



„Podporujeme výskumné aktivity na Slovensku/Projekt je spolufinancovaný zo zdrojov EÚ“

Názov projektu :

Medzinárodné centrum excelentnosti pre výskum inteligentných a bezpečných informačno-komunikačných technológií a systémov

ITMS : 26240120039

Názov výstupu :

Riadenie výrobcov/spotrebiteľov

Obsah

Obsah.....	2
Zoznam obrázkov	6
Zoznam tabuliek	9
Zoznam skratiek	11
Úvod	12
1 Energetická politika, výzvy a vízie	14
1.1 Energetická politika v krajinách EÚ	15
1.2 Súčasný stav v podmienkach SR	19
1.3 Podpora OZE v podmienkach SR	22
2 Podmienky pripojenia OZE do DS v podmienkach SR	24
2.1 Štúdia pripojiteľnosti zdroja do DS.....	25
2.2 Definície a vybrané kritériá pre posudzovanie spätných vplyvov výrobných zdrojov a paralelnej spolupráce zdrojov s DS.....	27
2.3 Pravidlá pre paralelnú prevádzku zdrojov s DS	30
2.3.1 Dovolená zmena napätia v ustálenom stave	30
2.3.2 Dovolená zmena napätia pri spínaní	31
2.3.3 Dovolené emisie harmonických prúdov.....	31
2.3.4 Ovplyvňovanie HDO zariadení.....	32
2.3.5 Fliker	32
2.3.6 Pripojenie zdroja a hlavné rozpojovacie miesto	33
2.3.7 Prevádzkovanie a spôsob pripojenia	33
2.3.8 Riadenie výkonu a regulácia napätia.....	34
3 Problematika pripojenia a prevádzky OZE v DS	35
3.1 Regulácia napätia v distribučných sústavách VN a NN	37
3.1.1 Eliminácia odchýlok napätia	38
3.1.2 Pôsobenie jalového výkonu na sieťové napätie	39
3.1.3 Automatická regulácia napätia transformátorov VVN/VN	40
3.1.4 Nastavenie prevodu distribučných transformátorov VN/NN	41
3.1.5 Kontrolný bod	42
3.2 Technické možnosti regulácie jalového výkonu FVE	43

3.2.1	Využitie striedačov	45
3.2.2	Stupňovitá kompenzácia	45
3.2.3	Hybridná kompenzácia	46
3.3	Posudzovanie vyšších harmonických.....	47
3.3.1	Zdroje NN.....	47
3.3.2	Zdroje VN.....	48
4	Analýza vplyvov prevádzky malých FVE v sieťach NN	50
4.1	Fotovoltaické systémy a technológie	50
4.1.1	Systémy pracujúce v samostatnom režime (off-grid)	51
4.1.2	Systémy pripojené do elektrickej siete (on-grid)	51
4.1.3	Hybridné ostrovné systémy.....	51
4.1.4	Technológie fotovoltaických článkov	52
4.2	Posúdenie voľnej pripojiteľnej kapacity v NN sieti.....	54
4.3	Analýza prevádzky FVE v sieti NN a ich vplyv na nesymetriu napätia.....	59
4.4	Analýza napäťových a výkonových pomerov v NN sieti bez prevádzky FVE.....	63
4.5	Analýza napäťových a výkonových pomerov v NN sieti pri prevádzke FVE.....	65
4.6	Analýza prevádzky FVE v sieti NN a ich vplyv na zmenu napätia v ustálenom stave... 72	
4.6.1	Pripojovanie FVE v trojfázovom zapojení od konca vývodu smerom k transformátoru	72
4.6.2	Pripojovanie FVE v trojfázovom zapojení od transformátora smerom ku koncu vývodu	74
4.6.3	Pripojovanie FVE v jednofázovom zapojení od konca vývodu smerom k transformátoru	78
4.6.4	Pripojovanie FVE v jednofázovom zapojení od transformátora smerom ku koncu vývodu	78
4.7	Sumárne zhrnutie	79
5	Analýza vplyvu prevádzky FVE pripojených v sieti VN na napätia vo VN a NN sieťach	82
5.1	Využitie inteligentných invertorov pri riadení napätia v DS.....	89
6	Analýza vplyvu prevádzky FVE na vyššie harmonické v sieťach VN.....	95
6.1	Model striedača.....	96
6.2	Postup pri simulácii	96
6.3	Výpočet dovolených hodnôt harmonických v mieste pripojenia FVE.....	97
6.4	Nastavenie hodnôt fázového posunu harmonických prúdov	98

6.5	Napájanie DS sínusovým napätím bez harmonického skreslenia	99
6.5.1	Fázový posun 0°	99
6.5.2	Fázový posun 40°	102
6.5.3	Fázový posun 70°	105
6.6	Napájanie DS harmonicky skresleným napätím	109
6.6.1	Zhrnutie analýzy kritéria harmonických prúdov	113
7	Riadenie a optimalizácia prevádzky NN sietí s využitím reakcie spotreby/výroby	114
8	Fúzia hydrometeorologických dát s dátami o historickej výrobe, za účelom predikcie výroby elektriny pomocou FVE	118
8.1	Špecifiká hydrometeorologických dát v kontexte predpovede výroby elektriny	118
8.2	Špecifiká dátovej vzorky	119
8.3	Použité predikčné modely	120
8.4	Predikcia výroby v solárnych elektrárňach	120
8.5	Vzťah denného osvetlenia a dennej výroby	122
8.6	Vzťah priemernej dennej teploty a dennej výroby	123
8.7	Vzťah oblačnosti a dennej výroby	124
8.8	Vzťah vlhkosti a dennej výroby	125
8.9	Predikcia súčtu výroby viacerých elektrární	126
8.10	Vyhodnotenie	128
9	Fúzia hydrometeorologických dát s dátami o historickej spotrebe, za účelom predikcie spotreby elektriny	130
9.1	Špecifiká hydrometeorologických dát v kontexte predpovede spotreby elektriny	130
9.2	Špecifiká dátovej vzorky	131
9.3	Použité predikčné modely	132
9.4	Predikcia spotreby s a bez hydrometeorologických dát	132
9.5	Vzťah priemernej dennej teploty a dennej spotreby	134
9.6	Vzťah oblačnosti a dennej spotreby	136
9.7	Vzťah vlhkosti, osvetlenia a dennej spotreby	137
9.8	Predikcia súčtu spotreby viacerých OM	139
9.9	Regularizácia modelov pre predikciu spotreby viacerých OM	139
9.10	Selekcia atribútov do modelov na predikciu spotreby viacerých OM	140
9.11	Vyhodnotenie	141

10	Fúzia sociodemografických dát s dátami o historickej spotrebe, za účelom predikcie spotreby elektriny	144
10.1	Špecifiká sociodemografických dát v kontexte predpovede spotreby elektriny	144
10.2	Špecifiká dátovej vzorky	146
10.3	Použité predikčné modely	150
10.4	Korelácie medzi spotrebou, výrobou a sociodemografiou	150
10.5	Vyhodnotenie	159
11	Záver	161

Zoznam obrázkov

Obr. 1 Podiel na inštalovanom výkone zdrojov v SR v r. 2013.....	21
Obr. 2 Podiel zdrojov na výrobe elektriny v r. 2013.....	21
Obr. 3 Kritéria posudzovania podpory výroby elektriny z OZE	23
Obr. 4 Krátkodobá zmena napätia ΔU a zvýšenie napätia ΔU_{An} pri ustálenom stave (U_{max} - maximálne napájacie napätie, U_v - napätie v pripojovacom bode, U – napájacie napätie, ΔU_{An} - zvýšenie napätia vztiahnuté k napájaciemu napätiu, ΔU – zmena napätia)	27
Obr. 5 Tvar kolísania napätia.....	28
Obr. 6 Tvar relatívnej zmeny napätia	28
Obr. 7 Pozdĺžna a priečna zmena napätia	29
Obr. 8 Prekročenie limitov napätia v distribučnej sústave - prepätie	36
Obr. 9 Prekročenie limitov napätia v distribučnej sústave - podpätie.....	37
Obr. 10 Náhradná schéma.....	39
Obr. 11 Fázorový diagram FVE s kondenzátorom - FVE je zdroj činného a jalového výkonu..	39
Obr. 12 Fázorový diagram s tlmivkou - FVE je zdroj činného a spotrebičom jalového výkonu	39
Obr. 13 Priebeh odchýlok a úbytku napätí v sústavách VVN, VN a NN	42
Obr. 14 Príklad jednoduchej sústavy 22 kV	42
Obr. 15 Bloková schéma synchronného kompenzátora	47
Obr. 16 Priebeh výkonu na transformátore (630 kVA) dňa 12.júla 2013	54
Obr. 17 Hodnoty TDO.....	55
Obr. 18 Mapa globálneho slnečného žiarenia dopadajúceho na územie RS (červený bod – miesto FVE pre výpočet predikcie výroby).....	56
Obr. 19 Priebeh TDO a priebeh výkonu FVE s výkonom 3 kW	56
Obr. 20 Model NN siete.....	60
Obr. 21 Priebeh výkonu zaťaženia v domácnosti (9. júl – 15. júl).....	62
Obr. 22 Priebeh denného výkonu vo FVE s výkonom 3 kWp.....	62
Obr. 23 Priebeh fázového výkonu na transformátore bez prevádzky fotovoltaických elektrární	64
Obr. 24 Priebeh fázového napätia na transformátore bez prevádzky fotovoltaických elektrární	64
Obr. 25 Priebeh fázového napätia v uzle č.741 bez prevádzky fotovoltaických elektrární.....	65
Obr. 26 Priebeh fázových výkonov na transformátore pre scenár I.	66
Obr. 27 Priebeh fázových napätí na transformátore pre scenár I.	66
Obr. 28 Priebeh fázových napätí v uzle č.741 pre scenár I.	67
Obr. 29 Priebeh fázových výkonov na transformátore pre scenár II.	67
Obr. 30 Priebeh fázových napätí na transformátore pre scenár II.	68
Obr. 31 Priebeh fázových napätí v uzle č.741 pre scenár II	68
Obr. 32 Priebeh fázového výkonu na transformátore pre scenár III.	69
Obr. 33 Priebeh fázového napätia na transformátore pre scenár III.....	69

Obr. 34 Priebeh fázového napätia v uzle č. 741 pre scenár III	70
Obr. 35 Priebeh fázového výkonu na transformátore pre scenár IV.	70
Obr. 36 Priebeh fázového napätia na transformátore pre scenár IV.....	71
Obr. 37 Priebeh fázového napätia v uzle č.741 pre scenár IV.	71
Obr. 38 Relatívne zmeny napätia v uzloch NN siete pri 3f FVE pripájaných od konca vývodu smerom k transformátoru	74
Obr. 39 Relatívne zmeny napätia v uzloch NN siete pri 3-f FVE pripájaných od transformátora smerom ku koncu vývodu	78
Obr. 40 Bloková schéma fotovoltického systému so smart invertorom.....	82
Obr. 41 Zmena napätia v NN sieti naprázdno s distribučným transformátorom 22/0,42 kV (stredná odbočka)	83
Obr. 42 Zmena napätia v NN sieti naprázdno s distribučným transformátorom 22/0,42 kV s pripojenou FVE v sústave VN (stredná odbočka)	84
Obr. 43 Napäťové charakteristiky v mieste pripojenia FVE	85
Obr. 44 Napäťový profil sústavy v závislosti od vzdialenosti od napájacej rozvodne bez pripojenej FVE	87
Obr. 45 Napäťový profil sústavy v závislosti od vzdialenosti od napájacej rozvodne s pripojenou 2 MW FVE	87
Obr. 46 Napäťový profil v uzle distribučnej sústavy	88
Obr. 47 Výstupný výkon z FVE 200 kW.....	88
Obr. 48 Príklad činnosti funkcie Volt - Var	89
Obr. 49 Príklad činnosti funkcie Volt – Var s hysterezou	90
Obr. 50 Priebeh vyrábaného činného výkonu počas 10 minútovej simulácie vo FVE s inštalovaným výkonom 2000 kW.....	91
Obr. 51 Priebeh napätia v prípojnom bode FVE počas 600 sekundovej simulácie bez funkcie smart invertora Volt - Var	92
Obr. 52 Výstupný reaktančný výkon z FVE bez funkcie smart invertora Volt - Var	92
Obr. 53 Priebeh napätia v prípojnom bode FVE počas 600 sekundovej simulácie s funkciou smart invertora Volt - Var	93
Obr. 54 Výstupný reaktančný výkon z FVE s funkciou smart invertora Volt - Var	93
Obr. 55 Príklad činnosti funkcie Volt - Watt.....	94
Obr. 56 Model 22 kV vývodu transformátora	95
Obr. 57 Model striedača.....	96
Obr. 58 Prúd striedača ($\phi = 0^\circ$)	100
Obr. 59 Výstupný prúd striedača ($\phi=40^\circ$)	102
Obr. 60 Výstupný prúd striedača ($\phi=70^\circ$)	105
Obr. 61 Efektívne hodnoty harmonických združených napätí.....	108
Obr. 62 Harmonická analýza prúdu v uzle transformátora.....	108
Obr. 63 Priebeh deformovaného fázového napätia TS.....	110
Obr. 64 Napätie v mieste pripojenia pred pripojením FVE	110
Obr. 65 Efektívne hodnoty harmonických združených napätí.....	113

Obr. 66 Model siete nízkeho napätia	115
Obr. 67 Zmena napätia pri postupnom pripojovaní zdrojov v domácnostiach	115
Obr. 68 Princíp zónovania NN siete z hľadiska napäťových zmien	116
Obr. 69 Zmena napätia po úspešnom DR	117
Obr. 68 Priebeh výroby elektriny z FVE.....	121
Obr. 69 Závislosti dennej výroby elektriny od osvetlenia pre jednu solárnu elektrárňu.....	122
Obr. 70 Závislosť vygenerovanej dennej energie od priemernej dennej teploty pre jednu solárnu elektrárňu	123
Obr. 71 Závislosť vygenerovanej dennej energie od jasnosti oblohy	125
Obr. 72 Závislosť vygenerovanej dennej energie od vlhkosti vzduchu	126
Obr. 73 Priebeh spotreby elektriny jedného OOM	134
Obr. 74 Závislosť spotrebovanej dennej energie od priemernej dennej teploty pre jedno OOM	135
Obr. 75 Závislosť spotrebovanej dennej energie od priemernej dennej teploty pre jedno OOM	136
Obr. 76 Závislosť spotrebovanej dennej energie od vlhkosti vzduchu	138
Obr. 77 Histogram spotreby a výroby elektriny naprieč krajmi SR.....	148
Obr. 78 Histogram pre spotrebu a výrobu elektriny naprieč okresmi SR usporiadaný podľa spotreby.....	149
Obr. 79 Histogram pre spotrebu a výrobu elektriny naprieč okresmi SR usporiadaný podľa výroby.....	149
Obr. 80 Závislosť spotreby a výroby elektrickej energie od hustoty obyvateľstva	151
Obr. 81 Závislosť spotrebovanej a vyrobenej dennej energie od počtu miest a obcí v okresoch	151
Obr. 82 Závislosť spotrebovanej a vyrobenej dennej energie rozlohy okresov.....	152
Obr. 83 Metrika efektivity predikcie na základe sociodemografických dát – úspešnosť predikcie len z informácií o firmách	154
Obr. 84 Metrika efektivity predikcie na základe sociodemografických dát – predikcia spotreby z informácií o firmách a počtu OM.....	155
Obr. 85 Sedem špecifických segmentov spotrebného správania identifikované segmentovacími modelmi ako štatisticky významné a stabilné v čase	157
Obr. 86 Sedem špecifických segmentov výrobného správania identifikované segmentovacími modelmi ako štatisticky významné a stabilné v čase.....	158

Zoznam tabuliek

Tab. 1 Podiel energie z OZE na hrubej konečnej spotrebe členských štátov EÚ	18
Tab. 2 Podiel energie z OZE na výrobe elektriny.....	19
Tab. 3 Národný cieľ do r. 2020 a odhadovaná trajektória energie z OZE pri výrobe tepla a chladu, výrobe elektriny a v doprave	21
Tab. 4 Hodnoty vzťažných harmonických prúdov pre zdroje v NN sieti	32
Tab. 5 Dovolené hodnoty vzťažných prúdov harmonických v NN sieti	48
Tab. 6 Dovolené hodnoty vzťažných prúdov harmonických v sieti VN.....	49
Tab. 7 Zoznam TDO pre odberné miesta napájané z transformátora (630 kVA).....	55
Tab. 8 Vyhodnotenie rôznych scenárov inštalovaného výkonu FVE vzhľadom na VPK s uvažovaním a bez uvažovania spätného toku	58
Tab. 9 Parametre AlFe vedenia použitého vo výpočtoch	60
Tab. 10 Zapojenie siete	61
Tab. 11 Parametre transformátora 100 kVA.....	61
Tab. 12 Veľkosť skratových impedancií.....	63
Tab. 13 Relatívna zmena napätia v ustálenom stave pri pripojení FVE v trojfázovom zapojení od konca vývodu smerom k transformátoru	73
Tab. 14 Relatívna zmena napätia v ustálenom stave po pripojení FVE v trojfázovom zapojení od transformátora smerom ku koncu vývodu	75
Tab. 15 Relatívna zmena napätia v ustálenom stave po pripojení FVE v trojfázovom zapojení od transformátora smerom ku koncu vývodu	76
Tab. 16 Relatívna zmena napätia v ustálenom stave po pripojení FVE v trojfázovom zapojení od transformátora smerom ku koncu vývodu	77
Tab. 17 Relatívna zmena napätia v ustálenom stave pri jednofázovom zapojení FVE.....	78
Tab. 18 Relatívna zmena napätia v ustálenom stave pri jednofázovom zapojení FVE.....	79
Tab. 19 Stanovenie voľnej pripojiteľnej kapacity z hľadiska toku výkonu	80
Tab. 20 Stanovenie voľnej pripojiteľnej kapacity z hľadiska nesymetrie a relatívnej zmeny napätia.....	80
Tab. 21 Výsledky simulácií a výpočtov podľa konfigurácie na Obr. 41	84
Tab. 22 Výsledky simulácií a výpočtov podľa konfigurácie na Obr. 42	85
Tab. 23 Zmena napätia v prípojnom bode vplyvom prevádzky FVE	86
Tab. 24 Prepočítané hodnoty dovolených prúdov	97
Tab. 25 Harmonická analýza prúdu striedača (meranie A)	100
Tab. 26 Harmonická analýza prúdu na VN strane (meranie B)	101
Tab. 27 Harmonická analýza fázového napätia (meranie B).....	101
Tab. 28 Harmonická analýza združeného napätia (meranie B)	102
Tab. 29 Harmonická analýza prúdu striedača (meranie A)	103
Tab. 30 Harmonická analýza prúdu na VN strane (meranie B)	103
Tab. 31 Harmonická analýza fázového napätia (meranie B).....	104

Tab. 32 Harmonická analýza združeného napätia (meranie B)	104
Tab. 33 Harmonická analýza prúdu striedača (meranie A)	105
Tab. 34 Harmonická analýza prúdu na VN strane (meranie B)	106
Tab. 35 Harmonická analýza fázového napätia (meranie B).....	106
Tab. 36 Harmonická analýza združeného napätia (meranie B)	107
Tab. 37 Rozsah hodnôt harmonických napätia (110 kV).....	109
Tab. 38 Prepočítané hodnoty harmonických napätia (110 kV).....	109
Tab. 39 Harmonická analýza združeného napätia v mieste pripojenia pred pripojením FVE (meranie B).....	111
Tab. 40 Harmonická analýza združeného napätia, $\phi=0^\circ$ (meranie B).....	111
Tab. 41 Harmonická analýza združeného napätia, $\phi=40^\circ$ (meranie B).....	112
Tab. 42 Harmonická analýza združeného napätia, $\phi=70^\circ$ (meranie B).....	112
Tab. 43 Zhrnutie výkonu testovaných modelov dennej predikcie po integrácii viacerých prediktorov pre fúziu hydrometeorologických dát s dátami o historickej výrobe, za účelom predikcie výroby elektriny pomocou FVE.....	128
Tab. 44 Zhrnutie výkonu testovaných modelov 15 minútovej predikcie po integrácii viacerých prediktorov pre fúziu hydrometeorologických dát s dátami o historickej výrobe, za účelom predikcie výroby elektriny pomocou FVE.....	128
Tab. 45 Zhrnutie výkonu testovaných modelov dennej predikcie po integrácii viacerých prediktorov pre fúziu hydrometeorologických dát s dátami o historickej spotrebe, za účelom predikcie spotreby elektriny	141
Tab. 46 Zhrnutie výkonu testovaných modelov 15 minútovej predikcie po integrácii viacerých prediktorov pre fúziu hydrometeorologických dát s dátami o historickej spotrebe, za účelom predikcie spotreby elektriny	141
Tab. 47 Zhrnutie spotreby podľa krajov v GWh, s aj bez OOM s veľkým vplyvom	148

Zoznam skratiek

ARN	automatická regulácia napätia
CEM	Customer Energy Management
	(systém koncového odberateľa pre riadenie energií)
DS	distribučná sústava
DR	Demand Responce
	(reakcia spotreby/výroby)
EK	Európska komisia
ES	elektrizačná sústava
EÚ	Európska únia
FVE	fotovoltická elektráreň
HDO	hromadné diaľkové ovládanie
HRM	hlavné rozpojovacie miesto
NN	napäťová úroveň - nízke napätie
OM	odberné miesto
OOM	odberné a odovzdávacie miesto
ORSR	Obchodný register Slovenskej republiky
OZE	obnoviteľné zdroje energie
PDS	prevádzkovateľ distribučnej sústavy
PRDS	prevádzkovateľ regionálnej distribučnej sústavy
PSČ	poštové smerovacie číslo
RDS	regionálna distribučná sústava
RMS	Root Mean Square
	(kvadratický priemer)
SEPS, a.s.	Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s.
SR	Slovenská republika
TDO	týždenný diagram odberu
THD	Total Harmonic Distortion
	(celkové harmonické skreslenie)
THDi	Total Harmonic Distortion of Current
	(celkové harmonické skreslenie prúdu)
THDu	Total Harmonic Distortion of Voltage
	(celkové harmonické skreslenie napätia)
TPPDS	Technické podmienky prevádzkovateľa distribučnej sústavy
VN	napäťová úroveň - vysoké napätie
VPK	voľná pripojiteľná kapacita
VVN	napäťová úroveň - veľmi vysoké napätie
ZSDIS, a.s.	Západoslovenská distribučná, a.s.

Úvod

Charakteristika segmentu koncových odberateľov v domácnosti, segment malých a stredných podnikov sa postupne mení. Títo zákazníci v snahe využiť možnosti, ktoré sa im aj v podobe finančných stimulov ponúkajú, prijímajú opatrenia na zníženie svojich nákladov a zvýšenie energetickej efektívnosti. Tieto opatrenia sú rôzne od zateplovania plášťov budov, domácnosti, výmena energetických jednotiek s vyššou účinnosťou, výmena spotrebičov za energeticky úspornejšie spotrebiče až po inštaláciu vlastných zdrojov elektrickej energie doplnené o akumulčné zariadenia, schopné akumulovať či už samotnú elektrickú energiu alebo energiu tepla. Je to prirodzený rozvoj, ktorý je dôsledkom snahy EÚ a jej jednotlivých členských krajín o zvyšovanie energetickej sebestačnosti a snahy znížiť environmentálne zaťaženie z dôsledku využívania fosílnych palív. Celkom iste takýto prechod od centralizovanej výroby k decentralizovanému systému si vyžaduje iný prístup jednak k samotnému koncovému zákazníkovi ako aj zavedenie nových spôsobov riadenia sústavy.

Toto tvrdenie nie je úplnou „novinkou“ na poli energetiky. Rozvoj výroby obnoviteľných zdrojov začal už niekedy v r. 2009, kedy po uvoľnení pomerne vysokých dotácií na podporu OZE vznikali nové výrobné elektrickej energie, využívajúce predovšetkým slnečnú a veternú energiu. Nárast OZE sa premietol do koncových cien elektrickej energie a priniesol so sebou technické problémy, s ktorými doposiaľ neboli v sústave dostatočné skúsenosti (kruhové toky na prenosových vedeniach, spätné toky z distribučnej sústavy do prenosovej sústavy, nastavenie frekvenčných ochrán na OZE, odpájanie OZE pri nedostatočnom výkone v sústave, približovanie sa výroby z OZE a minimálneho zaťaženia sústavy a podobne). Subjekty zodpovedné za prevádzku sústavy postupom času prijali rôzne opatrenia. Dá sa konštatovať, že vo väčšine sú to predovšetkým systémové opatrenia na úrovni prenosovej sústavy v podobe nových podporných služieb, ktorých charakter (rýchlosť nábehu a trvanie služby) odzrkadľuje ich využitie pri riadení kolísavej výroby z OZE na úrovni prenosu. Na úrovni distribúcie však neboli prijaté väčšie technické opatrenia (s výnimkou lepšieho monitorovania a sledovania výroby v OZE).

Očakáva sa, že v trende rozvoja OZE sa bude naďalej pokračovať, pričom decentralizovaná výroba prechádza z väčších OZE s výkonom 1 MW na viaceré menšie zdroje pripojené do NN sietí. Pri takejto decentralizácii systému už nepostačujú súčasné opatrenia na úrovni prenosu, ale potrebné zamerať sa na komplexnejšie riešenia aj na úrovni distribúcie. Nejedná sa len o opatrenia v zmysle technických riešení, ako je napríklad automatizácia distribučných transformátorových staníc, ale sú to aj nové trhové modely, ktoré umožnia obchodovať s novými produktmi v menších časových intervaloch bližšie k fyzickej realizácii.

Výskumná správa obsahuje podrobnú analýzu rôznych spätných vplyvov, ktoré možno očakávať v distribučných sústavách pri decentralizovanej výrobe. Pre tieto analýzy boli zostrojené vhodné simulačné a matematické modely, na ktorých sú analyzované rôzne scenáre prevádzky a z nich plynúce negatívne dopady na prevádzku distribučných sietí. Na

základe výsledkov analýz sú načrtnuté inovatívne riešenia pre riadenie distribučnej sústavy pomocou reakcie spotreby, teda spôsob riadenia výrobcov a spotrebiteľov z pohľadu efektívneho využívania potenciálu flexibility, ktorú tieto segmenty predstavujú.

Dôležitou súčasťou plánovania prevádzky a riadenia sústavy s veľkým počtom decentralizovanej výroby je predikcia výroby a spotreby. Presnejšie a adresnejšie modely predikcie sú dôležitým nástrojom najmä pri OZE využívajúcich slnečnú a veternú energiu. Inteligentné meracie systémy prinášajú so sebou množstvo nových údajov, ktoré v kombinácii s inými údajmi (hydrometeorologické a sociodemografické údaje) tvoria balík rôznorodých informácií. Predikcia výroby/spotreby pre OOM vykonávaná nad takýmito údajmi pomáha lepšie naplánovať prevádzku a s tým súvisiace činnosti ako napríklad presnejšia nominácia objemov na trhu, odložené investície do infraštruktúry, vytvorenie nových produktov od dodávateľov elektriny a podobne. Výskumná správa sa venuje vývoju dvoch typov predikčných modelov na základe fúzie rôznych údajov. V prvom prípade sú predikčné modely zamerané na predikciu výroby vo fotovoltických elektrárnach využívajúc fúziu hydrometeorologických dát s historickými dátami o výrobe z týchto zdrojov. V druhom prípade sú modely zamerané na predikciu spotreby a výroby rôznych typov OOM, založené na fúzii sociodemografických dát s dátami o historickej spotrebe a výrobe.

1 Energetická politika, výzvy a vízie

V tejto kapitole je spracovaná téma legislatívnych energetických predpisoch, definície a rozdelenia právnych dokumentov európskej energetickej politiky a definície energetickej legislatívy v podmienkach SR.

Cieľom každého štátu je zabezpečenie rastu životnej úrovne jeho obyvateľstva, čo je možné dosiahnuť ekonomickým rastom. V tomto smere je dôležitá energetická nezávislosť jednotlivých štátov, nakoľko v poslednom období dochádza k nárastu dopytu po surovinách a energii na celom svete. Tento nárast nezastavila ani posledná ekonomická a hospodárska kríza, počas ktorej sa zaznamenal iba mierny pokles tohto dopytu. Za kľúčový faktor ekonomického rastu a hospodárskej výkonnosti každého štátu je preto považovaná energetika.

Energetika je súčasťou hospodárstva jednotlivých štátov a vychádza z energetickej politiky, ktorá určuje základné ciele a rámce rozvoja energetiky v dlhodobom časovom horizonte a podmienkach trvalo udržateľného rozvoja. Cieľom energetickej politiky je zabezpečenie dostatočného množstva energie pri jej efektívnom využívaní, bezpečná a spoľahlivá dodávka energie, zvýšenie úspor na strane spotreby a primeraná ochrana životného prostredia.

Myšlienku zjednotenia fungovania odvetvia elektroenergetiky resp. odstránenie určitých obmedzení v jednotlivých štátoch priniesol pojem „liberalizácia“. Prvým významným dokumentom v EÚ v tejto oblasti bola Smernica Európskeho parlamentu a Rady 96/92/ES z 19. decembra 1996 o spoločných pravidlách pre vnútorný trh s elektrinou, ktorá bola východiskovým legislatívnym dokumentom pre tvorbu jednotlivých zákonov v členských štátoch EÚ. Táto smernica však nenaplnila hlavný cieľ, ktorý sa od nej očakával a síce otvorenie energetického trhu. To viedlo k prijatiu Smernice Európskeho parlamentu a Rady 2003/54/ES z 26. júna 2003 o spoločných pravidlách pre vnútorný trh s elektrickou energiou a o zrušení smernice 96/92/ES. Tieto smernice možno považovať za prvé legislatívne kroky smerom k liberalizácii a nazvať procesom liberalizácie.

Liberalizáciu trhu s elektrinou prinieslo so sebou až prijatie dokumentu s názvom „Tretí energetický balíček“ tvorený nasledovnými smernicami a nariadeniami:

- Smernica Európskeho parlamentu a Rady 2009/72/ES z 13. júla 2009 o spoločných pravidlách pre vnútorný trh s elektrinou, ktorou sa zrušuje smernica 2003/54/ES,
- Smernice Európskeho parlamentu a Rady 2009/73/ES z 13. júla 2009 o spoločných pravidlách pre vnútorný trh so zemným plynom, ktorou sa zrušuje smernica 2003/55/ES,
- Nariadenie Európskeho parlamentu a Rady č. 713/2009 z 13. júla 2009, ktorým sa zriaďuje Agentúra pre spoluprácu regulačných orgánov v oblasti energetiky,
- Nariadenie Európskeho parlamentu a Rady č. 714/2009 z 13. júla 2009 o podmienkach prístupu do sústavy pre cezhraničné výmeny elektriny, ktorým sa zrušuje nariadenie č. 1228/2003,

- Nariadenie Európskeho parlamentu a Rady č. 715/2009 z 13. júla 2009 o podmienkach prístupu do prepravných sietí pre zemný plyn, ktorým sa zrušuje nariadenie č. 1775/2005.

Sektor energetiky je v rámci európskeho spoločenstva považovaný za kľúčový nástroj pri vytváraní udržateľnej spoločnosti. Členské štáty EÚ spoločne vytvárajú celoeurópsky trend liberalizácie sektora energetiky, pričom v súvislosti so SR boli určité kroky v prospech vytvárania trhového mechanizmu v elektroenergetike vykonané ešte pred vstupom do EÚ. Spoločné smerovanie sektora elektroenergetiky sa od vstupu do EÚ priamo dotýka aj SR.

Smerovanie energetiky v EÚ z hľadiska primárnych surovín zaznamenalo odklon od uhlia k ekologickejšim variantom, ktorý predstavujú predovšetkým OZE. Pre dosiahnutie vysokej penetrácie týchto zdrojov v rámci primárnych surovín využívaných v elektroenergetike bude podstatné zvládnuť aktuálne problémy s prevádzkovaním elektrizačnej sústavy, ktoré súvisia s problematikou rýchlejších a intenzívnejších nepredvídateľných zmien výkonu na strane výroby, rovnako ako na strane spotreby. Druhým činiteľom je zmena charakteru fungovania elektrizačnej sústavy postupným pripojovaním malých zdrojov, čo sa prejavuje najmä pri regulácii napätia a regulácii výkonu. Vysoká zastúpenie v DS nižších napäťových úrovni si vyžiada systémové zmeny v ich štruktúre a spôsobe prevádzkovania, čo sa bude týkať najmä rozvoja IS, ktoré umožnia integráciu nepredikovateľných zdrojov pri súčasnou udržaní kvalitatívnych ukazovateľov elektrickej energie.

Významným dokumentom v oblasti európskej legislatívy je smernica Európskeho parlamentu a Rady Európskej únie 2009/72/ES o spoločných pravidlách pre vnútorný trh s elektrinou, ktorá nahradila dovtedy platnú smernicu 2003/54/ES. Členským štátom ukladá povinnosti služby vo verejnom záujme a ochrany odberateľa, aby všetci odberatelia v domácnostiach využívali univerzálnu službu, čo znamená právo na dodávku elektriny v stanovenej kvalite za primerané a transparentné ceny na svojom území. Táto smernica stanovuje spoločné pravidlá pre výrobu, prenos, distribúciu a dodávku elektriny. Ustanovuje pravidlá týkajúce sa organizácie a fungovania elektroenergetického odvetvia, prístupu na trh, kritériá a postupy platné na vyhlasovanie výberových konaní a udeľovanie povolení na prevádzku sústav. Cieľom európskeho vnútorného trhu s energiou je zabezpečenie konkurencie, dať zákazníkovi možnosť vybrať si medzi rôznymi spoločnosťami, ktoré dodávajú elektrinu a sprístupniť trh všetkým dodávateľom, a to s ohľadom na menších dodávateľov a tým, ktorí investujú do OZE.

1.1 Energetická politika v krajinách EÚ

V súvislosti s nárastom dopytu po surovinách a energii na celom svete v uplynulom období sa neočakáva zmena tohto trendu ani v budúcnosti. Z pohľadu očakávaného nárastu spotreby energie možno predpokladať nárast závislosti na dovoze zdrojov energie.

Táto problematika sa významným spôsobom dotýka EÚ, ktorej členské štáty pokrývajú v súčasnosti približne polovicu svojej spotreby energie dovozom z tretích krajín. Najvyužívanejšími zdrojmi na pokrývaní spotreby energie sú čierne a hnedé uhlie, ropa,

zemný plyn a urán. Väčšinu z týchto zdrojov okrem uhlia nie je EÚ schopná zabezpečiť zo svojich vlastných zdrojov, a preto možno označiť závislosť na týchto zdrojoch za rizikovú a to najmä v dôsledku ich nedostatku na trhu, obmedzenosti a nestability ceny. Osobitou problematikou je postoj k využívaniu jadrovej energetiky, kde sa na jednej strane pozornosť zameriava na otázku bezpečnosti ich prevádzky, ako aj otázku nakladania s vyhoreným jadrovým odpadom a na druhej strane sa rieši potreba znižovania emisií skleníkových plynov pri neustále sa zvyšujúcej spotrebe elektriny.

Na základe týchto skutočností definovala EÚ niekoľko hlavných smerov, ktoré musia byť rozvíjané v rámci členských štátov z pohľadu udržateľnosti. Prehľad vybraných výziev, pred ktorými stojí sektor energetiky v EÚ so zameraním na tematické otázky spojené s výkonnosťou hospodárstva:

- rozdielny energetický mix – zloženie a kombinácie zdrojov elektriny sú v jednotlivých krajinách veľmi odlišné a podliehajú vývoju v čase v dôsledku:
 - geografických podmienok (dostupnosť, prístup),
 - výberu na základe politiky v jednotlivých štátoch (napr. rozhodnutie o využívaní jadrovej energetiky),
 - meniacich sa finančným stimulom,
 - technologického pokroku,
 - požiadaviek na dekarbonizáciu,
 - vývoja vnútorného trhu s elektrinou,
- zvýšenie konkurencieschopnosti – zníženie nákladov domácností a podnikov na energiu,
- bezpečnosť zásobovania – spoľahlivé a neprerušené dodávky energie,
- udržateľnosť – obmedzenie vplyvu výroby, dopravy a využívania energie na životné prostredie,
- spoločný legislatívny rámec vzťahnutý na podporu využívania obnoviteľných zdrojov energie, posilnenie snahy o energetickú efektívnosť a zaručenie bezpečného využívania zásob ropy a zemného plynu v mori.

Vo vzťahu k liberalizácii a tiež vyššie uvedených výzvam je základným cieľom energetických politík členských krajín EÚ zabezpečiť dostatočné množstvo zdrojov energie pri maximalizácii úspor energie na strane spotreby a zabezpečiť bezpečné a plynulé dodávky energie pri vyváženej štruktúre jej jednotlivých zložiek tak, aby v prípade výpadku jedného energetického zdroja mohol byť tento výpadok nahradený iným zdrojom. Tento cieľ ďalej dopĺňa kľúčová otázka diverzifikácie energetických zdrojov a to nielen podľa jednotlivých typov energetických zdrojov, ale aj podľa oblastí ich geografického pôvodu.

Výsledkom potreby zmien skutkového stavu v energetike bolo prijatie Smernice Európskeho parlamentu a Rady 2009/28/ES z 23. apríla 2009 o podpore využívania energie z obnoviteľných zdrojov energie a o zmene a doplnení a následnom zrušení smerníc 2001/77/ES a 2003/30/ES. Touto smernicou sa ustanovuje spoločný rámec presadzovania energie z OZE, záväzné národné ciele pre celkový podiel energie z OZE na hrubej konečnej energetickej spotrebe a pre podiel energie z OZE v doprave, pravidlá týkajúce sa štatistických

prenosov medzi členskými štátmi, spoločných projektov medzi členskými štátmi a s tretími krajinami, potvrdení o pôvode, administratívnych postupov, informovania a odbornej prípravy a prístupu k ES pre energiu z OZE. Touto smernicou sa ustanovujú tiež kritériá trvalej udržateľnosti pre biopalivá a biokvapaliny.

V súvislosti s ustanovením národných cieľov prijme každý členský štát národný akčný plán pre energiu z OZE. V národnom akčnom pláne pre energiu z OZE sa stanovujú národné ciele členského štátu pre podiel energie z týchto zdrojov spotrebovanej v doprave a v sektore výroby elektriny, tepla a chladu v r. 2020, pričom sa zohľadnia vplyvy iných opatrení politík súvisiacich s energetickou efektívnosťou na konečnú energetickú spotrebu, a primerané opatrenia, ktoré sa majú prijať na dosiahnutie týchto národných celkových cieľov vrátane spolupráce medzi miestnymi, regionálnymi a národnými orgánmi, plánovaných štatistických prenosov alebo spoločných projektov, vnútroštátnych politík zameraných na rozvoj existujúcich zdrojov biomasy a využívanie nových zdrojov biomasy na rôzne použitia. Tieto záväzné národné celkové ciele sú v súlade s cieľom minimálneho podielu energie (20 %) z obnoviteľných zdrojov energie na hrubej konečnej energetickej spotrebe EÚ v r. 2020.

V

Tab. 1 je uvedený prehľad podielu energie z OZE na hrubej konečnej spotrebe sumárne pre EÚ a príspevok všetkých členských štátov od r. 2004 do r. 2012, kedy boli tieto informácie poslednýkrát aktualizované. Tieto údaje je možné porovnať s cieľom stanoveným pre r. 2020, ktorý je pre členské štáty právne záväzný. V r. 2004 sa OZE v členských štátoch EÚ podieľali na hrubej konečnej spotrebe na úrovni 8,3 %, v r. 2012 je to už 14,1 %. V r. 2004 dosahuje najvyšší podiel Švédsko (38,7 %), naopak najnižší podiel dosahuje Malta (0,3 %). V r. 2012 dosahujú opäť najvyšší podiel Švédsko (51,0 %), naopak najnižší podiel dosahuje Malta (2,7 %). Za uplynulé obdobie (2004-2012) dosahuje najvyšší nárast podielu Švédsko (12,3 %), Dánsko (11,5 %) a Rakúsko (9,4 %).

Podiel energie z OZE na hrubej konečnej spotrebe sa vypočíta na základe energetických štatistík. V tomto vyhodnotení sa medzi OZE zaraďujú solárne tepelné a fotovoltické elektrárne, vodné elektrárne (vrátane prílivu a odlivu, energie vln a oceánov), veterné elektrárne, elektrárne využívajúce geotermálnu energiu a biomasu (vrátane biologických odpadov a kvapalných biopalív). Príspevok obnoviteľných zdrojov energie z tepelných čerpadel sa tiež zahŕňa do výpočtu pre členské štáty, v prípade ak sú tieto informácie k dispozícii. Vo výpočte čitateľ tvorí energia dodaná z týchto zdrojov konečným spotrebiteľom (priemysel, doprava, domácnosti, služby, atď.). Menovateľ tvorí hrubá konečná spotreba energie zo všetkých zdrojov energie, ktorá sa týka celkovej energie dodanej konečným spotrebiteľom (priemysel, doprava, domácnosti, služby, atď.) a taktiež straty pri výrobe, prenose a distribúcii elektriny a tepla.

Parciálnym pohľadom na plnenie záväzkov členských štátov v zmysle dosiahnutia podielu energie z OZE na hrubej konečnej spotrebe je prehľad podielu energie z OZE na výrobe elektriny, ktorý je uvedený v

Tab. 2 sumárne pre EÚ a príspevok všetkých členských štátov od r. 2004 do r. 2012.

Tab. 1 Podiel energie z OZE na hrubej konečnej spotrebe členských štátov EÚ

štát/rok	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2020
EU28	8.3	8.7	9.3	10.0	10.5	11.9	12.5	12.9	14.1	20.0
BE (Belgicko)	1.9	2.3	2.7	3.0	3.3	4.6	5.0	5.2	6.8	13.0
BG (Bulharsko)	9.6	9.5	9.7	9.4	10.7	12.4	14.4	14.6	16.3	16.0
CZ (Česká republika)	5.9	6.0	6.4	7.4	7.6	8.5	9.3	9.3	11.2	13.0
DK (Dánsko)	14.5	15.6	15.9	17.9	18.6	20.4	22.6	24.0	26.0	30.0
DE (Nemecko)	5.8	6.7	7.7	9.0	8.5	9.9	10.7	11.6	12.4	18.0
EE (Estónsko)	18.4	17.5	16.1	17.1	18.9	23.0	24.6	25.6	25.8	25.0
IE (Írsko)	2.4	2.8	3.1	3.6	4.0	5.2	5.6	6.6	7.2	16.0
EL (Grécko)	6.9	7.0	7.2	8.2	8.0	8.5	9.8	10.9	13.8	20.0
ES (Španielsko)	8.3	8.4	9.2	9.7	10.8	13.0	13.8	13.2	14.3	20.0
FR (Francúzsko)	9.3	9.5	9.5	10.2	11.2	12.2	12.7	11.3	13.4	23.0
HR (Chorvátsko)	13.2	12.8	12.8	12.1	12.1	13.1	14.3	15.4	16.8	20.0
IT (Taliansko)	5.7	5.9	6.4	6.5	7.4	9.3	10.6	12.3	13.5	17.0
CY (Cyprus)	3.1	3.1	3.3	4.0	5.1	5.6	6.0	6.0	6.8	13.0
LV (Lotyšsko)	32.8	32.3	31.1	29.6	29.8	34.3	32.5	33.5	35.8	40.0
LT (Litva)	17.2	17.0	17.0	16.7	18.0	20.0	19.8	20.2	21.7	23.0
LU (Luxembursko)	0.9	1.4	1.5	2.7	2.8	2.9	2.9	2.9	3.1	11.0
HU (Maďarsko)	4.4	4.5	5.1	5.9	6.5	8.0	8.6	9.1	9.6	14.7
MT (Malta)	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.7	2.7	10.0
NL (Holandsko)	1.9	2.3	2.6	3.1	3.4	4.1	3.7	4.3	4.5	14.0
AT (Rakúsko)	22.7	24.0	25.6	27.5	28.3	30.4	30.8	30.8	32.1	34.0
PL (Poľsko)	7.0	7.0	7.0	7.0	7.8	8.8	9.3	10.4	11.0	15.0
PT (Portugalsko)	19.2	19.5	20.7	21.9	22.9	24.5	24.2	24.5	24.6	31.0
RO (Rumunsko)	16.8	17.6	17.1	18.3	20.4	22.6	23.2	21.2	22.9	24.0
SI (Slovinsko)	16.1	16.0	15.6	15.6	15.0	18.9	19.2	19.4	20.2	25.0
SK (Slovenská republika)	5.3	5.5	5.9	7.3	7.5	9.3	9.0	10.3	10.4	14.0
FI (Fínsko)	29.2	28.9	30.1	29.8	31.3	31.2	32.4	32.7	34.3	38.0
SE (Švédsko)	38.7	40.5	42.6	44.1	45.2	48.2	47.2	48.8	51.0	49.0
UK (Anglicko)	1.2	1.4	1.6	1.8	2.4	3.0	3.3	3.8	4.2	15.0
NO (Nórsko)	58.1	59.8	60.2	60.2	61.8	64.8	61.2	64.6	64.5	67.5

V r. 2004 dosahuje najvyšší podiel z krajín V4 Poľsko (7,0 %), naopak najnižší podiel dosahuje Maďarsko (4,4 %). V r. 2012 dosahuje najvyšší podiel Česká republika (11,2 %), naopak najnižší podiel dosahuje opäť Maďarsko (9,6 %). Za uplynulé obdobie (2004-2012) dosahujú jednotlivé krajiny nárast podielu nasledovne: Česká republika (5,3 %), Maďarsko (5,2 %), Slovenská republika (5,1 %) a Poľsko (4,0 %).

Tab. 2 Podiel energie z OZE na výrobe elektriny

štát/rok	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
EU28	14.3	14.8	15.4	16.1	17.0	19.0	19.7	21.7	23.5
BE (Belgicko)	1.7	2.4	3.1	3.6	4.6	6.2	7.1	8.8	11.1
BG (Bulharsko)	9.5	9.8	9.9	10.0	10.7	12.1	13.7	13.9	17.0
CZ (Česká republika)	3.6	3.7	4.0	4.6	5.2	6.4	7.5	10.6	11.6
DK (Dánsko)	23.8	24.7	24.0	25.0	25.9	28.3	32.7	35.9	38.7
DE (Nemecko)	9.4	10.5	11.8	13.6	15.1	17.4	18.1	20.9	23.6
EE (Estónsko)	0.6	1.1	1.5	1.5	2.1	6.1	10.4	12.3	15.8
IE (Írsko)	6.0	7.2	8.7	10.1	11.1	13.7	14.9	17.6	19.6
EL (Grécko)	7.9	8.3	9.0	9.4	9.7	11.1	12.5	13.9	16.5
ES (Španielsko)	19.0	19.1	20.0	21.7	23.7	27.8	29.7	31.6	33.5
FR (Francúzsko)	13.8	13.8	14.1	14.3	14.4	15.1	14.9	16.4	16.6
HR (Chorvátsko)	32.5	32.8	32.2	30.9	30.8	32.6	34.2	34.2	35.5
IT (Taliansko)	16.2	16.4	16.0	16.0	16.8	19.0	20.2	23.7	27.6
CY (Cyprus)	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.6	1.4	3.4	4.9
LV (Lotyšsko)	46.0	43.0	40.4	38.6	38.7	41.9	42.1	44.7	44.9
LT (Litva)	3.6	3.8	4.0	4.7	4.9	5.9	7.4	9.0	10.9
LU (Luxembursko)	2.8	3.2	3.2	3.3	3.6	4.1	3.8	4.1	4.6
HU (Maďarsko)	2.2	4.4	3.5	4.2	5.3	7.0	7.1	6.4	6.1
MT (Malta)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.6	1.0
NL (Holandsko)	4.4	6.3	6.6	6.0	7.5	9.1	9.7	9.8	10.5
AT (Rakúsko)	62.0	62.5	62.5	64.8	64.8	67.1	64.9	65.0	65.5
PL (Poľsko)	2.1	2.6	3.0	3.4	4.3	5.8	6.6	8.2	10.7
PT (Portugalsko)	27.5	27.7	29.3	32.3	34.1	37.6	40.7	45.9	47.6
RO (Rumunsko)	28.4	28.8	28.1	28.1	28.1	30.9	30.4	31.1	33.6
SI (Slovinsko)	29.3	28.7	28.2	27.7	30.0	33.8	32.1	30.8	31.4
SK (Slovenská republika)	10.3	11.6	13.5	14.5	16.0	17.8	17.8	19.3	20.1
FI (Fínsko)	26.7	26.9	26.4	25.5	27.3	27.3	27.6	29.4	29.5
SE (Švédsko)	51.2	50.9	51.8	53.2	53.6	58.3	56.0	59.9	60.0
UK (Anglicko)	3.5	4.1	4.5	4.8	5.5	6.7	7.4	8.8	10.8
NO (Nórsko)	97.3	96.8	100.2	98.5	99.6	104.7	97.9	105.5	104.3

1.2 Súčasný stav v podmienkach SR

Energetická politika definuje hlavné ciele a priority energetického sektora v dlhodobom časovom horizonte, t.j. do r. 2035 s výhľadom až na r. 2050 ako súčasť národohospodárskej stratégie, a jej úlohou je vytvoriť také podmienky, ktorými sa zabezpečí

dostatočné množstvo energie, bezpečná a spoľahlivá dodávka energií potrebných parametrov za optimálne náklady, v ich efektívnom využívaní, pri dôslednej ochrane životného prostredia s prihliadnutím na potreby a ochranu spotrebiteľa. V podmienkach SR predstavuje východisko z pohľadu rozvoja nasledovných smerov:

- elektroenergetika,
- tepelná energetika,
- plynárenstvo,
- ťažba, spracovanie a preprava ropy,
- ťažba uhlia,
- využívanie obnoviteľných zdrojov energie.

S ohľadom na súčasný a budúci rozvoj uvedených smerov je potrebné zamerať sa na konkrétne výzvy, ktoré sú v podmienkach SR klasifikované nasledovne:

- vysoká závislosť od dovozu primárnych zdrojov energie a potrebe zabezpečenia spoľahlivosti dodávok,
- politika v jadrovej energetike,
- vysoká energetická náročnosť hospodárstva,
- využívanie OZE a zvyšovanie energetickej efektívnosti,
- dopad na konkurencieschopnosť hospodárstva,
- zmena klímy a jej dôsledky,
- hospodárska a finančná kríza.

Vstupom do EÚ sa Slovenská republika zaviazala uskutočňovať hospodársku politiku takým spôsobom, aby prispela k dosiahnutiu cieľov Európskeho spoločenstva. V nadväznosti na Smernicu Európskeho parlamentu a Rady 2009/28/ES z 23. apríla 2009 o podpore využívania energie z obnoviteľných zdrojov energie sa zaviazala uskutočniť spoločný zámer zvyšovania podielu OZE na celkovej energetickej spotrebe. Vzhľadom na rozmanitosť členských krajín, ich sociálno-ekonomickú vyspelosť a rôznorodé príležitosti budovania energetickej infraštruktúry je samozrejmé, že spoločné ciele energetickeho balíčka „20-20-20“ môžu byť dosiahnuté len vtedy, ak sa správne prerozdedia a bude správne fungovať kontrola ich plnenia založená na výmene a poskytovaní informácií. Zber štatistických údajov, sprístupňovanie a výmena informácií predstavuje súhrn činností potrebných k správnej kontrole plnenia záväzkov. Je potrebné zjednotiť pravidlá na zhromažďovanie všetkých štatistických údajov z národných štatistických inštitútov každého z členských štátov.

Podľa článku 4. ods.1) Smernice Európskeho parlamentu a Rady 2009/28/ES z 23. apríla 2009 o podpore využívania energie z obnoviteľných zdrojov energie, prijala Slovenská republika Národný akčný plán pre energiu z obnoviteľných zdrojov energie, v ktorom sú stanovené národné ciele pre podiel energie z obnoviteľných zdrojov v r. 2020 v sektoroch výroby tepla a chladu, výroby elektrickej energie a doprave.

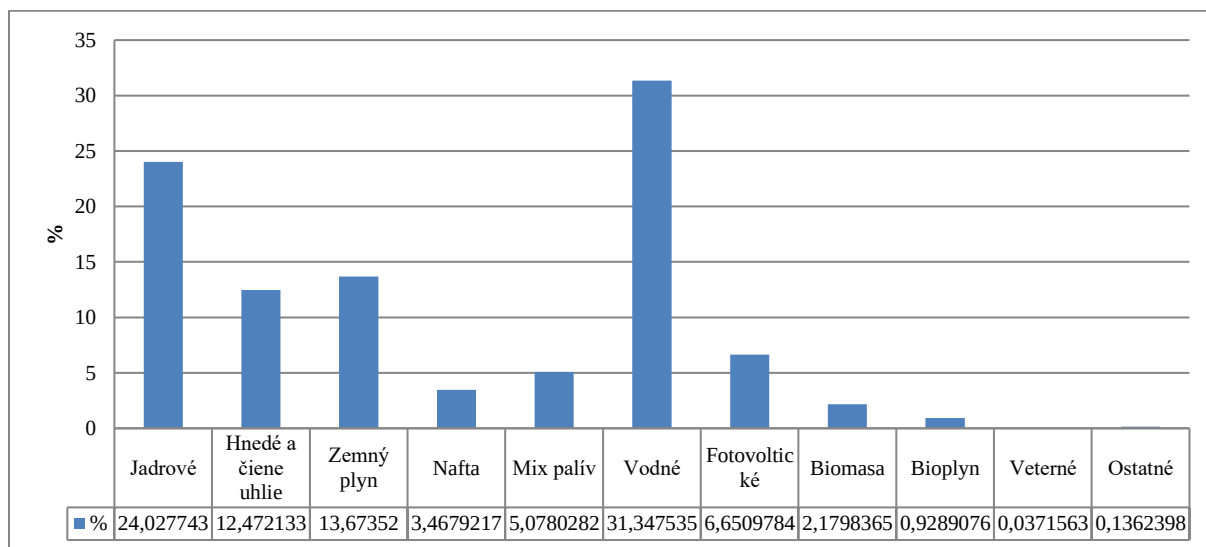
Národný akčný plán pre energiu z obnoviteľných zdrojov vydala SR v októbri r. 2010, definuje očakávanú hrubú konečnú spotrebu elektrickej energie v SR v roku 2020 na hodnotu

2866 ktoe $\approx$ 32 500 GWh/rok. Je to scenár, ktorý v sebe zahŕňa aj doplnkové opatrenia v oblasti energetickej účinnosti. Vzhľadom na stanovený cieľ (14 % v r.2020) je v pláne stanovený odhad 24 % pokrytia výroby elektriny z OZE z celkovej výroby elektriny, čo v prepočte znamená približne 29 PJ (688ktoe $\approx$ 7800 GWh/rok). Približná hodnota 27 PJ je odhadovaná v dokumente s prognózou odhadovaného množstva energie z OZE, ktorý vypracovala SR na základe článku 4. ods.3) Smernice Európskeho parlamentu a Rady 2009/28/ES z 23. apríla 2009 o podpore využívania energie z obnoviteľných zdrojov energie.

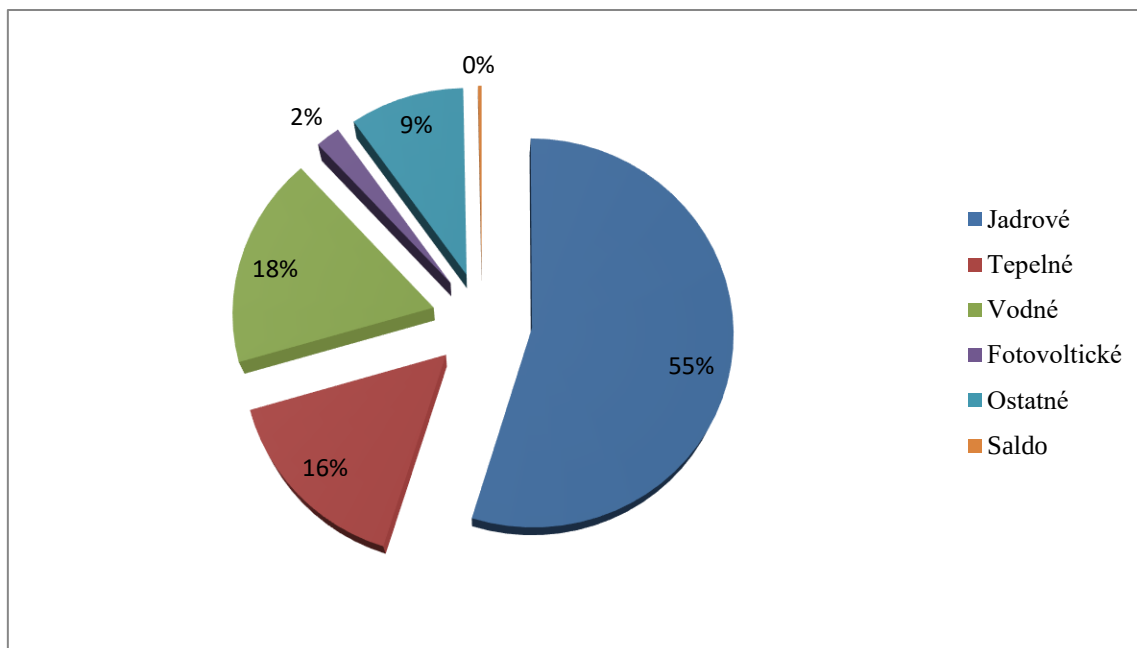
Súčasná skladba energetického mixu v podmienkach SR je uvedená na Obr. 1, kde najväčšie zastúpenie z pohľadu inštalovaného výkonu majú vodné elektrárne (31,35 %) a jadrové elektrárne (24,03 %). Percentuálny podiel zdrojov na výrobe elektriny v r. 2013 je uvedený na Obr. 2.

Tab. 3 Národný cieľ do r. 2020 a odhadovaná trajektória energie z OZE pri výrobe tepla a chladu, výrobe elektriny a v doprave

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
OZE: výroba tepla a chladu (%)	6.1	7.6	8.0	8.5	9.2	10.2	10.9	11.7	12.5	13.3	14.1	14.6
OZE: výroba elektriny (%)	16.7	19.1	19.3	20.2	21.0	21.5	23.0	23.3	23.3	23.7	23.9	24.0
OZE: doprava (%)	0.6	4.1	4.2	4.3	4.4	5.0	6.0	6.3	6.8	8.3	8.5	10.0
Celkový podiel OZE (%)	6.7	9.5	8.2	8.2	8.9	8.9	10.0	10.0	11.4	11.4	13.2	14.0



Obr. 1 Podiel na inštalovanom výkone zdrojov v SR v r. 2013



Obr. 2 Podiel zdrojov na výrobe elektriny v r. 2013

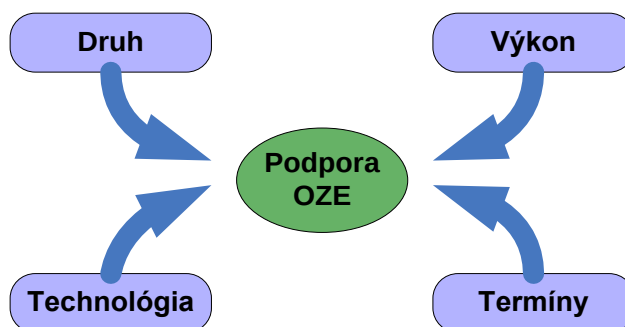
1.3 Podpora OZE v podmienkach SR

Legislatívny rámec pre podporu a výstavbu OZE je určený Zákonom č.251/2012 z 31. júla 2012 o energetike a o zmene a doplnení niektorých zákonov a Zákonom č.309/2009 z 19. júna 2009 o podpore obnoviteľných zdrojov energie a vysokoúčinnnej kombinovanej výroby a o zmene a doplnení niektorých zákonov, ktorý okrem práv a povinností výrobcov a iných účastníkov trhu s elektrinou a plynom ustanovuje spôsob podpory a podmienky podpory výroby elektriny.

Spôsob podpory a podmienky podpory výroby elektriny z OZE sú v súčasnosti zabezpečené prednostným pripojením zariadenia na výrobu elektriny do RDS, prístupom do sústavy a prenosom elektriny, distribúciou elektriny a dodávkou elektriny. Spôsob a podmienky sú ďalej zabezpečené odberom elektriny PRDS, do ktorej je zariadenie výrobcu elektriny pripojené za cenu elektriny na straty, doplatkom a prevzatím zodpovednosti za odchýlku prevádzkovateľom distribučnej sústavy. Je potrebné doplniť, že stupeň podpory je ohraničený viacerými limitmi (Obr. 3) ako napr. v závislosti od celkového inštalovaného výkonu zdroja a časových termínov (počet rokov od uvedenia zariadenia do prevádzky, počet rokov od rekonštrukcie alebo modernizácie technologickej časti zariadenia výrobcu elektriny), avšak spoločným menovateľom pre všetky zdroje je prednostné právo na pripojenie.

Posledná novela predmetného zákona o podpore OZE s účinnosťou od 1. januára 2014 priniesla tiež zásadnú zmenu v zmysle implementácie dokumentu „Konceptia rozvoja výroby elektriny z malých obnoviteľných zdrojov energie v SR“ do legislatívneho rámca, kde sa analyzuje skutkový stav na vnútornom trhu s elektrinou a dosiahnutý podiel elektriny z OZE v energetickom mixe v podmienkach SR, ktorej cieľom je usmernenie spôsobu dosiahnutia stanovených cieľov a zameranie sa na zdroje elektriny v mieste spotreby, t.j. podpora rozvoja decentralizovanej výroby elektriny z malých zdrojov energie prostredníctvom výrazného zjednodušenia procesu pripojenia do sústavy.

V uvedenom legislatívnom rámci je definovaný malý zdroj ako zariadenie na výrobu elektriny z OZE s celkovým inštalovaným výkonom do 10 kW, pričom sa prihliadalo najmä na špecifiká nepredikovateľných zdrojov v SR, konkrétne fotovoltické a veterné zdroje. Malé zdroje využívajúce OZE budú preferované u malých výrobcov, kde je predpoklad denného odberu vyrobenej energie na pokrytie vlastnej spotreby. V prípade výroby elektriny je potrebná významná legislatívna a finančná podpora, pričom v prípade výroby tepla nie je potrebné riešiť odbremenenie od legislatívnej záťaže, avšak je potrebné zachovať finančnú podporu. V rámci podpory malých zdrojov je uvažované s využitím nasledovných zdrojov: fotovoltické panely a malé veterné turbíny, fototermálne kolektory, tepelné čerpadlá a kotly na vykurovanie biomasou.



Obr. 3 Kritéria posudzovania podpory výroby elektriny z OZE

Problematika výrobcov z OZE (povolenia na podnikanie v energetike, oznamovacia povinnosť, zníženie administratívnej záťaže) je spracovaná tiež vo Vyhláške č.24/2013 zo 14. januára 2013, ktorou sa ustanovujú pravidlá pre fungovanie vnútorného trhu s elektrinou a pravidlá pre fungovanie vnútorného trhu s plynom.

V súvislosti s malými zdrojmi je potrebné doplniť tiež možnosti financovania, kde sa uvažuje s využitím štrukturálnych fondov EÚ na jednorazovú finančnú podporu pri inštalácii malých zdrojov. Predpokladá sa tým pozitívny dopad na nárast ich dopytu, zvýšenie obratu dodávateľov technológií a zamestnanosť v inštalačných a servisných povolaniach na celom území SR. Vo veci uchádzania sa o finančnú podporu pri obstarávaní malého zdroja má byť v najbližšom období zverejnený podrobný mechanizmus poskytovania týchto finančných dotácií. Spôsob podpory zo štrukturálnych fondov pre malých výrobcov energie je súčasťou návrhu Partnerskej dohody medzi SR a EK na r. 2014 – 2020.

Navrhovaná forma finančnej podpory pri inštalácii malých zdrojov:

- finančná podpora bude žiadateľovi vyplatená vo forme refundácie, t.j. žiadateľ zaplatí celkové obstarávacie náklady za vybudovanie malého zdroja a následne požiada o refundáciu týchto nákladov, pričom sa uvádza časový horizont približne 6 mesiacov na vrátenie časti finančných prostriedkov,
- v prípade fotovoltickej elektrárne sa výpočet percenta oprávnených výdavkov uplatňuje zo sumy obstarania fotovoltických panelov, tzn. nepočítajú sa percentá oprávnených výdavkov za celú elektráreň,
- predpokladaná výška refundácie je 30 - 50 % oprávnených výdavkov, t.j. výdavkov zo sumy obstarania fotovoltických panelov.

Navrhovaná finančná podpora sa bude týkať nasledovných zariadení:

- výstavba malých zariadení s inštalovaným výkonom (do 10 kW),
 - fotovoltické elektrárne,
 - fotovoltické elektrárne pre priamu výrobu tepla,
 - malé veterné turbíny,
- výstavba zariadení na výrobu tepla s využitím OZE,
 - slnečné kolektory,
 - kotly na biomasu,
 - tepelné čerpadlá.

2 Podmienky pripojenia OZE do DS v podmienkach SR

Pripojenie zdroja na výrobu elektriny (zdroja) do DS je regulovaný proces a podlieha aktuálnej energetickej legislatíve. Výrobca môže byť pripojený do DS, ak splní obchodné a technické podmienky PDS, do ktorej žiada pripojenie.

Podľa zákona č. 251/2012 je PDS povinný zabezpečovať distribúciu elektriny všetkým odberateľom podľa príslušných technických noriem a v primeranej kvalite podľa vyhlášky č. 275/2012. Podľa rovnakého zákona je výrobca povinný vypracovať technické podmienky príslušného PDS. Táto časť obsahuje základné technické podmienky a povinnosti PDS a výrobcu v súvislosti s pripojením zdroja do DS. Procesom liberalizácie energetiky vznikli v podmienkach SR viaceré distribučné spoločnosti. Medzi najväčšie spoločnosti s povolením na distribúciu elektriny na území SR v súčasnosti patria:

- Západoslovenská distribučná, a.s. (člen skupiny E.ON AG),
- Stredoslovenská energetika – Distribúcia, a.s. (člen skupiny EDF),
- Východoslovenská distribučná, a.s. (člen skupiny RWE).

Distribučné spoločnosti zabezpečujú prevádzku viac ako 85 % distribučných sústav, podmienky pripojenia zdroja opísané v tomto dokumente vychádzajú z technických podmienok prevádzkovateľov distribučných sústav týchto spoločností.

Každé pripojenie zdroja do DS je posudzované vzhľadom na minimálne požiadavky pre paralelnú spoluprácu zdrojov so sústavou. Posúdenie možností pripojenia z hľadiska spätných vplyvov na DS vychádza z impedancie DS v spoločnom napájacom bode (skratového výkonu), pripojovaného výkonu zdroja, rovnako ako druhu a spôsobu prevádzkovania zdroja. V procese posudzovania pripojenia zdroja k sieti, je PDS a výrobca povinný vykonať opatrenia, aby nedochádzalo k neprípustným spätným vplyvom v súvislosti s kvalitou elektrickej energie. Technické podmienky pre pripojenie do DS špecifikuje PDS so zreteľom na možnosti zhoršenia kvality elektrickej energie v konkrétnom mieste, spôsobené pripojením a prevádzkou daného zdroja. Ide najmä o nasledujúce podmienky:

- elektromagnetická kompatibilita zariadení,
 - zariadenie alebo prístroj pripojený do siete PDS nesmie generovať elektromagnetické rušenie, ktoré by ovplyvňovalo správnu funkčnosť ostatných zariadení. Taktiež zariadenie samotné musí byť dostatočne odolné proti rušeniu v sieti,
- spätné ovplyvňovanie kvality napätia v DS,
 - prevádzkovateľ DS môže povoliť pripojenie do siete len také zariadenie, ktoré svojím spätným pôsobením neprípustne neovplyvňuje kvalitu napätia a následne aj jej ostatných používateľov. Ak PDS v prípojnom/odbernom mieste zistí, že došlo k prekročeniu povolených medzí aj pri už jestvujúcich používateľoch DS, používateľ je povinný realizovať potrebné opatrenia na ich odstránenie. Ak sa tak nestane, môže dôjsť zo strany PDS k obmedzeniu alebo prerušeniu distribúcie. Od samotných zariadení užívateľa pripojených do siete sa taktiež vyžaduje, aby odolávali poklesom a prerušeniami stanovených v norme STN EN 50160 „Charakteristiky napätia

elektrickej energie dodávanej z verejnej distribučnej siete“. Zdroj musí byť schopný dodávať dohodnutý výkon takým spôsobom, aby pri jestvujúcej minimálnej tvrdosti siete v mieste pripojenia nenastali negatívne vplyvy zdroja na DS, ktorých hodnota by v spoločnom napájacom bode prekračovala limity dané touto normou a ostatné dohodnuté hodnoty podľa technických podmienok PDS a zmluvy o pripojení (napr. veľkosť dodávaného alebo odoberaného činného a jalového výkonu).

Norma STN EN 50160 definuje tieto napájacie charakteristiky pre napäťové úrovne VVN, VN a NN:

- frekvencia siete,
- veľkosť a odchýlky napájacieho napätia,
- rýchle zmeny napätia,
- veľkosť rýchlych zmien,
- flicker,
- nesymetria napájacieho napätia,
- krátkodobé poklesy a krátkodobé prerušenia napájacieho napätia,
- dlhodobé prerušenia napájacieho napätia,
- dočasné a prechodné prepätia,
- harmonické zložky napätí,
- medziharmonické zložky napätí,
- úroveň napätí sieťovej signalizácie na napájacom napätí.

Zhoršenie kvality napätia v DS spôsobené vplyvom niektorých zariadení výrobcov elektriny, ktoré sa prejavuje najmä napäťovou nesymetriou, kolísaním napätia, krátkodobými poklesmi napätia, rýchlymi zmenami napätia a harmonickým skreslením priebehu napätia, môže nepriaznivo ovplyvniť prevádzku DS, alebo blízkych pripojených zariadení.

2.1 Štúdia pripojiteľnosti zdroja do DS

Paralelná spolupráca zdroja so sieťou musí byť zabezpečená tak, aby sa v čo najväčšej miere eliminovali rušivé a spätné vplyvy zdroja na sieť, jej zariadenia a odberateľov elektriny. Možné spätné vplyvy zdrojov sa vopred zisťujú štúdiou pripojiteľnosti. Tá sa realizuje v procese pripojenia zdroja v rámci žiadosti o pripojenie, ktorú je povinný každý výrobca vyplniť a poslať/doručiť príslušnému RDS, ktorí si vyhradzuje právo na základe technických podmienok pripojenia vykonávať štúdiu pripojiteľnosti samostatne. V odôvodnených zložitých prípadoch si môže túto štúdiu objednať u iného subjektu. Vzhľadom na to, že PDS majú k dispozícii údaje o sieti, vo väčšine prípadov si štúdiu pripojiteľnosti realizujú samostatne. Stanovisko PDS, ktoré sa zakladá aj na výsledkoch získaných zo štúdie pripojiteľnosti, je nevyhnutné k získaniu osvedčenia o súlade investičného zámeru s dlhodobou koncepciou energetickej politiky.

Štúdia pripojiteľnosti predstavuje technické posúdenie paralelnej spolupráce zdroja so sústavou s ohľadom na dodržanie limitov, najmä zmeny napätia v ustálenom stave, zmeny napätia pri spínaní, flíker, harmonické prúdy, ovplyvňovanie zariadení HDO. Ak výsledky štúdie pripojiteľnosti preukážu prekročenie stanovených limitov, PDS môže zamietnuť pripojenie zdroja s uvažovaným výkonom. V niektorých prípadoch môže žiadateľovi navrhnúť novú hodnotu akceptovateľného výkonu spolu s technickými opatreniami. Žiadateľ na základe vyjadrenia môže prehodnotiť svoj investičný zámer, znížiť inštalovaný výkon a predložiť prevádzkovateľovi distribučnej sústavy novú žiadosť o pripojenie.

Vplyv zdroja na DS a odberateľov do nej zapojených je ovplyvnený nielen výškou inštalovaného výkonu a veľkosťou skratového výkonu siete v mieste pripojenia zdroja, ale závisí aj od ostatných faktorov. Týmito faktormi sú napríklad druh a spôsob prevádzky zdroja, prevádzkový účinník, možnosti regulácie jalového výkonu, diaľková regulácia zdroja, charakter odberov v blízkosti pripojenia, vplyv na HDO. Okrem týchto spätných vplyvov na sieť, musí zdroj a príslušné zariadenia na vyvedenie výkonu, chránenie, reguláciu a komunikáciu spĺňať požiadavky skratovej odolnosti, časového nastavenia ochrán a podobne.

Štúdiu pripojiteľnosti realizuje buď príslušný PDS, alebo ním poverený subjekt. Podklady pre štúdiu pripojiteľnosti obsahujú:

- súčasné a výhľadové hodnoty zaťaženia v sústave,
- súvisiace zdroje pripojené k DS v predmetnej časti DS,
- platné požiadavky na pripojenie zdrojov k DS v predmetnej časti DS,
- parametre transformátora VVN/VN,
- súčasný a výhľadový stav HDO,
- parametre vedení k miestu pripojenia
- možné prevádzkové stavy a zjednodušený mapový podklad.

PDS udávajú vo svojich technických podmienkach empirické vzťahy, ktoré sú určené k výpočtu niektorých spätných vplyvov zdroja na DS. Vzhľadom na rozsah DS, nie je možné tieto jednoduché vzťahy aplikovať vo všetkých prípadoch, ale iba v zjednodušených prípadoch. Takýmto prípadom môže byť posudzovanie zdroja zapojeného do samostatného vývodu transformátora, v lúčových sieťach s jedným odovzdávacím miestom. V prepojených sieťach a pri prevádzke siete s rozptýlenou výrobou sú tieto matematické vzorce nepresné, a preto sa spätné vplyvy určujú pomocou komplexného chodu celej časti DS. PDS využívajú výpočtovú techniku, pomocou ktorej je zabezpečené komplexné posúdenie zohľadňujúce zložitosť sústavy. Nakoľko výsledky komplexného chodu siete sú rozhodujúce pre vydanie stanoviska PDS, je potrebné simulácie spätných vplyvov vykonávať metodicky správne a na modeloch, ktoré v čo najväčšej miere reprezentujú skutočnú DS. Zjednodušovanie modelov sa vykonáva so zreteľom na vierohodnosť výsledkov.

2.2 Definície a vybrané kritériá pre posudzovanie spätných vplyvov výrobných zdrojov a paralelnej spolupráce zdrojov s DS

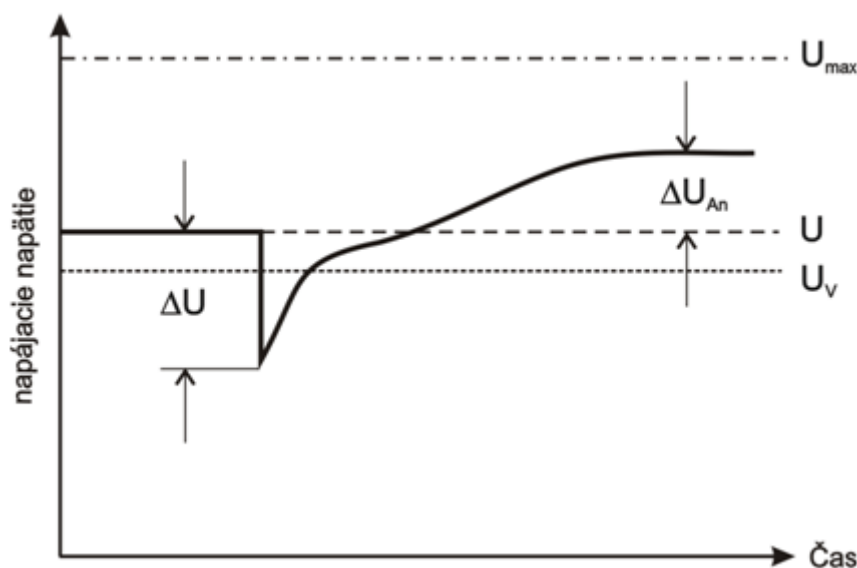
V tejto časti sú vysvetlené niektoré vybrané pojmy a definície, ktoré sa týkajú posudzovania zdroja pri paralelnej prevádzke zdrojov so sústavou v súvislosti s určovaním spätných vplyvov na sieť:

- relatívna zmena napätia pri ustálenom stave,
- relatívna zmena napätia pri spínaní.

Tieto definície boli prevzaté z príslušných podnikových noriem prevádzkovateľa distribučnej sústavy, spoločnosti ZSDIS, a.s.:

- PNE 33 3430-0 – Výpočtové hodnotenie spätných vplyvov odberateľov a zdrojov distribučných sústav,
- PNE 33 3430-2 – Parametre kvality elektrickej energie – kolísanie napätia.

Na Obr. 4 je zobrazená súvislosť medzi krátkodobou zmenou napätia ΔU , spôsobenou pripojením asynchrónneho generátora (zmena napätia vyvolaná spínaním zdroja) a zmenou napätia pri ustálenom stave ΔU_{An} , v dôsledku dodávky výkonu do siete.



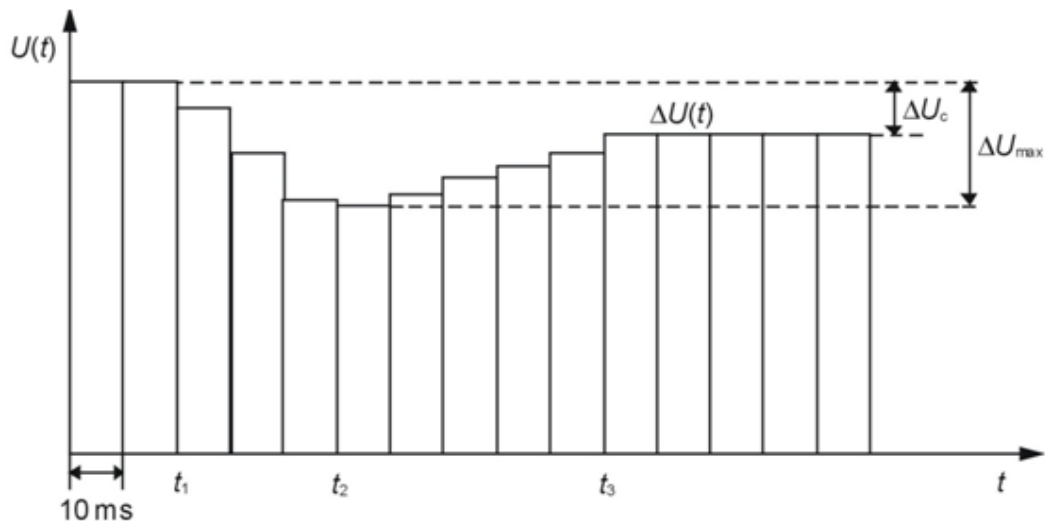
Obr. 4 Krátkodobá zmena napätia ΔU a zvýšenie napätia ΔU_{An} pri ustálenom stave (U_{max} - maximálne napájacie napätie, U_v - napätie v pripojovacom bode, U - napájacie napätie, ΔU_{An} - zvýšenie napätia vztiahnuté k napájaciemu napätiu, ΔU - zmena napätia)

Vztiahnutím absolútnej zmeny napätia ΔU_{An} na hodnotu nominálneho napájacieho napätia U (resp. U_n) sa dostane relatívna zmena napätia pri ustálenom stave Δu_{an} a vztiahnutím maximálnej absolútnej zmeny napätia ΔU_{max} dostávame maximálnu relatívnu zmenu napätia pri spínaní Δu_{max} .

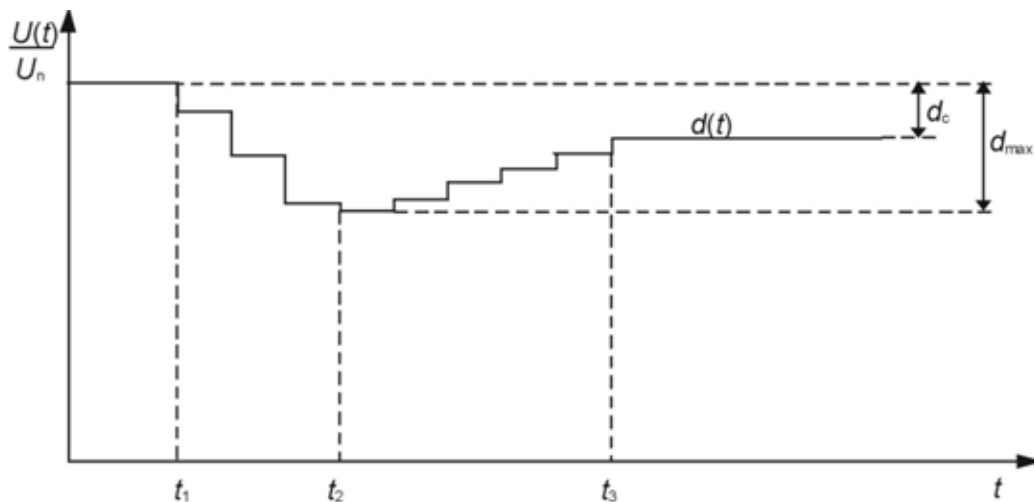
Ostatné pojmy:

- tvar efektívnej hodnoty napätia $U(t)$ ako časová funkcia efektívnej hodnoty napätia vyhodnotená ako jednotlivá hodnota pre každú po sebe nasledujúcu polperiódu medzi prechodmi nulou napätia zdroja,

- charakteristika zmeny napätia $\Delta U(t)$ ako časová funkcia efektívnej hodnoty zmeny napätia vyhodnotená ako jednotlivá hodnota pre každú po sebe nasledujúcu polperiódu medzi prechodmi nulou napätia zdroja medzi časovými intervalmi, v ktorých napätie je v ustálenom stave aspoň 1 s,
- maximálna zmena napätia $\Delta U_{\max}$ ako rozdiel medzi maximálnou a minimálnou efektívnou hodnotou charakteristiky zmeny napätia,
- zmena ustáleného stavu napätia ΔU_c ako rozdiel medzi dvoma susednými ustálenými stavmi oddelenými od seba aspoň jednou charakteristikou zmeny napätia.

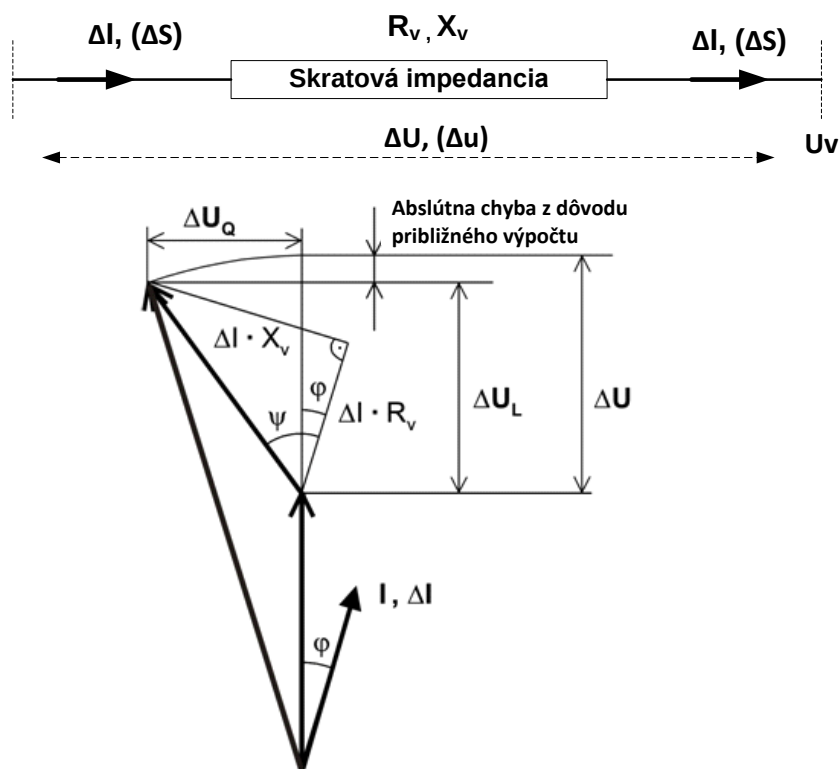


Obr. 5 Tvar kolísania napätia



Obr. 6 Tvar relatívnej zmeny napätia

Približný vzorec pre výpočet relatívnej zmeny napätia Δu , rešpektuje len pozdĺžne zložky ΔU_L komplexného poklesu napätia a nezahŕňa priečny pokles napätia ΔU_Q . Z toho plynie chyba, zobrazená vo fázorovom diagrame, ktorá môže byť vo všeobecnosti pri výpočte zmien napätia zanedbaná.



Obr. 7 Pozdĺžna a priečna zmena napätia

Približný vzorec pre veľkosť zmeny napätia sa určí takto:

$$\Delta U \approx \Delta U_L = \Delta I * (R_v \cos \psi_{kv} + X_v \sin \psi_{kv}) = \frac{\Delta P}{U_v} R_v + \frac{\Delta Q}{U_v} X_v \quad (2.1)$$

$$\Delta u = \frac{\Delta U}{U_v} \approx \frac{\Delta P}{U_v^2} R_v + \frac{\Delta Q}{U_v^2} X_v = \frac{\Delta P}{S_{kv}} \cos \psi_{kv} + \frac{\Delta Q}{S_{kv}} \sin \psi_{kv} \quad (2.2)$$

$$\Delta u = \frac{\Delta S}{S_{kv}} * (\cos \psi_{kv} \cos \phi + \sin \psi_{kv} \sin \phi) = \frac{\Delta S}{S_{kv}} * \cos(\psi_{kv} - \phi) \quad (2.3)$$

kde U_v je združené napätie v pripojovacom bode,

ΔS - zmena zdanlivého výkonu,

S_{kv} - skratový výkon (siete) v pripojovacom bode,

ψ_{kv} - uhol skratovej impedancie v mieste pripojenia zdroja,

ϕ - účinník výroby,

ΔP - zmena činného výkonu,

ΔQ - zmena jalového výkonu,

X_v - reaktancia siete v pripojovacom bode,

R_v - rezistencia siete v pripojovacom bode.

2.3 Pravidlá pre paralelnú prevádzku zdrojov s DS

Prevádzkovatelia DS definujú pre pripojenie zdroja kritéria a hraničné hodnoty spätných vplyvov, ktoré môže nový zdroj potenciálne spôsobiť:

- dovoľená zmena napätia v ustálenom stave,
- dovoľená zmena napätia pri spínaní,
- dovoľené emisie harmonických prúdov,
- ovplyvňovanie HDO zariadení,
- flicker.

2.3.1 Dovolená zmena napätia v ustálenom stave

Dovolená zmena napätia v ustálenom stave predstavuje relatívnu dovoľenú zmenu napätia v pripojovacom bode. Pripojenie zdroja spôsobuje zvýšenie napätia, preto sa v niektorých prípadoch hovorí aj o zvýšení napätia. Relatívna zmena napätia v ustálenom stave je zmena napätia v pripojovacom bode medzi dvoma ustálenými stavmi pred a po pripojení zdroja. Zvýšené napätie vyvolané prevádzkou zdroja nesmie v mieste pripojenia prekročiť 3 % pre zdroje s prípojným miestom v sieti NN v porovnaní s napätím bez ich pripojenia. Ak je v sieti NN len jedno prípojnú miesto, je možné túto podmienku posúdiť jednoducho pomocou skratového pomeru výkonov.

$$k_{k1} = \frac{S_{kv}}{\sum S_{Amax}} \quad (2.4)$$

kde S_{kv} je skratový výkon v prípojnóm bode,

k_{k1} - skratový pomer,

$\sum S_{Amax}$ - maximálny súčet zdanlivých výkonov všetkých pripojených/plánovaných zariadení.

Pokiaľ je sieť NN silne induktívna, potom je posúdenie pomocou činiteľa k_{k1} príliš konzervatívne. V takomto prípade sa uskutočňuje výpočet s komplexnou hodnotou impedancie siete s jej fázovým uhlom ψ_{kv} . Podmienka pre maximálny výkon zdroja (S_{Amax}) je potom daná vzťahom (2.5).

$$S_{Amax} \leq \frac{3\% \cdot S_{kv}}{|\cos(\psi_{kv} - \phi)|} = \frac{S_{kv}}{33 \cdot |\cos(\psi_{kv} - \phi)|} \quad (2.5)$$

kde ϕ je fázový uhol medzi prúdom a napätím zdroja pri maximálnom zdanlivom výkone S_{Amax}

Ak je vopred známy výkon zdroja S_{NE} , potom zvýšenie napätia v prípojnóm bode sa môže určiť podľa vzťahu 7.3.

$$\Delta u = \frac{S_{NE} \cdot \cos(\psi_{kv} - \phi)}{S_{kv}} \quad (2.6)$$

V prepojených sieťach a pri prevádzke viacerých rozptýlených výrobní je potrebné určovať zvýšenie napätia pomocou komplexného chodu siete, pričom musí byť dodržaná podmienka pre zmenu napätia v ustálenom stave v mieste pripojenia zdroja.

2.3.2 Dovoľená zmena napätia pri spínaní

Zmeny napätia v napájacom bode, spôsobené pripojovaním a odpojovaním jednotlivých zdrojov, nevyvolávajú neprípustné spätné vplyvy, pokiaľ najväčšia zmena napätia pre zdroje s prípojným miestom v sieti NN neprekročí 3 %.

Rovnako ako pri ustálenom stave, aj v tomto prípade možno zmenu napätia odhadnúť v závislosti na skratovom výkone v mieste pripojenia a menovitom zdanlivom výkone zdroja S_{NE} podľa vzťahu (2.7)

$$\Delta u = k_{imax} * \frac{S_{NE}}{S_{kv}} \quad (2.7)$$

S uvažovaním komplexnej skratovej impedancie v mieste pripojenia.

$$\Delta u = k_{imax} \frac{S_{NE} * \cos(\psi_{kv} - \phi)}{S_{kv}} \quad (2.8)$$

Maximálny výkon zdroja vzhľadom na dovoľenú zmenu napätia pri spínaní je daný vzťahom (2.9).

$$S_{Amax} \leq \frac{S_{kv}}{33 * |\cos(\psi_{kv} - \phi)| * k_{imax}} \quad (2.9)$$

kde k_{imax} je najväčší spínací ráz, udáva pomer najväčšieho prúdu, ktorý sa vyskytuje v priebehu spínacieho pochodu (napr. zapínací ráz I_a) k menovitému prúdu zdroja I_n .

$$k_{imax} = \frac{I_a}{I_n} \quad (2.10)$$

Hodnota spínacieho rázu k_{imax} závisí od typu zdroja. V prípade fotovoltických elektrární sa jedná o dodávku cez menič alebo striedač. Zmena zaťaženia zodpovedá menovitému výkonu výrobnej jednotky. Kritické je odpojenie, pretože začiatok dodávky (pri pripojení) väčšinou začína s plynulým nárastom. Pri odpájaní zodpovedá zmena zaťaženia približne menovitému výkonu zdroja S_{NE} .

2.3.3 Dovoľené emisie harmonických prúdov

Harmonické prúdy vznikajú predovšetkým u zariadení so striedačmi alebo meničmi frekvencie. Harmonické prúdy emitované týmito zariadeniami musí udávať výrobca. Generované harmonické prúdy vyvolávajú na impedanciách siete harmonické úbytky napätia. To má za následok zhoršenie kvality elektrickej energie. Pri veľkých hodnotách harmonických prúdov môže dôjsť k prekročeniu dovoľeného skreslenia napätia definovaného normou STN 50160. Za predpokladu, že do siete NN nemôžu byť pripojené viaceré než dve väčšie výrobne s maximálnym výkonom po 10 % menovitého výkonu

distribučného transformátora, môžu byť pre posúdenie prúdov harmonických použité nasledujúce jednoduché kritériá:

$$I_{vnn} = i_v * \frac{S_{kv}}{\sin \psi_{kv}} \quad (2.11)$$

$$\sin \psi_{kv} = \frac{X_k}{Z_k} \quad (2.12)$$

kde I_{vnn} je prípustný prúd harmonickej v -tého rádu,
 i_v - vzťažný prúd.

Hodnoty vzťažných prúdov pre jednotlivé harmonické sú zobrazené v Tab. 4.

Tab. 4 Hodnoty vzťažných harmonických prúdov pre zdroje v NN sieti

Rád harmonickej v	Vzťažný prúd i_v [A/MVA]
3	3
5	1,5
7	1
9	0,7
11	0,5
13	0,4
17	0,3
19	0,25
23	0,15
25	0,15
25 < v < 40	0,15x25/ v

2.3.4 Ovpływňovanie HDO zariadení

Zariadenia HDO sú obvykle prevádzkované s frekvenciou medzi cca. 180 až 1 050 Hz. Frekvenciu HDO je potrebné zisťovať vopred u príslušného PDS. Vysielacia úroveň je obvykle medzi 1 % až 4 % U_n . Zariadenia HDO sú dimenzované na zaťaženie, ktoré odpovedá 50 Hz zaťaženiu siete, ktorú napájajú svojim signálom. Výrobne ovplyvňujú HDO prídavným zaťažením vysieláčov HDO. Filtračné obvody pre zníženie harmonických, alebo kompenzačné kondenzátory vyvolávajú často zníženie hladiny signálov HDO pod povolenú hranicu.

2.3.5 Fliker

Fliker je definovaný ako rýchle zmeny napätia elektrickej siete, ktoré sa prejavujú ako zmeny intenzity svetla pozorovateľné ľudským okom. Rýchle zmeny napätia sú spôsobené hlavne rýchlymi zmenami záťaže alebo výroby, ktorá si vyžaduje vysoký jalový výkon z elektrickej siete, čo spôsobuje poklesy napätia na impedanciách. Fliker je výrazný najmä v sieťach s veľkou impedanciou. Meradlom a kritériom pre posudzovanie je miera vnemu dlhodobého flikru P_{lt} . Ten sa zisťuje buď meraním skutočného napätia v spoločnom napájacom bode, alebo predbežnými výpočtami. P_{lt} je závislý na skratovom výkone siete v mieste pripojenia, uhle skratovej impedancie, menovitom výkone generátora a činiteľa flikru zariadenia. Činiteľ flikru zariadenia charakterizuje spolu s fázovým uhlom i špecifické

schopnosti príslušného zariadenia produkovať fliker. Obe hodnoty udáva buď výrobca zariadenia, alebo nezávislý inštitút a majú význam predovšetkým u veterných elektrární.

2.3.6 Pripojenie zdroja a hlavné rozpojovacie miesto

Pripojenie k DS sa deje v deliacom mieste s oddeľovacou a rozpojovacou funkciou kedykoľvek prístupnom personálu PDS. Požiadavka na kedykoľvek prístupné spínacie miesto s oddeľovacou funkciou je pre 1-fázové zdroje do výkonu 4,6 kVA a 3-fázové do 30 kVA splnená, pokiaľ sú tieto zdroje vybavené zariadením pre sledovanie stavu DS s priradeným spínacím prvkom. Spínací prvok (HRM) musí byť samostatný okrem zdrojov do 4,6 kVA pripojených do jednej fázy. Princíp môže byť na základe sledovania impedancie a vyhodnocovania jej zmeny, trojfázové sledovanie napätia či zmena fázora napätia.

Aby nedošlo k zavlečeniu spätného napätia zo zdroja do siete PDS, je potrebné zabezpečiť vhodnými technickými opatreniami pripojenie zdroja len vtedy, ak sú všetky fázy siete pod napätím. Každé pripojenie zdroja musí byť vybavené hlavným rozpojovacím miestom (HRM), ktoré slúži na odpojenie zdroja od siete. Zapnutie HRM musí byť blokované do tej doby, pokiaľ nie je na každej fáze napätie minimálne nad rozbehovú hodnotu podpätovej ochrany. HRM neplní funkciu prifázovania zdroja do siete. Na tento účel musí byť inštalovaný iný spínací prvok. Prístup k HRM a ostatným spínacím zariadeniam a ochranám zdroja musí byť po dohode povereným pracovníkom PDS umožnený zo strany výrobcu.

V zmysle požiadaviek na kooperáciu s riadiacimi a informačnými systémami PDS sa pri zdrojoch do 100 kVA vykonáva individuálne posúdenie potreby pripojenia na dispečerský systém riadenia.

2.3.7 Prevádzkovanie a spôsob pripojenia

Zariadenie potrebné pre paralelný chod zdroja so sieťou musí byť udržiavané neustále v bezchybnom technickom stave. Spínače a ochrany musia byť v pravidelných lehotách funkčne preskúšané odborným pracovníkom.

Pri nebezpečnom stave alebo poruche je PDS oprávnený k okamžitému odpojeniu zdroja od siete. Výrobca je povinný v odôvodnených prípadoch na žiadosť PDS odpojiť zdroj od siete. Odpojovanie zdrojov z dôvodov prác na zariadeniach PDS v sieti sú spravidla oznamované. Spätné pripojenie zdroja na sieť PDS môže byť vykonané len vtedy, ak sú splnené spínacie podmienky definované technickými podmienkami PDS.

U striadačových zariadení je ho potrebné zabezpečiť riadením tyristorov, aby striadač pred pripojením bol zo strany DS bez napätia.

Spôsob pripojenia malého zdroja do NN sústavy, spôsob merania, umiestnenie HRM a vyvedenie výkonu závisí od spôsobu prevádzky zdroja:

- celá vyrobená energia je dodaná do DS,
- časť vyrobenej energie je spotrebovaná vo vlastnej spotrebe a prebytok je dodávaný do siete.

Zariadenia schopné ostrovnej a paralelnej prevádzky s DS (hybridné systémy), môžu byť použité len vtedy, ak sú vybavené blokovacím zariadením, ktoré zabezpečí pri strate napätia v DS nedodávku výkonu zo zdroja do DS.

Spôsob pripojenia, vyvedenie výkonu, meranie spotrebovanej/vyrobenej elektriny ako aj umiestnenie HRM udáva PDS v technických podmienkach pripojenia.

2.3.8 Riadenie výkonu a regulácia napätia

V súvislosti s reguláciou jalového výkonu platia pre zdroje v NN sieti nasledovné požiadavky:

- zdroje do 16 A na fázu vrátane,
 - účinník zdroja za normálnych ustálených prevádzkových podmienok pri dovolenom rozsahu tolerancie menovitého napätia musí byť v rozsahu 0,95 kap až 0,95 ind za predpokladu, že činná zložka výkonu je nad 20 % menovitého výkonu zdroja,
- fotovoltaické zdroje do 4,6 kVA na fázu vrátane,
 - pri FVE do výkonu 4,6 kVA na fázu sa kompenzácia účinníku nepožaduje,
- ostatné zdroje,
 - účinník zdroja za normálnych ustálených prevádzkových podmienok pri dovolenom rozsahu tolerancií menovitého napätia musí byť medzi 0,95 kap až 0,95 ind za predpokladu, že činná zložka výkonu je nad 3 % menovitého výkonu zdroja.

3 Problematika pripojenia a prevádzky OZE v DS

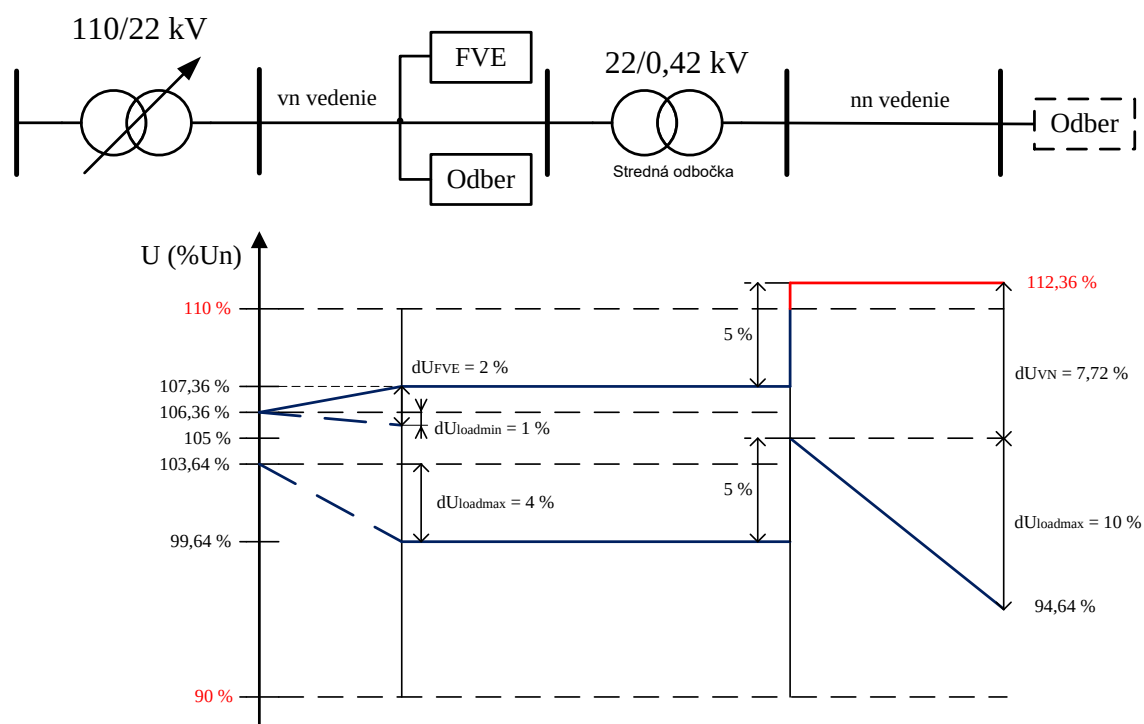
Súčasný trendy v energetike sú zamerané na rozvoj obnoviteľných zdrojov energie. Z pohľadu DS vedie tento trend k snahám pripojovať veľké množstvo týchto zdrojov do sústavy. So zvyšujúcim sa počtom a inštalovaným výkonom je čoraz ťažšie nájsť vhodnú lokalitu a podmienky v DS, ktoré by umožnili realizovať uvedenú výstavbu a pripojenie.

Prevádzka takého výrobného zariadenia je z hľadiska spätných vplyvov na sieť prípustná, keď sú dodržané podmienky uvedené v norme STN EN 50160. Ak vedie posúdenie k negatívnemu výsledku, je vhodné už vo fáze plánovania dojednať príslušné pomocné opatrenia medzi prevádzkovateľom distribučnej sústavy a výrobcom. Zvyšovanie inštalovaného výkonu fotovoltaických zdrojov so sebou prináša množstvo dopadov na DS, týkajúcich sa nežiaducich zmien veľkosti napätia alebo tvaru krivky sieťového napätia, ktoré je potrebné riešiť už v čase návrhu vyvedenia výkonu zdroja do DS. Aby neboli rušené zariadenia ďalších odberateľov a prevádzkované zariadenia PDS, je potrebné obmedziť spätné vplyvy miestnych výrobní. Možné rušenie závisí od amplitúdy, početnosti a doby trvania spätných vplyvov na sieť a tiež od stupňa rozšírenia určitých druhov prevádzkových prostriedkov. Ďalej je potrebné zohľadniť koeficient súčasnosti prevádzky prevádzkových prostriedkov a elektrotechnických zariadení, ktoré v prevádzke spôsobujú spätné vplyvy na sieť.

Pre posúdenie je potrebné vychádzať zo zásad pre posudzovanie spätných vplyvov a ich prípustných hraníc napríklad podľa PNE 33 3430-0. Nepriaznivé spätné vplyvy môžeme všeobecne rozdeliť na lokálne a systémové vplyvy. Nezanedbateľné vplyvy na sústavu sú aj ekonomického charakteru. Hlavnou prekážkou pre výrobu elektriny z FVE je nevyhnutnosť regulovať nerovnomernosť dodávky do siete. Je to nákladné, pretože pri veľkých inštalovaných výkonoch rastú nároky na podporné služby, najmä na sekundárnu a terciárnu reguláciu. Tento fakt a tiež nedostatok financií na investovanie do energetickej infraštruktúry sú v súčasnosti kritickým problémom ďalšieho rozvoja obnoviteľných zdrojov. Systémové a lokálne spätné vplyvy môžeme zaradiť do tzv. technických vplyvov, ktoré súvisia s napäťovým profilom, stratami, kvalitou elektrickej energie a celkovo so stabilitou a spoľahlivosťou sústavy. V súčasnosti už ale takého striktné rozdelenie nepriaznivých vplyvov nemá význam, keďže sa pri každom technickom vplyve prihliada tiež na ekonomický, prípadne environmentálny vplyv a tým pádom môžeme hovoriť o technicko-ekonomických, resp. technicko-environmentálnych spätných vplyvoch.

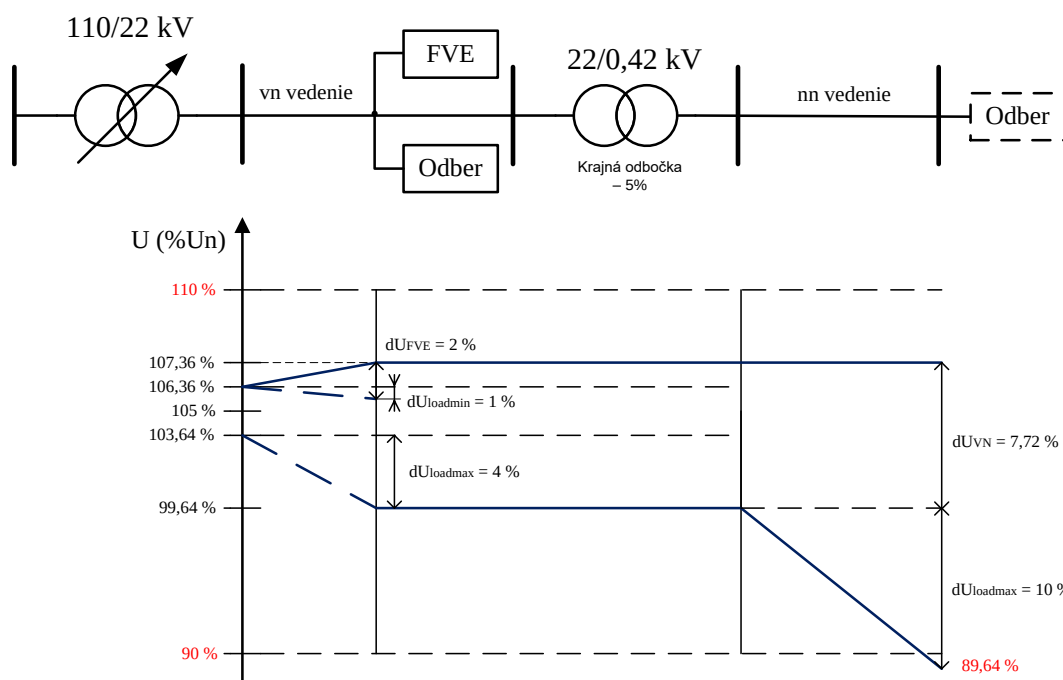
Vyhodnotenie plánovaného pripojenia rozptýlenej výroby s vyhovujúcimi maximálnymi spätnými vplyvmi danej výroby je predmetom štúdie pripojiteľnosti zdroja do distribučnej sústavy. Napriek splneniu všetkých požiadaviek štúdie pripojiteľnosti môžu nastať v reálnej prevádzke situácie, pri ktorých môže dôjsť k prekročeniu limitov napätí. Typické príklady sú uvedené na Obr. 8 a Obr. 9.

Z Obr. 8 je zrejmé, že vplyvom výroby fotovoltaickej elektrárne v sústave VN a nastavením strednej odbočky na distribučnom transformátore 22/0,42 kV dochádza v uzle za transformátorom, a pri nízkom zaťažení aj na konci NN vývodu, k prekročeniu hodnoty napätia $110 \% U_n$. Pokiaľ by tento stav trval viac ako 5 % času, odchýlka napätia nevyhoví požiadavke normy STN EN 50160 z dôvodu prepätia v sústave NN.



Obr. 8 Prekročenie limitov napätia v distribučnej sústave - prepätie

Ako bolo spomenuté vyššie, pri posudzovaní pripojiteľnosti rozptýlených zdrojov z pohľadu trvalej zmeny napätia v prípojnom bode je nutné brať do úvahy aj súčasné zdroje v danom vývode transformátora. Aj pri dodržaní tejto požiadavky, môžu nastať v sústave také situácie, kedy budú prekračované napäťové limity v ostatných uzloch sústavy. Podľa normy STN EN 50160 musí byť 95 % hodnôt z týždňového záznamu stredných desaťminútových efektívnych hodnôt napätí v rozmedzí 90 % až $110 \% U_n$. Nárast napätia v prípojnom bode teda môže spôsobiť nedovolené zvýšenie, resp. prekročenie napätia v ostatných uzloch sústavy. Táto zmena napätia sa prenáša aj do nižšej napäťovej úrovne, je ťažko predikovateľná a mení sa podľa vývoja diagramu výroby a diagramu zaťaženia v sústave.



Obr. 9 Prekročenie limitov napätia v distribučnej sústave - podpätie

3.1 Regulácia napätia v distribučných sústavách VN a NN

Za úroveň napätia v distribučných sústavách VVN, VN a NN zodpovedajú dispečingy PDS a zabezpečujú prostredníctvom operatívnej služby riadeného energetického zariadenia pomocou priameho alebo nepriameho riadenia a diaľkovou reguláciu napätia.

Dispečing PDS navrhuje veľkosť napätia v napájacích bodoch 110 kV a VN tak, aby napätie u spotrebiteľov bolo čo najbližšie menovitému a neprekročilo prípustnú odchýlku podľa príslušnej normy. Úroveň napätia NN sústavy zabezpečuje dispečing PDS, pričom sa vykonáva ručne prepínaním odbočiek transformátora VN/NN na základe nameraných a vypočítaných hodnôt tak, aby menovité napätie neprekročilo prípustnú odchýlku podľa príslušnej normy.

Pre stanovenie skutočnej odchýlky napätí (rozdielu medzi skutočným napätím v danom uzle sústavy a menovitým napätím) je nutné určiť úbytok napätia, čo predstavuje rozdiel napätí medzi dvoma rôznymi miestami v sústave – napr. medzi začiatkom a koncom vedenia alebo medzi primárnou a sekundárnou stranou transformátora.

Úbytok napätia sa určí ako rozdiel veľkostí napätí:

$$\Delta U = |\overline{U}_1| - |\overline{U}_2| \quad (3.1)$$

Pri návrhu distribučnej sústavy je potrebné stanoviť úbytky napätí pri predpokladanom zaťažení sústavy. Pri výpočte úbytku napätí na VN, NN vedeniach a na transformátoroch môžeme zanedbať priečne admitancie. Pri posudzovaní dovolenej zmeny napätia je potrebné zostaviť model sústavy a spôsobenú zmenu vypočítať.

Pre posudzovanie je vhodné uzle so známym skratovým výkonom uvažovať aj uhol impedancie sústavy. Ak by sme uvažovali nulovú ohmickú zložku impedancie sústavy resp. pomer $\frac{R}{X} = 0$, pri určitej veľkosti pripojovaného výkonu by sme dostali nesprávne výsledky zmeny napätia a došlo by k nesprávnemu posúdeniu pripojiteľnosti podľa TPPDS.

Pomer $\frac{R}{X}$ je možné vypočítať zo známych hodnôt veľkosti a uhla impedancie sústavy pomocou impedančného trojuholníka.

Všeobecne sa zmena napätia pre VN a NN sústavy vypočíta podľa:

$$\Delta U = R \cdot I \cdot \cos\phi + X \cdot I \cdot \sin\phi \quad (3.2)$$

kde ΔU je zmena napätia,

I - prúd sústavy,

R - odpor sústavy,

X - reaktancia sústavy.

Pokiaľ by sme zanedbali činný odpor impedancie sústavy a uvažovali, že fotovoltická elektrárňa pracuje s účinníkom $\cos\phi = 1$, čo zodpovedá hodnote $\sin\phi = 0$, tak dostaneme:

$$\Delta U = 0 \cdot I + X \cdot I \cdot 0 = 0 \quad (3.3)$$

Pri teoretickom predpoklade dodržania účinníka $\cos\phi = 1$ a pri zanedbaní činnej zložky impedancie sústavy spôsobí výrobná v ľubovoľnom uzle sústavy nulovú zmenu napätia. Preto je nutné rešpektovať a nezanedbávať pri výpočte zmeny napätia činnú zložku impedancie sústavy.

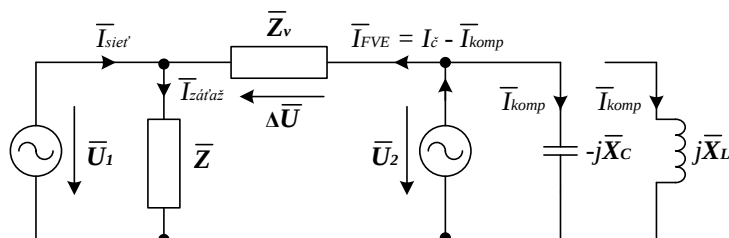
3.1.1 Eliminácia odchýlok napätia

Pre zaistenie požadovanej hodnoty napätia vo všetkých miestach distribučnej siete je možné využiť okrem metód spomenutých vyššie aj:

- automatickú reguláciu napätia transformátorov VVN/VN,
- zmenu odbočiek distribučných transformátorov VN/NN,
- kompenzáciu parametrov vedení,
- kompenzáciu jalového výkonu,
- zaradenie ďalšieho regulačného transformátora alebo autotransformátora,
- rekonštrukciu elektrického vedenia,
- zvýšenie počtu napájacích staníc.

3.1.2 Pôsobenie jalového výkonu na sieťové napätie

Vplyv jalového výkonu induktívneho a kapacitného charakteru na napätie je demonštrovaný pomocou náhradnej schémy na Obr. 10. FVE je vybavená paralelnou kompenzáciou jalového výkonu, reprezentovanou prvkami jalového výkonu – kondenzátorom a tlmivkou. Z náhradnej schémy vyplývajú fázorové diagramy pre prípad kapacitného alebo induktívneho režimu FVE.

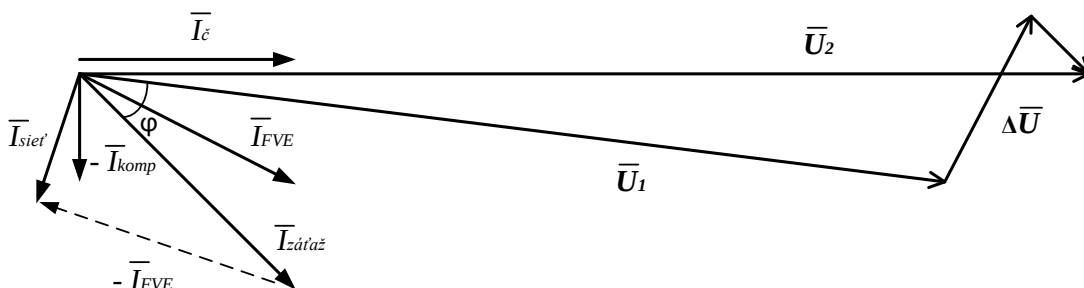


Obr. 10 Náhradná schéma

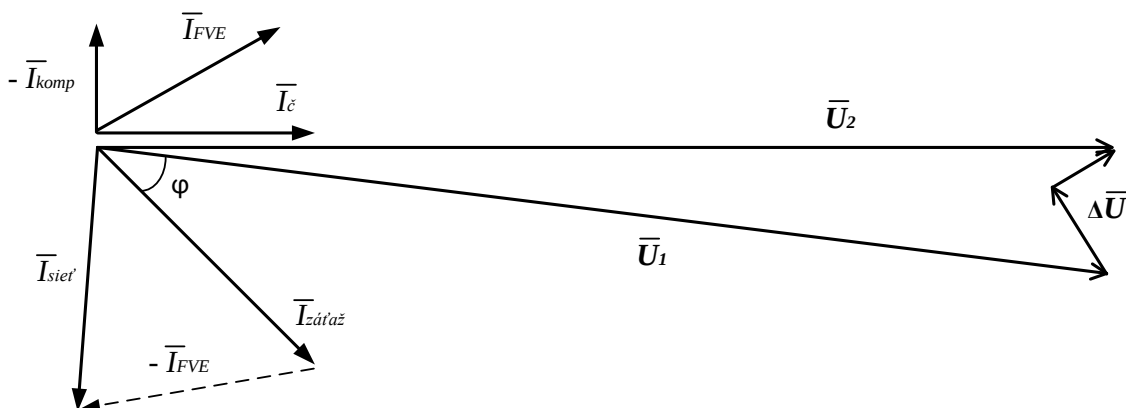
Pri kreslení náhradného obvodu je uvažovaný spotrebičový režim. Táto informácia je podstatná pre vyznačenie orientácie jalových prúdov FVE, t.j. prúdov pretekajúcich vetvami tlmivky alebo kondenzátora. Z hľadiska spotrebičového režimu sú tieto prvky spotrebiče, t.j. prúd je v súhlasnom smere s napätím na týchto prvkoch. Toto platí aj v prípade kondenzátora, napriek tomu, že kondenzátor je zdroj jalového výkonu. Pre celkový prúd FVE teda platí:

$$\bar{I}_{FVE} = I_{\check{c}} - \bar{I}_{komp} \quad (3.4)$$

Jednotlivé režimy práce FVE sú nasledovné:



Obr. 11 Fázorový diagram FVE s kondenzátorom - FVE je zdroj činného a jalového výkonu



Obr. 12 Fázorový diagram s tlmivkou - FVE je zdroj činného a spotrebičom jalového výkonu

Fázorové diagramy demonštrujú nasledovné špecifiká regulácie jalového výkonu:

- v prípade prevádzkovania FVE v kapacitnom režime dochádza k zosilneniu nárastu napätia v sieti vplyvom výroby z FVE, keďže cez impedanciu $\bar{Z}_V$ preteká okrem činného výkonu aj jalový výkon v súhlasnom smere k nadradenej sieti. Druhotný efekt je taký, že v sieti vzniká taktiež menší úbytok napätia, pretože sa cez ňu prenáša okrem menšieho činného výkonu aj menší jalový výkon, keďže časť penetrácie činného a jalového výkonu skupiny záťaže $\bar{Z}$ preberá FVE. V konkrétnom prípade fázorového diagramu na Obr. 11 sa činný výkon FVE a činný výkon skupiny spotrebičov (vrátane činných strát vedenia) rovnajú, keďže je prúd tečúci zo siete rýdzo jalový ($\bar{U}_1 \perp \bar{I}_{SIE\ddagger}$). Prúd $\bar{I}_{SIE\ddagger}$ tečúci do uzlu s napätím $\bar{U}_1$ je v porovnaní so stavom bez riadenia jalového výkonu FVE je zmenšený o hodnotu $\bar{I}_{komp}$, keďže práve výkon tohto prúdu je hrađený kompenzačným výkonom kondenzátorov FVE,
- v prípade induktívneho režimu prevádzkovania FVE dochádza k eliminácii nárastu napätia. Príčinou je skutočnosť, že FVE je spotrebičom jalového výkonu a tok jalového výkonu je prítomný v smere k FVE (v protismere k toku činného výkonu). Tento „reverzný“ tok v porovnaní s tokom činného výkonu spôsobuje zmenšenie nárastu napätia. Fázorový diagram na Obr. 12 to dobre ilustruje. Rovnako ako v predchádzajúcom prípade sa pre názornosť rovná činný výkon FVE činnému výkonu skupiny spotrebičov. Prúd tečúci zo siete je teda opäť rýdzo jalový ($\bar{U}_1 \perp \bar{I}_{SIE\ddagger}$), avšak je navýšený (v porovnaní so stavom bez jalového výkonu FVE) o hodnotu prúdu $\bar{I}_{komp}$, ktorý reprezentuje kompenzačný výkon spotrebovaný skupinou kompenzačných tlmiviek FVE.

Je teda možné skonštatovať, že pripojená indukčnosť v podobe tlmivky znižuje v lokalite pripojenia napätie, pričom kondenzátor napätie zvyšuje. Miera účinku v podobe $\Delta U/\Delta Q$ bude analyzovaná pre konkrétny prípad matematickým modelovaním.

3.1.3 Automatická regulácia napätia transformátorov VVN/VN

Sústava VN tvorí spojovací článok medzi prenosovou sústavou a distribučnými sústavami VN. Tieto siete nie sú prevádzkované paralelne s vedeniami PS a tvoria tzv. uzlové oblasti 110 kV, ktoré sú spravidla v kruhoch, prípadne lúčovito napojené cez transformátory PS/110 kV na PS. V uzlových oblastiach sa vykonáva autonómna regulácia v jednotlivých pilotných uzloch napojených na príslušnú transformovňu PS alebo elektrárňu. Aktuálnu identifikáciu jednotlivých uzlových oblastí, koordináciu činností všetkých akčných členov v regulačných procesoch zaisťuje nadradená stanica ARN, ktorá je umiestnená na dispečingoch PDS. Posledným článkom regulácie napätia v DS je transformátor VVN/VN, na ktorom je možné vykonať zmenu napätia pod zaťažením. Väčšina týchto transformátorov je vybavená odbočkovým prepínačom na strane vyššieho napätia v rozsahu $110 \text{ kV} \pm 8 \times 2\%/VN$ a automatickým regulátorom napätia, ktorý reguluje napätie na sekundárnej strane podľa vzťahu:

$$u_2 = u_z + \frac{I_2}{I_n} \cdot \Delta \quad (3.5)$$

kde u_2 je napätie na výstupe,
 u_z - nastavená hodnota napätia,
 I_n - menovité zaťaženie transformátora,
 I_2 - skutočné zaťaženie transformátora,
 X - prúdová kompaundácia.

Pri transformátoroch VVN/VN sa využíva prúdová kompaundácia, ktorá umožňuje úmerné zvýšenie napätia na výstupe transformátora pri vyššom zaťažení a tým eliminuje úbytok napätia na samotnom transformátore aj v sústave VN pre dosiahnutie potrebného napätia aj na koncoch dlhších vedení.

3.1.4 Nastavenie prevodu distribučných transformátorov VN/NN

Všetky transformátory musia byť vybavené prepínačmi odbočiek na reguláciu napätia. Transformátory s automatickými regulátormi odbočiek udržuujú konštantné napätie na sekundárnej strane s danou necitlivosťou a časovou konštantou. Princíp časového oneskorenia spočíva v rýchlejšej regulácii transformátorov na vyšších napäťových úrovniach, čím sa predchádza hromadným reguláciám transformátorov na nižšej napäťovej úrovni. Výpočtami sa stanovuje minimálna úroveň napätia na primárnej strane transformátorov, pri ktorých by ďalšia regulácia napätia znamenala zhoršenie napäťových pomerov v sústave. Pri tejto hladine sa vykoná automatické zablokovanie ďalšej činnosti automatických regulátorov napätia.

Distribučné transformátory VN/NN sú vybavené odbočkami na primárnej strane, ktoré je možné prepínať v nezaťaženom stave:

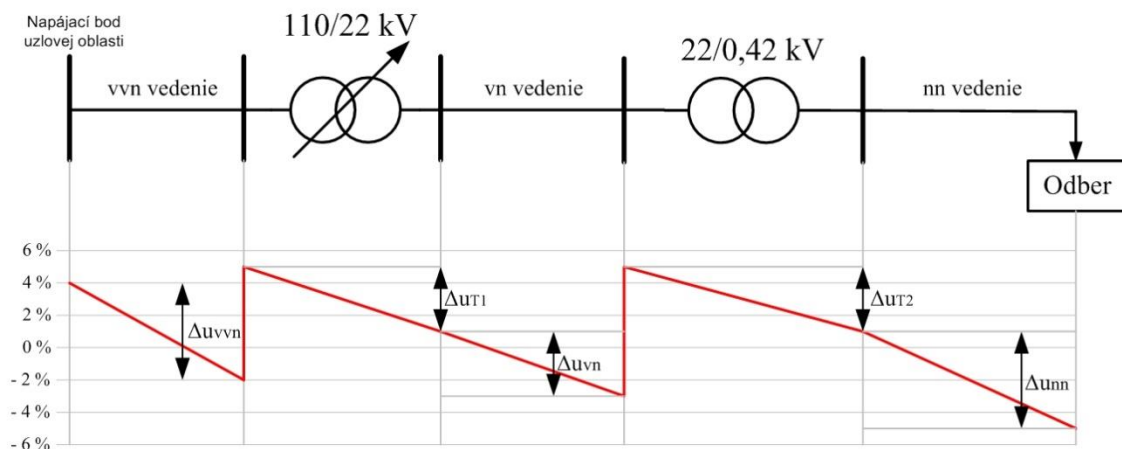
- 3 stupne - + 5 %, 0 %, - 5 % (staršie transformátory)
- 5 stupňov - + 5 %, + 2,5 %, 0 %, - 2,5 %, - 5 %.

Napätie na výstupe transformátorov je:

$$u_2 = u_1 + \delta u_T - \Delta u_T \quad (3.6)$$

kde u_2 je napätie na sekundárnej strane transformátora,
 u_1 - napätie na primárnej strane transformátora,
 δu_T - odchýlka nastavením odbočky,
 Δu_T - úbytok napätia na transformátore.

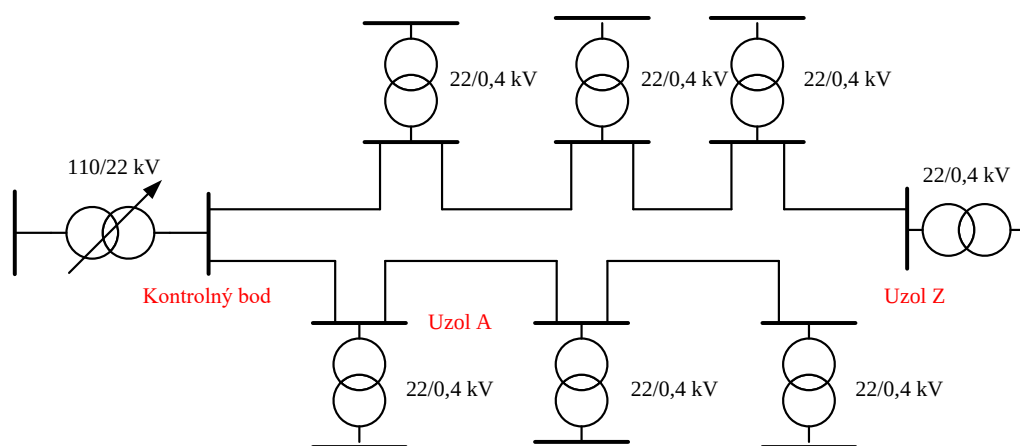
Na základe uvedených možností regulácie napätia je možné profil napätia v distribučnej sieti opísať, ako je zobrazené na Obr. 13.



Obr. 13 Priebeh odchýlok a úbytku napätí v sústavách VVN, VN a NN

3.1.5 Kontrolný bod

Udržiavanie napätia pre koncových zákazníkov DS je založené na princípe monitorovania a riadenia napätia kontrolného bodu DS. V distribučnej sústave VN jeden transformátor VVN/VN spravidla napája samostatnú oblasť. Pre účely regulácie sa táto oblasť nahradí tzv. kontrolným bodom, ktorého napätie najlepšie reprezentuje napätie v oblasti. Kontrolným bodom je transformačný uzol 110/22 kV v ktorom je potrebné udržiavať také napätie, aby boli splnené požiadavky všetkých spotrebiteľov napájaných z tohto kontrolného bodu. Príklad je uvedený na Obr. 14.



Obr. 14 Príklad jednoduchej sústavy 22 kV

Z uvedeného Obr. 14 vyplýva, že uzol A je miesto s najmenším úbytkom napätia (elektricky najbližší kontrolnému bodu) a uzol Z je miesto s najväčším úbytkom napätia (elektricky najvzdialenejší kontrolnému bodu). V kontrolnom bode sústavy musí byť nastavená taká hodnota napätia, ktorá zabezpečí, aby hodnoty napätí v uzle A a v uzle Z vyhovovali podmienkam podľa STN EN 50160. Ak je zabezpečená táto podmienka, napätia by mali teoreticky vyhovovať aj v ostatných uzloch sústavy.

Požadovaná hodnota napätia v kontrolnom bode sústavy sa mení v závislosti so zmenou prenášaných výkonov a tým sa menia úbytky napätí v jednotlivých uzloch. Ak by sme vypočítali požadované napätia v kontrolnom bode pri rôznych zaťaženiach a vyniesli ich do časového diagramu zodpovedajúcemu dennému diagramu zaťaženia, dostali by sme denný diagram napätí kontrolného bodu. Niekedy sa môže stať, že nie je možné vyhovieť požiadavkám všetkých uzlov sústavy na veľkosť napätia v kontrolnom bode. V týchto prípadoch je nutné previesť niektoré nápravné opatrenia:

- znížiť úbytok napätia v elektricky najvzdialenejších uzloch sústavy pomocou kompenzácií jalového výkonu,
- zlepšenie parametrov vedení - zosilnenie vedení,
- rôzne nastavenie odbočiek transformátorov,
- použiť regulačné transformátory v elektricky najbližších, resp. najvzdialenejších uzloch.

3.2 Technické možnosti regulácie jalového výkonu FVE

Dodatočná povinnosť vybaviť zdroje elektriny nad inštalovaným výkonom 100 kWp dispečersky riadenými kompenzačnými zariadeniami je reakciou PDS na zvýšený počet prekročení limitných hodnôt charakteristiky efektívnej hodnoty napätia vyhodnotenej podľa STN EN 50160. Problémy tohto druhu sa objavili najmä na miestach s vyššou penetráciou rozptýlených zdrojov. A to aj napriek tomu, že štúdiá pripojiteľnosti ako aj reálne merania potvrdili súlad s požadovanými limitnými hodnotami. Pre investorov znamenala povinnosť inštalácie novej kompenzačnej jednotky nepredvídateľné dodatočné náklady, z čoho pramenila ich nespokojnosť, na druhej strane, práve prevádzkovanie ich zariadení sa spolupodieľa na problémoch s reguláciou napätia v sieti, t.j. v tomto zmysle musí byť adresát investície akceptovateľný.

Je nutné podotknúť, že kompenzačné zariadenia nie sú cielené za účelom znižovania strát v DS, ale sú inštalované, aby vhodným spôsobom prispievali k eliminácii nepriaznivých vplyvov rozptýlených zdrojov na proces riadenia napätia v sieti.

V rámci zapojenia fotovoltickej elektrárne sa stretávame s väčším či menším počtom invertorov (môžu byť decentralizované do inštalovaného výkonu 50 kW, alebo centralizované s výkonom rádovo jednotiek MW), s transformátormi a tiež rozsiahlymi káblowymi sieťami NN a VN. Z hľadiska impedancie predstavuje fotovoltická elektráreň RC obvod s konkrétnymi hodnotami induktívnej a kapacitnej reaktancie. Vďaka týmto reaktanciám je realizovaná dodávka, resp. spotreba jalového výkonu, ktorá má svoju úlohu v hodnotách účinníka požadovaných prostredníctvom dispečerského riadenia. Z hľadiska potrieb dispečerského riadenia účinníku daných potrebou regulácie veľkosti napätia v konkrétnom bode DS sa jedná o reguláciu okamžitých hodnôt jalového výkonu s ohľadom na veľkosť dodávaného činného výkonu.

Veľmi dôležitým aspektom z hľadiska bilancie jalovej energie je prevádzka fotovoltickej elektrárne v dobe mimo výroby elektriny. Tento režim elektrárne hrá v bilancii jalového výkonu významnú úlohu.

Technické požiadavky na prevádzkovanie dispečersky riadených jednotiek regulácie jalového výkonu sú predmetom TPPDS, pričom sú tu zakomponované iba obecné požiadavky s odôvodnením, že spôsob riadenia jalového výkonu závisí od konkrétneho miesta DS a určuje ho PDS po konzultácii s výrobcom. Na napäťovej úrovni NN musia pripojené zdroje vyrábať elektrinu s výstupným účinníkom v odovzdávacom mieste v koridore 0,95 ind až 0,95 kap. Na napäťovú úroveň NN sú pripojené najmä FVE, výkonová bilancia týchto zdrojov je v súlade s požadovanými hodnotami.

Podstatná časť výkonu výrobní je pripojená na napäťovú úroveň VN, VVN. Jalový výkon týchto zdrojov musí byť riaditeľný od inštalovaného výkonu 100 kWp a musí spĺňať žiadané hodnoty v prevádzkovom režime výroby činného výkonu nad 3% z celkového inštalovaného výkonu.

Podľa PPDS je jalový výkon pri výrobe činného výkonu nastavený pevnou hodnotou alebo žiadanou hodnotou. Žiadané veličiny môžu byť nasledovné:

- hodnota zadaného účinníka $\cos \phi$,
- charakteristika $\cos \phi = f(P)$,
- zadaná hodnota jalového výkonu Q ,
- zadaná hodnota napätia U ,
- charakteristika $Q = f(U)$.

Spôsob zadávania požadovaných hodnôt je realizovaný on-line zadávaním (v ojedinelých prípadoch dohodou na hodnote, resp. harmonograme hodnôt). Časové požiadavky na prechod jalového výkonu do nového pracovného bodu pri pevne zadanej hodnote ($\cos \phi$, Q , U) sú stanovené do 60 s. V prípade, že sa jalový výkon výrobne riadi podľa niektorej z charakteristík, časové požiadavky sú nasledovné:

- v prípade charakteristiky $\cos \phi = f(P)$ v priebehu 10 s,
- v prípade charakteristiky $Q = f(U)$ nastaviteľne medzi 10 s až 60 s.

Na uvedené parametre a hlavne na individuálnu dohodu nadväzuje konkrétne technické riešenie. Skúsenosti prevádzkovateľov zdrojov s požiadavkami PDS sú nasledovné. V prípade FVE nad 100kWp boli takmer vo všetkých prípadoch stanovené charakteristiky $\cos \phi = f(P)$. Regulácia je uskutočňovaná podľa zadanej hodnoty účinníku, ktorá je voliteľná v piatich krokoch ($\cos \phi = 0,95$ ind, 0,97 ind, 1, 0,97 kap, 0,95 kap). Požadovaná rýchlosť odozvy na povel z dispečingu je 10s. V prípade VTE požiadavky na kompenzačné zariadenie vyplývajú z dimenzie a umiestnenia v DS, t.j. sú individuálne.

Na záver je možné zhrnúť, že aktuálna verzia TPPDS je z hľadiska špecifikácie požiadaviek na dispečerské riadenie jalového výkonu obecná a odvoláva sa na individuálny prístup. Tento postup má svoje opodstatnenie, je však potrebné, aby bol rozvoj a budovanie týchto zariadení v danej DS, ktorá využíva prostriedok diaľkového riadenia jalového výkonu, jednotný.

Existuje niekoľko možností riešenia dispečerského riadenia. Premennými parametrami pri voľbe riešenia sú investičné náklady, kvalita regulačného procesu (presnosť a dynamika dosahovania žiadanej hodnoty, resp. charakteristiky) a činné straty kompenzačného zariadenia (prevádzkové náklady).

3.2.1 Využitie striedačov

Jednou z možností regulácie jalového výkonu fotovoltickej elektrárne je využitie nainštalovaných striedačov. Ich využitie na tento účel závisí od ich konštrukcie. Veľmi často je použitie striedačov pre reguláciu jalového výkonu podmienené dodatočnými technickými úpravami, ktoré samozrejme spôsobujú dodatočné náklady pre výrobcu. Ak sa majú na reguláciu jalového výkonu použiť striedače, je potrebné doplnenie vyššej úrovne riadenia, pomocou ktorej budú všetky, alebo vybrané striedače riadené.

Problémom pri tomto type regulácie môže byť veľkosť prúdovej rezervy striedača na reguláciu jalového výkonu. Keďže boli striedače pôvodne navrhnuté na maximálnu hodnotu činného výkonu, aj 5 % zvýšenie prúdu nutné pre reguláciu jalového výkonu môže byť veľmi problematické pri plnom zaťažení striedača činným výkonom.

3.2.2 Stupňovitá kompenzácia

Ďalšou možnosťou pre riadenie jalového výkonu na základe požadovanej hodnoty účinníka je stupňovité spínané statické kompenzačné prostriedky (kondenzátory a tlmivky). Toto kompenzačné zariadenie je možné pripojiť na napäťovú úroveň NN a VN. Pre voľbu napäťovej úrovne sú v tomto prípade rozhodujúce priestorové možnosti, požiadavky na rozsah a rýchlosť regulácie, cena jednotlivých komponentov a možnosť pripojenia. V niektorých prípadoch je nutná dodatočná inštalácia ďalšieho transformátora len na pripojenie kompenzačného zariadenia. Výhodou tohto riešenia sú pomerne nízke straty v inštalovaných kondenzátoroch. Straty v dodatočne inštalovaných transformátoroch a tlmivkách je možné čiastočne ovplyvniť ich dimenzovaním, čo ale môže negatívne ovplyvniť ich cenu. Okrem priestorových požiadaviek je ďalšou nevýhodou stupňovitý princíp regulácie.

Stupňovitá kompenzácia je najčastejšie realizovaným riešením z dôvodu optima z hľadiska výšky dodatočnej investície a činných strát pri prevádzkovaní kompenzácie. Zároveň je správne navrhnuté zariadenie schopné vyhovieť požiadavkám PDS na prevádzkové vlastnosti. Stupňovitá kompenzácia predstavuje súbor kompenzačných stupňov – kapacitných a induktívnych, napojených na spoločné prípojnice kompenzačného rozvádzača. Jednotlivé stupne sú navrhnuté na daný kompenzačný výkon, ktorý je hradený kompenzačnými kondenzátormi a dekompenzačnými tlmivkami. Kompenzačné stupne sú vhodné istené (s ohľadom na spínacie nadprúdy kondenzátorov) a obsahujú kompenzačný stýkač (s predstihovými kontaktmi a predradnými odpormi pre tlmenie spínacích nadprúdov), ktorý spína kondenzátory alebo tlmivky. Spínanie je automaticky riadené

prostredníctvom riadiacej jednotky – regulátoru jalového. V prípade dispečersky riadeného účinníku je regulátor prispôsobený, t.j. je vybavený komunikačným modulom pre registráciu zmeny zadanej hodnoty.

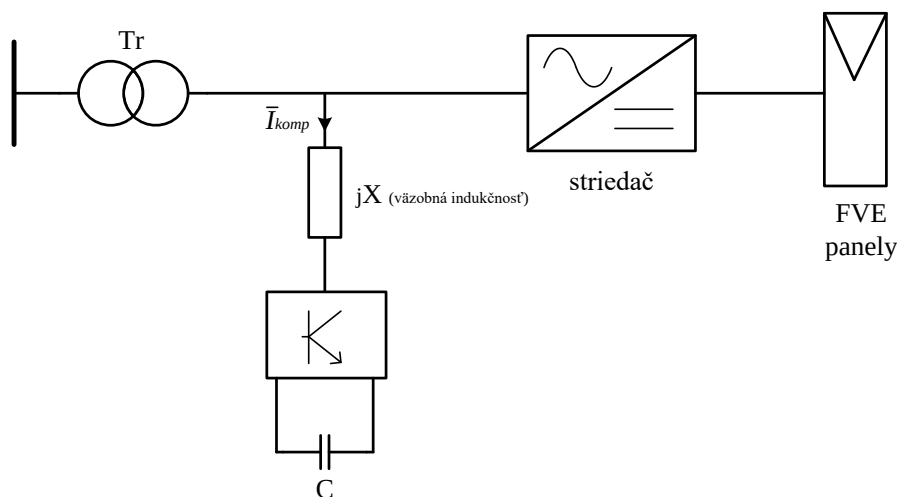
Regulátor je schopný automaticky rozpoznať hodnoty kompenzačného výkonu jednotlivých stupňov. Na základe tejto evidencie a vyhodnocovania výkonových pomerov v reálnom čase (pomocou meracieho transformátoru prúdu, resp. napätia) spína príslušnú kombináciu jednotlivých stupňov tak, aby bola dodržaná zadaná hodnota výsledného účinníka. Sekundárne je výber spínaných stupňov podmienený históriou prevádzky jednotlivých stupňov tak, aby bolo zaistené ich rovnomerné zaťažovanie. Regulátor je nastaviteľný z hľadiska dynamiky regulačného procesu.

Kompenzačný rozvádzač sa z dôvodu minimalizácie nákladov (ako aj z dôvodu minimalizácie spínacích pochodov na úrovni VN) realizuje a pripája do napäťovej úrovne NN. Fyzické pripojenie do systému vyvedenia výkonu FVE je realizované priamo na svorky NN strany transformátora alebo na prípojnice NN rozvádzača. Prípojný bod, resp. rozdelenie kompenzačného výkonu na viac prípojných bodov je podmienené samotným riešením FVE. Dodatočne inštalované kompenzačné zariadenie nesmie spôsobiť preťaženie niektorého prvku inštalácie výrobné. Kľúčovými prvkami pri tejto podmienke je menovitý výkon transformátora, resp. menovitý prúd NN rozvádzača.

3.2.3 Hybridná kompenzácia

Optimálnym technickým riešením v súčasnosti sú hybridné regulátory jalového výkonu. Ich základom je niekoľko stupňov kondenzátorov a tlmiviek a paralelne pripojený menič. Kombinuje aktívny a pasívny spôsob generovania jalového prúdu. Kombináciou aktívneho a pasívneho regulátora sa dosiahlo zníženie investičných nákladov a čiastočne aj prevádzkových nákladov, z dôvodu zníženia strát zariadenia. Dôležitá je ale plynulosť regulácie, pričom sa odstránili všetky nevýhody spínanej regulácie účinníku. Potrebný jalový výkon je dosiahnutý kombináciou plynule riadenej statickej časti s kompenzačnými kondenzátormi a dekompenzačnými tlmivkami, ktoré sú spínané stupňovite. Hybridný regulátor je optimalizovaný z hľadiska udržania čo najnižších strát a z hľadiska obmedzenia početnosti spínania jednotlivých stupňov pasívnych prvkov. Určený je predovšetkým ako doplnok k prevádzkovaným striedačom, ktoré nemajú schopnosť pracovať s požadovaným účinníkom.

Vďaka svojim vlastnostiam môže byť súčasťou inteligentných sietí, pričom zaistí splnenie požiadaviek na pripojenie rozptýlených zdrojov do DS. Reguluje jalový výkon v predpísanom rozsahu a komunikuje s nadriadeným riadiacim systémom DS podľa definovaných štandardov.



Obr. 15 Bloková schéma synchronného kompenzátora

3.3 Posudzovanie vyšších harmonických

Harmonické prúdy vznikajú predovšetkým v zariadeniach so striedačmi alebo meničmi frekvencie. Harmonické prúdy emitované týmito zariadeniami musí udávať výrobca a sú predmetom posudzovania pripojiteľnosti zdroja do distribučnej sústavy. Emisie harmonických sú limitované veľkosťou skratového výkonu v mieste pripojenia zdroja. Podmienky paralelnej spolupráce zdroja so sieťou definujú hraničné hodnoty pre amplitúdy jednotlivých harmonických, ale nezohľadňujú ich fázový posun. Analýzou tohto kritéria sa sleduje vplyv fázového posunu harmonických prúdov striedača na harmonické skreslenie napätia v mieste pripojenia zdroja.

Kritérium harmonických prúdov podľa technických podmienok PDS

Prevádzkovateľ distribučnej sústavy definuje maximálne prípustné hodnoty jednotlivých harmonických prúdov, ktoré môže zdroj emitovať. Tak ako pri zmene napätia, aj v tomto prípade sú prípustné úrovne jednotlivých harmonických prúdov vzťahované k skratovému výkonu sústavy v mieste pripojenia.

3.3.1 Zdroje NN

Pokiaľ je v zariadení so striedačmi použitý 6-pulzový usmerňovač s induktívnym vyhladzovaním bez zvláštnych opatrení pre zníženie harmonických (jednoduché trojfázové mostíkové zapojenie), prípustné veľkosti harmonických nebudú prekročené, pokiaľ je splnená nasledujúca podmienka:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} < \frac{1}{120} \quad (3.7)$$

kde S_{rA} je zdanlivý výkon zdroja.

V sieťach s nízkym až priemerným zaťažením harmonickými je možné vopred uvažovať, že pri prevádzke vlastných výrobní nevzniknú rušivé napätia harmonických, pokiaľ súčet menovitých výkonov týchto zariadení S_{rA} spĺňa nasledujúcu podmienku:

$$\frac{\sum S_{rA}}{S_{kV}} < \frac{1}{60} \quad (3.8)$$

Za predpokladu, že do siete NN nemôžu byť pripojené viac než dve väčšie výrobné s maximálnym výkonom po 10 % menovitého výkonu distribučného transformátora, môžu byť pre posúdenie prúdov harmonických použité nasledujúce jednoduché kritériá:

$$I_{vnn} = i_v * \frac{S_{kV}}{\sin \psi_{kV}} \quad (3.9)$$

$$\sin \psi_{kV} = \frac{X_k}{Z_k} \quad (3.10)$$

kde I_{vnn} je prípustný prúd harmonickej v -tého rádu,
 i_v - vzťažný prúd.

Tab. 5 Dovoľené hodnoty vzťažných prúdov harmonických v NN sieti

Rád harmonickej v	Vzťažný prúd i_v [A/MVA]
3	3
5	1,5
7	1
9	0,7
11	0,5
13	0,4
17	0,3
19	0,25
23	0,15
25	0,15
$25 < v < 40$	$0,15 \times 25 / v$

3.3.2 Zdroje VN

Skratové výkony v sieťach VN sú v rozsahu 20 až 500 MVA. Napätie harmonických 5. rádu vyvolané vlastným zdrojom môže byť maximálne 0,2 % U_n a pre ostatné harmonické nesmú byť napätia väčšie než 0,1 % U_n . Pri prekročení prípustných prúdov uvedených v tabuľke (0) je potrebné najskôr vypočítať vyvolané napätia harmonických pri uvažovaní skutočnej impedancie siete.

Iba v prípade jediného odovzdávacieho miesta v sieti VN je možné určiť celkové, dovoľené, harmonické prúdy zo vzťažných prúdov $i_{vp\phi}$, násobených skratovým výkonom:

$$I_{vp\phi} = i_{vp\phi} * S_{kV} \quad (3.11)$$

kde $I_{vp\phi}$ je dovoľený harmonický prúd (A),

$i_{vp\phi}$ - dovoľený vzťažný prúd harmonických (A/MVA),

S_{kV} - skratový výkon v mieste pripojenia (MVA).

Tab. 6 Dovoľené hodnoty vzťahných prúdov harmonických v sieti VN

Rád harmonickej μ, ν	Dovoľený vzťahný prúd harmonických $i_{vp\phi}$ [A/MVA]		
	sieť 10kV	sieť 22kV	sieť 35kV
5	0,115	0,058	0,033
7	0,082	0,041	0,023
11	0,052	0,026	0,015
13	0,038	0,019	0,011
17	0,022	0,011	0,006
19	0,016	0,009	0,005
23	0,012	0,006	0,003
25	0,01	0,005	0,003
>25 alebo párne	0,06/ ν	0,03/ ν	0,017/ ν
$\mu < 40$	0,06/ μ	0,03/ μ	0,017/ μ
$\mu > 40$	0,16/ μ	0,09/ μ	0,046/ μ

Pre sčítanie prúdov harmonických, pochádzajúcich od rôznych odberateľov, ako aj výrobní platia nasledujúce pravidlá:

- pre usmerňovače riadené sieťou (6-pulzné alebo 12-pulzné)
 - typické harmonické pre usmerňovače (5., 7., 11., 13., atď.) a netypické nízke rády ($\nu < 7$) sa sčítajú aritmeticky:

$$I_{\nu} = \sum_{i=1}^n I_{\nu i} \quad (3.12)$$

- pre netypické harmonické vyšších rádo ($\nu > 7$) je celkový harmonický prúd určitého rádu rovný odmocnine zo súčtu kvadrátov harmonických prúdov tohto rádu:

$$I_{\nu} = \sqrt{\sum_{i=1}^n I_{\nu i}^2} \quad (3.13)$$

- pulzné modulované striedače
 - pre rád μ , $\mu > 11$, je celkový prúd rovný odmocnine zo súčtu kvadrátov jednotlivých rádo (v):

$$I_{\mu} = \sqrt{\sum_{i=1}^n I_{\mu i}^2} \quad (3.14)$$

- pre netypické harmonické prúdy rádu $\mu < 11$, sa sčítajú aritmeticky.

Podľa toho sú pomery v sieti VN prípustné, pokiaľ v každom spoločnom napájacom bode neprekročia harmonické prúdy emitované do siete hodnotu:

$$I_{vvpY} = I_{vpY} * S_{kV} * \frac{S_{AV}}{S_S} \quad (3.15)$$

kde S_{AV} je súčet napájacích zdanlivých výkonov všetkých zariadení v danom spoločnom napájacom bode,

S_S - celkový výkon, pre ktorý je sieť navrhnutá.

Pokiaľ podľa tohto výpočtu dôjde k prekročeniu dovoľených harmonických prúdov, potom v zásade pripojenie nie je možné, pokiaľ podrobnejší výpočet nepreukáže, že dovoľené hladiny harmonických napätí v sieti nie sú prekročené.

4 Analýza vplyvov prevádzky malých FVE v sieťach NN

Táto časť je venovaná analýze možných negatívnych vplyvov spôsobených prevádzkou FVE na siete NN napätia. Súčasne stav týchto sietí nie je technicky a koncepcie prispôsobený na rozptýlenú výrobu v podobe masívneho nárastu počtu mikrozdrojov. Výstavba energetickej infraštruktúry bola plánovaná a zrealizovaná pre tok výkonu z prenosovej sústavy do distribučnej sústavy so spotrebou na VN a NN úrovni. Radiálne zapojenie NN sietí mimo mestských a husto osídlených oblastí, transformátory bez možnosti diaľkového ovládania prepínania odbočiek, harmonické skreslenia napätia v sieťach NN a pod., predstavujú technické obmedzenia pre rozvoj mikrozdrojov. Na druhej strane, rozptýlená výroba znižuje prenosy veľkých výkonov na veľké vzdialenosti, zvyšuje energetickú sebestačnosť, podnecuje základný a aplikovaný výskum a pod. Analýza dopadu prevádzky malých FVE v distribučných sieťach nízkeho napätia je zameraná na posúdenie inštalovaného výkonu vo FVE vzhľadom na:

- voľnú pripojiteľnú kapacitu,
- napäťovú nesymetriu pri jednofázových zdrojoch,
- dovolenú zmenu napätia pri ustálenom stave.

4.1 Fotovoltické systémy a technológie

V minulosti mala väčšina fotovoltických zariadení pripojených na energetickú sieť vo svete charakter demonštratívnych projektov alebo výskumných úloh. Takéto systémy s rôznym výkonom sa uviedli do prevádzky s finančnou pomocou veľkých firiem alebo s podporou štátu. S poklesom ceny a so zmenou štátnej dotačnej politiky bohatších krajín plnia už FVE funkcie štandardného zdroja.

Triedenie fotovoltických systémov možno urobiť na základe rôznych parametrov alebo vlastností. Rozoznávame tri typy fotovoltických systémov, z nich je každý vhodný na iné použitie, do iných podmienok:

- samostatné (autonómne),
 - na trvalú dodávku energie je nutné vybaviť ich akumulátormi, používajú sa tam, kde nie je prístup k elektrickej sieti, často však aj v prípadoch, keď sa chce prevádzkovateľ vyhnúť komplikáciám spojeným s pripojením na sieť. Na preklopenie období z nízkou intenzitou svetla v mesiacoch november až február je potrebné značné a pre väčšie odbery nerentabilné predimenzovanie systému,
- hybridné,
 - obsahujú nielen samotnú fotovoltickú jednotku, ale aj jeden alebo viac pomocných generátorov (napríklad veternú elektrárnu alebo dieselový generátor), obsahujú taktiež jednu alebo viac batérií, vyžadujú zložitejšie regulačné a riadiace prvky,
- pripojené na sieť,
 - zvyčajne nepotrebujú akumulátor, najjednoduchšie systémy potrebujú okrem fotovoltickej jednotky menič (invertor) a regulačný systém. Menič konvertuje

jednosmerné napätie na striedavé. Musí pracovať na celom rozsahu napätí, ktoré môžu panely produkovať pri zmene osvetlenia. Pri zložitejších vysokonapäťových systémoch je nutné použiť transformátory, ochranné prvky a aj výkonové spínače, v mnohých prípadoch je potrebná aj harmonická filtrácia a korekcia fázy. Všetky tieto prvky treba použiť z dôvodu pripojenia na sieť.

4.1.1 Systémy pracujúce v samostatnom režime (off-grid)

Tieto systémy sa skladajú z fotovoltických modulov, batérie, z ochranného obvodu, ktorý chráni batérie pred nadmerným vybitím alebo prebitím, a väčšie - výkonnejšie systémy môžu obsahovať aj menič napätia, ktorý transformuje dodávané jednosmerné napätie na striedavé sieťové napätie. Malé systémy sa používajú priamo na napájanie spotrebičov, napr. kalkulačky, telekomunikačnú, signalizačnú alebo navigačnú techniku. Tento spôsob napájania je vhodný pre telefónne búdky alebo parkovacie automaty, ktoré môžeme flexibilne premiestniť a nemusíme sa starať o napájanie. Väčšie systémy môžu napájať sídla mimo dosahu rozvodnej siete, napr. odľahlé dediny, horské chaty. V podmienkach SR sú takéto lokality zriedkavé vzhľadom na dobrú dostupnosť verejnej elektrickej siete. Hlavným nedostatkom býva problém zásobovania energiou v prípade nepriaznivého počasia. Z tohto dôvodu sú fotovoltické systémy zálohované akumulátormi alebo dieselovými agregátmi. Systémy pracujúce v samostatnom režime sa s výhodou využívajú na elektrifikáciu odľahlých častí tretieho sveta.

4.1.2 Systémy pripojené do elektrickej siete (on-grid)

Systémy on-grid majú veľkú výhodu, pretože všetka vyrobená energia sa spracuje na rozdiel od autonómnych systémov. Skladajú sa z viacerých fotovoltických modulov, meniča napätia, zariadenia na meranie a reguláciu a sieťovej ochrany. Pripojenie do siete je zvyčajne merané pomocou dvoch elektrometrov. Jeden meria dodávanú energiu do siete a druhý odoberanú zo siete na prevádzku dodávateľa. Menič napätia mení jednosmerné napätie na striedavé s technickými parametrami a kvalitou vhodnou pre sieť, napr. jednosmerné napätie 24 V na striedavé 230 V/50 Hz. Výsledné napätie musí byť vo fáze s napätím na distribučnej sieti.

4.1.3 Hybridné ostrovné systémy

Ak sa vyžaduje celoročná prevádzka, je vhodné použiť hybridné systémy, ktoré patria tiež medzi autonómne systémy (off-grid), keďže nie sú pripojené k distribučnej sieti. Sú to väčšie a zložitejšie systémy, ktoré majú okrem fotovoltických modulov aj iné zdroje energie, napr. vodnú elektrárňu, kogeneračnú jednotku alebo diesel agregát, ktoré zabezpečia energiu v málo slnečných obdobiach roka. Tieto systémy musia mať vyšší inštalovaný výkon pre zimnú prevádzku a sú potrebné zložitejšie riadiace a regulačné prvky, čím sa zvyšujú obstarávacie a prevádzkové náklady. Napríklad pri použití dieselového generátora sa

vyžaduje, aby sa zapol pri nastavenej úrovni vybitia batéria a vypol, keď je batéria dostatočne nabitá. Pri použití hybridných systémov sa môžu využiť menšie fotovoltické zariadenia a batérie ako v prípade podobných samostatne pracujúcich systémov.

Cieľom kapitoly je zistiť doterajší stav v predpovedaní výroby elektrickej energie z fotovoltických elektrární pre druhý deň s intervalom 1 hodina tak, aby výrobu z FVE bolo možné čo najlepšie zahrnúť do denného diagramu zaťaženia pre potreby dispečera na zabezpečenie sústavy. Vplyv malých FVE na distribučnú sústavu nie je zanedbateľný a pri vyššej penetrácii by mohlo dôjsť k ohrozeniu stability sústavy.

4.1.4 Technológie fotovoltických článkov

Existujúce fotovoltické technológie využívajú technológiu kryštalických a tenkovrstvových článkov. V kryštalických článkoch prevažuje ako materiál monokryštalický, alebo multikryštalický kremík a jeho zastúpenie na trhu predstavuje približne 85 %. Kremík ako materiál a súčasť fotovoltického článku má dobrú účinnosť premeny slnečnej energie na elektrickú energiu a je aj po viac ako polstoročí od začiatku používania vhodnou surovinou pre jeho pozitívne vlastnosti, akou je napr. odolnosť pred vonkajšími vplyvmi. Cena kremíka je na trhu vysoká, čo sa podpisuje pod vysoké náklady spojené s výrobou článku. V súčasnosti už existujú materiály, ktoré by mohli kremík v budúcnosti nahradiť.

Zvyšných približne 15 % patrí tenkovrstvovej technológii. Ako už z názvu vyplýva, využíva technológiu nanášania tenkej vrstvy, hlavne kremíka, ale aj iných materiálov na sklo resp. inú podložku. Pri výrobe sa spotrebuje len zlomok kremíka v porovnaní s výrobou kryštalických panelov, a teda výroba takéhoto článku je menej finančne náročná. Okrem toho, amorfná štruktúra kremíka zabezpečuje efektívne získavanie energie z difúzneho svetla. Problémom ostáva nižšia účinnosť a kratšia životnosť ako u konkurenčných technológií. Predpokladá sa však, že zastúpenie tenkovrstvovej technológie na trhu s fotovoltikou v budúcnosti výrazne porastie vďaka nižšej cene, ľahšej recyklácii a lepším možnostiam integrácie do výstavby.

Smerý rozvoja fotovoltickej technológie

Výskum fotovoltických technológií sa ubera smerom hľadania nových materiálov a konštrukcií za účelom zníženia výrobných nákladov, zvýšenia efektivity a zlepšenia environmentálneho profilu článkov. Priority vo výskume a vývoji kryštalických, tenkovrstvových článkov, ale aj novovznikajúcich technológií sú:

- účinnosť, energetický výnos, stabilita a životnosť,
 - výskum sa väčšmi zameriava na optimalizáciu ako na vylepšovanie týchto parametrov. Pretože výskum je zameraný predovšetkým na zníženie nákladov na výrobu elektriny, je dôležité zamerať sa nielen na počiatočné náklady (EUR/Wp), ale na celý životný cyklus a zisky počas neho, ako je napr. aktuálny energetický zisk (kWh/Wp alebo kJ/Wp počas ekonomickej alebo technickej životnosti),

- vysoká produktivita výroby, vrátane procesného monitorovania a procesnej kontroly,
 - objem výroby a výnos sú dôležitými parametrami nízkonákladovej výroby a sú nevyhnutné na dosiahnutie nákladových cieľov. Monitorovanie a kontrola procesu výroby sú kľúčovými nástrojmi na zvýšenie kvality výrobkov a zvýšenie ziskov. Je potrebné, aby bola technológia výroby fotovoltických článkov neustále vylepšovaná,
- udržateľnosť životného prostredia,
 - dôležitým parametrom je nastavenie environmentálnych požiadaviek na používané energetické materiály počas výroby, prevádzky a pri ich zneškodňovaní a recyklácii. Životný cyklus by nemal byť spojený s nepriaznivými vplyvmi na životné prostredie. Ďalším parametrom je skrátenie doby návratnosti energie spotrebovanej na výrobu článku a samotnou energiou vyrobenou fotovoltickým článkom a využívanie dostupnejších a vo väčšom množstve zastúpených materiálov na Zemi, ako je v súčasnosti používaný kremík,
- použiteľnosť,
 - na zníženie investičných nákladov je potrebná lepšia štandardizácia a harmonizácia v oblasti fotovoltiky. Harmonizácia by taktiež prispela k jednoduchšej inštalácii zariadení. Súčasná technológia kryštalickej článkov a ich združovanie do rozmerných panelov je estetickým problémom a zasahuje do krajinného rázu a tiež do vzhľadu budov. V tomto smere je lepšia tenkovrstvová technológia, ktorú je možno vďaka jej vlastnostiam vhodne integrovať do architektúry.

Fotovoltické články tretej generácie

Technológiu fotovoltických článkov je možné rozdeliť do jednotlivých generácií podľa ukazovateľov, ako je účinnosť, použité technologické postupy a finančné náklady vynaložené na výrobu článku. Technológia kryštalickej kremíka predstavuje prvú generáciu, druhú generáciu tenkovrstvová technológia. Tretia generácia článkov, ktorej nasadenie očakávame v priebehu budúcej dekády sa snaží zachovať cenu tenkovrstvovej technológie a zároveň významne zvýšiť účinnosť na 31 - 41 %. Výskum je v súčasnosti vo fáze experimentálnych pokusov a riešenia materiálových problémov. Medzi perspektívne koncepcie môžeme zaradiť:

- slnečné články v supertandeme, kde sú články uložené v čo možno najväčšom množstve nad sebou, a každý je ladený na úzke spektrum svetla,
- využitie horúcich nosičov elektrického náboja, ktoré vznikajú absorbovaním fotónu elektrónmi. Po interakcii s mriežkou sa rozdiel v energiách zmení na teplo, čo spôsobuje straty. Snahou je spomalenie chladnutia horúcich nosičov náboja.

Rovnomerné rozloženie zdrojov v rámci celého Slovenska

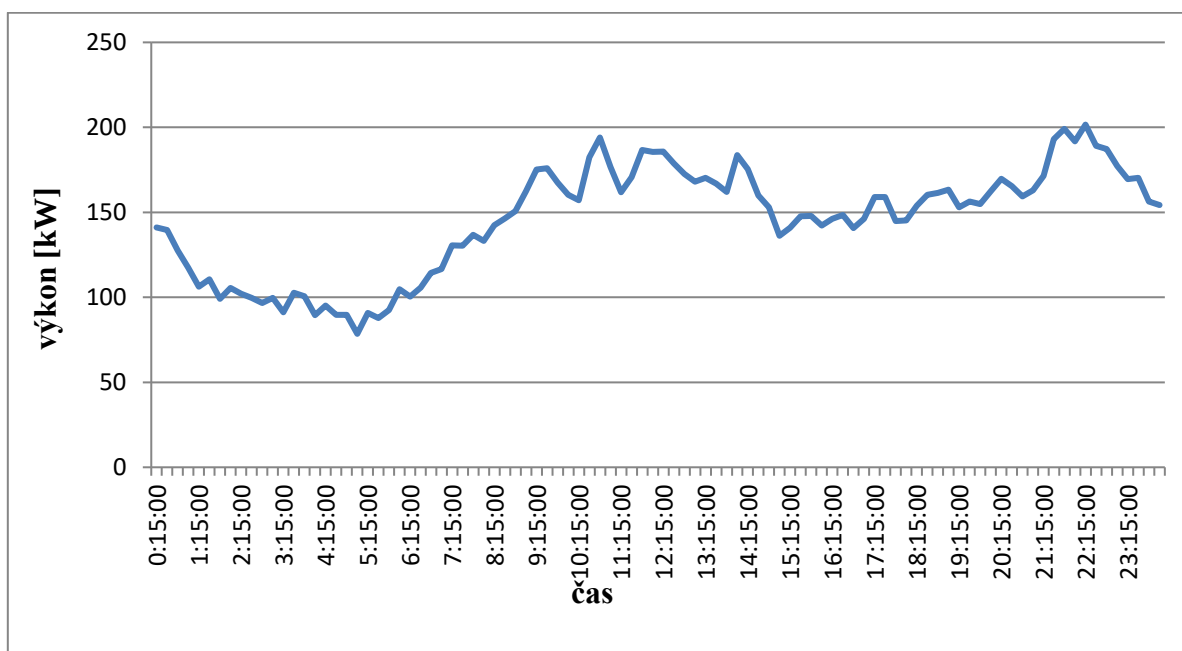
Napriek tomu, že predpoveď z FVE sa pokladá za veľmi nepresnú, najmä pre premenlivé oblačné a daždivé počasie, pre veľké subjekty ako je napr. SEPS, a.s., ktorú zaujíma sumárny výkon všetkých FVE na Slovensku, sa spresní sumácia predpovedí viacerých menších zdrojov, z ktorých je výsledný výkon predpovedateľný s omnoho menšou chybou.

S pripájaním ďalších FVE roz distribuovaných na veľkej ploche by sa celková predpoveď mala zlepšovať. Vplyvom rovnomerného rozloženia elektrární v rámci Slovenska by dochádzalo k presnejším predikciám výroby z FVE z dôvodu väčšieho počtu meracích staníc, ktoré sú súčasťou FVE. Z hľadiska predikcie výroby vo FVE sú kritické najmä miesta, ako napr. strmé doliny a vrcholy niektorých kopcov, ktoré predikčné modely nedokážu dostatočne dobre zahrnúť do výpočtov. Rozložením viacerých menších FVE v rámci celého Slovenska je možné získať menšie náhle zmeny výkonu spôsobené malou oblačnosťou ako u malého množstva veľkých FVE, ktoré sú sústredené zväčša v jednej lokalite.

4.2 Posúdenie voľnej pripojiteľnej kapacity v NN sieti

Analýza dopadu prevádzky FVE na voľnú pripojiteľnú kapacitu NN siete vychádza z filozofie, že výroba v danej NN sieti očistená o spotrebu nesmie vyvolať taký veľký spätný tok cez transformátor 22kV/0,4 kV, ktorý by spôsobil jeho preťaženie. V prípade, že sa neuvažuje spätný tok, potom výroba vo FVE je menšia alebo rovná spotrebe v danej NN oblasti. Pri výpočte voľnej pripojiteľnej kapacity bol zvolený časový interval 7 dní – od 9. júla do 15. júla 2012, kedy sa predpokladá vysoká výroba elektriny z FVE. Výpočet a posúdenie voľnej pripojiteľnej kapacity pre NN sieť je vzťahnutý k 12. júlu 2012.

Každá NN sieť je napájaná z distribučného transformátora, ktorý má svoj nominálny výkon vzhľadom na veľkosť spotreby v danej oblasti. V prípade, že v danej oblasti je v paralelnej prevádzke so sieťou viacero zdrojov, dochádza pri nízkej spotrebe k spätnému toku výkonu do 22 kV siete. Aby nedošlo k preťaženiu transformátora z dôvodu vysokých spätných tokov, je potrebné určiť voľnú pripojiteľnú kapacitu v NN sieti. Na Obr. 16 je zobrazený denný priebeh výkonu na transformátore 22/0,4 kV dňa 12. júla 2013. Transformátor má nominálny výkon 630 kVA a napája približne 400 OM s rôznym charakterom odberu.

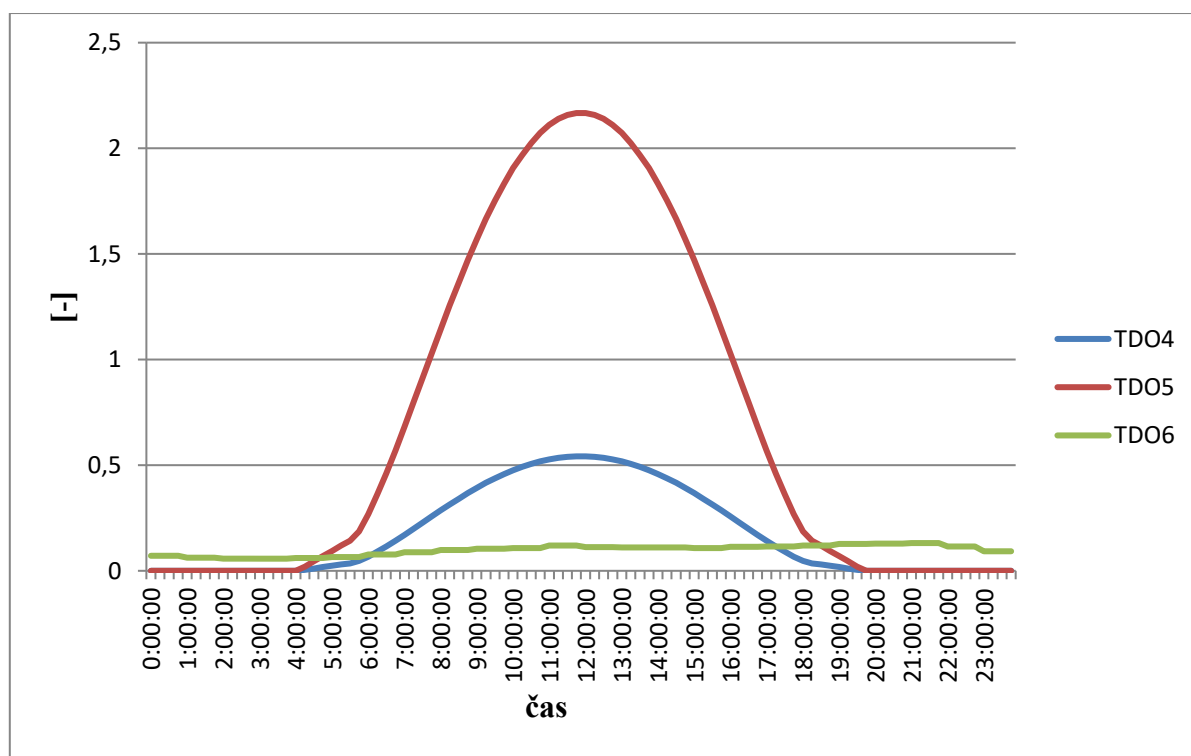


Obr. 16 Priebeh výkonu na transformátore (630 kVA) dňa 12. júla 2013

Tab. 7 Zoznam TDO pre odberné miesta napájané z transformátora (630 kVA)

počet odberných miest		poznámka
412		
TDO		
typ	počet	
1	32	podnikateľ, jednotarifný odber
2	11	podnikateľ, dvojtarifný odber
3	2	podnikateľ, dvojtarifný odber s priamo výhrevným vykurovaním
4	293	domácnosť, jednotarifný odber
5	65	domácnosť, dvojtarifný odber
6	4	domácnosť, dvojtarifný odber s priamo výhrevným vykurovaním
7	0	vlastný
8	2	verejné osvetlenie
A	3	priebehové meranie

Z uvedeného zoznamu priradených typových diagramov odberu vyplýva, že prevažnú časť odberných miest predstavujú odberatelia v domácnosti bez priamo výhrevného vykurovania. Na Obr. 17 sú zobrazené TDO typ 4, 5, 6 pre normálové teploty definované pre deň 12. júla 2013.

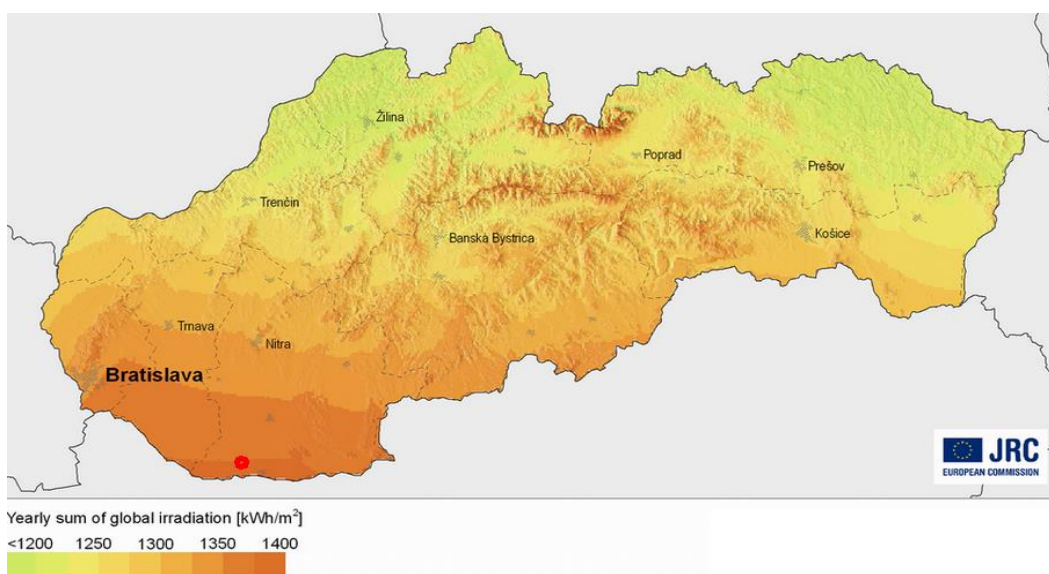


Obr. 17 Hodnoty TDO

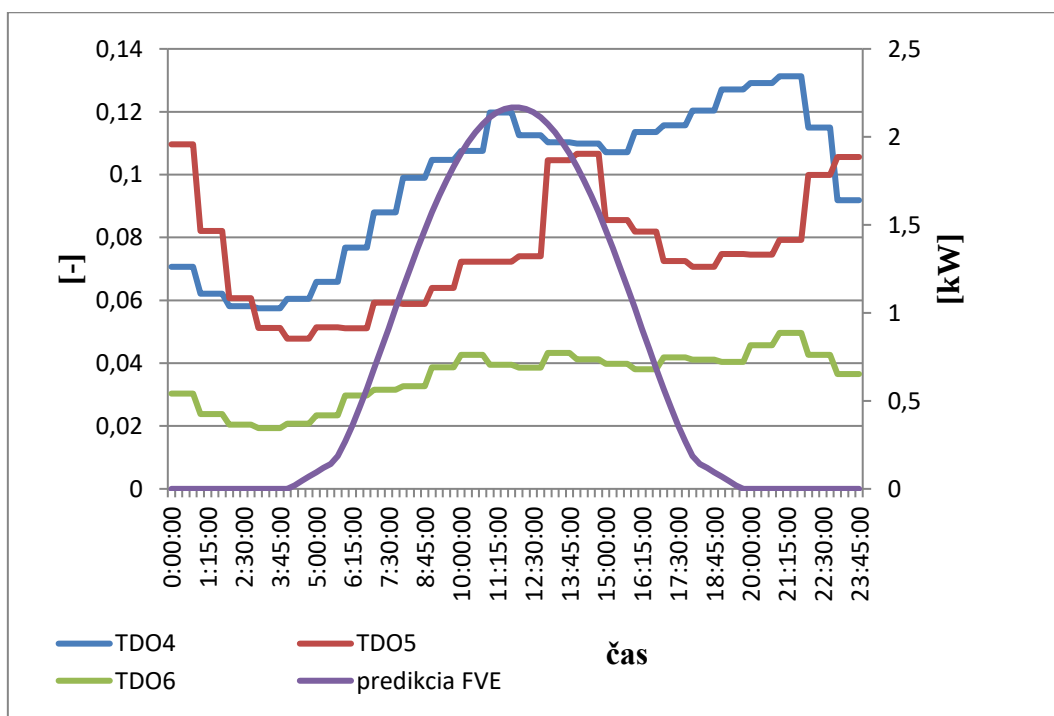
Pre porovnanie, na Obr. 19 je zobrazený priebeh vypočítanej predikcie výroby elektrickej energie vo FVE s výkon 3 kWp pre mesiac júl a priebeh TDO typ 4, 5, 6.

Údaje o FVE:

- nominálny výkon FVE: 3 kWp (technológia polykrystalického kremíka),
- sklon modulov: 35°,
- orientácia (azimut) modulov: 0°,
- odhadované straty vplyvom teploty: 7,5 % (s použitím databázy teplôt),
- odhadované straty vplyvom uhlovej odrazivosti: 2,8 %,
- iné straty (káble, menič, atď.): 14,0 %,
- celkové straty systému: 24,4 %,
- umiestnenie: GPS súradnice: N47°50'05,64 "E18°00'08,04".



Obr. 18 Mapa globálneho slnečného žiarenia dopadajúceho na územie SR (červený bod – miesto FVE pre výpočet predikcie výroby)



Obr. 19 Priebeh TDO a priebeh výkonu FVE s výkonom 3 kW

Z priebehu TDO výroby vo FVE je vidieť, že špička odberu je mimo špičky výroby vo fotovoltaických elektrárnach. Čiastočne tento problém môžu v budúcnosti vyriešiť inteligentné siete a akumulácia elektrickej energie. V podobných sieťach nn, ako je sieť použitá v tejto analýze, kde je prevažná väčšina domácností s jednotarifným a dvojtarifným meraním bez použitia elektrického vykurovania, môže z dôvodu výroby dôjsť k spätnému toku a preťaženiu transformátora 22/0,4 kV. Preto je potrebné určiť voľnú pripojiteľnú kapacitu danej NN oblasti vzhľadom na výkon transformátora 22/0,4 kV.

Stanovenie (maximálneho) pripojiteľného výkonu zdrojov v danej NN oblasti s ohľadom na výkon transformátora a s uvažovaním spätného toku výkonu z NN siete do VN siete vychádza zo vzťahu (4.1).

$$P_{max} = (P_{NTR} * k_{TR} + P_{spotreby}) * 1,25 \quad (4.1)$$

kde P_{NTR} je výkon transformátora 22/0,4kV napájajúci posudzovanú NN sieť,

k_{TR} - koeficient zohľadňujúci optimálne zaťaženie transformátora, pokiaľ nie je zdôvodnená iná hodnota volí sa 0,9,

$P_{spotreby}$ - minimálna spotreba v posudzovanej oblasti nameraná v čase maximálnej výroby vo FVE.

Pri prevádzke FVE sa uvažuje aj so súdobnosťou výroby v týchto zdrojoch, nakoľko sa nepredpokladá ich plný výkon súčasne. Túto súdobnosť vyjadruje činiteľ 1,25 ($1/0,8=1,25$).

Voľná pripojiteľná kapacita v danej NN sieti sa stanoví na základe vzťahu 9.2.

$$P_{VK} = P_{max} - P_{aktívne} \quad (4.2)$$

kde $P_{aktívne}$ je súčet všetkých možných dodávaných výkonov zdrojov so zohľadnením koeficientu súdobosti, ktoré sú už pripojené v danej oblasti, alebo majú súhlas prevádzkovateľa DS na pripojenie.

Vyhodnotenie voľnej pripojiteľnej kapacity a modelovanie rôznych scenárov inštalovaného výkonu vo FVE

Ak uvažujeme transformátor s výkonom 630 kVA a minimálnu spotrebu nameranú počas mesiaca júl 2013 v čase od 9:30 hod. do 14:30 hod, potom maximálny pripojiteľný výkon zdrojov sa rovná:

$$P_{max} = (P_{NTR} * k_{TR} + P_{spotreby}) * 1,25 = (630 * 0,9 + 143,9) * 1,25 = 888,6 \text{ kW} \quad (4.3)$$

Ak v danej oblasti neexistujú ďalšie zdroje výroby, potom voľná pripojiteľná kapacita (VPK) je rovná:

$$P_{VK} = P_{max} - P_{aktívne} = 888,6 - 0 = 888,6 \text{ kW} \quad (4.4)$$

Takéto posúdenie s uvažovaním spätného výkonu cez transformátor predstavuje menej konzervatívny prístup. Konzervatívnejšie posúdenie je v tom prípade, ak sa neuvažuje so spätným tokom výkonu cez transformátor 22/0,4 kV. VPK bude v tomto prípade podľa vzťahu (4.5) nižšia.

$$VPK = P_{max} = P_{spotreby} * 1,25 = 143,9 * 1,25 = 179,875 \text{ kW} \quad (4.5)$$

Za predpokladu, že vo všetkých odberných miestach v posudzovanej oblasti budú inštalované FVE s výkonom 3 kWp, potom pri celkovom počte takýchto odberných miest, t.j. 410 (viď. Tab. 8 okrem verejného osvetlenia TDO 8), bude celkový inštalovaný výkon v tejto NN oblasti 1230 kWp. Takýto výkon je neprípustný z dôvodu VPK danej oblasti. S uvažovaním spätného toku s VPK rovnou 888,6 kW, je možné inštalovať FVE s výkonom 3 kWp do 296 odberných miest. Bez uvažovania spätného toku je to 60 odberných miest.

V Tab. 8 sú uvedené rôzne scenáre inštalovaného výkonu vo FVE s výkon 3 kWp v posudzovanej NN časti napájanej cez transformátor s výkon 630 kVA a pri uvažovaní minimálnej spotreby 143,9 kW.

Tab. 8 Vyhodnotenie rôznych scenárov inštalovaného výkonu FVE vzhľadom na VPK s uvažovaním a bez uvažovania spätného toku

Počet OM s FVE (3 kWp)	celkový inštalovaný výkon FVE v NN sieti [kWp]	VPK s uvažovaním spätného toku VPK=888,6 kW		VPK bez uvažovania spätného toku VPK=179,8 kW
		spätný tok [kW]	zaťaženie transformátora [%]	
410 (100 %)	1230	840,1	133	podmienka nesplnená
328 (80 %)	984	643,3	102	podmienka nesplnená
246 (60 %)	738	446,5	71	podmienka nesplnená
164 (40 %)	492	249,7	39	podmienka nesplnená
82 (20%)	246	52,9	8	podmienka nesplnená
41 (10 %)	123	-45,5	7	podmienka splnená
296 pri VPK=888,6 kW (72 %)	888,6	566,98	90	podmienka nesplnená
60 pri VPK=179,8 kW (12 %)	180	0,1	0	podmienka splnená

Z výsledkov analýzy nasadzovania FVE v posudzovanej NN sieti vyplýva, že pri uvažovaní spätného toku z NN do VN siete z dôvodu výroby v mikrozdrojoch možno do NN siete pripojiť maximálne 296 FVE s výkon 3 kW, čo percentuálne predstavuje cca 72 % odberných miest. Treba si však uvedomiť, že už v súčasnosti dochádza k spätným tokom výkonu z 22 kV sietí do 110 kV sietí z dôvodu výroby FVE pripojených vo VN sieťach. Ďalší nárast spätného toku z NN sietí by túto situáciu ešte zhoršil.

V prípade, že spätný tok nie je povolený, možno do NN siete pripojiť maximálne 60 odberných miest (12 %). V takomto prípade výroba vo FVE má pokryť celkovú spotrebu v NN sieti. Aj v tomto prípade si treba uvedomiť, že k určitým spätným tokom bude dochádzať, pretože spotreba a výkon vo FVE kolíše a špička výroby vo FVE sa neprekrýva so špičkou spotreby.

V analýze nebola uvažovaná vlastná spotreba jednotlivých FVE a straty na NN vedení. Toto zjednodušenie však nepredstavuje závažnú chybu, nakoľko tieto hodnoty by výrazne neovplyvnili výpočet VPK.

Pri tejto analýze boli prijaté zjednodušenia. V reálnych prevádzkach výkon z FVE nie je ideálny a spotreba domácností môže mať rôzny priebeh. Pripájanie a prevádzka malých FVE v domácnostiach má okrem dopadu na zaťaženie transformátorov aj ďalšie negatívne spätné lokálne vplyvy. Jedná sa predovšetkým o dopad na kvalitu elektrickej energie podľa STN EN 50160, a to najmä vplyv na zmenu napätia a harmonické skreslenie. Uvažovanie podmienok pre relatívne zmeny napätia podľa technických podmienok PDS môže voľnú pripojiteľnú kapacitu v danej NN sieti ešte znížiť. Taktiež prevádzka mikrozdrojov s výkonom do 4,6 kV zapojených do jednej fázy, môže dosť závažným spôsobom ovplyvniť aj symetriu napätí predovšetkým v slabých miestach sústavy.

Cieľom tejto analýzy bolo preukázať to, že v prípade poskytnutia dotácií na výstavbu mikrozdrojov (v tomto prípade malých FVE) a práva každého žiadateľa túto dotáciu využiť, musí byť pripájanie nových malých zdrojov kontrolované vzhľadom na technické možnosti konkrétnych NN sietí, t.j. zaťaženie transformátora, relatívna zmena napätia pri spínaní a pri ustálenom stave, fliker, harmonické a podobne.

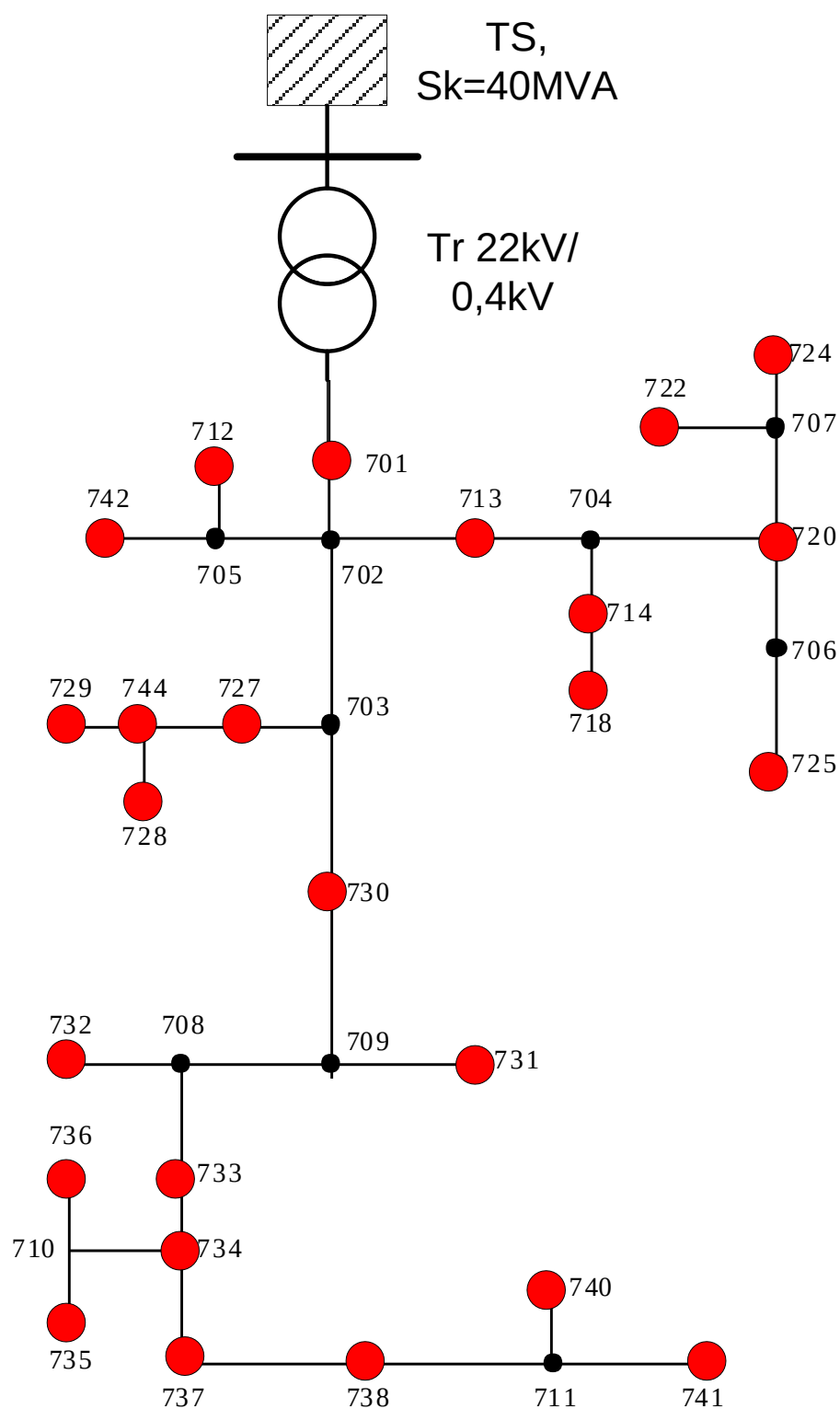
4.3 Analýza prevádzky FVE v sieti NN a ich vplyv na nesymetriu napätia

Táto časť je venovaná analýze prevádzky malých FVE v časti NN siete. Analýza je založená na simulácii rôznych stavov prevádzky týchto zdrojov na vytvorenom počítačovom modeli NN siete. Je zameraná predovšetkým na dopad prevádzky FVE na nesymetriu napätia. S dopadom na harmonické skreslenie napätia v NN sieti z dôvodu emisie harmonických prúdov zo striedačov sa v tejto analýze neuvažuje.

Pri tejto analýze boli použité zjednodušenia pri stanovení výkonov FVE. Výkony zdrojov v tejto simulácii neboli stanovené s ohľadom na dovoľené relatívne zmeny napätia pri spínaní a pri ustálenom stave tak ako ich definujú technické podmienky PDS. Pre účely tejto analýzy boli použité fotovoltické elektrárne s výkonom 3 kWp.

Model NN siete (Obr. 20) vychádza z modelu „IEEE 37 Node Test Feeder“, ktorý bol upravený na NN sieť napájanú z distribučného transformátora 22/0,4 kV.

Sieť 22 kV bola v modeli nahradená tvrdou sieťou so skratovým výkonom 40 MVA, $X1/R1=4$. Všetky vzdušné NN vedenia boli namodelované rovnakým typom vedenia AlFe 70/11. Parametre vzdušných vedení a zapojenie siete sú zobrazené v Tab. 9 a Tab. 10.



Obr. 20 Model NN siete

Tab. 9 Parametre ALFe vedenia použitého vo výpočtoch

R1	X1	B1	R0	X0	B0
0,506 Ω/km	0,3722 Ω/km	3,105 $\mu\text{S}/\text{km}$	0,654 Ω/km	1,562 Ω/km	1,37 $\mu\text{S}/\text{km}$

Tab. 10 Zapojenie siete

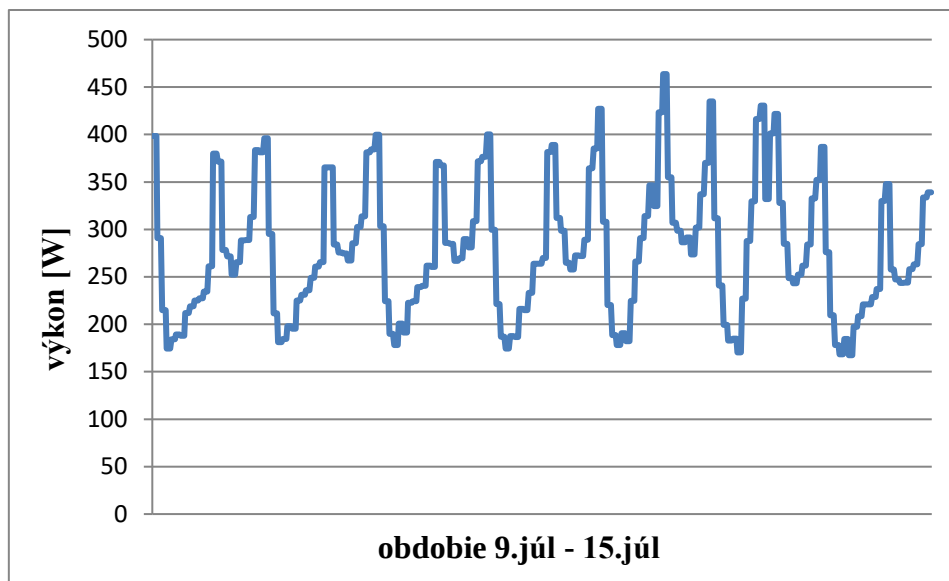
Vedenie	Začiatkový bod	Koncový bod	Dĺžka [m]
č. 1	701	702	94
č. 2	702	705	71
č. 3	702	713	127
č. 4	702	703	142
č. 5	703	727	53
č. 6	703	730	124
č. 7	704	714	56
č. 8	704	720	108
č. 9	705	742	77
č. 10	705	712	5
č. 11	706	725	75
č. 12	707	724	59
č. 13	707	722	83
č. 14	708	733	78
č. 15	708	732	77
č. 16	709	731	111
č. 17	709	708	73
č. 18	710	735	51
č. 19	710	736	57
č. 20	711	741	56
č. 21	711	740	36
č. 22	713	704	29
č. 23	714	718	34
č. 24	720	707	84
č. 25	720	706	34
č. 26	727	744	60
č. 27	730	709	71
č. 28	733	734	53
č. 29	734	737	57
č. 30	734	710	38
č. 31	737	738	55
č. 32	738	711	48
č. 33	744	728	52
č. 34	744	729	54

Tab. 11 Parametre transformátora 100 kVA

Menovitý výkon	Prevod	Zapojenie	Straty naprázdno	Straty nakrátko	Napätie nakrátko
100 kVA	22/0,4	Yzn1	145 W	1475 W	4 %

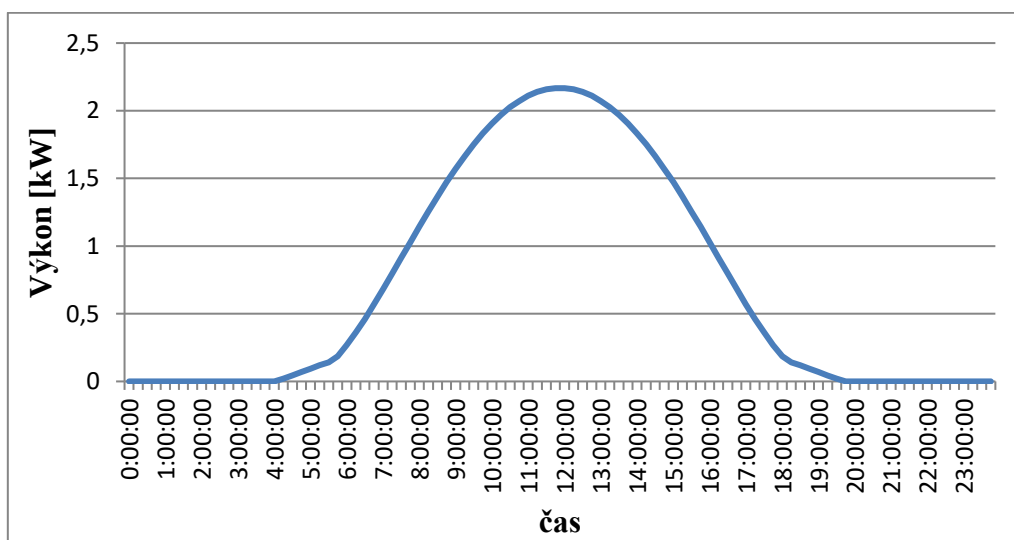
Vo všetkých prípadoch simulácií bola odbočka na distribučnom transformátore nastavená v neutrálnej polohe.

Červené body na schéme NN siete znázorňujú miesta, v ktorých bola namodelovaná rovnaká trojfázová záťaž (počet odberných miest = 25). Priebeh záťaže bol vypočítaný pre domácnosť s dvojtarifným odberom (TDO5) s predpokladanou ročnou spotrebou 3 MWh s účinníkom $\cos\phi = 0,98$. Priebeh vypočítaného výkonu záťaže v čase 9. júl až 15. júl je zobrazený na Obr. 21.



Obr. 21 Priebeg výkonu zaťaženia v domácnosti (9. júl – 15. júl)

Pre rovnaké časové obdobie bola vypočítaná aj výroba vo fotovoltaických elektrárňach. Pri výrobe vo všetkých FVE sa predpokladá bezoblačná obloha počas celého simulovaného obdobia. Výkon vo fotovoltaických elektrárňach je vypočítaný pre stacionárne strešné systémy bez natáčania. Na Obr. 22 je zobrazený denný priebeg výkonu vo FVE s výkonom 3 kWp.



Obr. 22 Priebeg denného výkonu vo FVE s výkonom 3 kWp

Pri simulácii rôznych scenárov nasadzovania FVE boli vyhodnocované tieto veličiny:

- fázové činné výkony na NN strane transformátora,
- fázové napätia na NN strane transformátora,
- fázové napätia v mieste NN siete s najnižším skratovým výkonom (uzol 741).

Pre analýzu dopadu prevádzky FVE na NN sieť boli vybrané tieto varianty:

- v NN oblasti sa nenachádza ani jedna FVE,
- v NN oblasti sa nachádzajú FVE v počte 50 % z celkového počtu odberných miest zapojené do vybraných odberových uzlov. V tomto prípade sa uvažuje s viacerými variantmi zapojenia jednotlivých FVE.

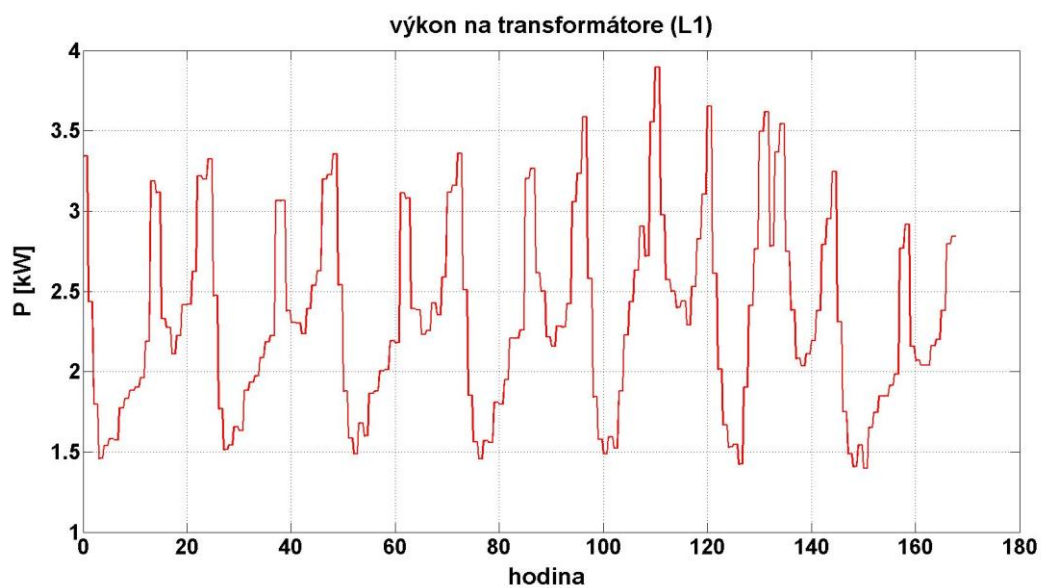
Simulácie boli vyhodnotené v 15 minútových intervaloch. Z výpočtu skratových impedancií vyplýva, že najnižší skratový výkon s hodnotou $S_{kv} = 262$ kVA je v bode 741. Výsledky výpočtu skratových impedancií v jednotlivých uzloch NN siete sú uvedené v Tab. 12.

Tab. 12 Veľkosť skratových impedancií

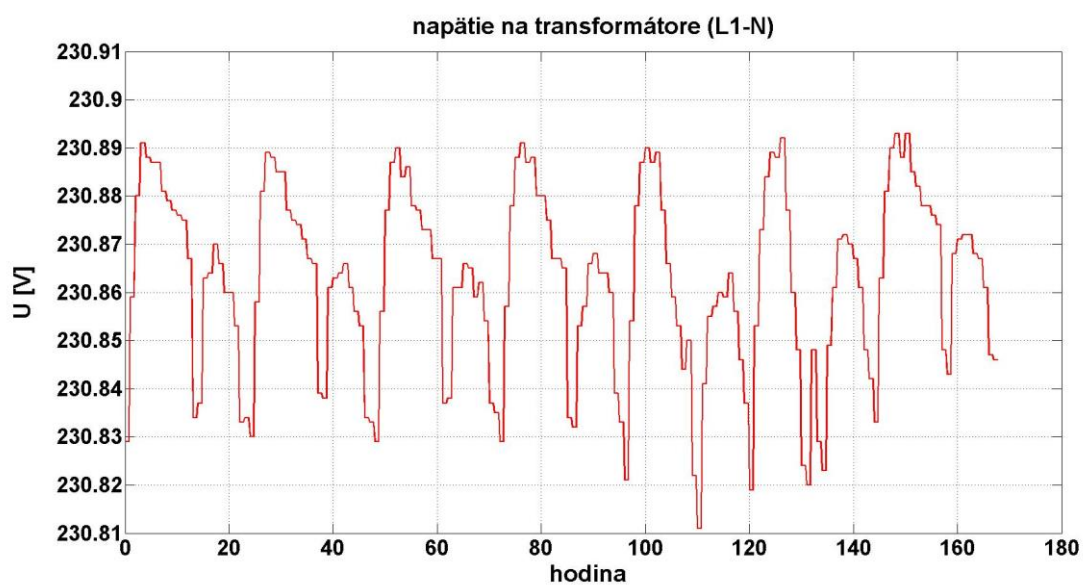
Uzol	skratová impedancia [Ω]	Uzol	skratová impedancia [Ω]
TS	12,09 (na 22 kV úrovni)	708	0,38
transformátor	0,12	733	0,43
702	0,16	732	0,43
705	0,20	709	0,34
713	0,23	731	0,41
703	0,23	710	0,48
727	0,27	735	0,51
730	0,30	736	0,51
704	0,25	711	0,55
714	0,58	741	0,61
720	0,31	740	0,57
742	0,25	718	0,60
712	0,23	744	0,30
706	0,33	734	0,46
725	0,38	737	0,49
707	0,36	738	0,52
724	0,40	728	0,33
722	0,41	729	0,33

4.4 Analýza napäťových a výkonových pomerov v NN sieti bez prevádzky FVE

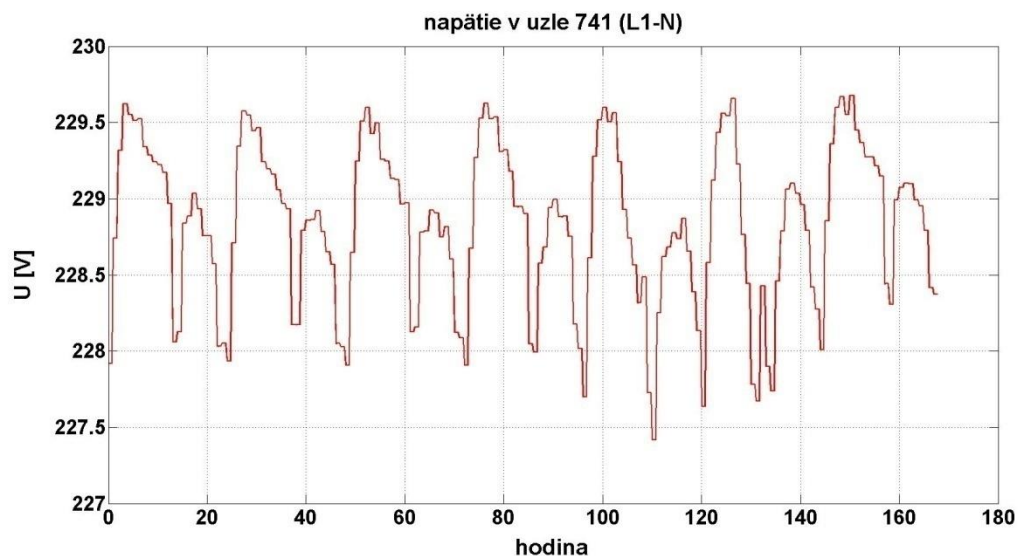
Táto analýza vychádza z predpokladu, že v NN sieti sa nenachádzajú žiadne zdroje výroby. Pretože sa jedná o symetrický model siete so symetrickým zaťažením, je postačujúce vyhodnotiť fázové napätie a výkon len jednej fázy. Na Obr. 23, Obr. 24 a Obr. 25 je zobrazené výkon a napätie vo fáze L1 na transformátore, a tiež v mieste odberu č.741. Na x-ovej osi je čas zobrazený ako počet hodín v danom týždni. Začiatok simulácie je 9. júla v čase 00:00 hod. (nultá hodina), koniec simulácie 15. júla v čase 23:45 hod. (168 hodina).



Obr. 23 Priebek fázového výkonu na transformátore bez prevádzky fotovoltických elektrární



Obr. 24 Priebek fázového napätia na transformátore bez prevádzky fotovoltických elektrární



Obr. 25 Priebeh fázového napätia v uzle č.741 bez prevádzky fotovoltaických elektrární

Z výsledkov simulácie je vidieť, že zmena zaťaženia v NN sústave nevyvoláva zmenu napätia na transformátore. Napätie je takmer konštantné, rovné hodnote 230 V. V uzle s najmenším skratovým výkonom sa hodnota napätia pohybovala v hraniciach od 202 V do 221 V v závislosti od zaťaženia. Keďže zapojenie záťaže je symetrické, v NN sieti nevzniká napäťová nesymetria.

4.5 Analýza napäťových a výkonových pomerov v NN sieti pri prevádzke FVE

Pri analýze dopadu prevádzky FVE na NN sieť sa v tejto časti uvažovalo s rôznymi scenármi prevádzky jednotlivých zdrojov. Uvažovalo sa s fotovoltaickými elektrárnami pripojenými do rôznych vybraných uzlov siete vrátane uzla s najmenším skratovým výkonom podľa nasledovných scenárov:

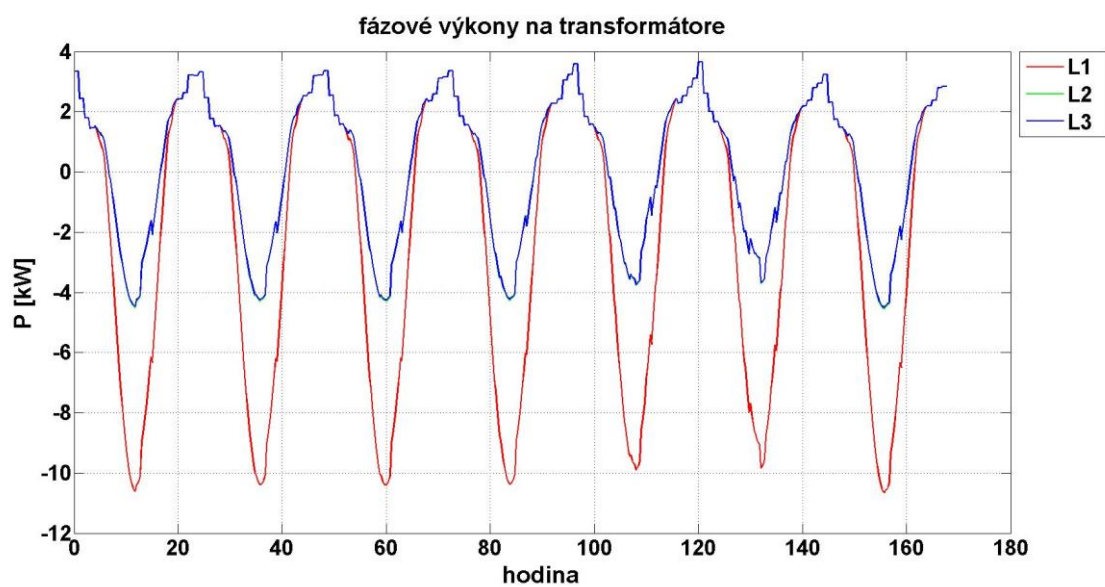
- scenár I.,
 - 6 zdrojov zapojených do fázy L1,
 - 3 zdroje zapojené do fázy L2,
 - 3 zdroje zapojené do fázy L3,
- Scenár II.,
 - 6 zdrojov zapojených trojfázovo do všetkých fáz L1, L2, L3,
 - 3 zdroje zapojené do fázy L2,
 - 3 zdroje zapojené do fázy L3.

Pri takomto zapojení FVE sa uvažovalo s inštalovaným výkonom 3 kWp v každej FVE. Pri ďalších scenároch sa inštalovaný výkon v každej FVE zvýšil na 7 kWp a 10 kWp.

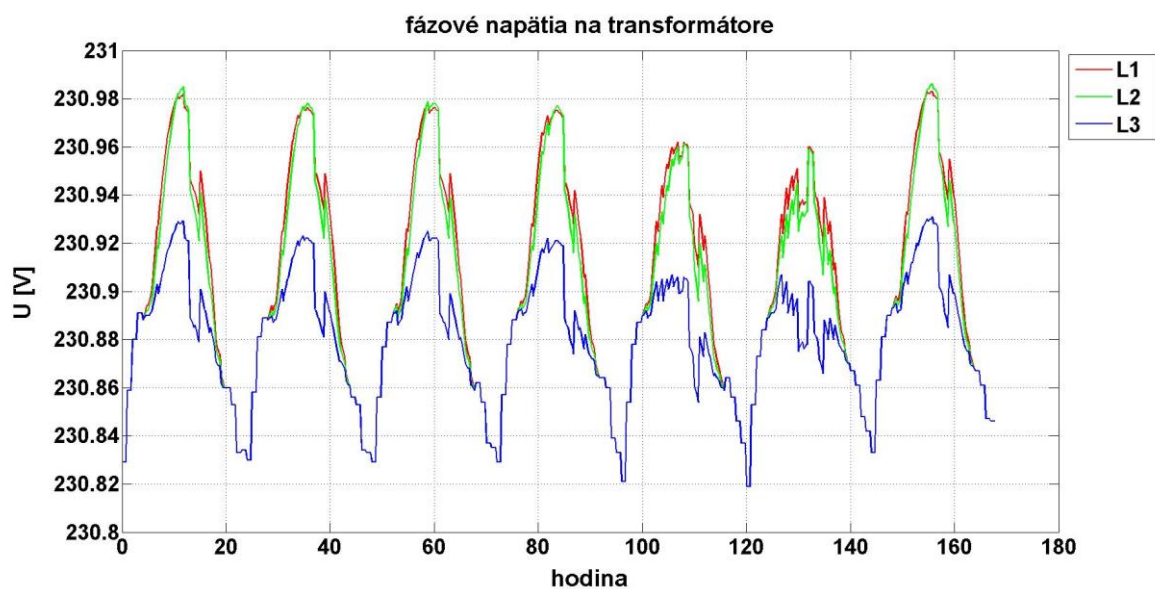
Pri takto zvýšenom výkone boli vykonané simulácie nasledovne:

- scenár III.,
 - 10 zdrojov s výkonom 7 kWp zapojených trojfázovo do všetkých fáz L1, L2, L3.
- scenár IV.,
 - 10 zdrojov s výkonom 10 kWp zapojených trojfázovo do všetkých fáz L1, L2, L3.

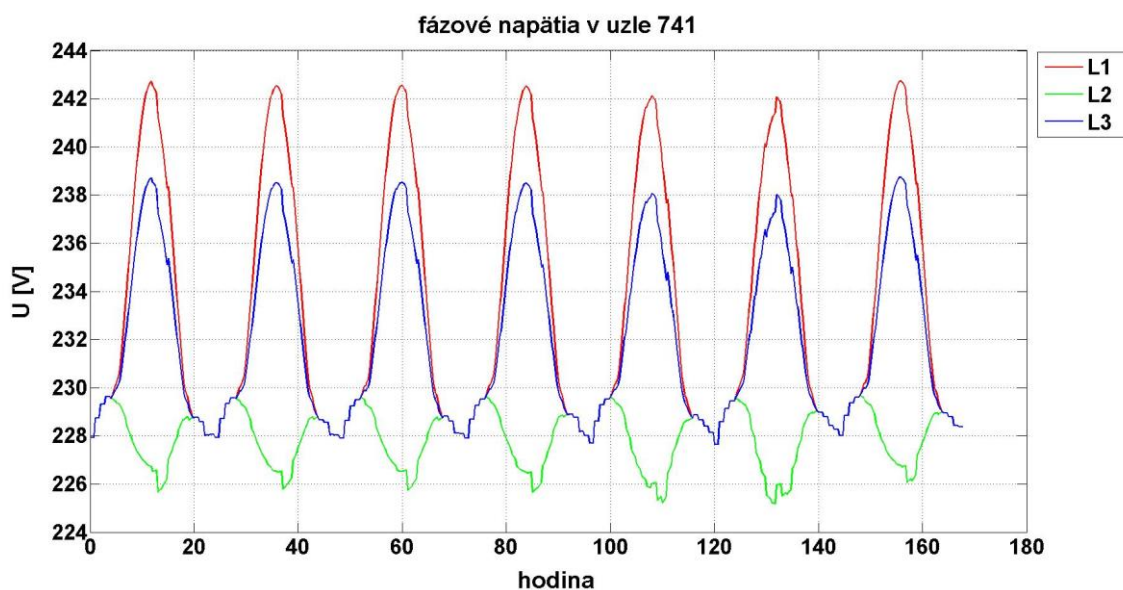
Výsledky simulácií pre vyššie uvedené scenáre sú zobrazené na Obr. 26 - Obr. 37.



Obr. 26 Priebek fázových výkonov na transformátore pre scenár I.

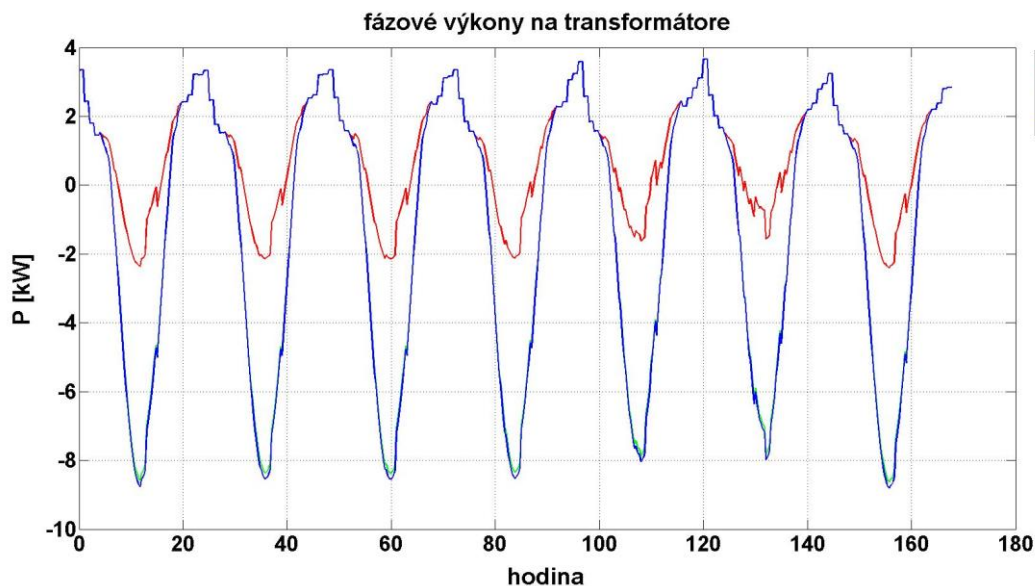


Obr. 27 Priebek fázových napätí na transformátore pre scenár I.

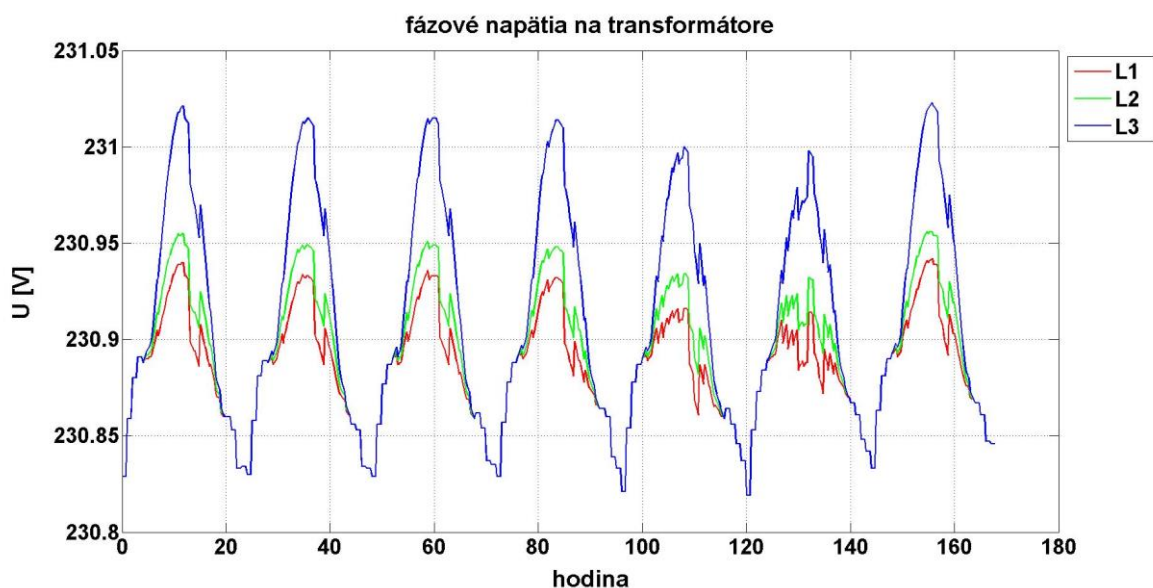


Obr. 28 Priebek fázových napätí v uzle č.741 pre scenár I.

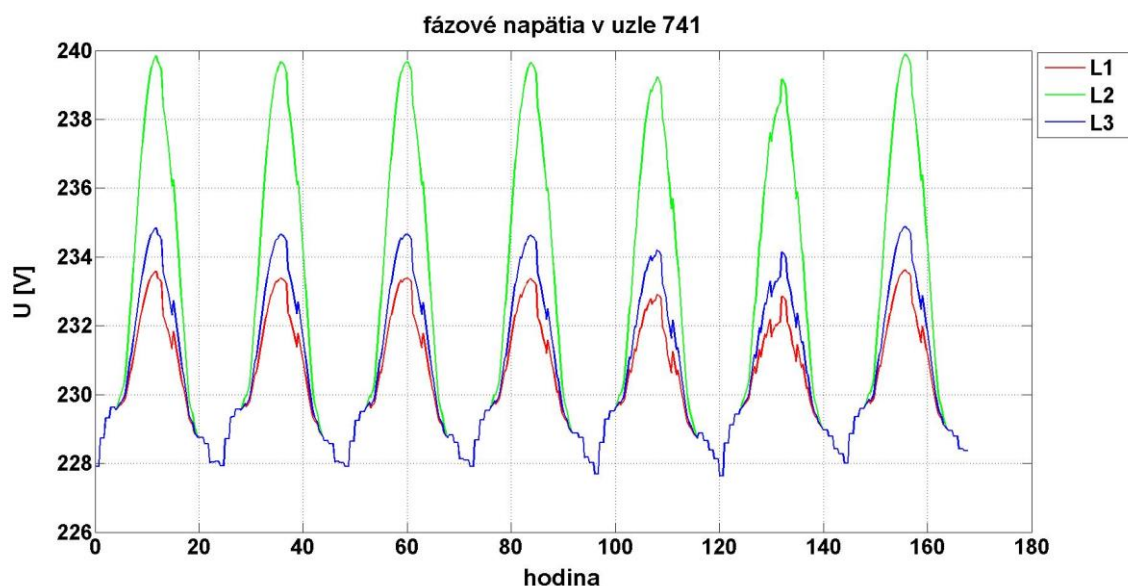
Z výsledkov simulácie vyplýva, že výroba vo fotovoltaických elektrárnach spôsobila spätný tok výkonu do nadradenej siete. Najväčší výkon, približne 10 kW bol zaznamenaný vo fáze L1, v ktorej je zapojených najviac zdrojov. Nesymetria napätia na transformátore je veľmi malá. V uzle č. 741, t.j. na konci vývodu, kde je najmenší skratový výkon, sa v čase výroby vo fotovoltaických elektrárnach prejavila nesymetria napätia výraznejšie. Najväčšie napätia je vo fáze L1, ako dôsledok výkonu pripojeného do tejto fázy.



Obr. 29 Priebek fázových výkonov na transformátore pre scenár II.

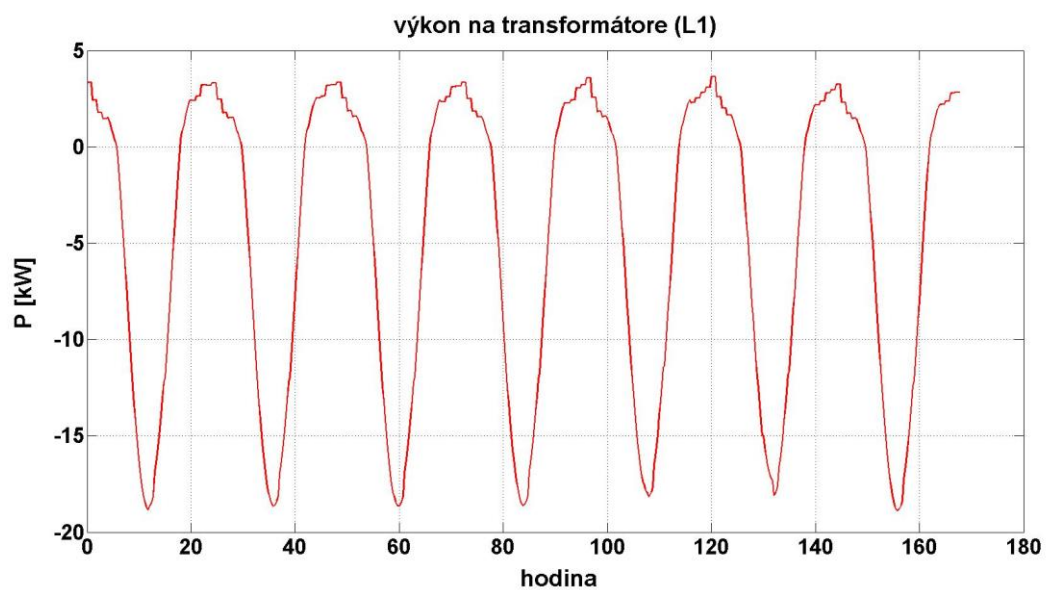


Obr. 30 Priebek fázových napätí na transformátore pre scenár II.

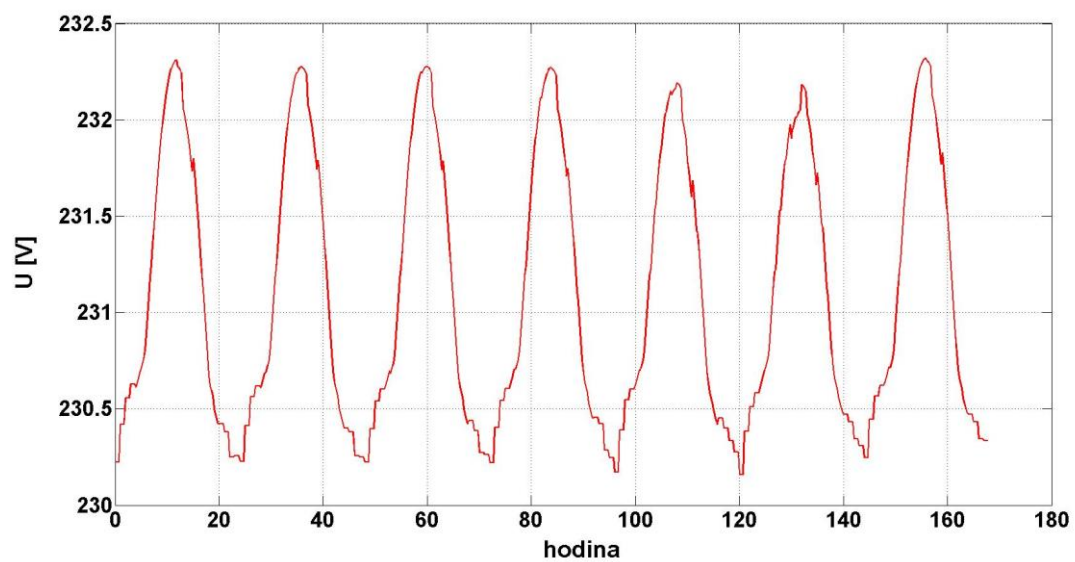


Obr. 31 Priebek fázových napätí v uzle č.741 pre scenár II

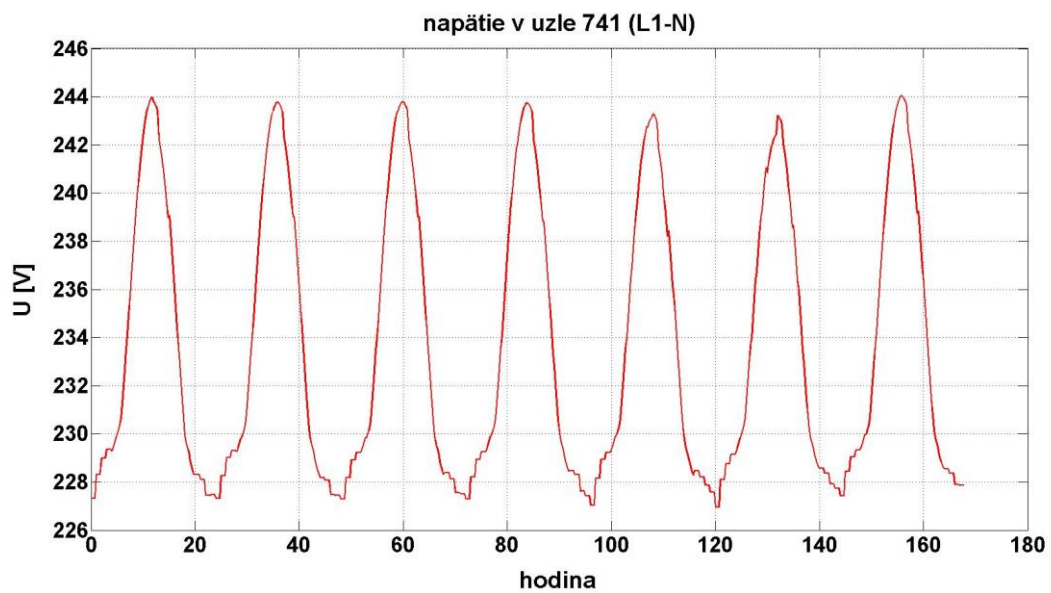
Z uvedených priebehov napätia v uzle č. 741 vyplýva, že trojfázové zapojenie fotovoltických elektrární zlepšuje napäťovú nesymetriu v NN sieti. Pretože FVE s výkonmi 7 kWp a 10 kWp sú zapojené trojfázovo, na nasledujúcich obrázkoch sú zobrazené 1-fázové priebehy výkonu a napätí vo fáze L1.



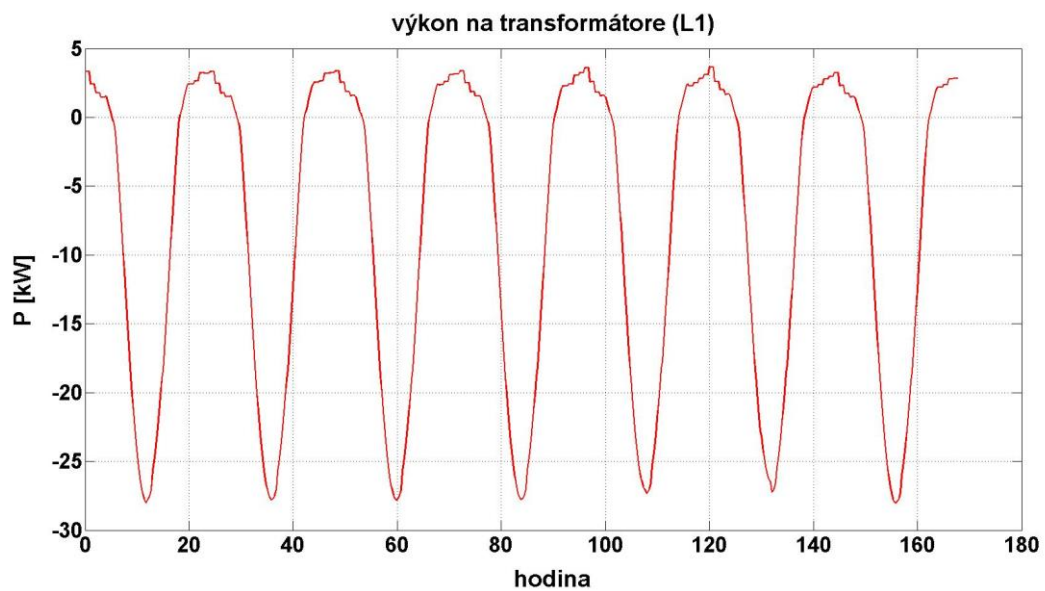
Obr. 32 Priebek fázového výkonu na transformátore pre scenár III.



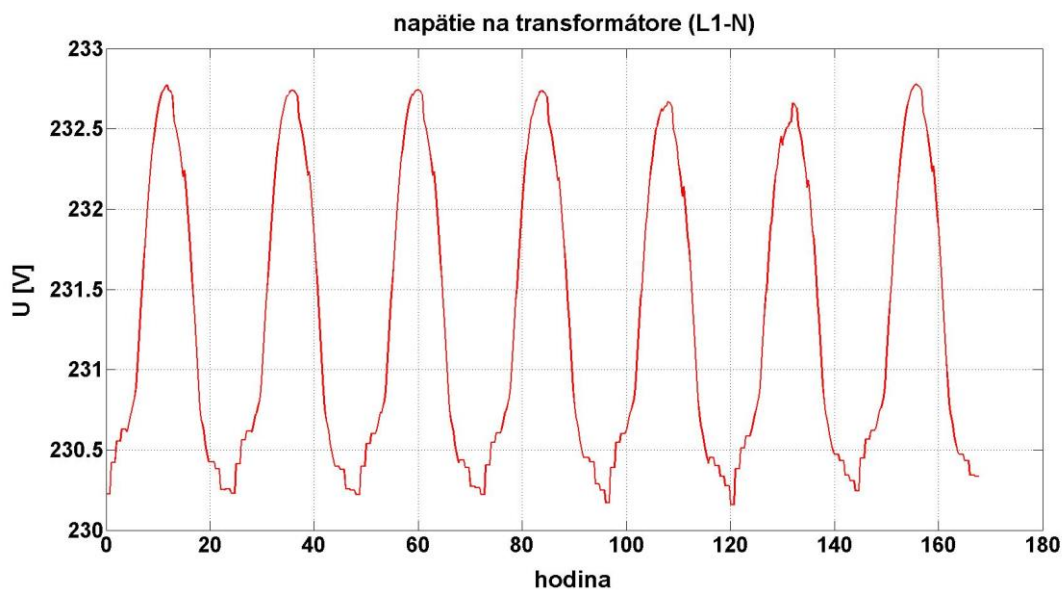
Obr. 33 Priebek fázového napätia na transformátore pre scenár III.



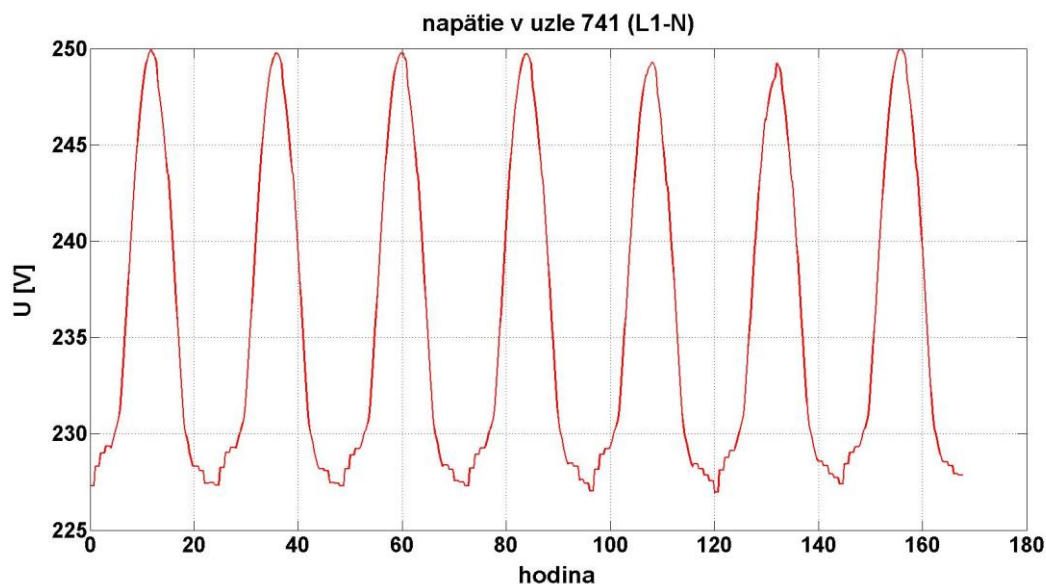
Obr. 34 Priebek fázového napätia v uzle č. 741 pre scenár III



Obr. 35 Priebek fázového výkonu na transformátore pre scenár IV.



Obr. 36 Priebek fázového napätia na transformátore pre scenár IV.



Obr. 37 Priebek fázového napätia v uzle č.741 pre scenár IV.

Pri prevádzke FVE s výkonom 7 kWp sa v každej fáze napätie na konci vedenia zvýšilo na hodnotu 244 V a pri FVE s výkonom 10 kWp na hodnotu 250 V. Zaťaženie transformátora z dôvodu spätného toku z NN siete do VN siete bolo pri FVE s výkonom 7 kWp rovné 54 % a pri FVE s výkonom 10 kWp rovné 81 %. Aj keď z hľadiska zaťaženia transformátora a napäťovej nesymetrie je prevádzka FVE so zvýšenými výkonmi vyhovujúca, z hľadiska veľkosti napätia v jednotlivých uzloch siete je takýto výkon neprípustný.

Zhrnutie výsledkov analýzy

Pri rozvoji mikrozdrojov, nie len fotovoltických elektrární umiestnených na strechách obytných budov, môže pri jednofázových zdrojoch dôjsť k zhoršeniu napäťovej nesymetrie v NN sieti nad dovolenú hranicu danú normou STN EN 50160 a to najmä v miestach s malým skratovým výkonom. Súmerné zložky, ktoré vznikajú pri nesymetrii, najmä spätná zložka, zhoršujú prevádzkové režimy niektorých zariadení (napr. spätný magnetický tok na točivých

strojoch). Pri NN sieťach vzniká nulová zložka napätia, ktorá sa uzatvára cez pracovný vodič, čo môže spôsobiť zaťaženie tohto vodiča nad jeho dovolenú hodnotu. Z hľadiska zaťaženia transformátora je voľná pripojiteľná kapacita NN siete väčšia, ale pri dodržaní požiadavky na relatívnu zmenu napätia v mieste pripojenia zdroja voľná pripojiteľná kapacita klesá. Veľkosť nesymetrie v danej NN sieti závisí jednak od rozmiestnenia zaťaženia medzi jednotlivé fázy a rozdelenia výkonu FVE pri jednofázových zdrojoch.

Pri prevádzke FVE v NN sieti je dôležité splnenie kritéria relatívnej zmeny napätia, nakoľko dodržiavanie tohto parametra je na základe vyhlášky č.275/2012 pre PDS záväzné.

4.6 Analýza prevádzky FVE v sieti NN a ich vplyv na zmenu napätia v ustálenom stave

Táto časť je venovaná analýze prevádzky fotovoltických elektrární s výkonom 3 kWp zapojených do NN siete. Cieľom tejto analýzy je stanovenie maximálneho inštalovaného výkonu v danej NN oblasti s uvažovaním podmienky maximálnej dovolenej zmeny napätia v ustálenom stave. Podľa technických podmienok PDS, zvýšené napätie vyvolané prevádzkou zdroja nesmie v mieste pripojenia zdroja prekročiť 3 % pre zdroje s prípojným miestom v sieti NN v porovnaní s napätím bez ich pripojenia. Simulácie ustálených stavov boli vykonané na modeli sieti podľa Obr. 20 a boli simulované dve varianty pripojovania FVE:

- pripojovanie FVE od konca vývodu smerom k transformátoru (trojfázové a jednofázové zapojenie zdrojov),
- pripojovanie FVE od transformátora smerom ku koncu vývodu (trojfázové a jednofázové zapojenie zdrojov).

4.6.1 Pripojovanie FVE v trojfázovom zapojení od konca vývodu smerom k transformátoru

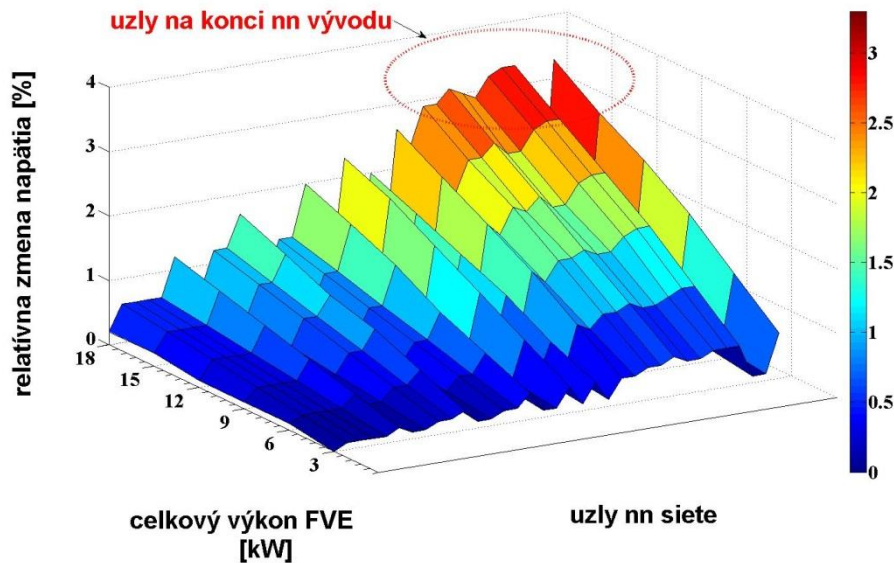
Pri tejto analýze sa uvažuje s prevádzkou a pripojením FVE s výkonom 3 kWp v uzloch na konci NN siete. Do týchto uzlov boli postupne pripájané FVE, čím narastal celkový inštalovaný výkon FVE v NN sieti. Po každom pripojení novej FVE bol vypočítaný ustálený stav a vyhodnotená relatívna zmena napätia pre každý uzol siete. Ustálený stav bol vypočítaný v okamihu, keď veľkosť záťaže v každom uzle modelu NN siete bola rovná hodnote 460 W. Všetky FVE boli modelované ako trojfázové zdroje.

V Tab. 13 nachádzajúcej sa v prílohe sú výsledné zmeny napätia v každom uzle modelu NN siete získané výpočtom ustáleného stavu. Napätie bez prevádzky FVE je napätie v uzle, kedy sa v NN sieti nenachádzala ani jedna FVE (napätie pred pripojením FVE).

Tab. 13 Relatívna zmena napätia v ustálenom stave pri pripojení FVE v trojfázovom zapojení od konca vývodu smerom k transformátoru

uzol	napätie pred	FVE	FVE	FVE	FVE	FVE	FVE
	pripojením	v uzle 741	v uzle 740	v uzle 738	v uzle 737	v uzle 734	v uzle 735
	[V]	$\Delta u\%$	$\Delta u\%$	$\Delta u\%$	$\Delta u\%$	$\Delta u\%$	$\Delta u\%$
701	230,1	0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
702	229,2	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
705	229,2	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
713	228,9	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
703	228,4	0,2	0,4	0,6	0,8	1	1,2
727	228,3	0,2	0,4	0,6	0,8	1	1,2
730	227,9	0,3	0,6	0,9	1,1	1,4	1,7
704	228,8	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
714	228,4	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
720	228,6	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
742	229,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
712	229,2	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
706	228,6	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
725	228,6	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
707	228,6	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
724	228,6	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
722	228,5	0,1	0,2	0,4	0,4	0,5	0,6
708	227,3	0,4	0,8	1,2	1,6	2	2,3
733	227,1	0,4	0,9	1,4	1,8	2,2	2,6
732	227,3	0,4	0,8	1,2	1,6	1,9	2,3
709	227,6	0,4	0,7	1	1,4	1,7	2
731	227,5	0,4	0,7	1,1	1,4	1,7	2
710	226,9	0,5	1	1,5	1,9	2,4	2,9
735	226,9	0,5	1	1,5	1,9	2,4	3
736	226,9	0,5	1	1,5	1,9	2,4	2,9
711	226,7	0,6	1,2	1,8	2,3	2,8	3,3
741	226,7	0,7	1,3	1,9	2,4	2,8	3,3
740	226,7	0,6	1,2	1,8	2,3	2,8	3,3
718	228,4	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
744	228,2	0,2	0,4	0,6	0,8	1	1,2
734	226,9	0,5	1	1,5	2	2,4	2,9
737	226,8	0,6	1,1	1,6	2,1	2,6	3,1
738	226,8	0,6	1,1	1,7	2,2	2,7	3,2
728	228,2	0,2	0,4	0,6	0,8	1	1,2
729	228,2	0,2	0,4	0,6	0,8	1	1,2

Z analýzy dopadu výkonu FVE na zmeny napätia vyplýva, že v uzloch 711, 741 a 740 došlo pri pripojení fotovoltických elektrární so sumárnym výkonom 18 kWp (6x3 kWp) k prekročeniu dovolenej zmeny napätia nad 3 %. Z toho vyplýva, že pri dodržaní podmienky pre zmenu napätia je možné do danej siete pripojiť cca 15 kWp. Na Obr. 38 sú zobrazené relatívne zmeny napätia vo všetkých uzloch NN siete v závislosti od celkového inštalovaného výkonu vo FVE.



Obr. 38 Relatívne zmeny napätia v uzloch NN siete pri 3f FVE pripájaných od konca vývodu smerom k transformátoru

Z priebehu je vidieť, že ak sa FVE pripájajú do uzlov na konci NN vývodu, potom zmena napätia sa výraznejšie prejavuje v uzloch s malým skratovým výkonom a v blízkosti pripojených FVE. Pripájanie FVE na konci vývodu sa výrazne neprejavuje na zmene napätia v uzloch v blízkosti transformátora.

4.6.2 Pripojovanie FVE v trojfázovom zapojení od transformátora smerom ku koncu vývodu

V tomto prípade boli FVE s výkonom 3 kWp pripájané do jednotlivých uzlov siete smerom od transformátora ku koncu vývodu. Tak ako v predošlej analýze, bolo po každom pripojení vypočítaný ustálený stav a vyhodnotená relatívna zmena napätia v ustálenom stave. V Tab. 14, Tab. 15 a Tab. 16 sú uvedené výsledné zmeny napätia v každom uzle modelu NN siete získané výpočtom ustáleného stavu. Všetky FVE boli modelované ako trojfázové zdroje.

Z analýzy zmeny napätia pri pripojovaní FVE postupne od transformátora ku koncu vývodu vyplýva, že do NN sústavy je v tomto prípade možné pripojiť celkovo 48 kWp inštalovaného výkonu vo FVE (16x3 kWp). Pri pripojení FVE do uzla č. 732 sa inštalovaný výkon zvýšil na 51 kWp, čo spôsobilo zmenu napätia v uzloch 714 a 718 viac ako 3 %. Na Obr. 39 sú zobrazené relatívne zmeny napätia vo všetkých uzloch NN siete v závislosti od celkového inštalovaného výkonu vo FVE.

Z priebehu relatívnych zmien napätí vyplýva, že pri FVE prevádzkovaných v blízkosti transformátora je možné do NN siete z hľadiska požiadavky prevádzkovateľov DS na zmenu napätia v ustálenom stave pripojiť viac zdrojov, ako pri FVE prevádzkovaných na konci vývodu.

Tab. 14 Relatívna zmena napätia v ustálenom stave po pripojení FVE v trojfázovom zapojení od transformátora smerom ku koncu vývodu

uzol	napätie pred pripojením [V]	FVE v uzle	FVE v uzle	FVE v uzle	FVE v uzle	FVE v uzle	FVE v uzle	FVE v uzle
		701	701,712	701,712,742	701,712,742,713	701,712,742,713,714	701,712,742,713,714,718	701,712,742,713,714,718,720
		$\Delta u\%$	$\Delta u\%$	$\Delta u\%$	$\Delta u\%$	$\Delta u\%$	$\Delta u\%$	$\Delta u\%$
701	230,1	0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3
702	229,2	0	0,1	0,3	0,3	0,4	0,6	0,7
705	229,2	0	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
713	228,9	0	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	1
703	228,4	0	0,1	0,2	0,4	0,4	0,5	0,7
727	228,3	0	0,1	0,3	0,4	0,4	0,6	0,7
730	227,9	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
704	228,8	0	0,1	0,3	0,4	0,7	0,9	1
714	228,4	0	0,1	0,2	0,4	1,1	1,6	1,8
720	228,6	0	0,2	0,3	0,4	0,7	0,9	1,1
742	229,1	0	0,2	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
712	229,2	0	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,7
706	228,6	0	0,1	0,3	0,4	0,7	0,9	1,1
725	228,6	0	0,1	0,3	0,4	0,7	0,8	1,1
707	228,6	0	0,1	0,2	0,4	0,7	0,8	1,1
724	228,6	0	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	1,1
722	228,5	0	0,2	0,3	0,4	0,7	0,9	1,1
708	227,3	0	0,1	0,3	0,4	0,4	0,6	0,7
733	227,1	0	0,1	0,2	0,4	0,4	0,5	0,7
732	227,3	0	0,1	0,2	0,4	0,4	0,5	0,7
709	227,6	0	0,1	0,2	0,4	0,4	0,5	0,7
731	227,5	0	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
710	226,9	0	0,1	0,3	0,4	0,4	0,5	0,7
735	226,9	0	0,1	0,2	0,4	0,4	0,5	0,7
736	226,9	0	0,1	0,2	0,4	0,4	0,5	0,7
711	226,7	0	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
741	226,7	0	0,1	0,2	0,4	0,4	0,5	0,7
740	226,7	0	0,1	0,3	0,4	0,4	0,6	0,7
718	228,4	0	0,1	0,2	0,4	1	1,7	1,8
744	228,2	0	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
734	226,9	0	0,1	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
737	226,8	0	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
738	226,8	0	0,1	0,2	0,4	0,4	0,5	0,7
728	228,2	0	0,1	0,3	0,4	0,4	0,6	0,7
729	228,2	0	0,1	0,3	0,4	0,4	0,6	0,7

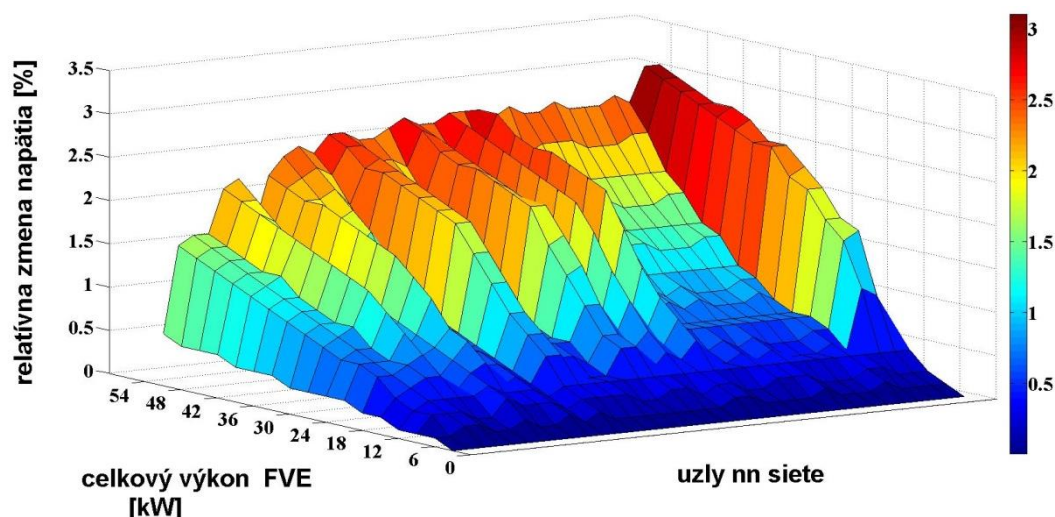
Tab. 15 Relatívna zmena napätia v ustálenom stave po pripojení FVE v trojfázovom zapojení od transformátora smerom ku koncu vývodu

uzol	napätie pred pripojením [V]	FVE v uzle 701,712, 742,713, 714,718, 720,725	FVE v uzle 701,712, 742,713, 714,718, 720,725, 724	FVE v uzle 701,712, 742,713, 714,718, 720,725, 724,722	FVE v uzle 701,712, 742,713, 714,718, 720,725, 724,722, 727	FVE v uzle 701,712, 742,713, 714,718, 720,725, 724,722, 727,744	FVE v uzle 701,712, 742,713, 714,718, 720,725, 724,722, 727,744, 728	FVE v uzle 701,712, 742,713, 714,718, 720,725, 724,722, 727,744, 728,729
		$\Delta u\%$	$\Delta u\%$	$\Delta u\%$	$\Delta u\%$	$\Delta u\%$	$\Delta u\%$	$\Delta u\%$
701	230,1	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5
702	229,2	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3
705	229,2	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4
713	228,9	1,2	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9
703	228,4	0,7	0,8	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7
727	228,3	0,7	0,8	0,9	1,2	1,4	1,6	1,9
730	227,9	0,7	0,8	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7
704	228,8	1,3	1,5	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1
714	228,4	2,1	2,2	2,5	2,5	2,6	2,7	2,8
720	228,6	1,4	1,7	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4
742	229,1	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
712	229,2	0,8	1,0	1,0	1,1	1,2	1,4	1,4
706	228,6	1,4	1,7	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4
725	228,6	1,5	1,8	2,1	2,1	2,2	2,3	2,4
707	228,6	1,4	1,7	2,1	2,2	2,3	2,4	2,4
724	228,6	1,4	1,8	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5
722	228,5	1,4	1,8	2,2	2,3	2,4	2,5	2,5
708	227,3	0,7	0,8	1,0	1,1	1,4	1,5	1,8
733	227,1	0,7	0,8	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7
732	227,3	0,7	0,8	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7
709	227,6	0,7	0,8	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7
731	227,5	0,7	0,9	1,0	1,1	1,4	1,5	1,8
710	226,9	0,7	0,8	0,9	1,1	1,4	1,5	1,7
735	226,9	0,7	0,8	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7
736	226,9	0,7	0,8	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7
711	226,7	0,7	0,9	1,0	1,1	1,4	1,5	1,8
741	226,7	0,7	0,8	0,9	1,1	1,4	1,5	1,7
740	226,7	0,7	0,8	1,0	1,1	1,4	1,5	1,8
718	228,4	2,1	2,3	2,5	2,5	2,7	2,8	2,8
744	228,2	0,7	0,9	1,0	1,2	1,4	1,8	2,0
734	226,9	0,7	0,9	1,0	1,1	1,4	1,5	1,8
737	226,8	0,7	0,9	1,0	1,1	1,4	1,5	1,8
738	226,8	0,7	0,8	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7
728	228,2	0,7	0,8	0,9	1,2	1,4	1,8	2,1
729	228,2	0,7	0,8	0,9	1,2	1,4	1,7	2,1

Tab. 16 Relatívna zmena napätia v ustálenom stave po pripojení FVE v trojfázovom zapojení od transformátora smerom ku koncu vývodu

uzol	napätie pred pripojením [V]	FVE v uzle 701,712, 742,713, 714,718, 720,725, 724,722, 727,744, 728,729, 730	FVE v uzle 701,712, 742,713, 714,718, 720,725, 724,722, 727,744, 728,729, 73,731	FVE v uzle 701,712, 742,713, 714,718, 720,725, 724,722, 727,744, 728,729, 73,731, 732
		$\Delta u\%$	$\Delta u\%$	$\Delta u\%$
701	230,1	0,5	0,5	0,6
702	229,2	1,4	1,5	1,6
705	229,2	1,5	1,6	1,7
713	228,9	2,0	2,1	2,2
703	228,4	1,9	2,1	2,3
727	228,3	2,1	2,3	2,5
730	227,9	2,0	2,3	2,5
704	228,8	2,1	2,2	2,3
714	228,4	2,9	3,0	3,1*
720	228,6	2,4	2,6	2,7
742	229,1	1,6	1,7	1,7
712	229,2	1,5	1,6	1,7
706	228,6	2,5	2,6	2,7
725	228,6	2,5	2,6	2,7
707	228,6	2,5	2,7	2,8
724	228,6	2,6	2,7	2,8
722	228,5	2,6	2,8	2,8
708	227,3	2,0	2,4	2,7
733	227,1	2,0	2,3	2,7
732	227,3	2,0	2,3	2,8
709	227,6	2,0	2,3	2,7
731	227,5	2,0	2,4	2,8
710	226,9	2,0	2,4	2,7
735	226,9	2,0	2,3	2,7
736	226,9	2,0	2,3	2,7
711	226,7	2,0	2,4	2,8
741	226,7	2,0	2,4	2,7
740	226,7	2,0	2,4	2,7
718	228,4	2,9	3,0	3,1*
744	228,2	2,2	2,4	2,6
734	226,9	2,0	2,4	2,7
737	226,8	2,0	2,4	2,8
738	226,8	2,0	2,3	2,7
728	228,2	2,2	2,4	2,6
729	228,2	2,2	2,4	2,6

* - prekročenie dovolenej zmeny napätia



Obr. 39 Relatívne zmeny napätia v uzloch NN siete pri 3-f FVE pripájaných od transformátora smerom ku koncu vývodu

4.6.3 Pripojovanie FVE v jednofázovom zapojení od konca vývodu smerom k transformátoru

V tejto analýze sa predpokladá s FVE s výkonmi 3 kWp pripojené do jednej fázy (L1) postupne od konca vývodu k transformátoru. Neboli vyhodnocované všetky uzly siete, ale len uzly 741 a uzol 740. Vyhodnocovať tieto uzly je postačujúce, nakoľko zmena napätia nad dovolenú hodnotu sa prejaví najskôr v týchto uzloch. Výsledky výpočtu ustáleného stavu a relatívnej zmeny napätia v každej fáze sú uvedené v Tab. 17.

Tab. 17 Relatívna zmena napätia v ustálenom stave pri jednofázovom zapojení FVE

uzol	fáza	napätie pred pripojením [V]	FVE v uzle 741	FVE v uzle 741, 740
			$\Delta u\%$	$\Delta u\%$
741	L1	226,7	2,2	4*
	L2	226,7	1,4	2,5
	L3	226,7	1,2	2,3
740	L1	226,7	2,0	3,9*
	L2	226,7	1,2	2,4
	L3	226,7	1,1	2,3

* - prekročenie dovolenej zmeny napätia

4.6.4 Pripojovanie FVE v jednofázovom zapojení od transformátora smerom ku koncu vývodu

V tejto analýze sa predpokladá s FVE s výkonmi 3 kWp pripojené do jednej fázy (L1) postupne od transformátora smerom ku koncu vývodu. Výsledky výpočtu ustáleného stavu a relatívnej zmeny napätia v každej fáze sú uvedené v Tab. 18.

Tab. 18 Relatívna zmena napätia v ustálenom stave pri jednofázovom zapojení FVE

uzol	fáza	napätie pred pripojením [V]	FVE v uzle 701	FVE v uzle 701,712	FVE v uzle 701,712, 742	FVE v uzle 701,712, 742,713	FVE v uzle 701,712, 742,713, 714
			Δu %	Δu %	Δu %	Δu %	Δu %
701	L1	230,1	0,04	0,22	0,30	0,39	0,48
	L2	230,1	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05
	L3	230,1	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
712	L1	229,2	0,09	0,65	1,13	1,44	1,75
	L2	229,2	0,04	0,31	0,61	0,74	0,87
	L3	229,2	0,04	0,26	0,35	0,61	0,74
742	L1	229,1	0,13	0,39	1,27	1,57	1,83
	L2	229,1	0,04	0,22	0,61	0,92	0,83
	L3	229,1	0,04	0,26	0,39	0,68	0,83
713	L1	228,4	0,31	0,61	0,96	1,58	2,10
	L2	228,4	0,22	0,09	0,18	0,39	0,61
	L3	228,4	0,22	0,26	0,48	0,70	1,05
714	L1	228,4	0,09	0,44	0,70	1,36	3,23*
	L2	228,4	0,04	0,18	0,31	0,61	1,84
	L3	228,4	0,04	0,13	0,26	0,48	1,58
718	L1	228,4	0,09	0,44	0,70	1,36	3,23*
	L2	228,4	0,44	0,18	0,31	0,61	1,80
	L3	228,4	0,04	0,09	0,26	0,53	1,58

* - prekročenie dovolenej zmeny napätia

Zhrnutie výsledkov analýzy

Analýza voľnej pripojiteľnej kapacity vzhľadom na dovolenú relatívnu zmenu napätia v ustálenom stave preukázala, že pri FVE prevádzkovaných na konci vývodu je možné pripojiť do NN siete menej inštalovaného výkonu vo FVE ako pri prevádzke týchto zdrojov v blízkosti transformátora. Je to dôsledok predovšetkým veľkosti skratového výkonu v uzloch NN siete. Pri transformátore je spravidla skratový výkon vyšší ako na konci vedenia a preto je NN sieť odolnejšia voči zmenám napätia. V jednofázovom zapojení FVE je dovolená zmena napätia dosiahnutá pri nižšom ako trojfázovom zapojení, čo je dôsledkom vyššieho toku výkonu v danej fáze. V prípade jednofázového zapojenia FVE na konci vývodu došlo k prekročeniu dovolenej zmeny napätia už pri pripojení týchto zdrojov do dvoch uzlov a pri zapojení v blízkosti transformátora pri 5 uzloch. Z hľadiska napäťovej nesymetrie a dovolenej zmeny napätia trojfázové zapojenie má menší dopad na kvalitu elektriny. V prípade jednofázového pripojenia FVE je potrebné zabezpečiť rovnomerné rozmiestnenie výkonu do jednotlivých fáz NN siete.

4.7 Sumárne zhrnutie

Boli vykonané rôzne analýzy a simulácie vplyvu prevádzky FVE na NN sieť. Posúdenie spätných vplyvov a príklad stanovenia voľnej pripojiteľnej kapacity v skúmanej časti NN siete vychádzalo z dvoch hľadísk:

- hľadisko toku výkonu,
- hľadisko nesymetrie a relatívnej zmeny napätia.

Tab. 19 Stanovenie voľnej pripojiteľnej kapacity z hľadiska toku výkonu

transformátor 22/0,4kV	630 kVA
počet odberných miest	410
počet OM na ktoré je možné nainštalovať FVE (3kWp, 3-fázové pripojenie) s uvažovaním spätného toku	296 OM ($\approx 72\%$)
počet OM na ktoré je možné nainštalovať FVE (3kWp, 3-fázové pripojenie) bez uvažovania spätného toku	60 OM ($\approx 12\%$)

Tab. 20 Stanovenie voľnej pripojiteľnej kapacity z hľadiska nesymetrie a relatívnej zmeny napätia

transformátor 22/0,4kV	100 kVA
počet odberných miest	25
1. variant - 3-fázové pripojenie od konca vývodu smerom ku transformátoru	
max. pripojiteľný výkon (FVE=3kWp)	5 OM ($\approx 20\%$)
2. variant - 3-fázové pripojenie od transformátora smerom ku koncu vývodu	
max. pripojiteľný výkon (FVE=3kWp)	16 OM ($\approx 65\%$)
3. variant - 1-fázové pripojenie od konca vývodu smerom ku transformátoru	
max. pripojiteľný výkon (FVE=3kWp)	1 OM ($\approx 5\%$)
4. variant - 1-fázové pripojenie od konca vývodu smerom k transformátoru	
max. pripojiteľný výkon (FVE=3kWp)	4 OM ($\approx 16\%$)

Počet FVE a celkový inštalovaný výkon v danej NN oblasti je limitovaný predovšetkým schopnosťou sústavy odolávať spätným vplyvom týchto zdrojov a taktiež veľkosťou inštalovaného výkonu distribučných transformátorov. Pri výrobe elektriny vo FVE dochádza z pravidla k dodávke do siete a to najmä v prípadoch, kedy systém FVE nie je naprojektovaný tak, aby sa vyrobená elektrina v mieste výroby aj spotrebovala.

V prípade, že v danej oblasti je v paralelnej prevádzke so sieťou viacero zdrojov, dochádza pri nízkej spotrebe k spätnému toku výkonu do 22 kV siete. Aby nedošlo k preťaženiu transformátora z dôvodu vysokých spätných tokov, je potrebné obmedziť celkový inštalovaný výkon v danej NN sieti. Voľná pripojiteľná kapacita s uvažovaním spätného toku je väčšia ako pri podmienke bez spätného toku z NN do VN siete. Pripájanie a prevádzka malých FVE má okrem dopadu na zaťaženie transformátorov a veľkosť spätných tokov aj ďalšie negatívne spätné lokálne vplyvy. Jedná sa predovšetkým o dopad na kvalitu elektrickej energie podľa STN EN 50160, vplyv na zmenu napätia a harmonické skreslenie a podľa vyhlášky č.275/2012. Uvažovanie podmienok pre relatívne zmeny napätia podľa technických podmienok PDS môže voľnú pripojiteľnú kapacitu v danej NN sieti ešte znížiť. Analýza pripojiteľnosti FVE vzhľadom na dovolenú zmenu napätia v ustálenom stave preukázala závislosť medzi schopnosťou NN siete odolávať spätným vplyvom a miestom pripojenia. Čím ďalej od distribučného transformátora je FVE prevádzkovaná, tým sa spätné vplyvy prejavujú výraznejšie. Je to dané predovšetkým veľkosťou skratového výkonu, ktorý smerom ku koncu vývodu spravidla klesá. Rovnaká závislosť platí aj pre nesymetriu v napätí pri jednofázových

zdrojoch. Pri takomto zapojení zdrojov je potrebné z dôvodu nesymetrie rovnomerné rozmiestenie výkonu do všetkých fáz. V prípade použitia trojfázových zdrojov je nesymetria v sieti daná predovšetkým nesymetrickým zaťažením jednotlivých fáz. Pri masívnom rozvoji najmä jednofázových zdrojov je nutné zaoberať sa ich dopadom nesymetriu a zvyšovanie strát v sústave. Je potrebné vytvoriť systém zabezpečujúci rovnomerné zapojenie zdrojov do jednotlivých fáz už pri ich inštalácii odborným personálom. Pri inštalácii je potrebné identifikovať konkrétne fázy a nielen ich sled. Kontrolovanie zapojenia jednofázových zdrojov bude mať významný dopad aj na riadenie výkonovej bilancie pomocou spínania záťaží „Demand Response Action“. V prípade prebytku výroby na jednej fáze je informácia o dostupnosti regulačného výkonu na záťaži nepostačujúca bez identifikácia na ktorej fáze je tento regulačný výkon k dispozícii. V situácii veľkej výroby napríklad na fáze L1 je disponibilita výkonu záťaže na fáze L2 nepoužiteľná.

K obmedzeniu spätných vplyvov na distribučnú sústavu je vhodné budovať také systémy, aby sa vyrobená elektrina v čo najväčšej miere spotrebovala v mieste výroby. To môže byť dosiahnuté vhodným inštalovaným výkonom a spotrebičmi, ktoré sú schopné vyrobenú elektrinu spotrebovať pri zachovaní požadovaného komfortu užívateľa (napríklad priamy ohrev vody, doplnkové elektrické kúrenie a podobne.) Pri udržiavaní vyrovnanej bilancie medzi spotrebou a výrobou nielen v domácnosti ale v celej sústave môžu v budúcnosti pomôcť inteligentné siete a akumulácia elektrickej energie.

Z ekonomického hľadiska je potrebné zaoberať sa otázkou platieb za jednotlivé položky v platbe za elektrinu. Jedná sa o platby za tarifu za prevádzkovanie systému, systémové služby, straty z distribúcie, jadrový fond a tarifa za prenos a distribúciu.

Podpora a výstavba malých FVE ako zdrojov elektriny pri dobre nastavených podmienkach zo strany štátu má potenciál pomáhať a postupne naplňať nariadenia EÚ. Pre občanov SR by vznikla možnosť znížiť si cenu za energiu, a zároveň by napomáhala k trvalo udržateľnému rozvoju. Kritéria finančnej podpory zo strany štátu však musia byť nastavené tak, aby motivovali občanov kryť si len vlastnú spotrebu a aby nedochádzalo k spätnému toku výkonu do siete. Koncepcia nulového doplatku za elektrinu dodanú do siete by tak mala silný samoregulačný efekt a nútila by potenciálnych investorov do dôslednej kalkulácie. Zníženie administratívnej záťaže je takisto krok, ktorý bude napomáhať k rozvoju inštalácií obnoviteľných zdrojov energie a pomôže zvýšiť energetickú nezávislosť. Je ale na mieste upozorniť, že nekontrolovaný rozvoj OZE môže ohroziť energetickú bezpečnosť SR.

5 Analýza vplyvu prevádzky FVE pripojených v sieti VN na napätia vo VN a NN sieťach

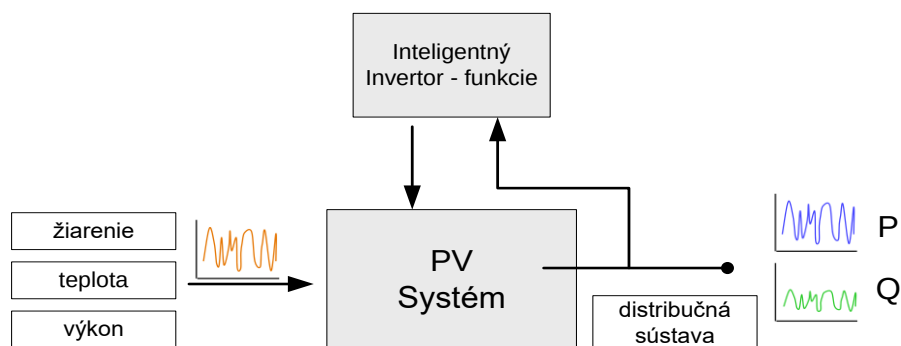
Distribučné sústavy nízkeho napätia sú navrhované s ohľadom na charakter objektu, alebo oblasti, ktorú napájajú. Jednotlivé oblasti sa vyznačujú rôznou veľkosťou požadovaných výkonov a stupňom dôležitosti zabezpečenia dodávky elektrickej energie. Uvedené kritériá rozhodujú o dimenzovaní a konfigurácii jednotlivých častí sústavy a spôsobu pripojenia odberov. Vzhľadom k tomu môžeme siete rozdeliť na:

- lúčové siete,
- okružné siete,
- mrežové siete.

Klasická mrežová sieť sa vyznačuje najvyššou istotou zásobovania, najnižšou pravdepodobnosťou výpadku prvkov, stabilným napätím a najmenším úbytkom napätia v porovnaní s lúčovou, resp. zjednodušenou mrežovou sieťou.

Distribučné sústavy vysokého napätia v SR predstavujú sústavy s napäťovými úrovňami 22 kV, 35 kV a sústavy priemyselných a elektrárenských prevádzok s napäťovou úrovňou 6 kV a 10 kV. Možnosti prevádzky týchto sústav sú určené najmä systémom uzemnenia transformátora VVN/VN, teda zapojenia nulového bodu VN vinutia transformátora so zemniacou sústavou. Voľba systému uzemnenia nám definuje možnosti prevádzky sústavy z hľadiska bezpečnosti, chránenia a dimenzovania sústavy. Zásadný rozdiel v uzemnení uzla transformátora sa prejaví v prípade poruchy, kedy dôjde k vodivému spojeniu jednej fázy so zemou a teda k odpojeniu postihnutého vedenia pri jednofázovom skrate, alebo jeho ďalšej prevádzke pri zemnom spojení.

Fotovoltaický systém sa skladá z mnohých prvkov, ktoré umožňujú premenu slnečného žiarenia až na striedavý prúd vhodný na napájanie elektrických zariadení. Zjednodušená bloková schéma celého fotovoltaického zariadenia je znázornená na Obr. 40, kde sú tiež zobrazené funkcie inteligentného invertora, ako napríklad Volt – Var, Volt – Watt a podobne.

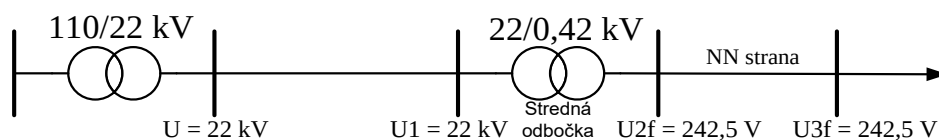


Obr. 40 Bloková schéma fotovoltaického systému so smart invertorom

Pre vytvorenie modelu a simulácie bol zvolený program OpenDSS. V simulačnom programe OpenDSS sú všetky časti fotovoltického systému zastúpené v zjednodušenej podobe fotovoltického systému, ktorý je vhodný pre simulácie v krokoch od jednej sekundy. Model fotovoltického systému predpokladá, že inverter je schopný rýchlo určiť maximálny výkon panela („Max Power Point“), čo zjednodušuje modelovanie jednotlivých zložiek systému pri zachovaní relevantnosti výsledkov simulácií.

Pri simuláciách sa sledoval vplyv napätia s pripojenou FVE a bez pripojenej FVE a simulačné výsledky sa porovnávali s teoretickým výpočtom ako aj limitnými hodnotami, ktoré určujú podmienky pripojenia do DS. Pre porovnanie výsledkov simulácií sa najskôr vypočítala zmena napätia vplyvom FVE pri rôznych stavoch veľmi jednoduchej sústavy VN a NN. Odchýlky napätia v sieti NN sú vo významnej miere ovplyvňované prevádzkovým napätím siete VN. Toto napätie, resp. predpokladaný rozptyl napätia je možné teoreticky určiť. Najskôr je potrebné odhadnúť veľkosť napätia v sieti VN za normálnych prevádzkových podmienok. Na výstupe transformátora 110/22 kV je napätie regulované na hodnotu 23,1 kV, pričom necitlivosť regulátora je 0,3 kV. Pokiaľ budeme uvažovať minimálne zaťaženie vývodu vn, teda 22 kV, môžeme na jeho konci očakávať napätie 22,8 kV. Pripočítaním necitlivosti regulátora môžeme na konci vývodu očakávať napätie 23,1 kV bez uvažovania prevádzky výrobní. Výrobňa môže podľa technických podmienok PDS spôsobiť maximálne zvýšenie napätia 2 %, resp. 0,44 kV. Na konci VN vývodu potom pri uvažovaní zaťaženia siete, necitlivosti regulátora a maximálnej dovolenej zmeny napätia spôsobenej prevádzkou výroby dostaneme napätie 23,54 kV. Vedenie VN je obvykle dimenzované tak, aby sme na jeho konci pri určitom zaťažení dostali ideálnych 22 kV. Po pripočítaní necitlivosti regulátora na konci vedenia pri jeho zaťažení a v stave keď výrobňa elektrinu nedodáva, dostaneme na konci vedenia VN napätie 21,7 kV. Z toho vyplýva, že napätie v sieti 22 kV sa za normálnych podmienok môže teoreticky pohybovať v rozmedzí 21,7 - 23,54 kV.

Pri tomto výpočte sme použili distribučný transformátor s prevodom 22/0,42 kV, pre ktorý je charakteristické, že napätie zdroja je v združených hodnotách o 20 V (5 % U_N) vyššie ako menovité napätie siete. To znamená, že pokiaľ na vstup distribučného transformátora naprázdno s nastavenou strednou odbočkou privedieme 22 kV, na jeho výstupe zaregistrujeme teoreticky vypočítané fázové napätie 242,5 V resp. 105 % U_N , ako je zobrazené na Obr. 41.



Obr. 41 Zmena napätia v NN sieti naprázdno s distribučným transformátorom 22/0,42 kV (stredná odbočka)

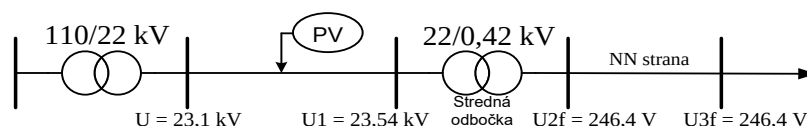
V Tab. 21 sú uvedené výpočty napätí pre nastavenie krajných odbočiek na distribučnom transformátore a ich porovnanie s výsledkami simulácií pre strednú polohu odbočky a krajné polohy odbočky v oboch smeroch.

Tab. 21 Výsledky simulácií a výpočtov podľa konfigurácie na Obr. 41

Stredná odbočka							
Výpočet				Simulácia			
U (kV)	U ₁ (kV)	U _{2f} (V)	U _{3f} (V)	U (kV)	U ₁ (kV)	U _{2f} (V)	U _{3f} (V)
22	22	242,5	242,5	22	22,02	242,8	242,8
Odbočka + 5 %							
Výpočet				Simulácia			
U (kV)	U ₁ (kV)	U _{2f} (V)	U _{3f} (V)	U (kV)	U ₁ (kV)	U _{2f} (V)	U _{3f} (V)
22	22	253	253	22	22,02	254,9	254,9
Odbočka - 5 %							
Výpočet				Simulácia			
U (kV)	U ₁ (kV)	U _{2f} (V)	U _{3f} (V)	U (kV)	U ₁ (kV)	U _{2f} (V)	U _{3f} (V)
22	22	230	230	22	22,02	230,6	230,6

Simulácie boli výsledkom modelovania časti distribučnej sústavy 22 kV v programe OpenDSS. Zadanými hodnotami sú skratové výkony v napájacích bodoch (S_k), parametre vedenia (činný odpor R , induktívna reaktancia jX , kapacitná susceptancia jB) a transformátorov (menovitý výkon transformátorov S_{TN}). Vedenia sú reprezentované článkami π . Napájacie body zo strany nadradenej siete sú z pohľadu výpočtu ustáleného chodu siete bilančnými uzlami (zadaná konštantná hodnota napätia a uhol napätia U , resp. ϕ).

V ďalšom kroku sme do modelu na VN stranu pripojili FVE, ktorá spôsobuje zvýšenie napätia o 2 % U_N (najnepriaznivejší stav podľa Technických podmienok PDS). Schéma modelu s pripojenou FVE je na Obr. 42



Obr. 42 Zmena napätia v NN sieti naprázdno s distribučným transformátorom 22/0,42 kV s pripojenou FVE v sústave VN (stredná odbočka)

Na vstupe distribučného transformátora môžeme predpokladať najvyššie možné napätie (23,54 kV) vypočítané podľa teoretických predpokladov. Požitý bol distribučný transformátor 22/0,42 kV s nastavením strednej odbočky na primárnej strane. Podľa teoretických výpočtov uvedených v Tab. 22 je zrejmé, že na nízkonapäťovej strane distribučného transformátora, t.j. v uzle U_{2f} vznikne zvýšené fázové napätie 246,4 V resp. 107 % U_N (menej ako 110 % U_N), čo je začiatková prahová hodnota zvýšenia napätia podľa normy STN EN 50160. Opäť boli teoretické výpočty porovnávané so simuláciami v OpenDSS, pričom vyšli podobné výsledky.

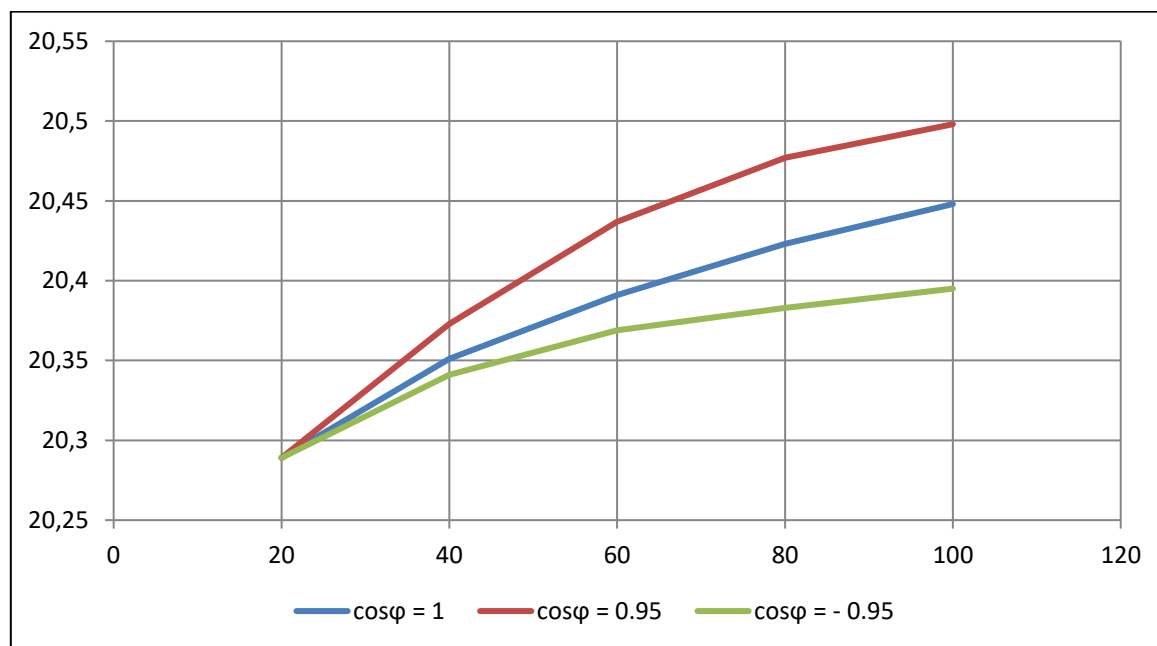
Tab. 22 Výsledky simulácií a výpočtov podľa konfigurácie na Obr. 42

Stredná odbočka							
Výpočet				Simulácia			
U (kV)	U ₁ (kV)	U _{2f} (V)	U _{3f} (V)	U (kV)	U ₁ (kV)	U _{2f} (V)	U _{3f} (V)
23,1	23,54	246,4	246,4	23,2	23,65	248,2	248,2
Odbočka + 5 %							
Výpočet				Simulácia			
U (kV)	U ₁ (kV)	U _{2f} (V)	U _{3f} (V)	U (kV)	U ₁ (kV)	U _{2f} (V)	U _{3f} (V)
23,1	23,54	258,7	258,7	23,2	23,65	260,6	260,6
Odbočka - 5 %							
Výpočet				Simulácia			
U (kV)	U ₁ (kV)	U _{2f} (V)	U _{3f} (V)	U (kV)	U ₁ (kV)	U _{2f} (V)	U _{3f} (V)
23,1	23,54	234,1	234,1	23,2	23,65	235,8	235,8

Z výsledkov simulácie je vidieť, že v prípade nastavenia odbočky transformátora na maximum (+5%), dochádza vplyvom prevádzky FVE na VN strane k prekročeniu napätia na NN strane. V tejto súvislosti je potrebné poznamenať, že odbočky na transformátoroch VN/NN nie sú diaľkovo a pod zaťažením prepínateľné.

V ďalšom experimente bola predmetom skúmania opäť časť reálnej distribučnej sústavy s konkrétnymi parametrami jej prvkov. V procese modelovania je v tomto prípade uvažovaná konštantná hodnota výkonu spotreby. Tento výkon je pretekaný cez jednotlivé distribučné transformátory smerom ku koncovým zákazníkom. V tomto prípade bola do DS pripojená jedna FVE, ktorej výkon je premenlivý s cieľom demonštrovať jej vplyv na napätie pri rozličných prevádzkových režimoch. Modelovanie bolo realizované v niekoľkých etapách a postupne riešilo nasledovné úlohy:

- vplyv FVE s účinníkom rovným 1 na napätie v prípojnom bode,
- vplyv FVE na napätie, ak je jalový výkon FVE daný hodnotou účinníka. Uvažovali sa prípady: $\cos \phi_1 = 0,95$ ind, $\cos \phi_2 = 0,95$ kap.



Obr. 43 Napäťové charakteristiky v mieste pripojenia FVE

Charakteristiky napätia na Obr. 43 sa týkajú pripojenej FVE. Potvrďuje sa skutočnosť, že kapacitný režim výroby zosilňuje nárast napätia v závislosti na miere činného výkonu a induktívny režim eliminuje nárast napätia, čo je možné vidieť aj v Tab. 23. Pri kumulácii zdrojov v časti distribučnej siete, alebo pri niektorých prevádzkových stavoch sústavy môže dôjsť vplyvom prevádzky výrobní k takému zvýšeniu napätia v NN sieti, ktoré má za následok nevyhovenie požiadavkám normy STN EN 50160 z hľadiska odchýlok napájacieho napätia.

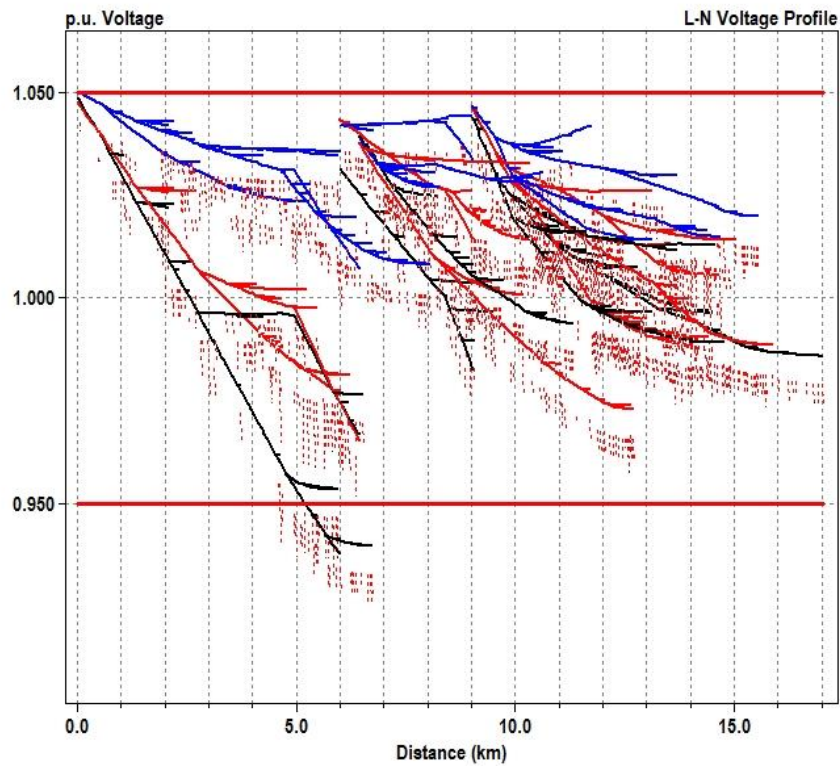
Tab. 23 Zmena napätia v prípojnom bode vplyvom prevádzky FVE

$\cos \varphi$	U (kV)	U ₁ (kV)	Δu (%)	kVA (%)
1	20,206	20,448	1,2	100
1	20,206	20,423	1,07	80
1	20,206	20,391	0,92	60
1	20,206	20,351	0,72	40
1	20,206	20,289	0,41	20
0,95	20,206	20,498	1,45	100
0,95	20,206	20,477	1,34	80
0,95	20,206	20,437	1,14	60
0,95	20,206	20,373	0,83	40
0,95	20,206	20,289	0,41	20
- 0,95	20,206	20,395	0,94	100
- 0,95	20,206	20,383	0,88	80
- 0,95	20,206	20,369	0,81	60
- 0,95	20,206	20,341	0,67	40
- 0,95	20,206	20,289	0,41	20

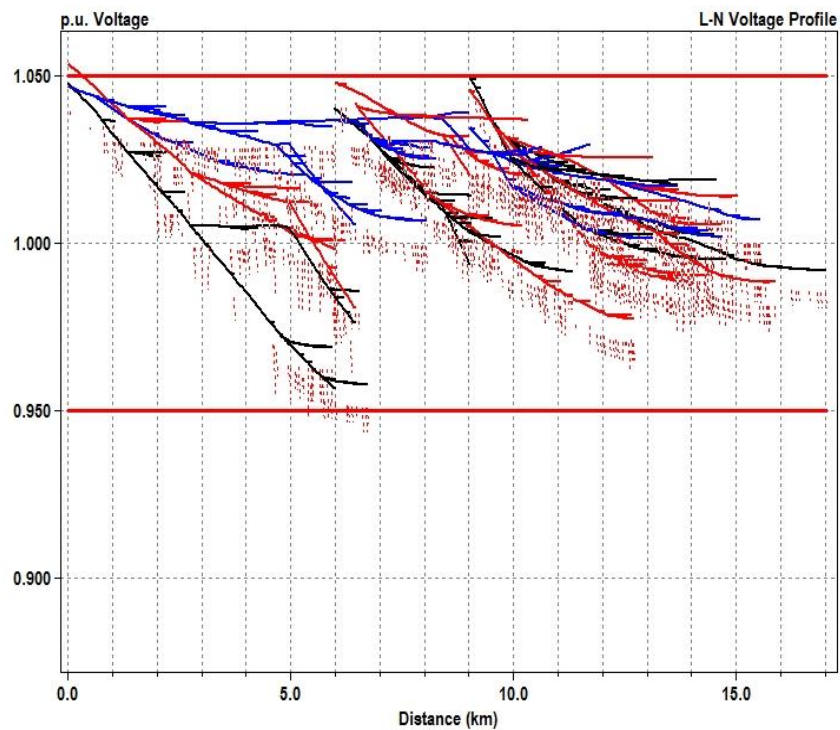
Podľa uskutočnených simulácií a výpočtov sa vplyv FVE pozoruje nielen na napäťovej úrovni, v ktorej je inštalácia realizovaná (v našom prípade VN), ale aj na nižšej napäťovej úrovni (v našom prípade NN). Zatiaľ čo veľkosť napätia v sústave VN vyhovuje požiadavkám normy STN EN 50160, hodnota napätia v sústave NN prekračuje maximálne dovolené zvýšenie resp. zníženie. Veľkosť dopadu FVE na sústavu závisí od mnohých parametrov a konfigurácií, či už samotnej elektrárne, alebo jednotlivých prvkov sústavy.

V niektorých prípadoch môže regulácia napätia nastavením odbočiek na distribučnom transformátore spôsobiť nežiaduce prevádzkové stavy siete, či už zvýšené alebo znížené napätie, ktoré nevyhovujú požiadavkám príslušnej normy. Preto je potrebné zvážiť prípadné dôsledky regulovania napätia v sieti NN zmenou odbočky na distribučnom transformátore s ohľadom na dodržanie tolerancie napätí na konci NN vývodov.

Pre účely jednoduchých simulácií ustáleného stavu bol použitý model IEEE 8500, ktorý predstavuje radiálny model sústavy vysokého a nízkeho napätia. Na Obr. 44 a Obr. 45 sú zobrazené napäťové profily sústavy modelu v závislosti na vzdialenosti od napájacej rozvodne.

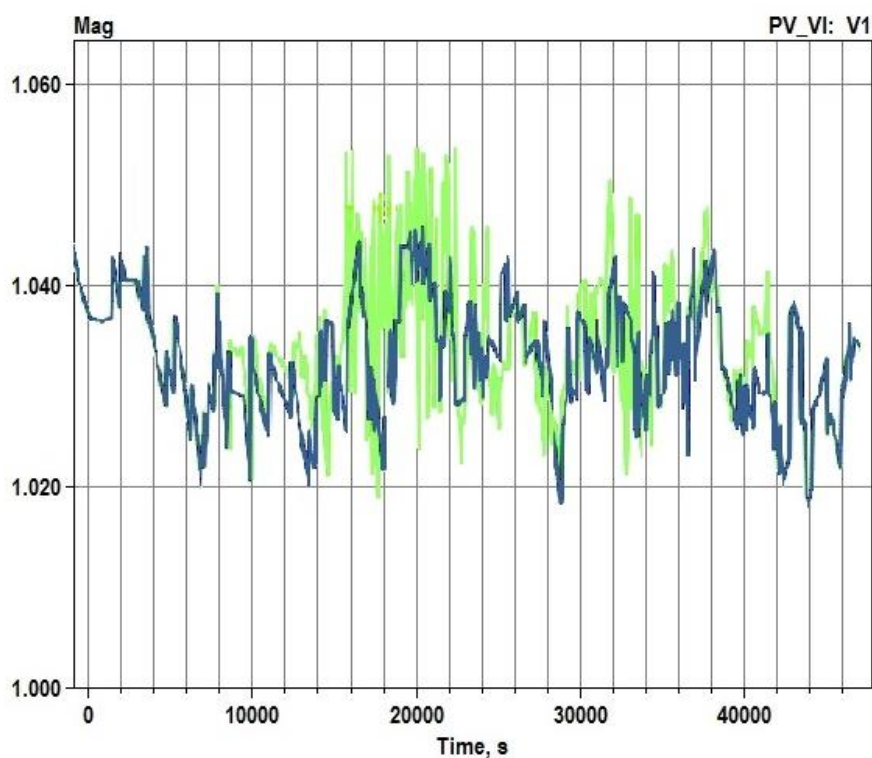


Obr. 44 Napätový profil sústavy v závislosti od vzdialenosti od napájacej rozvodne bez pripojenej FVE

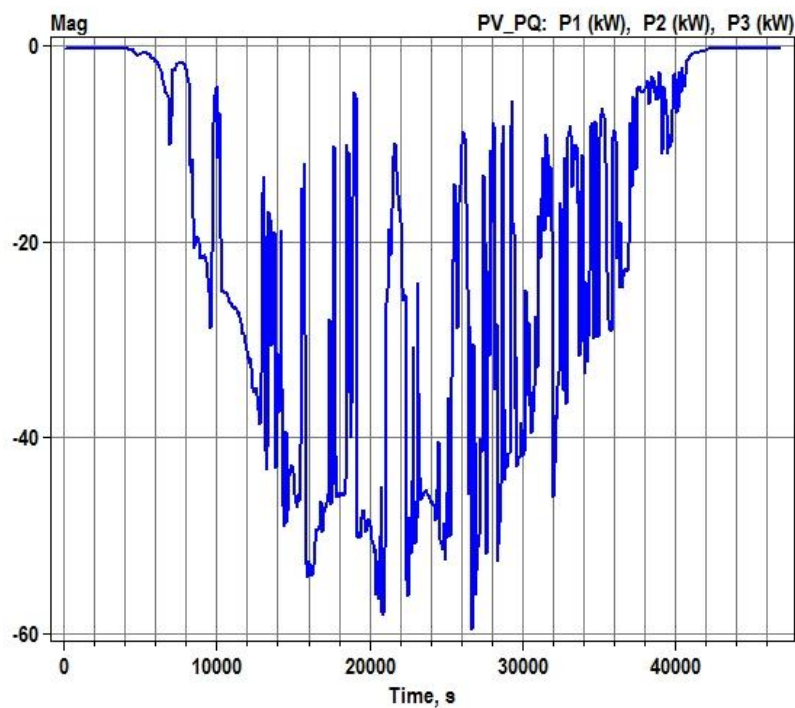


Obr. 45 Napätový profil sústavy v závislosti od vzdialenosti od napájacej rozvodne s pripojenou 2 MW FVE

Na Obr. 44 je uvedený napäťový profil bez pripojených OZE, konkrétne fotovoltických elektrární a na Obr. 45 je uvedený napäťový profil s pripojenou fotovoltickou elektrárnou s inštalovaným výkonom 2 MW.



Obr. 46 Napäťový profil v uzle distribučnej sústavy



Obr. 47 Výstupný výkon z FVE 200 kW

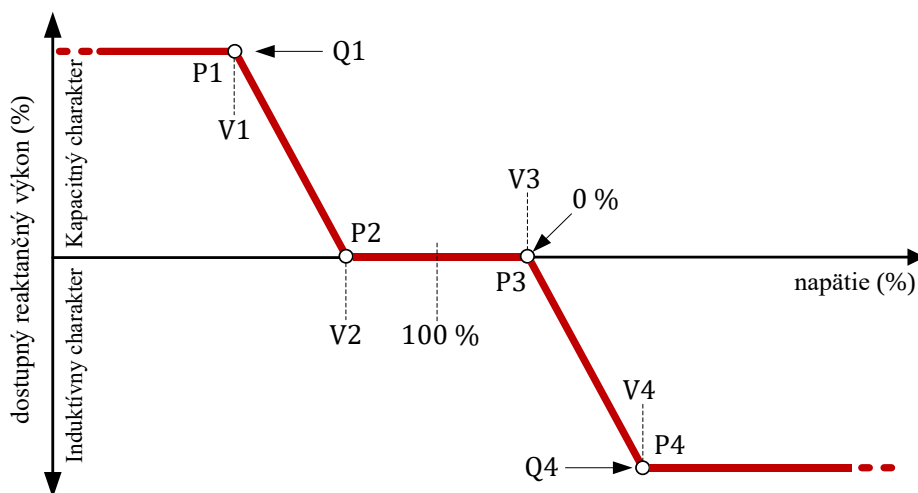
Na Obr. 46 je znázornený napäťový profil v uzle distribučnej sústavy počas 12 hodín jedného dňa. Modrá krivka znázorňuje situáciu v danom uzle bez pripojenej fotovoltickej elektrárne, zatiaľ čo zelená krivka s pripojenou fotovoltickou elektrárnou s výkonom 200 kW, ktorej priebeh výroby znázorňuje Obr. 47. Je zrejmé, že prevádzka fotovoltickej elektrárne zhoršuje napäťové pomery v prípojnóm bode, dokonca v niektorých prípadoch môže prekročiť povolené hodnoty podľa TPPDS.

5.1 Využitie inteligentných invertorov pri riadení napätia v DS

Z dôvodu postupného pripájania ďalších obnoviteľných zdrojov do distribučnej sústavy bude rásť aj množstvo sietí s nevyhovujúcou, resp. zníženou kvalitou napätia, čo pre distribučné spoločnosti bude predstavovať zvýšené prevádzkové a investičné náklady vynaložené na zabezpečenie požadovanej kvality napätia. Úlohou do blízkej budúcnosti je zníženie spätných vplyvov obnoviteľných zdrojov na napájaciu sieť a odberateľov stanovením nových pravidiel pripájania a prevádzky týchto zdrojov s minimálnym ovplyvnením kvality dodávky elektriny. Jednou z možností zníženia spätných vplyvov fotovoltických elektrární sú tzv. inteligentné invertory, ktoré aktívne reagujú na situáciu v sústave a snažia sa zamedziť nepovolených zmenám napätia vplyvom ich prevádzky.

Jednou z možností modelovania inteligentných invertorov je funkcia regulácie Volt – Var, ktorá umožňuje poskytnutie reaktančného výkonu podľa:

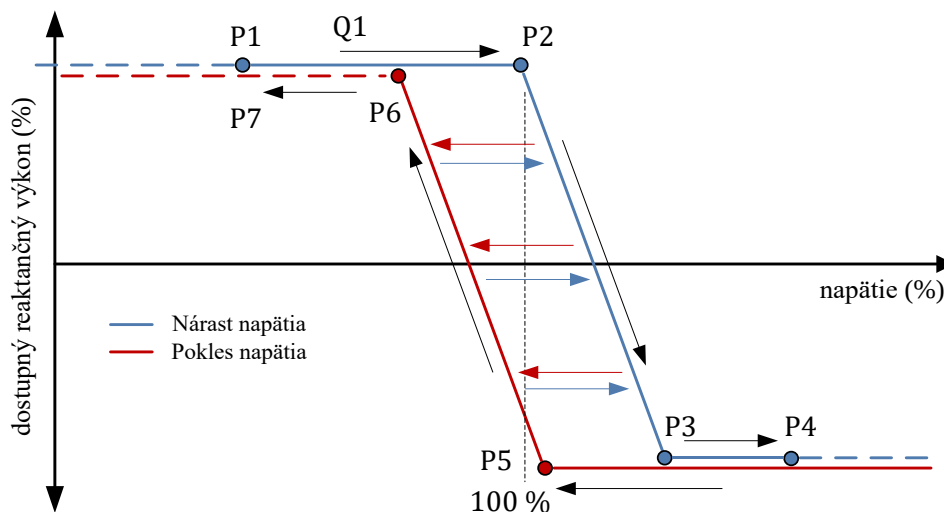
- veľkosti napätia v mieste pripojenia fotovoltickej elektrárne,
- veľkosti rezervy zdanlivého výkonu invertora,
- žiadaných hodnôt Volt – Var regulácie podľa Obr. 48.



Obr. 48 Príklad činnosti funkcie Volt - Var

Je možné definovať rôzny počet bodov na krivke Volt – Var. Napríklad požadované hodnoty môžu byť definované tak, že inverter poskytne maximum jalového výkonu pri napätí v rozsahu 0,95 pu – 1,05 pu (body V1 a V4 na Obr. 48), alebo sa môže zvoliť prísnejšia regulácia napätia a teda užší interval napätí.

Na krivke možno definovať aj prípadné pásmo necitlivosti a tým aj nepretržitosť kontroly invertora od bodu V1 po bod V4.



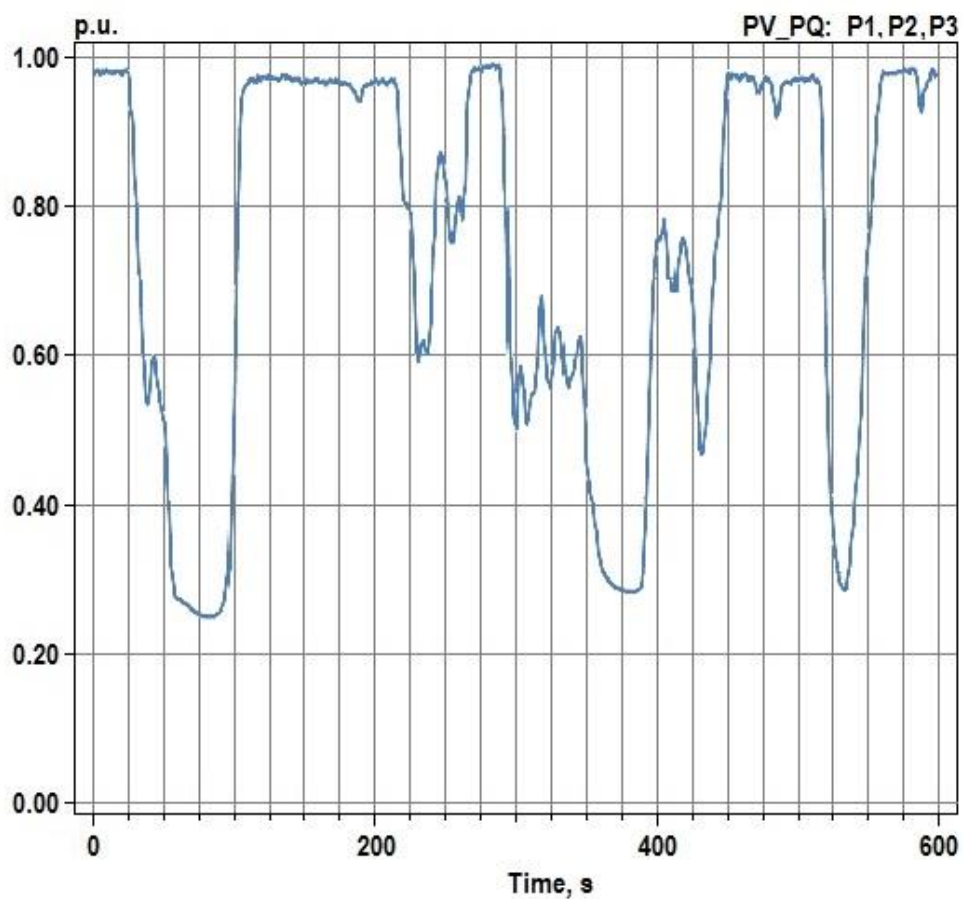
Obr. 49 Príklad činnosti funkcie Volt – Var s hysterézou

V niektorých prípadoch nastavení regulácie Volt – Var je možné využiť hysteréziu a to rozšírením konfiguračného pola Volt – Var o ďalšie body, ako je zobrazené na Obr. 49.

Použitie regulácie Volt – Var je využiteľné na udržanie napätia v mieste pripojenia v limitoch podľa príslušnej normy pri rôznych situáciách v sústave. Môže nastať spotreba reaktančného výkonu, ak napätie prekročí vopred stanovenú hornú hranicu, alebo ak je v prípojnom bode napätie nižšie ako normálne prevádzkové napätie (napríklad v dôsledku zníženia vyrábaného činného výkonu), reaktančný výkon môže byť dodaný do sústavy.

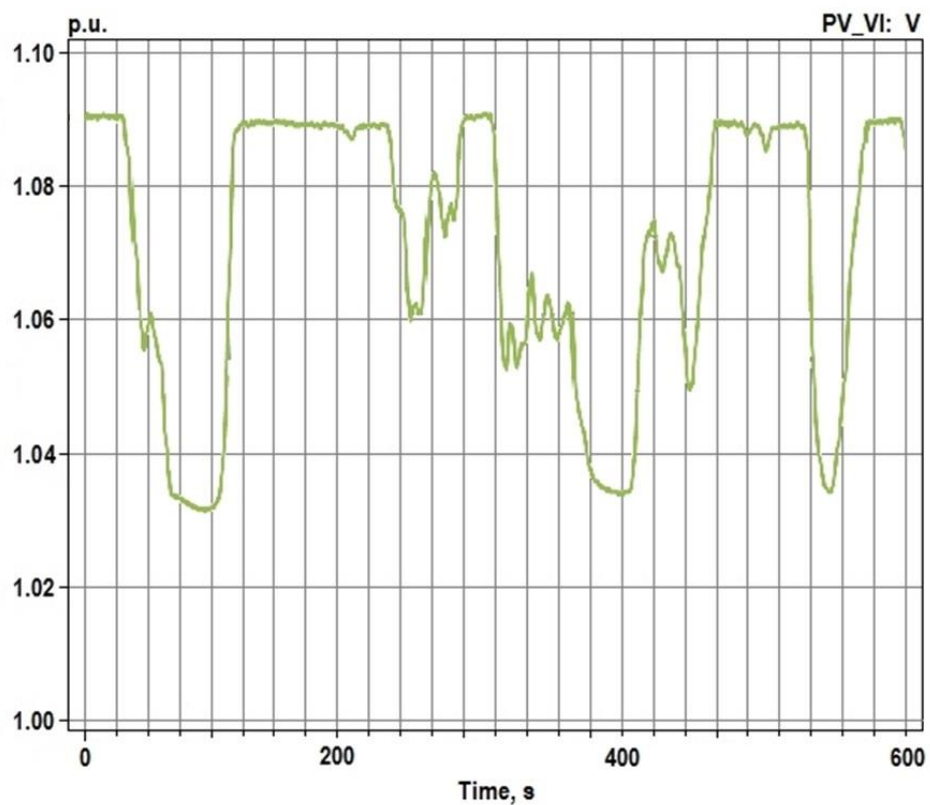
S hysteréziou je možné definovať hranice, v rámci ktorých sa reaktančný výkon nebude meniť, kým napätie klesne, alebo stúpne mimo definovaných hraníc.

Pre naše účely sme využili reálne dáta výstupného činného výkonu namerané počas polooblačného počasia. Na Obr. 50 je znázornená 10 minútové okno výstupného výkonu 2000 kW FVE pri polooblačnom počasí v pomerných jednotkách.

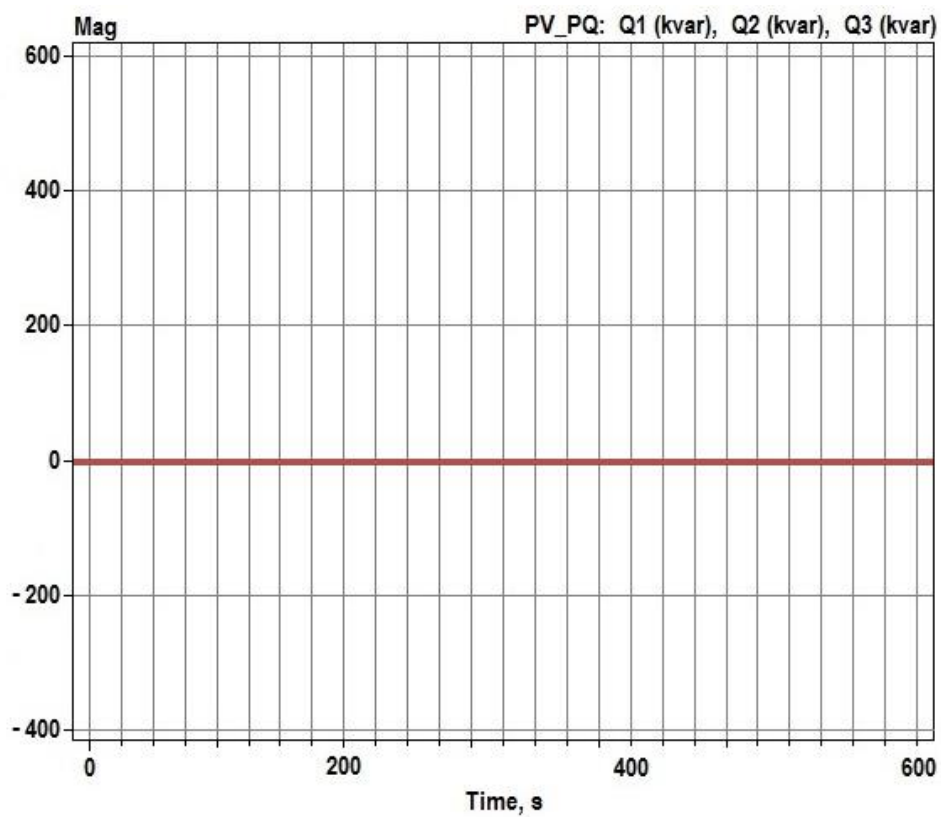


Obr. 50 Pribeh vyrábaného činného výkonu počas 10 minútovej simulácie vo FVE s inštalovaným výkonom 2000 kW

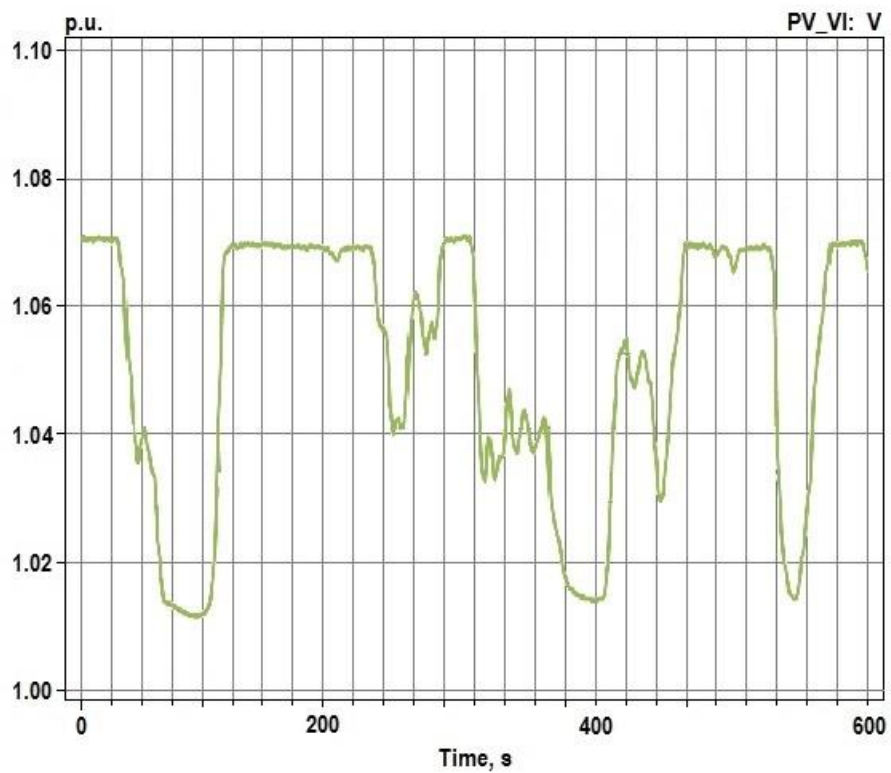
Po namodelovaní FVE s výkonom 2000 kW a účinníkom nastaveným na hodnotu 1 sme spustili 10 minútovú, resp. 600 sekundovú simuláciu počas nižšieho zaťaženia v sústave. Pribeh napätia v prípojnom bode fotovoltaickej elektrárne je zobrazený na Obr. 51.



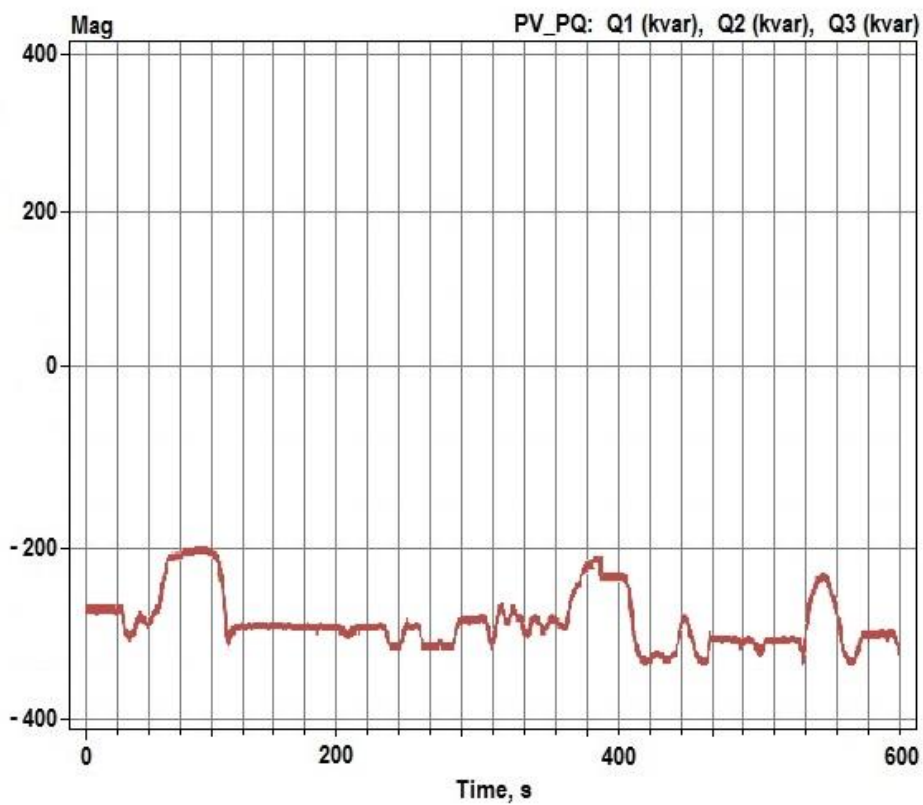
Obr. 51 Priebeh napätia v prípojnom bode FVE počas 600 sekundovej simulácie bez funkcie smart invertora Volt - Var



Obr. 52 Výstupný reaktančný výkon z FVE bez funkcie smart invertora Volt - Var



Obr. 53 Priebeh napätia v prípojnóm bode FVE počas 600 sekundovej simulácie s funkciou smart invertora Volt - Var

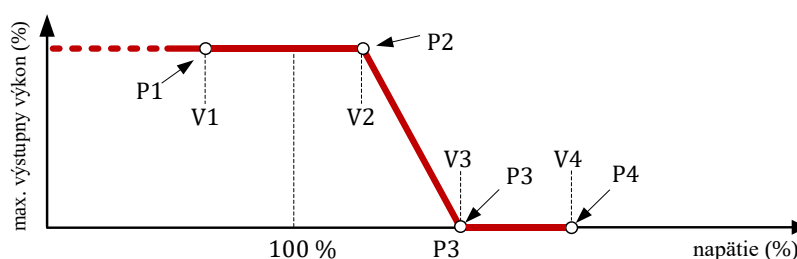


Obr. 54 Výstupný reaktančný výkon z FVE s funkciou smart invertora Volt - Var

Po namodelovaní funkcie inteligentného invertora Volt - Var s rovnakým priebehom výstupného činného výkonu po 600 sekundovej simulácii vidíme rozdiel v napätí v prípojnóm bode, kde maximum napätia bolo znížené z približne 1,09 pu na hodnotu približne 1,7 pu. odoberaním reaktančného výkonu fotovoltaickou elektrárnou, súvisiacim s krivkou funkcie Volt - Var a riadiaceho algoritmu inteligentného invertora.

Odoberaný výkon FVE je zobrazený na Obr. 54, pričom veľkosť sa líši v závislosti na napätí v prípojnóm bode sústavy.

Ďalšou z mnohých funkcií je funkcia Volt – Watt, ktorá je určená na poskytnutie pružného mechanizmu, pomocou ktorého je možné konfigurovať štandardnú funkciu invertora fotovoltaickej elektrárne. Je možné definovať závislosť medzi hodnotami napätí a činných výkonov, ktoré definujú výstup činného výkonu pri rôznych hodnotách napätia v prípojnóm bode, ako je zobrazené na Obr. 55. Funkcia Volt – Watt upravuje iba výstup činného výkonu.



Obr. 55 Príklad činnosti funkcie Volt - Watt

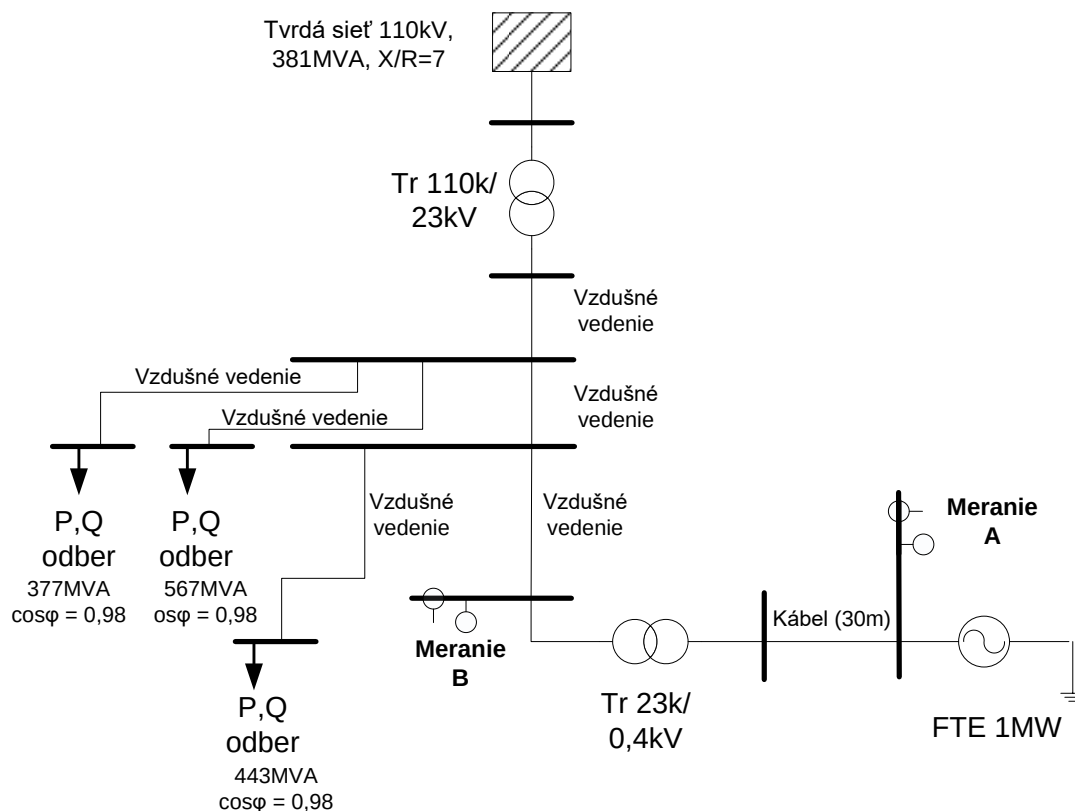
Použitie regulácie Volt – Watt je možné pri vysokej penetrácii fotovoltaických elektrární v distribučných sústavách, kde vysoký výkon elektrární pri nízkom zaťažení spôsobuje nárast napätia. Funkcia môže byť použitá na zníženie výstupného výkonu fotovoltaickej elektrárne.

Veľkosť napätia v prípojnóm bode fotovoltaickej elektrárne závisí od veľkosti napätia v sústave a od veľkosti výstupného činného a reaktančného (dodávky, resp. odberu) výkonu fotovoltaickej elektrárne v každom časovom okamihu.

Vzhľadom na to, že výstupný výkon fotovoltaickej elektrárne sa počas dňa mení v závislosti na množstve žiarenia, lepšiu kontrolu nad zvýšeným napätím v prípojnóm bode môžeme dosiahnuť správnym definovaním a nastavením osi y (maximálny výstupný výkon) podľa momentálnej situácie v sústave. Napríklad, ak nastavíme hranice funkcie Volt - Watt na napätie 1,1 pu pri úrovni 80 % menovitého činného výkonu (0,8 pu) a aktuálny výstupný činný výkon z fotovoltaickej elektrárne nepresahuje túto hodnotu, inteligentný inverter s funkciou Volt - Watt ďalej nezniží výstupný činný výkon pre zníženie napätia v prípojnóm bode. Maximálny výstupný výkon je možné obmedziť a udržať v hraniciach od 0,0 pu (0 % z inštalovaného výkonu) po 1,0 pu (100 % z inštalovaného výkonu) s prihliadnutím na straty v sústave.

6 Analýza vplyvu prevádzky FVE na vyššie harmonické v sieťach VN

Táto časť je venovaná analýze vplyvu prevádzky FVE a posúdeniu spätných vplyvov týchto zdrojov na DS v súvislosti s emisiou harmonických prúdov. Na zjednodušenom modeli časti DS s pripojenou FVE bol analyzovaný vplyv fázového posunu harmonických prúdov generovaných strieďačom vo FVE na harmonické skreslenie napätia v mieste pripojenia zdroja, t. j. vo VN časti distribučnej sústavy (Obr. 56). Aj keď je FVE pripojená na strane NN transformátora, tento model ilustruje bežný prípad pripojenia väčších FVE parkov, ktorý sa považuje za vyvedenie výkonu do VN siete.



Obr. 56 Model 22 kV vývodu transformátora

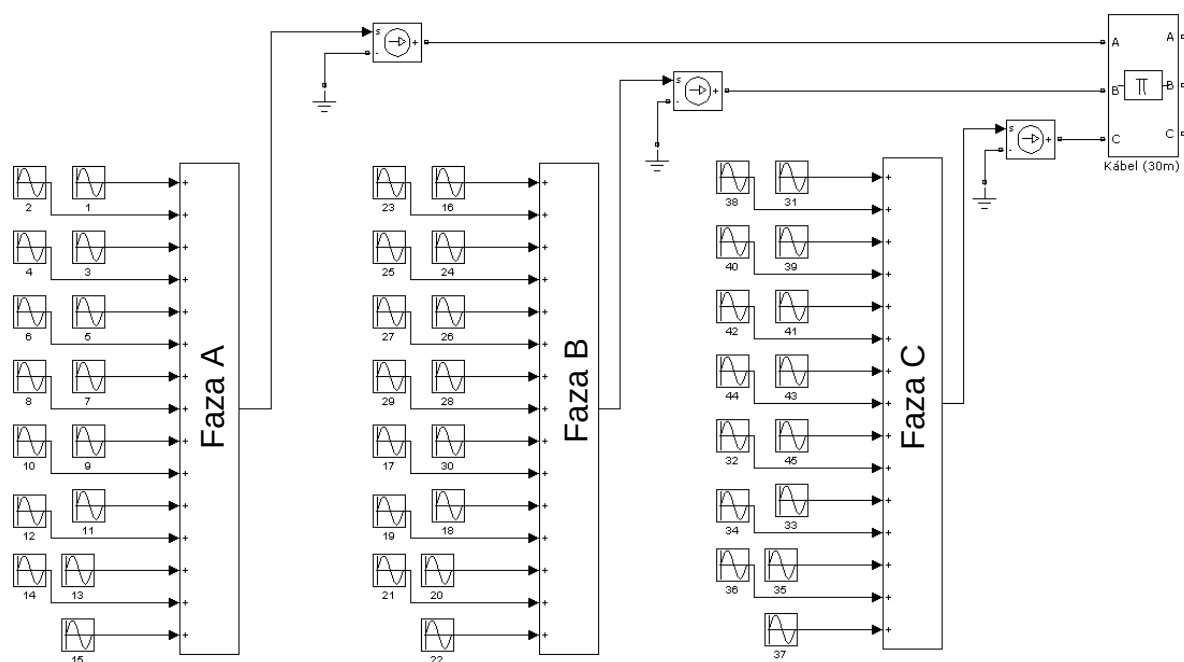
Model 22 kV časti distribučnej sústavy tvorí zjednodušený 22 kV vývod. Do vývodu bola namodelovaná výroba vo fotovoltaickej elektrárni s výkonom 1 MW pripojená cez transformátor 23/0,4 kV priamo do vzdušného vedenia. Miesto pripojenia fotovoltaickej elektrárne je na konci 22 kV vzdušného vedenia, vybavené meraním na prípojnici (meranie B). Časť 110 kV sústavy je nahradená tvrdou sieťou s príslušným skratovým výkonom.

Výkon z FVE je vyvedený cez káblové vedenie s dĺžkou 30 m do stanovišťa transformátora. Meranie harmonického skreslenia prúdu a napätia je umiestnené podľa Obr. 56 v dvoch miestach:

- meranie A – meranie na vývode strieďača,
- meranie B – meranie na VN strane transformátora 23/0,4 kV (miesto pripojenia).

6.1 Model striedača

V tomto modeli nebol použitý ekvivalentný model striedača, ktorý sa bežne pri modelovaní striedačov používa, ale striedač bol modelovaný ako prúdový zdroj. Dôvodom bolo, že simulácie boli zamerané na vplyv fázového posunu harmonických prúdov na harmonické skreslenie napätia vo VN sieti, model striedača bol zvolený so zreteľom na tento cieľ. Ten je navrhnutý tak, aby umožňoval nastavenie amplitúdy a fázy jednotlivých harmonických prúdov. Model striedača je reprezentovaný riadenými prúdovými zdrojmi, ktoré sú zapojené samostatne do každej fázy. Na Obr. 57 je zobrazený principiálny model takéhoto striedača a jeho zapojenie.



Obr. 57 Model striedača

Amplitúda a fáza každej harmonickej prúdu je nastaviteľná v generátore sínusového signálu. Riadený prúdový zdroj na základe skresleného signálového vstupu privedeného na jeho vstup generuje do obvodu vopred nastavený prúd.

6.2 Postup pri simulácii

Aby bola zabezpečená simulácia striedača v ustálenom stave, je potrebné správne nastaviť prvú harmonickú prúdu a výkon fotovoltickej elektrárne na hodnotu 1 MW na základe výsledkov výpočtu ustáleného stavu. Pre tento účel bol model fotovoltickej elektrárne v prvom kroku nahradený generátorom s konštantným činným a jalovým výkonom (PQ uzol). Pomocou neho bol vypočítaný ustálený stav a veľkosť i fáza základnej harmonickej prúdu. Na základe výsledkov z výpočtu bol nastavený generátor sínusového signálu prvej harmonickej pre každú fázu.

Postup simulácie pre analýzu kritéria pre posúdenie harmonických sa skladá z nasledovných krokov:

- pripojenie generátora s konštantným PQ výkonom do miesta pripojenia fotovoltickej elektrárne,
- výpočet ustáleného stavu,
- odčítanie základnej harmonickej generátora (amplitúda a fázový posun v každej fáze A, B, C),
- nastavenie generátora signálu prvej harmonickej v striedači vzhľadom na hodnoty získané z výpočtu ustáleného stavu,
- vypočítanie hraničných hodnôt harmonických podľa TPPDS (ZSDIS, a.s.),
- nastavenie prúdových zdrojov pre každú harmonickú,
- spustenie simulácie a odčítanie hodnôt z meraní.

6.3 Výpočet dovolených hodnôt harmonických v mieste pripojenia FVE

Podľa súčasných technických podmienok pripojenia platí, že pre iba jediné odovzdávacie miesto v sieti VN možno určiť celkové v tomto bode dovolené harmonické prúdy podľa definované vzťahu. V mieste pripojenia fotovoltickej elektrárne na VN strane transformátora je skratový výkon S_{KV} :

- veľkosť skratového výkonu $S_{KV} = 42,22$ MVA,
- X/R v mieste pripojenia = 1,22.

Vypočítané efektívne hodnoty jednotlivých harmonických na úrovni 22 kV a 0,4 kV pre jedinú fotovoltickú elektráreň sú v uvedené v Tab. 24.

Tab. 24 Prepočítané hodnoty dovolených prúdov

Rád harmonickej v	Dovolený vzťažný prúd harmonických i_v [A/MVA]	Prepočítaný dovolený prúd na 22 kV (A)	Prepočítaný dovolený prúd na 0,4 kV (A)
2	0,03/v	0,63	36
3	0,03/v	0,63	36
4	0,03/v	0,32	18
5	0,058	2,45	141
6	0,03/v	0,21	12
7	0,041	1,73	100
8	0,03/v	0,16	9
9	0,03/v	0,16	9
10	0,03/v	0,13	7
11	0,026	1,10	63
12	0,03/v	0,11	6
13	0,019	0,80	46
14	0,03/v	0,09	5
15	0,03/v	0,09	5

6.4 Nastavenie hodnôt fázového posunu harmonických prúdov

V trojfázovej symetrickej sústave sú fázové posuny základnej harmonickej prúdu pootočené oproti sebe o 120°. Ak uvažujeme fázou A ako referenčnú (s fázovým posunom 0°), potom možno prúd pre každú fázou vyjadriť ako:

$$I_{1A} = I_{1Am} * \sin(\omega t + 0) \quad (6.1)$$

$$I_{1B} = I_{1Bm} * \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (6.2)$$

$$I_{1C} = I_{1Cm} * \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (6.3)$$

Pre ostatné harmonické rádu n platí:

$$I_{nA} = I_{nAm} * \sin(n(\omega t + 0)) \quad (6.4)$$

$$I_{nB} = I_{nBm} * \sin\left(n\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right)\right) \quad (6.5)$$

$$I_{nC} = I_{nCm} * \sin\left(n\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right)\right) \quad (6.6)$$

Pre tretiu harmonickú platí:

$$I_{3A} = I_{3Am} * \sin(3(\omega t + 0)) = I_{3Am} * \sin(3\omega t) \quad (6.7)$$

$$I_{3B} = I_{3Bm} * \sin\left(3\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right)\right) = I_{3Bm} * \sin(3\omega t) \quad (6.8)$$

$$I_{3C} = I_{3Cm} * \sin\left(3\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right)\right) = I_{3Cm} * \sin(3\omega t) \quad (6.9)$$

Tretia harmonická a jej násobky majú vo všetkých fázach rovnaký fázový posun. Dôsledkom je to, že v NN sieťach tečie stredným vodičom trojnásobok prúdu tretej harmonickej.

Deformácia napäťovej/prúdovej vlny je odchýlka tvaru vlny od tvaru ideálnej vlny základnej frekvencie. Harmonické sú sínusové priebehy napätí a prúdov s celočíselným násobkom frekvencie základnej harmonickej. Opisujú sa amplitúdou a fázou každej individuálnej harmonickej zložky. Najčastejšie používaným parametrom určujúcim zastúpenie harmonických v sieťach je koeficient harmonického skreslenia napätia THDU, resp. prúdu THDI. Koeficient harmonického skreslenia je zadefinovaný nasledovný spôsobom:

$$THD_U = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} U_h^2}}{U_1} \quad (6.10)$$

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} I_h^2}}{I_1} \quad (6.11)$$

kde U_h, I_h je efektívna hodnota napätia/prúdu h-tej harmonickej,
 U_1, I_1 - efektívna hodnota 1.harmonickej napätia/prúdu,
 h - rád harmonickej.

Na modeli podľa Obr. 56 bolo vykonaných niekoľko simulácií, s cieľom posúdiť vplyv fázového posunu harmonických prúdov striedača na skreslenie priebehu napätia v mieste pripojenia FVE, t.j. na VN strane transformátora 22/0,4 kV pre dva prípady :

- napájanie DS sínusovým napätím bez skreslenia cez transformátor 110/22 kV,
- napájanie DS harmonicky skresleným napätím cez transformátor 110/22 kV.

6.5 Napájanie DS sínusovým napätím bez harmonického skreslenia

Transformátor 110/23 kV bol napájaný zdrojom napätia sínusového tvaru bez harmonického skreslenia. Z toho vyplýva, že aj v mieste pripojenia pred pripojením fotovoltickej elektrárne bolo napätia sínusového priebehu bez harmonického skreslenia. Z výpočtu ustáleného stavu po pripojení zdroja s výkonom 1 MW boli hodnoty pre základnú harmonickú prúdu v každej fáze nastavené nasledovne:

$$I_A = I_{Am} * \sin(\omega t + \phi_A) = 1450\sqrt{2} * \sin(\omega t + 0,78^\circ) \quad (6.12)$$

$$I_B = I_{Bm} * \sin(\omega t - \phi_B) = 1450\sqrt{2} * \sin(\omega t - 119,22^\circ) \quad (6.13)$$

$$I_C = I_{Cm} * \sin(\omega t + \phi_C) = 1450\sqrt{2} * \sin(\omega t + 120,78^\circ) \quad (6.14)$$

Pri simuláciách sa základná harmonická prúdu nemení. Menia sa len vzájomné fázové posuny jednotlivých harmonických ϕ_A, ϕ_B, ϕ_C v hodnotách $0^\circ, 40^\circ, 70^\circ$.

6.5.1 Fázový posun 0°

Fázy harmonických prúdov boli nastavené s fázovým posunom 0° . Pre prúdy harmonických v každej fáze potom platí:

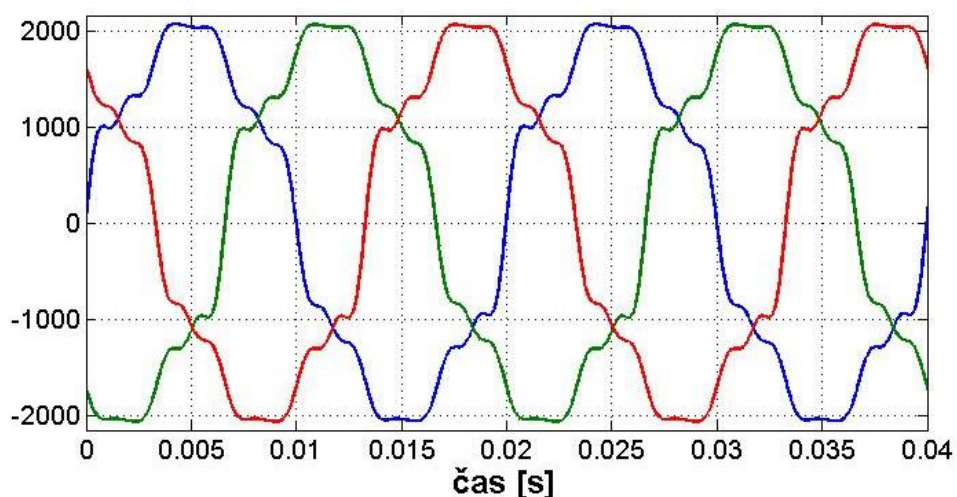
$$I_{nA} = I_{nAm} * \sin(n(\omega t + 0,78^\circ)) \quad (6.15)$$

$$I_{nB} = I_{nBm} * \sin(n(\omega t + (0,78^\circ - 120^\circ))) \quad (6.16)$$

$$I_{nC} = I_{nCm} * \sin(n(\omega t + (0,78^\circ + 120^\circ))) \quad (6.17)$$

pre $n= 2, 3, 4, 5$ až 15.

Nasledujúci Obr. 58 zobrazuje priebeh výstupného prúdu striedača pri fázovom posune 0° .



Obr. 58 Prúd striedača ($\phi = 0^\circ$)

Efektívna hodnota výstupného prúdu zo striedača True RMS = 1463 A. V Tab. 25 - Tab. 28 sú uvedené výsledky harmonickej analýzy prúdu striedača, prúdu na VN strane transformátora a harmonickej analýza fázového napätia na VN strane transformátora.

Tab. 25 Harmonická analýza prúdu striedača (meranie A)

Rád harmonickej	Výstupný prúd striedača ($\phi=0^\circ$)					
	Fáza A		Fáza B		Fáza C	
	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [A]	u Uhol [°]
1	1 450	1	1 450	-119	1 450	121
2	36	1	36	121	36	-119
3	36	2	36	2	36	2
4	18	2	18	-118	18	122
5	141	3	141	123	141	-117
6	12	4	12	4	12	4
7	100	4	100	-116	100	124
8	9	5	9	125	9	-115
9	9	5	9	5	9	5
10	7	6	7	-114	7	126
11	63	7	63	127	63	-113
12	6	7	6	7	6	7
13	46	8	46	-112	46	128
14	5	8	5	128	5	-112
15	5	9	5	9	5	9
THD	0,136		0,136		0,136	

Tab. 26 Harmonická analýza prúdu na VN strane (meranie B)

Rád harmonickej	Prúd na VN strane transformátora ($\phi=0^\circ$)					
	Fáza A		Fáza B		Fáza C	
	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]
1	25	-29	25	-149	25	91
2	1	31	1	151	1	-89
3	0	-90	0	-90	0	90
4	0	-28	0	-148	0	92
5	2	33	2	153	2	-87
6	0	-90	0	-90	0	90
7	2	-26	2	-146	2	94
8	0	35	0	155	0	-85
9	0	-90	0	-90	0	90
10	0	-24	0	-144	0	96
11	1	37	1	157	1	-83
12	0	-90	0	-90	0	90
13	1	-22	1	-142	1	98
14	0	38	0	158	0	-82
15	0	-90	0	-90	0	90
THD	0,134		0,134		0,134	

Tab. 27 Harmonická analýza fázového napätia (meranie B)

Rád harmonickej	Fázové napätie na VN strane transformátora ($\phi=0^\circ$)					
	Fáza A		Fáza B		Fáza C	
	Efektívna hodnota [V]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [V]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [V]	Uhol [°]
1	13 318	-30	13 318	-150	13 318	90
2	13	99	13	-141	13	-21
3	0	-90	0	90	0	90
4	13	50	13	-70	13	170
5	122	113	122	-127	122	-7
6	0	-90	0	90	0	90
7	121	57	121	-63	121	177
8	13	119	13	-122	13	-1
9	0	-90	0	90	0	90
10	13	61	13	-59	13	-179
11	124	122	124	-118	124	2
12	0	-90	0	90	0	90
13	110	64	110	-56	110	-176
14	13	125	14	-116	14	5
15	0	-90	0	90	0	90
THD	0,018		0,018		0,018	

Tab. 28 Harmonická analýza združeného napätia (meranie B)

Rád harmonickej	Združené napätie na VN strane transformátora ($\phi=0^\circ$)					
	AB		BC		AC	
	Efektívna hodnota [V]	Uhol [$^\circ$]	Efektívna hodnota [V]	Uhol [$^\circ$]	Efektívna hodnota [V]	Uhol [$^\circ$]
1	23 068	0	23 068	-120	23 068	120
2	23	69	23	-171	23	-51
3	0	-90	0	-90	0	90
4	22	80	22	-40	22	-160
5	212	83	212	-157	212	-37
6	0	-90	0	-90	0	90
7	210	87	210	-33	210	-153
8	22	88	22	-152	22	-31
9	0	-90	0	-90	0	90
10	22	91	22	-29	22	-149
11	215	92	216	-148	216	-28
12	0	-90	0	-90	0	90
13	190	94	190	-26	190	-146
14	23	94	23	-146	23	-25
15	0	-90	0	-90	0	90
THD	0,018		0,018		0,018	

6.5.2 Fázový posun 40°

V tomto prípade boli fázy harmonických prúdov striedača nastavené so vzájomným fázovým posunom 40° . Harmonické prúdy v každej fáze platí môžeme vyjadriť:

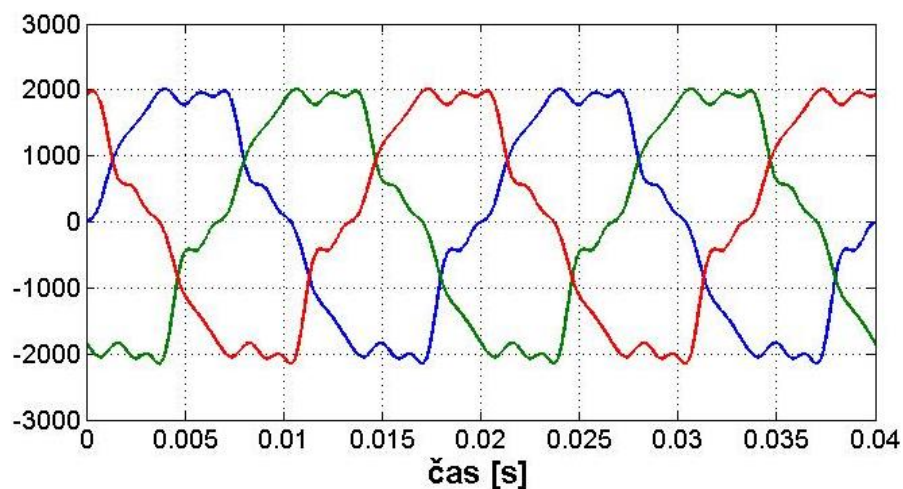
$$I_{nA} = I_{nAm} * \sin(n(\omega t + (40^\circ + 0,78^\circ))) \quad (6.18)$$

$$I_{nB} = I_{nBm} * \sin(n(\omega t + (40,78^\circ - 120^\circ))) \quad (6.19)$$

$$I_{nC} = I_{nCm} * \sin(n(\omega t + (40,78^\circ + 120^\circ))) \quad (6.20)$$

pre $n=2, 3, 4, 5$ až 15.

Nasledujúci Obr. 59 zobrazuje priebeh výstupného prúdu zo striedača pri fázovom posune 40° .



Obr. 59 Výstupný prúd striedača ($\phi=40^\circ$)

Efektívna hodnota výstupného prúdu zo striedača True RMS = 1463 A. Výsledky z harmonickej analýzy prúdu striedača, prúdu na VN strane transformátora a harmonická analýza fázového napätia na VN strane transformátora sú uvedené v Tab. 29 -

Tab. 32.

Tab. 29 Harmonická analýza prúdu striedača (meranie A)

Rád harmonickej	Výstupný prúd striedača ($\phi=40^\circ$)					
	Fáza A		Fáza B		Fáza C	
	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]
1	1 450	1	1 450	-119	1 450	121
2	36	81	36	-159	36	-39
3	36	122	36	122	36	122
4	18	162	18	42	18	-78
5	141	-157	141	-37	141	83
6	12	-116	12	-116	12	-116
7	100	-76	100	164	100	44
8	9	-35	9	85	9	-155
9	9	5	9	5	9	5
10	7	46	7	-74	7	166
11	63	87	63	-153	63	-33
12	6	127	6	127	6	127
13	46	168	46	48	46	-72
14	5	-152	5	-32	5	88
15	5	-111	5	-111	5	-111
THD	0,136		0,136		0,136	

Tab. 30 Harmonická analýza prúdu na VN strane (meranie B)

Rád harmonickej	Prúd na VN strane transformátora ($\phi=40^\circ$)					
	Fáza A		Fáza B		Fáza C	
	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]
1	25	-29	25	-149	25	91
2	1	111	1	-129	1	-9
3	0	-90	0	-90	0	90
4	0	132	0	12	0	-108
5	2	-127	2	-7	2	113
6	0	-90	0	-90	0	90
7	2	-106	2	134	2	14
8	0	-5	0	115	0	-125
9	0	-90	0	-90	0	90
10	0	16	0	-104	0	136
11	1	117	1	-123	1	-3
12	0	-90	0	-90	0	90
13	1	138	1	18	1	-102
14	0	-122	0	-2	0	118
15	0	-90	0	-90	0	90
THD	0,134		0,134		0,134	

Tab. 31 Harmonická analýza fázového napätia (meranie B)

Rád harmonickej	Fázové napätie na VN strane transformátora ($\phi=40^\circ$)					
	Fáza A		Fáza B		Fáza C	
	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [A]	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [A]
1	13 318	-30	13 318	-150	13 318	90
2	13	179	13	-61	14	59
3	0	-90	0	90	0	90
4	13	-149	13	90	13	-30
5	122	-47	122	73	122	-167
6	0	-90	0	90	0	90
7	121	-23	121	-143	121	97
8	13	78	13	-162	13	-41
9	0	-90	0	90	0	90
10	13	101	13	-19	13	-139
11	124	-158	124	-38	124	82
12	0	-90	0	90	0	90
13	110	-136	110	104	110	-16
14	14	-36	14	84	14	-156
15	0	-90	0	90	0	90
THD	0,018		0,018		0,018	

Tab. 32 Harmonická analýza združeného napätia (meranie B)

Rád harmonickej	Združené napätie na VN strane transformátora ($\phi=40^\circ$)					
	AB		BC		AC	
	Efektívna hodnota [V]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [V]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [V]	Uhol [°]
1	23 068	0	23 068	-120	23 068	120
2	23	149	23	-91	23	29
3	0	-90	0	-90	0	90
4	22	-120	22	120	22	1
5	212	-77	212	43	212	163
6	0	-90	0	-90	0	90
7	210	7	210	-113	210	127
8	22	48	22	168	22	-72
9	0	-90	0	-90	0	90
10	22	131	22	11	22	-109
11	216	172	216	-68	216	52
12	0	-90	0	-90	0	90
13	190	-106	190	134	190	14
14	23	-66	23	54	23	174
15	0	-90	0	-90	0	90
THD	0,018		0,018		0,018	

6.5.3 Fázový posun 70°

Harmonické prúdy boli nastavené so vzájomným fázovým posunom 70°. Pre prúdy harmonických v každej fáze potom platí:

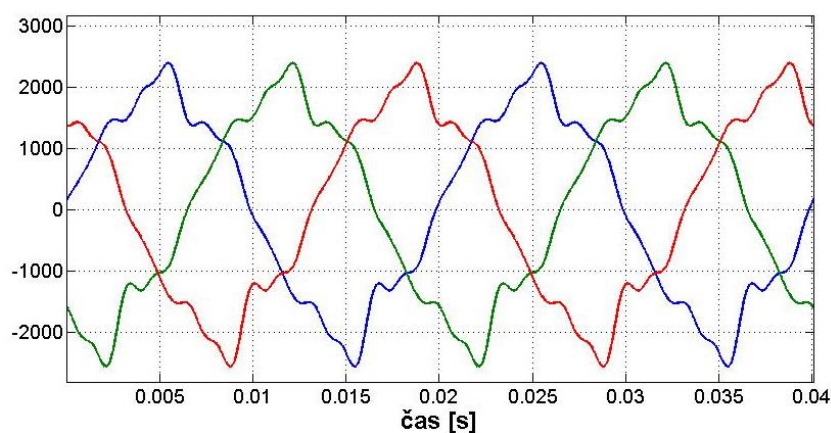
$$I_{nA} = I_{nAm} * \sin(n(\omega t + (70^\circ + 0,78^\circ))) \quad (6.21)$$

$$I_{nB} = I_{nBm} * \sin(n(\omega t + (70,78^\circ - 120^\circ))) \quad (6.22)$$

$$I_{nC} = I_{nCm} * \sin(n(\omega t + (70,78^\circ + 120^\circ))) \quad (6.23)$$

pre $n = 2, 3, 4, 5$ až 15.

Nasledujúci Obr. 60 zobrazuje priebeh výstupného prúdu zo striedača pri fázovom posune 70°.



Obr. 60 Výstupný prúd striedača ($\phi=70^\circ$)

Efektívna hodnota výstupného prúdu zo striedača True RMS = 1463 A. Výsledky z harmonickej analýzy prúdu striedača, prúdu na VN strane transformátora a harmonickej analýza fázového napätia na VN strane transformátora sú uvedené v Tab. 33 - Tab. 36.

Tab. 33 Harmonická analýza prúdu striedača (meranie A)

Rád harmonickej	Výstupný prúd striedača ($\phi=70^\circ$)					
	Fáza A		Fáza B		Fáza C	
	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]
1	1 450	1	1 450	-119	1 450	121
2	36	141	36	-99	36	21
3	36	-148	36	-148	36	-148
4	18	-78	18	162	18	42
5	141	-7	141	113	141	-127
6	12	64	12	64	12	64
7	100	134	100	14	100	-106
8	9	-155	9	-35	9	85
9	9	-85	9	-85	9	-85
10	7	-14	7	-134	7	106
11	63	57	63	177	63	-63
12	6	127	6	127	6	127
13	46	-162	46	78	46	-42

14	5	-92	5	28	5	148
15	5	-21	5	-21	5	-21
THD	0,136		0,136		0,136	

Tab. 34 Harmonická analýza prúdu na VN strane (meranie B)

Rád harmonickej	Prúd na VN strane transformátora ($\phi=70^\circ$)					
	Fáza A		Fáza B		Fáza C	
	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]
1	25	-29	25	-149	25	91
2	1	171	1	-69	1	51
3	0	-90	0	-90	0	90
4	0	-108	0	132	0	12
5	2	23	2	143	2	-97
6	0	-90	0	-90	0	90
7	2	104	2	-16	2	-136
8	0	-125	0	-5	0	115
9	0	-90	0	-90	0	90
10	0	-44	0	-164	0	76
11	1	87	1	-153	1	-33
12	0	-90	0	-90	0	90
13	1	168	1	48	1	-72
14	0	-62	0	58	0	178
15	0	-90	0	-90	0	90
THD	0,134		0,134		0,134	

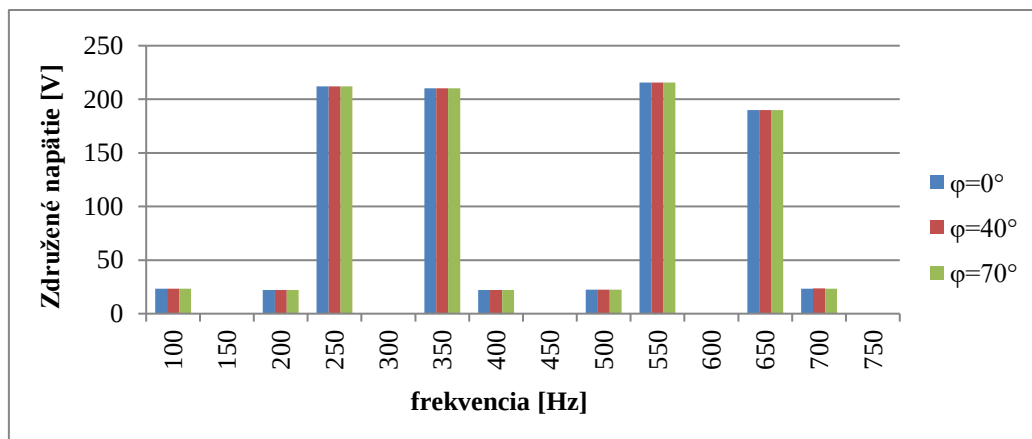
Tab. 35 Harmonická analýza fázového napätia (meranie B)

Rád harmonickej	Fázové napätie na VN strane transformátora ($\phi=70^\circ$)					
	Fáza A		Fáza B		Fáza C	
	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]
1	13 318	-30	13 318	-150	1 3318	90
2	14	-121	13	-1	13	119
3	0	-90	0	90	0	90
4	13	-30	13	-150	13	90
5	122	103	122	-137	122	-17
6	0	-90	0	90	0	90
7	121	-173	121	67	121	-53
8	13	-42	13	78	13	-162
9	0	-90	0	90	0	90
10	13	41	13	-79	13	161
11	124	172	124	-68	124	52
12	0	-90	0	90	0	90
13	110	-106	110	134	110	14
14	14	24	14	144	13	-96
15	0	-90	0	90	0	90
THD	0,018		0,018		0,018	

Tab. 36 Harmonická analýza združeného napätia (meranie B)

Rád harmonickej	Združené napätie na VN strane transformátora ($\phi=70^\circ$)					
	AB		BC		AC	
	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [A]	Uhol [°]
1	23 068	0	23 068	-120	23 068	120
2	23	-151	23	-31	23	89
3	0	-90	0	-90	0	90
4	22	0	22	-120	22	120
5	212	73	212	-167	212	-47
6	0	-90	0	-90	0	90
7	210	-143	210	97	210	-23
8	22	-72	22	48	22	168
9	0	-90	0	-90	0	90
10	22	71	22	-49	22	-169
11	216	142	216	-98	216	22
12	0	-90	0	-90	0	90
13	190	-76	190	164	190	44
14	23	-6	23	114	23	-126
15	0	-90	0	-90	0	90
THD	0,018		0,018		0,018	

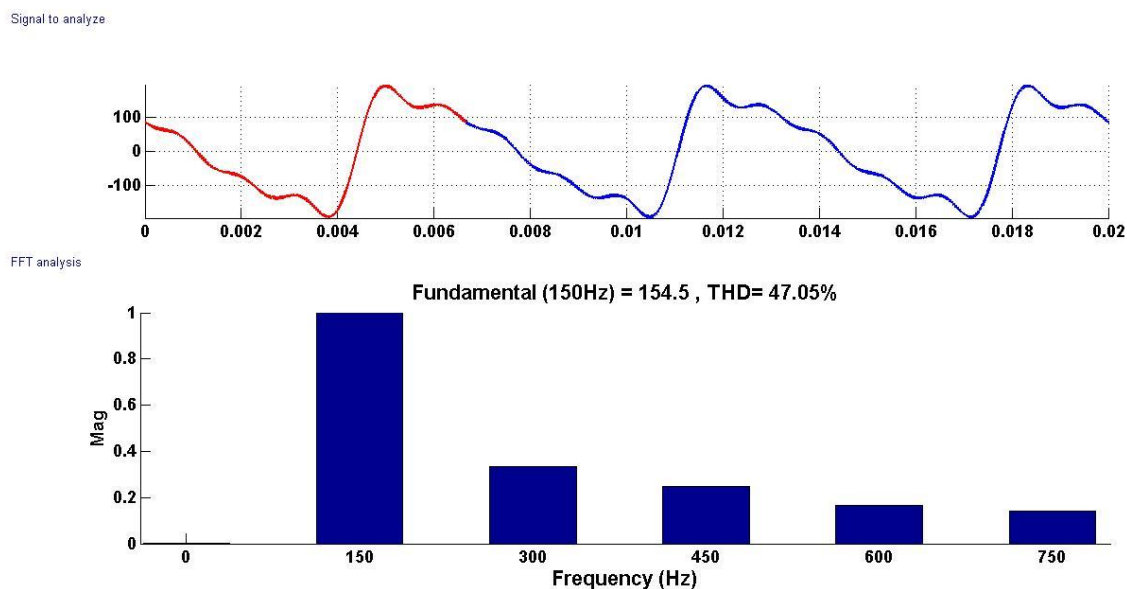
S fázovým posunom harmonických prúdov generovaných striedačom sa mení tvar vlny prúdu a následne aj tvar napätia. Samotné THD je vyjadrené ako závislosť veľkostí efektívnych hodnôt jednotlivých harmonických bez uvažovania ich fázového posunu. Preto fázový posun jednotlivých harmonických nemá žiadny vplyv na harmonické skreslenie napätia, čo dokazuje rovnaká hodnota THDu a THDi vo všetkých prípadoch. To platí iba v prípadoch, kedy napätie v sieti je čisté, bez harmonického skreslenia, čo nie je v praxi reálne, pretože v súčasnosti sú napätia v distribučných sieťach do určitej miery harmonicky skreslené. Rovnaké výsledky THD by boli namerané aj v tom prípade, ak by fázové posuny harmonických, mali iný posun voči základnej harmonickej v príslušnej fáze. Efektívna hodnota výstupného prúdu zo striedača True RMS bola vo všetkých prípadoch rovnaká, rovná hodnota 1463 A. Efektívna hodnota základnej harmonickej je rovná hodnote 1450 A. I napriek tomu, že prúdy majú rozdielny tvar, ich tepelné účinky vyjadrené cez True RMS sú rovnaké. Veľkosti jednotlivých harmonických združeného a fázového napätia sa s fázovým posunom harmonických prúdov striedača v mieste pripojenia FVE nemenia. Na Obr. 61 sú zobrazené efektívne hodnoty harmonických združených napätí v mieste pripojenia FVE (VN strana transformátora) pre všetky uvažované fázové posuny. Zobrazené sú len hodnoty združených harmonických napätí medzi fázami A a B.



Obr. 61 Efektívne hodnoty harmonických združených napätí

Pretože striedač generuje aj harmonické 3. rádu a jeho násobky, výsledný prúd v uzle transformátora zaťažuje stredný vodič v dôsledku sčítacieho efektu. Nasledujúci Obr. 62 zobrazuje priebeh prúdu pre fázový posun 0° v uzle transformátora, cez ktorý je fotovoltická elektrárň pripojená do sústavy. Pri harmonickej analýze bola ako základná frekvencia zvolená hodnota 150 Hz. Prúd je zobrazený v dĺžke trvania jedného 50 Hz cyklu ($t = 0,02$ s). V harmonickej analýze sú zobrazené amplitúdy (max. hodnoty) harmonických prúdov v pomerných hodnotách k amplitúde 3 harmonickej.

Pretože zmena fázového posunu je rovnaká pre každý násobok tretej harmonickej, harmonické skreslenie a tvar prúdu tečúceho cez uzol transformátora je rovnaké pre všetky prípady fázového posunu. Zmena fázového posunu prúdov nemá vplyv na tvar ani na celkové skreslenie prúdu, ktorý sa uzatvára cez uzol transformátora.



Obr. 62 Harmonická analýza prúdu v uzle transformátora

6.6 Napájanie DS harmonicky skresleným napätím

V tomto prípade bol transformátor 110/23 kV napájaný zdrojom so skresleným napätím. Oproti predchádzajúcemu prípadu je napätie v mieste pripojenia pred pripojením fotovoltaickej elektrárne už deformované zo strany tvrdej siete. Deformácia napájacieho napätia v časti 110 kV sústavy bola nastavená vzhľadom na hodnoty uvedené v TPPDS (ZSDIS, a.s.). Podľa týchto podmienok pre 110 kV sieť platí, že za normálneho prevádzkového stavu musí byť počas každého obdobia jedného týždňa 95% priemerných desaťminútových efektívnych hodnôt napätia každej harmonickej zložky menších alebo rovnajúcich sa hodnote uvedenej v Tab. 37.

Tab. 37 Rozsah hodnôt harmonických napätia (110 kV)

Dovolené napätia jednotlivých harmonických					
Nepárna harmonická nenásobok 3		Nepárna harmonická násobok 3		Párna harmonická	
Rád harmonickej	napätie [%]	Rád harmonickej	napätie [%]	Rád harmonickej	napätie [%]
5	2,5	3	2	2	1,5
7	2,5	9	1	4	1
11	1,5	15	0,3	6	0,5
13	1,5	21	0,2	8	0,4
17	1,0			10	0,4
19	1,0			12	0,2
23	0,7			viac ako 12	0,2
25	0,7				

V

Tab. 38 sú uvedené veľkosti fázového napätia TS na strane 110 kV, prepočítané vzhľadom na dovoľené hodnoty podľa tabuľky Tab. 37.

Tab. 38 Prepočítané hodnoty harmonických napätia (110 kV)

Rád harmonickej	Veľkosť [V]	Rád harmonickej	Veľkosť [V]
2	945	9	630
3	1 260	10	252
4	630	11	945
5	1 575	12	126
6	315	13	945
7	1 575	14	126
8	252	15	189
základná harmonická - 63,5 kV			

Zdroj harmonického napätia (tvrdá sieť) bol namodelovaný obdobným spôsobom ako model striedača. Jednotlivé harmonické napätia sú vytvorené v generátoroch sínusového signálu, ktorých súčet je privedený na riadiace hradlo napäťového riadeného zdroja. Počas simulácie sa fázový posun harmonických napätia nemenil a zostával rovnaký. Jednotlivé harmonické fázového napätia sieťového napájача sú vyjadrené ako:

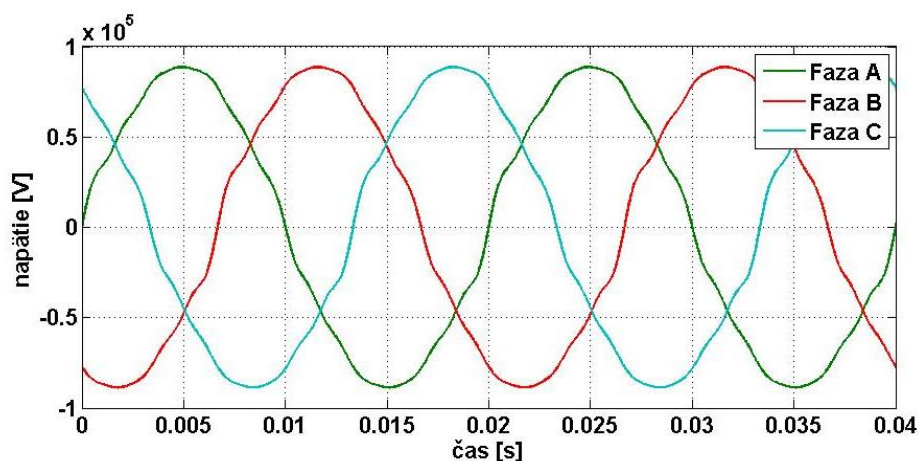
$$U_{nA} = U_{nAm} * \sin(n(\omega t)) \quad (6.24)$$

$$U_{nB} = U_{nBm} * \sin(n(\omega t - 120^\circ)) \quad (6.25)$$

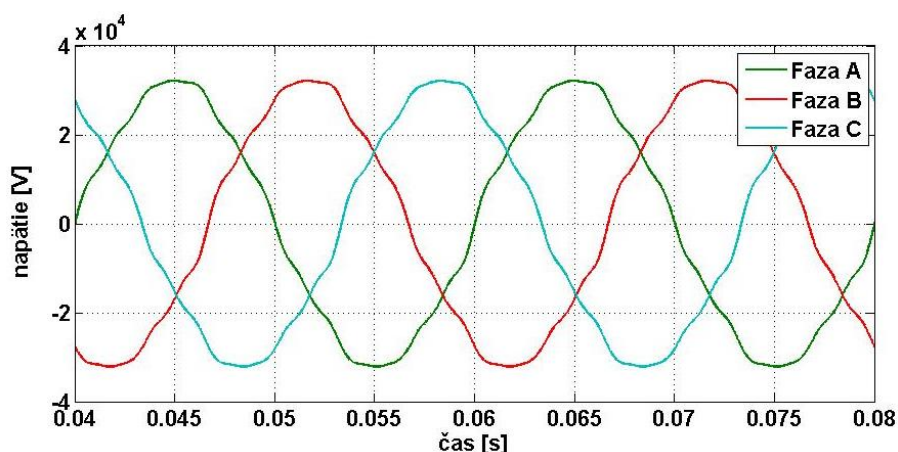
$$U_{nC} = U_{nCm} * \sin(n(\omega t + 120^\circ)) \quad (6.26)$$

pre $n=1, 2, 3, 4$ až 15.

Nasledujúce Obr. 63 a Obr. 64 zobrazujú priebeh skresleného fázového napätia na 110 kV strane transformátora a priebeh združeného napätia v mieste pripojenia FVE (meranie B) pred pripojením FVE do sústavy.



Obr. 63 Priebeh deformovaného fázového napätia TS



Obr. 64 Napätie v mieste pripojenia pred pripojením FVE

Harmonická analýza združeného napätia v mieste pripojenia pred pripojením FVE je uvedená v Tab. 39.

Tab. 39 Harmonická analýza združeného napätia v mieste pripojenia pred pripojením FVE (meranie B)

Rád harmonickej	Združené napätie na VN strane transformátora					
	AB		BC		AC	
	Efektívna hodnota [V]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [V]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [V]	Uhol [°]
1	22 723	-1	22 723	-121	22 723	119
2	337	-1	337	119	337	-121
3	0	-169	0	88	0	-84
4	224	-2	224	-122	224	118
5	562	-2	562	118	562	-122
6	0	-160	0	92	0	-83
7	569	-2	569	-122	569	118
8	92	-2	92	118	92	-122
9	0	-152	0	95	0	-82
10	94	-3	94	-123	94	117
11	359	-3	359	117	359	-123
12	0	-148	0	98	0	-79
13	372	-3	372	-123	372	117
14	51	-4	51	116	51	-124
15	0	-145	0	100	0	-77
THD	0,046		0,046		0,046	

V Tab. 40 - Tab. 42 sú výsledky simulácie vplyvu fázového posunu harmonických prúdov generovaných striedačom na zmenu harmonického skreslenia združeného napätia v mieste pripojenia. Nastavenie hodnôt harmonických prúdov a základnej harmonickej bolo pre každý fázový posun rovnaké ako v predchádzajúcej časti.

Tab. 40 Harmonická analýza združeného napätia, $\phi=0^\circ$ (meranie B)

Rád harmonickej	Združené napätie na VN strane transformátora ($\phi=0^\circ$)					
	AB		BC		AC	
	Efektívna hodnota [V]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [V]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [V]	Uhol [°]
1	23 068	0	23 068	-120	23 068	120
2	348	2	348	122	348	-118
3	0	91	0	-90	0	90
4	230	4	230	-116	230	124
5	621	18	621	138	621	-102
6	0	91	0	-90	0	90
7	613	18	613	-102	613	138
8	95	11	95	131	95	-109
9	0	90	0	-90	0	90
10	96	11	96	-109	96	131
11	405	29	405	149	405	-91
12	0	90	0	-90	0	90
13	399	25	399	-95	399	145
14	53	22	53	142	53	-98
15	0	90	0	-90	0	90
THD	0,049		0,049		0,049	

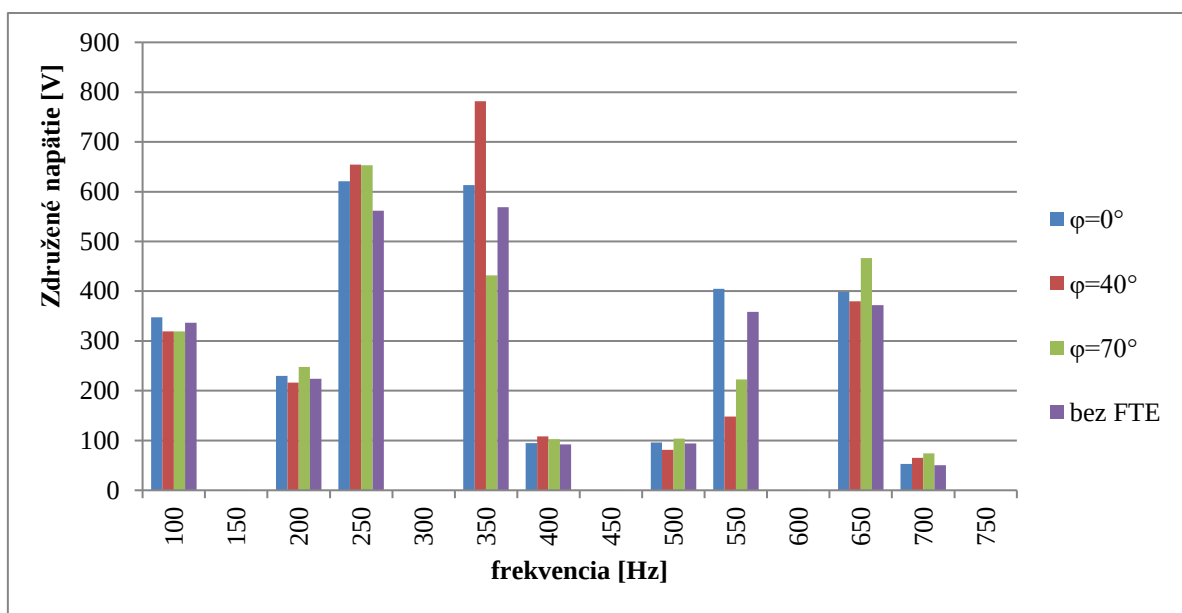
Tab. 41 Harmonická analýza združeného napätia, $\phi=40^\circ$ (meranie B)

Rád harmonickej	Združené napätie na VN strane transformátora ($\phi=40^\circ$)					
	AB		BC		AC	
	Efektívna hodnota [V]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [V]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [V]	Uhol [°]
1	23 068	0	23 068	-120	23 068	120
2	319	1	319	121	319	-119
3	0	-93	0	-90	0	90
4	216	-7	216	-127	216	113
5	654	-20	654	100	654	-140
6	0	-91	0	-90	0	90
7	782	0	782	-120	782	120
8	108	7	108	127	108	-113
9	0	-91	0	-90	0	90
10	81	9	81	-111	81	129
11	148	5	148	125	148	-116
12	0	-91	0	-90	0	90
13	380	-33	380	-153	380	87
14	65	-22	65	98	65	-142
15	0	-91	0	-90	0	90
THD	0,051		0,051		0,051	

Tab. 42 Harmonická analýza združeného napätia, $\phi=70^\circ$ (meranie B)

Rád harmonickej	Združené napätie na VN strane transformátora ($\phi=70^\circ$)					
	AB		BC		AC	
	Efektívna hodnota [V]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [V]	Uhol [°]	Efektívna hodnota [V]	Uhol [°]
1	23 068	0	23 068	-120	23 068	120
2	319	-3	319	117	319	-123
3	0	91	0	-90	0	90
4	248	-2	248	-122	248	118
5	653	16	653	136	653	-104
6	0	90	0	-90	0	90
7	432	-20	432	-140	432	100
8	103	-14	103	106	103	-134
9	0	90	0	-90	0	90
10	104	9	104	-111	104	129
11	223	31	223	151	223	-89
12	0	90	0	-90	0	90
13	467	-26	467	-146	467	94
14	74	-4	74	116	74	-124
15	0	90	0	-90	0	90
THD	0,045		0,045		0,045	

Na Obr. 65 sú zobrazené efektívne hodnoty jednotlivých harmonických združeného napätia v mieste pripojenia FVE pre všetky tri fázové posuny a efektívne hodnoty združeného napätia pred pripojením FVE. Zobrazené sú len hodnoty združeného napätia medzi fázami A a B.



Obr. 65 Efektívne hodnoty harmonických združených napätí

6.6.1 Zhrnutie analýzy kritéria harmonických prúdov

Zo simulácií vplyvu fázového posunu harmonických vyplýva, že ak je napätie v mieste pripojenia pred pripojením FVE harmonicky deformované, fázový posun harmonických prúdov generovaných striedačom vplyva na celkové THD napätia v mieste pripojenia.

Technické podmienky prevádzkovateľa distribučnej sústavy definujú na základe skratového výkonu v mieste pripojenia dovolenú efektívnu hodnotu harmonických prúdov tak, aby jednotlivé harmonické nevyvolali neprípustné efektívne hodnoty harmonických napätia. Pretože distribučné siete sú čoraz viac „znečistené“ harmonickými, vplyv fázového posunu sa môže prejaviť miestami viac alebo menej, v závislosti od konkrétnych podmienok nielen skratového výkonu ale aj od miery deformácie napätia v DS. Ak sa posudzuje na základe týchto podmienok zdroj pripojený do DS s už existujúcim napäťovým skreslením, potom fázový posun harmonických prúdov striedača ovplyvňuje veľkosť harmonických napätí v mieste pripojenia. Pri skreslených napätiach v DS je v súčasnosti platné kritérium a posúdenie podľa dovolených amplitúd jednotlivých harmonických nepostačuje, pretože harmonické skreslenie napätia nezávisí len od amplitúdy harmonických prúdov striedača, ale aj od ich fázového posunu. Predpísať dovolený fázový posun pre jednotlivé harmonické nie je reálne možné, pretože skreslenie napätia v DS sa s časom mení a fázový posun harmonických prúdov striedača nie sú výrobcovia schopní garantovať. Simulácie boli vykonané len na úrovni 22 kV. V prípade NN sietí, kde je deformácia napätia výraznejšia, sa tento efekt môže prejaviť ešte výraznejšie.

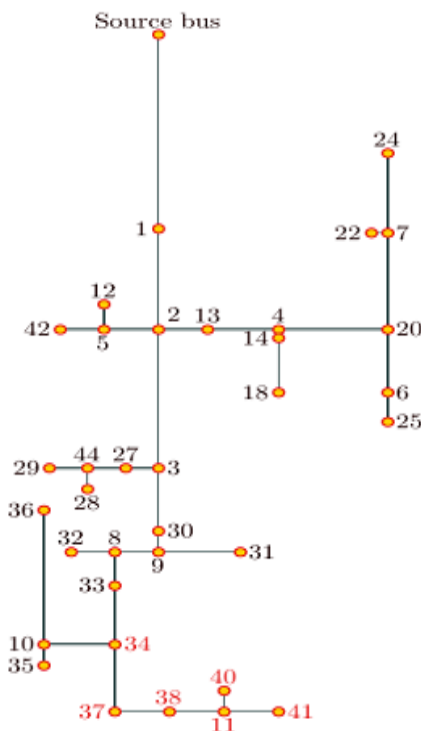
7 Riadenie a optimalizácia prevádzky NN sietí s využitím reakcie spotreby/výroby

Inteligentné meracie systémy predstavujú okrem iného aj prienik určitej formy riadenia do NN sietí. S príchodom inteligentných meracích systémov prichádza aj možnosť využitia týchto systémov pri riadení a optimalizácii prevádzky NN sústavy, založenej na predpoklade fungujúcej reakcie spotreby, alebo výroby. Reakcia spotreby/výroby úzko súvisí s využívaním flexibility (výskumná správa pracovného balíka č. definuje flexibilitu) a v anglickom jazyku sa často označuje ako tzv. „Demand Response“. S rozvojom decentralizovanej výroby, elektromobility a iných zdrojov s potenciálom využitia flexibility vzniká aj možnosť aplikovania nových metód a spôsobov riadenia NN sietí, ktoré zabezpečia:

- elimináciu negatívnych spätných vplyvov decentralizovanej výroby opísaných a analyzovaných v predošlých kapitolách,
- integráciu nových zdrojov decentralizovanej výroby,
- posilnenie a začlenenie koncového zákazníka do procesov riadenia,
- optimalizáciu prevádzky siete.

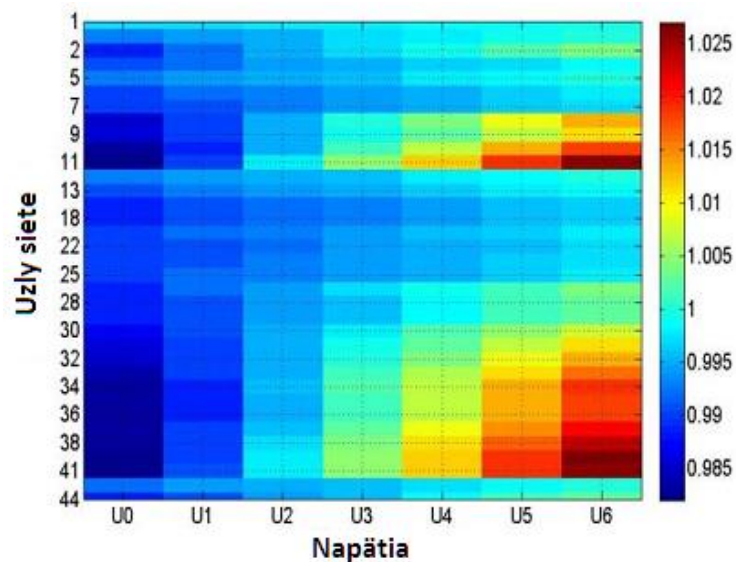
Riadenie koncových zákazníkov prostredníctvom DR môže prispieť k znižovaniu spotreby energie a optimalizácii využitia energie z OZE napríklad aj prostredníctvom odloženého/presunutého času spotreby. Využitie DR je náročnejšie na rýchlosť a preto sa vyžadujú technológie, ktoré sú schopné v dostatočnom čase zrealizovať komunikáciu a reakciu na podnety vedúce k poskytovaniu a využívaniu flexibility. Podnety môžu byť realizované na základe jednoduchších signálov (SMS správa pre zákazníka, ktorý manuálne zareaguje na podnet) alebo prostredníctvom zložitejších automatizovaných aplikácií s využitím CEM systémov a ich prepojenia so zdrojmi flexibility (dynamicky riadené spotrebiče, akumulčné systémy, riadená výroba z decentralizovaných zdrojov, riadené nabíjanie elektromobilov a podobe.)

Možnosti riadenia NN siete prostredníctvom reakcie spotreby sú analyzované a demonštrované na simulačnom modeli NN siete. Tento model pozostáva z distribučného transformátora 22/0,4 kV (uzol s označením Source Bus), ktorý napája NN sieť v ktorej sa nachádza celkom 25 domácností. Jedná sa o simuláciu ustáleného stavu, preto uvažujeme jeden časový moment. Pre tento časový moment boli zvolené rôzne okamžité spotreby v jednotlivých domácnostiach, ktoré sa pohybovali v rozmedzí od 0,3kW do 0,6kW. Do modelu boli na koniec vývodu namodelované decentralizované zdroje (fotovoltické zdroje), s rovnakým okamžitým výkonom 2,8kW. (Nakoľko sa jedná o domácnosti blízko seba, možno predpokladať rovnaký výkon zo zdrojov z dôvodu rovnakých slnečných a teplotných podmienok v danom okamihu). Tieto zdroje boli namodelované v domácnostiach v uzloch označených číslami 34, 37, 38, 40, 11 a 41. Nasledujúci Obr. 66 zobrazuje schému modelu a miesta domácností s malým fotovoltickým zdrojom.



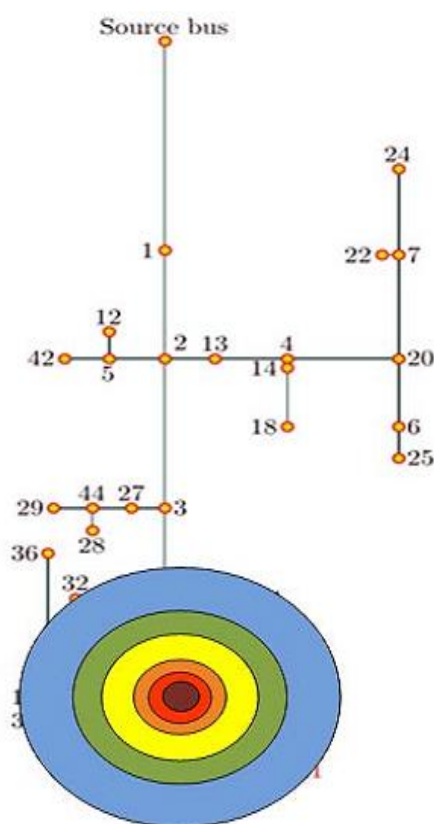
Obr. 66 Model siete nízkeho napätia

Prvý výpočet ustáleného stavu bol realizovaný bez pripojených zdrojov v domácnostiach. Na základe tohto výpočtu bola stanovená hodnota napätia U_0 pre každý uzol NN siete, čo je hodnota napätia v sieti v danom okamihu zaťaženia pred pripojením zdrojov v domácnostiach. Následne boli postupne pripojované zdroje v domácnostiach a za každým pripojením nového zdroja bol opäť vypočítaný ustálený stav a napätia vo všetkých uzloch siete – $U_1, U_2, U_3, U_4, U_5, U_6$. Výsledky vypočítaných hodnôt napätí sú zobrazené na Obr. 67.



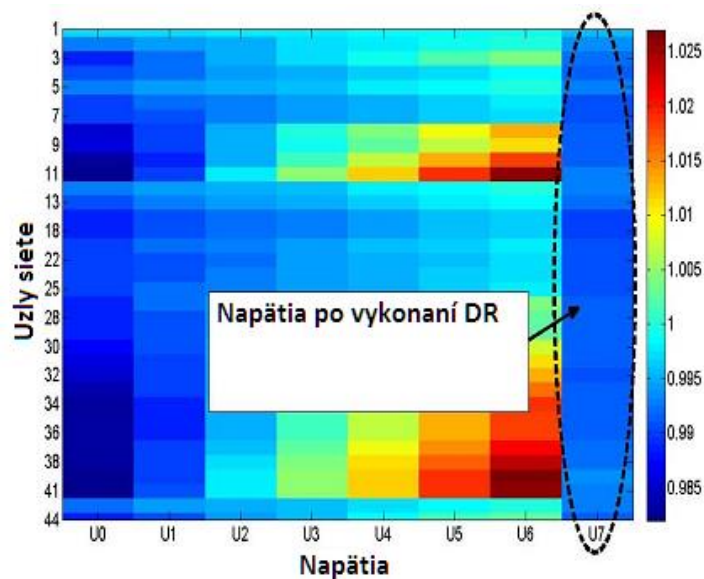
Obr. 67 Zmena napätia pri postupnom pripojovaní zdrojov v domácnostiach

Z priebehu napätí v jednotlivých uzloch siete je vidieť postupný nárast napätia v uzloch pripojenia zdrojov. Napätie v sieti má lokálny charakter, to znamená, že zvýšenie napätia sa prejavuje lokálne a to najmä v miestach, kde je zdroj pripojený. V miestach, ktoré sú od zdroja vzdialené sa zmena napätia vôbec nemusí prejsť. V blízkosti transformátora je skratový výkon najväčší a preto tieto miesta sú z hľadiska napätia stabilnejšie. Taktiež je vidieť, že hodnota zvýšeného napätia pozvoľne klesá od miesta pripojenia k vzdialenejším miestam. Z hľadiska riadenia má preto význam cielene riadiť tie miesta v sieti, ktoré sú zmenou napätia najviac ovplyvnené. Pre tento účel je možno sieť rozdeliť do zón, ktoré sú ovplyvnené zvýšením napätia a vykonávať reguláciu prostredníctvom reakcie DR. Na nasledujúcom Obr. 68 je principiálne zobrazený spôsob rozdelenie NN siete do zón podľa veľkosti zmeny napätia spôsobenej vplyvom výroby z decentralizovaných zdrojov



Obr. 68 Princíp zónovania NN siete z hľadiska napätových zmien

Pri vytváraní zón a využívaní DR pre riadenie napätia v NN sieti sa využívajú predovšetkým voľné regulačné rezervy (flexibilita) v tých zónach, v ktorých je zmena napätia najväčšia a po vyčerpaní tejto regulačnej rezervy, ak neprimerané zvýšenie napätia stále pretrváva, využívajú sa voľné regulačné schopnosti blízkych zón. Takýmto spôsobom je možné cielene regulovať napätie v NN sieti a optimalizovať zaťaženie vedení. Nasledujúci Obr. 69 zobrazuje simuláciu DR podľa princípu zonácie NN siete.



Obr. 69 Zmena napätia po úspešnom DR

Z priebehu napätí v jednotlivých uzloch NN siete po vykonaní cielenej DR v jednotlivých zónach je vidieť, že napätia v uzloch so zaznamenaným zvýšením napätia poklesli a poklesli tak aj lokálne zaťaženia vedení NN siete. Pre takýto spôsob riadenia siete na základe jej rozdelenia do zón je potrebné, aby do systému DR boli sprostredkované informácie jednak o veľkosti napätí v uzloch siete a informácie o voľnej regulačnej rezervy v NN sieti.

Malé zdroje pripojené u koncového zákazníka môžu byť prevádzkované do určitého výkonu aj ako jednofázové zdroje. Pri týchto zdrojoch sa najviac prejaví zvýšenie napätia len na tej fáze, v ktorej je zapojených najviac zdrojov, čo bolo preukázané predošlou analýzou napäťových a výkonových pomerov v NN sieti pri prevádzke FVE. V takýchto prípadoch je pre úspešné riadenie prevádzky NN siete prostredníctvom cieľového DR potrebné, aby bolo zapojenie fáz synchronizované a regulácia prebiehala po fázach. Z uvedeného vyplýva potreba synchronizácie zapojenie fáz medzi transformátorom a odberným miestom. Dodržanie sledu fáz, tak ako sa to v súčasnosti realizuje, je v tomto prípade nepostačujúce.

Využívanie regulačnej rezervy pre cieľnú reguláciu NN siete na základe vytvorenia zón môže byť realizované prostredníctvom CEM systémov koncových zákazníkov. Správne nastavené CEM systémy môžu poskytnúť pre potreby DR informáciu o voľnom dostupnom regulačnom výkone ako aj prijímať signály pre DR. Koncový zákazník sa tak priamo podieľa na riadení a optimalizácii prevádzky NN siete poskytovaním flexibility a využívaním stimulačných podnetov zo strany prijímateľa flexibility.

8 Fúzia hydrometeorologických dát s dátami o historickej výrobe, za účelom predikcie výroby elektriny pomocou FVE

Predmetom tejto analýzy v rámci projektu je prezentovať modely testované za účelom predikcie výroby elektriny pomocou fotovoltických článkov. Snaha o čo najpresnejšiu, zároveň temporálne dynamickú, predikciu výroby elektrickej energie bola v projekte identifikovaná ako služba, ktorú bude potrebné vyvinúť pre správny chod plánovaného systému inteligentnej siete. Očakávame, že presná predikcia výroby elektriny, poskytnutá v reálnom čase, bude žiadaná tak hráčmi na komerčnom trhu ako aj monitorovacími inštitúciami v energetickom priemysle. Naším cieľmi v rámci tohto reportu je identifikácia matematických modelov na predikciu výroby slnečných elektrární, ohodnotenie pridanej hodnoty meteorologických dát pre spresnenie týchto predikcií a identifikácia vhodných meteorologických prediktorov a ich kombinácií.

8.1 Špecifiká hydrometeorologických dát v kontexte predpovede výroby elektriny

Jedným z najťažších kontextov, v ktorom je nutné predikovať výrobu elektrickej energie je výroba prostredníctvom fotovoltických článkov. Množstvo takto vyrobenej energie totiž závisí na viacerých faktoroch. Týmito faktormi sú hlavne charakteristika siete, premenné geografickej a topografickej lokalizácie OOM a premenné hydrometeorologických dát. Kým prvé dve skupiny menovaných premenných sú relatívne stabilné, hydrometeorologické dáta ako teplota, osvit, zrážky alebo veternosť predstavujú značne dynamické premenné. Fotovoltická výroba preto disponuje značnou fluktuáciou potenciálu jednotlivých staníc. Tento stav výrobcom neposkytuje možnosť jemnej regulácie intenzity výroby, či jeho dlhodobého plánovania na dostatočne exaktnej úrovni. Z pohľadu matematického modelovania, predikcie fotovoltickej a veternej výroby preto reprezentujú pomyselné kráľovské disciplíny v kontexte predikcie výroby elektrickej energie.

Dva zaujímavé ciele v rámci tvorby takýchto predikčných modelov sú:

- čo najlepšia presnosť pri predikcii hodnoty $t+1$ v reálnom čase - napr. predikcia množstva vyrobenej energie o ďalších 15 minút, pokiaľ sú zbierané 15 minútové dáta,
- čo najlepšia presnosť predpovedaných hodnôt výroby do ďalekej – relevantnej – budúcnosti.

Pre stavbu modelov, snažiacich sa čo najpresnejšie odhadnúť hodnoty v čase merania $t+1$, je veľmi dôležité, aby dáta o minulej spotrebe a o hydrometeorologických podmienkach boli dostupné pre výpočet v reálnom čase. Tento výpočet zároveň nemôže byť časovo náročný, nakoľko sa snažíme získať informáciu o hodnote ďalšieho merania v dostatočnom predstihu. Veľkú pridanú hodnotu pri týchto výpočtoch majú aj aktuálne a minulé merania z ostatných, ideálne geograficky blízkych alebo topograficky podobných, meračov.

Dlhodobé predpovede v kontexte výroby fotovoltaickej energie sú náročná úloha, pri ktorej hydrometeorologické dáta značne pomáhajú. V prvom rade, ich analýzou vieme sledovať opakujúce sa trendy v poklese oblačnosti pre špecifické geografické miesto. Tieto fluktuácie nám umožnia presnejšie odhadnúť mesiace a týždne, kedy môžeme očakávať ročné maximá a minimá osvitú zrážok alebo poklesu teploty pre konkrétnu výrobnú stanicu. Je jasné, že presnosť predpovede do budúcnosti klesá s presnosťou hydrometeorologických predpovedí (odhadu temporálnych maxím) ktoré sme schopní sledovať. Modely vyvíjané za účelom takýchto dlhodobých predpovedí preto potrebujú byť značne citlivé. Vyžadujú si väčší objem historických dát o výrobe danej jednotky a hydrometeorologické dáta pre identický časový úsek – čím väčší objem dát, tým lepšie - ideálne niekoľko rokov, minimum je jeden rok. Dáta pre model nemusia byť sprostredkované v reálnom čase, je však dôležité, aby boli do modelu vkladané v pravidelných, nemeniacich sa intervaloch.

Cieľom výskumu bolo:

- predikovať výrobu elektriny z FVE na základe dodanej vzorky dát z inteligentných elektromerov. Odhadnúť potenciál výkonnosti základných modulov vhodných na tento typ predikcie,
- overiť a popísať akú pridanú hodnotu pre predikciu výroby elektriny z FVE má modelovanie hydrometeorologických dát,
- analyzovať výkon modelov, ktoré preformovali najlepšie, v kontexte predikcie výroby v čase merania $t+1$. Popísať podmienky, pri ktorých má predikcia nízku chybovosť,
- analyzovať výkon modelov, ktoré preformovali najlepšie, v kontexte dlhodobej predikcie. Popísať vývoj kontinuálnej deformácie predikčného signálu do budúcnosti a možnosti zúženia intervalu odhadovaných hodnôt.

8.2 Špecifiká dátovej vzorky

Z dodaných dát sme vyseletovali merania priradené 1500 fotovoltaickým elektrárňam. Dáta sa pohybovali v rozmedzí od 1.7.2013 do 16.2.2015. Z 1500 dostupných výrobných miest, len 305 elektrární malo dáta, ktoré obsahovali hodnoty aspoň za posledných 500 dní. Tento fakt, samozrejme, predstavuje limit, ktorý musíme uviesť, ak chceme reportovať výsledky nášho modelovania. Autentické a pre geologickú lokalitu výroby špecifické meteorologické dáta sme nezískali, preto sme hľadali zdroje, ktoré boli schopné pokryť geografickú oblasť a časové rozmedzie, z ktorého máme dáta o výrobe. Nakoniec, sa nám podarilo získať hydrometeorologické dáta z meteorologických staníc lokalizovaných v a pri mestách: Košice, Dudince, Mochovce, Prievidza, Liesek, Hurbanovo, Žilina, Milhostov, Poprad, Lučenec, Prešov, Stropkov, Malacky, Telgárt, Nitra, Bratislava a Sliač. Tejto skutočnosti sme prispôbili dáta o fotovoltaickej výrobe, ktoré sme filtrovali podľa ich lokality tak, aby boli dostatočne kompatibilné s dostupnými hydrometeorologickými dátami

Hydrometeorologické dáta, ktoré sme získali, obsahovali nasledovné premenné: Teplota, Rosný bod, Vlhkosť vzduchu, Tlak vzduchu, Viditeľnosť (zlá kvalita dát), Smer vetra, Rýchlosť vetra, Rýchlosť nárazov vetra, Zrážky, Oblačnosť. Samozrejme, nie všetky premenné

sme použili pre modelovanie všetkých predikcií. Nutné bolo ale overiť ich vnútornú konzistenciu. Pri tomto procese sa preukázalo, že niektoré hydrometeorologické premenné alebo ich dvojice sú dobrými prediktormi výskytu hodnôt ostatných hydrometeorologických premenných. Tento fakt odporúčame v budúcnosti lepšie preskúmať, nakoľko nám potenciálne dovoľuje vysporiadať sa s neúplnými alebo nekvalitnými hydrometeorologickými dátami.

8.3 Použité predikčné modely

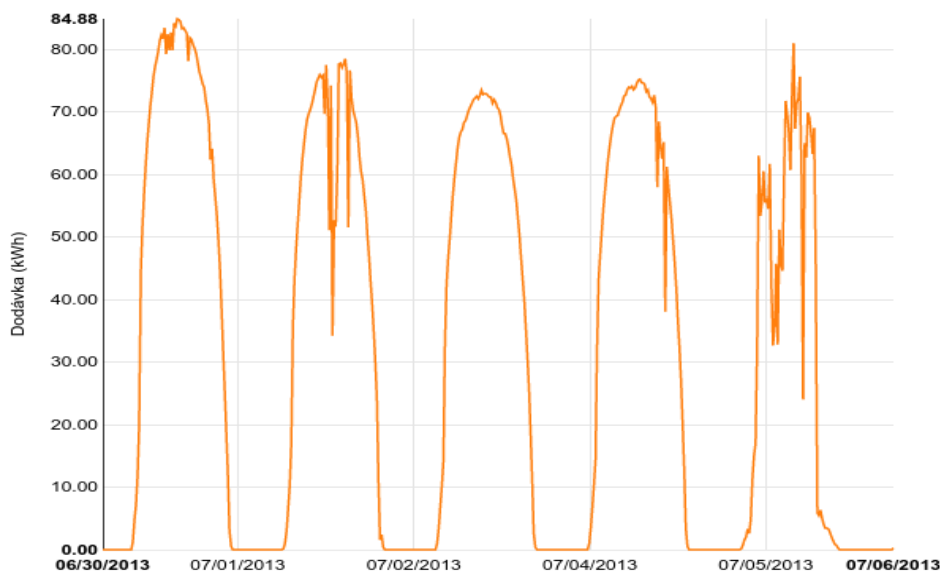
Pri modelovaní predikcií s a bez hydrometeorologických dát a ich následnom porovnávaní sme testovali modely neurónových sietí s jednou alebo dvoma skrytými vrstvami, L2 regularizovanú lineárnu regresiu s polynomiálnymi atribútmi prvého alebo druhého stupňa a automatizovanú asociáciu polynomiálnych atribútov na treťom stupni. Pri modeloch sme vždy hľadali najvhodnejšiu kombináciu hyperparametrov, napríklad počet neurónov na konkrétnych vrstvách pri neurónových sieťach, alebo mieru regularizácie. Hľadanie optimálnej kombinácie všetkých parametrov bolo z časti robené ručne, a z časti automaticky, štatistickými technikami ako „bootstrapping“ alebo faktorová analýza dát. Tieto techniky sa dajú automatizovať, no vyžaduje to čas. Modely sme trénovali na dátach z prvého roku a ich predikčný potenciál testovali na zvyšných rokoch, ktoré simulovali budúcnosť.

8.4 Predikcia výroby v solárnych elektrárňach

V prvom rade sme sa pozreli na mieru, do akej sú pre predikciu výroby jednej fotovoltickej elektrárne užitočné historické dáta z ostatných fotovoltických jednotiek. Podľa očakávania sa ukázalo, že intenzita výroby medzi solárnymi elektrárňami do veľkej miery koreluje, tak pri hodnotách v reálnom čase, ako aj pri väčších časových celkoch v rámci týždňov a mesiacov.

Korelačný koeficient dennej výroby medzi dvoma solárnymi elektrárňami sa pohybuje medzi 0,68 až 0,84. Ak tento údaj porovnáme s priemerným korelačným koeficientom medzi dvoma nesolárnymi elektrárňami, ktorý sa pohybuje v rozmedzí 0,13 až 0,14, vidíme, že zdieľanie dát medzi fotovoltickými elektrárňami v rámci plánovaného SmartGrid riešenia má naozaj veľký význam, špeciálne pre predikciu hodnôt do budúcnosti. Až na pár výnimiek v hornatom prostredí, intenzita korelácie plynulo, no nie vždy lineárne, narastá so zvyšujúcou sa geografickou blízkosťou dvoch elektrární. V hornatých oblastiach je väčším prediktorom topografická podobnosť polohy elektrárne ako geografická blízkosť. Tento fakt má takisto veľký potenciál pomôcť pri identifikácii dát, ktoré sú dôležité pre predikciu výroby konkrétnej slnečnej elektrárne. Jednoduchý algoritmus vie selektovať zdroje dát, ktoré má význam integrovať do predikcie, respektíve odfiltrovať zdroje, ktoré historicky generujú viac šumu ako signálu pre predikciu. Ďalšou charakteristikou, ktorou sa možno pri plánovaní dizajnu predikčného modelu riadiť je, že dáta zo slnečných elektrární sa vyznačujú periodickou osciláciou hodnôt v rámci 12 hodín, 24 hodín aj v rámci roka. Pravidelné oscilácie dát

umožňujú hneď zo začiatku odhadnúť pravdepodobnostné intervaly hodnôt, ktoré budú namerané a konfidenčný interval tejto predikcie. Následne ide len o snahu minimalizovať chybu a zúžiť pravdepodobnostný interval hodnôt čo najviac na základe krátkodobých a dlhodobých historických meraní a hydrometeorologických dát.



Obr. 70 Priebek výroby elektriny z FVE

Dáta z výroby elektriny slnečnými elektrárnami disponujú pravidelnou osciláciou hodnôt na viacerých temporálnych úrovniach, kde názorná ukážka priebehu výroby elektriny z FVE je znázornená na Obr. 70.

Pri zostavovaní predikcie sme sa sústredili na dve rôzne škály a to 15 minútové dáta a denné dáta. Tieto dva smery sa dajú chápať ako simulácia predikcie nasledujúceho merania $t+1$ a predikcie výroby v dlhších časových celkoch.

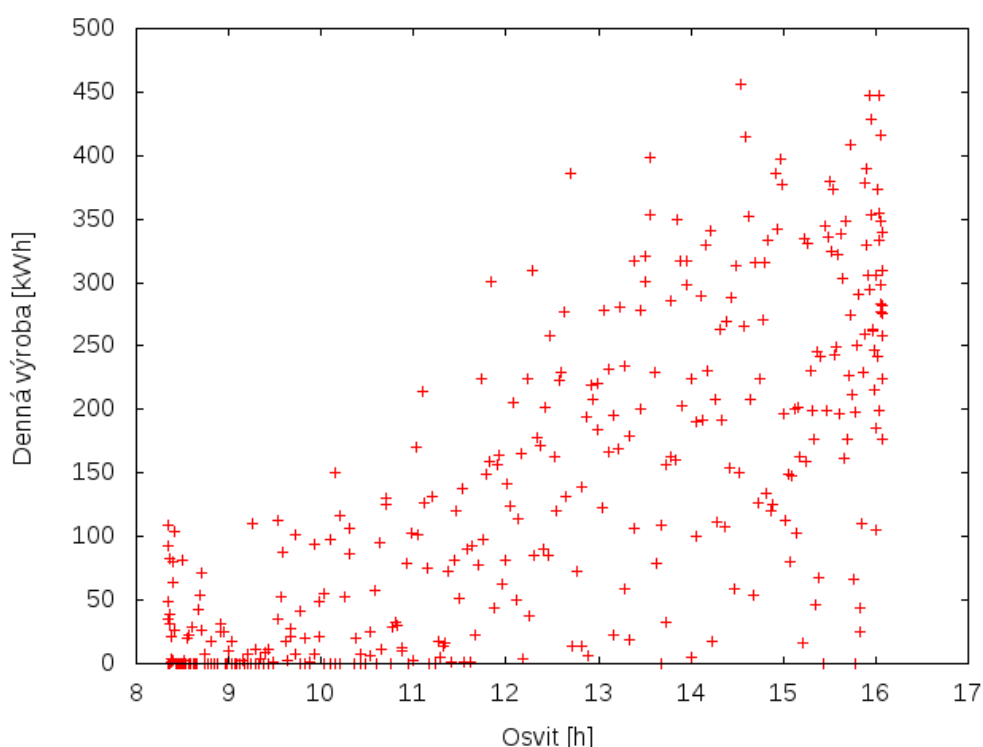
Modely sme stavali postupným sledovaním ich predikčného výkonu, pričom sme do ich architektúry postupne integrovali prediktory z rôzne kvalitných dátových zdrojov. Počítali sme totiž s tým, že pri zavádzaní systému SmartGrid neprebehne celý proces optimálne a že integrácia systémov neprebehne v rámci krátkeho časového úseku. Tieto dve okolnosti implikujú, že presné dáta nemusia byť (a zo začiatku zrejme nebudú) okamžite k dispozícii. Naše systémy však musia prinášať výsledky hneď zo začiatku implementácie.

Z našej interakcie s hydrometeorologickými stanicami sme napríklad zistili, že doručiť v reálnom čase presné dáta o oblačnosti v takej podobe, v akej by boli ideálne pre predikčný model, je v súčasnosti problematické. Príkladom jednej z komplikácií je fakt, že oblačnosť alebo osvit sú vďaka historickému kontextu merané na takzvané osminy (t.j. rebríček oblačnosti od 1 po 8). Pre predikčné modely by bolo oveľa užitočnejšie, keby boli dáta reportované ako percentá jasů alebo oblačnosti na oblohe. Hodnotenie osvitu na osminy je nedostatočné aj kvôli nekonzistencii bodovania, pri ktorom môže jasné počasie s nízkymi oblakmi získať identické hodnotenie ako obloha s oblakmi vo vyšších úrovniach atmosféry.

Pre fotovoltaické elektrárne však tieto dva stavy oblačnosti generujú rozdielny výsledok vo výrobe.

8.5 Vzťah denného osvitu a dennej výroby

Je pomerne zrejmé, že dlhšie dni znamenajú viac osvitu. To sa samozrejme prejaví na množstve vyrobenej energie za deň. Vzťah medzi dĺžkou dňa a vyrobenou energiou za deň však nie je lineárny. Jeho nelinearita pramení z faktu, že množstvo vyrobenej energie závisí aj od uhla dopadu slnečného svetla, nie len od dĺžky trvania osvitu (odhliadnuc od iných faktorov ako zrážky).

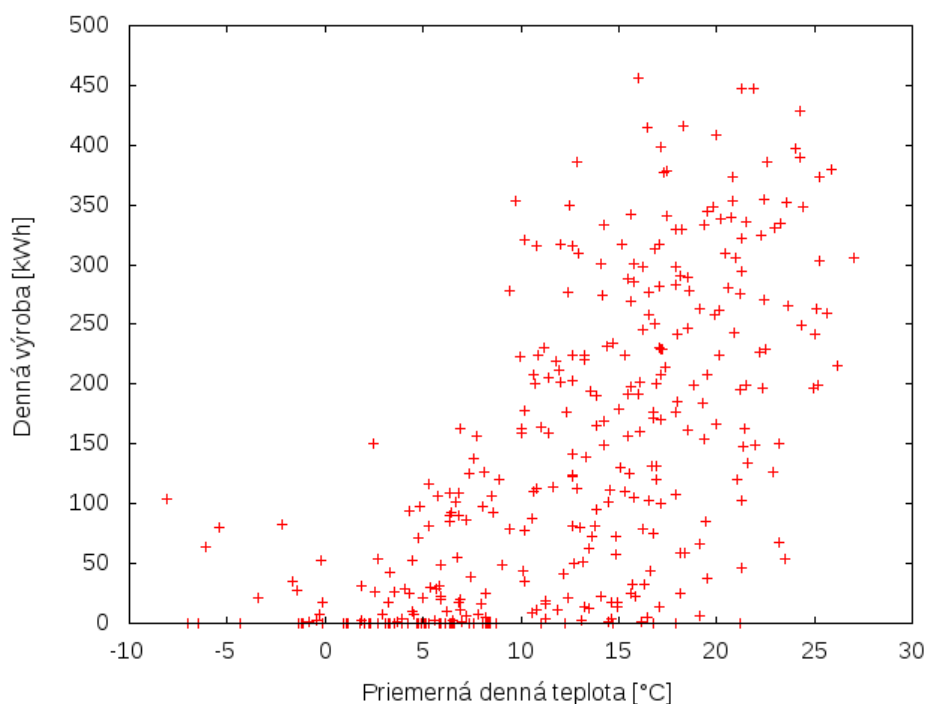


Obr. 71 Závislosti dennej výroby elektriny od osvitu pre jednu solárnu elektrárň

Na Obr. 71 je znázornený graf, ktorý vizualizuje príklad závislosti dennej výroby od osvitu pre jednu solárnu elektrárň. Vzťah je priamoúmerný, no nelineárny. Po vykreslení plávajúcich priemerov viacerých FVE na výkonom-signifikantne-korelujúcom geografickom území, sa vzťah ukazuje ako stabilne pseudo-kvadratický, pre hodnoty osvitu bežne vyskytujúce sa počas roku.

Testovanie ukazuje, že prediktor dennej výroby, ktorý využíva len informáciu o dátume (t.j. dennom osvite) je schopný v priemere vysvetliť 35 % variácie (R^2) v dátach o dennej výrobe. Ako prediktor sme použili neurónovú sieť s 20 skrytými neurónmi. Väčšia sieť sa ukázala ako nevhodná, keďže pri nej dochádzalo ku takzvanému preučeniu predikčného systému.

8.6 Vzťah priemernej dennej teploty a dennej výroby



Obr. 72 Závislosť vygenerovanej dennej energie od priemernej dennej teploty pre jednu solárnu elektráreň

Na Obr. 72 je znázornený graf, ktorý vizualizuje príklad závislosti vygenerovanej dennej energie od priemernej dennej teploty pre jednu solárnu elektráreň. Vzťah je priamoúmerný, no nelineárny. Po vykreslení plávajúcich priemerov viacerých fotovoltických elektrární na výkonom-signifikantne-korelujúcom geografickom území, sa vzťah ukazuje ako stabilne pseudo-kvadratický, pre hodnoty teplôt bežne vyskytujúcich sa počas roku.

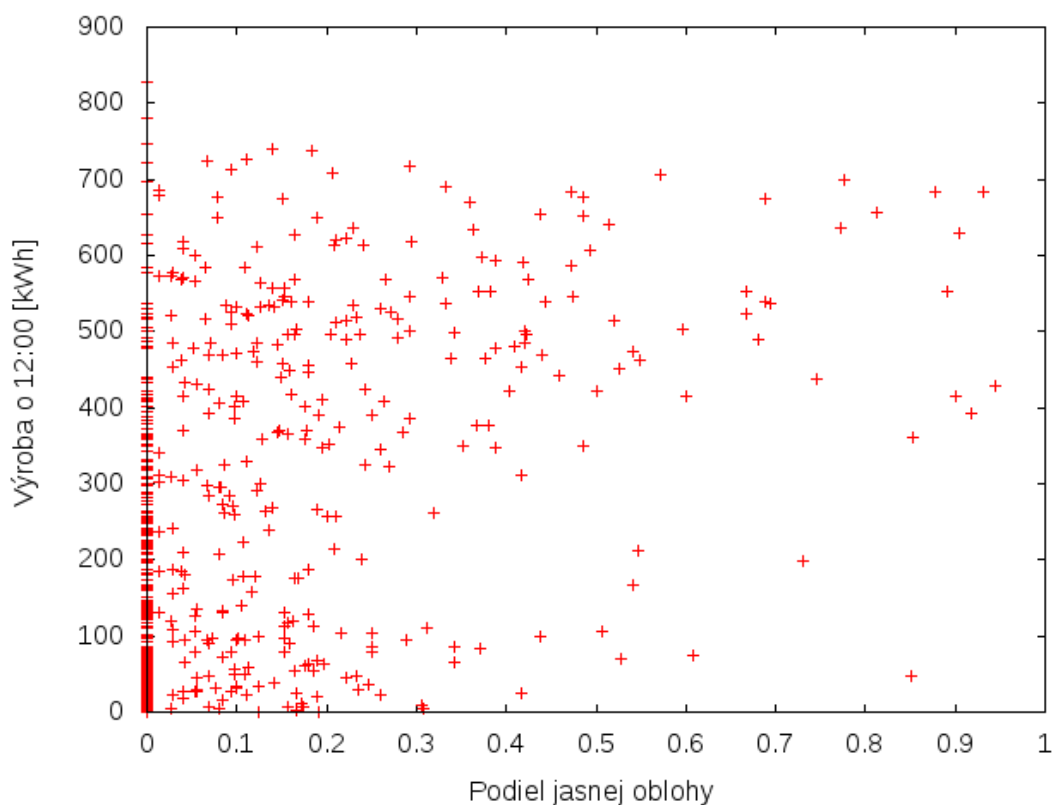
Medzi priemernou dennou teplotou a výrobou fotovoltických elektrární možno očakávať koreláciu v podobe sprostredkovaného vzťahu. Táto korelácia vzniká kvôli tomu, že teplota je moderačnou premennou slnečného osvit. Vďaka nepriamemu vzťahu je táto korelácia slabšia ako denný osvit. Napriek tomu, je dostatočne silná na to, aby v modeli figurovala ako samostatný prediktor. Jej pridaná hodnota je aj taká, že pokiaľ model nedostane presné alebo aktuálne informácie o osvite (ako sme písali vyššie, zber týchto dát je v súčasnosti problematický), veľký počet presných meraní teploty v reálnom čase môže vyplniť chýbajúce dáta a stále udržať kvalitný predikčný výkon modelu. Testovanie ukázalo, že prediktor dennej výroby, ktorý využíva len informáciu o dennej teplote je schopný v priemere vysvetliť 20 % variácie v dátach o dennej výrobe. Ako prediktor sme opäť použili neurónovú sieť s 20 skrytými neurónmi. Väčšia sieť sa znovu ukázala ako nevhodná, keďže pri nej dochádzalo ku preučeniu predikčného modelu.

Použitie prediktora, ktorý využíva aj teplotu aj denný osvit prinieslo len zanedbateľné zlepšenie oproti prediktoru, ktorý používa len denný osvit. Je to spôsobené hlavne tým, že premenné teplota a denný osvit majú vysoké vzájomné korelácie. Ako sme uviedli, do modelu je zmysluplné integrovať obe premenné, pričom teplota bude kontrolovať presnosť dát o osvite a doplní nedostatky, pokiaľ kvalita dát o osvite klesne.

8.7 Vzťah oblačnosti a dennej výroby

Vzhľadom na kvalitu získaných meteorologických dát sme do prvého modelu vkladali podiely dňa počas ktorých bolo jasno, oblačno, zamračené a denný osvit. Naše štatistické modelovanie tejto premennej ako prediktora prinieslo nasledujúce závery:

- pre efektívnu predikciu je dôležitý výber meteorologické stanice. Napríklad pre solárne elektrárne v BB kraji je oveľa lepšia stanica Lučenec ako Bratislava. Zlepšenie oproti modelu iba s osvitom je prípade Bratislavy 15 % a v prípade Lučenca 20 %. Zaujímavosťou tu je, že po spojení vyššie menovaných prediktorov do jedného modelu sa ukázalo, že o výbere vhodnej stanice (t.j. stanice s vhodnými dátami na predikciu konkrétnej elektrárne) nerozhodovala ani tak geografická blízkosť, ako podobnosť v profile pohybu hodnôt výroby a hydrometeorologických premenných. Znamená to, že s dátami zo siete staníc budovanej špecificky za účelom sledovania počasia pri elektrárnach, získame vždy presnejšiu predikciu,
- spojenie dát z viacerých meteorologických staníc prináša značné zlepšenie. Konkrétne, pre spomínané stanice v BB kraji priniesla integrácia dát z viacerých meteorologických staníc až 25 % zlepšenie v presnosti predikcie hodnôt merania $t+1$ ako aj dlhodobých (týždeň a mesiac) extrapolácií. Tento fakt je ďalšou pozitívnou evidenciou pre potrebu integrácie hydrometeorologických dát do systému SmartGrid v takej forme, aby bolo možné porovnávať namerané hodnoty senzorov z viacerých staníc v reálnom čase. Obdobný systém efektívnej dátovej komunikácie medzi administrátormi SmartGrid a národným hydrometeorologickým ústavom je prítomný vo všetkých štátoch, disponujúcich inteligentným riadením a manažmentom sietí, spotreby a výroby elektrickej energie. Tvorba týchto komunikačných kanálov by sa mala stať prioritou,
- použitie meteorologických dát iba z časti dňa, napr. od 8:00 do 16:00, má taktiež malý pozitívny vplyv 3 % zlepšenia predikcií oproti modelu, ktorý využíva celý deň. Tento na prvý pohľad neintuitívny fakt je spôsobený integráciou špecifických pravidiel do modelu, trekujúcich vyššie opísanú pravidelnosť fluktuácie hodnôt vo výrobe elektrickej energie počas 12 a 24 hodinového cyklu. Lepšiu špecifikáciu týchto pravidiel bude v budúcnosti možné spresniť predikciu omnoho viac, no tento výsledok nám stačí ako evidencia toho, že princíp funguje,
- použitie oblačnosti ako nezávislého prediktora, bez mediácie dátami o osvite, vedie k natrénovaniu neužitočného prediktora. Toto zistenie je obzvlášť zaujímavé, nakoľko tento prediktor uvádza (odporúča) viacero oficiálnych zdrojov venujúcich sa predikcii fotovoltickej výroby. Medzi nimi aj Smart Grid Task Force, vytvorený Komisiou európskej únie za účelom plánovania implementácie SmartGrid, a systémov s ním spätých, v členských štátoch EU.



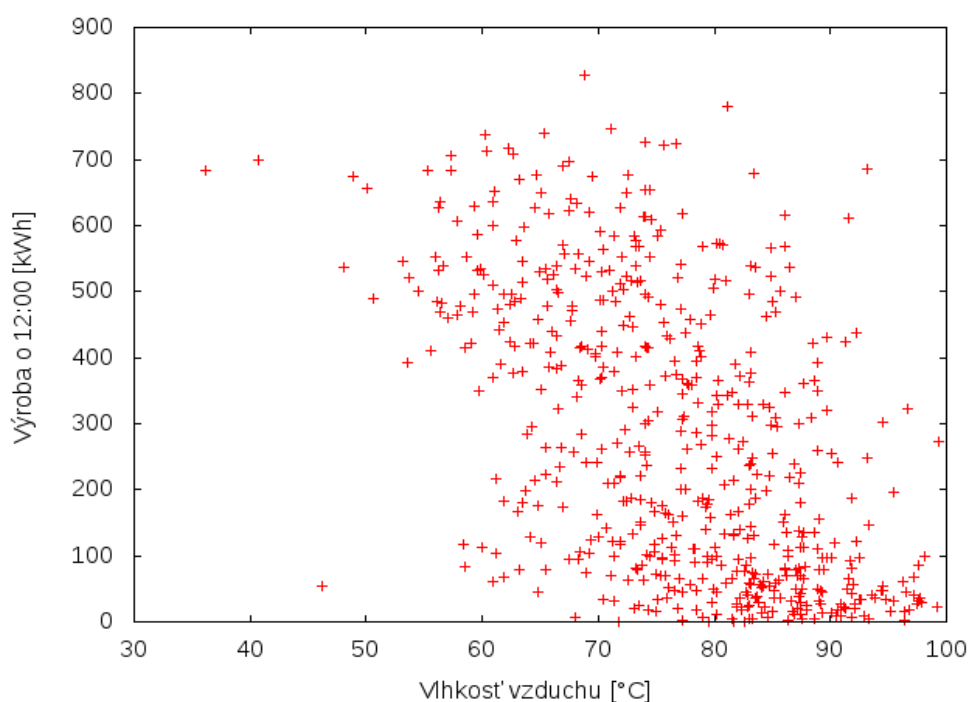
Obr. 73 Závislosť vygenerovanej dennej energie od jasnosti oblohy

Na Obr. 72 je znázornený graf, ktorý vizualizuje príklad závislosti vygenerovanej dennej energie od jasnosti oblohy. Vidíme, že vzťah síce existuje, no nemá jasnú priamoúmernú podobu. Po vykreslení plávajúcich priemerov viacerých fotovoltaických elektrární na výkonom-signifikantne-korelujúcom geografickom území, sa vzťah stále neukazuje ako stabilný. Hodnoty oblačnosti vyskytujúce sa počas roku majú vysokú variabilitu a amplitúdu, bez zrejmej kontinuity. Aby sa túto kontinuitu podarilo zachytiť, bolo by nutné disponovať s dátami o oblačnosti v reálnom čase z väčšieho územia (napríklad celého Slovenska) s hustejšou sieťou senzorov merajúcou oblačnosť (napríklad surové dáta z celoslovenskej siete SHMU). V takom prípade by sme vedeli stopovať postup oblačnosti cez územie, čo by sa prejavilo v jasnejšom trende v predikciách.

8.8 Vzťah vlhkosti a dennej výroby

Ďalší prediktor, ktorý sme chceli testovať a integrovať do modelu bola meraná vlhkosť vzduchu. Tak ako pri teplote, aj tu bol očakávaný nepriamy alebo sprostredkovaný vzťah k premennej osvit. Testy tieto predpoklady potvrdili. Zaujímavými ale boli výsledky faktorovej analýzy, ktoré ukázali, že vlhkosť modelu pomáha zlepšiť predikciu výroby o 10 % ako samostatná premenná, teda nie ako premenná moderujúca vzťah výroby a osvit. Čo spôsobuje tento efekt je na diskusiu. Naša hypotéza je, že okrem vzťahu s osvitom, má intenzita vlhkosti vzduchu vplyv aj na lámanie slnečných lúčov a teda aj na ich uhol dopadu na fotovoltaické články (podobný efekt ako oblačnosť). Výsledky testov ukázali, že pre vlhkosť platia body 1. - 4., rozpísané vyššie pri opise vzťahu medzi výrobou a oblačnosťou (t.j.

dôležitosť lokality a kombinácia viacerých dát za účelom mediácie). Predikčná sila kombinácie osvit, oblačnosti a vlhkosti je oproti kombinácii osvit a oblačnosti silnejšia o 2 %. Napriek tomu že sa nárast môže zdať malý, vlhkosť by mala zostať prediktorom výroby v modeli. Malý nárast v predikčnom výkone modelu po pridaní dát o vlhkosti spôsobila relatívne malá veľkosť vzorky, konkrétne fakt, že dáta o vlhkosti a oblačnosti sú v našej vzorke silne korelované. To však nie je všeobecne platný vzťah, pokiaľ ho popíšeme na väčšej vzorke meteorologických dát.



Obr. 74 Závislosť vygenerovanej dennej energie od vlhkosti vzduchu

Na Obr. 74 je znázornený graf, ktorý vizualizuje príklad závislosti vygenerovanej dennej energie od vlhkosti vzduchu. Vidíme, že vzťah existuje a má jasnú nepriamoúmernú podobu. Po vykreslení plávajúcich priemerov viacerých fotovoltických elektrární na výkonom-signifikantne-korelujúcom geografickom území, vzťah zostal stabilný. Hodnoty vlhkosti vyskytujúce sa počas roku majú vysokú variabilitu a amplitúdu, no epizodickú fluktuáciu. Aby sa túto kontinuitu podarilo zachytiť, bolo by nutné disponovať s dátami o vlhkosti v reálnom čase z väčšieho územia (napríklad celého Slovenska) s hustejšou sieťou senzorov merajúcou vlhkosť vzduchu (napríklad surové dáta z celoslovenskej siete SHMU). V takom prípade by sme vedeli stopovať ohniská väčšej vlhkosti na území, čo by sa prejavilo v jasnejších predikciách.

8.9 Predikcia súčtu výroby viacerých elektrární

Veľa entít operujúcich v energetike nezaujíma predikcia presného výkonu jednej elektrárne, ale predikcia súčtu výkonov niekoľkých elektrární. Dôvody na to sú rôzne, od fotovoltického poľa (t.j. skupín elektrární) až po balansovanie výkonu v sieti. Našou hypotézou bolo, že aj predikcia súčtu výroby sa môže správať ako prediktor v

implementovanom modeli. Dá sa totiž očakávať, že ak budeme predikovať súčet výroby viacerých elektrární tak sa niektoré náhodné faktory, zvyšujúce chybu predikcie, navzájom vyrušia. Pri testovaní na základných modeloch sa ukázalo, že tento prediktor naozaj funguje a už v pri základnej konfigurácii s ním vieme získať zlepšenie predikcie R^2 o 5 až 10 %. Tento náález je dôležitý z dvoch dôvodov.

Prvým je, že ani jeden z existujúcich produktov na trhu, ktoré sme analyzovali, nedisponoval týmto typom prediktoru. Tento prediktor nie je uvedený ani v odporúčaníach na predikciu výroby fotovoltiky od Smart Grid Task Force. Paradoxne, pri našich testoch vysvetľoval viac variancie (t.j. lepšie spresňoval predikciu) ako niektoré premenné zo spomenutého zoznamu odporúčaní (napr. je silnejším samostatným prediktorom ako oblačnosť). To znamená, že integráciou tohto prediktora do našich modelov sa naše riešenie stáva jedinečným.

Druhým dôvodom prečo je tento náález dôležitý je, že prezentované výsledky sú vytvorené na limitovanej vzorke elektrární, pričom tu platí pravidlo, že čím viac a čím inteligentnejšie budeme môcť na základe historických dát o výrobe zatriediť elektrárne do výrobných profilov (klastrov) tým intenzívnejší bude dopad tohto prediktora a tým viac spresníme celú predikciu.

V Tab. 43 je uvedené zhrnutie výkonu testovaných modelov dennej predikcie po integrácii viacerých prediktorov. Napriek tomu že tréning modelov bol limitovaný vzorkou dát a počtom premenných ktoré sme mali k dispozícii, výsledky považujeme za viac než uspokojivé. Výhodou modelov je, že sú odolné k temporálnemu zníženiu kvality dát alebo výpadku dátového signálu. Ako vidíme, už model založený na dvoch prediktorech: osvit a oblačnosť, má predikčnú presnosť 60 %. Dôležité je si uvedomiť, že reportovaná je predikcia pre jednu fotovoltickú elektrárňu v čase $t+1$ od posledného merania. Táto konštelácia je najnáročnejšou na predikciu výroby. Výpočet predikcie mal zároveň časový limit vo veľkosti časového rozdielu medzi meraním t a $t+1$. Na základe informácií poskytnutých pri popise prediktorov je zrejmé, že predikcie sa spresnia, hlavne ak budeme v budúcnosti disponovať väčším počtom historických hydrometeorologických dát a dát o výrobe, dát s hustejšou sieťou meteorologických staníc a to v podobe, v ktorej by sa dali synchronizovať podľa geografickej, topologickej a profilovej podobnosti.

V Tab. 44 je uvedené zhrnutie výkonu testovaných modelov pri 15 minútovej predikcii, kedy sme skúšali podobné postupy, ako pri dennej predikcii a výsledky a vplyvy na predikciu boli veľmi podobné. Zaujímavosťou bolo to, že použitie meteorologických dát s jemnejšou časovou granularitou (hodiny) prinieslo horšie výsledky ako použitie dát s dennou granularitou. Dôvodom bola hlavne malá vzorka. Výsledky sú zhrnuté v tabuľke nižšie.

Tab. 43 Zhrnutie výkonu testovaných modelov dennej predikcie po integrácii viacerých prediktorov pre fúziu hydrometeorologických dát s dátami o historickej výrobe, za účelom predikcie výroby elektriny pomocou FVE

Typ predikcie (atribúty na vstupe)	Stredná kvadratická odchýlka (1 = priemerná denná výroba za rok)	R ²
Celoročný priemer	0.25	-
Osvit	0.16	35 %
Teplota	0.19	25 %
Osvit + oblačnosť	0.10	60 %
Osvit + vlhkosť vzduchu	0.14	45 %
Osvit + oblačnosť + vlhkosť	0.092	63 %
Osvit + oblačnosť + vlhkosť pre súčet elektrárni	0.074	70 %

Tab. 44 Zhrnutie výkonu testovaných modelov 15 minútovej predikcie po integrácii viacerých prediktorov pre fúziu hydrometeorologických dát s dátami o historickej výrobe, za účelom predikcie výroby elektriny pomocou FVE

Typ predikcie (atribúty na vstupe)	Stredná kvadratická odchýlka (1 = priemerná 15 minútová výroba)	R ²
Celoročný priemer	1.6	-
Osvit + čas	0.84	47 %
Osvit + čas + denná oblačnosť	0.66	59 %
Osvit + čas + presná oblačnosť	0.70	55 %
Osvit + vlhkosť vzduchu	0.83	48 %
Osvit + oblačnosť + vlhkosť	0.56	65 %
Osvit + oblačnosť + vlhkosť pre súčet elektrárni	0.53	67 %

8.10 Vyhodnotenie

Naším cieľom bolo vyvinúť a testovať modely na predikciu výroby. Konkrétnejšie, nás zaujímala otázka aký efekt na výslednú silu predikcie bude mať fúzia hydrometeorologických dát s dátami o historickej výrobe, za účelom predikcie výroby pomocou fotovoltických elektrární. Sekundárnym cieľom bolo zistiť, aký majú potenciál jednotlivé prediktory, odvodené zo surových hydrometeorologických dát, ako ich nakombinovať, tak aby mali maximálny efekt na spresnenie predikcie a aký typ predikčného modelu použiť.

S výsledkami mesačného vývoja prvej verzie modelov a s výkonom našej predikcie špecifickej výroby na základe hydrometeorologických dát sme spokojní. Kým klasická t+1 predikcia, na základe historických dát o výrobe, mala strednú kvadratickú odchýlku 1.6, model, do ktorého sme zakomponovali prediktory osvit, oblačnosť, vlhkosť a interaktivitu dát medzi elektrárnami v danej geografickej lokalite redukoval odchýlku na hodnotu 0.53. Naše modely fungovali ešte lepšie pri predikciách dlhodobých predpovedí. Kým klasická dlhodobá predikcia, na základe historických dát o výrobe, mala strednú kvadratickú odchýlku 0.25, model, do ktorého sme zakomponovali prediktory osvit, oblačnosť, vlhkosť a interaktivitu dát medzi elektrárnami v danej geografickej lokalite redukoval odchýlku na hodnotu 0.074.

Dosiahnuté výsledky neznamenaajú, že by sa predikčná schopnosť modelov nedala ešte zefektívniť. Takisto to neznamená, že výstupom našej snahy je plnohodnotná aplikácia, ktorú je zajtra možné nasadiť potenciálnym klientom interagujúcim v systéme služieb SmartGrid. Ako sme viac krát v reporte spomenuli, niektoré z nami použitých prediktorov nie sú

uvedené v odporúčaniach prediktorov výroby fotovoltiky od Smart Grid Task Force, ktoré bola vytvorená Komisiou európskej únie. To znamená, že naše riešenie je jedinečné. Čo sa komerčných riešení dostupných na trhu týka, väčšina z nich v princípe kopíruje zoznam premenných uvedených v odporúčaniach tejto skupiny a stavia svoje modely priamo na ich formálnom výstupe (t.j. séria reportov z rokov 2012 a 2013). Počas nášho testovania sa paradoxne ukázalo, že niektoré prediktory uvádzané v týchto odporúčaniach, buď nemajú žiaden alebo skôr negatívny efekt na predikciu.

Pokiaľ by sme sa mali zamerať na zlepšenie našich výsledkov a zefektívnenie predikčného výkonu našich modelov, naše ďalšie kroky by viedli k vytvoreniu štatisticky presnejších profilov výroby, ktorým by sme pripísali špecifické predikčné parametre, a elektrárne v každom z týchto profilov by sme korelovali, v záujme spresnenia predikcie. Veríme, že takáto segmentácia výroby by značne posunula výkon predikčných modelov. Tréning systému na väčších vzorkách dát by tiež pomohol, nakoľko môžu existovať ďalšie, kvôli obmedzeniu vzorky nami nepozorované, dátové vzorce, ktoré nám pomôžu prispôbiť algoritmy reálnej výroby alebo epizodickým výkyvom v hodnotách meteorologických prediktorov.

Už počas prvej fázy vývoja modelov je zrejmé, že aplikácia adaptívnej predikcie výroby má potenciál výrazne znížiť finančné a časové náklady slnečných elektrární, tak v očakávanom systéme Smart Grid, ako aj v súčasnom stave systému.

Témou ďalšieho reportu bude fúzia hydrometeorologických dát s dátami o historickej spotrebe, za účelom predikcie spotreby rôznych typov OOM.

9 Fúzia hydrometeorologických dát s dátami o historickej spotrebe, za účelom predikcie spotreby elektriny

Predmetom nasledovnej analýzy v rámci projektu je prezentovať modely testované za účelom predikcie spotreby elektrickej energie pomocou historických dát o spotrebe. Snaha o čo najpresnejšiu, zároveň temporálne dynamickú, predikciu spotreby elektrickej energie bola v projekte identifikovaná ako služba, ktorú bude potrebné vyvinúť pre správny chod plánovaného systému SmartGrid. Očakávame, že presná predikcia spotreby elektrickej energie, poskytnutá v reálnom čase, bude žiadaná tak hráčmi na komerčnom trhu, ako aj monitorovacími inštitúciami v energetickom priemysle. Naším cieľom v rámci tohto reportu je identifikácia matematických modelov na predikciu spotreby OOM, ohodnotenie pridanej hodnoty meteorologických dát pre spresnenie týchto predikcií a identifikácia vhodných meteorologických prediktorov a ich kombinácií.

9.1 Špecifiká hydrometeorologických dát v kontexte predpovede spotreby elektriny

Jedným z najťažších kontextov, v ktorom je nutné predikovať spotrebu elektrickej energie je fakt, že hodnoty aktuálnej spotreby majú veľkú variáciu cez rôzne typy spotrebných miest. Množstvo spotrebovanej energie totiž závisí na viacerých faktoroch. Týmito faktormi sú hlavne charakteristika siete, premenné geografickej a topografickej lokalizácie OOM, typ OOM, ročné obdobia, sociodemografické charakteristiky a premenné hydrometeorologických dát. Kým prvé štyri skupiny menovaných premenných sú relatívne stabilné, hydrometeorologické dáta ako teplota, osvit, zrážky alebo veternosť predstavujú značne dynamické premenné. Elektrická spotreba vďaka nej disponuje značnou fluktuáciou.

Tento stav monitorovacím inštitúciám a priamym spotrebiteľom neposkytuje možnosť jemnej regulácie intenzity spotreby, či jeho dlhodobého plánovania na dostatočne exaktnej úrovni. Stav sa mení zavedením inteligentných elektromerov a zberom dát s relatívne vysokou granularitou. Z pohľadu matematického modelovania, predikcie spotreby na základe sekundárnych dát z hydrometeorológie a sociodemografie reprezentuje možné zvýšenie efektivity samotnej predikcie spotreby založenej na historických dátach o spotrebe.

Dva zaujímavé ciele v rámci tvorby takýchto predikčných modelov sú:

- čo najlepšia presnosť pri predikcii hodnoty $t+1$ v reálnom čase - napr. predikcia množstva spotrebovanej energie o ďalších 15 minút, pokiaľ sú zbierané 15 minútové dáta,
- čo najlepšia presnosť predpovedaných hodnôt spotreby do ďalekej, relevantnej budúcnosti.

Pre stavbu modelov, snažiacich sa čo najpresnejšie odhadnúť hodnoty v čase merania $t+1$, je veľmi dôležité, aby dáta o minulej spotrebe a o hydrometeorologických podmienkach boli dostupné pre výpočet v reálnom čase. Tento výpočet zároveň nemôže byť časovo náročný, nakoľko sa snažíme získať informáciu o hodnote ďalšieho merania v dostatočnom

predstihu. Veľkú pridanú hodnotu pri týchto výpočtoch majú aj aktuálne a minulé merania z ostatných, ideálne geograficky blízkych alebo topograficky podobných, meračov.

Dlhodobé predpovede v kontexte spotreby energie sú náročná úloha, pri ktorej môžu hydrometeorologické dáta značne pomôcť. V prvom rade, ich analýzou vieme sledovať opakujúce sa trendy v poklese teploty pre špecifické geografické miesto. Tieto fluktuácie nám umožnia presnejšie odhadnúť mesiace a týždne, kedy môžeme očakávať ročné maximá a minimá osvetlenia zrážok alebo oblačnosti pre konkrétne OOM.

Je jasné, že presnosť predpovede do budúcnosti budú klesať s presnosťou hydrometeorologických predpovedí (odhadu temporálnych maxím), ktoré sme schopní sledovať. Modely, vyvíjané za účelom takýchto dlhodobých predpovedí, preto potrebujú byť značne citlivé. Vyžadujú si väčší objem historických dát o spotrebe danej jednotky a hydrometeorologické dáta pre identický časový úsek – čím väčší objem dát, tým lepšie - ideálne niekoľko ročné, minimum predstavuje jeden rok. Dáta pre model nemusia byť sprostredkované v reálnom čase, je však dôležité, aby boli do modelu vkladané v pravidelných, nemeniacich sa intervaloch.

Cieľom výskumu bolo:

- predikovať spotrebu elektriny na základe dodanej vzorky dát z inteligentných elektromerov. Odhadnúť potenciál výkonnosti základných modulov vhodných na tento typ predikcie,
- overiť a popísať akú pridanú hodnotu pre predikciu spotreby elektriny má modelovanie hydrometeorologických dát,
- analyzovať výkon modelov, ktoré preformovali najlepšie, v kontexte predikcie spotreby v čase merania $t+1$. Popísať podmienky, pri ktorých má predikcia nízku chybovosť,
- analyzovať výkon modelov, ktoré preformovali najlepšie, v kontexte dlhodobej predikcie. Popísať vývoj kontinuálnej deformácie predikčného signálu do budúcnosti a možnosti zúženia intervalu odhadovaných hodnôt,
- z naštudovanej literatúry vieme, že fúzia hydrometeorologických dát pri predikcii spotreby sa často ukázala ako neefektívna, dokonca kontraproduktívna a dochádza pri nej k tzv. preučeniu prediktívnych modelov. Model sa preučí vtedy, keď sa jeho výsledky na tréningových dátach zlepšia, ale jeho dlhodobá predikčná schopnosť poklesne, lebo sa model z dát naučil šum. Ukážeme a otestujeme si preto niekoľko spôsobov ako preučenie eliminovať. Opäť budeme modely testovať na denných a 15 minútových dátach.

9.2 Špecifiká dátovej vzorky

Z dodaných dát sme vyseletovali merania priradené 1500 fotovoltaickým elektrárnam. Dáta sa pohybovali v rozmedzí od 1.7.2013 do 16.2.2015. Z 1500 dostupných výrobných miest, len 305 elektrární malo dáta, ktoré obsahovali hodnoty aspoň za posledných 500 dní. Tento fakt, samozrejme, predstavuje limit, ktorý musíme uviesť, ak chceme reportovať výsledky nášho modelovania. Autentické a pre geologickú lokalitu výroby špecifické

meteorologické dáta neboli k dispozícii, preto sme hľadali zdroje, ktoré boli schopné pokryť geografickú oblasť a časové rozmedzie, z ktorého máme dáta o výrobe. Nakoniec, sa nám podarilo získať hydrometeorologické dáta z meteorologických staníc lokalizovaných v a pri mestách: Košice, Dudince, Mochovce, Prievidza, Liesek, Hurbanovo, Žilina, Milhostov, Poprad, Lučenec, Prešov, Stropkov, Malacky, Telgárt, Nitra, Bratislava a Sliač. Tejto skutočnosti sme prispôbili dáta o spotrebe, ktoré sme filtrovali podľa ich lokality tak, aby boli dostatočne kompatibilné s dostupnými hydrometeorologickými dátami. Z dostupných dát o spotrebe sme vytvorili vzorku z 19 445 odberných miest, ktoré merali spotrebu od 1.7.2013 do 16.2.2015. Až 17 044 z týchto OOM malo dáta, ktoré obsahovali merania za kontinuálnych 500 dní.

Hydrometeorologické dáta, ktoré sme získali, obsahovali nasledovné premenné: Teplota, Rosný bod, Vlhkosť vzduchu, Tlak vzduchu, Viditeľnosť (zlá kvalita dát), Smer vetra, Rýchlosť vetra, Rýchlosť nárazov vetra, Zrážky, Oblačnosť. Samozrejme, nie všetky premenné sme použili pre modelovanie všetkých predikcií. Nutné bolo ale overiť ich vnútornú konzistenciu. Pri tomto procese sa preukázalo, že niektoré hydrometeorologické premenné alebo ich dvojice sú dobrými prediktormi výskytu hodnôt ostatných hydrometeorologických premenných. Tento fakt odporúčame v budúcnosti lepšie preskúmať, nakoľko nám potenciálne dovoľuje vysporiadať sa s neúplnými alebo nekvalitnými hydrometeorologickými dátami. Dáta boli v rôznej granularite, niekedy 30 minútové, maximálne trojhodinové.

9.3 Použité predikčné modely

Naše modely sú lineárne modely, v ktorých využívame rozvoj atribútov do polynómov stupňa 2-3. Konkrétne, pri modelovaní predikcií o spotrebe s a bez hydrometeorologických dát a ich následnom porovnávaní, sme testovali modely neurónových sietí s jednou alebo dvoma skrytými vrstvami, L2 regularizovanú lineárnu regresiu s polynomiálnymi atribútmi prvého alebo druhého stupňa a automatizovanú asociáciu polynomiálnych atribútov na treťom stupni.

Pri modeloch sme vždy hľadali najvhodnejšiu kombináciu hyperparametrov, napríklad počet neurónov na konkrétnych vrstvách pri neurónových sieťach, alebo mieru regularizácie. Hľadanie optimálnej kombinácie všetkých parametrov bolo sčasti robené ručne, a sčasti automaticky, štatistickými technikami ako „bootstrapping“ alebo faktorová analýza dát. Tieto techniky sa dajú automatizovať, no vyžaduje to čas. Modely sme trénovali na dátach z prvého roku a ich predikčný potenciál testovali na zvyšných rokoch, ktoré simulovali budúcnosť.

9.4 Predikcia spotreby s a bez hydrometeorologických dát

V prvom rade sme sa pozreli na mieru, do akej sú pre predikciu spotreby jedného OOM užitočné historické dáta z ostatných OOM. Podľa očakávania sa ukázalo, že intenzita spotreby medzi OOM do veľkej miery koreluje, tak pri hodnotách v reálnom čase, ako aj pri

väčších časových celkoch v rámci týždňov a mesiacov. Ako prvý sme vyvinuli základný model dennej spotreby.

Tento model sme zostrojili hlavne ako referenčný model pre testovanie výkonu komplexnejších modelov. Použili sme v ňom len kalendárne atribúty, ako deň v roku a deň v týždni. Obvykle sa spotreba mení podľa dňa v týždni (cez víkend je iná ako cez týždeň) a počas ročných období (v zime treba kúriť, v lete používať klimatizáciu a navyše sa mení čas počas ktorého treba svietiť). Korelačný koeficient dennej spotreby medzi dvoma OOM tu dosahoval 30 % (presnejšie, R^2 koeficient bol 30 %). Zaujímavosťou je, že keď nepoužijeme informáciu o dni v týždni, tak R^2 koeficient klesne na 2 %.

Z porovnania týchto údajov je teda zrejmé že zdieľanie dát o spotrebe medzi OOM v rámci plánovaného Smart Grid riešenia má naozaj veľký význam, špeciálne pre predikciu hodnôt do budúcnosti. Až na pár výnimiek v hornatom prostredí (intenzívny posun v nadmorskej výške), intenzita korelácie plynulo, no nie vždy lineárne, narastá so zvyšujúcou sa geografickou blízkosťou dvoch OOM. V hornatých oblastiach je väčším prediktorom topografická podobnosť polohy spotrebiteľa ako geografická blízkosť.

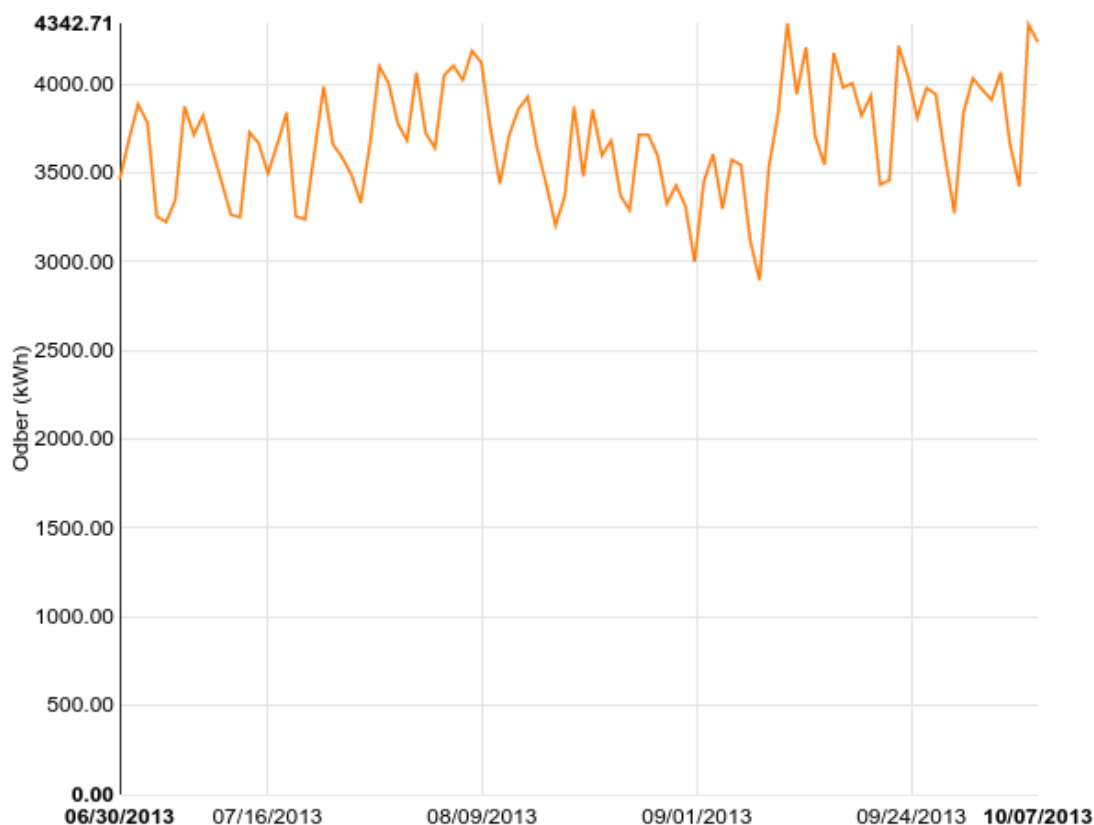
Tento fakt má takisto veľký potenciál pomôcť pri identifikácii dát, ktoré sú dôležité pre predikciu spotreby. Jednoduchý algoritmus vie selektovať zdroje dát, ktoré má význam integrovať do predikcie, respektíve odfiltrovať zdroje, ktoré historicky generujú viac šumu ako signálu pre predikciu.

Ďalšou charakteristikou, ktorou sa možno pri plánovaní dizajnu predikčného modelu riadiť je, že dáta o spotrebe OOM sa vyznačujú periodickou osciláciou hodnôt v rámci 12 hodín, 24 hodín aj v rámci roka. Pravidelné oscilácie dát umožňujú hneď zo začiatku odhadnúť pravdepodobnostné intervaly hodnôt, ktoré budú namerané a konfidenčný interval tejto predikcie. Následne ide len o snahu minimalizovať chybu a zúžiť pravdepodobnostný interval hodnôt čo najviac na základe krátkodobých a dlhodobých historických meraní a hydrometeorologických dát.

Dáta zo spotreby elektriny jedného OOM disponujú pravidelnou osciláciou hodnôt na viacerých temporálnych úrovniach, kde názorná ukážka priebehu spotreby je znázornená na Obr. 75. Tu môžeme vidieť týždennú pravidelnosť v stúpaní a poklese odberu.

Pri zostavovaní predikcie sme sa sústredili na dve rôzne škály, a to 15 minútové dáta a denné dáta. Tieto dva smery sa dajú chápať ako simulácia predikcie nasledujúceho merania $t+1$ a predikcie spotreby v dlhších časových celkoch.

Modely sme stavali postupným sledovaním ich predikčného výkonu, pričom sme do ich architektúry postupne integrovali prediktory z rôzne kvalitných dátových zdrojov. Počítali sme totiž s tým, že pri zavádzaní systému SmartGrid neprebehne celý proces optimálne a že integrácia systémov neprebehne v rámci krátkeho časového úseku. Tieto dve okolnosti implikujú, že presné dáta nemusia byť (a zo začiatku zrejme nebudú) okamžite k dispozícii. Naše systémy však musia prinášať výsledky hneď zo začiatku implementácie.



Obr. 75 Priebeh spotreby elektriny jedného OOM

Treba mať na pamäti, že do skupiny užívateľov sledujúcich predikciu spotreby patria aj laici v oblastiach interpretácie dát odčítavania hodnôt a sledovania hydrometeorologických či energetických dát. Z našej interakcie s hydrometeorologickými stanicami sme napríklad zistili, že doručiť v reálnom čase presné dáta o oblačnosti v takej podobe, v akej by boli ideálne pre predikčný model, je v súčasnosti problematické.

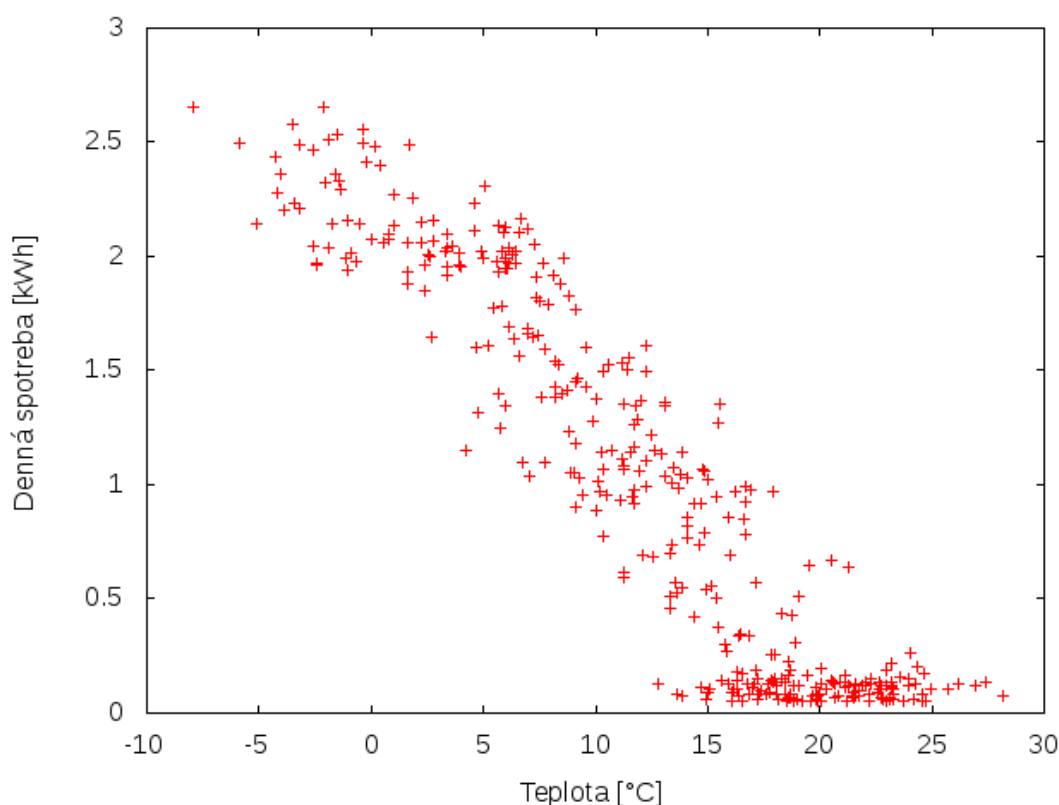
Príkladom jednej z komplikácií je fakt, že oblačnosť alebo osvit sú vďaka historickému kontextu merané na takzvané osminy (t.j. rebríček oblačnosti od 1 po 8). Pre predikčné modely by bolo oveľa užitočnejšie, keby boli dáta reportované ako percentá jasu alebo oblačnosti na oblohe. Hodnotenie osvitu na osminy je nedostatočné aj kvôli nekonzistencii bodovania, pri ktorom môže jasné počasie s nízkymi oblakmi získať identické hodnotenie ako obloha s oblakmi vo vyšších úrovniach atmosféry. Zároveň, majú laici problém interpretovať čo vlastne osminy znamenajú v praxi. Konkrétne, vyššie uvedené dva stavy oblačnosti znamenajú pre bežných ľudí rozdielny výsledok a má za následok iné spotrebné správanie (napríklad zapnutie osvetlenia v dome/kancelárii).

9.5 Vzťah priemernej dennej teploty a dennej spotreby

Medzi priemernou dennou teplotou a spotrebou OOM sme očakávali sprostredkovanú stabilnú koreláciu. Táto korelácia vzniká kvôli tomu, že teplota je moderačnou premennou kúrenia v OOM. Vďaka tomuto vzťahu by táto korelácia mala byť dostatočne stabilná a silná,

aby v modeli figurovala ako samostatný prediktor. Jej pridaná hodnota je aj taká, že pokiaľ model nedostane presné alebo aktuálne informácie o spotrebe (výpadok alebo údržba meračov), veľký počet presných meraní teploty v reálnom čase môže vyplniť chýbajúce dáta a stále udržať kvalitný predikčný výkon modelu.

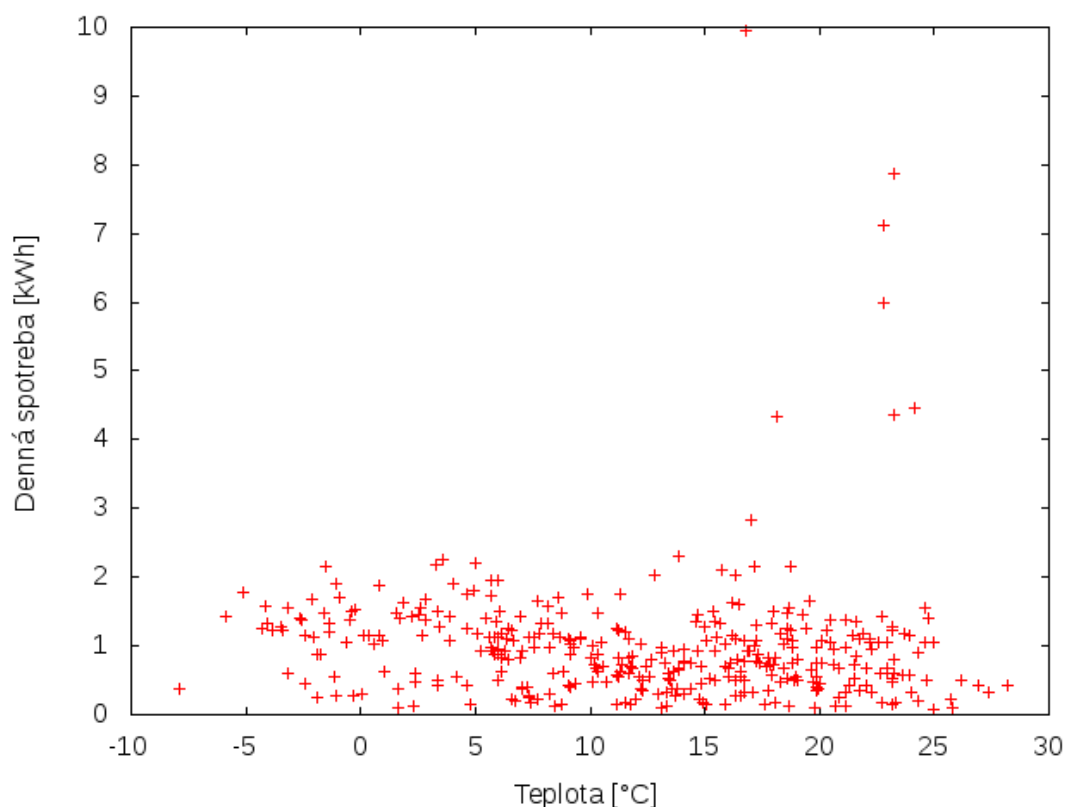
Testovanie ukázalo, že prediktor dennej spotreby, ktorý využíva len informáciu o dennej teplote, je schopný v priemere značnú časť variácie v dátach o dennej spotrebe. Zaujímavosťou je, že pridanie dát o priemernej dennej teplote pomáha v predikcii spotreby u niektorých odberných miest, ale u niektorých predikciu pokazí a spôsobí preučenie. Zníženie kvality predikcie nastalo až pri 76 % OOM.



Obr. 76 Závislosť spotrebovanej dennej energie od priemernej dennej teploty pre jedno OOM

Na Obr. 71 je znázornený graf, ktorý vizualizuje príklad závislosti spotrebovanej dennej energie od priemernej dennej teploty pre jedno OOM. Vzťah je priamoúmerný a kvázi-lineárny. Po vykreslení plávajúcich priemerov viacerých OOM na spotrebou-signifikantne-korelujúcom geografickom území, sa vzťah ukazuje ako stabilne pseudo-kvadratický, pre hodnoty teplôt bežne vyskytujúcich sa počas roku.

Na Obr. 77 je znázornený graf, ktorý vizualizuje príklad závislosti spotrebovanej dennej energie od priemernej dennej teploty pre jedno OOM. V tomto prípade je vzťah nepriamoúmerný a nelineárny. Po vykreslení plávajúcich priemerov viacerých OOM na spotrebou-signifikantne-korelujúcom geografickom území, sa vzťah ukazuje ako stabilne nelineárny, pre hodnoty teplôt bežne vyskytujúcich sa počas roku. To implikuje špecifickú skupinu OOM, ktorej spotrebu zmeny teplôt ovplyvňujú len minimálne.



Obr. 77 Závislosť spotrebovanej dennej energie od priemernej dennej teploty pre jedno OOM

Na týchto výsledkoch je vidieť, že na rozdiel od predikcie výroby, pri ktorej teplota prinášala efekt pre všetky fotovoltaické elektrárne, odberné miesta bude treba segmentovať podľa ich typu. Predikcia na základe teploty a historických dát sa totiž správa inak pri domácnostiach v porovnaní s obchodnými domami alebo továrňami. Ako prediktor sme použili neurónovú sieť s 20 skrytými neurónmi. Väčšia sieť sa ukázala ako nevhodná, keďže pri nej dochádzalo ku preučeniu predikčného modelu.

9.6 Vzťah oblačnosti a dennej spotreby

Vzhľadom na kvalitu získaných meteorologických dát sme do prvého modelu vkladali podiely dňa, počas ktorých bolo jasno, oblačno, zamračené a denný osvit. Naše štatistické modelovanie tejto premennej ako prediktora prinieslo nasledujúce závery:

- intuitívne by sa dalo povedať, že oblačnosť bude mať vplyv na spotrebu elektrickej energie v niektorých typoch OOM (napr. keď je škaredo, ľudia sú doma). Náš predpoklad sa potvrdil. Ak sme totiž použili oblačnosť ako prediktor spolu s dátami o historickej spotrebe na všetkých OOM, mal na vzorke dát, ktorú sme mali k dispozícii, len minimálny vplyv (zlepšenie R^2 o 1 - 2 %). Jeho vplyv sa však zvyšoval, po tom, čo sme segmentovali OOM podľa typu, hlavne pomohlo rozdelenie medzi domácnosťami či malými spotrebiteľmi a industriálnymi spotrebiteľmi. Zlepšenie R^2 variovalo medzi 10 – 20 %,
- ako pri predikcii výroby, pre efektívnu predikciu je dôležitý výber meteorologickej stanice. Napríklad pre spotrebu v BB kraji je oveľa lepšia stanica Lučenec ako Bratislava. Zaujímavosťou tu je, že po spojení vyššie menovaných prediktorov do jedného modelu sa

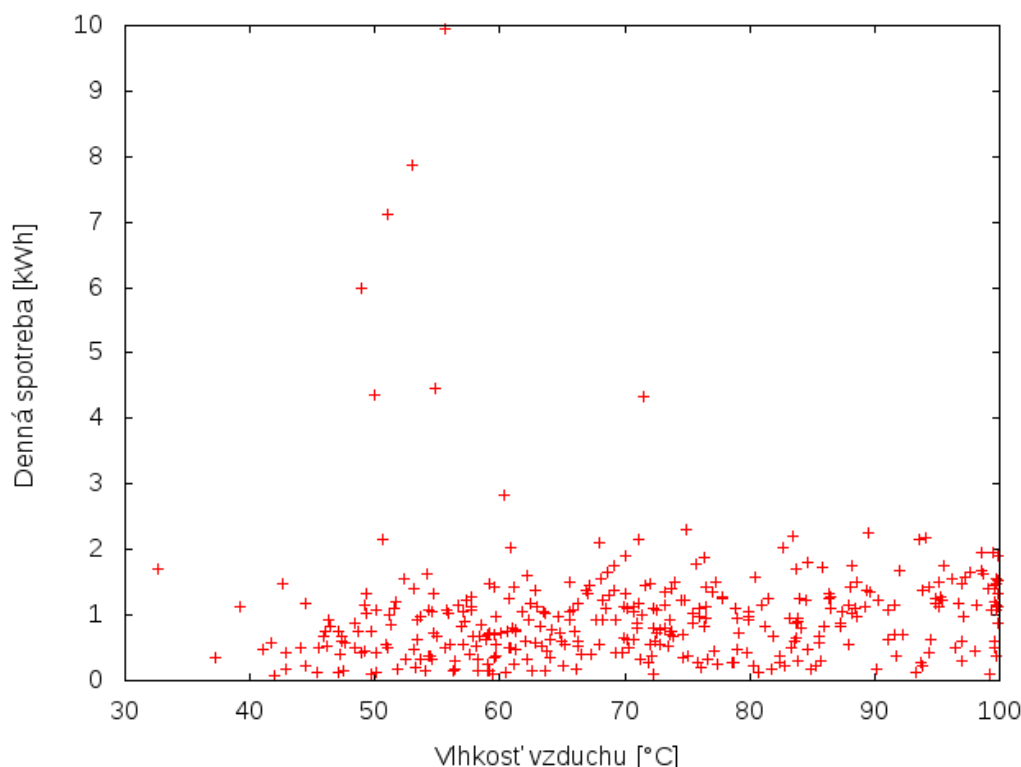
ukázalo, že o výbere vhodnej stanice (t.j. stanice s vhodnými dátami na predikciu konkrétneho OOM) nerozhodovala ani tak geografická blízkosť, ako podobnosť v profile pohybu hodnôt spotreby a hydrometeorologických premenných. Znamená to, že s dátami zo siete staníc budovanej špecificky za účelom sledovania počasia pri celkoch odberných miest (napríklad meteorologické stanice v mestách a industriálnych parkoch), získame vždy presnejšiu predikciu,

- spojenie dát z viacerých meteorologických staníc prináša značné zlepšenie v presnosti predikcie hodnôt merania $t+1$ ako aj dlhodobých (týždeň a mesiac) extrapolácií. Tento fakt je ďalšou pozitívnou evidenciou pre potrebu integrácie hydrometeorologických dát do systému SmartGrid v takej forme, aby bolo možné porovnávať namerané hodnoty senzorov z viacerých staníc v reálnom čase. Obdobný systém efektívnej dátovej komunikácie medzi administrátormi SmartGrid a národným hydrometeorologickým ústavom je prítomný vo všetkých štátoch disponujúcich inteligentným riadením a manažmentom sietí, spotreby a výroby elektrickej energie. Tvorba týchto komunikačných kanálov by sa mala stať prioritou. Na rozdiel od predikcie výroby, poskytovanie hydrometeorologických dát geograficky korelovaných k miestam so zvýšenou spotrebou, sú často dostupné ako komerčná služba. Je to spôsobné hlavne tým, že trh pre predikcie spotreby je oveľa väčší (domácnosti si ju chcú sledovať) ako trh pre predikciu výroby,
- použitie meteorologických dát iba sčasti dňa, napr. od 8:00 do 16:00, má taktiež malý pozitívny vplyv, ktorý využíva celý deň. Tento na prvý pohľad neintuitívny fakt je spôsobený integráciou špecifických pravidiel do modelu, trekujúcich vyššie popísanú pravidelnosť fluktuácie hodnôt v spotrebe elektrickej energie počas 12 a 24 hodinového cyklu. Lepšiu špecifikáciu týchto pravidiel bude v budúcnosti možné spresniť predikciu omnoho viac, no tento výsledok nám stačí ako evidencia toho, že princíp funguje. Dôvodom je hlavne korelácia medzi osvitom, oblačnosťou a zmenou dňa a noci,
- použitie oblačnosti ako nezávislého prediktora, bez mediácie dátami o osvite a presnej hodine, vedie k natrénovaniu neužitočného prediktora. Toto zistenie je obzvlášť zaujímavé, nakoľko, tak ako pri výrobe, tento prediktor uvádza (odporúča) viacero oficiálnych zdrojov venujúcich sa predikcii spotreby OOM. Medzi nimi aj Smart Grid Task Force, vytvorený Komisiou európskej únie za účelom plánovania implementácie SmartGrid, a systémov s ním spätých, v členských štátoch EU.

9.7 Vzťah vlhkosti, osvitu a dennej spotreby

Ďalší prediktor, ktorý sme chceli testovať a integrovať do modelu, bola meraná vlhkosť vzduchu. Bol očakávaný nepriamy alebo sprostredkovaný vzťah k premennej dátumu (t.j. ročné obdobia majú prirodzenú fluktuáciu vlhkosti vzduchu). Testy tieto predpoklady potvrdili. Zaujímavými ale boli výsledky faktorovej analýzy, ktoré ukázali, že vlhkosť vzduchu modelu nepomáha zlepšiť predikciu spotreby ako samostatná premenná, teda nie ako premenná moderujúca vzťah spotreby a dátumu. Ako samostatný prediktor vytvára skôr šum a spôsobuje preučenie modelov.

Predikčná sila kombinácie vlhkosti, oblačnosti, teploty a historických dát o spotrebe a vlhkosti je oproti kombinácii teploty, historickej spotreby a oblačnosti silnejšia len o 2 %. Napriek tomu že sa nárast môže zdať malý, vlhkosť by mala zostať moderačnou premennou predikcie spotreby v modeli. Malý nárast v predikčnom výkone modelu po pridaní dát o vlhkosti mohla spôsobiť relatívne malá veľkosť vzorky.



Obr. 78 Závislosť spotrebovanej dennej energie od vlhkosti vzduchu

Na Obr. 78 je znázornený graf, ktorý vizualizuje príklad závislosti spotrebovanej dennej energie od vlhkosti vzduchu. Vidíme, že vzťah medzi týmito dvoma premennými je len veľmi slabý a v modeli generuje skôr šum. Vzťah však zostal stabilný po vykreslení plávajúcich priemerov viacerých OOM na výkonom-signifikantne-korelujúcom geografickom území. Ukázalo sa, že vlhkosť vzduchu funguje ako efektívny moderátor časového obdobia (dátumu a času). Hodnoty vlhkosti vyskytujúce sa počas roku majú vysokú variabilitu a amplitúdu, no epizodickú fluktuáciu. Aby sa túto kontinuitu podarilo zachytiť, bolo by nutné disponovať s dátami o vlhkosti v reálnom čase z väčšieho územia (napríklad celého Slovenska) s hustejšou sieťou senzorov merajúcou vlhkosť vzduchu (napríklad surové dáta z celoslovenskej siete SHMU). V takom prípade by sme vedeli stopovať ohniská väčšej vlhkosti na území, čo by sa prejavilo v jasnejších predikciách.

Obdobné výsledky sme získali aj pri posudzovaní denného osvetlenia ako samostatného prediktora. Osvetlenie sa dá poňať ako niekoľko samostatných premenných, napríklad intenzita osvetlenia geografická lokalizácia osvetlenia alebo dĺžka trvania osvetlenia. Z našich faktorových analýz sa ukázalo, že najlepším prediktorom je dĺžka trvania osvetlenia, ktorý je nad priemernou úrovňou dvojtýždňových meraní. Tento fakt je pochopiteľný, nakoľko je tento údaj vysoko korelovaný s dĺžkou dňa v roku.

Použitie prediktora, ktorý využíva aj teplotu, vlhkosť vzduchu a denný osvit prinieslo len zanedbateľné zlepšenie oproti prediktoru, ktorý používa len historické dáta a dennú teplotu. Je to spôsobené hlavne tým, že premenné vlhkosť vzduchu a denný osvit majú vysoké vzájomné korelácie s premennými dátum a čas. Do modelu je však zmysluplné integrovať obe premenné, pričom osvit s vlhkosťou bude kontrolovať presnosť dát o teplote a doplní nedostatky, pokiaľ kvalita dát o teplote klesne.

9.8 Predikcia súčtu spotreby viacerých OM

Veľa entít operujúcich v energetike nezaujíma predikcia presnej spotreby jedného OOM, ale predikcia súčtu spotreby v konkrétnom spotrebnom celku. Spotrebné celky môžu byť rôzne, od geograficky a topograficky blízkych odberných miest, cez celky definované na základe podobného typu odberného miesta (napr. podniky alebo domácnosti), až po celky, ktoré zlučujú OOM s podobným spotrebným profilom. Dôvodov na výpočet týchto špecifických predikcií je tiež mnoho, od demografickej analýzy a monitorovania skupinovej spotreby, až po balansovanie výkonu v sieti. Našou hypotézou bolo, že aj predikcia súčtu spotreby sa môže správať ako prediktor v implementovanom modeli. Dá sa totiž očakávať, že ak budeme predikovať súčet spotreby viacerých OOM, tak sa niektoré náhodné faktory, zvyšujúce chybu predikcie, navzájom vyrušia. Pri testovaní na základných modeloch sa ukázalo, že tento prediktor naozaj funguje a už v pri základnej konfigurácii s ním vieme získať zlepšenie predikcie R^2 o 10 %. Tento náález je dôležitý z dvoch dôvodov.

Prvým je, že ani jeden z existujúcich produktov na trhu, ktoré sme analyzovali, nedisponoval týmto typom prediktora. Podobne ako pri analýze výroby v minulom reporte, tento prediktor nie je uvedený ani v odporúčaní na predikciu spotreby od Smart Grid Task Force. Paradoxne, pri našich testoch vysvetľoval viac variancie (t.j. lepšie spresňoval predikciu) ako niektoré premenné zo spomenutého zoznamu odporúčaní (napr. je stabilnejším samostatným prediktorom ako oblačnosť moderovaná teplotou). To znamená, že integráciou tohto prediktora do našich modelov naše predikcie disponujú jedinečným know-how.

Druhým dôvodom prečo je tento náález dôležitý je, že prezentované výsledky sú vytvorené na limitovanej vzorke OOM, pričom tu platí pravidlo, že čím viac a čím inteligentnejšie budeme môcť na základe historických dát o spotrebe zatriediť OOM do spotrebných profilov (klastrov), tým intenzívnejší bude dopad tohto prediktora a tým viac spresníme celú predikciu.

9.9 Regularizácia modelov pre predikciu spotreby viacerých OM

Jedným zo spôsobov zabránenia preučeniu je regularizácia. Spočíva v úprave optimalizačného kritéria modelu, kde sa okrem chyby pri učení započítava aj zložitosť modelu. Obvykle sa zložitosť modelu počíta ako súčet štvorcov jeho parametrov.

Sila započítania zložitosti modelu sa dá nastaviť a väčšinou sa nastavuje cross-validáciou. Pri použití regularizácie nastáva zníženie kvality predikcie u 38 % odberných miest, ale priemerný R^2 koeficient sa vyšplhá na 40 %. Obvykle pri regularizácii platí, že čím väčšiu penaltu dáme zložitosti modelu, tým bude výsledok viac vyhladený. Ak by táto penalta bola príliš vysoká, tak by model zase nedostatočne pochopil rozdiel medzi šumom a signálom v dátach a došlo by k podučeniu.

9.10 Selekcia atribútov do modelov na predikciu spotreby viacerých OM

Pri zefektívnení predikcií spotreby pre viaceré OOM, na úrovni $t+1$ a dlhodobej predikcie, bolo nutné testovať rôzne spôsoby dynamickej selekcie atribútov, ktoré používame v modeli. Efektívnych spôsobov selekcie je viacero.

Prvou aplikovanou metódou selekcie atribútov v našich modeloch bolo urobiť základné modely predikcie, postavené na dátach o historickej spotrebe a následne pridávať jednotlivé atribúty a ich kombinácie, s tým, že percentuálna variácia, ktorú v predikcii vysvetľujú, bola sledovaná.

Druhou metódou selekcie, ktorú sme použili, bola heuristika, ktorá začína aplikáciou všetkých atribútov a postupne eliminuje nepotrebné atribúty z modelu. Dopad a stabilita atribútu na konečnú predikciu sa zisťuje pomocou kros-validácie. Táto metóda sa ukázala v niektorých prípadoch omnoho účinnejšia. Napríklad, pri použití tejto selekcie atribútov a dát o teplote nastáva zlepšenie predikcie u 75 % odberných miest a R^2 koeficient sa vyšplhá na 45 %.

Treťou aplikovanou technikou optimalizácie fungovania modelu bol výber hyperparametrov, napríklad počtu neurónov na konkrétnych vrstvách pri neurónových sieťach. Hľadanie optimálnej kombinácie hyperparametrov všetkých parametrov bolo testované ručne a neskôr aplikované automaticky, štatistickými technikami ako „bootstrapping“ alebo faktorová analýza dát.

V Tab. 45 je uvedené zhrnutie výkonu testovaných modelov dennej predikcie po integrácii viacerých prediktorov. Napriek tomu že tréning modelov bol limitovaný vzorkou dát a počtom premenných, ktoré sme mali k dispozícii, výsledky považujeme za uspokojivé. Výhodou modelov je, že sú odolné voči temporálnemu zníženiu kvality dát alebo úplnému výpadku dátového signálu. Na základe informácií, poskytnutých pri popise prediktorov, je zrejmé, že predikcie sa spresnia, hlavne ak budeme v budúcnosti disponovať väčším počtom historických hydrometeorologických dát a dát o spotrebe, dát s hustejšej siete meteorologických staníc a to v podobe, v ktorej by sa dali synchronizovať podľa geografickej, topologickej a profilovej podobnosti.

V Tab. 46 je uvedené zhrnutie výkonu testovaných modelov 15 minútovej predikcie, kedy sme skúšali podobné postupy a kombinácie prediktorov, ako pri dennej predikcii a výsledky a vplyvy premenných na predikciu boli obdobné. Ako vidíme, model založený na

troch prediktoroch: historické dáta, teplota a selekcia atribútov, má predikčnú presnosť 50 %. Dôležité je si uvedomiť, že reportovaná je predikcia pre jedno OOM v čase $t+1$ od posledného merania. Táto konštelácia je najnáročnejšou na predikciu spotreby. Výpočet predikcie mal zároveň časový limit vo veľkosti časového rozdielu medzi meraním t a $t+1$. Zaujímavosťou bolo to, že použitie meteorologických dát s jemnejšou časovou granularitou (hodiny) prinieslo horšie výsledky ako použitie dát s dennou granularitou. Dôvodom bola hlavne malá vzorka. Výsledky sú zhrnuté v tabuľke nižšie.

Tab. 45 Zhrnutie výkonu testovaných modelov dennej predikcie po integrácii viacerých prediktorov pre fúziu hydrometeorologických dát s dátami o historickej spotrebe, za účelom predikcie spotreby elektriny

Typ predikcie	R^2
Iba časové dáta	30 %
Časové + teplota (bez kontroly preučenia)	27 %
Časové + teplota + regularizácia	40 %
Časové + teplota + selekcia atribútov	45 %

Tab. 46 Zhrnutie výkonu testovaných modelov 15 minútovej predikcie po integrácii viacerých prediktorov pre fúziu hydrometeorologických dát s dátami o historickej spotrebe, za účelom predikcie spotreby elektriny

Typ predikcie	R^2
Iba časové dáta	35 %
Časové + teplota (bez kontroly preučenia)	30 %
Časové + teplota + regularizácia	45 %
Časové + teplota + selekcia atribútov	50 %

9.11 Vyhodnotenie

Naším cieľom v rámci tohto reportu bolo vyvinúť a testovať modely na predikciu spotreby. Konkrétnejšie, nás zaujímala otázka, aký efekt na výslednú silu predikcie bude mať fúzia hydrometeorologických dát s dátami o historickej spotrebe, za účelom predikcie spotreby rôznych typov spotrebných miest.

Sekundárnym cieľom bolo zistiť, aký majú potenciál jednotlivé prediktory, odvodené zo surových hydrometeorologických dát, ako ich nakombinovať tak, aby mali maximálny efekt na spresnenie predikcie a aký typ predikčného modelu použiť. S výsledkami mesačného vývoja prvej verzie modelov a s výkonom našej predikcie špecifickej výroby na základe hydrometeorologických dát, sme spokojní. Napriek tomu, že výskum modelov spotreby bol do veľkej miery paralelný s výskumom predikcie výroby elektriny, je možné pozorovať niekoľko relevantných rozdielov v tom, akým štýlom moderujú hydrometeorologické premenné predikciu oboch štruktúr.

Kým klasická $t+1$ predikcia, na základe historických dát o spotrebe, mala efektivitu 35 %, model do ktorého sme zakomponovali prediktory teploty, dynamickej selekcie atribútov, interaktivitu dát medzi viacerými OOM v danej geografickej lokalite, priniesol na testovacích dátach efektivitu okolo 50 %. Aplikácia automatického modifikovania hyperparametrov priniesol na testovacích dátach efektivitu okolo 60 %.

Naše modely fungovali v priemere horšie (iba o 5 %) pri predikciách dlhodobých predpovedí, no zároveň zaznamenali identický vplyv jednotlivých prediktorov na celkové zlepšenie modelu. To znamená, že môžeme v budúcnosti na väčších vzorkách očakávať identický nárast presnosti dlhodobých predikcií ako nárast presnosti v predikciách krátkodobých.

Kým klasická dlhodobá predikcia, na základe historických dát o spotrebe, mala efektivitu 30 %, model teploty, dynamickej selekcie atribútov, interaktivitu dát medzi viacerými OOM v danej geografickej lokalite priniesol na testovacích dátach efektivitu okolo 45 %. Aplikácia automatického modifikovania hyperparametrov priniesol na testovacích dátach efektivitu okolo 50 %. Tieto hodnoty predstavujú priemerný dlhodobý predikčný výkon modelu. Efektivita modelov radikálne vzrástla po tom, ako sme OOM segmentovali podľa ich typu (napr. industriálny, stredný, malý spotrebiteľ) a podľa spotrebných profilov. Predikčný výkon modelov pre jednotlivé segmenty užívateľov sa pohybovala nad 70 %.

Ako pri záveroch minulého reportu, posudzujúceho predikciu výroby, dosiahnuté výsledky neznamenia, že by sa predikčná schopnosť modelov nedala ešte zefektívniť. Takisto to neznamena, že výstupom našej snahy je plnohodnotná aplikácia, ktorú je zajtra možné nasadiť potenciálnym klientom interagujúcim v systéme služieb SmartGrid. Systému je nutné dotrénovať na väčších vzorkách dát a prispôbiť potrebám jednotlivých skupín potenciálnych užívateľov.

Ako sme viac krát v reporte spomenuli, niektoré z nami použitých prediktorov nie sú uvedené v odporúčaní prediktorov spotreby od Smart Grid Task Force, vytvorené Komisiou európskej únie. To znamená, že naše riešenie je jedinečné. Čo sa komerčných riešení dostupných na trhu týka, väčšina z nich v princípe kopíruje zoznam premenných uvedených v odporúčaní tejto skupiny a stavia svoje modely priamo na ich formálnom výstupe (t.j. séria reportov z rokov 2012 a 2013). Počas nášho testovania sa paradoxne ukázalo, že niektoré prediktory uvádzané v týchto odporúčaní buď nemajú žiaden alebo skôr negatívny efekt na predikciu.

Pokiaľ by sme sa mali zamerať na zlepšenie našich výsledkov a zefektívnenie predikčného výkonu našich modelov, naše ďalšie kroky by viedli k vytvoreniu štatisticky presnejších profilov spotrebných miest, ktorým by sme pripísali špecifické predikčné parametre a OOM v každom z týchto profilov by sme korelovali, v záujme spresnenia predikcie. Pri našom výskume charakteru dát pri dlhodobých predpovediach sa ukázalo, že takáto segmentácia spotreby značne posunula výkon predikčných modelov. Tréning systému na väčších vzorkách dát by tiež pomohol, nakoľko môžu existovať ďalšie, kvôli obmedzeniu vzorky nami nepozorované, dátové vzorce, ktoré nám pomôžu prispôbiť algoritmy reálnej spotreby pre jednotlivé skupiny odberných miest, aj pravidelným epizodickým výkyvom v hodnotách meteorologických prediktorov.

Už počas prvej fázy vývoja modelov je zrejmé, že aplikácia adaptívnej predikcie spotreby má potenciál výrazne znížiť finančné a časové náklady OOM, tak v očakávanom systéme SmartGrid, ako aj v súčasnom stave systému.

Ďalšou možnosťou zlepšenia našich výsledkov a predikčného výkonu našich vyvíjaných modelov by bolo taktiež vypracovanie analýzy na tému fúzie demografických dát s dátami o historickej výrobe a spotrebe.

10 Fúzia sociodemografických dát s dátami o historickej spotrebe, za účelom predikcie spotreby elektriny

Predmetom tejto ďalšej analýzy v rámci projektu je prezentovať modely testované za účelom predikcie spotreby elektrickej energie pomocou historických dát o spotrebe. Čo najpresnejšia, zároveň temporálne dynamická, predikcia spotreby a výroby elektrickej energie bola v projekte identifikovaná ako služba, ktorú bude potrebné vyvinúť pre správny chod plánovaného systému SmartGrid. Očakávame, že presná predikcia spotreby elektrickej energie, poskytnutá v reálnom čase, bude žiadaná tak hráčmi na komerčnom trhu ako aj monitorovacími inštitúciami v energetickom priemysle.

Naším cieľom v rámci tohto reportu je identifikácia matematických modelov na predikciu spotreby OOM, ohodnotenie pridanej hodnoty sociodemografických dát pre spresnenie týchto predikcií a identifikácia vhodných sociodemografických prediktorov a ich kombinácií.

10.1 Špecifiká sociodemografických dát v kontexte predpovede spotreby elektriny

Jedným z najťažších kontextov, v ktorom je nutné predikovať spotrebu elektrickej energie, je fakt, že hodnoty aktuálnej spotreby majú veľkú variáciu cez rôzne typy spotrebných miest. Množstvo spotrebovanej energie totiž závisí na viacerých faktoroch. Týmito faktormi sú hlavne charakteristika siete, premenné geografickej a topografickej lokalizácie OOM, typ OOM, ročné obdobia, sociodemografické charakteristiky a premenné hydrometeorologických dát. Kým hydrometeorologické premenné sú značne dynamické, prvé štyri menované premenné sú relatívne stabilné.

Tento stav umožňuje monitorovacím inštitúciám a priamym spotrebiteľom postaviť predikčné systémy na stabilných dátach, poprípade špecifikovať predikciu na geografické, topografické, socio-ekonomicko-demografické skupiny spotrebiteľov a korelovať tieto údaje s ich historickým profilom spotreby. S pridaním hydrometeorologických dát, spotrebiteľia budú mať možnosť jemnej regulácie intenzity spotreby, či jej dlhodobého plánovania na dostatočne exaktnej úrovni.

Podmienkou na zmenu súčasného stavu je zavedenie inteligentných elektromerov a zber dát s relatívne vysokou granularitou. Z pohľadu matematického modelovania, predikcie spotreby na základe sekundárnych dát z sociodemografie reprezentujú možné zvýšenie efektivity samotnej predikcie spotreby založenej na historických dátach o spotrebe.

Dva zaujímavé ciele v rámci tvorby takýchto predikčných modelov sú:

- čo najlepšia presnosť pri predikcii hodnoty $t+1$ v reálnom čase - napr. predikcia množstva spotrebovanej energie o ďalších 15 minút, pokiaľ sú zbierané 15 minútové dáta,
- čo najlepšia presnosť predpovedaných hodnôt spotreby do ďalekej, relevantnej budúcnosti.

Dá sa očakávať, že sociodemografické dáta budú mať malý vplyv (v porovnaní s potenciálom, ktorý majú hydrometeorologické dáta) na modely, snažiace sa čo najpresnejšie odhadnúť hodnoty v čase merania $t+1$, nakoľko ich najväčšia pridaná hodnota je v zefektívnení dlhodobej predikcie na základe presnej segmentácie užívateľov. Aby sme zvýšili ich vplyv na predpoveď, takáto segmentácia musí byť dostatočne dynamická v čase – na variácie počas roka, a bude schopná sledovať jemné zmeny v sociodemografických premenných. Pre predikcie $t+1$ je dôležité, aby dáta o minulej spotrebe a o sociodemografických podmienkach boli dostupné pre výpočet v reálnom čase. Tento výpočet zároveň nemôže byť časovo náročný, nakoľko sa snažíme získať informáciu o hodnote ďalšieho merania v dostatočnom predstihu. Veľkú pridanú hodnotu pri týchto výpočtoch majú tak aktuálne, ako aj historické sociodemografické merania.

Dlhodobé predpovede v kontexte spotreby energie sú náročná úloha, pri ktorej môžu sociodemografické dáta značne pomôcť. V prvom rade, ich analýzou vieme sledovať opakujúce sa trendy v spotrebných profiloch pre špecifické geografické miesto, napríklad obec alebo kraj. Tieto fluktuácie nám umožnia presnejšie odhadnúť mesiace a týždne, kedy môžeme očakávať ročné maximá a minimá spotreby pre konkrétne OOM. Je jasné, že presnosť predpovedí do budúcnosti bude klesať s presnosťou predpovedí o sociodemografickom vývoji, ktoré sme schopní sledovať.

Modely vyvíjané za účelom takýchto dlhodobých predpovedí preto potrebujú byť značne citlivé. Vyžadujú si väčší objem historických dát o spotrebe danej jednotky a sociodemografické dáta pre identický časový úsek – čím väčší objem dát, tým lepšie - ideálne niekoľko ročné, minimum predstavuje dva roky. Dáta pre model dlhodobej predpovede nemusia byť sprostredkované v reálnom čase, je však dôležité, aby boli do modelu vkladané v pravidelných intervaloch.

Cieľom výskumu bolo:

- predikovať spotrebu elektrickej energie na základe dodanej vzorky dát z inteligentných elektromerov. Odhadnúť potenciál výkonnosti základných modulov vhodných na tento typ predikcie,
- overiť a popísať akú pridanú hodnotu pre predikciu spotreby elektrickej energie má modelovanie sociodemografických dát a dynamická segmentácia OOM,
- analyzovať výkon modelov, ktoré preformovali najlepšie, v kontexte predikcie spotreby v čase merania $t+1$. Popísať podmienky, pri ktorých má predikcia nízku chybovosť,
- analyzovať výkon modelov, ktoré preformovali najlepšie, v kontexte dlhodobej predikcie. Popísať vývoj kontinuálnej deformácie predikčného signálu do budúcnosti a možnosti zúženia intervalu odhadovaných hodnôt,
- z naštudovanej literatúry vieme, že fúzia sociodemografických dát pri predikcii spotreby sa často ukázala ako neefektívna, dokonca kontraproduktívna a dochádza pri nej k tzv. preučeniu prediktívnych modelov. Model sa preučí vtedy, keď sa jeho výsledky na tréningových dátach zlepšia, ale jeho dlhodobá predikčná schopnosť poklesne, lebo sa

model z dát naučil šum. Testovali sme preto niekoľko spôsobov, ako preučenie eliminovať.

10.2 Špecifiká dátovej vzorky

Z dodaných dát sme náhodne vyselekovali merania priradené 19 417 OOM a odstránili sme 178, ktoré mali spotrebu 0 kWh v časovom rozmedzí od 1.1.2014, do 31.12.2014. Táto vzorka obsahovala 1 377 rôznych PSČ. Celková spotreba OOM vo vzorke za vyššie uvedený časový úsek bola 11,63 TWh. Hodnoty o distribúcii spotreby vo vzorke ukazujú na normálnu distribúciu, bez horných 10 % OOM je spotreba 1,6TWh. Najväčších 5 spotrebiteľov spotrebúva 35,3 % celkovej energie vo vzorke, najväčších 10 % spotrebiteľov spotrebúva 85,2 % celkovej energie vo vzorke. Najväčšiu spotrebu vo vzorke, 2,29 TWh, malo OOM s ID 18455 a PSČ 96506. Takéto PSČ podľa pošty neexistuje, ale dekrytačnou analýzou sme z dát určili, že pôjde s najväčšou pravdepodobnosťou o industriálny komplex pri Žiari nad Hronom. Nasleduje: OOM s ID: 17892, PSČ: 97272 a spotrebou 0,48 TWh, čo bude industriálny komplex v Novákoch. Táto vzorka odberných miest svojou distribúciu dobre reprezentuje celoštátnu distribúciu spotreby a je preto vhodná na modelovanie.

Na strane výroby sme náhodne vyselekovali merania priradené 2 660 OOM a odstránili sme 62, ktoré mali výrobu 0 kWh v časovom rozmedzí od 1.1.2014, do 31.12.2014. Táto vzorka obsahovala 703 rôznych PSČ. Celková výroba OOM vo vzorke za vyššie uvedený časový úsek bola 22,12 TWh. Indície o distribúcii výroby vo vzorke ukazujú na normálnu distribúciu, bez horných 10 % OOM je výroba 0,57TWh. Najväčších 5 výrobcov generuje 79,3 % celkovej energie vo vzorke, najväčších 10 % výrobcov produkuje 97,3 % celkovej energie vo vzorke. Najväčšiu výrobu vo vzorke 7,18 TWh, malo OOM s ID 19602 a PSČ 91931, zrejme (asi Jaslovské Bohunice. Nasleduje: OOM s ID: 19604, PSČ: 93533 a výrobou 6,59 TWh, čo bude Nový Tekov - Mochovce. Táto vzorka odberných miest svojou distribúciu dobre reprezentuje celoštátnu distribúciu výroby a je preto vhodná na modelovanie. Za účelom analýzy sme vyhodili 10 % najväčších spotrebiteľov a výrobcov elektrickej energie, nakoľko ich poloha je z pohľadu sociodemografických dát náhodná a svojou silou výroby a spotreby kazia korelácie so sociodemografickou distribúciou OOM.

Autentické a pre geologickú lokalitu spotreby a výroby špecifické sociodemografické dáta nám neboli dodané, preto sme hľadali zdroje, ktoré boli schopné pokryť geografickú oblasť a časové rozmedzie, z ktorého máme dáta o spotrebe a výrobe. Nakoniec, sa nám podarilo získať sociodemografické dáta priamo zo štatistického úradu. Dáta sme vybrali pomocou ich nástroja Datacube. Databázy za týmto nástrojom sú značne zastarané a nástroj nie je optimalizovaný na export väčších objemov dát, poprípade opakované automatizované odbery v reálnom čase.

Získané demografické dáta majú rôznu granularitu, čo sa týka veľkosti celku (od obce, až po sumárne dáta pre celý štát) a z hľadiska času sú takmer vždy ročné. Dáta, ktoré sme dostali vo vyššej kvalite – na štvrtročnej báze, sú samozrejme lepšie, no kvôli väčšine dát v ročných intervaloch sme ich agregovali do ročných celkov. Energetické dáta nám boli

poskytnuté tiež na ročnej báze, preto sme sa rozhodli našu analýzu limitovať na analýzu vzťahov ročných agregátov. Uvedomujeme si, že tým dáta strácajú mesačnú dynamiku, no kvalita získaných dát predstavuje jasný limit, ktorý nemôžeme prekročiť, pokiaľ požadujeme presné výsledky. Zároveň treba zdôrazniť náš predpoklad, že sociodemografické a ekonomické premenné nemajú veľkú amplitúdu alebo fluktuáciu na úrovni mesiacov alebo dní, preto by analýza dát na nižšej granularite pravdepodobne nepriniesla diametrálne odlišné závery.

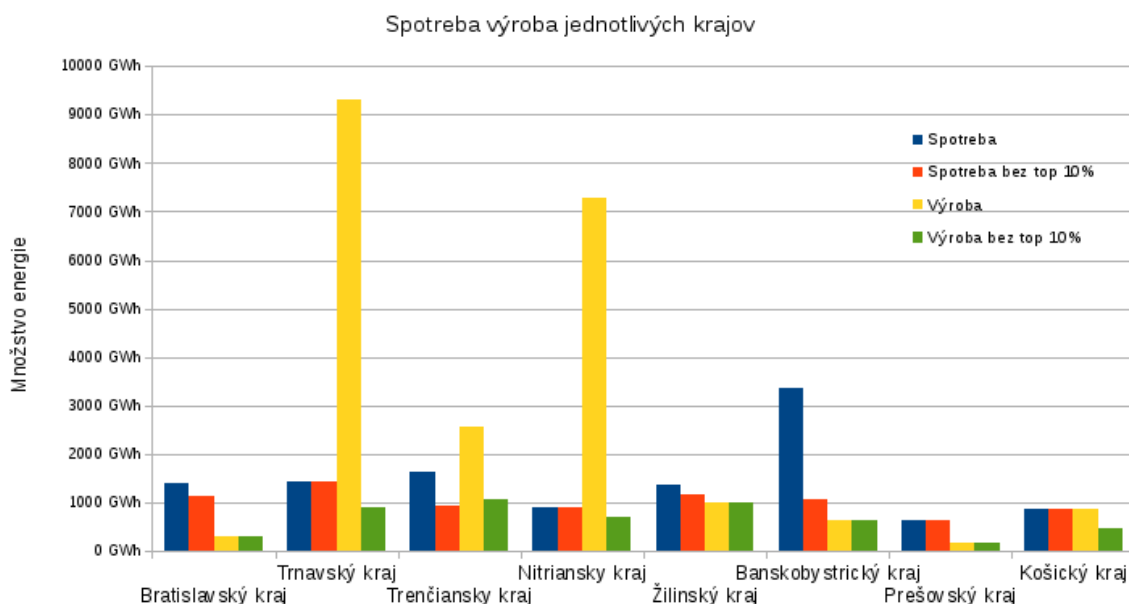
Surové sociodemografické dáta, ktoré sme získali, obsahovali nasledovné premenné pre každý kraj:

- hospodárstvo - zrniny spolu, obilniny, olejniny, zemiaky, cukrová repa, viacročné krmoviny na ornej pôde,
- zamestnanosť,
- príjmy - spolu priemysel, poľnohospodárstvo, lesníctvo a rybolov, priemysel spolu, ťažba a dobývanie, priemyselná výroba,
- dodávka elektriny, plynu, pary a studeného vzduchu,
- dodávka vody, čistenie a odvod odpadových vôd, odpady a služby odstraňovania odpadov Podnikateľská aktivita (služby a produkty) - Stavebníctvo, Veľkoobchod a maloobchod, Oprava motorových vozidiel a motocyklov, Doprava a skladovanie, Ubytovacie a stravovacie služby, Informácie a komunikácia, Finančné a poisťovacie činnosti, Činnosti v oblasti nehnuteľností,
- iné - odborné, vedecké a technické činnosti, administratívne a podporné služby, verejná správa a obrana, povinné sociálne zabezpečenie, vzdelávanie, zdravotníctvo a sociálna pomoc, umenie, Zábava a rekreácia, ostatné činnosti,
- hrubý domáci produkt,
- chov - hovädzí dobytok, ovce, ošípané, hydina.

Jednotky, v akých sa jednotlivé premenné udávali, nie sú podstatné, podstatné je, že jednotky boli konzistentné v rámci jednej premennej. Väčším problémom bolo (a zrejme bude aj počas implementácie Smartgrid), že veľa dát nie je prístupných z aktuálneho roka, teda roka zberu energetických dát v našej vzorke - 2014. Na druhej strane, neočakávame, že by v podobných dátach boli radikálne rozdiely medzi rokom 2013 a rokom 2014, takže pre vývoj prototypov predikčných modelov sú tieto dáta dostačujúce. Samozrejme, nie všetky premenné sme použili pre modelovanie predikcií a k existujúcim dátam sme si dopočítali aj nové premenné, ako napríklad sumárnu spotrebu pre kraje a jednotlivé okresy. Pomocou surových dát o sociodemografii totiž bolo možné OOM lokalizovať na úrovniach obcí, okresov a krajov. Pri párovaní OOM na obce sme však zistili, že podľa slovenskej pošty veľa PSČ našich OOM neexistuje. Pri výrobe to bolo 106 PSČ (15 %) a pri spotrebe 138 (10 %). Alternatívy sú dve, buď a) to ukazuje na nie úplne efektívny systém identifikovania polohy OOM, alebo b) PSČ v nám dodanej vzorke dát o výrobe a spotrebe boli manipulované, zrejme kvôli bezpečnosti. Vďaka štruktúre PSČ sa však našim algoritmom podarilo odhadnúť mesta aj týchto OOM.

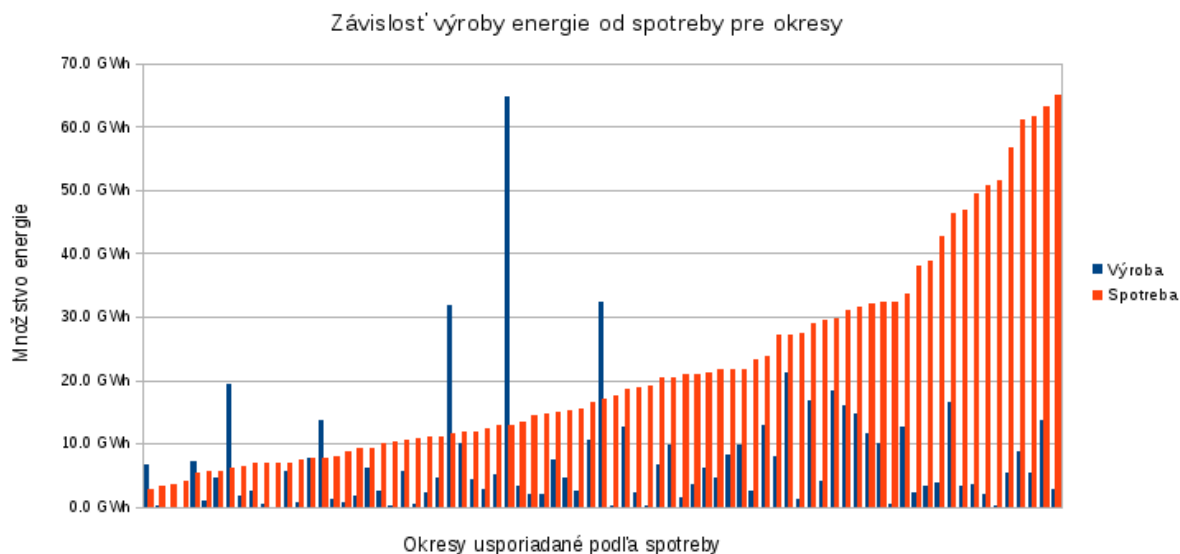
Tab. 47 Zhrnutie spotreby podľa krajov v GWh, s aj bez OOM s veľkým vplyvom

	Spotreba	Spotreba bez veľkých odberateľov	Výroba	Výroba bez veľkých výrobcov
Bratislavský kraj	1397	1132	299	299
Trnavský kraj	1446	1446	9296	908
Trenčiansky kraj	1646	941	2547	1075
Nitriansky kraj	884	884	7286	695
Žilinský kraj	1379	1155	987	987
Banskobystrický kraj	3370	1074	651	651
Prešovský kraj	632	632	178	178
Košický kraj	878	878	878	471



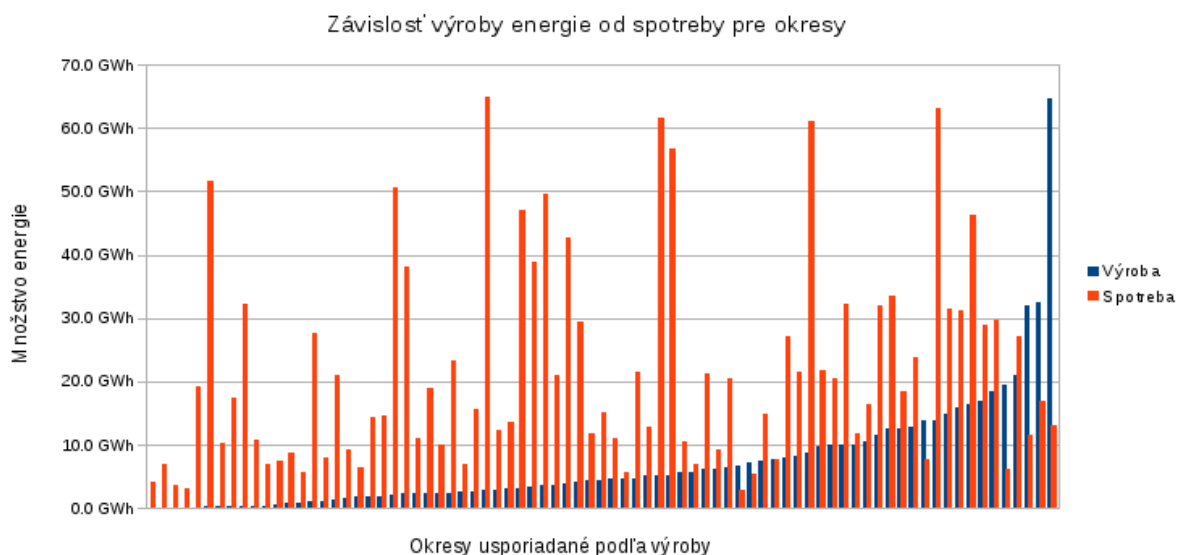
Obr. 79 Histogram spotreby a výroby elektriny naprieč krajmi SR

Na Obr. 79 je znázornený graf, ktorý vizualizuje spotrebu a výrobu elektriny naprieč krajmi SR. OOM sme do krajov alokovali na základe PSČ. Graf znázorňuje aj výrobu a spotrebu bez najväčších 10 % výrobcov a spotrebiteľov. Dáta majú distribúciu, ktorú sme v daných krajoch a medzi nimi očakávali, čo ukazuje, že náš systém alokácie OOM na základe neúplných PSČ funguje. Spotreba je bez top 10 % spotrebiteľov v krajoch takmer rovnaká. Vo výrobe je, očakávane, najslabší prešovský a bratislavský kraj.



Obr. 80 Histogram pre spotrebu a výrobu elektriny naprieč okresmi SR usporiadaný podľa spotreby

Na Obr. 71 Obr. 80 je znázornený graf, ktorý vizualizuje spotrebu a výrobu elektriny naprieč okresmi SR. OOM sme do krajov alokovali na základe PSČ. Graf znázorňuje výrobu a spotrebu bez najväčších 10 % výrobcov a spotrebiteľov. Okresy sú usporiadané podľa veľkosti spotreby. Týmto spôsobom je možné sledovať deviácie vo výrobe, ktoré predstavujú okresy Poltár (6,8 GWh), Sobrance (7,2 GWh), Revúca (19,4 GWh), Krupina (13,8 GWh), Veľký Krtíš (31,9 GWh), Lučenec, (64,8 GWh), Rimavská Sobota (3,5 GWh), Košice-okolie (27,2 GWh), Dunajská Streda (46,4 GWh), Prešov (13,8 GWh).



Obr. 81 Histogram pre spotrebu a výrobu elektriny naprieč okresmi SR usporiadaný podľa výroby

Na Obr. 81 je znázornený graf, ktorý vizualizuje spotrebu a výrobu elektrickej energie naprieč okresmi SR. OOM sme do krajov alokovali na základe PSČ. Graf znázorňuje výrobu a spotrebu bez najväčších 10 % výrobcov a spotrebiteľov. Okresy sú usporiadané podľa

veľkosti výroby. Týmto spôsobom je možné vizuálne sledovať deviácie spotrebe. Vidíme, že spotreba nemá radikálnych deviantov. Spotreba by sa dala rozdeliť na tri špecifické skupiny dát - okresy s vysokou, stredne vysokou a nízkou spotrebou. Predikcia spotreby by v budúcnosti mala byť špecifická pre tieto tri skupiny.

10.3 Použité predikčné modely

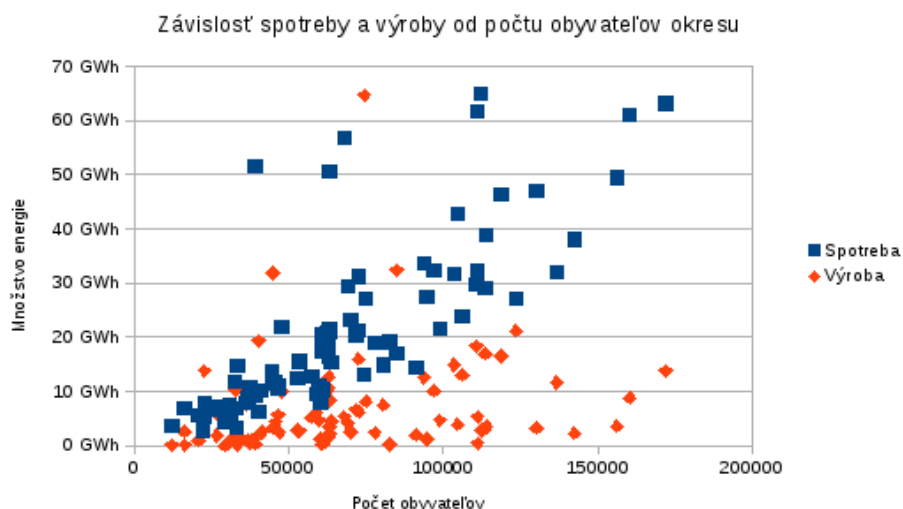
Testované modely boli lineárne modely, v ktorých na začiatku využívame rozvoj atribútov do polynómov stupňa 2-3. Konkrétne, pri modelovaní predikcií o spotrebe s a bez sociodemografických dát a ich následnom porovnávaní, sme testovali modely neurónových sietí s jednou alebo dvoma skrytými vrstvami, L2 regularizovanú lineárnu regresiu s polynomiálnymi atribútmi prvého alebo druhého stupňa a automatizovanú asociáciu polynomiálnych atribútov na treťom stupni.

Pri modeloch sme vždy hľadali najvhodnejšiu kombináciu hyper-parametrov, teda počet neurónov na konkrétnych vrstvách pri neurónových sieťach, alebo mieru regularizácie. Hľadanie optimálnej kombinácie všetkých parametrov bolo z časti robené ručne, a sčasti automaticky, štatistickými technikami ako „bootstrapping“ alebo faktorová analýza dát. Tieto techniky sa dajú automatizovať, no vyžaduje to čas a ich automatizácia nie je cieľom tejto časti projektu. Kvôli limitovanému množstvu historických dát o sociodemografickom statuse krajov, sme modely trénovali na originálnych dátach a ich predikčný potenciál sme testovali na vzorkách syntetických dát, tvorených pomocou metódy „bootstap“.

10.4 Korelácie medzi spotrebou, výrobou a sociodemografiou

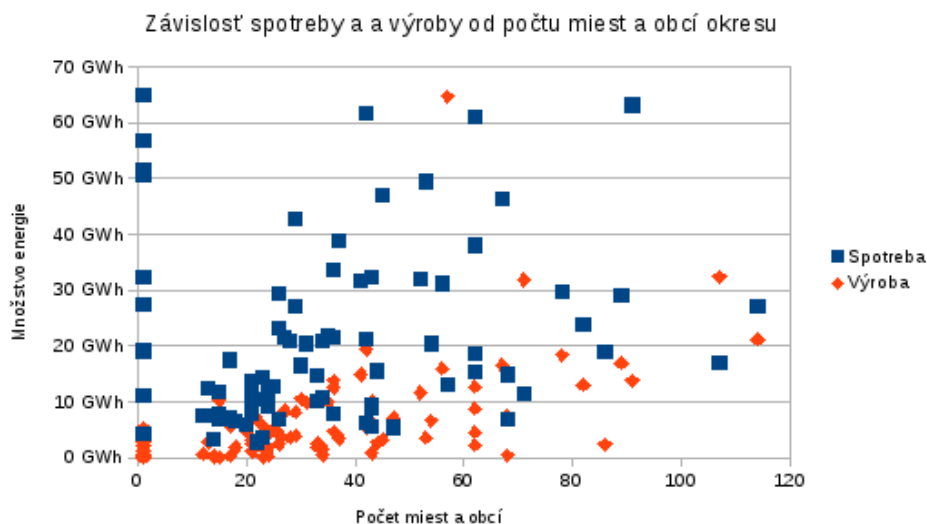
Určovať vzťahy medzi premennými, ich vnútornú konzistenciu v čase a testovať modely na úrovni krajov z dostupných dát nemalo zmysel z dvoch príčin – máme len osem krajov a plytké historické dáta o nich, čo nám tvorí malú vzorku na sledovanie korelácií medzi krajinami. Porovnávanie 8 a 8 čísiel by bolo natoľko náhodné a nevýpovedné, ako pokusy s hodmi kockou. Rozhodli sme sa preto pracovať hlavne s dátami na úrovni okresov (78 okresov je už akceptovateľná vzorka). Primárne demografické dáta, nad ktorými nás zaujímali korelácie, boli (v zátvorkách uvedieme príklady priemernej intenzity korelácií premenných ako samostatného faktora v modeli): počet obyvateľov (korelácia so spotrebou 0,78), rozloha (korelácia s výrobou 0,49), hustota obyvateľstva, počet miest a obcí (korelácia s výrobou 0,53) a počet miest (korelácia so spotrebou 0,82). Zaujímavosťou boli nájdené pozitívne korelácie medzi percentuálnym podielom žien v okresoch a spotrebou aj výrobou elektrickej energie (korelácia so spotrebou 0,54), ktoré si nevieme vysvetliť.

Pri skúmaní korelácií týchto premenných v čase sa ukázalo, že niektoré sociodemografické premenné alebo ich dvojice sú dobrými prediktormi výskytu hodnôt ostatných demografických premenných. Tento fakt odporúčame v budúcnosti lepšie preskúmať, nakoľko nám potenciálne dovoľuje vysporiadať sa s neúplnými alebo nekvalitnými sociodemografickými dátami.



Obr. 82 Závislosť spotreby a výroby elektrickej energie od hustoty obyvateľstva

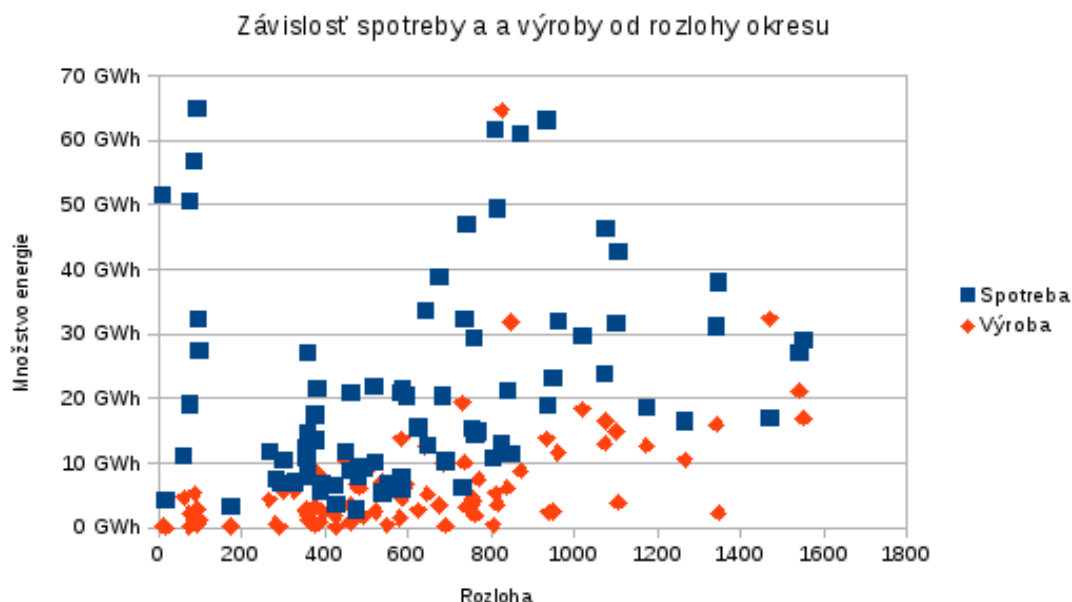
Na Obr. 71 je znázornený graf, ktorý vizualizuje príklad závislosti spotreby a výroby elektrickej energie od hustoty obyvateľstva. Vidíme tu jasnú silnú koreláciu medzi množstvom spotrebovanej energie v okrese a počtom obyvateľov. Pri výrobe je korelácia skôr slabá. Pri väčšom množstve historických dát však očakávame silný a stabilný vzťah, špeciálne pri spotrebe. V takom prípade by sme vedeli segmentovať dáta o spotrebe podľa tejto premennej a predikovať spotrebu modelmi, citlivými na hustotu obyvateľstva. Vzťah prešiel permutačným testom, pre počet obyvateľov bola STD 0,12, pre 100 permutácií pri priemere ~ 0 .



Obr. 83 Závislosť spotrebovanej a vyrobenej dennej energie od počtu miest a obcí v okresoch

Na Obr. 83 je znázornený graf, ktorý vizualizuje príklad závislosti spotrebovanej a vyrobenej dennej energie od počtu miest a obcí v okresoch. Vidíme, že vzťah medzi týmito dvoma premennými je stredne silný. Pri väčšom množstve historických dát však očakávame silný a stabilný vzťah. V takom prípade by sme vedeli segmentovať dáta o spotrebe a výrobe podľa tejto premennej a predikovať výrobu a spotrebu modelmi citlivými na hustotu

osídlenia – mieru urbanizácie. Jasný lineárny vzťah medzi urbanizáciou a výrobou či spotrebou kazí Bratislavský kraj, ktorý má počet miest 0, respektíve 1.



Obr. 84 Závislosť spotrebovanej a vyrobenej dennej energie rozlohy okresov

Na Obr. 84 je znázornený graf, ktorý vizualizuje príklad závislosti spotrebovanej a vyrobenej dennej energie rozlohy okresov. Vidíme, že vzťah medzi týmito dvoma premennými je stredne silný. Pri väčšom množstve historických dát však očakávame silný a stabilný vzťah so spotrebou. V takom prípade by sme vedeli segmentovať dáta o spotrebe podľa tejto premennej a predikovať výrobu a spotrebu modelmi citlivými na rozlohu kraju. Jasný lineárny vzťah medzi rozlohou a spotrebou kazí Bratislavský kraj, je v rámci rozlohy deviáciou.

Keď sa pozrieme na rozdiel v spotrebe a medzi mestami a dedinami, zistíme, že aj táto premenná môže slúžiť ako efektívny a racionálny segmentačný kľúč. Spotreba v mestách na Slovensku je 8,04 TWh, čo predstavuje 69,1 % celkovej spotreby. Spotreba v mestách po odstránení 10 % najväčších spotrebiteľov je 1,14 TWh čo predstavuje 71,2 % celkovej spotreby. Zaujímavosťou je, že obdobný kľúč funguje aj pre výrobu. Výroba v mestách na Slovensku je 2,47 TWh, čo predstavuje 11,1 % celkovej výroby. Výroba v mestách po odstránení 10 % najväčších výrobcov je 0,21 TWh čo následne predstavuje 36,8 % celkovej výroby. To znamená, že veľkí výrobcovia a spotrebitelia väčšinou nemajú mestské PSČ, čo nám umožňuje efektívne segmentovať malú a strednú výrobu a spotrebu.

Prvý model predikcie, ktorého výkon bude v budúcnosti predstavovať referenčnú hodnotu pri používaní sociodemografických faktorov, počet OOM v okrese. Zlogaritmujeme teda množstvo vyrobenej a spotrebovanej energie a ideme zistiť, ako veľa sa dá vysvetliť len počtom výrobných a spotrebných miest. Trénovacia vzorka bola 80 % okresov, testovacia 20

% okresov s 5-fold validáciou. Použili sme metódu „random forest“ s hĺbkou 7 vrstiev. Len na základe tohto kritéria sa nášmu modelu podarilo vysvetliť 66,8 % pre spotrebu (to je celkom vysoký referenčný bod pre ďalšie modely) a 35,5 % pre výrobu, r^2 . Po tomto výsledku, sme do modelu pridávali ďalšie, hore uvedené faktory.

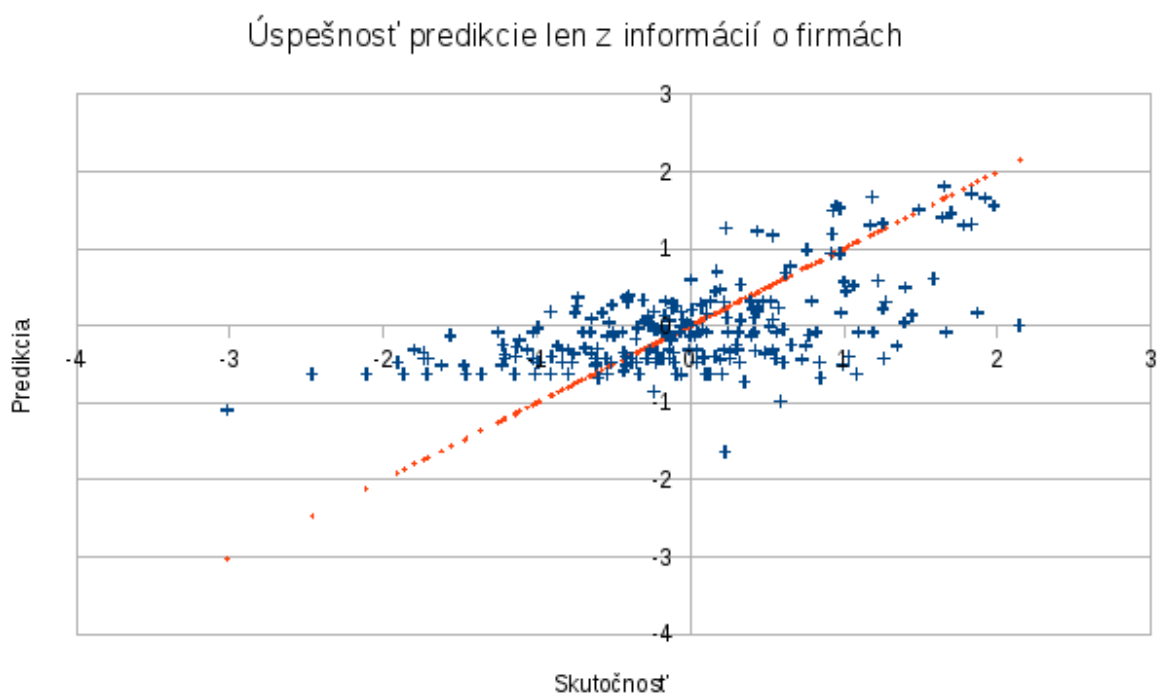
Nakoľko nám dodané dáta o spotrebe a výrobe, nie sú z domácností, bolo dôležité sa pozrieť na demografiu priemyslu a firiem. Za účelom našich cieľov ak budúceho vývoja projektu, sme si museli túto databázu vytvoriť sami. Dáta o firmách sme získali z dvoch zdrojov – ORSR a registru organizácií Aliancie Fair-play. Kým obsah prvého zdroja je vám asi známi, druhý zdroj predstavuje databázu firiem s ich adresami, zameraním a veľkosťou. Zoznam premenných, ktoré databáza obsahuje s ich originálnymi menami: „record_id“, „name_history“, „name“, „ico“, „address“, „legal_form“, „region“, „date_start“, „date_end“, „activity1“, „activity2“, „account_sector“, „ownership“, „size“, „source_url“.

Pre nás boli relevantné tieto premenné:

- „address“ (ale len na extrahovanie PSČ firmy, pretože je presnejšie ako región),
- „date_start“, „date_end“ (za účelom overenia, či je firma ešte aktívna a či bola aktívna aj pred rokom 2014),
- „legal_form“: Iné - družstvo; Sociálna a zdravotné poisťovne; Slobodné povolanie-fyzická osoba podnikajúca na základe iného ako živnostenského zákona; Rozpočtová organizácia; Spoločný podnik; Zahraničná osoba, fyzická osoba s bydliskom mimo územia SR; Akciová spoločnosť; Podnikateľ-fyzická osoba-nezapísaný v obchodnom registri; Štátny podnik; Spoločnosť s ručením obmedzeným,
- „activity1“: Chov ošípaných; Veľkoobchod s ovocím a zeleninou; Maloobchod s chlebom, pečivom, cukrárskymi výrobkami v špecializovaných predajniach; Činnosti záujmových organizácií; Starostlivosť o osoby s mentálnym postihnutím, duševne choré a drogovu závislé osoby v pobytových zariadeniach; Obkladanie stien a kladenie dlážkových krytín; Výroba pleteného a háčkového textilu; Výroba a príprava krmív pre hospodárske zvieratá,
- „activity2“: Výroba kobercov a textilných podlahových krytín; Výroba zdravotníckych a chirurgických prístrojov a zariadení a prístrojov na ortopedické účely; Chov ošípaných; Rezanie, tvarovanie a konečná úprava dekoračného a stavebného kameňa; Služby v rámci lesníctva a ťažby dreva; Veľkoobchod s ovocím a zeleninou; Podnikateľské poradenstvo; Životné poistenie; Sprostredkovanie obchodu s nábytkom, zariadením a predmetmi pre domácnosť, so železiarskym tovarom,
- „account_sector“: Fyzické osoby podnikajúce na základe živnostenského zákona a iných právnych predpisov nezapísané v obchodnom registri; Ostatní finanční sprostredkovatelia okrem poisťovacích korporácií a penzijných fondov pod zahraničnou kontrolou; Poisťovacie korporácie a penzijné fondy pod zahraničnou kontrolou; Finančné pomocné inštitúcie pod zahraničnou kontrolou; Ostatné finančné inštitúcie pod zahraničnou kontrolou; Inštitúcie EÚ; Súkromné finančné pomocné inštitúcie; Miestna samospráva; 0; Súkromné ostatné finančné inštitúcie,

- „ownership“: Vlastníctvo združení, politických strán a cirkví; Medzinárodné s prevažujúcim verejným sektorom; Súkromné tuzemské; Zahraničné; Vlastníctvo územnej samosprávy; Medzinárodné s prevažujúcim súkromným sektorom; Družstevné; 0; Štátne; Zmiešané (kombinácia 1 až 8),
- „size“: 150; nezistený; 5 000 - 9 999 zamestnancov; 10 000; 2 000 - 2 999 zamestnancov; 3 000; 50-99 zamestnancov; 250; 3 000-3 999 zamestnancov.

Dokopy naša vzorka predstavuje 555 871 firiem, ktoré fungovali v roku 2014, teda 3 707 PSČ alternatív. Z týchto PSČ sa 1 261 dalo spojiť s OOM v nám dodaných dátach o spotrebe. Máme teda 308 805 použiteľných firiem spojených s dátami o spotrebe za rok 2014. Pre tieto dáta sme vytvorili kategórie na základe metódy one-hot encoding a spočítavali sme pre jednotlivé PSČ, koľko firiem s daným parametrom sa v kategórii nachádza. Na základe metadát sme potom predikovali spotrebu elektrickej energie. Výsledky boli exponenciálne situované, preto sme aplikovali vzorec $\log(\text{spotreba} + 1)$. Nakoľko išlo o viac-rozmerné dáta (t.j. okolo 1000 dimenzií na okolo 1000 dátových bodov) bola nutná regularizácia. Trénovacia vzorka bola 80 % PSČ, testovacia 20 % PSČ s 5-fold validáciou. Aj pri tejto predikcii sme použili metódu random forest s hĺbkou 4 vrstvy. Pokiaľ model netuší, koľko máme vo vzorke v skutočnosti OOM, naučí sa odhadovať počet odberných miest z počtu firiem. V takom prípade sa samotnému prediktoru podarilo vysvetliť 25,5 % r^2 . Keď modelu dodáme aj informáciu o počtoch OOM, tak dosiahne predikčnú schopnosť 59,9 %.

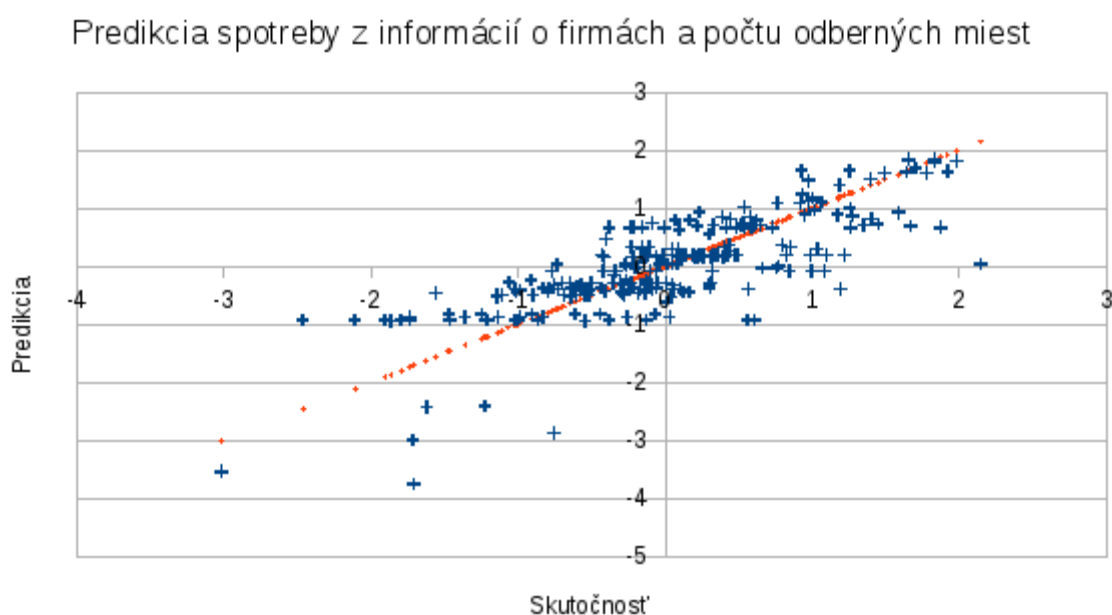


Obr. 85 Metrika efektivity predikcie na základe sociodemografických dát – úspešnosť predikcie len z informácií o firmách

Na Obr. 85Obr. 71 je znázornený graf, ktorý vizualizuje metriku efektivity predikcie na základe sociodemografických dát. V tomto prípade sme zobrali počet firiem na jedno PSČ a vytvorili predikciu spotreby. Predikované hodnoty aj reálne hodnoty spotreby sme

normalizovali. Graf ukazuje pomer nami predikovanej a skutočnej spotreby pre jednotlivé PSČ. Podané jednoducho, predikované hodnoty (modré body) by reprezentovali skutočnú spotrebu absolútne, ak by všetky body v grafe ležali na predkreslenej linke červených bodov. Graf nám ďalej naznačuje, že tento typ prediktora má limitovaný výkon ak má PSČ v sebe malý počet firiem.

Ďalšie premenné zo skupiny informácií o firmách, ktoré pri našich testoch pomáhali spresniť predikciu (v zátvorkách sú váhy jednotlivých prediktorov, im automaticky pripísané natrénovaným modelom) boli: primárna podnikateľská aktivita (4,67), legálna forma (4,61), veľkosť firmy (4,27), typ vlastníctva firmy (3,63) a typ vedenia účtovníctva – frekvencia zverejňovania údajov (2,06). Keď sme do modelu pridali aj počet firiem pre dané OOM, tak sme dostali nový najdôležitejší kompozitný predikčný parameter, so silou 44,61.



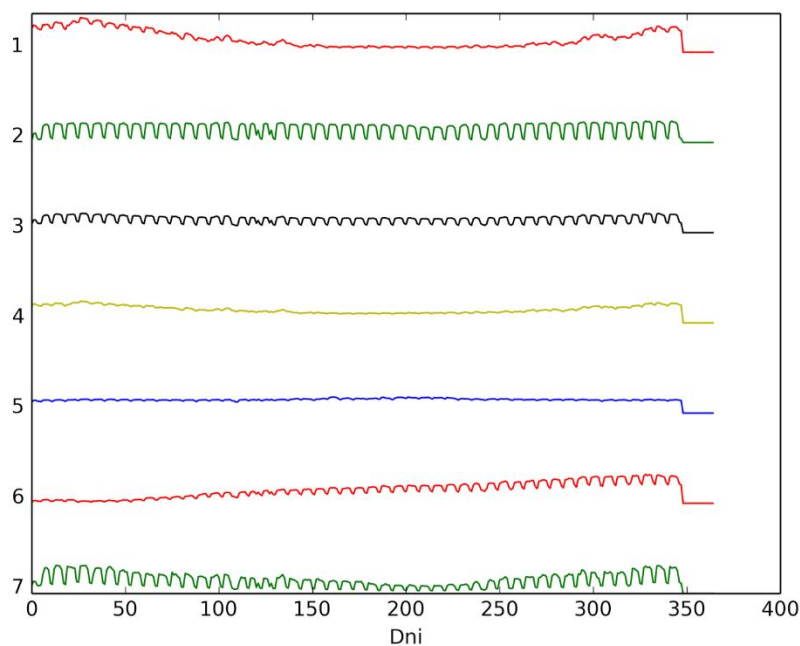
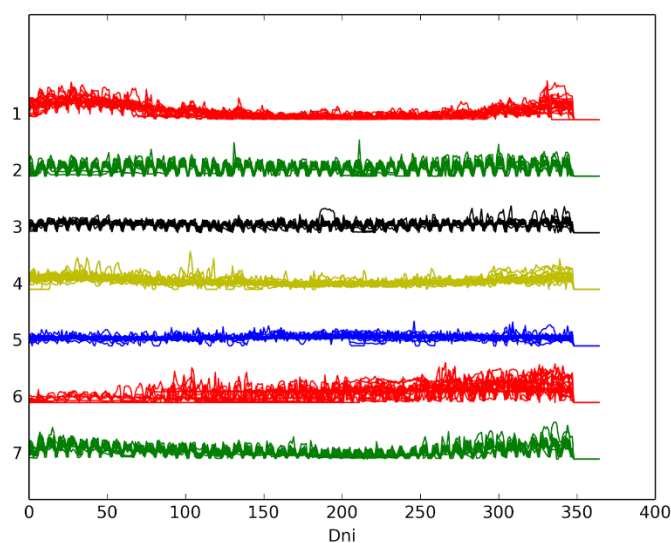
Obr. 86 Metrika efektivity predikcie na základe sociodemografických dát – predikcia spotreby z informácií o firmách a počtu OM

Na Obr. 86 je znázornený graf, ktorý vizualizuje metriku efektivity predikcie na základe sociodemografických dát. V tomto prípade sme zobrali informácie o firmách na danom PSČ a počet OOM na PSČ a vytvorili predikciu spotreby. Predikované hodnoty aj reálne hodnoty spotreby sme normalizovali. Graf ukazuje pomer nami predikovanej a skutočnej spotreby pre jednotlivé PSČ. Podané jednoducho, predikcia by reprezentovala skutočnú spotrebu absolútne, ak by všetky body v grafe ležali na predkreslenej linke červených bodov. V porovnaní s prediktorom vizualizovaným na grafe č. 7, prediktor na základe informácií o firmách a počtu OOM na PSČ je oveľa silnejším prediktorom.

Výsledky pre predikciu výroby sú samozrejme slabšie ako pri spotrebe, nakoľko ani lokalizácia výroby v okresoch zatiaľ na Slovensku moc nezávisí na hustote firemných PSČ v okresoch, ale skôr na geografickej a logistickej polohe. Po pridaní počtu OOM k ostatným premenným o firmách boli modely schopné vysvetliť 29,9 % variácie výroby.

Veľmi zaujímavou metódou pre predikciu spotreby je pokúsiť sa segmentovať OOM podľa priebehu spotreby. Pre každé miesto a každý deň vo vzorke máme 96 meraní spotreby, v 15 minútových intervaloch. Zobrali sme preto dáta za jeden deň a spravili na nich SVD („Singular value decomposition“). Touto metódou sme určili hlavne komponenty, ktoré popisujú priebeh spotreby (napríklad štatistické deviácie ako výpadky spotreby, striedanie víkendov, alebo striedanie ročných období). Touto metódou sme zredukovali počet dimenzií v dátach z 365 na 10 najrelevantnejších. Na týchto nových dátach sme pustili klastrovanie. Tým sa nám podarilo segmentovať OOM do 7 skupín, podľa toho, aký priebeh spotreby mali počas dňa týždňa mesiaca a roka.

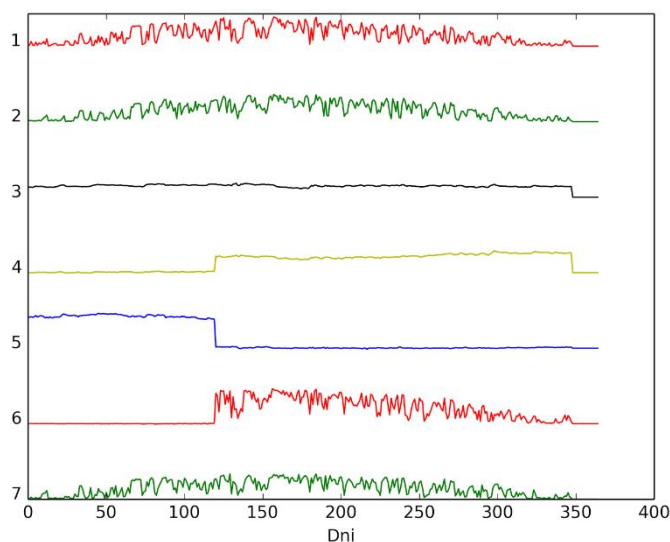
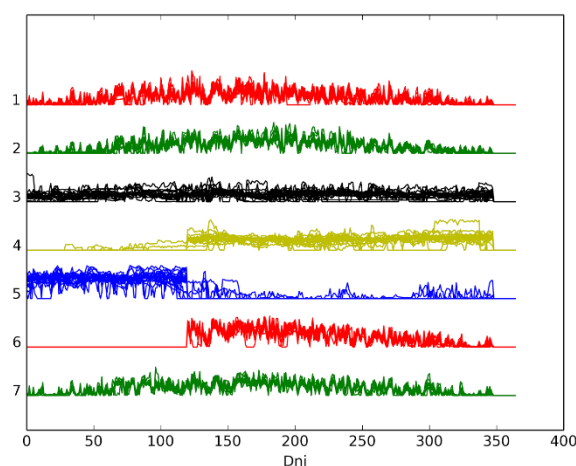
Na predikciách citlivých na tento typ segmentácie následne vidíme, že spotrebiteľské segmenty OOM, ktoré sme identifikovali, sa štatisticky signifikantne odlišujú na základe spotrebného profilu pri konkrétnych časových incidentoch. Týmto sú víkendy (striedanie pracovných a nepracovných dní – napríklad jeden segment OOM má cez víkendy skoro nulovú spotrebu), sviatky (ako napríklad 1. a 8. Máj), striedanie ročných období (rozdiel v intenzite, s akou rôzne OOM kúria), kontinuálne stúpajúca spotreba v čase oproti spotrebe stabilnej v čase.



Obr. 87 Sedem špecifických segmentov spotrebného správania identifikované segmentovacími modelmi ako štatisticky významné a stabilné v čase

Na Obr. 71 je znázornený graf, ktorý vizualizuje sedem špecifických segmentov spotrebného správania, ktoré boli identifikované našimi segmentovacími modelmi ako štatisticky významné a stabilné v čase. Graf nižšie vizualizuje jedno OOM pre každý segment, ktoré segment dobre reprezentuje svojim správaním. V oboch grafoch ukazujeme ročný cyklus spotreby. Segment č. 1 má silný atribút väčších nákladov na spotrebu v zime, ale malú variabilitu spotreby počas víkendov. Segment č. 2 má silný atribút úplného vypnutia spotreby počas víkendov. Segment č. 3 má silný atribút čiastočného zníženia spotreby počas víkendu. Segment č. 4 má silný atribút väčších nákladov na spotrebu v zime, ale malú variabilitu spotreby počas víkendov a zároveň mu spotreba radikálne neklesá počas leta.

Segment č. 5 má celoročne stabilné hodnoty spotreby. Segment č. 6 má víkendovo variabilnú ale kontinuálne stúpajúcu spotrebu počas roka (tento druh OOM je zaujímavý, nakoľko ho nevieme identifikovať, ani dôvod prečo mu spotreba stúpa kontinuálne - lineárne). Segment č. 7 obsahuje OOM ktorým spotreba variuje počas víkendov a zároveň klesá v lete. Vďaka takejto segmentácii máme pre každé PSČ ďalšiu meta-premennú - počet OOM z jednotlivých segmentov. Jej integrácia do modelov zlepšuje ich predikčnú schopnosť.



Obr. 88 Sedem špecifických segmentov výrobného správania identifikované segmentovacími modelmi ako štatisticky významné a stabilné v čase

Na Obr. 71 je znázornený graf, ktorý vizualizuje sedem špecifických segmentov výrobného správania, ktoré boli identifikované našimi segmentovacími modelmi ako štatisticky významné a stabilné v čase. Graf nižšie vizualizuje jedno OOM pre každý segment, ktoré segment dobre reprezentuje svojim správaním. V oboch grafoch ukazujeme ročný cyklus výroby. Pri identifikácii segmentov výroby bude nevyhnutná konzultácia. Vďaka takejto segmentácii máme pre každé PSČ alebo okres ďalšiu meta-premennú - počet výrobných miest z jednotlivých segmentov. Jej integrácia do modelov zlepšuje ich predikčnú schopnosť výroby.

10.5 Vyhodnotenie

Naším cieľom v uplynulom období bolo testovať modely na predikciu spotreby a výroby. Konkrétnejšie nás zaujímala otázka, aký efekt na výslednú silu predikcie bude mať fúzia sociodemografických dát s dátami o historickej spotrebe a výrobe, za účelom predikcie spotreby a výroby rôznych typov OOM. Sekundárnym cieľom bolo zistiť, aký potenciál majú jednotlivé prediktory, odvodené zo surových sociodemografických dát, ako ich nakombinovať tak, aby mali maximálny efekt na spresnenie predikcie a aký typ predikčného modelu použiť. S výsledkami krátkodobého vývoja prvej verzie modelov a s výkonom našej predikcie spotreby a výroby na základe sociodemografických dát sme spokojní.

Niektoré sociodemografické atribúty sa ukázali byť kvalitnými prediktormi, stabilnými v čase. Ich kombinácie stabilitu modelov zvýšili a zároveň neviedli k pretrénovaniu modelu. Naším testovaním sme sa však presvedčili, že najväčšia pridaná hodnota sociodemografických dát tkvie v ich schopnosti efektívne segmentovať OOM a užívateľov siete. Efektivita modelov radikálne vzrástla po tom, ako sme OOM segmentovali podľa ich lokalizácie, typu (napr. podnikateľská aktivita, počet firemných PSČ na OOM na okres, veľkosť firiem atď.) a podľa sociodemografických profilov. Predikčný výkon modelov pre jednotlivé segmenty užívateľov sa pohybovala nad 65 % pre spotrebu a nad 55 % pre výrobu.

Dosiahnuté výsledky neznamenajú, že by sa predikčná schopnosť modelov nedala zefektívniť. Takisto to neznamená, že výstupom našej snahy je plnohodnotná aplikácia, ktorú je zajtra možné nasadiť potenciálnym klientom interagujúcim v systéme služieb SmartGrid. Aj systémy postavené na sociodemografických dátach je nutné dotrénovať na väčších vzorkách dát a prispôbiť potrebám jednotlivých skupín potenciálnych užívateľov. Veľmi užitočné bude zlúčiť tieto výsledky so systémami predikcie postavenej na meteorologických dátach (naše posledné dva reporty) a s predikciami založenými čisto na historickej spotrebe a výrobe.

Niektoré z nami použitých prediktorov a hlavne typov sociodemografickej segmentácie dát o spotrebe, nie sú uvedené v odporúčaniach prediktorov spotreby od Smart Grid Task Force, vytvorené Komisiou európskej únie. Takými sú napríklad atribúty získané z dát o firmách a distribúcie podnikateľských sektorov (napríklad typ podnikateľskej aktivity je dobrý prediktor spotreby aj výroby). To znamená, že naše riešenie je softvérovo jedinečné.

Pokiaľ by sme sa mali zamerať na zlepšenie našich výsledkov a zefektívnenie predikčného výkonu našich modelov, naše ďalšie kroky by viedli k vytvoreniu štatisticky presnejších sociodemografických profilov a to hlavne malých a stredných spotrebných miest, ktorým by sme pripísali špecifické predikčné parametre. Tréning systému na väčších vzorkách dát by tiež pomohol, nakoľko môžu existovať ďalšie, kvôli obmedzeniu vzorky nami nepozorované, dátové vzorce, ktoré nám pomôžu prispôbiť algoritmy reálnej sociodemografickej distribúcie OOM a ich zmien v čase.

Už počas prvej fázy vývoja modelov je zrejmé, že aj aplikácia sociodemografickej segmentácie dát má potenciál výrazne znížiť odchýlku predikcie spotreby a výroby. Tým sa

znižujú finančné a časové náklady OOM, tak v očakávanom systéme SmartGrid, ako aj v súčasnom stave systému.

11 Záver

Analýza spätných vplyvov decentralizovanej výroby na NN siete preukázala jednoznačnú potrebu riadenia, ktorá spočíva v kombinácii cieleného riadenia samotných zdrojov decentralizovanej výroby a spotreby. Počet zdrojov decentralizovanej výroby a celkový prípustný inštalovaný výkon v danej NN oblasti je technicky limitovaný predovšetkým schopnosťou sústavy odolávať spätným vplyvom týchto zdrojov a taktiež veľkosťou inštalovaného výkonu distribučných transformátorov. Očakáva sa, že s príchodom novej služby, akou je flexibilita, nastanú v sieti také situácie, pri ktorých budú koncoví zákazníci (domácnosti, malé a stredné podniky a podobne) požiadaní zo strany iných subjektov o poskytnutie dodávky alebo spotreby. Tento proces poskytovania a využívania flexibility musí byť riadený a koordinovaný aby sa zabránilo nežiaducim tokom výkonu po sieti a s tým súvisiace technické problémy s bezpečnosťou prevádzky a kvalitou dodávok.

Analýza spätných vplyvov preukázala, že v prípade decentralizovanej výroby môže dochádzať pri nízkej spotrebe k spätnému toku výkonu do 22 kV siete. Aby nedošlo k preťaženiu transformátora z dôvodu vysokých spätných tokov, je potrebné obmedziť spätné toky prostredníctvom aktivácie voľnej spotreby/akumulácie.

Výsledky simulácií taktiež poukázali na to, že voľná pripojiteľná kapacita pre decentralizovanú výrobu s uvažovaním spätného toku cez transformátor je väčšia ako uvažovaní lokálnych vplyvov v NN sieti. Lokálne vplyvy sa prejavujú v podobe dopadov na nesymetriu napätia a s tým súvisiace zvýšené technické straty, vplyv na zmenu napätia, harmonické skreslenie a podobne. Analýza prepojitelnosti FVE vzhľadom na dovolenú zmenu napätia v ustálenom stave preukázala závislosť medzi schopnosťou NN siete odolávať spätným vplyvom a miestom pripojenia. Čím ďalej od distribučného transformátora je FVE prevádzkovaná, tým sa spätné vplyvy prejavujú výraznejšie. Je to dané predovšetkým veľkosťou skratového výkonu, ktorý smerom ku koncu vývodu spravidla klesá. Rovnaká závislosť platí aj pre nesymetriu v napätí pri jednofázových zdrojoch. Pri takomto zapojení zdrojov je potrebné z dôvodu nesymetrie rovnomerné rozmiestenie výkonu do všetkých fáz. Lokálne vplyvy viacej limitujú pripojiteľnú kapacitu decentralizovanej výroby. Z tohto tvrdenia vyplýva, že je potrebné cielene riadiť NN sieť prostredníctvom konkrétnych výrobcov/spotrebiteľov. Jedným zo spôsobom môže byť aj princíp zonácie siete. K tomuto účelu môžu byť vhodným spôsobom využité systémy inteligentného merania v spojení so systémami i koncového zákazníka.

Podpora a výstavba decentralizovanej výroby pri dobre nastavených podmienkach zo strany štátu má potenciál pomáhať a postupne napĺňať nariadenia EÚ. V tejto veci je potrebné poznamenať, že okrem podpory decentralizovanej výroby je mimoriadne potrebné rozvíjať podporu smerom k implementácii inteligentným systémom pre koncových odberateľov, ktoré disponujú potenciálom pre riadenie siete a v neposlednom rade môžu prispieť k optimalizácii procesov v týchto sieťach.

Flexibilita, ako nová služba na trhu s elektrinou, je jednou z možností pre rozvoj decentralizovanej výroby s ohľadom na bezpečnú a optimálnu prevádzku DS. Základnou myšlienkou fungujúcej flexibility je prijatie najmä regulačných opatrení a definícia podmienok jej využívania (podmienky poskytovania a prijímania). Podrobné spracovanie oblasti regulácie v súvislosti s flexibilitou je uvedené vo výskumnej správe pracovného balíka č.1.

V súvislosti s výrobou elektriny z obnoviteľných zdrojov energie, konkrétne fotovoltických decentralizovaných zdrojov, bola v rámci predmetného pracovného balíka projektu vypracovaná podrobná analýza a prezentácia modelov predikcie výroby elektriny z týchto zdrojov, ktorej rozvoj vo vzťahu k zvyšovaniu presnosti je zvlášť dôležitý pri rozvoji samotných fotovoltických decentralizovaných zdrojoch. Pozornosť v tejto oblasti bola zameraná na široké spektrum aspektov potenciálne ovplyvňujúcich predikciu výroby elektriny z týchto zdrojov.

Rovnako ako v prípade predikcie výroby elektriny bola pozornosť v rámci predmetného pracovného balíka projektu venovaná tiež predikcii spotreby elektriny, ktorá vychádzala z hydrometeorologických dát s dátami o historickej spotrebe so zameraním na rôzne aspekty ovplyvňujúce predikciu spotreby elektriny.

Uvedené analýzy boli doplnené spracovaním sociodemografických dát s dátami o historickej spotrebe so zohľadnením rôznych možností vplyvu hustoty počtu obyvateľov, odmerných a odovzdávacích miest.

Všetky uvedené analýzy predstavujú významný posun vpred v oblasti elektroenergetiky a prínos vo vzťahu analýzy možností rozvoja obnoviteľných distribuovaných zdrojov v a to tiež v súvislosti s implementáciou inteligentných systémov.