energii uchovat ve formě tepla.

Jedním ze způsobů jak transformovat elektrickou energii na tepelnou je využít odporového ohřevu. Tedy tzv. topné patrony. Topná patrona je umístěna v akumulační nádrži s vodou a je spínána pokud řídicí systém vyhodnotí přebytek vyrobené elektrické energie. Pro přesné řízení výkonu topné patrony je možné využít PWM regulaci pomocí triakového nebo tyristorového spínacího prvku. Druhou možností je vyrobenou elektrickou energií pohánět tepelné čerpadlo. Výstupem tepelného čerpadla je tepelná energie, která je dána vstupní elektrickou energií a COP faktorem. Vyrobené teplo a naakumulované teplo může být dále využito pro vytápění objektu nebo jako ohřev TUV.

4 PREDIKCE SLUNEČNÍHO OZÁŘENÍ

Jednou z podpůrných služeb hybridních fotovoltaických systémů je predikce slunečního ozáření. Na základě této hodnoty je možné predikovat výrobu FVE na určitou dobu dopředu. Přínosem této předpovědi je, že systém může s využitím znalosti profilu spotřeby a dalších hodnot (například aktuální kapacity akumulátoru) optimalizovat hospodaření s elektrickou

energií na několik hodin až dní předem. Konkrétně se jedná například o řízené noční nabíjení akumulátoru.

V následující kapitole 4.1 jsou popsána data použitá k vytvoření váhové funkce sloužící k predikci slunečního ozáření. V kapitole 4.2 je pak popsána tvorba váhové funkce a vyhodnocení její přesnosti. Pro srovnání výsledků váhové funkce s jiným zdrojem predikce slunečního ozáření obsahuje kapitola 4.3. Data pro toto srovnání poskytla firma Energocentrum Plus s.r.o.

4.1 Zpracování předpovídaných a ostatních dat pro návrh váhové funkce predikce slunečního ozáření.

Cílem váhové funkce je na základě předpovědi počasí poskytované meteorologickým serverem forecast.io určit predikovanou hodnotu slunečního ozáření (na horizontální rovinu) na následující den. Predikovaná hodnota slunečního ozáření není součástí souboru predikovaných meteorologických veličin serverem forecast.io. Výstupem váhové funkce je tedy predikované ozáření $G_{t,PRED}$ (W/m^2) v konkrétní hodinu.

K vytvoření váhové funkce predikce slunečního ozáření byla využita predikovaná meteorologická data ze serveru forecast.io a data z meteostanic instalovaných v Univerzitním centru energeticky efektivních budov v Buštěhradu. Dalším datovým zdrojem pro predikci slunečního ozáření je teoretická hodnota slunečního ozáření spočítaná dle kapitol 1.2 a 1.3.

4.1.1 Meteostanice Univerzitního centra energeticky efektivních budov

Meteostanice provozované Univerzitním centrem energeticky efektivních budov, jsou umístěny na třech pozicích okolo jeho sídla v Buštěhradu. Pozice jsou následující:

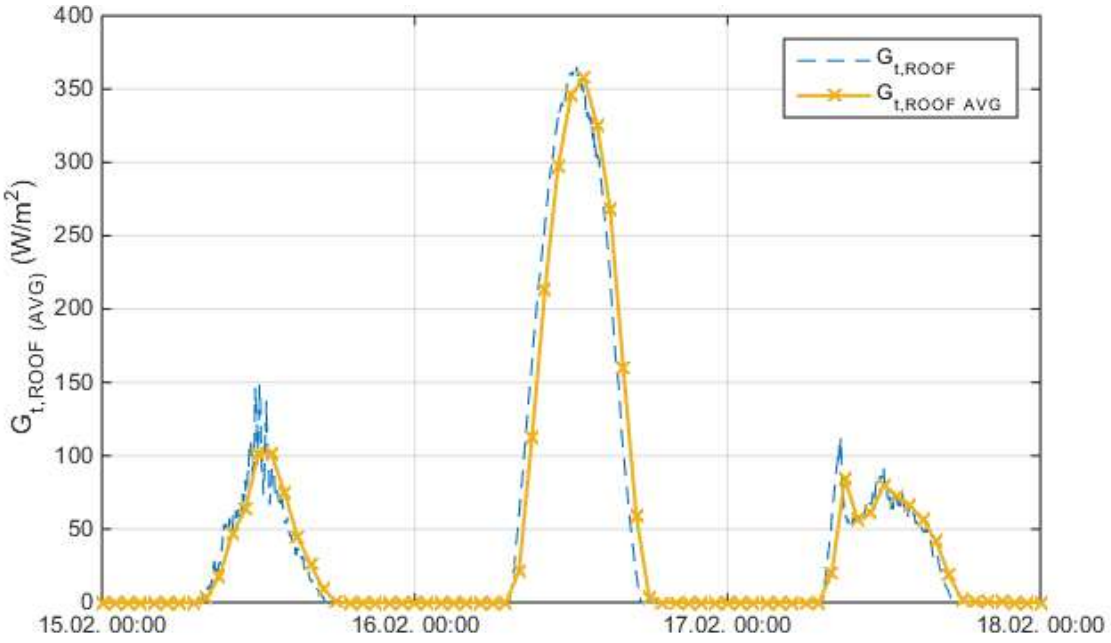
- Severo-východ (NE)
- Střecha (ROOF)
- Jiho-západ (SW)

Každá z meteostanic měří vlhkost, srážky, teplotu, směr větru a sluneční radiaci. Měřené veličiny jsou ukládány každou minutu do databáze. Pro vytvoření váhové funkce predikce slunečního ozáření a vyhodnocení přesnosti předpovídané teploty serveru forecast.io byla vybrána data naměřené krátkovlnné sluneční radiace na horizontální rovině $G_{t,ROOF}$ (W/m^2) z meteostanice ROOF a data naměřených teplot t_{NE}, t_{ROOF}, t_{SW} (°C) ve výšce 2 m nad zemským povrchem ze všech tří meteostanic (NE, ROOF, SW).

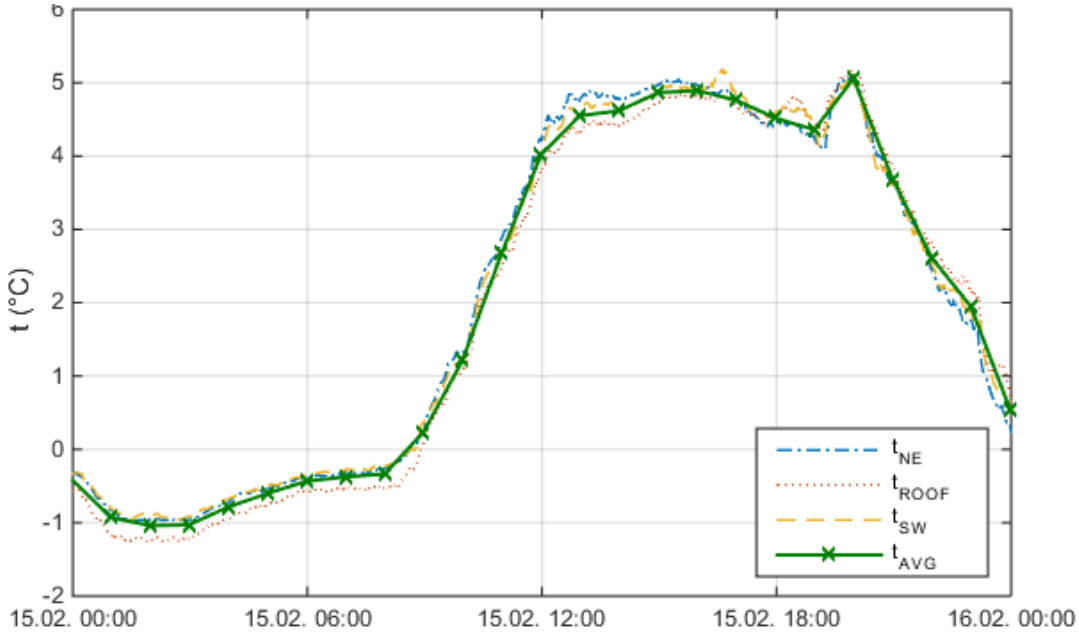
Krátkovlnná sluneční radiace je měřena od 3. 11. 2014 16:00, teploty jsou měřeny od 5. 9. 2014 13:00. K dalšímu zpracování byla použita data měřená do 11. 3. 2015 22:00.

Délka intervalu naměřené radiace je 3087 hodin a teploty je 4497 hodin. V tomto intervalu byla měřená (minutová) data slunečního ozáření zprůměrována za každou hodinu, aby je bylo možné použít pro predikci slunečního ozáření s hodinovým intervalem. Průměrné hodinové hodnoty naměřené radiace jsou označeny $G_{t,ROOF\ AVG}$. Dále byla zavedena teplota t_{AVG}, která je počítána jako hodinová průměrná teplota z průměru měřených teplot t_{NE}, t_{ROOF} a t_{SW}.

Výběr naměřených a průměrných naměřených dat slunečního ozáření a teplot je zobrazen na grafech 4.1 a 4.2.



graf 4.1 *– naměřené a průměrné naměřené hodnoty slunečního ozáření*



graf 4.2 *– naměřené a průměrné naměřené hodnoty teploty*

4.1.2 Forecast.io

Předpovědní server forecast.io poskytuje hodinové předpovědi počasí s výhledem až na 72 hodin. Pro účely vývoje váhové funkce predikce slunečního ozáření jsou tyto hodinové předpovědi od srpna 2014 stahovány a následně ukládány na server Univerzitního centra energeticky efektivních budov. Datový soubor použitý v následujícím zpracování a vývoji váhové funkce je za období od 1. 8. 2014 do 11. 3. 2014 Každá stažená předpověď obsahuje několik meteorologických veličin. Pro určení korelace mezi předpovídanými veličinami a slunečním ozářením byly vybrány následující veličiny:

- Teplota t_F (°C)
- Oblačnost *Cc* (-), nabývá hodnot od 0 do 1, kde 0 reprezentuje úplně jasnou oblohu
- Viditelnost V (-), v souboru stažených dat nabývá hodnot od 0 do 7, kde číslo reprezentuje průměrnou viditelnost v mílích [14]
- Slovní shrnutí předpovědi Sum (-), (viz. tabulka 4.1)

Aby bylo možné nějak prezentovat slovní shrnutí předpovědi, byly jednotlivé stavy seřazeny od nejnepříznivějšího pro generaci elektrické energie fotovoltaickou elektrárnou až po optimální a byla jim udělena číselná hodnota Sum (-). Tyto stavy a jejich číselné hodnoty jsou uvedeny v tabulce 4.1.

Shrnutí předpovědi	Sum (-)
Foggy	0
Flurries	1
Snow	2
Snow (Under 1 In.)	3
Light Snow	4
Rain	5
Light Rain	6
Light Rain and Breezy	7
Overcast	**8**
Drizzle	9
Light Sleet	10
Partly Cloudy	**11**
Mostly Cloudy	**12**
Light Sleet	13
Clear	**14**

tabulka 4.1 *– stavy slovního shrnutí předpovědi z forecast.io a jejich číselné hodnoty*

4.1.2.1 Korelace předpovídaných veličin s měřeným slunečním ozářením $G_{t,ROOF\ AVG}$

Pro zjištění míry vzájemné závislosti mezi naměřenou krátkovlnnou radiací $G_{t,ROOF\ AVG}$ a předpovídanými veličinami ze serveru forecast.io t_F, V, Cc a Sum byl pro každou dvojici spočítán Pearsonův korelační koeficient podle vztahu 4.1. [17] Tento korelační koeficient nabývá hodnot od -1 do 1, kde hodnota -1 znační nepřímou závislost a 1 přímou závislost. Čím více se korelační koeficient blíží k 0, tím více jsou veličiny na sobě nezávislé. Výpočet korelačních koeficientů vede k výběru veličin vhodných pro předpověď slunečního ozáření.

$$r_{(X,Y)} = \frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i-\bar{x})(y_i-\bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(x_i-\bar{x})\sum_{i=1}^{n}(y_i-\bar{y})}} \qquad (4.1)$$

kde:

- $r_{(X,Y)}$ …je mezi veličinami X a Y
- x_i…je konkrétní hodnota veličiny X
- $\bar{x}$…je průměrný hodnota veličiny X
- y_i… je konkrétní hodnota veličiny Y
- $\bar{y}$… je průměrný hodnota veličiny Y

Zápis funkce na výpočet korelačního koeficientu v programu MATLAB vypadá následovně.

```
function r = funkceKorelacniKoeficient(x,y)
meaningful = (~isnan(x) & ~isnan(y));
xx = x(meaningful);
yy = y(meaningful);
avg_xx = mean(xx);
avg_yy = [];
suma1 = [];
suma2 = [];
suma3 = [];
for i=1:1:length(xx)
    suma1 = [ suma1 ; (xx(i)-avg_xx)*(yy(i)-avg_yy)];
    suma2 = [ suma2 ; (xx(i)-avg_xx)^2];
    suma3 = [ suma3 ; (yy(i)-avg_yy)^2];
end

r = sum(suma1)/(sqrt(sum(suma2)*sum(suma3)));
```

Korelační koeficienty mezi výše zmíněnými veličinami byly spočítány na datovém souboru za období od 1. 11. 2014 do 11. 3. 2015 v hodinách předpokládaného slunečního svitu od 9:00 do 15:00. V tomto časovém intervalu je teoreticky zaručena produkce elektrické energie fotovoltaickou elektrárnou v zimním období. Hodnoty korelačních koeficientů jsou následující:

- pro naměřenou krátkovlnnou radiaci $G_{t,ROOF\ AVG}$ *a* předpovídanou teplotu t_F

$$r_{(Gt,ROOF\ AVG,tF)} = 0{,}2533$$

- pro naměřenou krátkovlnnou radiaci $G_{t,ROOF\ AVG}$ a předpovídanou oblačnost *Cc*

$$r_{(Gt,ROOF\ AVG,Cc)} = -0{,}4224$$

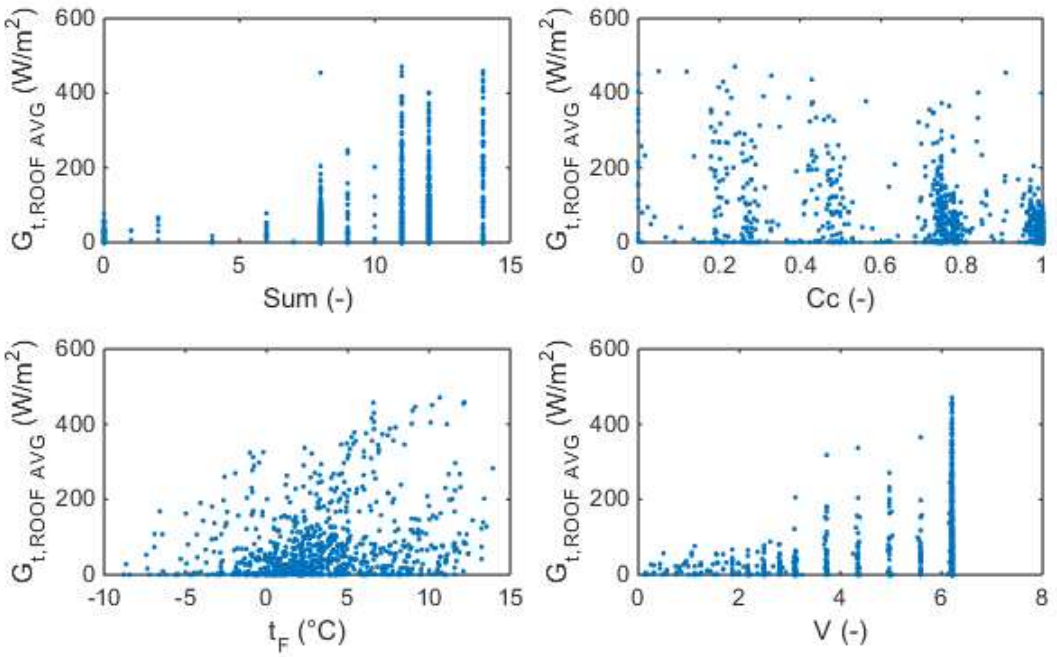
- pro naměřenou krátkovlnnou radiaci $G_{t,ROOF\ AVG}$ a předpovídanou viditelnost *V*

$$r_{(Gt,ROOF\ AVG,V)} = 0{,}2961$$

- pro naměřenou krátkovlnnou radiaci $G_{t,ROOF\ AVG}$ a předpovídané slovní shrnutí předpovědi Sum

$$r_{(Gt,ROOF\ AVG,Sum)} = 0{,}3696$$

Grafické vyjádření závislosti naměřené krátkovlnné radiace $G_{t,ROOF\ AVG}$ na předpovídaných veličinách, v intervalu pro který byly počítány korelační koeficienty, je zobrazeno na grafu 4.3.



graf 4.3 – závislost naměřené krátkovlnné radiace $G_{t,ROOF\ AVG}$ na předpovídaných veličinách Sum, Cc, t_F a V

Z výsledků je patrné, že největší závislost je mezi naměřenou krátkovlnnou radiací $G_{t,ROOF\ AVG}$ a předpovídanou oblačností *Cc*. Avšak závislosti nejsou těsné (korelační koeficienty se neblíží krajním hodnotám). Jednou z příčin této netěsnosti je fakt, že v ranních a odpoledních hodinách, kdy je hodnota slunečního ozáření nízká může být jasná obloha (Cc = 0). Tím dochází k jistému zkreslení výsledků. Podobně je tomu i v případě ostatních předpovídaných veličin. Z tohoto důvodu byla z předešlého datového souboru vybrána data pouze pro časy od 11:00 do 13:00 a pro ně byl opakován výpočet korelačních koeficientů. Jejich hodnoty jsou následující:

- pro naměřenou krátkovlnnou radiaci $G_{t,ROOF\ AVG}$ *a* předpovídanou teplotu t_F

$$r_{(Gt,ROOF\ AVG,tF)} = 0{,}1229$$

- pro naměřenou krátkovlnnou radiaci $G_{t,ROOF\ AVG}$ *a* předpovídanou oblačnost *Cc*

$$r_{(Gt,ROOF\ AVG,\mathrm{Cc})} = -0{,}4992$$

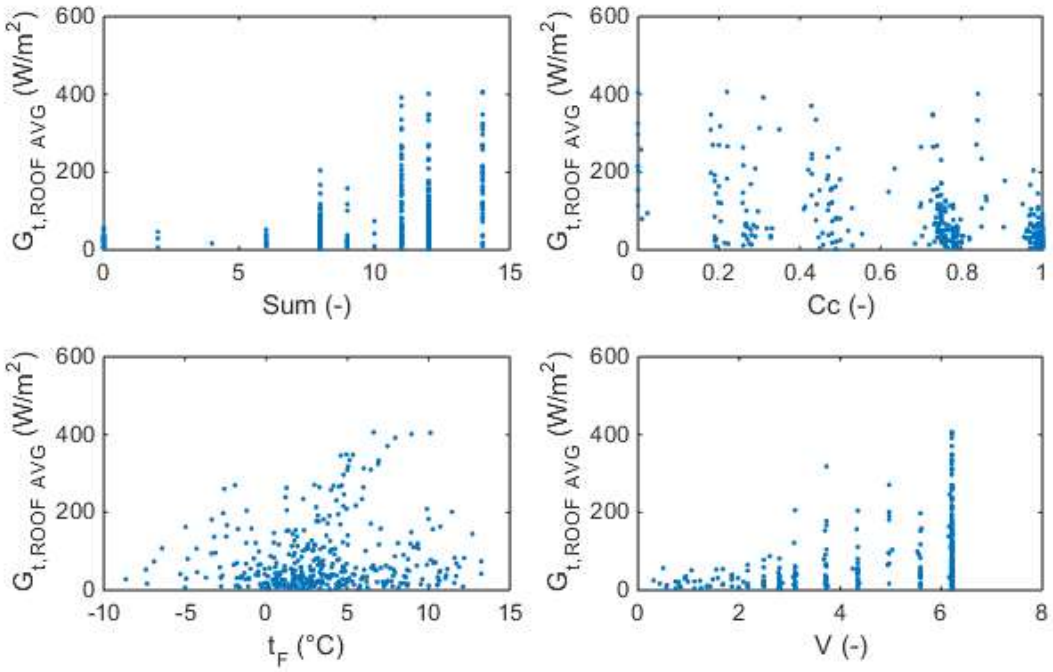
- pro naměřenou krátkovlnnou radiaci $G_{t,ROOF\ AVG}$ *a* předpovídanou viditelnost *V*

$$r_{(Gt,ROOF\ AVG,V)} = 0{,}3217$$

- pro naměřenou krátkovlnnou radiaci $G_{t,ROOF\ AVG}$ *a* předpovídané slovní shrnutí předpovědi Sum

$$r_{(Gt,ROOF\ AVG,Sum)} = 0{,}4129$$

Z výsledků je patrné, že s výjimkou $r_{(Gt,ROOF\ AVG,\ tF)}$ (teploty) se nově spočítané korelační koeficienty přiblížily krajním hodnotám. Grafické vyjádření závislosti naměřené krátkovlnné radiace $G_{t,ROOF\ AVG}$ na předpovídaných veličinách, v intervalu omezeném na dobu od 11:00 do 13:00, je zobrazeno na grafu 4.4.



graf 4.4 – závislost naměřené krátkovlnné radiace $G_{t,ROOF\ AVG}$ na předpovídaných veličinách *Sum, Cc,* t_F *a V,* v intervalu mezi 11:00 až 13:00

K následnému zpracování prediktivní váhové funkce slunečního ozáření byly použity pouze veličiny oblačnost *Cc* a teplota t_F. Viditelnost V je serverem forecast.io předpovídána pouze na šest hodin dopředu. Tudíž by pro předpověď na jeden a více dní nemohla být použita. Slovní

shrnutí bylo vynecháno, jelikož do jisté míry reprezentuje koeficient oblačnosti *Cc*. Teplota byla použita i přes nízký korelační koeficient $r_{(Gt,ROOF\ AVG,tF)}$, aby do váhové funkce vstupovala i jiná proměnná než oblačnost. Adaptivní algoritmus použitý pro generování váhové funkce v kapitole 4.2.1 zohledňuje míru závislosti teploty na ozáření.

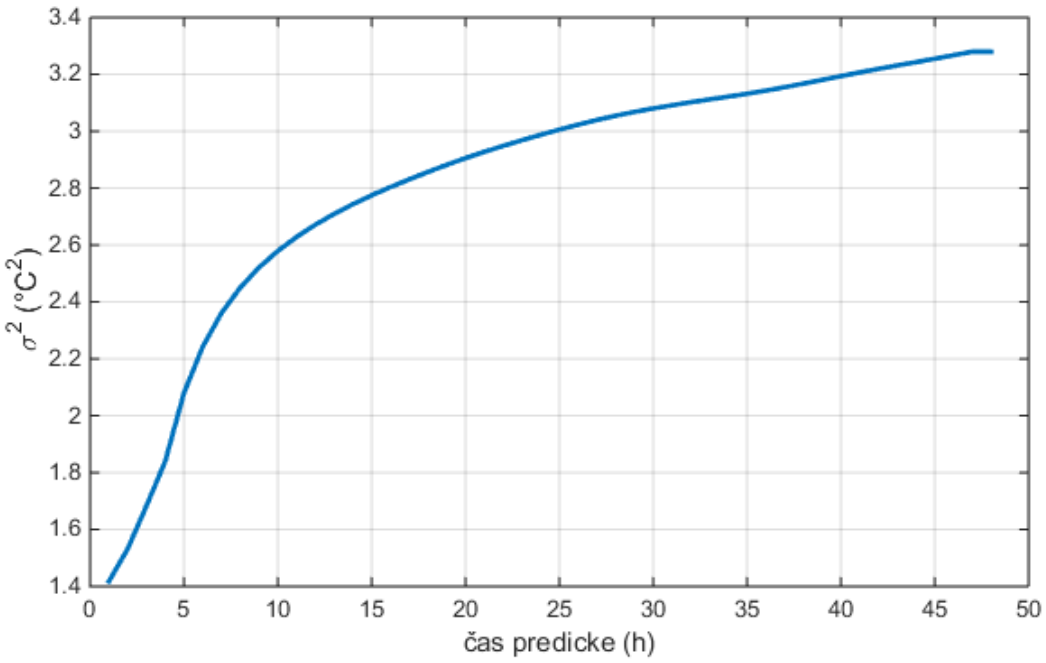
4.1.2.2 Statistické vyhodnocení předpovídaných dat

Pro zjištění přesnosti předpovídaných dat a jejich postupné zpřesňování byl pro soubor předpovídaných teplot t_F spočítán vývoj středních kvadratických chyb (rozptyl) σ^2 (°C^2) od průměru naměřených teplot t_{AVG} podle vztahu 4.2. Jako další ukazatel přesnosti byl spočítán vývoj směrodatné odchylky σ (°C), dle vztahu 4.3.

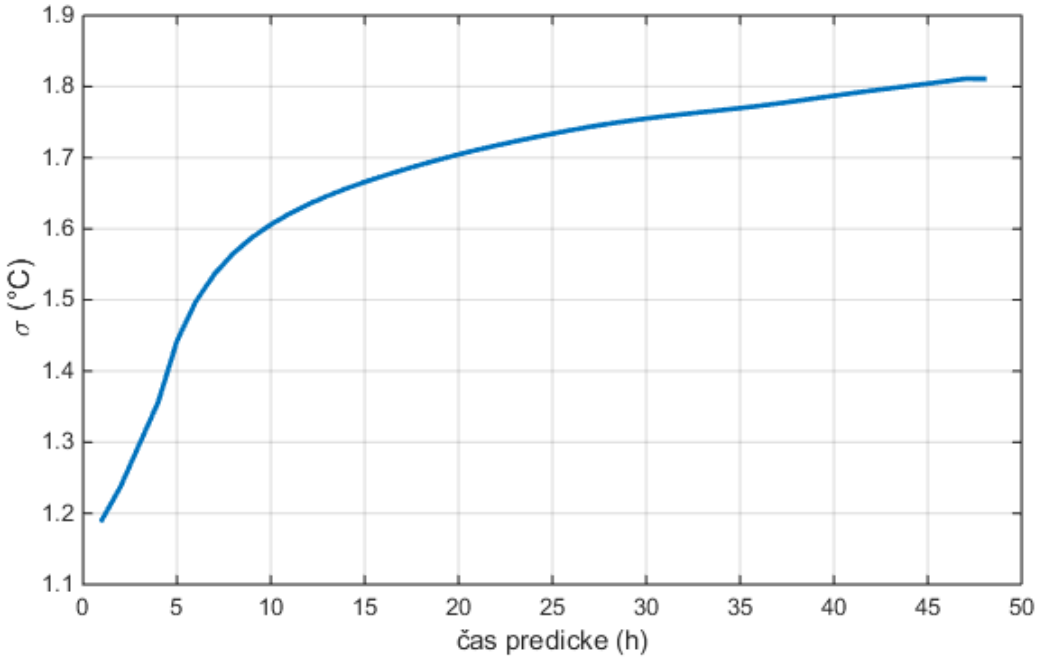
$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^{n}\left(t_{AVG,i}-t_{f,i}\right)^2}{n-1} \qquad (4.2)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}\left(t_{AVG,i}-t_{f,i}\right)^2}{n-1}} \qquad (4.3)$$

Vývoje středních kvadratických chyb a směrodatných odchylek v závislosti na čase predikce jsou zobrazeny na grafech 4.5 a 4.6. Z grafů je patrné, že se předpověď teploty zpřesňuje v rozsahu 0,6 °C.



graf 4.5 *– vývoj středních kvadratických chyb předpovídaných teplot t_F od naměřených t_{AVG}*



graf 4.6 *– vývoj směrodatných odchylek předpovídaných teplot t_F od naměřených t_{AVG}*

4.1.3 Teoretická hodnota slunečního ozáření

Třetím zdrojem vstupních dat pro váhovou funkci slunečního ozáření je teoretická hodnota dopadajícího slunečního ozáření G_{TEOR} (W/m^2) na horizontální rovinu spočítaná dle teoretického rozboru v kapitolách 1.2 a 1.3. Jedná se o teoreticky možnou hodnotu dopadajícího slunečního ozáření při jasné obloze. Výpočet G_{TEOR} byl proveden pro lokalitu Univerzitního centra energeticky efektivních budov s krokem jedné hodiny na celý rok. Ukázkový výpočet je proveden ke dni 1. února v 12:00 hodin, tedy 32. den v roce.

Vstupní údaje pro výpočet:

- Zeměpisná šířka Φ = 50,156881°
- Zeměpisná délka λ = 14,169561°
- Nadmořská výška L_V = 356 m. n. m.
- Sklon plochy β = 0°
- Azimut plochy γ = 0°
- Koeficient znečištění Z = 3
- Solární konstanta G_{SC} = 1367 W/m^2

Prvním krokem je výpočet sluneční deklinace dle vztahu 1.5.

$$\delta = 23{,}45° \,.\, \sin\left(2\pi \frac{284 + 32}{365{,}25}\right) = \ -17{,}57°$$

Dále podle vztahů 1.9, 1.8, 1.7 a 1.6 vypočteme sluneční časový úhel.

$$B = (32 - 1)\frac{360°}{365} = 30.58°$$

$$E = 229{,}2 \,.\begin{pmatrix} 0{,}000075 + 0{,}001868\cos 30{,}58 - \\ - \ 0{,}032077 \ \sin 30{,}58 - \\ - \ 0{,}014615\cos(2.30{,}58) - \ 0{,}040849 \ \sin(2.30{,}58) \end{pmatrix} = \ -13{,}19 \ min$$

$$S\check{C} = 720 + 4 \,.\, (-15 - 14{,}17) - 13{,}19 \ - \frac{60}{2} = 673{,}5 \ min$$

$$\tau = 15° \left(\frac{673{,}5}{60} - 12\right) = 3{,}38°$$

Následně ze vztahů 1.10 a 1.11 vypočteme výšku slunce nad obzorem a zenitový úhel.

$$h = \ \sin^{-1}\begin{pmatrix} \sin(-17{,}57).\sin 50{,}157 + \\ + \ \cos(-17{,}57) \,.\, \cos 50{,}157 \,.\, \cos 3{,}38 \end{pmatrix} = 22{,}2°$$

$$\theta_z = 90 - 22{,}2 = 77{,}8°$$

Ze vztahu 1.12 vypočteme azimut slunce.

$$\gamma_s = \sin^{-1}\left(\frac{\cos(-17{,}57)}{\sin 22{,}2}\sin 3{,}38\right) = 3{,}5°$$

Ze vztahu 1.13 určíme úhel dopadu slunečního záření.

$$\theta = \ \cos^{-1}\begin{pmatrix} \sin 22{,}2 \,.\, \cos 0 + \\ + \ \cos 22{,}2 \,.\, \sin 0 \,.\, \cos(3{,}5 - 0) \end{pmatrix} = 67{,}8°$$

Nyní vypočteme extraterestriální ozáření podle vztahu 1.1.

$$G_{En} = \ 1367 \ \left[1 + 0{,}033\cos\left(\frac{360° \,.\, 32}{365}\right)\right] = 1405 \ \mathrm{W}/m^2$$

Dále vypočteme hodnotu přímého slunečního ozáření na kolmou plochu ke směru šíření paprsků podle vztahů 1.4 a 1.3.

$$\varepsilon = \frac{9{,}38076 \,.\ [\sin 22{,}2 + \ (0{,}003 + \sin^2 22{,}2)^{0{,}5}]}{2{,}0015 \,.\ (1 - 356 \,.\, 10^{-4})} + 0{,}91018 = 3{,}7$$

$$G_{bn} = 1405 \,.\, e^{-\frac{3}{3,7}} = 623,65 \ \mathrm{W}/m^2$$

Dalším krokem výpočtu je stanovení přímé a difúzní složky ozáření na vodorovnou rovinu podle vztahů 1.17 a 1.18.

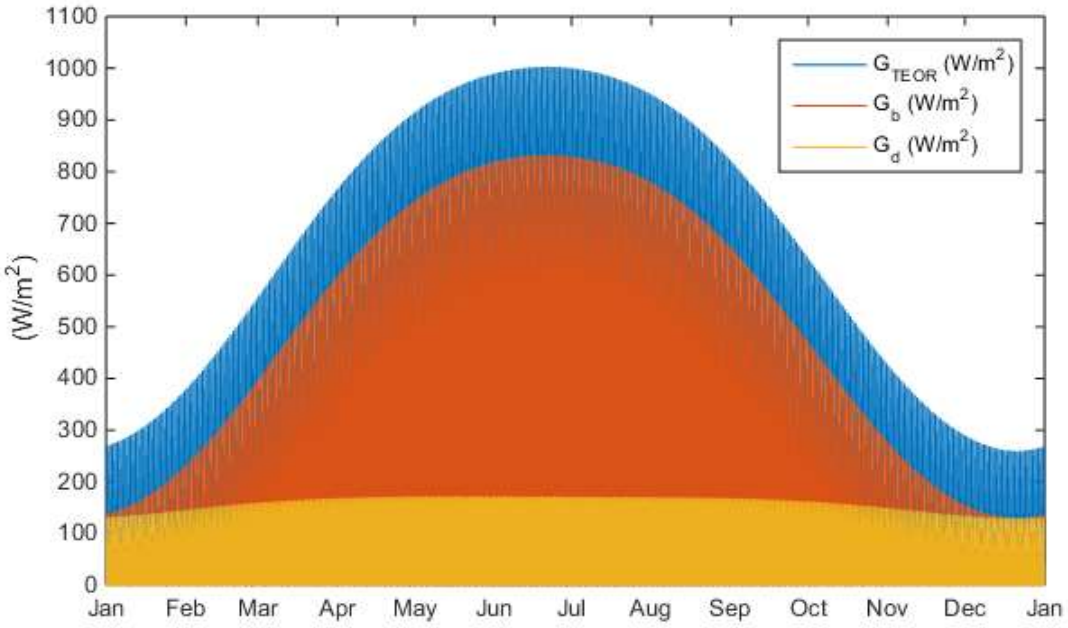
$$G_b = 623,65 \ .\sin 22,5 = \ 235,7 \ W/m^2$$

$$G_d = 0,33.\,(1405 - \ 623,65).\sin 22,5 = 97,5\ W/m^2$$

Celkové teoretické ozáření dopadající na vodorovnou rovinu je pak dáno součtem přímé a difúzní složky.

$$G_{TEOR} = 235,7 + 97,5 \ = 333,2\ W/m^2$$

Teoretická hodnota slunečního ozáření na horizontální rovinu G_{TEOR} (W/m^2) v průběhu roku a její přímá G_b (W/m^2) a difúzní G_d (W/m^2) složka je zobrazena na grafu 4.7.



graf 4.7 *– teoretická hodnota slunečního ozáření G_{TEOR} na horizontální rovinu a její přímá G_b a difúzní G_d složka*

4.2 Váhová funkce predikce slunečního ozáření

4.2.1 Tvorba váhové funkce

K vytvoření váhové funkce byl požit program Eureqa, který využívá symbolické regrese. Symbolická regrese je proces, kdy se pomocí adaptivního algoritmu hledá předpis funkce podle vstupních a výstupních proměnných. [18] V případě váhové funkce jsou vstupní proměnné teoretické hodnoty slunečního ozáření G_{TEOR}, předpovídaná oblačnost Cc a předpovídaná teplota t_F. Výstupní proměnná je pak naměřené sluneční ozáření $G_{t,ROOF\ AVG}$. Data použitá pro generování předpisu funkcí predikce jsou období od 1. 11. 2014 do 11. 3. 2015, pro hodiny od 5:00 do 22:00. Tento časový interval byl zvolen tak, aby datový soubor obsahoval data v průběhu celého dne. Tedy v době slunečního svitu i mimo tuto dobu. Celkem se tedy jedná soubor dat za 2358 hodin. Pro hledání předpisu váhové funkce byla použita předpovídaná data Cc a t_F s výhledem na jednu hodinu dopředu. Závislost proměnných lze zapsat následovně.

$$G_{t,ROOF\ AVG} = f(G_{TEOR}, Cc, t_F)$$

Program Eureqa podle výše uvedeného zápisu vygeneroval následujících jedenáct váhových funkcí. Protokol vygenerovaný programem Eureqa je v příloze 1. Pro predikci slunečního ozáření G_{PRED} byla použita nejpřesnější funkce dle programu Eureqa.

$$G_{PRED} = 0{,}660475414812407.G_{TEOR} + 3{,}09974086096188^{-7}.{G_{TEOR}}^3 - \\ - 0{,}00707346174876038.G_{TEOR}.t_F - 0{,}513888938858609.G_{TEOR}.Cc^2\ (W/m^2)$$

4.2.2 Vyhodnocení přesnosti váhové funkce

Dle výše vypsané váhové funkce byla spočítána predikce slunečního ozáření G_{PRED} ze všech doposud stažených předpovědí ze serveru forecast.io (období od 1. 8. 2014 do 4. 4. 2014). Predikované hodnoty byly následovně vyhodnoceny v souvislosti s naměřenou hodnotou slunečního ozáření $G_{t,ROOF\ AVG}$ za období 3. 11. 2014 do 4. 4. 2015.

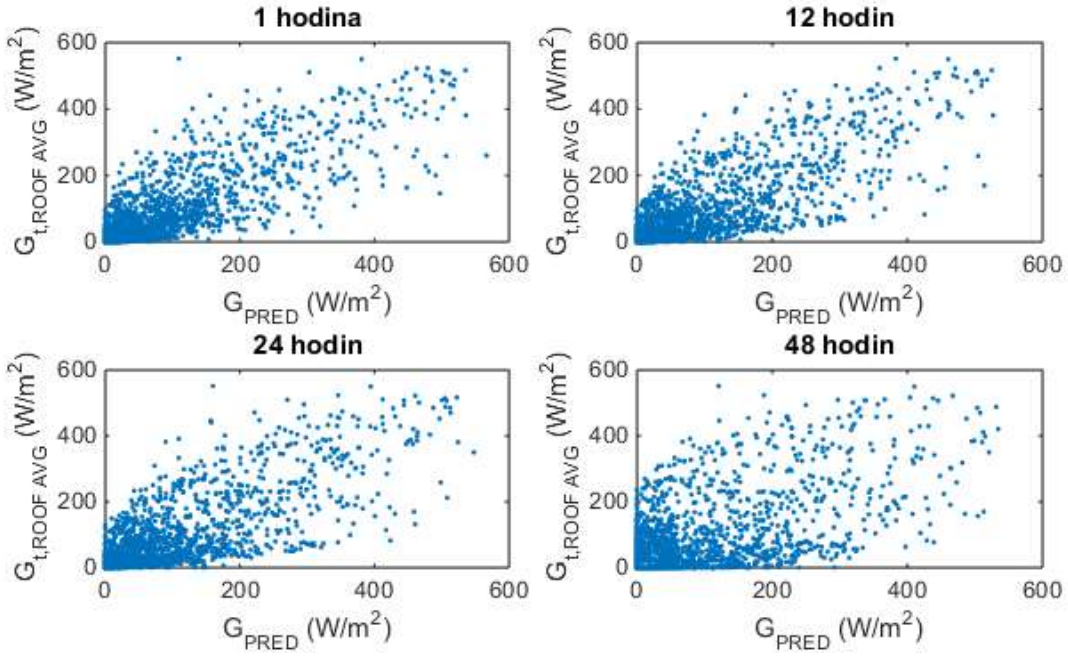
Jako hodnotící kritérium byl spočítán korelační koeficient mezi predikovanými hodnotami s výhledem na 1, 12, 24 a 48 hodin a hodnotami naměřenými. Tyto hodnoty jsou zobrazeny v grafu 4.8. Výpočet korelace byl proveden podle vztahu 4.1.

$$r_{(Gt,ROOF\ AVG,G\ PRED,1)} = 0{,}860$$

$$r_{(Gt,ROOF\ AVG,G\ PRED,12)} = 0{,}846$$

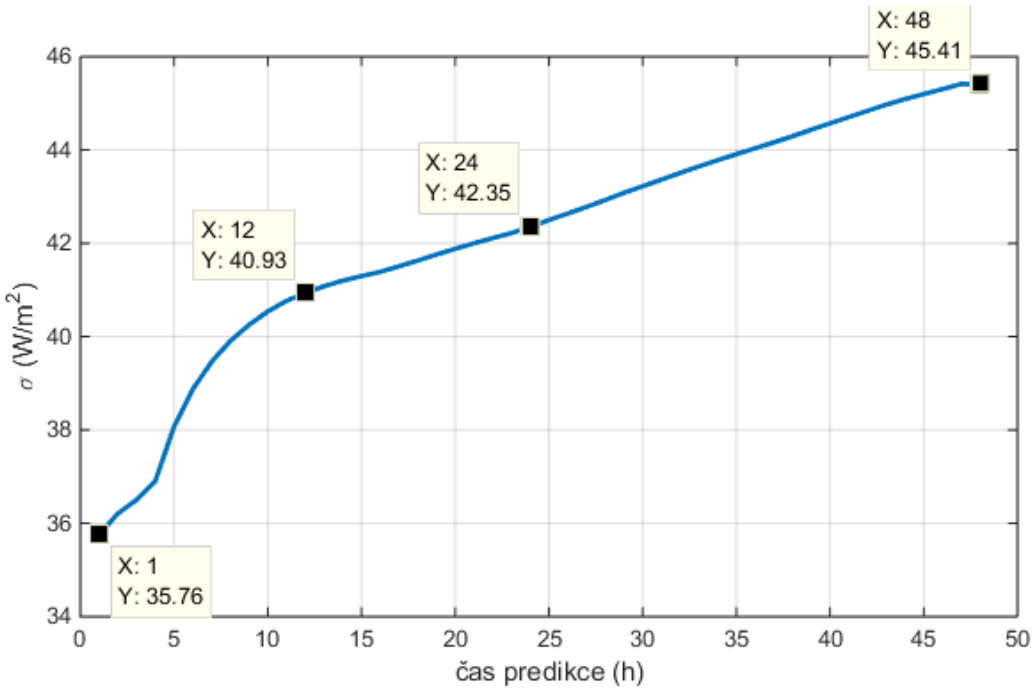
$$r_{(Gt,ROOF\ AVG,G\ PRED,24)} = 0{,}823$$

$$r_{(Gt,ROOF\ AVG,G\ PRED,48)} = 0{,}92$$



graf 4.8 *– hodnoty slunečního ozáření predikované G_{PRED} vs. naměřené $G_{t,ROOF\ AVG}$, pro časy predikce 1, 12, 24 a 48 hodin*

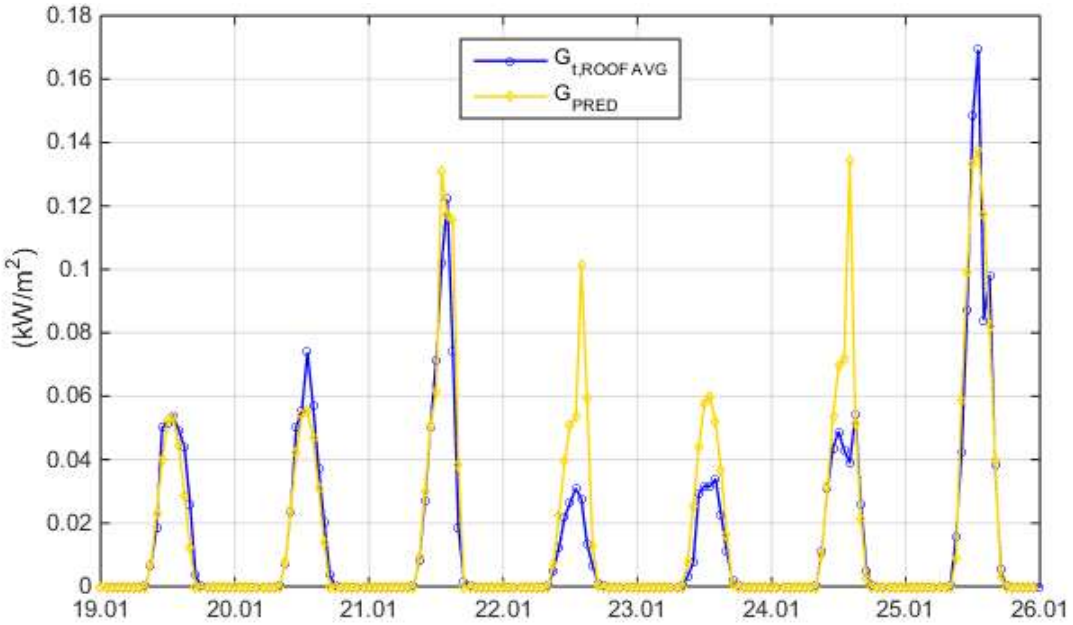
Dle korekčního koeficientu lze usoudit, že závislost mezi ozářením G_{PRED} a $G_{t,ROOF\ AVG}$ je těsná. Z grafu 4.8 je ale na první pohled vidět, že rozložení bodů má jistý rozptyl. Největší rozptyl naměřených a predikovaných hodnot má předpověď na 48 hodin. I přes její nejvyšší korelační koeficient je tato předpověď nejméně přesná. Proto byla dále spočítána směrodatná odchylka predikované hodnoty od měřené. Výpočet byl proveden podle vztahu 4.3 pro všechny časy predikce. Vývoj směrodatných odchylek v závislosti na čase predikce je zobrazen na grafu 4.9, kde jsou označeny směrodatné odchylky predikce s časem 1, 12, 24 a 48 hodin. Predikovaná hodnota slunečního ozáření G_{PRED} se tedy zpřesňuje s časem predikce až o 10 W/m^2.



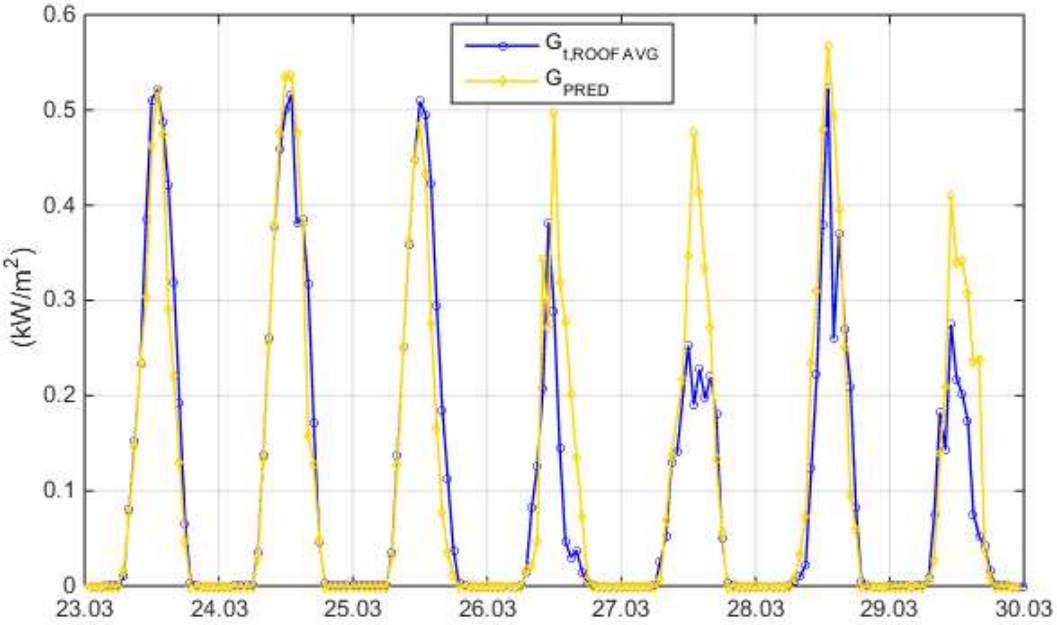
graf 4.9 – *vývoj směrodatné odchylky pro jednotlivé váhové funkce*

K prezentaci výsledů váhové funkce predikce slunečního ozáření G_{PRED} byl vybrán týden od 19. do 26. ledna 2015. Tento (první) týden reprezentuje časový úsek dat, ze kterých byla vygenerována váhová funkce predikce. Mimo tento časový úsek byl vybrán druhý týden od 23. do 30. března 2015. Hodinové průběhy predikovaných a naměřených hodnot slunečního ozáření jsou na grafech 4.10 a 4.11.

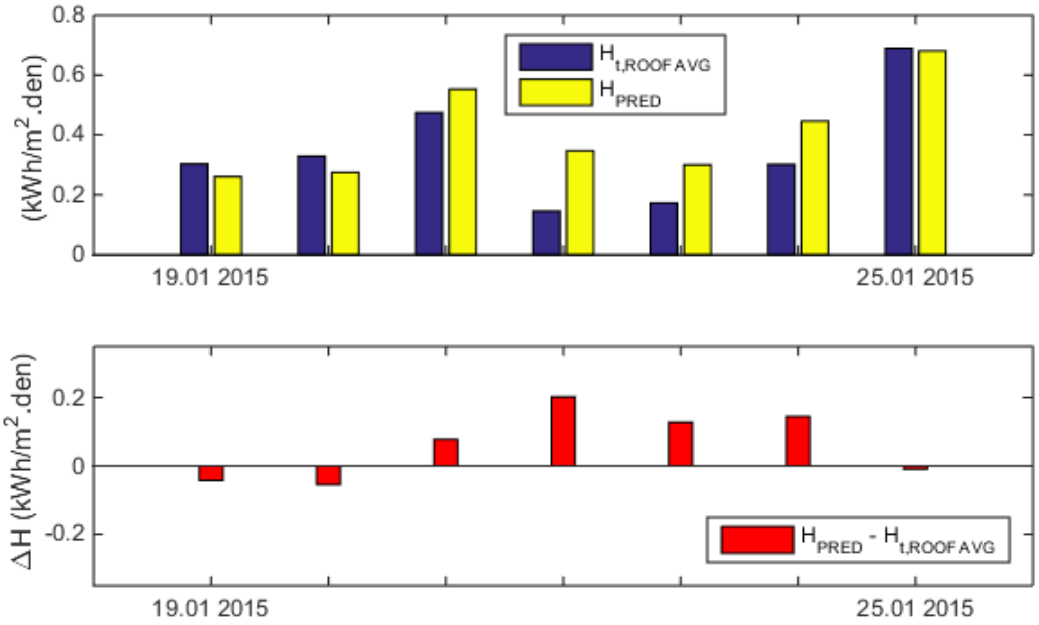
Dále byla pro jednotlivé dny z naměřených a predikovaných dat spočítána denní predikovaná dávka slunečního ozáření H_{PRED} (kWh/m^2.den) a měřená dávka slunečního ozáření $H_{t,ROOF\ AVG}$ (kWh/m^2.den). Dávka slunečního ozáření je definována vztahem 1.20 v kapitole 1.4 Využití solární energie. Predikované a naměřené hodnoty denních dávek slunečního ozáření a jejich rozdíl, jsou pro oba vybrané týdny na grafech 4.12 a 4.13.



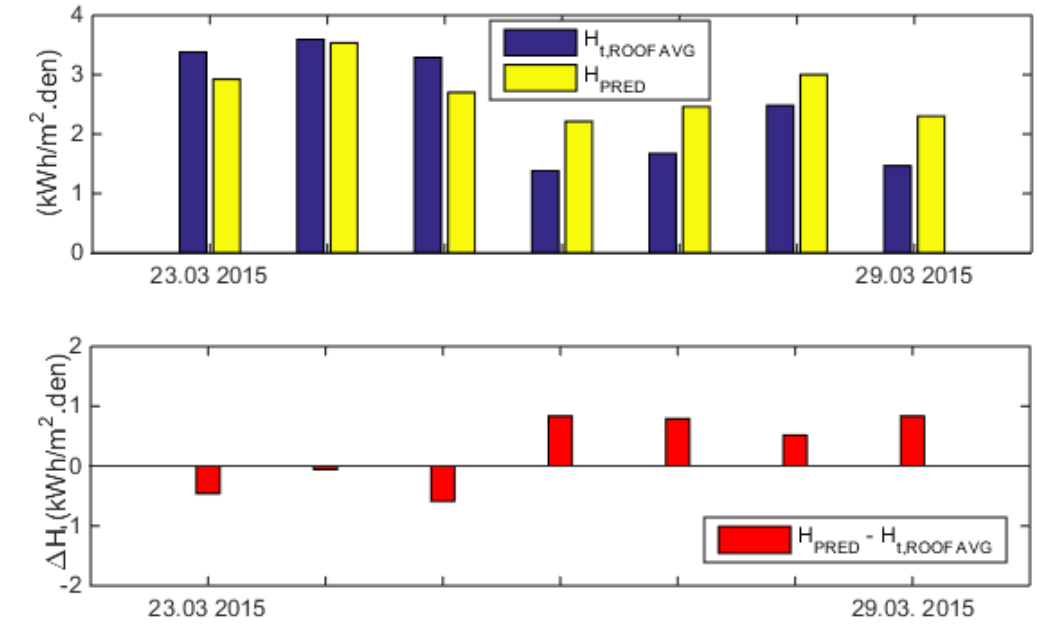
graf 4.10 *– hodinové průběhy predikované G_{PRED} a naměřené $G_{t,ROOF\ AVG}$ hodnoty slunečního ozáření za týden od 19. do 26. ledna 2015*



graf 4.11 *– hodinové průběhy predikované G_{PRED} a naměřené $G_{t,ROOF\ AVG}$ hodnoty slunečního ozáření za týden od 23. do 30. března 2015*

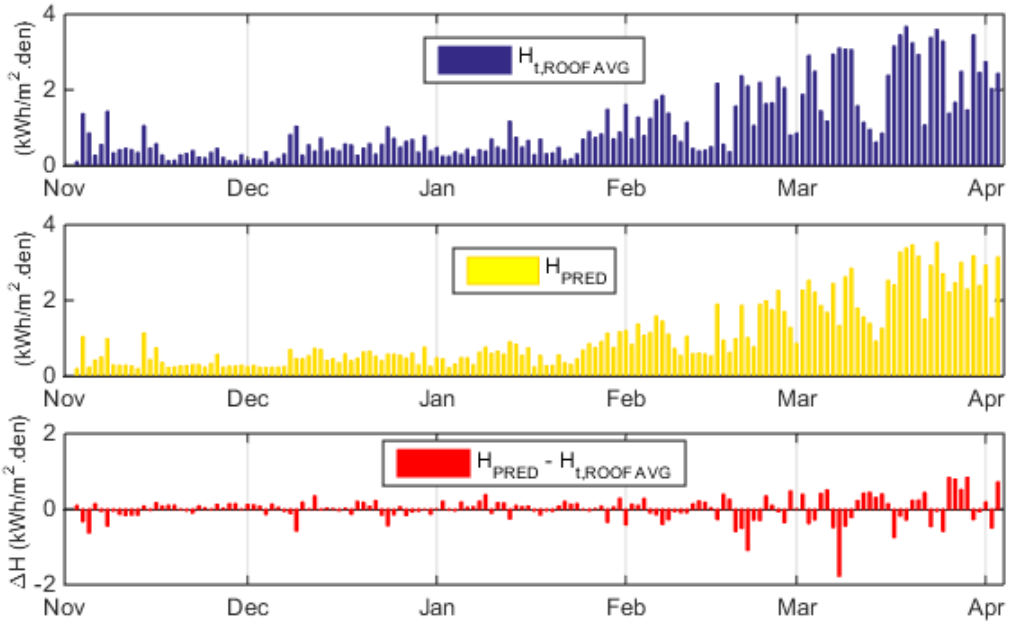


graf 4.12 *– denní dávky ozáření predikované H_{PRED} a naměřené $H_{t,ROOF\ AVG}$ za týden od 19. do 25. ledna 2015 a jejich rozdíl*



graf 4.13 *– denní dávky ozáření predikované H_{PRED} a naměřené $H_{t,ROOF\ AVG}$ za týden od 23. do 30. března 2015 a jejich rozdíl*

Stejným způsobem jako u vybraných dvou týdnů, jsou na grafu 4.14 zobrazeny predikované a naměřené hodnoty denních dávek slunečního ozáření a jejich rozdíl za období od 3. 11. 2014 do 4. 4. 2015.



graf 4.14 *– denní dávky ozáření predikované H_{PRED} a naměřené $H_{t,ROOF\ AVG}$ za období 3. 11. 2014 do 4. 4. 2015 a jejich rozdíl*

Z těchto souhrnných dat byla spočítána směrodatná odchylka předpovídané a naměřené denní dávky.

$$\sigma = 0{,}3251\ kWh/m^2.den$$

Dále byla spočtena minimální a maximální odchylka, určená jako minimum a maximum absolutní hodnoty rozdílu predikované a naměřené hodnoty.

$$|\Delta H|_{min} = 0{,}0025\ kWh/m^2.den$$

$$|\Delta H|_{max} = 1{,}772\ kWh/m^2.den$$

Součet všech hodnot naměřených a predikovaných denních dávek slunečního ozáření od listopadu 2014 do začátku dubna 2015 je následující.

$$\sum H_{t,ROOF\ AVG} = 157{,}22\ kWh/m^2$$

$$\sum H_{PRED} = 156{,}16\ kWh/m^2$$

Rozdíl mezi celkovou dávkou predikovanou a naměřenou je -1,06 kWh/m^2. Z tohoto rozboru lze váhovou funkci predikce slunečního ozáření označit za velice přesnou. Avšak pouze v omezeném časovém období (11/2014 až 3/2015), jelikož k jejímu dalšímu vyhodnocení nejsou k dispozici měřená a predikovaná data. Další vyhodnocení přesnosti váhové funkce je v kapitole 7, kde je predikovaná hodnota slunečního ozáření přepočtena pomocí matematického modelu z kapitoly 2.3 na výrobu elektrické energie reálných fotovoltaických systémů. Predikovaná výroba je pak porovnána s reálně naměřenou.

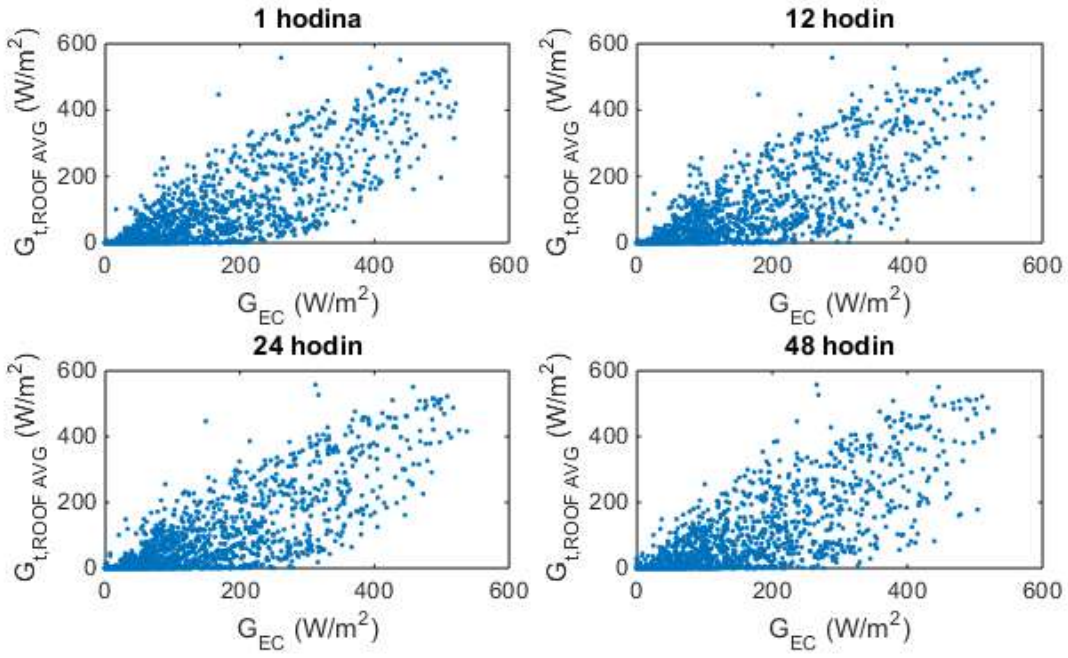
4.3 Predikce slunečního ozáření Energocentrum Plus s.r.o.

Firma Energocentrum Plus s.ro. přebírá predikci krátkovlnného slunečního ozáření G_{EN} (W/m^2) z veřejně přístupných dat od National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). Energocentrum Plus s.r.o. poskytuje predikci slunečního ozáření Univerzitnímu centru energeticky efektivních budov za účelem vyhodnocení její přesnosti.

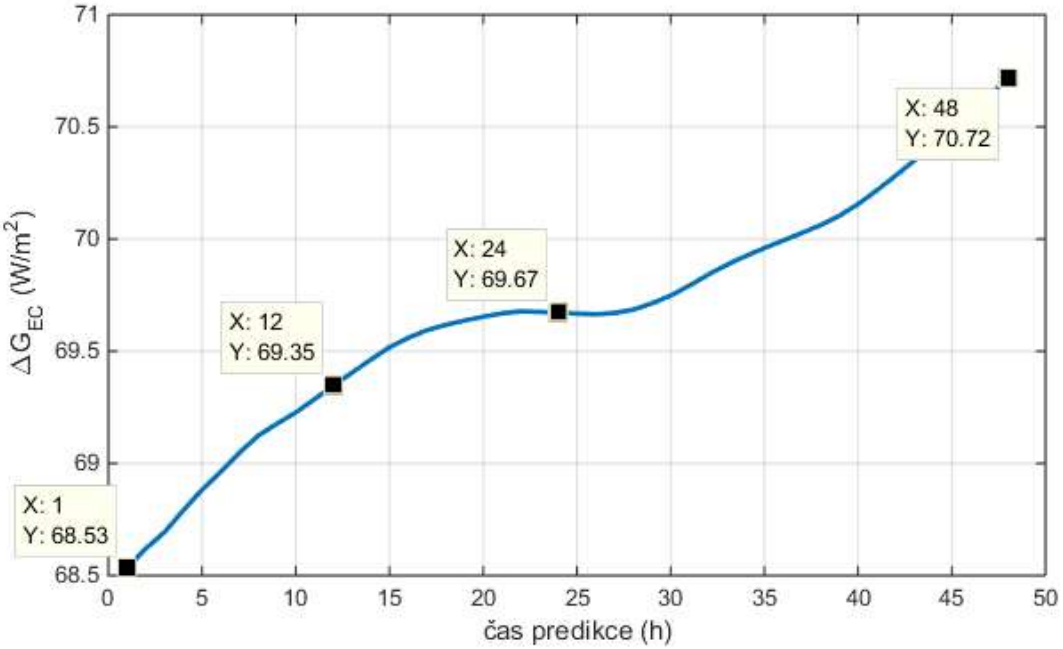
Následující vyhodnocení je provedeno stejným způsobem jako vyhodnocení přesnosti váhové funkce v kapitole 4.1.5. Použitá data jsou za období od 18. 12. 2014 do 3. 4. 2015. Stejně jako u váhové funkce predikce osvitu byly predikované hodnoty G_{EN} porovnány s naměřenými $G_{t,ROOF\ AVG}$. Dle vztahu 4.1 byl spočítán korelační koeficient mezi predikovanou hodnotou G_{EN} s časem predikce 1, 12, 24 a 48 hodin a naměřenou $G_{t,ROOF\ AVG}$.

$$r_{(Gt,ROOF\ AVG,G\ EN,1)} = 0{,}84$$
$$r_{(Gt,ROOF\ AVG,G\ EN,12)} = 0{,}833$$
$$r_{(Gt,ROOF\ AVG,G\ EN,24)} = 0{,}828$$
$$r_{(Gt,ROOF\ AVG,G\ EN,48)} = 0{,}81$$

Grafické srovnání predikovaných hodnot G_{EN} s časem predikce 1, 12, 24 a 48 hodin a naměřených $G_{t,ROOF\ AVG}$ je zobrazeno na grafu 4.15. Podle těchto grafů lze říci, že predikované hodnoty slunečního ozáření jsou obecně větší než změřené. Dále byla spočítána směrodatná odchylka predikované hodnoty od měřené dle vztahu 4.3 a to pro všechny časy predikce. Vývoj směrodatných odchylek predikované hodnoty slunečního ozáření G_{EC} od měřené $G_{t,ROOF\ AVG}$ v závislosti na čase predikce je zobrazen na grafu 4.16. Na grafu jsou označeny směrodatné odchylky predikce s časem 1, 12, 24 a 48 hodin. Predikovaná hodnota slunečního ozáření G_{PRED} se zpřesňuje s časem predikce pouze o 2,5 W/m^2.

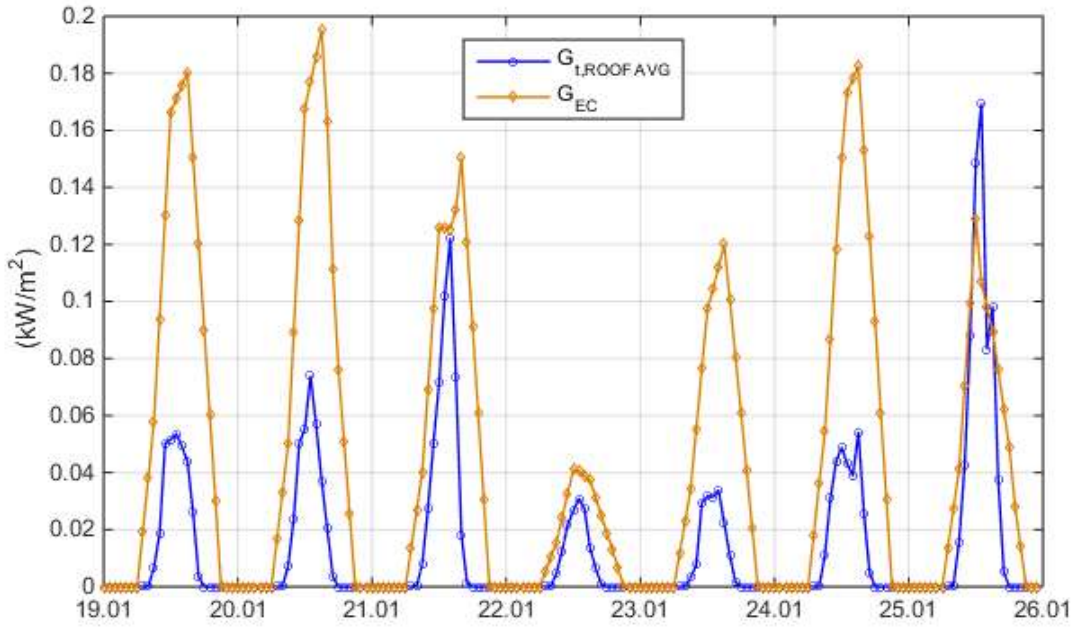


graf 4.15 *– hodnoty slunečního ozáření predikované G_{EC} vs. naměřené $G_{t,ROOF\ AVG}$, pro časy predikce 1, 12, 24 a 48 hodin*

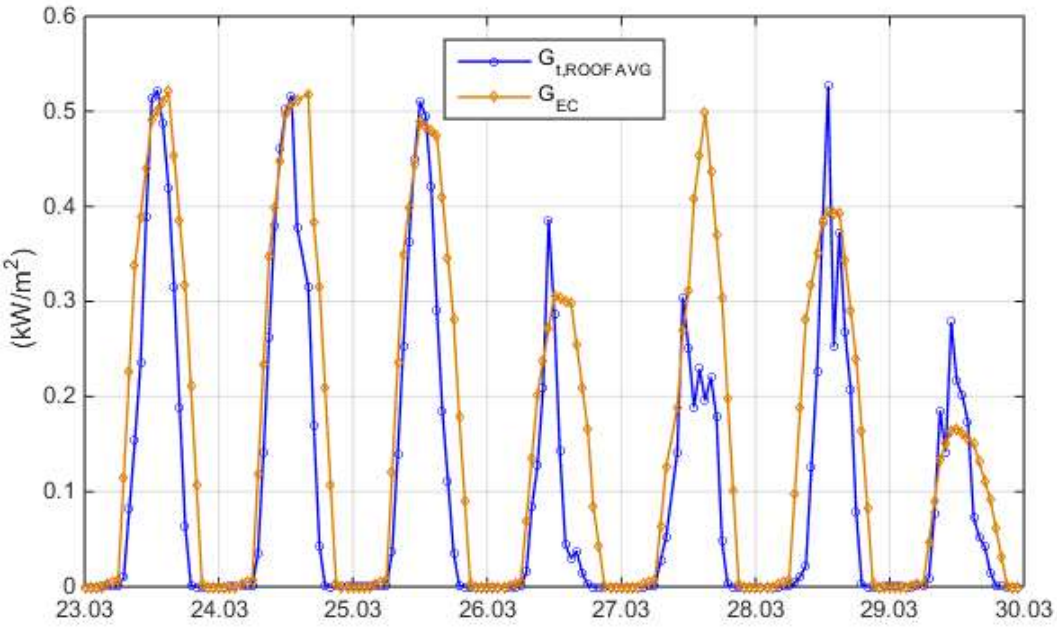


graf 4.16 *– vývoj směrodatné odchylky predikce slunečního ozáření G_{EC}*

K prezentaci výsledů predikce slunečního ozáření G_{EC} byly vybrány stejné dva týdny jako u vyhodnocení váhové funkce. Hodinové průběhy predikovaných a naměřených hodnot slunečního ozáření jsou za oba týdny na grafech 4.17 a 4.18.

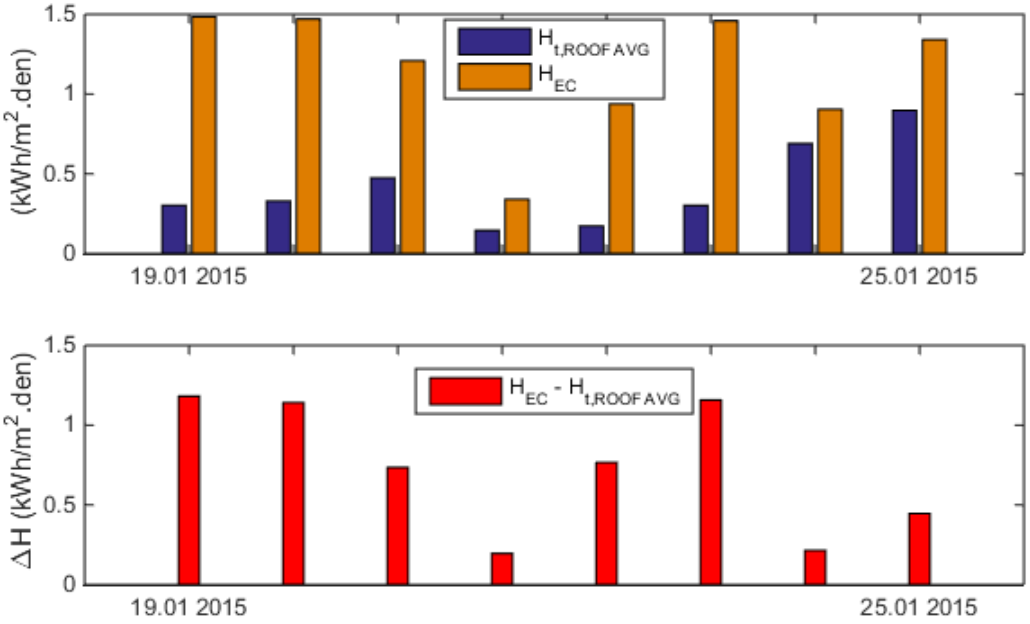


graf 4.17 *– hodinové průběhy predikované G_{EC} a naměřené $G_{t,ROOF\ AVG}$ hodnoty slunečního ozáření za týden od 19. do 26. ledna 2015*

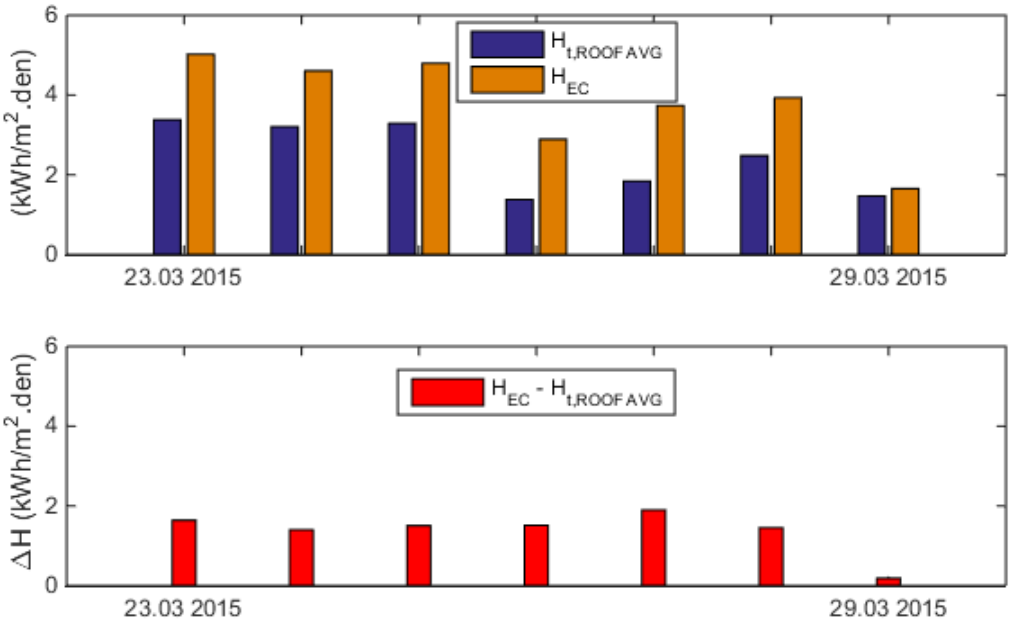


graf 4.18 *– hodinové průběhy predikované G_{EC} a naměřené $G_{t,ROOF\ AVG}$ hodnoty slunečního ozáření za týden od 23. do 30. března 2015*

Dále byla pro jednotlivé dny z predikovaných dat spočítána denní predikovaná dávka slunečního ozáření H_{EC} (kWh/m^2.den). Tyto hodnoty jsou porovnány s naměřenou denní dávkou slunečního ozáření $H_{t,ROOF\ AVG}$ (kWh/m^2.den). Predikované a naměřené hodnoty denních dávek slunečního ozáření a jejich rozdíl jsou pro oba vybrané týdny na grafech 4.19 a 4.20.

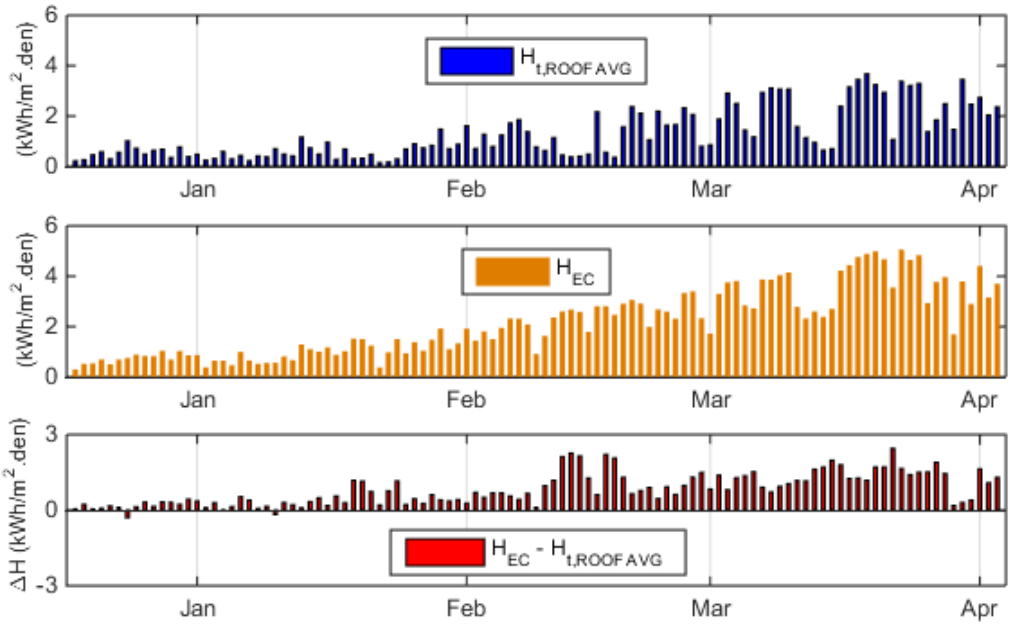


graf 4.19 *– denní dávky ozáření predikované H_{EC} a naměřené $H_{t,ROOF\ AVG}$ za týden od 19. do 25. ledna 2015 a jejich rozdíl*



graf 4.20 *– denní dávky ozáření predikované H_{PRED} a naměřené $H_{t,ROOF\ AVG}$ za týden od 23. do 30. března 2015 a jejich rozdíl*

Obdobné srovnání denních dávek slunečního ozáření za období od 18. 12. 2014 do 3. 4. 2015 je na grafu 4.20



graf 4.20 *– denní dávky ozáření predikované H_{PRED} a naměřené $H_{t,ROOF\ AVG}$ za období od 18. 12. 2014 do 3. 4. 2015 a jejich rozdíl*

Z těchto souhrnných dat byla stejným způsobem jako u váhové funkce spočítána směrodatná odchylka předpovídané a naměřené denní dávky.

$$\sigma = 1{,}0363\ kWh/m^2.den$$

Dále byla spočtena minimální a maximální odchylka, určená jako minimum a maximum absolutní hodnoty rozdílu predikované a naměřené hodnoty.

$$|\Delta H|_{min} = 0{,}0153\ kWh/m^2.den$$

$$|\Delta H|_{max} = 2{,}4468\ kWh/m^2.den$$

Sumy všech hodnot naměřených a predikovaných denních dávek slunečního ozáření za výše zmíněné období jsou následující.

$$\sum H_{t,ROOF\ AVG} = 138{,}15\ kWh/m^2$$

$$\sum H_{\cdot PRED} = 225{,}49\ kWh/m^2$$

Rozdíl mezi celkovou dávkou predikovanou a naměřenou je 87,34 kWh/m^2.

5 EXPERIMENTRÁLNÍ HYBRIDNÍ FOTOVOLTAICKÝ SYSTÉM S PREDIKTIVNÍM ŘÍZENÍM

Pro účely vývoje hybridního systému s prediktivním řízení je využita instalace experimentálního hybridního systému, který je instalován na rodinném domě v Kladně.

Na začátku této kapitoly je důležité zmínit, že zde uvažujeme hybridní systém, který využívá jako druhý zdroj distribuční síť. Tedy tzv. poloostrovní provoz. U těchto systémů není možné a ani by nebylo, z důvodu pozastavené dotační politiky, ekonomicky výhodné prodávat přebytečnou energii do distribuční sítě. Viz kapitola 3.1 Možnosti zapojení fotovoltaických systémů. Distribuční síť je zde pouze pro napájení zařízení v době, kdy je nedostatek vyrobené energie z fotovoltaických panelů.

Cílem samotných hybridních systémů, s přizpůsobením zátěže bez prediktivního řízení, je maximalizovat spotřebu v době výroby. Dalším cílem těchto systémů je akumulovat co nejvíce přebytečné elektrické energie, vyrobené fotovoltaickými panely, na dobu, kdy elektrárna nevyrábí, nebo je vyráběné energie nedostatek. Akumulace přebytečné energie může být ve formě elektrické či tepelné (viz. kapitola 3.2).

Přínos samotného prediktivního řízení do systému spočívá v akumulaci elektrické energie do akumulátorů v době nízkého tarifu (levného proudu) a její zpětné využití v době vysokého tarifu. Snahou je omezit nákup elektrické energie v době vysokého tarifu. Předpokladem tedy je, že systém využívá dvoutarifního vyúčtování elektrické energie (například D25). Jak již bylo naznačeno v kapitole 3.1.2.3, hybridní systémy s přizpůsobením zátěže a prediktivním řízením jsou zatím ve fázi vývoje. Cílem je vytvořit řídicí algoritmus, který by dle predikované výroby elektrické energie na další den, aktuální kapacity akumulátoru a znalosti profilu spotřeby stanovil množství elektrické energie, které se má v noci (v době nízkého tarifu) nabít do akumulátorů. Tento proces je dále popisován jako řízené noční nabíjení. Naakumulovaná (levná) energie přes noc by společně s výrobou elektrické energie fotovoltaickými panely měla pokrýt denní spotřebu objektu. Jak již bylo naznačeno, tímto způsobem je možné zlevnit

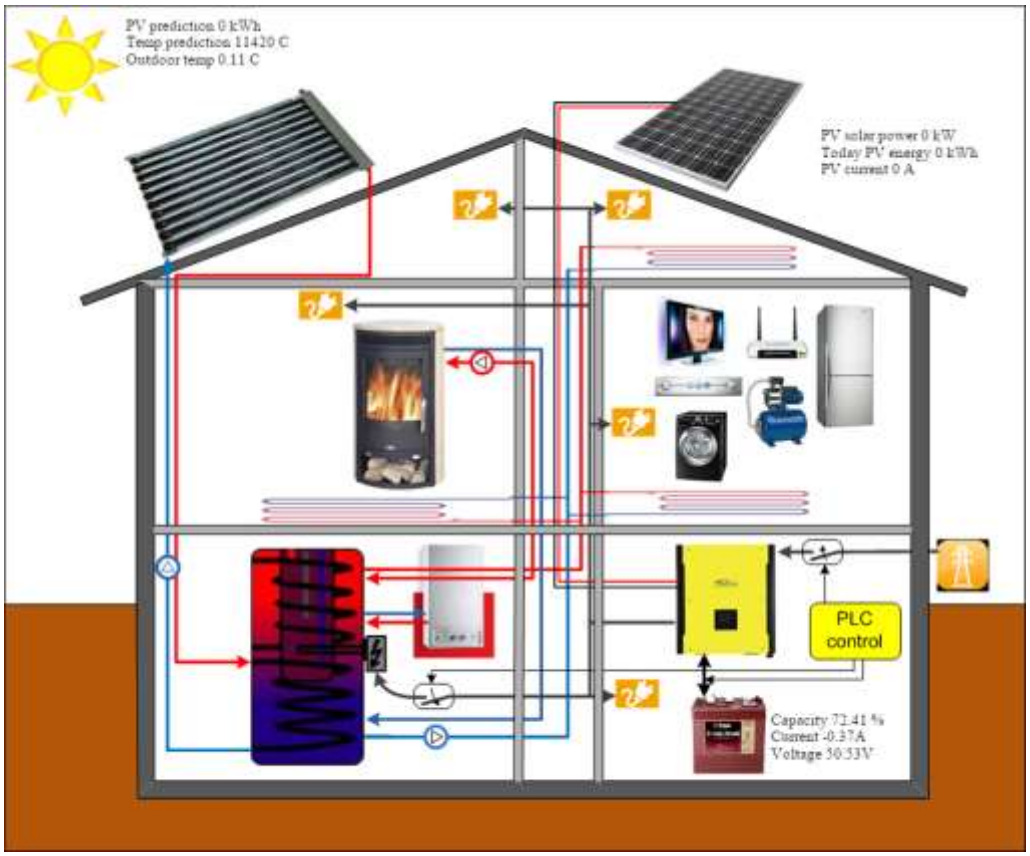
nakupovanou elektrickou energii o rozdíl ceny vysokého a nízkého tarifu. [8,19] Podrobněji se tomuto věnuje ekonomická analýza v kapitole 6.

5.1 Popis experimentálního hybridního systému

Experimentální hybridní systém se skládá z těchto komponent:

- Fotovoltaické pole o špičkovém výkonu 2760 Wp
- Hybridní měnič Infinisolar Vertex 3 kW
- Řídící PLC SDS Macro RS485
- Soustava olověných akumulátorů Trojan 48 V, 225 Ah
- Akumulační nádrž na TUV 120l a OTV 260l s topnou patronou 1,25 kW
- Čidla měření

Schéma systému je na obrázku 5.1.



obr 5.1 - *schéma experimentálního hybridního sytému*

5.1.1 Fotovoltaické pole

Na střeše rodinného domu je instalováno fotovoltaické pole složené z 12 panelů LDK o jmenovitém výkonu 235 Wp. Tedy o celkovém výkonu 2,82 kWp. Instalace je integrována do střešní konstrukce s orientací na jih pod úhlem 45°.

5.1.2 Hybridní měnič

Další důležitou částí je hybridní měnič Vertex o výkonu 3kW. Měnič umí pracovat v ostrovním režimu, tedy napájet objekt z FV pole nebo z baterií, nebo v zálohovaném režimu distribuční sítí. Místo distribuční sítě lze využít diesel generátor. Dále obsahuje solární regulátor MPPT, který zajišťuje optimální pracovní bod systému, a regulátor nabíjení. Jelikož systém není dimenzován pro úplné pokrytí spotřeby objektu, měnič napájí pouze vybraný okruh rozvodu elektrické energie.

K měniči je možné přistupovat a vyčítat z něj užitečná data pomocí rozhraní RS-232. Dále hybridní měnič Vertex umožňuje připojení síťové karty podporující komunikaci Modbus protokolem. V případě experimentálního systému probíhá komunikace mezi měničem (síťovou kartou) a řídícím PLC po sériové lince RS-485. Díky tomuto spojení je možné vyčítat pracovní veličiny, jejichž hodnoty jsou uloženy v příslušných registrech. Výpis jednotlivých veličiny a jejich adres je uveden v tabulce 5.1 převzaté z popisu Modbus protokolu od výrobce měniče.

0x00D1	209	1	Grid voltage R	0.1V	Read Only
0x00D2	210	3	Grid power R	w	Read Only
0x00D5	213	1	Grid frequency	0.1Hz	Read Only
0x00D6	214	2	Grid current R	0.1A	Read Only
0x00D8	216	1	AC output voltage R	0.1V	Read Only
0x00D9	217	2	AC output power R	w	Read Only
0x00DB	219	1	AC output R frequency	0.1Hz	Read Only
0x00DC	220	1	AC output current R	0.1A	Read Only
0x00DD	221	1	AC output load percent	1%	Read Only
0x00E0	224	1	P battery voltage	0.1V	Read Only
0x00E2	226	1	Battery capacity	1%	Read Only
0x00E3	227	1	Charging current	0.1A	Read Only
0x00E4	228	2	PV1 Input power	w	Read Only
0x00E6	230	2	Inverter output power	w	Read Only
0x00EA	234	1	PV1 Input voltage	0.1V	Read Only
0x00ED	237	1	Max Temperature of the detecting pointers	0.1℃	Read Only
0x00EE	238	1	PV status	Note1	Read Only
0x05D5	1493	1	Bulk charging voltage	0.1V	Read Only

tabulka 5.1 - *výpis veličin a jejich adres dostupných Měničem Vertex*

5.1.3 Řídící PLC

Jako řídící PLC je v systému použito SDS Macro typ LCD485 od výrobce Online technology. Jedná se o Ethernetové PLC určené především pro odečet energií. SDS umožňuje měření spotřeby energií přes 4 optické vstupy, měřit 4 analogové vstupy. Dále jsou k dispozici 4 binární optické vstupy, 4 přepínací relé, 2 MOSFET výstupy (binární a PWM) a 2 1-wire sběrnice umožňující připojit až 32 teplotních čidel. Komunikace probíhá přes Ethernet 100 Mbit/s nebo přes linku RS485 (master). Přístup na linku RS485 je možný přímo přes program nahraný v PLC nebo přes převodník Ethernet-Serial, tedy přes virtuální com port.

PLC je programováno v jazyce speciálně vyvinutém výrobcem pro jeho výrobky. Jedná se o jazyk, který vychází z programovacímu jazyku C. Program je po nahrání vykonáván cyklicky. PLC lze navíc spravovat přes webové rozhraní, kde je umožněn přístup k deseti uživatelským proměnným. Pomocí nich lze z a do PLC přenášet libovolnou informaci datového typu integer. Přes webové rozhraní lze i vypisovat informace do konzole z běžícího programu. Jako příklad je níže uveden výpis hodnot přečtených z měniče Vertex vypsaných do konzole:

```
Hodnoty z menice VERTEX
Napeti baterie [V] 49.90
Kapacita baterie [%] 55.00
Nabijeci proud baterie [A] 5.50
Vykon solaru [W] 8.00
Napeti solaru [V] 158.10
```

5.1.4 Akumulátory

K akumulaci přebytečné energie a jako záložní systém je v objektu instalováno 8 olověných trakčních akumulátorů s těmito parametry:

- Jmenovitá kapacita C_{20} = 225 Ah
- Jmenovitá kapacita C_{10} = 207Ah
- Jmenovitá kapacita C_5 = 185Ah
- Napětí jednoho akumulátoru U = 6 V

Akumulátory jsou sériově spojeny a dohromady tvoří uložiště o celkové kapacitě 10kWh s napětím 48V. S ohledem na životnost baterie, je možné denně vyčerpat, při hloubce vybití DOD = 50 %, až 5 kWh při garanci 1100 pracovních cyklů. [20]

5.1.5 Měření a senzorika

Aby bylo možné sledovat chování a stavy systému, jsou zde instalovány proudové senzory měřící výrobu FVE, spotřebu elektrické energie objektu a elektrickou energii dodanou ze sítě.

Pro účely měření kapacity je měřeno napětí a proud baterie. Tyto údaje jsou zpracovány řídícím PLC, které pomocí uživatelských proměnných posílá data na server, kde dochází k jejich archivaci pro pozdější vyhodnocení.

5.2 Popis řídícího programu

Řídicí program nahraný v PLC SDS Macro je stále ve fázi vývoje, proto je zde popsána jeho poslední verze, která je spuštěna. Program probíhá v nekonečné smyčce, ve které se střádá 6 provozních stavů. Dva z nich jsou použity k řízení vytápění, jelikož PLC je použito i pro regulaci podlahového topení. K řízení hybridního jsou určeny následující:

- NIGHT_CHARGE_ON
- MORNING_GRID_ON
- DAILY_PV_HARVEST
- NIGHT_GRID_ON

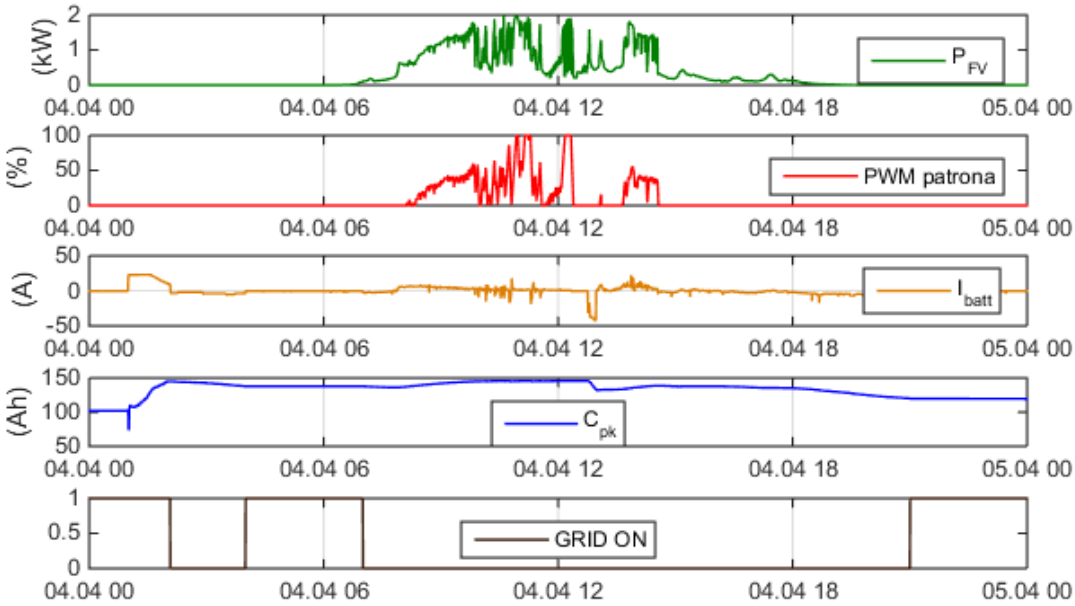
Následující popis jednotlivých stavů řízení je pouze ukázkou principů řízení na jedné z posledních verzí programu.

5.2.1 Stav NIGHT_CHARGE_ON

Řízené noční nabíjení, jak je popsáno v úvodu této kapitoly, je prováděno ve stavu NIGHT_CHARGE_ON. Ke spuštění tohoto stavu dochází přesně o půlnoci (u letního času v 1 hodinu). V záznamu dat na grafu 5.1, kde je zobrazena kapacita C_{pk} a proud baterie $I_{batt,}$ je čas o hodinu posunut v důsledku přesunu času na letní. Prvním krokem v této části programu je přečtení predikované hodnoty dávky slunečního ozáření H_{PRED} (kWh/m^2.den) a určení hodnoty kapacity, na kterou je třeba akumulátory dobít. Postup predikce slunečního ozáření je podrobně popsán v kapitole 5.3. Jelikož je program stále ve vývoji, v aktuální testovací verzi toto rozhodování vede pouze ke dvou stavům. Pokud je predikovaná hodnota denní dávky slunečního ozáření větší než 1,6 kWh/m^2.den nastaví se požadovaná kapacita na 96 %. V opačném případě na 98 %. Poté je spuštěno nabíjení akumulátorů při nízkém tarifu z distribuční sítě. Po dosažení požadované hodnoty kapacity dojde k odpojení distribuční sítě a systém je napájen z akumulátorů.

Ve finální verzi programu by tato část měla zajistit pouze nutné množství akumulované energie z levného tarifu, které společně s výrobou fotovoltaické instalace pokryje denní spotřebu objektu.

Na grafu 5.1 je hodnota kapacity baterie ponížena o 25 %, z důvodu inicializace počítané kapacity hodnotou převzatou z měniče. Proto je maximální hodnota kapacity pouze 150 Ah. Podrobněji je tato problematika popsána v kapitole 5.4.



graf 5.1 *– denní záznam počítaných a měřených veličin z experimentálního hybridního systému*

5.2.2 Stav DAILY_PV_HARVEST

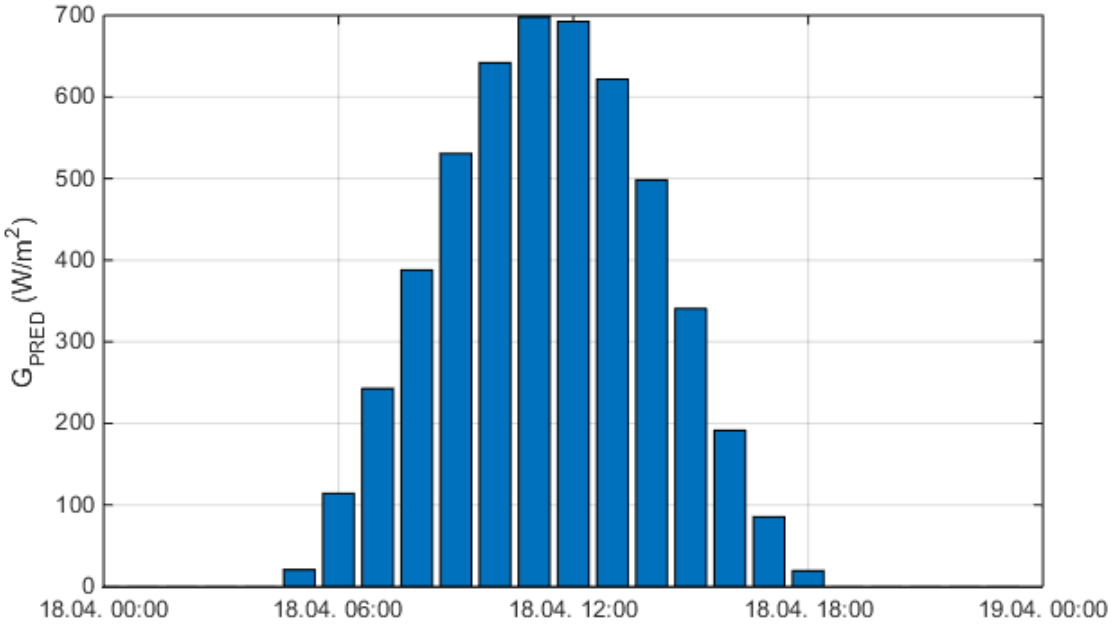
V tomto stavu, který je spuštěn během dne, dochází k akumulaci energie generované fotovoltaickými panely do akumulátorů. V případě, kdy je generované energie přebytek, nebo jsou akumulátory nabité, dochází k pulsně šířkové modulaci výkonu topné patrony tak, aby se maximalizovalo využití energie generované fotovoltaickými panely. Výkon P_{FV} dodávaný fotovoltaickými panely, kapacita baterie a modulace výkonu topné patrony jsou zobrazeny v denním záznamu dat na grafu 5.1.

5.2.3 Stavy MORNING_GRID_ON a NIGHT_GRID_ON

V těchto stavech program ovládá relé, připojující napájení z distribuční sítě. V ideálním chodu systému, s plně funkční částí programu na řízené noční nabíjení, při kterém se akumuluje dostatečné množství energie na denní spotřebu, by se napájení z distribuční sítě mělo omezit pouze na nutné minimum. A to ve smyslu zajištění bezpečné hladiny nabití akumulátorů a především plynulému chodu všech zařízení, která systém napájí. Na grafu 5.1 jsou zobrazeny stavy připojení distribuční sítě.

5.3 Implementace predikce slunečního ozáření do řídicího systému

K predikci slunečního ozáření a následné implementaci do experimentálního hybridního systému je využita váhová funkce predikce osvitu G_{PRED} z kapitoly 4.1.4. Na serveru univerzitního centra energeticky efektivních budov byl zřízen virtuální MATLAB server. Na tomto serveru byl spuštěn vytvořený program s nekonečnou smyčkou, který každý den ve 23:00 stáhne předpověď počasí ze serveru forecast.io. Program z této předpovědi vybere predikované hodnoty oblačnosti *Cc* a teploty t_f na příštích 24 hodin. Dále vybere z datové řady teoretické hodnoty slunečního ozáření (kapitola 4.3) data na následujících 24 hodin. Z těchto dat se dle funkce predikce vypočte predikovaná hodnota slunečního ozáření G_{PRED} (W/m^2). Příklad predikovaného slunečního ozáření na 18. 4. 2015 je na grafu 5.2.



graf 5.2 *– příklad predikovaného slunečního ozáření na den 18. 4. 2015*

Dále je v programu vypočtena denní dávka ozáření H_{PRED} (kWh/m$_2$.den) jako integrál predikovaného ozáření G_{PRED}. Hodnota H_{PRED} je poté nahrána přes uživatelskou proměnnou, přístupnou přes webové rozhraní, do řídícího PLC SDS Macro. Hodnoty slunečního ozáření a denní dávky slunečního ozáření jsou uvedeny v tabulce 5.1.

18. 4. 2015		
hodina	G_{PRED} (W/m^2)	H_{PRED} (kWh/m^2.den)
0	0	5,08
1	0	
2	0	
3	0	
4	0	
5	21	
6	114	
7	243	
8	388	
9	531	
10	642	
11	698	
12	692	
13	622	
14	498	
15	341	
16	191	
17	85	
18	19	
19	0	
20	0	
21	0	
22	0	
23	0	

tabulka 5.1 *– hodnoty predikovaného slunečního ozáření G_{PRED}* a denní dávky slunečního ozáření *H_{PRED} na den 18. 4. 2015*

Do řídicího systému je tedy nahrána predikovaná hodnota denní dávky slunečního ozáření na horizontální plochu. V aktuálním stavu řídící algoritmus systému pracuje pouze s predikovanou hodnotou slunečního ozáření H_{PRED} (kWh/m^2.den). V rámci dalšího vývoje řídicího algoritmu bude tato hodnota použita k predikci výroby elektrické energie. K tomu bude využit matematický model produkce elektrické energie z kapitoly 2.3. Do tohoto modelu budou vstupovat predikované hodnoty slunečního ozáření (přepočtené z horizontální plochy na plochu fotovoltaických panelů), predikované teploty a parametry systému (účinnost panelů, účinnost měniče, plocha panelů, teplotní koeficient panelů).

5.4 Metodika výpočtu kapacity akumulátorů

Přesná kapacita akumulátoru je důležitý údaj pro řízené noční nabíjení popsané v kapitole 5.2. Hodnotu kapacity je možné vyčítat z měniče Vertex. Ten ale kapacitu počítá nepřesně a to jako funkci napětí akumulátorů. Důkazem je záznam měření na grafu 5.4, kde kapacita měřená

měničem je označena C_{vertex} (Ah), napětí na akumulátoru u (V) a proud i (A). Zde je patrná korelace mezi napětím a měřenou kapacitou C_{vertex}.

Z tohoto důvodu byla do PLC SDS Macro naprogramována funkce na výpočet kapacity C_{pk} (Ah), která je počítána dle Peukertovi kompenzace popsané v kapitole 3.2.1.1. Peukertův koeficient pro olověné baterie Trojan byl spočítán podle vztahu 3.2.

$$Pc = \frac{\log 20 - \log 5}{\log 37 - \log 11{,}25} = 1{,}164$$

Při tomto způsobu výpočtu je měřený vybíjecí proud (i < 0) před integrací umocněn na Peukertův koeficient Pc (-). Tím dostaneme kompenzovaný proud i_{pc} (A). V případě nabíjecího proudu (i > 0) se kapacita počítá přímo z měřeného proudu. Výpočet kapacity lze zapsat následovně:

- pro vybíjecí proud i < 0

$$i_{pc} = i^{1{,}164}\ (A)$$

$$C = i_{pc}.t\ (Ah)$$

- pro nabíjecí proud i > 0

$$C = i.t\ \ (A)$$

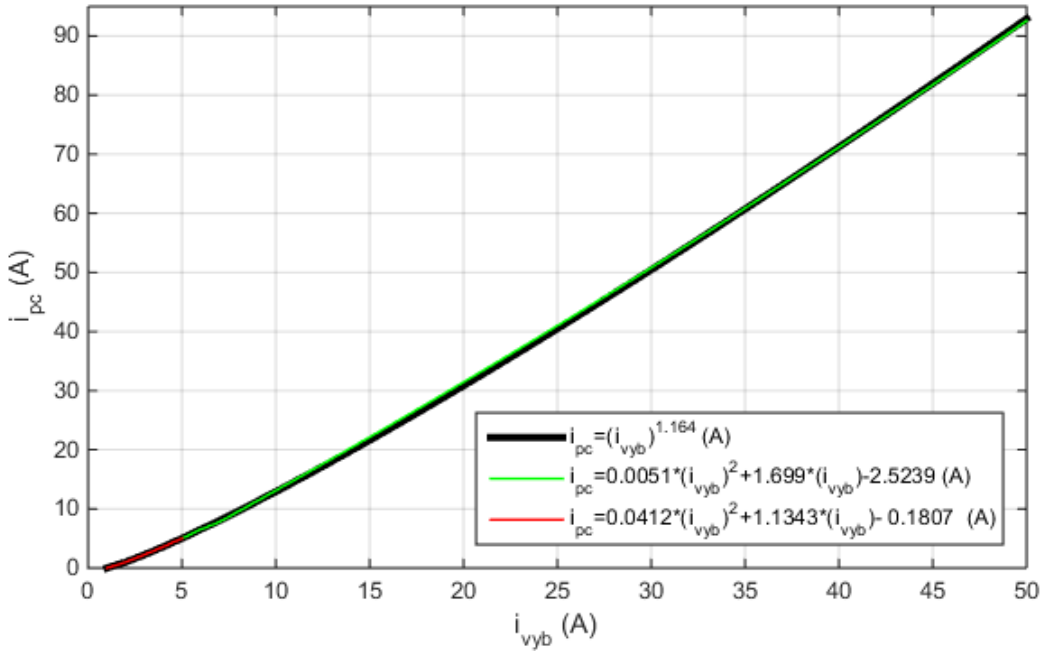
Kapacita s Peukertovou kompenzací C_{pk} respektuje závislost kapacity na velikosti vybíjecího proudu. V programu je pro porovnání počítána i kapacita bez Peukertovi kompenzace C (Ah).

Programovací jazyk SDS-C, který je využívám v řídícím PLC SDS Macro, nemá implementovány žádné matematické funkce. Není možné použít operátor mocniny. Z tohoto důvodu, byla pro výpočet kompenzovaného proudu i_{pc} naprogramována funkce, která tento proud počítá pomocí dvou polynomů druhého řádu. Ty byly získány proložením funkce kompenzovaného proudu $i_{pc} = i^{1{,}164}$ pro $i \in < 0{,}50 >$ A. Průběh funkce a její proložení je zobrazeno na grafu 5.3. Pro vybíjecí proudy od 0 do 5 A je výpočet kompenzovaného proudu proveden dle funkce:

$$i_{pc} = 0{,}0412.i^2 + 1{,}1343.i - 0.1807.$$

U vybíjecích proudů větších než 5 A je kompenzovaný proud počítán dle funkce:

$$i_{pc} = 0{,}0051.i^2 + 1.699i - 2.5239.$$



graf 5.3 – *kompenzovaný vybíjecí proud* $i_{pc} = i^{1,164}$ *pro výpočet kapacity akumulátoru*

Funkce pro výpočet kompenzovaného proudu i_{pc} je v programu SDS-C zapsána následovně:

```
//funkce pro prepocet proudu na peukertuv proud, BATT_CURR_AVG^BATT_K_PK
// funkce 0.0412x^2+1.1343*x-0.1807 pro 1<i<=5 pc=1.16442,
// funkce 0.0051x^2+1.6909*x-2.5239 pro i>5 pro pc=1.16442,
// obecne a*i^2+b*i-c,  a,b,c vynasobeno 1000
//  konstanty polynomu, *1000
proud_pk
{
i = -batt_curr_avg; // vzbijeci proud
if (i>0 && i<=100)
{
batt_curr_pk_avg  = -batt_curr_avg;
return;
}
//  konstanty polynomu, *1000 pro i<5
if (i>100 && i<=500)
{
a= 41;
b= 1134;
c= 180;
}
//  konstanty polynomu, *1000 pro i>5
if (i>500)
{
a= 5;
b= 1690;
c= 2523;
}
aa = a*i*i/100000;
bb = b*i/1000;
cc = c/10;
batt_curr_pk_avg  =(aa+bb-cc);
}
//konec funkce pro prepocet proudu na peukertuv proud, BATT_CURR_AVG^BATT_K_PK
```

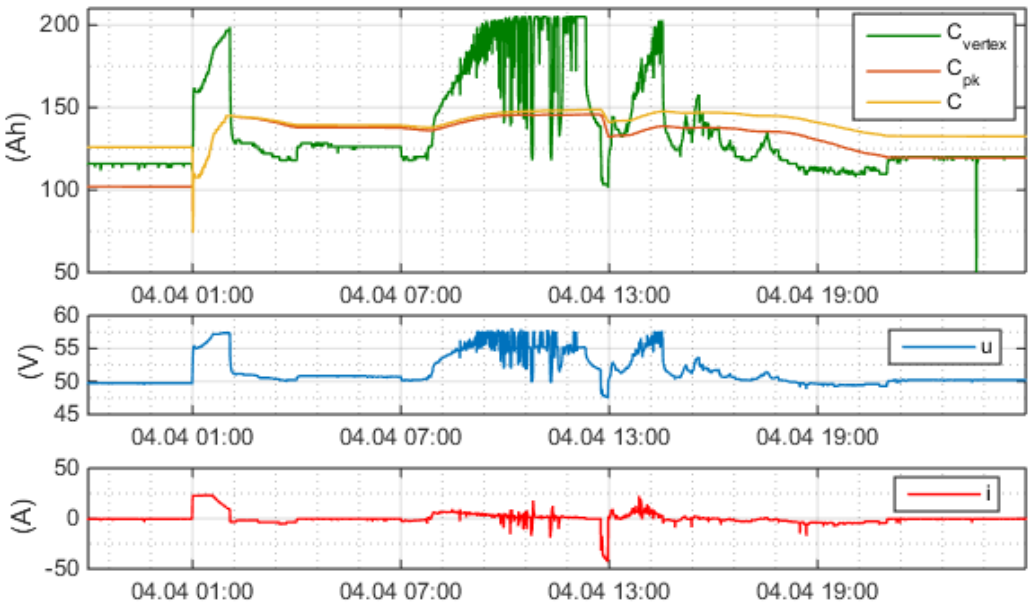
Hlavní částí programu pro výpočet kapacity akumulátoru, je samotná integrace proudu. Program nahraný v PLC je vykonáván cyklicky a při každém jednom cyklu načte do proměnné batt_curr_avg hodnotu změřeného proudu. Pokud je proud záporný provede se výpočet kompenzovaného proudu Peukertovým koeficientem pomocí funkce vypsané výše. Jelikož program obsahuje i jiné funkce a části, které se vykonávají nepravidelně je každý cyklus jinak dlouhý. Proto je pomocí systémové poměné sys[3], která počítá čas od zapnutí zařízení, zaznamenána délka jednoho cyklu do pomocné proměnné. Tímto časem se poté násobí vybíjecí (kompenzovaný) nebo nabíjecí proud. Tato integrální hodnota je poté přičítána k výsledné kapacitě C_{pk} nebo C.

Před samotným začátkem výpočtu je nutné inicializovat počáteční hodnotu kapacity. K tomuto účelu se v programu využívá hodnota poskytovaná měničem, která se při prvním spuštění nahraje do kapacity C_{pk} a C. Z důvodu korekce chybně měřené kapacity byla při inicializaci výchozí hodnota kapacity experimentálně snížena o 25%. Takto provedená inicializace byla jedinou možností, jak stanovit výchozí hodnotu kapacity. Pro stanovení přesné kapacity by bylo nutné akumulátory ze systému dočasně odebrat, provézt kapacitní zkoušku v laboratoři a následně plně nabité akumulátory zapojit zpět do systému. To však nebylo možné, jelikož odebrání akumulátorů by narušilo chod napájených zařízení, (domácí vodárna, čerpadla, atd.) důležitých pro chod domácnosti.

Na grafu 5.3 je záznam měřené kapacity akumulátoru měničem C_{vertex}, vypočtených kapacit C_{pk} a C a také záznam proudu i a napětí u na akumulátoru. Z grafu je vidět, že v čase 00:00 dojde k inicializaci kapacity C_{pk} a C na hodnotu přečtenou z měniče C_{vertex} a následně probíhá noční řízené nabíjení. Od tohoto bodu jsou již kapacity počítány dle výše popsaného programu. Hodnota kapacity C_{pk} respektuje závislost kapacity na velikosti vybíjecího proudu, z tohoto důvodu se křivky C_{pk} a C rozchází.

Výpočet kapacity v programu SDS-C:

```
1207 //vypocet kapacity baterie
1208 if (batt_curr_avg<0) //vybijeci proud
1209 {
1210 proud_pk();
1211 t2 = t1;
1212 t1 = SYS_TIME;
1213 batt_capacity_temp_pk=batt_capacity_temp_pk-(batt_curr_pk_avg*(t1-t2)*10); //
1214 batt_capacity_temp_new=batt_capacity_temp_new+(batt_curr_avg*(t1-t2)*10); // vypocet bez pk
1215 batt_capacity_cnt_pk=batt_capacity_cnt_pk+1;
1216 }
1217
1218 else //nabijeci proud
1219 {
1220 t2 = t1;
1221 t1 = SYS_TIME;
1222 batt_capacity_temp_pk=batt_capacity_temp_pk+(batt_curr_avg*(t1-t2)*10); //
1223 batt_capacity_temp_new=batt_capacity_temp_new+(batt_curr_avg*(t1-t2)*10); //vypocet bez pk
1224 batt_capacity_cnt_pk=batt_capacity_cnt_pk+1;
1225 }
1226
1227 if(batt_capacity_cnt_pk>100) //
1228 {
1229 batt_capacity_pk = batt_capacity_pk + batt_capacity_temp_pk/3600000; //Ams --> Ah
1230 batt_capacity_new = batt_capacity_new + batt_capacity_temp_new/3600000; //Ams --> Ah
1231 if(batt_capacity_pk>BATT_CAP_NOMINAL*100) //omezeni na maximalni kapacitu
1232    {
1233    batt_capacity_pk = BATT_CAP_NOMINAL*100;
1234    }
1235 if(batt_capacity_new>BATT_CAP_NOMINAL*100) //omezeni na maximalni kapacitu
1236    {
1237    batt_capacity_new = BATT_CAP_NOMINAL*100;
1238    }
1239 batt_capacity_cnt_pk=0;
1240 batt_capacity_temp_pk=0;
1241 batt_capacity_temp_new=0;
1242 SYS_TIME = 0;
1243 t1 = SYS_TIME;
1244 }
1245 //konec - vypocet kapacity baterie
```



graf 5.4 *– záznam měřené a počítané kapacity, napětí a proudu akumulátoru*

6 EKONOMICKÉ HODNOCENÍ EPERIMENTÁLNÍHO HYBRIDNÍHO FOTOVOLTAICKÉHO SYSTÉMU S PREDIKTIVNÍM ŘÍZENÍM

V této kapitole je zpracováno ekonomické hodnocení experimentálního hybridního fotovoltaického systému s prediktivním řízením. Cílem je určit dobu jeho návratnosti, a zda se funkce řízeného nočního nabíjení vyplatí realizovat i přes účinnost nabíjecího a vybíjecího cyklu akumulátorů. Jinak řečeno, zda není ekonomicky výhodnější dokupovat potřebnou elektrickou energii i v době vysokého tarifu (VT), než ji akumulovat v době nízkého tarifu (NT). Experimentální hybridní systém využívá tarif D25, kde vysoký tarif trvá 16 a nízký 8 hodin.

V rámci ekonomického hodnocení byla spočítána finanční úspora, diskontovaný peněžní hotovostní tok (DCF) pro varianty provozu systému s řízením nočního nabíjení a bez něj, po dobu 20ti let. Dalším sledovaným parametrem je návratnost investice [21] Varianty s řízeným nočním nabíjením byly hodnoceny pro různé poměry využívání elektrické energie z vysokého a nízkého tarifu. Tedy od výchozího poměru tarifů sazby D25 2:1 (VT:NT) až po 0:1, kdy je veškerá elektrická energie nakupována pouze v nízkém tarifu. Jednotlivé varianty a procentuální vyjádření nakupované elektrické energie v nízkém a vysokém tarifu je v tabulce 6.1.

varianta	NT	VT
1	33%, bez řízeného nabíjení	67%, bez řízeného nabíjení
2	33%	67%
3	40%	60%
4	50%	50%
5	60%	40%
6	70%	30%
7	80%	20%
8	90%	10%
9	100%	0%

tabulka 6.1 *– varianty provozu a procentuální vyjádření nakupované elektrické energie ze sítě v nízkém a vysokém tarifu*

6.1 Vstupní data ekonomického hodnocení

6.1.1 Produkce elektrické energie

K výpočtům byl použit odhad produkce elektrické energie z fotovoltaiky pomocí nástroje PVGIS, kam byly dosazeny parametry fotovoltaické instalace experimentálního systému popsaného v kapitolo 5. Odhadovaná produkce elektrické energie 2542,3 kWh/rok. Tato

hodnota však nezohledňuje fakt, že panely na instalaci jsou v odpoledních hodinách zastíněny budovou. Proto byla tato hodnota ponížena na základě reálně změřených dat o odhadnutých 25 %. Tedy použitá hodnota produkce elektrické energie je 1906,7 kWh.

6.1.2 Spotřeba elektrické energie

Experimentální hybridní systém napájí pouze jednu vybranou fázi v objektu. K této fázi jsou připojena zařízení vypsaná v tabulce 6.2, kde jsou uvedeny i jejich výkony.

zařízení	příkon (kW)
Lednice	0,15
Mrazák	0,16
Pračka	2,2
Domácí zábavní systém (TV, Hifi, ...)	0,3
Domácí vodárna	0,6
Cirkulační čerpadla	0,2
Plynový kotel, regulace	0,05

tabulka 6.2 *– zařízení připojená k hybridnímu systému*

Celková denní spotřeba všech zařízení je dle majitelů 4,5 kWh/den. Celková roční spotřeba je tedy 1642,5 kWh/rok.

6.1.3 Investiční náklady

Investiční náklady na pořízení hybridního systému jsou po jednotlivých položkách uvedeny v tabulce 6.3.

položka	cena
FV panely	54 000 Kč
nosná konstrukce	10 000 Kč
hybridní měnič Vertex	31 500 Kč
akumulátory Trojan	40 000 Kč
projekt, revize	15 000 Kč
ostatní materiál, instalace	20 000 Kč
topná patrona	2 500 Kč
CELKEM	173 000 Kč

tabulka 6.3 *– položkové a celkové investiční náklady na pořízení hybridního systému* [22]

6.1.4 Ceny energií

Ceny elektrické energie v tarifu D25 a plynu za kWh jsou uvedeny v tabulce 6.4. V tabulce jsou pro jednotlivé ceny zavedeny písmenné zkratky sloužící k popisu výpočtů.

elektrická energie	
vysoký tarif - **V**	4,6535 Kč/kWh
nízký tarif - **N**	1,8624 Kč/kWh
poměrná cena - **VN**	3,7231 Kč/kWh
plyn - **G**	
1,5 Kč/kWh	

tabulka 6.4 *– ceny energií* [23, 24]

6.2 Finanční úspora jednotlivých variant provozu

Finanční úspora jednotlivých variant, popsaných v úvodu této kapitoly, byla stanovena na základě následující úvahy. Z produkce elektrické energie fotovoltaickými panely přes den se 25 % přímo spotřebuje. Dalších 30 % se uloží do akumulátorů, pro pozdější spotřebu. Tím jsou tvořeny úspory za nákup elektrické energie v době vysokého tarifu. Zbylých 45 % produkované elektrické energie prostřednictvím topné patrony akumuluje ve formě tepla. Jelikož se v objektu pro ohřev teplé užitkové vody využívá plynový kotel, vzniká tím úspora ve formě snížení spotřeby plynu. Toto procentuální využití vyrobené elektrické energie je převzato z nového návrhu dotačního programu Nová Zelená úsporám. U akumulace elektrické energie je uvažována účinnost nabíjecího a vybíjecího cyklu pro olověné akumulátory 74 %. Z tohoto důvodu je reálně spotřebovaná elektrická energie z akumulátorů ve skutečnosti nižší, než jaká byla uložena. [9]

Dle výše popsané úvahy jsou v tabulce 6.5 rozepsány objemy produkce, spotřeby, akumulace a nákupu elektrické energie, kterou je potřeba pro pokrytí spotřeby dokoupit. V tabulce jsou pro jednotlivé položky zavedeny písmenné zkratky sloužící k popisu výpočtů.

odhad výroby elektrické energie - **P** 1906,7 Wh
odhad spotřeby elektrické energie - **S** 1642,5 kWh
přímá spotřeba elektrické energie z FVE - **A** 476,7 kWh
akumulovaná elektrická energie z FVE - **B** 572 kWh
spotřeba elektrické energie z akumulátorů - **C** 423,3 kWh
elektrická energie použitá k ohřevu TUV - **D** 858 kWh
nakupovaná elektrická energie - **E** 742 kWh

tabulka 6.5 *– objemy produkce, spotřeby, akumulace a nákupu elektrické energie v systému*

Roční finanční úspora U1 varianty 1, kde je se neuvažuje řízené noční nabíjení, byla spočítána následovně.

$$U1 = (A + C).V + D.G =$$
$$= (476{,}7 + 423{,}3).4{,}6535 + 858.1{,}5 = 5475\ Kč/rok$$

Roční finanční úspora pro variantu U2, kde se uvažuje s využitím řízeného nočního nabíjení s účinností nabíjecího cyklu η = 74%, tedy s akumulací energie nakupované v nízkém tarifu, byla spočítána následovně.

$$U2 = (A + C).V + D.G + \left[E.VN - \left(E.0{,}33.\left(1 + \left(1 - \frac{\eta}{100}\right)\right). + E.0{,}67.V\right)\right] =$$
$$= (476{,}7 + 423{,}3).4{,}6535 + 858.1{,}5 +$$
$$+ \left[742\,.3{,}731 - \left(742\,.0{,}33.\left(1 + \left(1 - \frac{74}{100}\right)\right) + 742.0{,}67\,.4{,}6535\right)\right] = 5350\ Kč/rok$$

Stejným způsobem byly počítány úspory U3 až U9 u ostatních variant. V tabulce 6.6 jsou uvedeny výsledky spočítaných ročních úspor za nákup elektrické energie a plynu pro jednotlivé varianty.

varianta	roční úspory
1	5 475 Kč
2	5 350 Kč
3	5 469 Kč
4	5 641 Kč
5	5 812 Kč
6	5 983 Kč
7	6 154 Kč
8	6 325 Kč
9	6 496 Kč

tabulka 6.6 *– roční úspory za nákup energií pro jednotlivé varianty*

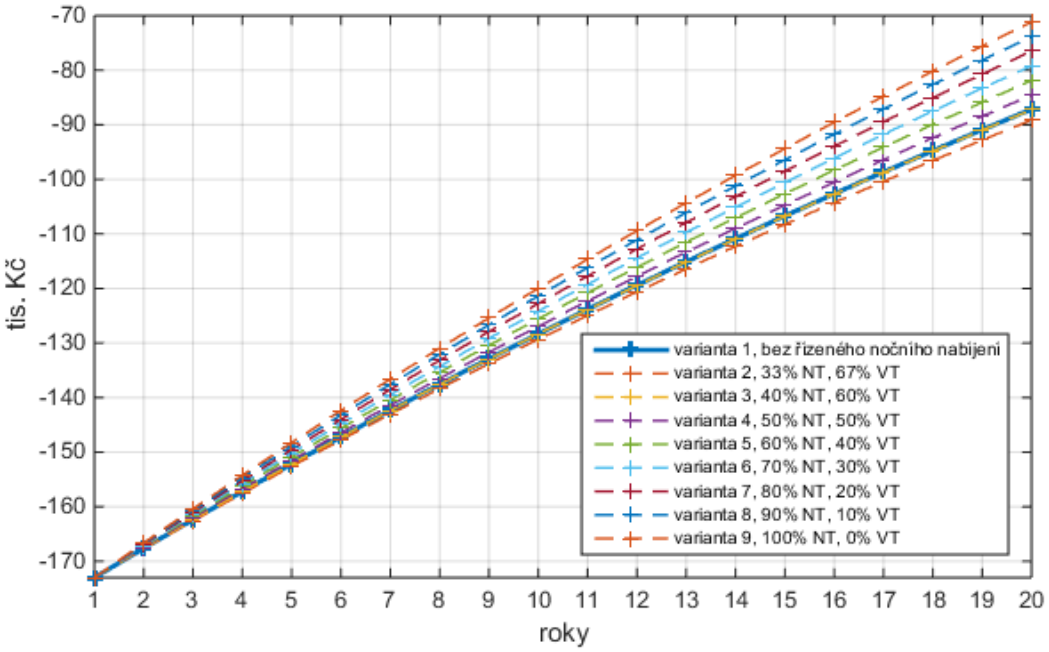
6.3 Diskontovaný peněžní tok a návratnost investice

Na základě vypočtených ročních úspor za nákup energií z tabulky 6.6 byly vypočteny diskontované finanční toky (DCF) investice pro jednotlivé varianty za dobu 20 let. Nominální diskontní míra byla stanoven na hodnotu 2 %. Diskontní míra zohledňuje vývoj ceny peněz v závislosti na čase. [21] První výpočet byl proveden pro případ, kdy si investor hradí veškeré náklady svépomocí. V tabulce 6.7 jsou shrnuta vstupní data k výpočtu.

doba hodnocení (roky)	20
diskontní míra (%)	2,00
investiční náklady (Kč)	173 000

tabulka 6.7 *– vstupní data k výpočtu diskontovaného peněžního toku (DCF)*

Graf 6.1 zobrazuje diskontované peněžní toky od počátku investice. Návratnost investice je pro všechny varianty mimo dobu hodnocení. Avšak z grafu, zle vyčíst, rozdíl mezi variantou 1 (bez řízeného nočního nabíjení) a variantou 9 (s řízeným nočním nabíjením), kde se elektrická energie nakupuje pouze v nízkém tarifu, je na konci sledovaného období téměř 20 000 Kč.



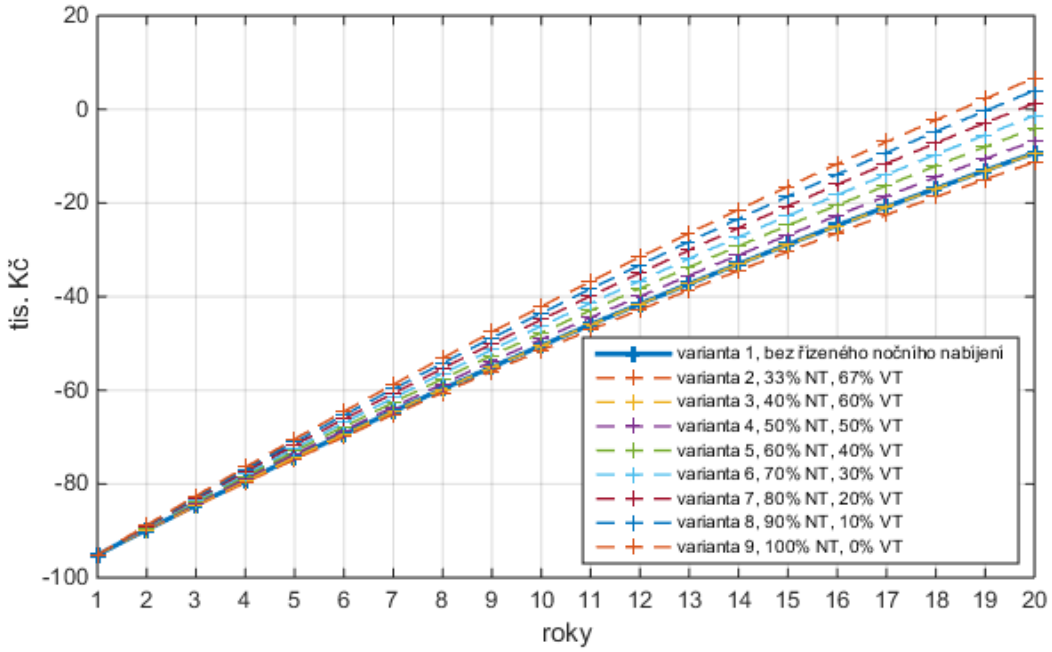
graf 6.1 *– diskontovaný peněžní tok pro varianty 1 až 9*

Ekonomickou atraktivitu tohoto systému může v budoucnu zlepšit nově připravovaný dotační program Zelená úsporám, v jehož návrhu se počítá s dotací 45 % z celkové ceny investice. Pro tento případ byl tedy upraven výpočet diskontovaného peněžního toku. Vstupní data jsou v tabulce 6.8.

doba hodnocení (roky)	25
diskontní míra (%)	2,00
investiční náklady (Kč)	173000
dotace (%)	45
investiční náklady snížené o dotaci (Kč)	95150

tabulka 6.7 *– vstupní data k výpočtu diskontovaného peněžního toku (DCF), se započtením dotace 45 %*

Na grafu 6.2 jsou zobrazeny diskontované peněžní toky od počátku investice se započtením dotace. V tomto případě je vidět, že varianty 7, 8 a 9 se do konce sledovaného období dosáhnou jistého zisku. Lze však s jistotou říci že i tato dotovaná investice je nenávratná, jelikož příklad nepočítá s dalšími náklady v době chodu systému. Jedná se především o výměnu akumulátorů. Olověné akumulátory, použité v experimentálním hybridním sytému, bude nutné vyměnit maximálně do 5 let. Dále zde není počítáno s vývojem cen energií.



graf 6.2 *– diskontovaný peněžní tok pro varianty 1 až 9, se započtením dotace 45 %*

V dohledné době by však tyto systémy mohli být ekonomicky zajímavější a to nejen díky dotacím, ale kvůli předvídanému růstu paušálních poplatků za elektrickou energii. V dnešní době je snaha velkých distributorů zvýšit ceny za rezervovaný příkon. S hybridním systémem by si pak uživatel mohl snížit tento rezervovaný příkon snížit (resp. snížit hodnotu hlavního jističe) a tím ušetřit až několik tisíc korun ročně.

7 POROVNÁNÍ PREDIKOVANÉ A SKUTEČNÉ VÝROBY NA REÁLNÝCH FOTOVOLTAICKÝCH SYSTÉMECH

Následující kapitoly obsahují srovnání predikované výroby elektrické energie Q_{PRED} (kWh) s reálnou výrobou na třech fotovoltaických systémech. Výpočet predikované výroby elektrické energie je proveden způsobem popsaným v kapitole 7.1.

K porovnání byla použita data z fotovoltaické elektrárny fakulty elektrotechnické (FEL) ČVUT, ke kterým poskytla přístup firma Energocentrum Plus s.r.o.. Další fotovoltaickou elektrárnou, jejíž data o výrobě byla porovnána s predikcí, je FVE Vrapice. Tuto elektrárnu provozuje Firma SPEL a.s.. Třetím systémem, který byl porovnán, je experimentální hybridní systém popsaný v kapitole 5.

7.1 Výpočet predikované výroby elektrické energie

Predikovaná výroba elektrické energie Q_{PRED} byla spočtena podle matematického modelu popsaného v kapitole 2.3. Do matematického modelu vstupují hodinové predikované hodnoty slunečního ozáření z váhové funkce, které jsou přepočtené z horizontální roviny na rovinu reálné fotovoltaické instalace. Predikované hodnoty slunečního ozáření na horizontální rovinu jsou vygenerovány z dat předpovědi počasí stažených vždy ve 23 hodin. Tedy z nejaktuálnějších. Přepočet z horizontální roviny na rovinu reálné fotovoltaické instalace je proveden přes geometrický faktor r (-), který byl spočítán jako poměr teoretické hodnoty slunečního ozáření na rovinu reálné fotovoltaické instalace k horizontální rovině. Stejným postupem, jako je uveden v kapitole 4.1.3, byla spočítána teoretická hodnota slunečního ozáření $G_{TEOR,FV}$ na rovinu konkrétní fotovoltaické instalace. Geometrický faktor r (-) pro přepočet z horizontální roviny byl pak vypočten následovně.

$$r = \frac{G_{TEOR,FV}}{G_{TEOR}} \tag{7.1}$$

Z predikovaných hodnot slunečního ozáření G_{PRED} (W/m^2) na horizontální plochu, byla pomocí geometrického faktoru vypočtena predikovaná hodnota slunečního ozáření $G_{PRED,\,FV}$ (W/m^2) na rovinu fotovoltaické instalace.

$$G_{PRED,FV} = G_{PRED}.r \tag{7.2}$$

Predikované hodnoty slunečního ozáření $G_{PRED,FV}$ vstupují spolu s predikovanou teplotou t_F (z meteorologického serveru forecast.io) a parametry systému do matematického modelu produkce elektrické energie. Výpis funkce matematického modelu z programu MATLAB je obsažen v příloze 2. V matematickém modelu bylo počítáno s konstantní hodnotou rychlosti větru, kde byla použita roční průměrná rychlost větru 3 m/s pro oblast Prahy a Středočeského kraje. [25]

7.2 Fotovoltaická elektrárna FEL ČVUT

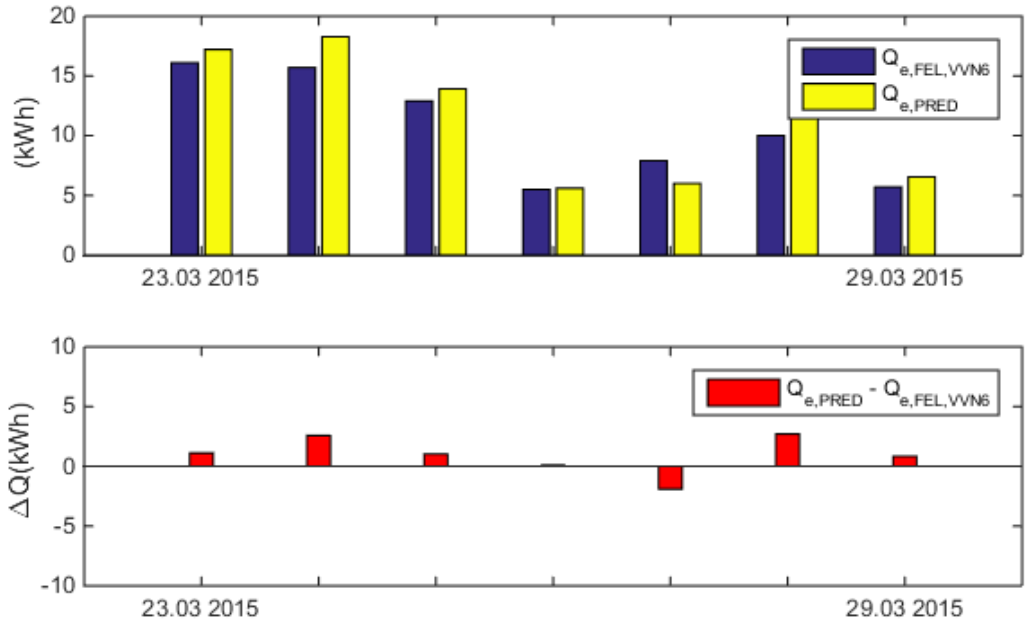
Fotovoltaická elektrárna FEL ČVUT, je instalována na střeše bloků fakulty elektrotechnické a strojní v pražských Dejvicích. Celkově je na střeše nainstalováno 585 monokrystalických

křemíkových panelů LDK 220W. Celkový špičkový instalovaný výkon elektrárny je 129 kWp. Fotovoltaické panely jsou rozděleny do několika stringů, které jsou připojeny celkem k 21 střídačům PAC od firmy OELMIER TECHNOLOGY. Pro porovnání skutečně vyrobené a predikované elektrické energie byl vybrán střídač s označením VVN6. Denní výroby elektrické energie $Q_{e,FEL,VVN6}$ (kWh/den) byly staženy za období listopad 2014 až březen 2015. Vstupní parametry systému pro výpočet predikované výroby elektrické energie $Q_{e,PRED}$ (kWh/den) jsou v tabulce 7.1.

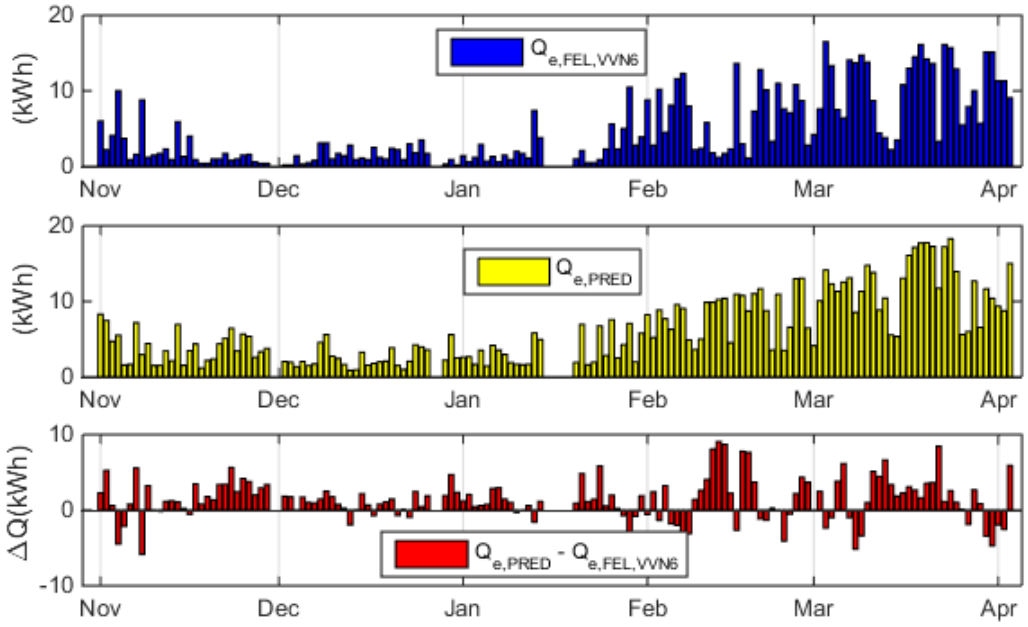
monokrystalický panel LDK 220W	
počet (ks)	18
plocha panelu (m^2)	1,6254
účinnost (-)	0,1348
teplotní koeficient výkonu (%/K)	-0,47
měnič PAC 4	
účinnost (-)	0,9594

tabulka 7.1 *– vstupní parametry systému pro výpočet predikované výroby elektrické energie $Q_{e,PRED}$ FVE FEL ČVUT*

Reálné denní výroby elektrické energie $Q_{e,FEL,VVN6}$, predikované denní výroby elektrické energie Q_{PRED} a jejich rozdíly jsou zobrazeny za vybraný týden v grafu 7.1. Hodnoty za celé sledované období jsou v grafu 7.2.



graf 7.1 *– reálné denní výroby $Q_{e,FEL,VVN6}$ naměřené na měniči VVN6, predikované denní výroby $Q_{e,PRED}$ a jejich rozdíl za vybraný březnový týden*



graf 7.2 *– reálné denní výroby $Q_{e,FEL,VVN6}$ naměřené na měniči VVN6, predikované denní výroby $Q_{e,PRED}$ a jejich rozdíl za celé sledované období*

Z grafu 7.2 lze vyčíst, že predikovaná hodnota denní výroby je u většiny predikcí vyšší než reálně změřená. Pro stanovení přesnosti predikce byla spočítána směrodatná odchylka denní predikované a vyrobené elektrické energie dle vztahu 4.3.

$$\sigma = 2{,}88\ kWh/\ den$$

Dále byla spočtena minimální a maximální odchylka, určená jako minimum a maximum absolutní hodnoty rozdílu predikované a vyrobené elektrické energie.

$$|\Delta Q|_{min} = 0{,}018\ kWh/den$$

$$|\Delta Q|_{max} = 9{,}054\ kWh/\ den$$

Sumy predikované a reálně vyrobené elektrické energie za zkoumané období jsou následující.

$$\sum Q_{e,FEL,VVN6} = 711{,}8\ kWh$$

$$\sum Q_{e,PRED} = 911{,}2\ kWh$$

Rozdíl mezi celkovou predikovanou a reálnou výrobou naměřenou na měniči VVN6 je 199,4 kWh. Systém tedy vyrobil o 28 % méně, než bylo predikováno.

7.3 Fotovoltaická elektrárna Vrapice

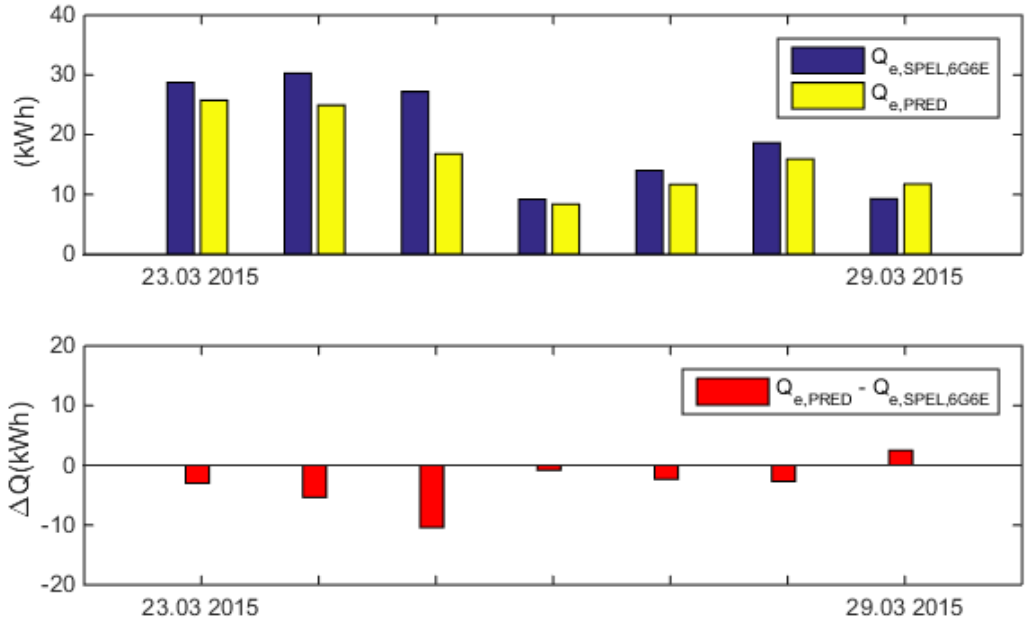
Fotovoltaická elektrárna Vrapice firmy SPEL a.s. se nachází na pozemku ve stejnojmenné obci nedaleko Univerzitního centra energeticky efektivních budov v Buštěhradu. Váhová funkce predikce osvitu, na které je založena predikce výroby elektrické energie, byla vytvořena z dat měřených a predikovaných pro tuto lokalitu. Data z elektrárny Vrapice jsou tedy ideální porovnání predikované a skutečné výroby.

Elektrárna obsahuje celkem 4320 kusů monokrystalických panelů DelSolar D6M240B3A o špičkovém výkonu 240 Wp. Celkový špičkový instalovaný výkon elektrárny je 1,037 MWp. Panely jsou rozděleny do sektorů a následně po 24 kusech do stringů, které jsou připojeny celkem k 180 střídačům Solvia 5,0 od firmy Delta. K porovnání skutečně vyrobené a predikované elektrické energie byl vybrán střídač s označením 6G6E. Denní výroby elektrické energie $Q_{e,FEL,6G6E}$ (kWh/den) byly staženy, stejně jako u předešlého srovnání, za období listopad 2014 až březen 2015. Vstupní parametry systému pro výpočet predikované výroby elektrické energie $Q_{e,PRED}$ (kWh/den) jsou v tabulce 7.2.

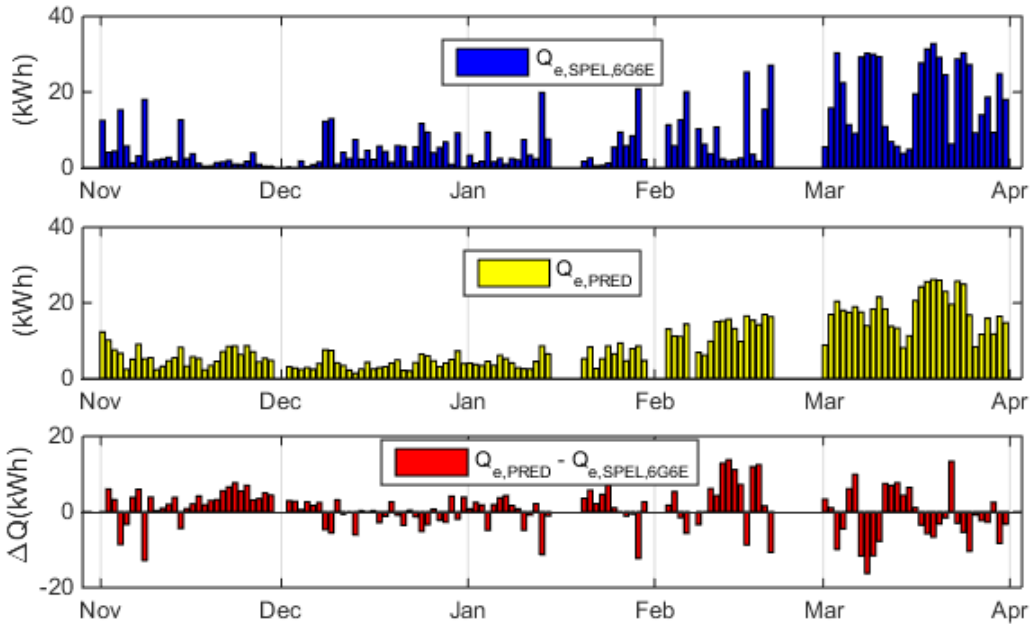
monokrystalický panel DelSoral D6M240B3A	
počet (ks)	24
plocha panelu (m^2)	1,6335
účinnost (-)	0,144
teplotní koeficient výkonu (%/K)	-0,498
měnič Solvia 5.0	
účinnost (-)	0,946

tabulka 7.2 *– vstupní parametry systému pro výpočet predikované výroby elektrické energie $Q_{e,PRED}$ FVE Vrapice*

Reálné denní výroby elektrické energie $Q_{e,FEL,VVN6}$, predikované denní výroby elektrické energie Q_{PRED} a jejich rozdíly jsou zobrazeny za vybraný týden v grafu 7.3. Hodnoty za celé sledované období jsou v grafu 7.4.



graf 7.3 *– reálné denní výroby $Q_{e,SPEL,6G6E}$ naměřené na měniči 6G6E, predikované denní výroby $Q_{e,PRED}$ a jejich rozdíl za vybraný březnový týden*



graf 7.4 *– reálné denní výroby $Q_{e,SPEL,6G6E}$ naměřené na měniči 6G6E, predikované denní výroby $Q_{e,PRED}$ a jejich rozdíl za celé sledované období*

Obdobně jako u přechozího porovnání byla pro stanovení přesnosti predikce spočítána směrodatná odchylka denní predikované a vyrobené elektrické energie.

$$\sigma = 5{,}7\ kWh/\ den$$

Dále byla spočtena minimální a maximální odchylka, určená jako minimum a maximum absolutní hodnoty rozdílu predikované a vyrobené elektrické energie.

$$|\Delta Q|_{min} = 0{,}028\ kWh/den$$

$$|\Delta Q|_{max} = 16{,}26\ kWh/\ den$$

Sumy predikované a reálně vyrobené elektrické energie za zkoumané období jsou následující.

$$\sum Q_{e,SFEL,6G6E} = 1121{,}4\ kWh$$

$$\sum Q_{e,PRED} = 1193{,}1\ kWh$$

Rozdíl mezi celkovou predikovanou a reálnou výrobou naměřenou na měniči 6G6E za zkoumané období je 71,7 kWh. Systém vyrobil o 6,4 % méně, než bylo predikováno.

7.4 Experimentální hybridní fotovoltaický systém

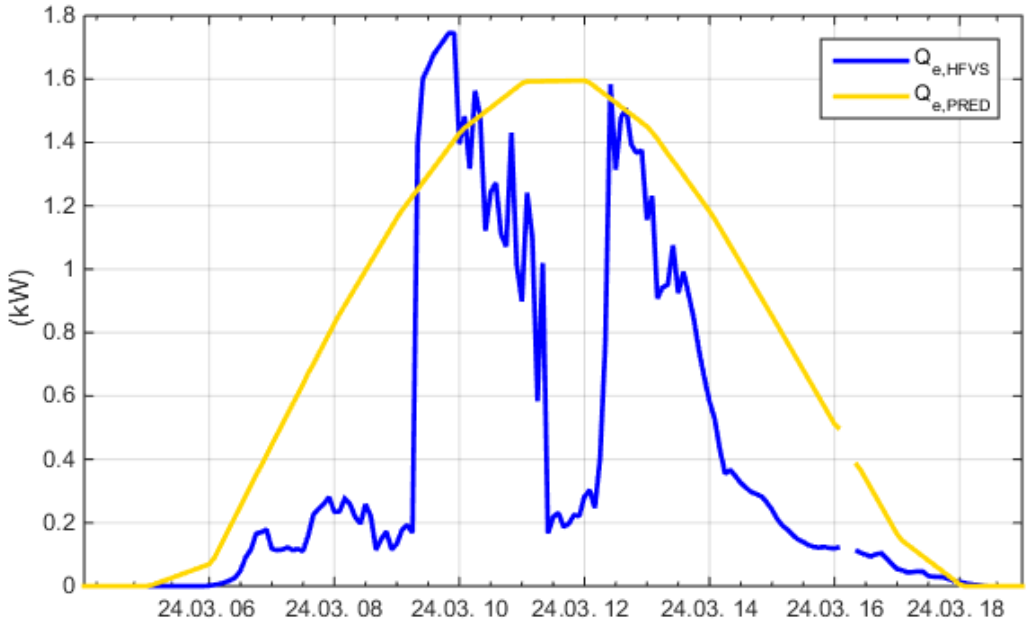
Experimentální hybridní fotovoltaický systém je třetím systémem, na kterém je provedeno porovnání reálné $Q_{e,HFVE}$ (kWh/den) a predikované $Q_{e,PRED}$ (kWh/den) výroby elektrické energie. Jeho podrobný popis je uveden v kapitole 5. Data vyrobené elektrické energie byla stažena za období od listopadu 2014 do poloviny března 2015. Vstupní parametry systému pro výpočet predikované výroby elektrické energie $Q_{e,PRED}$ jsou v tabulce 7.3.

monokrystalický LDK 235	
počet (ks)	12
plocha panelu (m^2)	1,6321
účinnost (-)	0,144
teplotní koeficient výkonu (%/K)	-0,45
měnič Vertex	
účinnost (-)	0,955

tabulka 7.2 *– vstupní parametry systému pro výpočet predikované výroby elektrické energie $Q_{e,PRED}$ experimentálního hybridního systému*

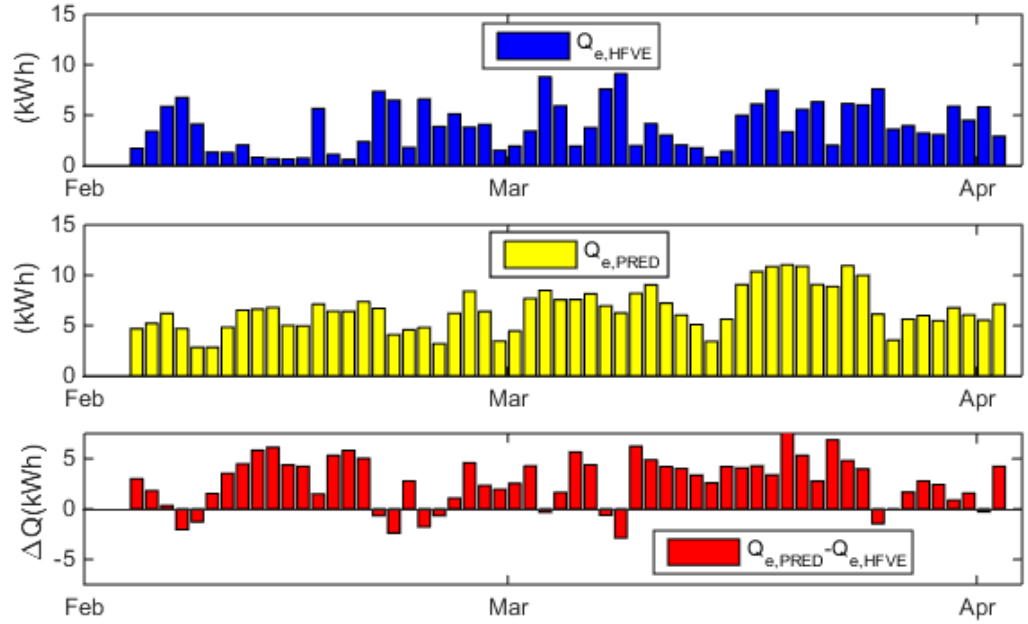
Předchozí systémy použité pro srovnání predikované a reálné výroby elektrické energie pracují v režimu připojení na síť (grid on), tedy dodávají veškerou vyrobenou elektrickou energii do sítě. Jinými slovy mají vždy vyváženou bilanci výroby a spotřeby. Experimentální hybridní systém pracuje v poloostrovním režimu. Nemůže v případě přebytků vyrobené elektrické energie tuto energii dodat do sítě. K ukládání energie slouží akumulátory a topná patrona na přípravu teplé vody. I když je elektrárna připojena k distribuční síti, tok energie je umožněn

pouze směrem do objektu. Je zřejmé, že vyváženost bilance spotřeby a výroby hybridního systému je pouze v případě, kdy je připojena zátěž. Z tohoto důvodu tento systém není vhodný pro srovnání predikované a skutečné výroby. Důkazem je denní průběh predikované výroby elektrické energie $Q_{e,PRED}$ a skutečné $Q_{e,HFVE}$ na grafu 7.3. Na křivce reálné denní výroby elektrické energie, lze nepřímo sledovat denní spotřebu objektu.



graf 7.3 *– průběh reálné denní výroby $Q_{e,HFVE}$ a predikované denní výroby $Q_{e,PRED}$*

Reálné a predikované denní výroby elektrické energie $Q_{e,HFVE}$, Q_{PRED} a jejich rozdíly jsou za celé sledované období zobrazeny v grafu 7.4.



graf 7.4 *– reálné denní výroby $Q_{e,HFVE}$, predikované denní výroby $Q_{e,PRED}$ a jejich rozdíl*

V případě srovnání výroby hybridního systému není nutné počítat směrodatnou odchylku reálné výroby od predikované, jelikož je výroba závislá na spotřebě. Z rozdílu predikované elektrické energie $Q_{e,PRED}$ a reálně vyrobené $Q_{e,HFVE}$ *za* celé sledované období, lze teoreticky stanovit nevyužitý potenciál výroby hybridního fotovoltaického systému. Sumy predikované a reálně vyrobené elektrické energie jsou následující.

$$\sum Q_{e,HFVE} = 225{,}8\ kWh$$

$$\sum Q_{e,PRED} = 381{,}6\ kWh$$

Rozdíl mezi celkovou predikovanou a reálnou výrobou za zkoumané období je 155,8 kWh. Teoreticky tedy systém mohl vyrobit o 69 % více energie.

8 ZÁVĚR

V rámci diplomové práce byla vytvořena váhová funkce predikce slunečního ozáření, která k predikci využívá předpověď počasí z meteorologického serveru forecast.io a teoretickou hodnotu slunečního ozáření při jasné obloze. Přesnost predikované hodnoty slunečního ozáření byla ověřena na reálně změřených datech z meteorologické stanice Univerzitního centra energeticky efektivních budov v Buštěhradu. Rozdíl mezi naměřenou a predikovanou dávkou slunečního ozáření za sledované období od listopadu 2014 do dubna 2015 je pouhých 1,06 kWh/m^2. V porovnání s alternativním zdrojem predikce slunečního, který poskytla společnost Energo centrum plus s.r.o. a který využívá data z NOAA, se jeví váhová funkce přesnější. Tento alternativní zdroj predikce předpovídal za stejné sledované období o 87,34 kWh/m^2 více než bylo naměřeno. Je zde ale nutné zmínit, že váhová funkce byla vytvořena pouze z dostupných předpovídaných a naměřených dat za měsíce od listopadu do března. Otázkou tedy je, jak tato funkce bude přesná v průběhu celého roku. Zde je tedy prostor k dalšímu vývoji váhové funkce predikce slunečního ozáření.

Tato váhová funkce byla implementována do řídicího systému experimentálního hybridního fotovoltaického systému, kde je využita pro řízení nočního nabíjení. K této funkci byla dále navržena a implementována metodika výpočtu kapacity akumulátorů. Metodika využívá Peukertovu kompenzaci vybíjecího proudu, která respektuje závislost velikosti kapacity na velikosti vybíjecího proudu.

Ekonomické hodnocení experimentálního hybridního systému ukázalo, že návratnost investice do systému bez dotace je za horizontem 20 let. Při započítání datace ve výši 45 % z celkové ceny investice, se kterým počítá dotační program Nová Zelená úsporám, je návratnost 18 let (bez započtení dalších investic do systému během jeho chodu). Tato návratnost vychází pro variantu, kde je v systému použito prediktivní řídící algoritmus (resp. řízené noční nabíjení) a elektrická energie je nakupována pouze v nízkém tarifu. Návratnost varianty bez prediktivního řízení je za opět za horizontem 20 let. Řízené noční nabíjení v ideálním případě umožňuje ušetřit až 1000 Kč ročně za nakupovanou elektrikou energie.

K dalšímu ověření funkčnosti váhové funkce, byla z predikované hodnoty slunečního ozáření vypočtena predikovaná výroba elektrické energie reálných fotovoltaických elektráren. K výpočtu predikované výroby byl použit matematický model fotovoltaického panelu, který zohledňuje pokles účinnosti se zvyšující se teplotou. Fotovoltaická elektrárna Vrapice, která se nachází nedaleko Buštěhradu, vyrobila za období od listopadu 2014 do dubna 2015 o 6,4% méně energie, než bylo predikováno. K dalšímu porovnání byla použita data z elektrárny

fakulty elektrotechnické ČVUT v Praze. Tato elektrárna vyrobila o 28 % méně energie, než bylo predikováno. Takto vysoký rozdíl může být však způsoben tím, že predikce slunečního ozáření, ze které je produkce elektrické energie vypočítána, je pro lokalitu Univerzitního centra energetických budov v Buštěhradu. Predikovaná výroba byla porovnána s reálnou i na experimentálním hybridním systému. Zde však produkce elektrické energie závisí na spotřebě. Proto lze z rozdílu predikované a reálně vyrobené elektrické energie teoreticky stanovit nevyužitý potenciál výroby hybridního fotovoltaického systému. Z výsledků vyplívá, že systém mohl vyrobit o 69 % více elektrické energie. Při zvládnutí přesné predikce slunečního ozáření a přesného matematického modelu výroby, zde vzniká prostor, ke zlepšení řízení spotřeby v objektu.

SEZNAM POUŽITÉ LITERATURY

[1] MATUŠKA, Tomáš. Praha. *Alternativní zdroje energie* [online]. 2010 [cit. 2015-04-18]. Dostupné z: http://ib.cvut.cz/sites/default/files/Studijni_materialy/AZE/Matuska_Alternativni_zdroje_energie.pdf

[2] ŠRAHŮLKOVÁ, Karolína. 2010. Příspěvek ke studiu klimatu města Olomouuce - sluneční záření. Olomouc. Dostupné také z: https://theses.cz/id/bjxblz?furl=%2Fid%2Fbjxblz;so=nx;lang=en. Bakalářská práce. Univerzita Palackého v Olomouci.

[3] STAĚK, Kamil. 2012. Fotovoltaika pro budovy. Praha: Grada. ISBN 978-80-247-4278-6.

[4] SRDEČNÝ, Karel. 2010. Fotovoltaika v budovách [online]. ekoWATT. Dostupné z: http://www.ekowatt.cz/cz/publikace/fotovoltaika-v-budovach-pdf

[5] BENDA, Vítěslav, Kamil STANĚK a Petr WOLF. Fotovoltaické systémy: Učební texty k semináři [online]. 2011 [cit. 2015-01-09]. Dostupné z: http://www.crr.vutbr.cz/system/files/brozura_04_1104.pdf.

[6] MATUŠKA, Tomáš. Fotovoltaika – bilance produkce, hybridní FVT: materiály k předmětu alternativní zdroje energie. Praha: ČVUT v Praze, FS.

[7] ŠMÍDEK, Jan. 2014. Studie ukládaní elektrické energie a energetická bilance multifunkční budovy UCEEB. Praha. Závěrečná práce z předmětu projekt 1. ČVUT v Praze, FEL.

[8] ŠMÍDEK, Jan. 2015. Návrh algoritmu řízení hybridních FVE. Praha. Závěrečná práce z předmětu projekt 2. ČVUT v Praze, FEL.

[9] TOŠER, Pavel, Sebastian VACULÍK a Petr BAČA. Náklady na akumulaci elektřiny v sekundárních článcích. TZB - INFO. Dostupné také z: http://oze.tzb-info.cz/10362-naklady-na-akumulaci-elektriny-v-sekundarnich-clancich

[10] L. HEDSTRÖM, C. WALLMARK, P. ALVFORS, M. RISSANEN, B. STRIDH, J. EKMANC: „Description and modelling of the solar-hydrogen-biogas-fuel cell system in GlashusEtt“, Journal of Power Sources 131 2004 340-350

[11] SCHUTTEN SOLAR. Katalogový list FV panelu STP6-XXX/60. 2011. vyd. Dostupné z: http://www.ostrovni-elektrarny.cz/docs/Schutten_solar.pdf

[12] DOERFFEL, Dennis a Suleiman ABU SHARKH. A critical review of using the Peukert equation for determining the remaining capacity of lead-acid and lithium-ion batteries [online]. 2006 [cit. 2015-01-09]. Dostupné z: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775305007093

[13] VICTRON ENERGY. Manuál, monitor baterie BV700. 2014. vyd. Dostupné z: http://www.ostrovni-elektrarny.cz/docs/Manual-BMV-700_700H_702-CZ.pdf

[14] forecast.io: popis API [online]. [cit. 2015-05-10]. Dostupné z: https://developer.forecast.io/docs/v2

[15] Yuasaeurope.com: výrobce baterií [online]. [cit. 2015-05-10]. Dostupné z: http://www.yuasaeurope.com/en-gb/industrial/products/np/

[16] JOINT RESEARCH CENTRE. PVGIS: Solar radiation and photovoltaic electricity potential country and regional maps for Europe [online]. 2012. [cit. 2015-05-10]. Dostupné z: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmaps/eur.htm

[17] ŠKALOUDOVÁ, Alena. Statistika pro pokročilé: Korelační analýza [online]. [cit. 2015-05-10]. Dostupné z: http://kps.pedf.cuni.cz/skalouda/pokrocili/korelacni.htm

[18] DOSTÁL, Martin. 2007. Evoluční výpočetní techniky [online]. Olomouc [cit. 2015-05-10]. Dostupné z: http://kps.pedf.cuni.cz/skalouda/pokrocili/korelacni.htm

[19] KOZEL, Aleš. 2014. Fotovoltaické systémy a jejich využití pro efektivní napájení rodinných domů. Praha. Diplomová práce. ČVUT v Praze.

[20] TROJAN battery company. Katalogový list akumulátoru T-105. http://www.ostrovni-elektrarny.cz/docs/T105_TrojanRE_Data_Sheets.pdf

[21] MURTINGER, Karel, Jiří BERANOVSKÝ a Milan TOMEŠ. 2007. Fotovoltaika, elektřina ze slunce. 1. vyd. Brno: ERA, vii, 81 s. ISBN 978-80-7366-100-7.

[22] Ostrovní elektrárny, Ing. Martin Kolařík: internetový obchod [online]. [cit. 2015-05-10]. Dostupné z: http://ostrovni-elektrarny.cz/

[23] Ceník elektrické energie ČEZ a.s.: D - Akumulace 8 [online]. [cit. 2015-05-10]. Dostupné z: http://www.cez.cz/cs/elektrina/comfort/cenik.html

[24] CenyEnergie.cz: Současná cena kubíku a kWh zemního plynu [online]. 2015. [cit. 2015-05-10]. Dostupné z: http://www.cenyenergie.cz/soucasna-cena-kubiku-m3-a-kwh-zemniho-plynu/#/promo-gas

[25] ŠTEKL, Josef a kolektiv. 2015. *AV ČR: Výzkum vhodnosti lokalit v ČR z hlediska zásob větrné energie a zpracování metodiky pro posuzovací a schvalovací řízení při zavádění větrných elektráren* [online]. [cit. 2015-05-10]. Dostupné z: http://www.ufa.cas.cz/struktura-ustavu/oddeleni-meteorologie/projekty-egp/vetrna-energie/projekty-qsy/vavf320f08f03.html

[26] Newport: Introduction to Solar Radiation [online]. [cit. 2015-05-10]. Dostupné z: http://www.newport.com/Introduction-to-Solar-Radiation/411919/1033/content.aspx

SEZNAM PŘÍLOH

Příloha 1 – Protokol z programu Eureqa

Příloha 2 – Funkce matematického modelu produkce elektrické energie v programu MATLAB

Příloha 3 – Program predikce slunečního ozáření v programu MALTAB, na CD

ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE
FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ

Prediktivní řízení malých hybridních solárních systémů

Predictive control for small hybrid photovoltaic systems

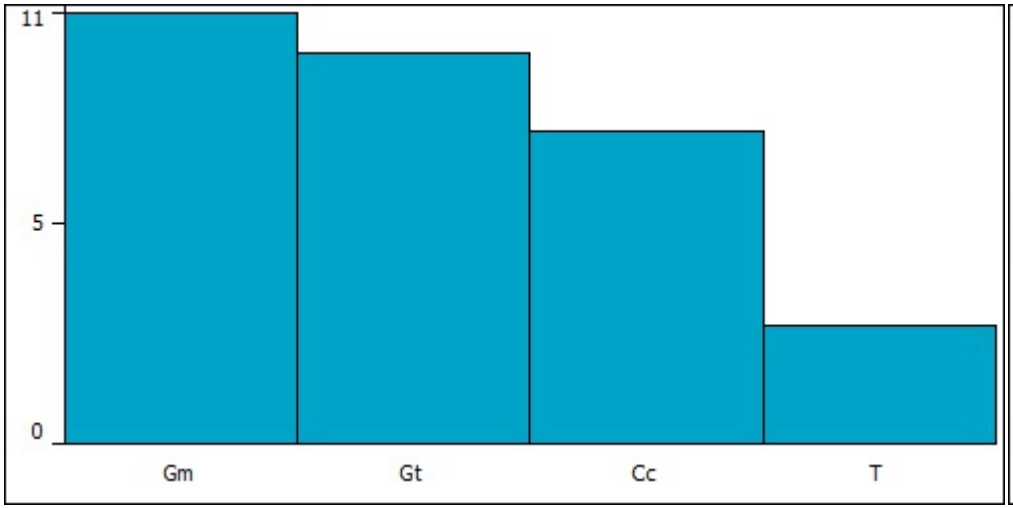
DIPLOMOVÁ PRÁCE

Příloha 1 – Protokol z programu Eureqa

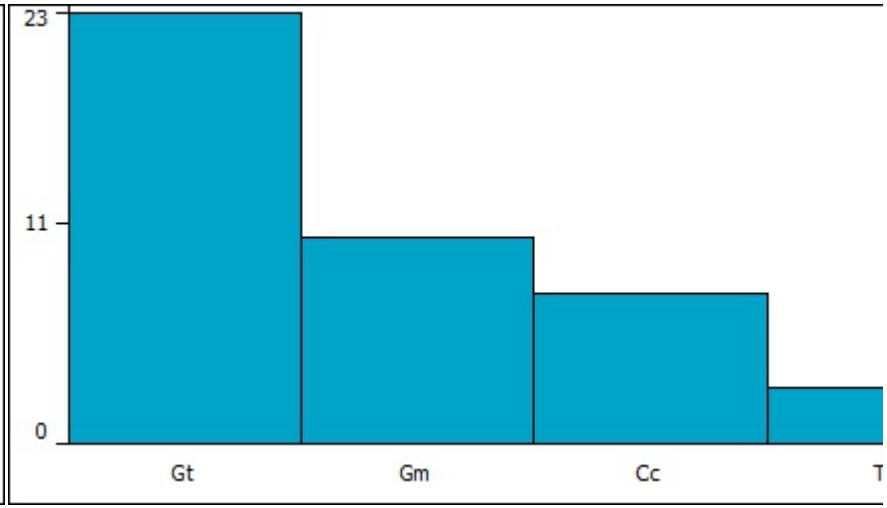
Eureqa Models

Variable Occurrences

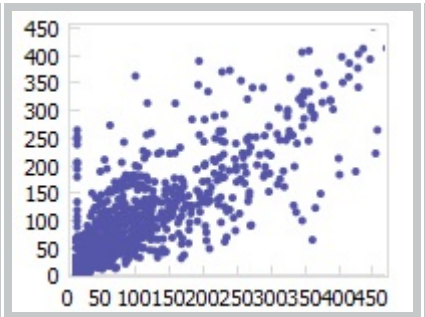
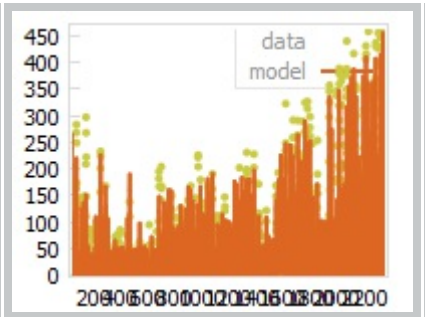
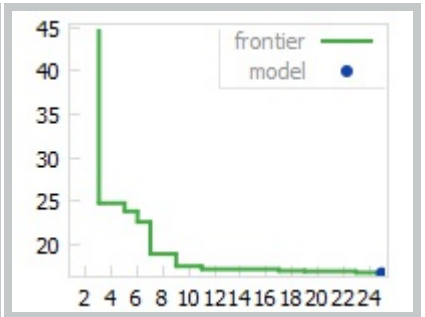
Number of Models each variable appears in

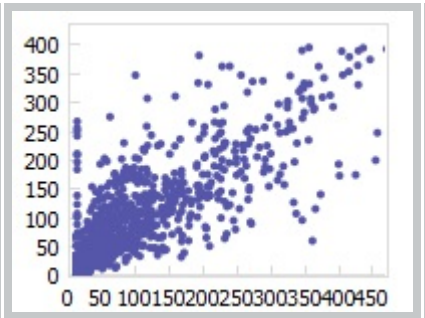
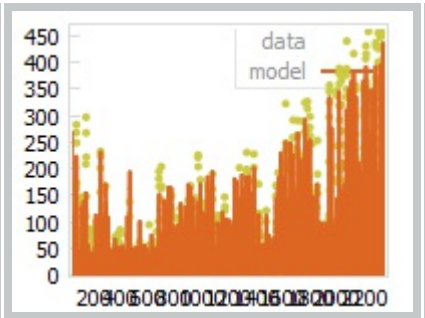
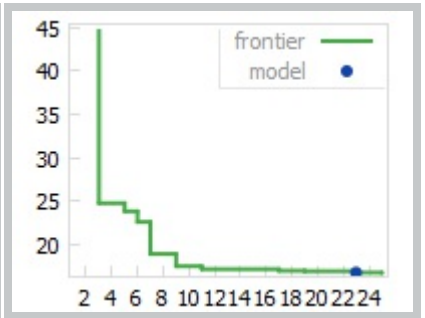
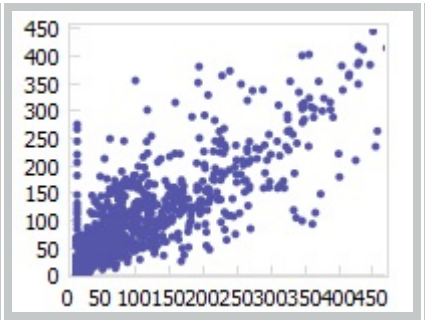
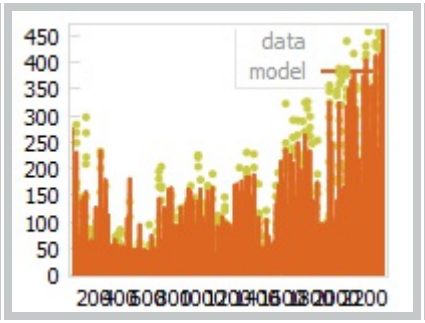
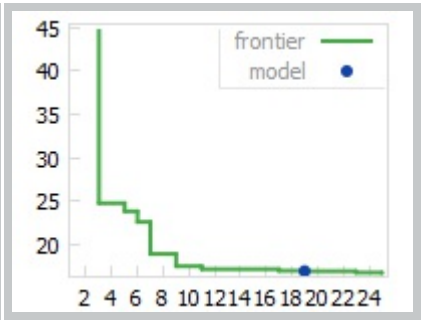


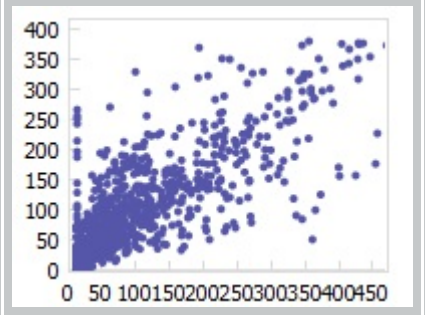
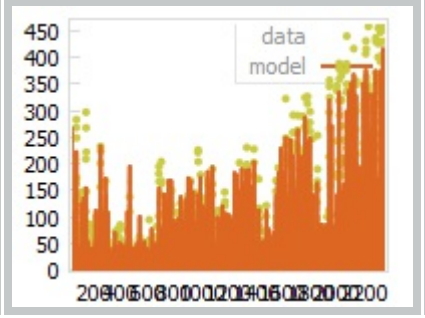
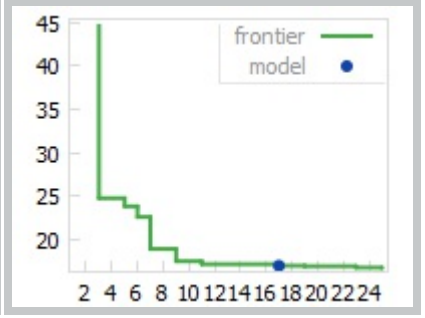
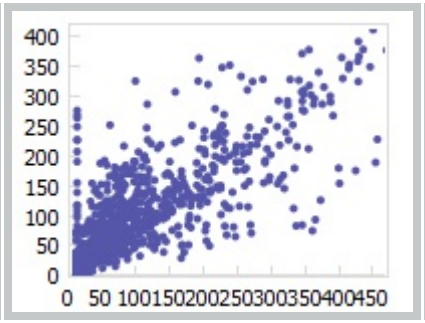
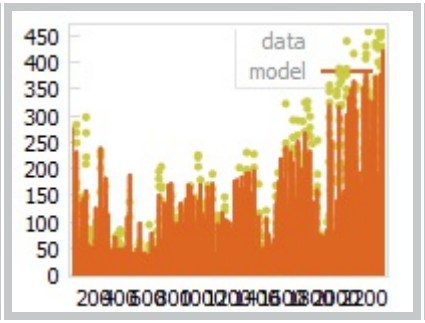
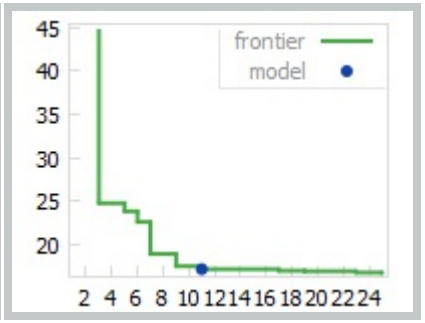
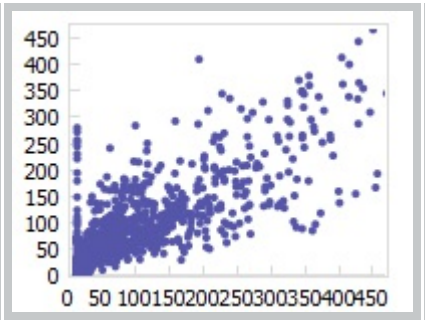
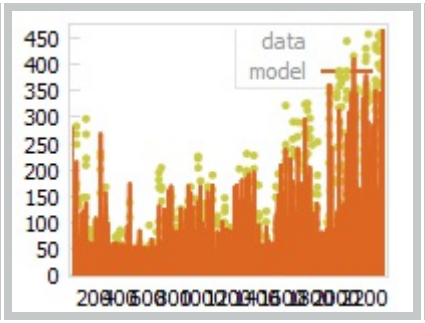
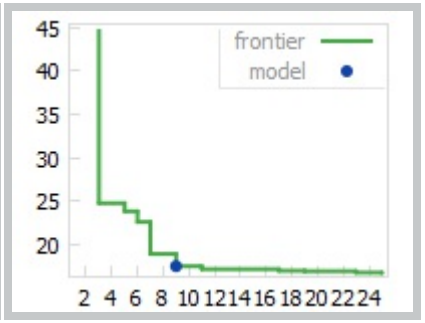
Number of Occurrences of each variable (across all mc

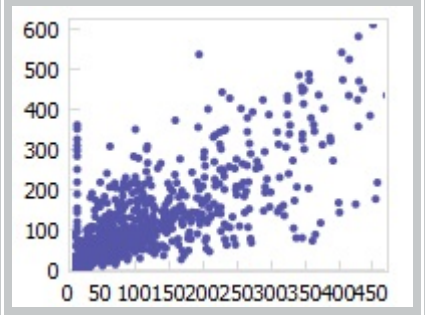
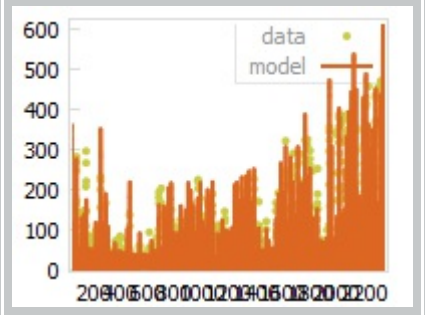
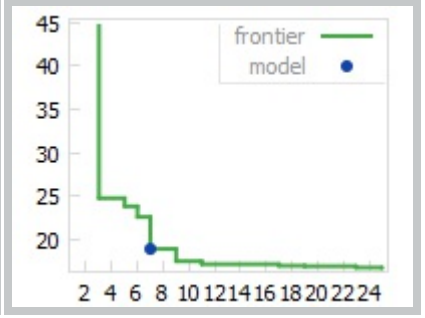
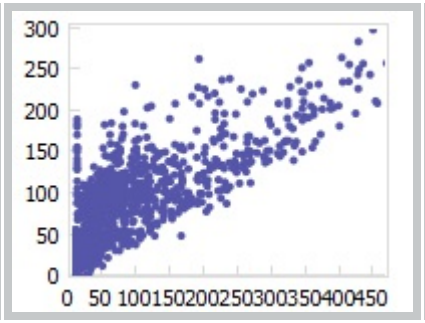
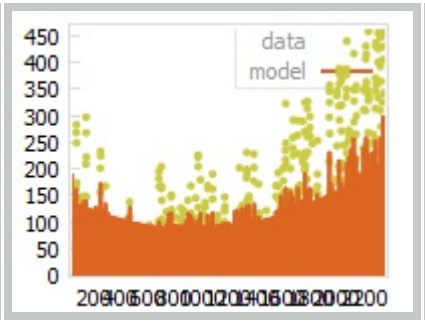
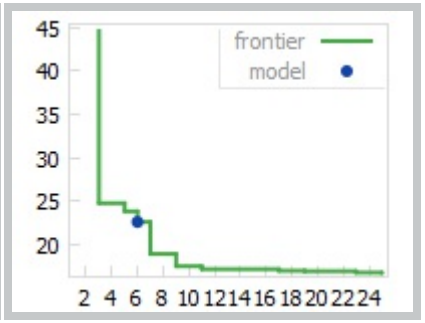
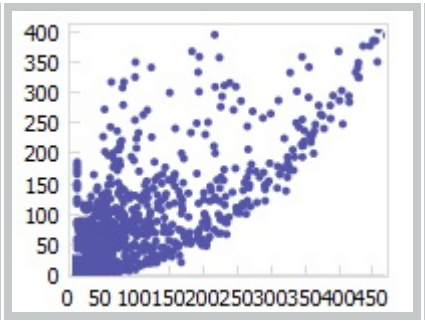
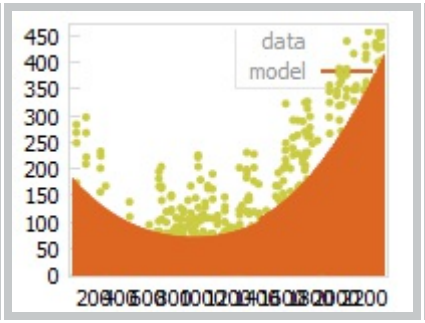
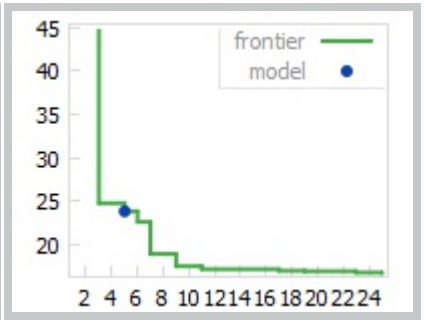


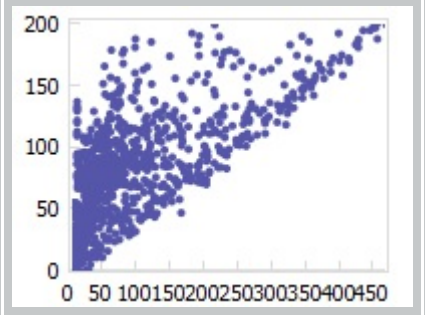
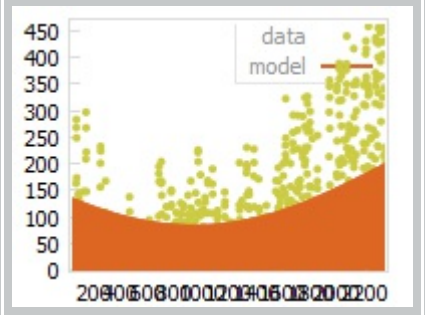
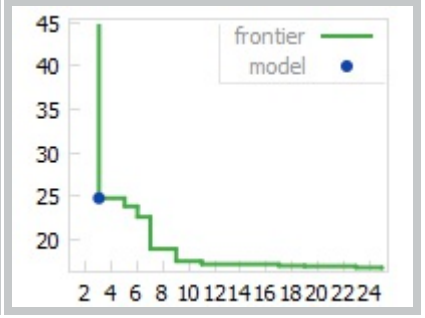
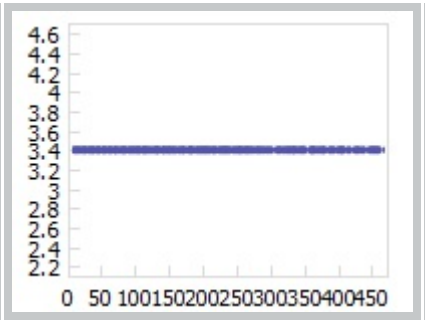
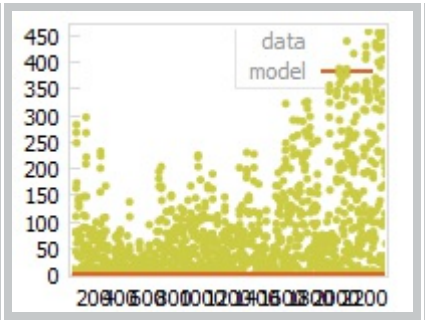
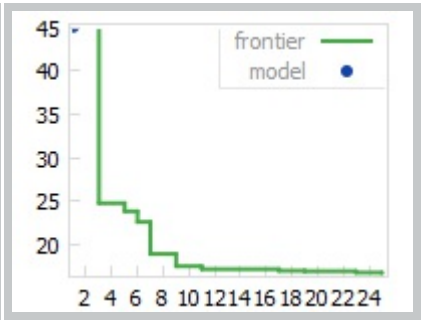
Model List

Model	Observed vs. Predicted	Output vs. Row	Error/Complexity Pareto
Model: $Gm = a*Gt + b*Gt^3 - c*Gt*T - d*Gt*Cc^2$ **Text:** `Gm = 0.660475414812407*Gt + 3.09974086096188e-7*Gt^3 - 0.00707346174876038*Gt*T -`			

0.513888938858609*Gt*Cc^2			
Model: $Gm = a*Gt + b*Gt^2 - c*Gt*T - d*Gt*Cc^2$ **Text:** Gm = 0.663516218988399*Gt + 0.00013148676992358*Gt^2 - 0.006785004389058*Gt*T - 0.522523273629695*Gt*Cc^2			
Model: $Gm = a*Gt + b*Gt^3 - c*Gt*Cc^2$ **Text:** Gm = 0.619979108975967*Gt + 2.9090383225516e-7*Gt^3 - 0.48624245987292*Gt*Cc^2			
Model: $Gm = a*Gt - b*Gt*T - c*Gt*Cc^2$ **Text:** Gm =			

0.707054436854767*Gt - 0.0057606661640154*Gt*T - 0.534366150322032*Gt*Cc^2			
Model: $Gm = a*Gt - b*Gt*Cc^2$ **Text:** Gm = 0.672492592682177*Gt - 0.514208386015709*Gt*Cc^2			
Model: $Gm = a*Gt - b*Gt*Cc$ **Text:** Gm = 0.762457417950274*Gt - 0.582396278862023*Gt*Cc			
Model: $Gm = Gt - a*Gt*Cc$			

Text: `Gm = Gt - 0.843482837603107*Gt*Cc`			
Model: $Gm = Gt/(a + Cc)$ **Text:** `Gm = Gt/(2.05587612196137 + Cc)`			
Model: $Gm = a*Gt^2$ **Text:** `Gm = 0.00103270190881087*Gt^2`			
Model: $Gm = a*Gt$			

Text: `Gm = 0.320822039362996*Gt`			
Model: $Gm = a$ **Text:** `Gm = 3.41190937856082`			

Eureqa − www.nutonian.com

ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE
FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ

Prediktivní řízení malých hybridních solárních systémů

Predictive control for small hybrid photovoltaic systems

DIPLOMOVÁ PRÁCE

Příloha 2 – Funkce matematického modelu produkce elektrické energie v programu MATLAB

Table of Contents

vstupni hodnoty 1
vypocet teploty panelu 1
produkce elektricke energie 2

vstupni hodnoty

```
tepModel.G =predikcePlocha.ozareni1; % matice predikovanych hodnot ozareni
...(radky - dny, sloupce - hodiny, (d,h) )
    tepModel.Gstc = 1000; % STC ozareni 1000 W
tepModel.T = 273.15; % termodynamicka teplota
tepModel.Te = predikcePlocha.temp ; % matice predikovanych hodnot teplot
...(radky - dny, sloupce - hodiny, (d,h) )
    tepModel.Tr = 25 ; % STC teplota °C
tepModel.Tfv = tepModel.Te + 10  ; % pocatecni teplota panelu °C
tepModel.Ts = tepModel.Te ; % teplota strechy °C
vel = size(tepModel.Te);
for j = 1:1:vel(2)
    for i = 1:1:vel(1)
        tepModel.Tobl(i,j)=0.0552*tepModel.Te(i,j)^1.25;%teplota oblohy °C
    end
end
tepModel.hw = 16.8 ; % soucinitel volne a nucene konvekce  W/(m2K)
...pocitano s konstatni hodnotou pro prumernou rychlost vetru 3m/s
tepModel.ep = 0.9 ; % emisivita panelu
tepModel.es = 0.86 ; % emisivita strechy
tepModel.ro = 0.1 ; % odrazivost panelu
tepModel.nr = 0.1440 ; % ucinnost panelu STC
%tepModel.nfvnew  ;
tepModel.beta = -0.00498 ; % teplotni koeficient beta
```

vypocet teploty panelu

```
% opticke ztraty
tepModel.qro = tepModel.G*tepModel.ro; % opticke ztraty
% vypocet teploty panelu z energeticke (tepelne) bilance
for i=1:1:4
    for j = 1:1:vel(2)
        for i = 1:1:vel(1)
            % produkce ee
            if tepModel.G(i,j) > 0
                tepModel.qe(i,j) = tepModel.nr*(1+tepModel.beta*...
                    *(tepModel.Tfv(i,j)-tepModel.Tr))...
                    *(1+0.03*log(tepModel.G(i,j)/tepModel.Gstc)) ;
            else
                tepModel.qe(i,j) = 0;
            end
            % tepelne ztraty
            tepModel.qtep(i,j) = tepModel.ep*5.67*10^-8*...
```

```
                *((tepModel.T+tepModel.Tfv(i,j))^4-...
                -(tepModel.T+tepModel.Tobl(i,j))^4)+...
                tepModel.hw*(tepModel.Tfv(i,j)-tepModel.Te(i,j)) +...
                (5.67*10^-8*((tepModel.T+tepModel.Tfv(i,j))^4)-...
                -(tepModel.T+tepModel.Ts(i,j))^4)/...
                /(1/tepModel.ep-1/tepModel.es-1) + ...
                tepModel.hw*(tepModel.Tfv(i,j)-tepModel.Ts(i,j));

        end
        for i = 1:1:length(tepModel.Te)
            tepModel.H(i,j) = tepModel.qtep(i,j)/(tepModel.Tfv(i,j)-...
                -tepModel.Te(i,j));
        end

        for i = 1:1:length(tepModel.Te)
            tepModel.Tfv(i,j) =  (tepModel.G(i,j)-tepModel.qro(i,j)-...
                -tepModel.qe(i,j))/tepModel.H(i,j);
        end

    end
end
```

produkce elektricke energie

```
% vypocet ucinnosti panelu
for j = 1:1:vel(2)
    for i = 1:1:vel(1)
        if tepModel.G(i,j) > 0
            tepModel.nfvnew (i,j)   = tepModel.nr*(1+tepModel.beta*...
                *(tepModel.Tfv(i,j)-tepModel.Tr))*...
                *(1+0.03*log(tepModel.G(i,j)/tepModel.Gstc)) ;
        else
            tepModel.nfvnew (i,j) = 0;
        end

    end
end
% vypocet vyrobene elektricke energie
for i = 1:1:vel(2)
    for  j= 1:1:vel(1)
        predikceVyroba1.ozareni1(j,i) = predikcePlocha.ozareni1(j,i)*...
            *parametry.k*tepModel.nfvnew(j,i);
    end
end
predikceVyroba1.ozareni1 = real(predikceVyroba1.ozareni1);
predikceVyroba1.davka1 =  sum(predikceVyroba1.ozareni1,2);
```

Published with MATLAB® R2014b