



УНИВЕРЗИТЕТ „Св. КИРИЛ И МЕТОДИЈ“ во СКОПЈЕ
ФАКУЛТЕТ ЗА ЕЛЕКТРОТЕХНИКА И ИНФОРМАЦИСКИ ТЕХНОЛОГИИ

**РАЗВОЈ НА СТАНДАРДЕН МОДЕЛ НА СЕНКА КАЈ МРЕЖА ОД
ФОТОВОЛТАИЧНИ ПАНЕЛИ ЗА ОПТИМИЗАЦИЈА НА НЕЈЗИНАТА
ГЕОМЕТРИЈА ЗА ПОЕФИКАСНА ИСКОРИСТЕНОСТ НА ПЛАЦ**

- ДОКТОРСКА ДИСЕРТАЦИЈА -

Кандидат:

м-р Билјана Читкушева Димитровска

Индекс бр: 8/2014

Ментор:

Проф. д-р Христина Спасевска

Скопје, 2021

Посветено на моите родители и моето семејство

Содржина

Список на слики	1
Список на табели	4
Апстракт	9
Abstract	11
1. ВОВЕД	13
1.1 Преглед на литературата	15
1.2 Предмет на истражување	17
1.3 Структура на докторскиот труд	20
1.4 Цели на истражувањето	22
2. Карактеристики на фотоволтаици	28
2.1 Видови на сончеви ќелии	28
2.1.1 Прва генерација на фотоволтаични технологии	30
2.1.2 Втора генерација на фотоволтаични технологии	31
2.1.3 Трета генерација на фотоволтаични технологии	32
2.1.4 Нови концепти на сончеви ќелии	37
2.2 Електрични карактеристики на сончева ќелија	37
2.2.1 Параметри на сончева ќелија	39
2.2.2 Волт-амперска карактеристика на сончева ќелија	41
2.3 Фотоволтаични модули и панели	44
2.4 Ефект на засенување	46
3. Модел на геометрија на сончева положба	51
3.1 Пресметување на времето	52
3.1.1 Равенка на времето	53
3.1.2 Корекција на географска должина	54
3.2 Видови на сончеви агли	55
3.2.1 Агол на сончева деклинација	57
3.2.2 Часовен агол	60
3.2.3 Агол на висина на сонцето	61
3.2.4 Агол на сончев азимут	62
3.2.5 Време на изгревање и заоѓање на Сонцето и должина на денот	63
3.2.6 Инцидентен агол	64
4. Модел на сенка	66

5. Модел на сончево зрачење.....	90
5.1 Намалување на зрачење од атмосферата	93
5.2 Вкупно сончево зрачење на наклонети површини	94
5.3 Модел на чисто небо	99
6. Софтвер за енергетска анализа на фотоволтаична мрежа	102
6.1 Аналитички софтвер за пресметување на енергија и оптимални параметри на мрежата	108
7. Резултати и дискусија.....	113
8. ЗАКЛУЧОК	169
Користена литература.....	174

Список на слики

Слика 2.1 Сончева ќелија [4]	28
Слика 2.2 Монокристална сончева ќелија [43]	30
Слика 2.3 Втора генерација на сончеви ќелии.....	32
Слика 2.4 Концентрирани фотоволтаици [45]	33
Слика 2.5 Сензитивна сончева ќелија [45]	35
Слика 2.6 Структура на органска сончева ќелија [45]	36
Слика 2.7 Енергетски зони кај полупроводник	38
Слика 2.8 Еквивалентна шема на идеална сончева ќелија	39
Слика 2.9 Волт-амперска карактеристика на сончева ќелија [1]	42
Слика 2.10 Шематски приказ на фотоволтаичен модул [2]	45
Слика 2.11 Сериско и паралелно поврзување на модули [2]	45
Слика 2.12 Влијание на засенување врз ефикасноста на модулот [2].....	47
Слика 2.13 Ефект на сенка врз волт-амперска карактеристика на фотоволтаичен модул [2].....	48
Слика 2.14 Приказ на заштитна и блокирачка диода [4]	49
Слика 2.15 Влијание на заштитна диода врз работата на фотоволтаичен панел [2].....	50
Слика 3.1 Сончев диск набљудуван од Земјата	52
Слика 3.2 Графички приказ на равенка на времето ET [9]	54
Слика 3.3 Годишно движење на Земјата во однос на Сонцето	56
Слика 3.4 Годишни промени во положба на Сонцето на небото (северна хемисфера)	57
Слика 3.5 Шематски приказ на географска ширина, часовен агол и сончева деклинација.....	58
Слика 3.6 Годишна промена на сончевата деклинација	58
Слика 3.7 Сончева деклинација [9]	59
Слика 3.8 Очигледна дневна патека на Сонцето од изгревање до заоѓање	62
Слика 3.9 Дијаграм на сончеви агли	64
Слика 4.1 PV мрежа од 3x3 фотоволтаични панели.....	66
Слика 4.2 Елементи на сенка	67
Слика 4.3 Одредување на должината на сенката Psh_y	68
Слика 4.4 Приказ на сенки во конфигурација 1	69
Слика 4.5 Распоред и вид на сенка кај случај 1	70

Слика 4.6	Распоред и вид на сенка кај случај 2	71
Слика 4.7	Распоред и вид на сенка кај случај 3	72
Слика 4.8	Распоред и вид на сенка кај случај 4	73
Слика 4.9	Распоред и вид на сенка кај случај 5	74
Слика 4.10	Распоред и вид на сенка кај случај 6	75
Слика 4.11	Распоред и вид на сенка кај случај 7	76
Слика 4.12	Распоред и вид на сенка кај случај 8	77
Слика 4.13	Приказ на сенки во конфигурација 2	78
Слика 4.14	Распоред и вид на сенка кај случај 1	79
Слика 4.15	Распоред и вид на сенка кај случај 2	80
Слика 4.16	Распоред и вид на сенка кај случај 3	81
Слика 4.17	Распоред и вид на сенка кај случај 4	82
Слика 4.18	Распоред и вид на сенка кај случај 5	83
Слика 4.19	Распоред и вид на сенка кај случај 6	84
Слика 4.20	Распоред и вид на сенка кај случај 7	85
Слика 4.21	Распоред и вид на сенка кај случај 8	86
Слика 4.22	Распоред и вид на сенки кај случај 9	87
Слика 4.23	Алгоритам за одредување на засенчени површини	89
Слика 5.1	Промена на екстратерестричното сончево зрачење G_{ON} во текот на годината [9]	91
Слика 5.2	Стандардната крива ја дава сончевата константа од $1366,1 \text{ W/m}^2$ и нејзината положба во електромагнетниот спектар на зрачење [9]	91
Слика 5.3	Дефиниција за воздушна маса	94
Слика 5.4	Директно сончево зрачење на хоризонтална и наклонета површина	96
Слика 6.1	Алгоритам за опишување на сончевата положба	103
Слика 6.2	Алгоритам за одредување на површини S_{dir} и S_{dif}	105
Слика 6.3	Алгоритам за пресметување на сончевото зрачење и моќност	107
Слика 6.4	Алгоритам за пресметка на енергија на дневно ниво E_i	108
Слика 6.5	Алгоритам за одредување на оптимален агол на наклон β_{opt}	110
Слика 6.6	Алгоритам за пресметка на оптимални растојанија (opt_{rx} и opt_{ry})	111
Слика 7.1	Приказ на фотоволтаичната мрежа 3×3	113
Слика 7.2	Крива на моќност P_i во зависност од времето t на ден 10 јануари во Скопје	118

Слика 7.3 Крива на моќност P_i во зависност од времето t за четирите карактеристични дена во Скопје	119
Слика 7.4 Зависност на вредностите на оптималниот агол на наклон β_{opt} од денот во годината за латитуда $L=0^\circ$	121
Слика 7.5 Зависност на вредностите на оптималниот агол на наклон β_{opt} од денот во годината за латитуда $L=10^\circ$	121
Слика 7.6 Зависност на вредностите на оптималниот агол на наклон β_{opt} од денот во годината за латитуда $L=20^\circ$	122
Слика 7.7 Зависност на вредностите на оптималниот агол на наклон β_{opt} од денот во годината за латитуда $L=30^\circ$	122
Слика 7.8 Зависност на вредностите на оптималниот агол на наклон β_{opt} од денот во годината за латитуда $L=40^\circ$	123
Слика 7.9 Зависност на вредностите на оптималниот агол на наклон β_{opt} од денот во годината за латитуда $L=50^\circ$	123
Слика 7.10 Зависност на вредностите на оптималниот агол на наклон β_{opt} од денот во годината за латитуда $L=60^\circ$	124
Слика 7.11 Зависност на вредностите на оптималниот агол на наклон β_{opt} од денот во годината за латитуда $L=70^\circ$	124
Слика 7.12 Зависност на вредностите на оптималниот агол на наклон β_{opt} од денот во годината за латитуда $L=80^\circ$	125
Слика 7.13 Зависност на вредностите на оптималниот агол на наклон β_{opt} од денот во годината за латитуда $L=90^\circ$	125
Слика 7.14 Зависност на максималните вредности на моќноста P_i при локално плаќне во зависност од денот во годината	126
Слика 7.15 Зависност на вредностите добиени за максимална моќност во зависност од месецот во годината [81]	127
Слика 7.16 Приказ на случај 4, конфигурација 1	155
Слика 7.17 Приказ на случај 3, конфигурација 1	156

Список на табели

Табела 3.1 Број на ден и избран среден ден за секој месец	60
Табела 5.1 Фактори за корекција	100
Табела 6.1 Влезни параметри во софтверот за енергетска анализа	102
Табела 7.1 Влезни параметри за пресметување на моќноста P_i на фотоволтаичната мрежа поставена во Скопје	115
Табела 7.2 Вредности за аголот α , азимутот z , вкупна осветлена површина S_{dir} , вкупна засенчена површина S_{dif} и моќноста P_i во зависност од времето t за ден 10 јануари	117
Табела 7.3 Вредност на енергијата на месечно ниво E_m со оптимален агол на наклон β_{opt} за геоположба ($0^\circ - 65^\circ$)	128
Табела 7.4 Вредност на референтните параметри - растојание помеѓу колоните ref_{rx} , растојание помеѓу редици ref_{ry} , зафатена површина на плаќот S_{ref} , енергија E_{ref} и ефикасност на плаќот Eff_{ref} за 21 декември ($N=355$)	131
Табела 7.5 Вредност на параметрите - растојанија max_{rx} и max_{ry} , површина S_{max} , енергија E_{max} , ефикасност Eff_{max} , растојанија opt_{rx} и opt_{ry} , површина S_{opt} , енергија E_{opt} , однос на површини S_{ref}/S_{opt} , промена на енергијата ΔE за ден 9 февруари ($N=40$)	132
Табела 7.6 Вредност на параметрите - растојанија max_{rx} и max_{ry} , површина S_{max} , енергија E_{max} , ефикасност Eff_{max} , растојанија opt_{rx} и opt_{ry} , површина S_{opt} , енергија E_{opt} , однос на површини S_{ref}/S_{opt} , промена на енергијата ΔE за ден 21 март ($N=80$) .	134
Табела 7.7 Вредност на параметрите - растојанија max_{rx} и max_{ry} , површина S_{max} , енергија E_{max} , ефикасност Eff_{max} , растојанија opt_{rx} и opt_{ry} , површина S_{opt} , енергија E_{opt} , однос на површини S_{ref}/S_{opt} , промена на енергијата ΔE за ден 1 мај ($N=121$)....	136
Табела 7.8 Вредност на параметрите - растојанија max_{rx} и max_{ry} , површина S_{max} , енергија E_{max} , ефикасност Eff_{max} , растојанија opt_{rx} и opt_{ry} , површина S_{opt} , енергија E_{opt} , однос на површини S_{ref}/S_{opt} , промена на енергијата ΔE за ден 21 јуни ($N=172$)	137
Табела 7.9 Вредност на параметрите - растојанија max_{rx} и max_{ry} , површина S_{max} , енергија E_{max} , ефикасност Eff_{max} , растојанија opt_{rx} и opt_{ry} , површина S_{opt} , енергија E_{opt} , однос на површини S_{ref}/S_{opt} , промена на енергијата ΔE за ден 7 август ($N=218$)	138
Табела 7.10 Вредност на параметрите - растојанија max_{rx} и max_{ry} , површина S_{max} , енергија E_{max} , ефикасност Eff_{max} , растојанија opt_{rx} и opt_{ry} , површина S_{opt} , енергија E_{opt} , однос на површини S_{ref}/S_{opt} , промена на енергијата ΔE за ден 21 септември ($N=264$)	139
Табела 7.11 Вредност на параметрите - растојанија max_{rx} и max_{ry} , површина S_{max} , енергија E_{max} , ефикасност Eff_{max} , растојанија opt_{rx} и opt_{ry} , површина S_{opt} , енергија	

<i>Eopt</i> , однос на површини S_{ref}/S_{opt} , промена на енергијата ΔE за ден 9 ноември ($N=309$)	141
Табела 7.12 Вредност за референтните параметри - растојание помеѓу колоните ref_{rx} , растојание помеѓу редици ref_{ry} , зафатена површина на плацот S_{ref} , енергија E_{ref} и ефикасност на плацот Eff_{ref} за ден 21 март ($N=80$)	143
Табела 7.13 Вредност на параметрите - растојанија max_{rx} и max_{ry} , површина S_{max} , енергија E_{max} , ефикасност Eff_{max} , растојанија opt_{rx} и opt_{ry} , површина S_{opt} , енергија E_{opt} , однос на површини S_{ref}/S_{opt} , промена на енергијата ΔE за ден 9 февруари ($N=40$)	144
Табела 7.14 Вредност на параметрите - растојанија max_{rx} и max_{ry} , површина S_{max} , енергија E_{max} , ефикасност Eff_{max} , растојанија opt_{rx} и opt_{ry} , површина S_{opt} , енергија E_{opt} , однос на површини S_{ref}/S_{opt} , промена на енергијата ΔE за ден 1 мај ($N=121$)	145
Табела 7.15 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=0^\circ$	146
Табела 7.16 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=5^\circ$	146
Табела 7.17 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=10^\circ$	147
Табела 7.18 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=15^\circ$	147
Табела 7.19 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=20^\circ$	149
Табела 7.20 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=25^\circ$	149
Табела 7.21 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=30^\circ$	150
Табела 7.22 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=35^\circ$	150
Табела 7.23 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=40^\circ$	151
Табела 7.24 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=45^\circ$	151
Табела 7.25 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=50^\circ$	152
Табела 7.26 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=55^\circ$	152
Табела 7.27 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=60^\circ$	152

Табела 7.28 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=65^\circ$	153
Табела 7.29 Вредности на растојанијата opt_{rx} и opt_{ry} за дадена вредност на латитудата при оптимална поставеност на панелите	154
Табела 7.30 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=0^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=4,013$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели.....	157
Табела 7.31 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=5^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=4,061$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели.....	158
Табела 7.32 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=10^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=4,09$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели.....	158
Табела 7.33 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=15^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=4,095$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели.....	159
Табела 7.34 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=20^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=4,084$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели.....	160
Табела 7.35 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=25^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=4,188$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели.....	160
Табела 7.36 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=30^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=4,131$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели.....	161
Табела 7.37 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=35^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=4,057$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели.....	162
Табела 7.38 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=40^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=3,964$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели.....	162
Табела 7.39 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=45^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=3,845$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели.....	163
Табела 7.40 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=50^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=3,696$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели.....	164
Табела 7.41 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=55^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=3,505$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели.....	164

Табела 7.42 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=60^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=3,266$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели..... 165

Табела 7.43 Вредност на произведена електрична енергија GE за латитуда $L=65^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=2,970$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели..... 166

Табела 7.44 Споредба на добиените вредности за енергија на годишно ниво GE со тракинг β_{opt} и фиксен агол на наклон β 167

Апстракт

Истражувањата на фотоволтаичните технологии континуирано се насочени кон зголемувањето на ефикасноста на сончевите ќелии, земајќи предвид повеќе аспекти, како што се материјалите и процесот на производство. Појдовен критериум за процентот на искористување на конверзијата на сончевата енергија во електрична кај фотоволтаичните панели е тие да бидат максимално изложени на сончево зрачење. Ова може да се постигне со воведување на тракинг на сезонска или дневна основа, како и со намалување на ефектот на сенка што се јавува како резултат на поставеноста на фотоволтаичните панели, т.е. меѓусенчењето.

Во оваа докторска дисертација се направени истражувања за можностите за зголемување на површинската ефикасност на даден плац, со воведување на меѓусенчење и определување на неговото влијание врз вкупната произведена електрична енергија. Овие истражувања се направени со развој на стандарден модел на сенка кај мрежа од девет фотоволтаични панели, како основа за дефинирање на ефектите од меѓусенчењето. Потврдата на моделот на сенка е направена во софтверот ARCHICAD каде визуелно се прикажани добиените видови на сенките што можат да се добијат на фотоволтаичните панели. Точноста на моделот на сенка е потврдена и со споредба со објавени нумерички и експериментални резултати.

Моделот на сенка, вклучувајќи ги моделот на сончева положба и моделот на сончево зрачење се имплементира во аналитички софтвер што овозможува да се направат истражувања на моментната вредност на моќноста и вредноста на произведената електрична енергија за различни географски ширини од интервалот од 0 до 65 степени на северната хемисфера. Аналитичкиот софтвер овозможува оптимизирање на геометријата на фотоволтаичната мрежа со користење на следниве влезни параметри: географска положба; геометрија на панелот изразена со неговата ширина и должина; геометријата на мрежата дефинирана со растојанијата помеѓу колоните и редиците и аголот на наклон на панелите; датум и време.

Резултатите од компаративната анализа на произведената електрична енергија покажуваат дека иако се намалува просечната ефикасност на панелите, се зголемува

вредноста на произведената електрична енергија на мрежата како резултат на зголемениот број на фотоволтаични панели.

Со воведувањето на апроксимации за сегментирањето на фотоволтаичните панели истражувањето во докторската дисертација овозможува да се постави стандарден модел за зголемување на ефикасноста на даден плац со определување помали растојанија помеѓу редиците и колоните. Од добиените резултати произлегуваат заклучоци кои можат да се користат како препораки за оптимално распоредување на фотоволтаични панели во 3x3 мрежа за зголемување на искористеноста на плацот и проширување на плац со мрежа од повеќе колони и редици.

Клучни зборови: сончева енергија, фотоволтаични панели, меѓусенчење, модел на сенка, ефикасност на плац.

Abstract

Research on photovoltaic technologies is continuously aimed at increasing the efficiency of solar cells, taking into account several aspects, such as materials and the production process. The starting criterion for the percentage of utilization of the conversion of solar energy into electricity in photovoltaic panels is that they are maximally exposed to solar radiation. This can be achieved by introducing tracking on a seasonal or daily basis, as well as by reducing the shadow effect that occurs as a result of the placement of photovoltaic panels, i.e., inter-shading.

In this doctoral dissertation, research has been done on the possibilities for increasing the surface efficiency of a given plot, by introducing inter-shading and determining its impact on the total electricity produced. This research is done by developing a standard shadow model in a grid of nine photovoltaic panels as a basis for defining the effects of shading. Confirmation of the shadow model is made in the ARCHICAD software where the obtained types of shadows that can be obtained on the photovoltaic panels are visually displayed. The accuracy of the shadow model is also confirmed by comparison with published numerical and experimental results.

The shadow model, including the solar position model and the solar radiation model, is implemented in analytical software that allows research on the value of output power and the value of electricity produced for different latitudes from the range of 0 to 65 degrees in North hemisphere. Analytical software enables optimization of the geometry of the photovoltaic grid using the following input parameters: geographical position; geometry of the panel expressed in its width and length; the geometry of the grid defined by the distances between the columns and rows and the angle of inclination of the panels; date and time.

The results of the comparative analysis of the generated electricity show that although the average efficiency of the panels decreases, the value of the generated electricity increases as a result of the increased number of photovoltaic panels.

With the introduction of approximations for the segmentation of photovoltaic panels, the research in this doctoral dissertation allows to set a standard model for increasing the

efficiency of a given plot by determining smaller distances between rows and columns. From the obtained results, conclusions can be made, that can be used as recommendations for optimal placement of photovoltaic panels in 3x3 network to increase the utilization of the plot and expansion of the plot with a network of several columns and rows.

Keywords: solar energy, photovoltaic panels, inter-shading, shadow model, efficiency of land utilization

1. ВОВЕД

Енергијата и технологиите за нејзино искористување и трансформирање од еден во друг облик како средство за реализација на најразличните потреби на човекот претставуваат интелектуален предизвик и стимул за развој на човечкото општество. Начинот и квалитетот на користењето на енергијата се од клучно значење за развојот на современото општество [1-2].

Енергетските потреби се во постојан пораст, како резултат на постојаното зголемување на бројот на населението на глобално ниво. Во иднина, потребата од енергија ќе биде сè поголема и ќе претставува еден од глобалните проблеми и предизвици. Изворите на енергија можат да се поделат на: необновливи и обновливи. Необновливите извори на енергија, односно фосилните енергенси како што се: јаглен, нафта и природен гас се ограничени и претставуваат извор на штетни гасови. Имајќи го ова во предвид енергетскиот проблем на светско ниво може да се реши на два начина. Првиот начин е зголемување на енергетската ефикасност и рационално користење на енергијата, додека вториот начин е зголемување на степенот на користење на обновливите извори на енергија [3].

Во природата постојат пет примарни извори на енергија: Сонце, гравитациона сила помеѓу Земјата, Месечината и Сонцето, геотермална енергија, енергија на контролирани нуклеарни реакции (фисија и фузија) и енергија на хемиските реакции на минералните сировини (јаглен, природен гас и нафта).

Најопшта поделба на примарните енергетски извори е: обновливи и необновливи енергетски извори. Кај обновливите извори на енергија потокот на енергија не зависи од човечката активност и тие постојано или повремено се наоѓаат во наше опкружување. Енергијата добиена од обновливи извори на енергија се нарекува зелена или оддржлива енергија. Енергијата добиена од необновливи енергетски извори е содржана во природните резерви на фосилните и нуклеарните горива. Оваа енергија уште е позната како кафеава енергија.

Кај обновливите извори на енергија, природата на примарниот извор на енергија може да биде: механичка, топлинска и квантна енергија [4].

Механичката енергија, добиена од вода, ветер, плима и осека и морски бранови најчесто се преобразува во електрична енергија. Ефикасноста на претворање на енергијата на ветерот достигнува 35%, хидроенергијата од 70 до 90% и енергијата на брановите и плима и осека до 75%. Топлинската енергија може да се добие од биогориво или сончево зрачење. Квалитетот на претворање на топлинска енергија во механичка енергија кај современи парни генератори достигнува до 35%. Носители на квантната енергија се фотоните. Фотон претставува фундаментална неделива квантна честичка со двојна природа којашто е носител на најмал квантум светлина, односно енергија. Фотоните при интеракција со материјата, предизвикуваат отпочнување на два основни процеса на трансформација на сончевата енергија: фотосинтеза и фотоелектричен ефект. Фотосинтезата е хемиски процес кој се одбива во растенијата во присуство на светлина, вода и јаглероден диоксид. При процесот на фотосинтеза, светлината се претвора во хемиска енергија и како таква се содржи во хемиските врски на молекули од гликоза. Фотоволтаичен ефект е квантно-механички процес при кој енергијата на сончево зрачење директно се претвора во електрична, при што ефикасноста на претворање може да достигне до 20% [2,4].

Основен извор на енергија на Земјата е Сонцето. Фундаментален начин на пренесување на оваа енергија од Сонцето до земјината површина е преку топлински процес на зрачење, односно преку сончевото зрачење. Енергијата од сонцето се добива како резултат на термонуклеарни реакции во неговата внатрешност каде што при екстремно високи температури од над десетици милиони степени се ослободува огромна количина на енергија. Оваа енергија потекнува од внатрешноста на површината на Сонцето и од таму се емитува во сите правци во форма на електромагнетни бранови. Секоја секунда Сонцето зрачи енергија со вредност околу $6,37 \cdot 10^{27} \text{ W/m}^2$. Носител на енергијата на Сонцето е фотонот. Фотонот претставува најмала квантна честичка која содржи најмала количина на светлинска енергија, без маса и без електричен полнеж. Енергијата која ја емитува Сонцето се распоредува рамномерно во сите правци и опаѓа со растојанието на Сонцето. Растојанието помеѓу Земјата и Сонцето е мошне големо, па поради тоа сончевата енергија паѓа на Земјата во форма на паралелни зраци.

Според планетарниот систем на Коперник Земјата се движи околу Сонцето по елипсовидна орбита. Рамнината во која се движи Земјата е наречена елиптична рамнина. Орбитата околу Сонцето, Земјата ја изминува за 365,25 дена. Заради привидното движење на Сонцето околу Земјата, во сончевата енергетика многупати се користи планетарниот систем на Птоломеј, според кој Сонцето кружи околу Земјата по определена орбита на небесната сфера.

1.1 Преглед на литературата

Сонцето е еден од најискористените обновливи извори на енергија. Еден од начините за добивање на електрична енергија е процесот на фотоволтаична конверзија. Фотоволтаичната конверзија претставува квантно-механички процес при кој во сончевите ќелии или т.н. фотоволтаични ќелии, енергијата на сончево зрачење директно се претвора во електрична енергија.

Производителите на фотоволтаични панели кои се составени од повеќе сончеви ќелии обезбедуваат гаранции за нив во однос на ефикасноста и очекуваниот работен век. Работниот век на фотоволтаичните панели изнесува околу 20 години, но може да се користат и подолго од 25 години со намалена ефикасност [5-9]. Во споредба со ветерните турбини, фотоволтаичните панели работат без бучава или подвижни делови. Тие се лесни за одржување и имаат минимални трошоци за поставување и одржување.

Фотоволтаичните системи кои се поврзани на електричната мрежа се состојат од фотоволтаични панели, инвертори, единица за одржување на температурата и опрема за мрежно поврзување. Тие вообичаено се нарекуваат фотоволтаични електрани.

Пред дизајнирањето и инсталирањето на фотоволтаичните системи, потребно е да се направи анализа која опфаќа повеќе фактори кои влијаат на производството на електрична енергија. Во анализата треба да се земат во предвид временските услови, географската местоположба каде што ќе биде поставен фотоволтаичниот систем, како и начинот на кој ќе бидат поставени. За да се добие поголем фактор на искористеност, т.е. оптимална произведена електрична енергија на фотоволтаичната електрана, неопходна е сеопфатна анализа.

Многу различни методи и можности за зголемување на произведената електрична енергија од фотоволтаичната електрана се опишани од повеќе автори на научни трудови [10-14]. Еден од методите е одредување на оптимален агол на наклон на фотоволтаичен

панел, имајќи предвид дека сончевото зрачење што паѓа на фотоволтаичниот панел е најголемо кога сончевите зраци паѓаат нормално на неговата површина. Ова важи само за директното сончево зрачење, кое има и најголем придонес во производството на електрична енергија. Други автори го земаат во предвид дифузното сончево зрачење кое може егзактно да се одреди, само ако се достапни прецизни метеоролошки податоци во подолг временски период. Во трудот [10], авторот користи оптимален агол на наклон на неколку географски положби на Земјата, на две рамноденици и две солстиции. Тој користи изотропен модел на сончево зрачење, но не ги дава вредностите кои ги користи за нормално дифузно зрачење. Според моделот на Hottel & Woertz оптимален агол на наклон се определува од равенката:

$$\beta_{opt} = L - \delta \quad (1.1)$$

каде што L е географска ширина, а δ е агол на деклинација.

Овој модел се користи за директно сончево зрачење. Доколку се користи изотропен модел или HDKR модел (Hay, Davies, Klucher and Reindl model) [11] аголот на наклон β_{opt} се определува од равенката:

$$\beta_{opt} = L - \delta - 10^\circ \quad (1.2)$$

Во трудот [11], авторот сумира и споредува различни методи и резултати објавени од други истражувачи. Неговиот заклучок е дека резултатите добиени за аголот на наклон β_{opt} многу се менуваат. Земајќи ги во предвид географската положба и аголот на наклон на фотоволтаичниот панел, различни автори наведуваат повеќе вредности, како на пример:

$$\beta_{opt}=L\pm 10^\circ, \beta_{opt}=L\pm 20^\circ \text{ и } \beta_{opt}=0,9\cdot L.$$

Според нив, овие равенки можат да се користат за положби кои имаат географски ширини до 45° бидејќи таму има повеќе сончеви денови. Местоположбите кои се наоѓаат над оваа географска ширина имаат повеќе облачни денови, така што таму дифузното зрачење има зголемено влијание во вкупната ирадијација што паѓа врз панелите. За овие географски положби потребно е да се знаат метеоролошките податоци во подолг временски период за да може да се одреди корелација помеѓу директното и дифузното сончево зрачење. Авторите на трудот [12,13,14], определуваат агол на наклон β кај фотоволтаични електрани со системи за следење за наклонети површини и користејќи го моделот на Hottel & Woertz ги даваат равенките (1.3) и (1.4):

$$\beta_{opt,h=0} = L - \delta \quad (1.3)$$

$$\beta_{opt} = L - \tan^{-1}\left(\frac{\tan \delta}{\cos h}\right) \quad (1.4)$$

каде што L е географска ширина, δ е агол на деклинација, а h е часовен агол.

1.2 Предмет на истражување

Истражувањата на оваа докторска дисертација се насочени кон развој на стандарден модел на сенка кај мрежа од фотоволтаични панели и анализа на повеќе параметри кои влијаат врз производството на електрична енергија [15-20]. Параметрите кои се разгледуваат се следните: сенката (меѓусенчењето), агол на наклон β на фотоволтаичниот панел, географската положба (географска ширина и географска должина) и растојанијата помеѓу панелите во две насоки (по оската x и оската y). Стандардниот модел на сенка се применува кај мрежа составена од 3x3 фотоволтаични панели со димензии P_x и P_y , односно 9 панели распоредени во 3 редици и 3 колони. Растојанието помеѓу редиците е r_y , а растојанието помеѓу колоните е r_x . Аголот под кој се поставени фотоволтаичните панели е агол на наклон или агол на инклинација, означен со β .

При развојот на стандардниот модел на сенка се разгледуваат две конфигурации:

1. $P_x \leq r_x$,

Во првата конфигурација, ширината на панелот P_x е помала или еднаква на растојанието помеѓу колоните r_x во дефинираната мрежа од девет фотоволтаични панели. Во оваа конфигурација се јавува само еден вид на сенки, таканаречени единечни сенки. Движењето на сенката се набљудува во текот на 24 часа, секој ден во годината, при што се пресметуваат должината и ширината на сенката што паѓа на одреден панел од дефинираната мрежа од фотоволтаични панели.

2. $P_x > r_x$

Во втората конфигурација, ширината на панелот P_x е поголема од растојанието помеѓу колоните r_x во дефинираната мрежа од девет фотоволтаични панели. Во оваа конфигурација се јавуваат два вида на сенка: единечни и двојни сенки кои можат да се прикажат визуелно. Движењето на сенката се набљудува во текот на 24 часа,

секој ден во годината. Се пресметуваат должината и ширината на сенката што паѓа на одреден панел од дефинираната мрежа од фотоволтаични панели.

Стандардниот модел на сенка е применет за проценка на оптималната површинска густина E_{ff} на мрежата од фотоволтаични панели на одбран плац со точно утврдена географска ширина каде засенувањето или меѓусенчењето ќе биде незначајно.

Анализите при пресметка на површини под сенка и енергетските анализи се направени за повеќе географски локации од екваторот до 65° за северната хемисфера. Во анализите за секоја одбрана географска положба се менуваат следните параметри: растојанијата помеѓу редиците r_y и колоните r_x на панелите и аголот на наклон β . За секое одбрано сценарио се пресметува моментна моќност P_i [21-36]. Врз основа на добиените моментни моќности се пресметува вредноста на енергијата на дневно, месечно и годишно ниво. Пресметките за моментите вредности за моќноста P_i на дефинираната мрежа се прават за секои 15 минути.

Предмет на истражување во оваа докторска дисертација е развој на модел на сенка помеѓу фотоволтаичните панели и влијанието на сенката врз производството на електрична енергија. Моделот на сенка користи теоретски пристап и математичко моделирање за определување на сенките, како и нивна имплементација во софтверскиот пакет VS (Visual Studio). Моделот овозможува пресметување на ширината и должината на сенка што зафаќа специфичен панел од мрежата од фотоволтаични панели, односно може да ја пресмета вкупната површина на панелите којашто се наоѓа под сенка.

Фотоволтаичните панели се карактеризираат со следните параметри: агол на наклон β , ширина на панел P_x и должина на панел P_y . Во услови кога дебелината на панелот се занемарува, сенката што паѓа на одреден панел има правоаголна форма. Предложениот стандарден модел на сенка опфаќа постапки за пресметување на димензиите на сенката што паѓа на одреден панел во прецизно дефинираната мрежа од фотоволтаични панели.

За да се развие стандардниот модел на сенка, потребно е прво да се одреди метод за одредување на точната положба на Сонцето во секој момент од времето [37-40]. Основен параметар за одредување на сенката што паѓа на одреден панел е вредноста на инцидентниот агол θ . Вредноста за инцидентниот агол θ се одредува со помош на вредноста на два сончеви агли: агол на висина на сонцето α и азимутниот агол z . Аголот на висина на сонцето α и аголот на сончев азимут z се од круцијално значење за

утврдување на точната положба на Сонцето во однос на дефинирана географска положба и за секој момент од времето што се користат при дизајнирање на фотоволтаични електрани. Сончевите агли зависат од други сончеви параметри како што се: агол на деклинација δ , часовен агол h , очигледно сончево време (Apparent Solar Time - *AST*), локално стандардно време (Local Standard Time – *LST*), равенка на време (Equation of Time – *ET*), корекција на времето во зависност од разликата на стандардна лонгитуда (Standard Longitude – *SL*) и локална лонгитуда (Local Longitude – *LL*).

Сите дефинирани методи и модели се користат во модел за пресметување на излезната моќност P_i на дефинираната мрежа од фотоволтаични панели, како и корелација со директното и дифузното зрачење и површините на фотоволтаичните панели коишто се изложени на директно сончево зрачење или на дифузно сончево зрачење. Со поставување на равенката за моќност се прават аналитични пресметки за вредностите на произведената електрична енергија (на дневно и годишно ниво), како и за површинска густина на електрична енергија или површинска ефикасност на плацот. Пресметките можат да се добијат за секој момент од времето на дневно, месечно и годишно ниво.

Компаративна енергетска анализа е направена во однос на најкраткиот ден во годината, 21 декември, истиот означен како $N=355$. Овој ден се зема за референтен ден. Сезоните се покриени со додатни 7 дена избрани на еквиливантни периоди во однос на референтниот ден. Седумте избрани дена се следните: 9 февруари ($N=40$), 21 март ($N=80$), 1 мај ($N=121$), 21 јуни ($N=172$), 7 август ($N=218$), 21 септември ($N=264$) и 5 ноември ($N=309$).

Пресметките се направени за различни географски положби, кои се дефинирани со точни географски ширини и должини. Опфатените латитуди се во интервал ($0^\circ - 65^\circ$).

За секој обработен ден се одредува вредноста на оптималниот агол на наклон β_{opt} на фотоволтаичните панели. Тракингот на фотоволтаичните панели се ажурира на дневна основа. Оптималниот агол на наклон се пресметува при избегнато меѓусенчење за целиот распон на β ($0^\circ - 90^\circ$) со чекор 1° . Исто така, се избира оптималната вредност на агол на наклон β_{opt} при кој се добива максимална енергија на дневно ниво. Изготвен е протокол за анализа на енергиите опишан на следниот начин.

- За референтниот ден (21 декември) и латитуди со вредност од 0° до 65° се определуваат минималните вредности на растојанија по оската x и оската y , растојанието r_x и растојанието r_y соодветно за кои се избегнува сенчење и при кои се добиваат максимални вредности за енергијата за тој ден. Овие растојанија ref_{rx} и ref_{ry} , зафатени површини S_{ref} , дневни енергии E_{ref} , и површински густини на енергија се сметаат за референтни.
- За секој друг датум (избраните седум дена) за сите латитуди се одредуваат вредностите на растојанија r_x и r_y при кои нема меѓусенчење. Овие растојанија max_{rx} и max_{ry} , зафатените површини S_{max} , вредностите на енергијата на дневно ниво E_{max} и вредноста на површинската густина на енергијата Eff_{max} се максимални.
- За секој избран ден и за сите латитуди, во однос на референтните енергии се наоѓаат соодветни вредности на растојанијата r_x и r_y со кои се допушта сенчење, при кое се постигнува соодветната референтна вредност на енергијата. Овие растојанија се нарекуваат оптимални растојанија opt_{rx} и opt_{ry} , а нивните соодветни површини S_{opt} , вредностите на енергијата на дневно ниво E_{opt} и вредноста на површинската густина на енергијата Eff_{opt} се нарекуваат оптимални. Со овие вредности на оптималните растојанија се пресметува зафатената површина S_{opt} , произведената електрична енергија E_{opt} и површинската густина на енергија Eff_{opt} (површинска ефикасност на плацот).
- Се споредуваат енергиите, опфатените површини и вредностите добиени за површинската ефикасност на плацот за соодветна латитуда во даден датум.

1.3 Структура на докторскиот труд

Целта на истражувањето на оваа докторска дисертација е да се дефинираат препораки за оптимална поставеност на фотоволтаичните панели, при која се добива максимално количество на електрична енергија, но притоа да се зафати што е можно помала површина од избраната парцела на дефинирана географска положба.

На почетокот од докторскиот труд е даден апстракт на македонски и на англиски јазик.

Првата глава е вовед и опфаќа преглед на досегашните достигнувања од областа на обновливите извори на енергија со посебен акцент на добивањето на електричната енергија од фотоволтаици, како и преглед на досегашните достигнувања од областа на енергијата од аспект на оптимизирање на параметри кои влијаат врз производството на електрична енергија.

Во втората глава се дадени теориските основи на фотоволтаичните системи, технологии на изработка на фотоволтаици, како и електричните карактеристики на фотоволтаиците.

Основните поими за движењето на Сонцето и сончевите агли кои ја опишуваат положбата на Сонцето во даден момент од времето се разработени и дефинирани во третата глава.

Во четвртата глава е развиен стандарден модел на сенка кај дефинирана мрежа од 3x3, т.е 9 фотоволтаични панели. Опишани се елементите на сенка и дефинирани се со математички равенки. Сите можни ситуации на меѓусенчење се илустрирани визуелно. Моделот на сенка е потврден во софтверот ARCHICAD и е презентираан алгоритам за пресметка на површини под сенка.

Во петтата глава е образложен моделот на сончево зрачење т.н Clear-sky модел кој се применува само за сончеви денови. Од овој модел се добиваат податоци за директно и дифузно сончево зрачење. Моделот за сончева положба, моделот за сенка и моделот за сончево зрачење се дел од моделот на моќност. Врз основа на добиената равенка за моќност се пресметуваат вредностите за произведената електрична енергија на дневно, месечно и годишно ниво.

Во шестата глава е опишан софтверот и неговата апликативна примена во енергетска анализа (дневна и годишна) на дефинираната мрежа од фотоволтаични панели. Со помош на дијаграми се опишани алгоритмите потребни за дефинирање на процедурите кои се дел од поделните модели на софтверот.

Во седмата глава се презентирани резултатите за добиените вредности на произведена електрична енергија (дневна и годишна), како и компаративна анализа на добиените вредности на годишните енергии при дневен тракинг (дневно подвижно следење) на аголот на наклон на панелите β_{opt} и при фиксен агол на наклон β за период од цела година.

Направени се пресметки на вредностите на моќноста, електричната енергија и површинската густина на електрична енергија. Анализата е направена врз основа на следните параметри: географска положба, агол на наклон на панелите β и растојанија помеѓу панелите во x и y насока, т.е r_x и r_y . Со менување на овие параметри се мери влијанието на секој од параметрите врз производството на електрична енергија. По извршената анализа се дадени препораки за оптимална поставеност на панелите за дадена географска положба, при којашто ќе се произведува најголема вредност на електрична енергија и ќе зафаќаат најмала површина од плацот, а за сметка на тоа ќе има најмали загуби (како резултат на меѓусенчењето).

Во последната глава се резимирани анализите од добиените резултати и е даден заклучок.

Како додаток на оваа докторска дисертација е даден список на литература, список на слики и список на табели.

1.4 Цели на истражувањето

Главни цели на истражувањето во докторската дисертација, што овозможуваат развој на стандарден модел на сенка кај мрежа од фотоволтаични панели, се следниве:

- Утврдување на методологија за одредување на сончева положба.
- Утврдување на методологија за одредување на параметрите коишто имаат влијание врз ефектот на сенка кај дефинирана мрежа од 3x3 фотоволтаични панели.
- Воспоставување на стандарден модел на сенка и анализа на можните видови на сенка (единечни и двојни). Поставување на алгоритам за пресметување на површини под сенка на панелите во дефинираната мрежа од фотоволтаични панели.
- Потврдување на развиениот стандарден модел на сенка во софтверот ARCHICAD. Споредба на добиените случаи на сенка кои произлегуваат од развиениот модел на сенка со визуелизираните случаи во ARCHICAD.
- Утврдување на методологија за одредување на вредностите на сончево зрачење со користење на Clear-sky моделот за сончево зрачење, при што анализата е направена за сончеви денови.

Нумеричките симулации се спроведени со следните постапки:

- Нумеричките експерименти потребни за воспоставување на методологијата и процедурите за одредување на сончеви параметри, површини изложени на директно сончево зрачење и површини изложени на дифузно сончево зрачење, директно и дифузно сончево зрачење, моќност, електрична енергија и површинска густина на електрична енергија се спроведени во VC (Visual Studio).
- При воспоставување на стандардниот модел на сенка однапред се дефинираат сите функции за одредување на сончевата положба, ширина и должина на сенката, движењето на сенката, сончево зрачење, моќност и електрична енергија.
- При дефинирањето на функциите, се определени следните влезни параметри: ширина P_x и должина P_y на панелите, агол на наклон на панелите β , растојанијата помеѓу панелите r_x и r_y , фактор на ефикасност на панелите η , географска положба (географска ширина L и географска должина LOD), ден N и час LMT .
- Со извршување на нумеричките симулации се добиваат аналитички податоци за сончевата положба, поместувањето на сенката, вредностите за директно и дифузно сончево зрачење, моќност, електрична енергија и површинска густина на енергија.
- При истражувањето се користи програма која содржи постапки и функции, дефинирани според утврдените математички равенки.

Од добиените истражувања во докторската дисертација може да се постави следната главна хипотеза: развој на стандарден модел на сенка што овозможува одредување на површини под сенка на панелите, како и одредување на површини изложени на директно сончево зрачење на панели кај мрежа од фотоволтаични панели.

Овој стандарден модел на сенка може да се искористи при проектирање на поголеми фотоволтаични системи од аспект на оптимално поставување на фотоволтаичните панели, односно зголемување на ефикасноста на плацот.

Моделот се заснова на следниве поодделни хипотези:

- Меѓусенчењето во густа фотоволтаична мрежа е неизбежно, но може да се намали. Должината на сенките врз фотоволтаичните панели се менува од бесконечност на изгрејсонце и зајдисонце, до минимална должина на пладне.
- Сенката има негативен ефект врз електричните карактеристики на фотоволтаичните панели (волт-амперска карактеристика, точка на максимална моќност).
- Сенката влијае врз ефикасноста, факторот на заситување и излезната моќност на фотоволтаичните панели.
- Карактеристиките на фотоволтаичните панели зависат од видот на сенката, односно дали сенката е униформна или не.
- Во стандардниот модел на сенка, се земаат во предвид само меѓусенчењата во дефинираната мрежа од 3x3 фотоволтаични панели.
- Ширината на сенка е приближно еднаква на ширината на панелот P_x , во случај кога не постои исток-запад инклинација и сончевите зраци што паѓаат се паралелни.
- За дадена географска положба, моменталниот правец на сенката се определува преку вредноста на аголот на азимут Z , а моменталната должина на сенката преку вредноста на аголот на сончевата висина α .
- Ако се занемари дебелината на фотоволтаичните панели, сенките што паѓаат на панелите имаат правоаголни површини.
- Панелите се ситно сегментирани¹, односно секоја осветлена сончева ќелија од панелот произведува електрична енергија.

Научниот метод што е применет во оваа докторска дисертација се состои од: дефинирање на проблем, преглед на досегашни истражувања и достигнувања, поставување хипотези, спроведување на експеримент, проверка на експериментот, анализа и толкување на добиените резултати, носење заклучок, воспоставување стандардни постапки, развој на модели, промена на параметри коишто би имале влијание на резултатите, проценка, споредба и верификација.

¹ Поимот *сегмент* понатаму се однесува на најмалата површина од панелот којшто ќе биде исклучена од заштитната диода.

На почетокот од истражувањето е направен детален преглед на досегашните истражувања и достигнувања од областа на енергијата добиена од фотоволтаични системи и анализа на параметри кои влијаат на производството на електрична енергија.

Потоа е поставена нумеричка анализа со која се определува движењето на Сонцето во зависност од сончевите агли. Дефинирани и поставени се математички модели за одредување на точната сончева положба во секој временски момент. Сите потребни сончеви параметри се дефинирани и верифицирани со соларен калкулатор. Откако се утврдени и пресметани сончевите параметри, се пристапува кон опишување на точната сончева положба за кое било време во даден ден. Првиот нумерички експеримент, како резултати ги дава следните вредности на сончеви агли: агол на висина на сонцето α и аголот на сончев азимут z . Аголот на висина на сонцето α се движи во интервал од 0° до $+90^\circ$, а аголот на сончев азимут z во интервал од -90° до $+90^\circ$ [41-42].

Спроведена е втора нумеричка анализа за одредување на поместувањето на сенката. Поместувањето на сенката е во корелација со аголот на азимут Z и аголот на наклон на панелот β . Отакако се одредува поместувањето на сенката, следува одредување на ширина Psh_x и должина на сенка Psh_y што паѓа на даден панел од мрежата од фотоволтаични панели. Резултати од овој нумерички експеримент се вредностите за ширината Psh_x и должината Psh_y на сенката, односно вредностите за површината што е под сенка $Sdif$ и површината што е под директно сончево зрачење $Sdir$ од мрежата од фотоволтаични панели. Потоа се воспоставува моделот на сенка со дефинирани две конфигурации. Првата конфигурација е кога ширината на панелите Px е помала или еднаква на растојанието помеѓу колоните r_x , а втората конфигурација е кога ширината на панелите Px е поголема од растојанието помеѓу колоните r_x . Бројот и видот на засенчени површини се пресметува според развиен алгоритам кој е опишан со дијаграм.

Како резултат на моделот на сенка произлегуваат нумерички равенки за вредностите на површината под сенка $Sdif$ и вредноста на површина изложена на директно сончево зрачење $Sdir$.

Во понатамошниот тек од истражувањето откако е воспоставен моделот на сенка, се преминува кон моделирање на сончевото зрачење. Се избира Clear-sky моделот за зрачење и анализата се прави за сончеви денови. Сите модели се развиваат во насока на добивање резултантен модел за пресметка на моментната моќност. Пресметките се

вршат на секои 15 минути во време од 24 часа. Деновите се нумерираат од 1 до 365. Со операциите на интегрирање се добиваат вредностите за дневно, месечно и годишно производство на електрична енергија. Потоа следуваат анализи за ефектот на сенка врз вредностите за произведената електрична енергија (на дневно и годишно ниво). Направена е компаративна анализа на добиените вредности на годишни енергии при дневен тракинг на аголот на наклон на панелите β_{opt} и при фиксен агол на наклон β за период од цела година. Се менуваат растојанијата помеѓу панелите r_x и r_y со цел да се добијат оптимални вредности на растојанијата, односно оптимална поставеност на панелите за најголема искористеност на плацот, а најмала загуба на електрична енергија.

Главниот научен придонес со изработката на оваа докторска дисертација е развојот на нов стандарден модел на сенка на мрежа од фотоволтаични панели и ефектот на сенката врз вредностите на произведената електрична енергија.

Во досегашните истражувања, ефектот на сенка е опишан од аспект на тоа како влијае врз карактеристиките на фотоволтаичните панели. Придонесот на оваа докторска дисертација е во една друга насока, анализа на ефектот на сенка и неговото влијание од аспект на ефикасноста на плацот и вредностите на произведената електрична енергија. Стандардниот модел на сенка е применет во модел за пресметка на моментната моќност на панелот P_i , произведената електрична енергија E и површинска густина на електрична енергија E_{ff} . Во моделот се менуваат параметри кои се од главен интерес: аголот на наклон на панелите, растојанијата помеѓу панелите, географската положба, ден и време. Од добиените резултати следуваат препораки за начинот на поставување на фотоволтаичните панели на одреден плац за дадена географска положба. Се анализира влијанието на три параметри поединечно врз вредностите на произведената електричната енергија. Трите параметри се следните: аголот на наклон β и растојанијата помеѓу панелите, r_x и r_y во дефинираната фотоволтаична мрежа [59]. Во областа на енергетиката моделот на сенка ќе доведе до подобрување на веќе постоечките протоколи за дизајнирање и инсталирање на фотоволтаичните системи и стандардизирање на истите.

Стандардниот модел на сенка со одредени модификации и воопштување на функциите во него, може да се примени и кај поголеми фотоволтаични мрежи составени од $M \times N$ сончеви панели (M редици, N колони).

Дополнителен придонес на докторската дисертација е примена на стандарден модел на сенка во анализа за дизајн и проектирање на фотоволтаични системи. Моделот на сенка придонесува за развој на алгоритам кој ќе пресметува оптимален број на панели на дадена положба и поголема ефикасност на плацот кој ќе биде избран за изградба на фотоволтаична електрана.

Развиениот стандарден модел на сенка кај мрежа од фотоволтаични панели и неговата примена при проучувањето на фотоволтаичните системи овозможува да се продлабочат сознанијата за моделирањето на сончевите параметри, сенката од мрежа на фотоволтаични панели, како и за нивниот ефект врз вредноста на произведената електрична енергија.

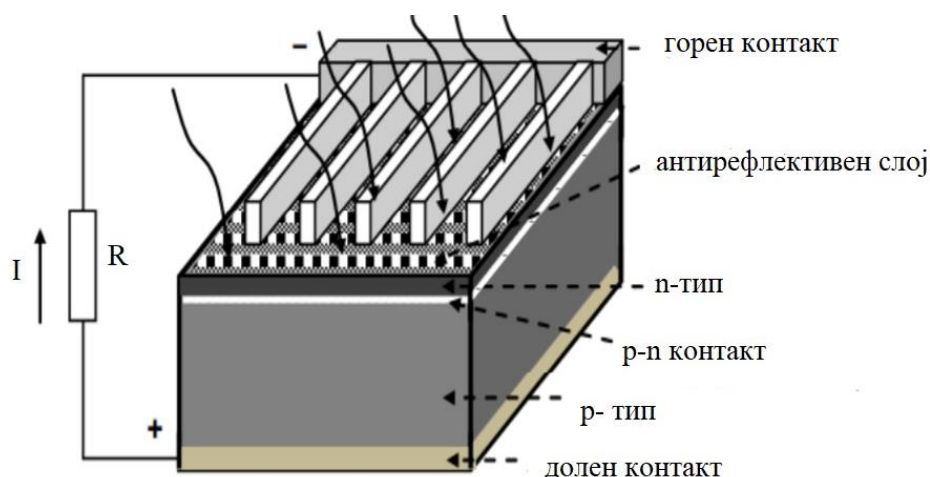
Овој стандарден модел овозможува проценка за засенчените површини на панелите во рамките на дефинираната мрежа од фотоволтаични панели 3x3. Моделот се потврдува со компаративна визуелизација преку употреба на симулациски софтвер како ARCHICAD, визуелно потврдувајќи ги сите случаи опфатени и дефинирани во истиот. Анализата заснована на овој модел овозможува да се прави техно-економска анализа на конкретни енергетски проекти, како и за развој на методологија за оптимална поставеност на панелите на даден плац.

Целта на оптимизацијата е да се зголеми вредноста на произведената електрична енергија, со тоа што панелите ќе зафатат што е можно помала површина (минимална област) со прифатливи загуби на енергија. Со оптимална поставеност на панелите се добива зголемена ефикасност на плацот. Со примената на моделот на сенка во енергетската анализа на дефинираната фотоволтаична мрежа се покажува дека доколку постои ситна сегментација на панелите (вклучување на заштитни диоди на помали сегменти), односно не се исклучуваат поголеми делови од панелите, тогаш наместо да се избегнува меѓусенчењето, тоа би можело да се искористи и многукратно да се зголеми ефикасноста на плацот. Со згуснување на панелите од мрежата при имплементирана поситна сегментација, ефикасноста на панелите опаѓа поради меѓусенчењето, но на предвидениот плац се ослободува простор да се инсталираат повеќе панели, односно мрежи од фотоволтаични панели, а тоа води кон зголемено производство на електрична енергија. Доколку овој концепт се прифати, тоа би значело зголемена побарувачка за исполнување на предвидените површини, а сето ова води во насока на помасовно и поевтино производство на фотоволтаични панели.

2. Карактеристики на фотоволтаици

2.1 Видови на сончеви ќелии

Сончева ќелија или фотоволтаична ќелија е електронски елемент во кој енергијата на сончево зрачење директно се претвора во електрична енергија. Модерната форма на сончевите ќелии е пронајдена во 1954 година во лабораториите на Бел Телефон (Bell Telephone). Сончевата ќелија се изработува така што врз *p*-тип полупроводник, со помош на специфична одредена постапка се нанесува многу тенок слој од *n*-тип полупроводник. Врз него се поставува антирефлексивен материјал, со што рефлексијата од *n*-тип полупроводник се намалува. Горниот негативен контакт се изработува во форма на чешел, со цел сончевото зрачење да падне врз поголема површина и да се овозможи подобро зафаќање на фотоелектроните (слика 2.1).



Слика 2.1 Сончева ќелија [4]

Развојот на технологиите за изработка на сончевата ќелија се должи на брзиот развој на индустријата за полупроводници, која се базира на силициумот како најважен елемент. Силициумот претставува основна состојка на кварцот и е мошне распространет во природата, а притоа не е токсичен и не е штетен по животната средина. Добиените силициумови сончеви ќелии се најдоминатни на пазарот. Покрај силициумот за изработка на сончеви ќелии се користат и други полупроводнички материјали како што се: германиум (Ge), галиум арсенид (GaAs), индиум фосфид (InP), кадмиум сулфид

(CdS), кадмиум телурид (CdTe), алуминиум антимионид (AlSb), галиум фосфид (GaP), кадмиум селенид (CdS) и други.

Технологијата базирана на кристален силициум припаѓа на првата генерација на сончеви ќелии.

Кристалниот силициум може да се замени со други тенкослојни материјали како што се: аморфен силициум, кадмиум телурид, бакар индиум диселенид и други. Тенкослојните материјали и технологии припаѓаат на втората генерација на сончеви ќелии [43-46].

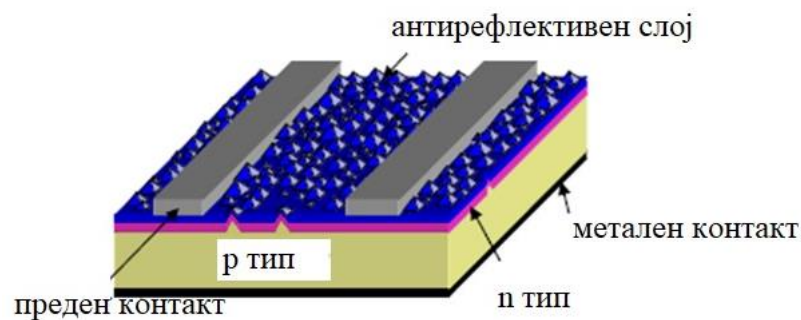
Третата генерација на сончеви ќелии се заснова на нови технологии и концепти кои се насочени кон искористување на целиот спектар на сончевото зрачење и намалување на загубите кои се јавуваат во облик на топлина.

Постојат неколку критериуми по кои се делат сончевите ќелии. Еден од критериумите е дебелината на полупроводникот. Конвенционалните сончеви ќелии од кристален силициум се релативно дебели и се движат од 200 до 500 μm , додека тенкослојните сончеви ќелии се со дебелина од 1 до 10 μm . Друг критериум според кој се прави поделба е физичката структура на материјалот. Според овој критериум сончевите ќелии, односно фотоволтаиците можат да се поделат на: монокристални, поликристални и аморфни фотоволтаици. Монокристалните материјали формираат голема кристална структура, а поликристалните материјали содржат кристални зрна од 1 μm до неколку милиметри. Ваквата структура на поликристалните материјали може да предизвика да се појават транзитни области помеѓу монокристалните гранули, односно доведува до можност за појава на структурни дефекти кои негативно влијаат врз ефикасноста на ќелијата.

Трет критериум според кој се врши поделба на сончевите ќелии е според тоа дали *p* и *n* областите на полупроводникот се направени од ист материјал или се направени од различни материјали (хетерогени фотоволтаици). Во таа насока се изведуваат повеќеспојни сончеви ќелии кои се познати како тандем или каскадни ќелии. Кај овие ќелии се формираат структури од повеќе *p-n* споеви од различни материјали. Првиот полупроводник е со поголема ширина на забранета зона, за разлика од наредните *p-n* споеви кои се со помала ширина на забранета зона. Ваквиот дизајн е избран со цел поголемо искористување на сончевиот спектар и добивање на поголема ефикасност.

2.1.1 Прва генерација на фотоволтаични технологии

Во првата генерација на фотоволтаични технологии спаѓаат технологии кои се засноваат на кристален силициум. Силициумот е втор по распространетост елемент на Земјата (26% од Земјината кора). Најмногу го има во следните облици: кварц, аметист, опал и други. Во однос на структурата може да биде: монокристален, поликристален и аморфен. Овие ќелии најчесто се изработени од монокристални или поликристални материјали допингувани со различни елементи со цел да се добие одредена концентрација на основни носители на електричество (p и n спој). На слика 2.2 е прикажана монокристална сончева ќелија.



Слика 2.2 Монокристална сончева ќелија [43]

Процесот на производство на вакви ќелии се одвива во четири чекори: производство на монокристален/поликристален силициум, производство на вафер, производство на ќелии и склопување на составните делови на панелот. Фотоволтаичните панели од првата генерација на сончеви ќелии се застапени со 80% на светскиот пазар [44]. Овие ќелии се докажани на фотоволтаичниот пазар и имаат голема ефикасност на конверзија на сончевата во електрична енергија. Исто така, поседуваат квалитет и долг работен век во однос на останатите фотоволтаични технологии. Ефикасноста за монокристалните сончеви ќелии изнесува 25%, додека за поликристалните сончеви ќелии изнесува 20,4% [45].

Главен недостаток на силициумските вафери е тоа што се лесно кршливи и заради тоа не можат да се користат во различни услови. Процесот на обработка на силициумот и производството на самата ќелија е тежок, скап и со голема потрошувачка на енергија што ја зголемува нивната цена на чинење [46]. Цената на материјалот изнесува повеќе

од 60% од производната цена [47]. Поради високата цена и долгата постапка на производство на монокристален силициум, како и загубите на материјалот при сечење на монокристалните игноти на плочки се прават обиди за директно добивање на плочки од монокристален силициум во вид на лента. Сепак, значителен успех во изработката на вакви ленти не е постигнат.

2.1.2 Втора генерација на фотоволтаични технологии

Тенкослојните сончеви ќелии припаѓаат на втората генерација на фотоволтаични технологии. Главни материјали кои се користат во втората генерација на фотоволтаични технологии се: аморфен силициум (a-Si), кадмиум телеурид (CdTe), бакар индиум диселенид (CIS), бакар индиум галиум селенид (CIGS) и сродни легури.

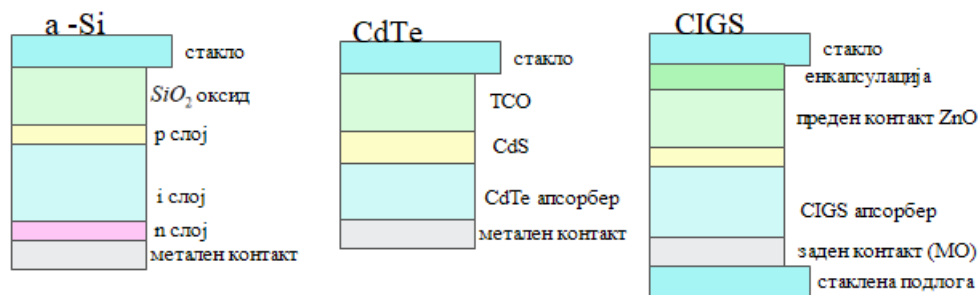
Тенкослојните сончеви ќелии (слика 2.3) се составени од тенки полупроводнички фотоактивни слоеви поставени еден врз друг со дебелина од 1 до 4 μm и се нанесуваат врз голема подлога од стакло, полимер или метал. Како резултат на тоа имаат потреба од многу помалку полупроводнички материјал за да апсорбираат иста количина на сончева светлина. Покрај тоа, тенките филмови можат да бидат спакувани во флексибилни и лесни структури кои можат лесно да бидат интегрирани во градежни структури.

Сончевите ќелии направени од аморфен силициум (a-Si), како и ќелиите направени од кадмиум телеурид (CdTe) се најмногу развиени и широко распространети. Аморфниот силициум (a-Si) може да биде нанесен на евтина и многу голема подлога (до 5,7 m^2 стакло) и се користат на техники за континуирано таложење (депозиција на пара, галванизација), со што значително се намалуваат трошоците за производство. Во моментот, ефикасноста на a-Si елементите е во граница меѓу 4% и 8% [47,48]. Овие ќелии во лабораториски услови можат да достигнат ефикасност од 12,2% [48]. Главниот недостаток на аморфните силициумски ќелии е големиот пад на излезната моќност со текот на времето (15% до 35%) [49]. Уште потенки слоеви можат да го зголемат електричното поле во материјалот и да обезбедат подобра стабилност и помалку загуби во излезната моќност. Меѓутоа, ова ја намалува апсорпцијата на светлина, а со тоа и ефикасноста на ќелијата. Друга варијанта на a-Si ќелиите се повеќеслојните тенки силициумови со дополнителни слоеви од аморфен силициум (a-Si) и микрокристален силициум ($\mu\text{c-Si}$) нанесени на подлогата. Предноста на $\mu\text{c-Si}$ слоевите е тоа што апсорбираат повеќе светлина од црвениот или блиску до инфрацрвениот дел од

спектарот на светлина и како резултат на тоа ефикасноста се зголемува и до 10%. Дебелината на $\mu\text{-Si}$ слоевите е од ред на големина од $3\mu\text{m}$ и ги прави ќелиите погусти и постабилни. Техниките кои се користат за добивање на тенки филмови овозможуваат производство на повеќеслојни тенки филмови со површина и до $1,4\text{ m}^2$.

Кадмиум телурид CdTe тенките сончеви ќелии имаат најниски трошоци за производство и повисока ефикасност на ќелиите (до 16,7%) во однос на останатите технологии за тенки ќелии. Оваа комбинација ги прави CdTe тенките сончеви ќелии економски најдостапните ќелии со трошоци за производство под $0,75\$/\text{W}$ [50]. Две главни суровини за нивно производство се кадмиум и телур. Кадмиумот се произведува од рудата на цинк, а телурот се добива при обработка на бакар. Потенцијален проблем е тоа што телурот се произведува во многу помали количини од кадмиумот и долгорочната достапност може да зависи од тоа дали индустријата на бакар ќе ги оптимизира преработката и рециклирањето на приносите. Кадмиумот исто така е токсичен што може да ја ограничи неговата употреба.

CIS и CIGS сончевите ќелии нудат највисока ефикасност од сите тенки фотоволтаични технологии. Моменталната ефикасност е во границите од 7% до 16%, а во лабораториски услови е достигната ефикасност до 20,3% [50,51]. Приказ на структурата на фотоволтаичните ќелии од втората генерација е даден на слика 2.3.

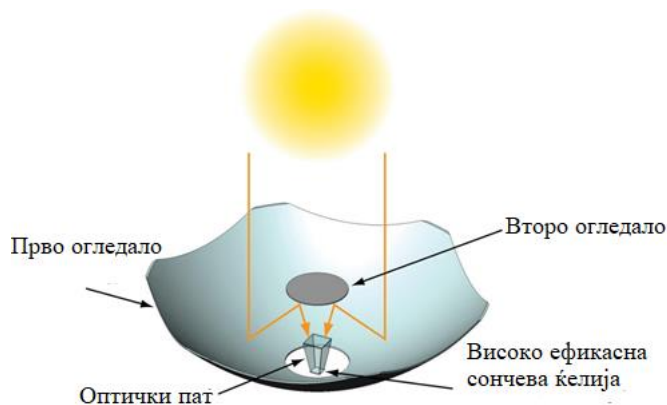


Слика 2.3 Втора генерација на сончеви ќелии

2.1.3 Трета генерација на фотоволтаични технологии

Во третата генерација на фотоволтаични технологии спаѓаат следните типови на сончеви ќелии: концентрирани фотоволтаици, сензитивни сончеви ќелии, органски сончеви ќелии и нови концепти на сончеви ќелии.

Концентрираните фотоволтаички системи (Concentrating PV - CPV) користат оптички уреди, како што се леќи или огледала, со цел да се концентрира директното сончево зрачење врз многу мали, високо ефикасни, повеќеслојни сончеви ќелии изработени од полупроводнички материјал. Ваков тип на систем е прикажан на слика 2.4. Факторот на концентрација на сончевата светлина се движи од 2 до 100 сонца (ниско до средна концентрација) до 1000 сонца (висока концентрација). За да бидат ефективни, леќите треба постојано да бидат ориентирани кон сонцето, со користење на систем за следење со една или две оски, за ниски или високи концентрации, соодветно.



Слика 2.4 Концентрирани фотоволтаици [45]

Системите со ниска до средна концентрација (до 100 сонца) можат да се комбинираат со силициумски сончеви ќелии, но повисоката температура ќе ја намали нивната ефикасност, додека пак системите со висока концентрација (над 500 сонца) се најчесто поврзани со повеќеслојни сончеви ќелии, направени од полупроводнички соединенија од трета или четврта група од периодниот систем (на пример, галиум арсенид), кои нудат најголема фотоволтаична ефикасност на конверзија. Повеќеслојните сончеви ќелии се состојат од поголем број на слоеви на $p-n$ спој, секој направен од одделна група на полупроводници, со различни групи на празнини и различна спектрална апсорпција со цел да апсорбира што е можно поголем дел од сончевиот спектар. Најчесто користени материјали се: германиум Ge, галиум арсенид GaAs или индиум галиум арсенид InGaAs и индиум галиум фосфид InGaP. Таков тип на повеќеслојни ќелии имаат примена во вселенската технологија.

Комерцијалните концентрирани фотоволтаични модули со сончеви ќелии базирани на силициум имаат ефикасност од 20% до 25%. Концентрираните фотоволтаични системи базирани на повеќеслојни сончеви ќелии, изработени од

полупроводници, имаат постигнато лабораториска ефикасност од 40%. Комерцијалните повеќеслојни уреди произведени од Sharp, Emcore, Spectrolab и Azur имаат ефикасност од околу 35%, што е значително повисока ефикасност во однос на конвенционалните еднослојни сончеви ќелии од кристален силициум c-Si [46].

За да се зголеми производството на електрична енергија, концентрираните фотоволтаични модули треба да бидат постојано насочени кон сонцето, што се постигнува со користење на систем за следење со една или две оски. Оваа технологија на сончеви ќелии е многу скапа во споредба со конвенционалните фотоволтаични системи.

Сензитивните сончеви ќелии се добиваат од нанокристални неоргански оксиди, јонски течности и органски спроводници на шуплини и нудат концепт на евтино производство. Со ваков вид на ќелии потполно се напушта класичниот концепт за производство на една сончева ќелија, заменувајќи го со ќелии кои се базираат на споеви од внатрешно-поврзани мрежи.

Прототипот на оваа фамилија на системи е таканаречената сензитивна сончева ќелија (DSSC), првпат конструирана во Федералното политехничко училиште во Лозана (Ecole Polytechnique Federale de Lausanne) од страна на Грезел (Gratzel) и неговите соработници [47].

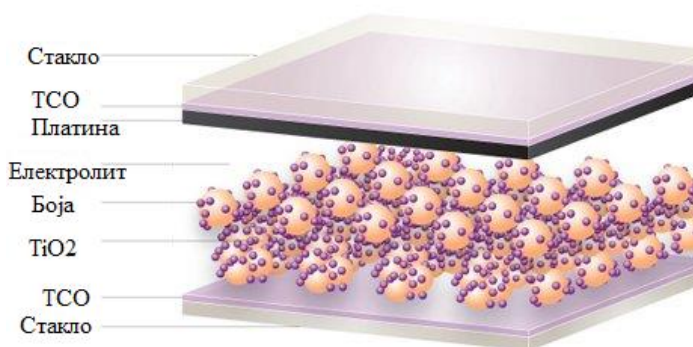
Течната сензитивна сончева ќелија е направена од транспарентен спроводен оксид од калај допингуван со флуор $\text{SnO}_2:\text{F}$ (FTO), мезопорозен филм од полупроводник со голема ширина на забранета зона како што се титаниум диоксидот (TiO_2), сенситизер и електролит, коишто се наоѓаат помеѓу два транспарентни супстрати. Структурата на сензитивна сончева ќелија е дадена на слика 2.5.

Фирмите Konarka, Plextronics, Dyesol, EPFL, G24i, Mitsubishi и Recell веќе почнаа со индустриско производство на полимерни и сензитивни сончеви ќелии. Иако и полимерните и сензитивните (DSSC) сончеви ќелии се далеку од ефикасноста на стандардна силициумска ќелија со ефикасност од 20%, сепак имаат огромен потенцијал да навлезат на пазарот на фотоволтаици со нивната ниска цена на чинење [52].

Иднината на фотоволтаиците е насочена кон третата генерација, не само поради ниската цена, туку и поради низа предности кои ги имаат споредено со ќелиите од првата и втората генерација на фотоволтаични технологии. Конкурентноста што на пазарот ја нудат овие ќелии, особено сензитивните сончеви ќелии, како едни од

единствените комерцијално достапни ќелии, се состои во нивната флексибилност (флексибилни супстрати) кои овозможуваат подвижност и употреба во различни услови, различните бои, како и функционирање во услови на слаба осветленост [51-53].

Сензитивните сончеви ќелии со често изложување на ултравиолетова светлина можат да предизвикаат намалување на перформансите со текот на времето. Друг недостаток кај сензитивните сончеви ќелии е употребата на течен електролит која може да биде проблематична во услови кога постои ризик од замрзнување.



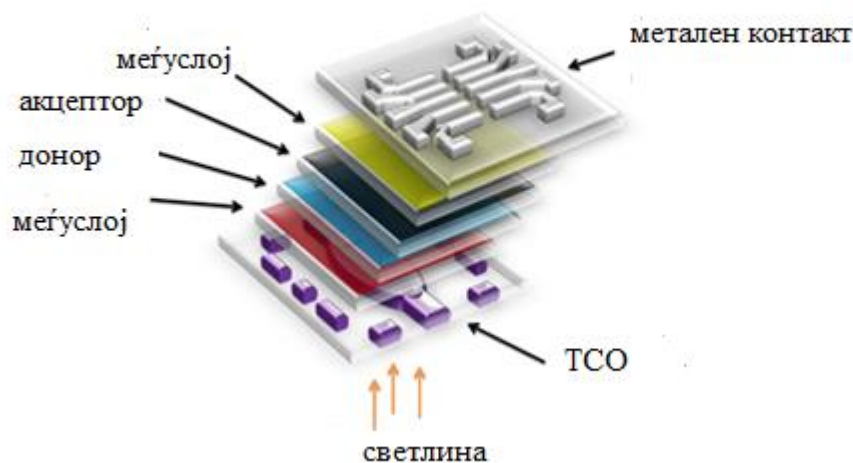
Слика 2.5 Сензитивна сончева ќелија [45]

Лабораториската ефикасност од околу 12% која е достигната, се должи на развојот на нови големи групи на бои и електролити, но сепак комерцијалната ефикасност е мала, најчесто од 4% до 5%. Главната причина зошто ефикасноста на овие сончеви ќелии е мала се состои во тоа што само неколку бои можат да апсорбираат широк спектрален интервал на сончева светлина.

За да се подобри ефикасноста на апсорпција на светлинските фотони во сензитивните сончеви ќелии, се работи на подобрување на два основни фактори кај ќелијата: добивање на фотоелектроди со голема ефективна површина за апсорбирање на поголемо количество на фотони и добивање на сенситизери со пошироки апсорпциони интервали. Илјадници органски бои се проучени и тестирани за да се дизајнираат, синтетизираат и состават наноструктурни материјали кои ќе овозможат повисока ефикасност на конверзија на сензитивните сончеви ќелии.

Органските сончеви ќелии се изработени од органски или полимерни материјали (како што се органски полимери или мали органски молекули). Тие не се скапи, но немаат голема ефикасност. Успехот кој е постигнат во последните години е резултат на

многу значајни подобрувања, кои доведоа до повисока ефикасност [54]. Ефикасноста на органските фотоволтаични модули се движи во интервал од 4% до 5% за комерцијални системи и од 6% до 8% во лабораториски услови [55-57]. Структурата на органските сончеви ќелии е дадена на слика 2.6.



Слика 2.6 Структура на органска сончева ќелија [45]

Дополнително на малата ефикасност, најголем предизвик за органските сончеви ќелии е нивната нестабилност во текот на времето. Процесите на производство на органски ќелии се вршат со голема брзина, на ниска температура и користат стандардни технологии на печатење. Како резултат на тоа, органските сончеви ќелии можат да се споредуваат со други фотоволтаични технологии во некои апликации бидејќи трошоците за производство се во постојан пад и се очекува да достигнат цена од 0,50 \$/W.

Органските сончеви ќелии се лесни и флексибилни. Тие се направени од цинк фталоцијанид (ZnPc) и фулерен C₆₀ (наноструктура на јаглерод) кој има својства на суперспроводливост. Основна примена имаат во полначи на батерии за мобилни телефони, лап-топ компјутери, радија, батериски ламби, играчки и речиси во секој рачен уред кој користи батерија. Модулите можат да се фиксираат или истите можат да бидат вградени во куќиштето на уредот. Овие својства ги прават органските фотоволтаични модули атрактивни за вградено-интегрирани апликации, со што се проширува интервалот на форми и облици каде фотоволтаичните системи ќе можат да бидат

употребени. Друга предност е тоа што оваа технологија користи нетоксични материи, што е важен фактор во заштитата на животната средина [58].

2.1.4 Нови концепти на сончеви ќелии

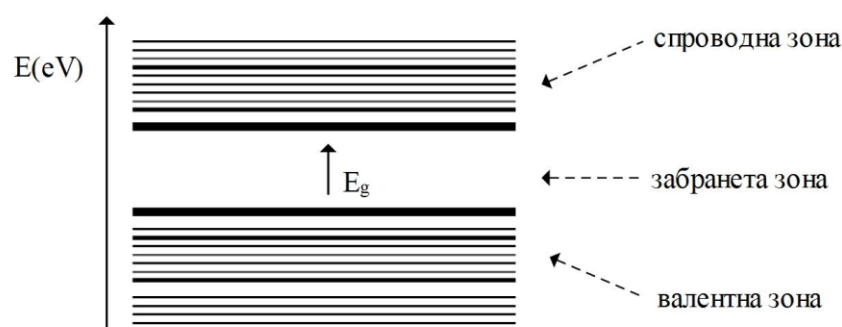
Во прилог на гореспоменатите технологии од третата генерација постојат голем број на нови технологии на сончеви ќелии кои се во фаза на развој и се базираат на користење на квантни точки/жици, квантни извори, решетки итн. Овие технологии, ќе се користат во концентрираните фотоволтаични технологии каде тие ќе можат да достигнат голема ефикасност преку надминување на термодинамичките ограничувања на конвенционалните ќелии. Сепак, овие пристапи за висока ефикасност на основните материјали сè уште се во фаза на истражување. Новите концепти на сончеви ќелии вклучуваат технологии како нанотехнологијата, односно употреба на наноструктурни филмови кои имаат за цел да го модифицираат активниот слој за подобра апсорпција на сончевиот спектар.

Напредокот во фотоволтаичната технологијата се мери во $\$/W$. Голем број на подобрувања направени од страна на научниците, колку и да се ветувачки, ќе бидат прифатени во индустријата само ако можат да бидат имплементирани по пристапни цени. Според ова, можат да се предвидат два начина за поевтина електрична енергија добиена од фотоволтаични технологии. Првиот се базира на прагматична употреба на новите технологии за подобрување на ефикасноста и намалување на трошоците на моменталните уреди искористувајќи ги веќе постоечките ресурси и докажани капацитети за масовно производство. Вториот, пореволуционерен начин е целосно воведување на нови концепти на уредите.

2.2 Електрични карактеристики на сончева ќелија

Електрична енергија може да се добие на два начина: преку процес на електромагнетна индукција (Michael Faraday 1893) и преку процесот на фотоволтаична конверзија. Фотоволтаичната конверзија претставува квантно-механички процес при кој во уреди познати како фотоволтаични елементи или сончеви ќелии сончевата енергија се претвора во електрична енергија. Процесот на фотоволтаична конверзија е резултат

на фотоволтаичен ефект. Сончевите ќелии се изградени од полупроводници, кои имаат слабо врзани електрони кои пополнуваат одредено енергетско ниво наречено валентно. Кога на полупроводничкиот материјал паѓаат фотони од сончевото зрачење, фотоните со определена минимална енергија ги ексцитираат електроните, кои добиваат можност да ја надминат забранетата зона и од валентни односно врзани да преминат во спроводни електрони. Забранетата зона која ги разделува валентната и спроводната зона се карактеризира со својата „ширина“ која се мери во електрон волти (eV). Ако на површината на полупроводник упаѓа сончево зрачење, односно фотони, во зависност од енергијата на фотонот и од ширината на забранетата зона, можни се три случаи. Во првиот случај, кога енергијата на фотонот е помала од ширината на забранетата зона, фотонот поминува низ полупроводникот. Во вториот случај, кога фотонот има енергија поголема од ширината на забранетата зона, фотонот му ја предава енергијата на електронот од валентната зона и со тоа електронот добива доволно енергија за да премине во повисоко слободно енергетско ниво во спроводната зона и се генерира пар електрон-шуплина. Полупроводникот го апсорбира фотонот со енергија еднаква на забранетата зона. Во третиот случај, кога фотонот може да има енергија поголема од ширината на забранетата зона, полупроводникот го апсорбира овој фотон и вишокот на енергија се преобразува во топлина [1-4].



Слика 2.7 Енергетски зони кај полупроводник

На слика 2.7 е прикажана скица на енергетски зони кај полупроводник при фотоволтаичната конверзија.

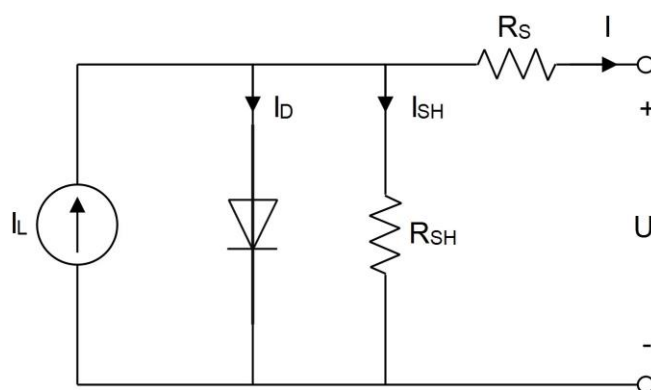
Почетокот на примената на фотоволтаиците датира уште од деветнаесеттиот век. Првата функционална сончева ќелија е направена во 1883-та година од страна на Фритс (Fritts). Тој истопил тенок филм од селен и го поставил врз метален супстрат, а како

горен контакт користи тенок филм од злато. Модерната ера на фотоволтаиците започнува во 1954-та година кога истражувачи од Бел лабораториите во САД (Bell Labs, USA) случајно откриваат дека p-n спојот на диода генерира напон при вклучено електрично осветлување во лабораторијата. Една година по ова откритие е создадена силициумска ќелија со ефикасност од 6% [47].

Денес по повеќе од 50 години развивање и користење на сончевите ќелии е направен голем напредок во зголемувањето на ефикасноста на сончевите ќелии. Овој напредок се должи на развивање на технологиите за добивање на сончеви ќелии, но и во откривањето на нови физичко-хемиски концепти и дизајнирањето на нови материјали.

2.2.1 Параметри на сончева ќелија

Основните параметри на идеална сончева ќелија, се дефинираат со помош на еквивалентната шема на струјно коло прикажана на слика 2.8.



Слика 2.8 Еквивалентна шема на идеална сончева ќелија

Идеалната сончева ќелија може да се претстави со помош на електрично коло кое содржи паралелно поврзани струен извор и позитивно поларизирана диода. Додека, реалната сончева ќелија се претставува со електрично коло, во кое покрај струјниот извор и диодата се вклучуваат внатрешни отпорности. На слика 2.8 е даден шематски приказ на сончева ќелија со паралелен отпор R_{SH} и сериски отпор R_S .

Од еквивалентната шема произлегува дека струјата која ја произведува сончевата ќелија се добива кога според Омовиот закон, од струјата на изворот ќе се одземат струјата која протекува низ диодата и струјата која минува низ паралелниот отпорник:

$$I = I_L - I_D - I_{SH} \quad (2.1)$$

каде што I е излезната струја, I_L е струјата генерирана од фотоните, I_D е струјата која минува низ диодата, а I_{SH} е струјата која минува низ паралелниот отпорник.

Напонот, соодветен на струјата која тече низ овие елементи, ќе биде:

$$U_j = U + I \cdot R_S \quad (2.2)$$

каде што U_j е напонот на диодата и паралелниот отпорник, U е излезниот напон, I е излезната струја, а R_S е серискиот отпор.

Според равенката за диода (Shockley diode equation), струјата низ диодата ќе биде:

$$I_d = I_0 \left\{ \exp \left[\frac{qU}{nkT} \right] - 1 \right\} \quad (2.3)$$

каде што I_0 е струјата на сатурација, n е факторот на идеалност на диода (1 за идеална диода), q елементарен електричен полнеж ($1,6 \cdot 10^{-19}$ C), k е Болцмановата константа ($1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K), а T е апсолутната температура.

Струјата која тече низ паралелниот отпорник е:

$$I_{SH} = \frac{U_j}{R_{SH}} \quad (2.4)$$

каде што R_{SH} е паралелниот отпор.

Со заменување на претходните равенки во равенката (2.1) се добива карактеристичната равенка за струјата на сончевата ќелија, која ги поврзува нејзините параметри со излезниот напон и струја:

$$I = I_L - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{q(U + IR_S)}{nkT} \right] - 1 \right\} - \frac{U + IR_S}{R_{SH}} \quad (2.5)$$

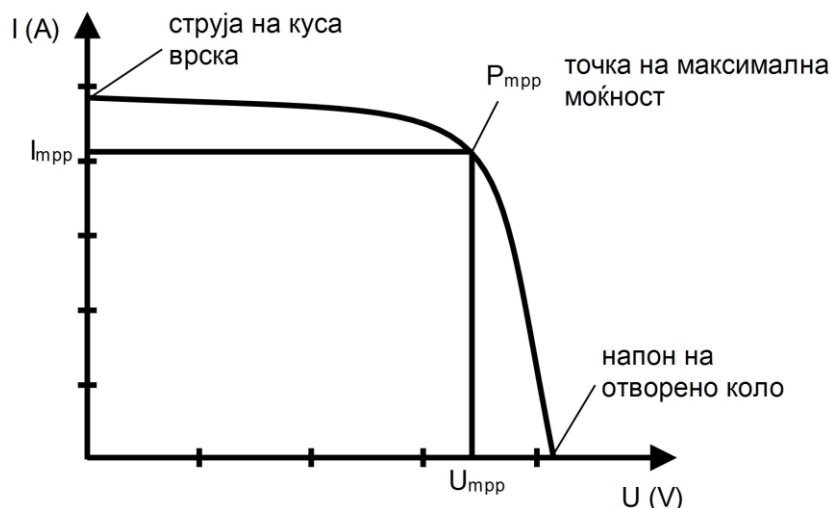
Еквивалентната шема на сончевата ќелија претставува показател за карактеристиките на ќелијата како што се: излезниот напон и струја, паралелниот и сериски отпор, а од нив и факторот на заситување и ефикасноста на ќелијата. Имено, за сончевите ќелии да се користат ефикасно, потребно е да се знае како тие се однесуваат при различни електрични оптоварувања, меѓутоа и како одредени параметри, како што се серискиот и паралелен отпор, температурата и интензитетот на сончевата светлина, влијаат врз излезните вредности на струјата и напонот. Истражувачите кои работат на развојот на нови и подобрување на постоечките типови на сончеви ќелии мораат да оценат како се однесува ќелијата, односно дали предвидените промени ги подобруваат нејзините карактеристики во однос на струјата, напонот, вкупната моќност и ефикасноста за конверзија на сончевата енергија во електрична. За оценување на сончевата ќелија најпрво се одредува нејзината волт-амперска карактеристика.

2.2.2 Волт-амперска карактеристика на сончева ќелија

Карактеристиките на сончевите ќелии се испитуваат под дефинирани услови (познати како STC - Standard Test Conditions). Тие услови вклучуваат амбиентна температура од 25°C, интензитет на сончева светлина од 1 kW/m² и спектрална распределба на светлината од AM 1,5. Целта е да се симулира пладне на ведар сончев ден при пролетна или есенска рамноденица, кога сонцето е 41,8° над хоризонтот и сончевите ќелии се поставени под агол $\beta = 37^\circ$. При овие услови се добива врвна, односно максимална моќност [1, 4].

Ќелијата што се тестира се поврзува на променлив отпор R , заедно со амперметар којшто ја мери струјата во колото и волтметар за мерење на напонот на краевите на ќелијата.

На слика 2.9 е прикажана типична волт-амперска карактеристика на сончева ќелија.



Слика 2.9 Волт-амперска карактеристика на сончева ќелија [1]

Како што се гледа од сликата, на оската x е прикажан напонот, а на оската y е прикажана струјата на ќелијата. Волт-амперската крива минува низ две карактеристични точки, струјата на куса врска I_{SC} и напонот на отворено коло V_{OC} .

Струјата на куса врска I_{SC} се јавува кога краевите на ќелијата се кусо врзани, напонот меѓу нив е нула, а отпорот во ќелијата е нула. Кај ќелии со голема ефикасност (со мала вредност на сериска отпорност R_S , голема струја на сатурација I_0 и голема вредност на паралелна отпорност R_{SH}), струјата на куса врска I_{SC} е:

$$I_{SC} \approx I_L \quad (2.6)$$

Напон на отворено коло V_{OC} се јавува кога отпорот е бесконечно голем и струјата е еднаква на нула. Ако се претпостави дека паралелниот отпор е доволно голем за да се занемари последниот дел од карактеристичната равенка, тогаш напонот на отворено коло V_{OC} е:

$$V_{OC} \approx \frac{k \cdot T}{q} \cdot \ln \left[\frac{I_L}{I_0} + 1 \right] \quad (2.7)$$

Со менување на вредноста на отпорот помеѓу нула и бесконечност се менуваат и напонот и струјата. За одредени вредности на струјата I_{mpp} и напонот V_{mpp} моќноста на ќелијата P ќе биде максимална. Како резултат на ова однесување се дефинира важен параметар на сончевата ќелија, факторот на заситување (fill factor – FF). На факторот на заситување директно влијаат вредностите на серискиот и паралелниот отпор.

$$FF = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (2.8)$$

Со зголемување на паралелниот отпор и намалување на серискиот отпор се добива поголем фактор на заситување, а тоа резултира со поголема ефикасност на ќелијата и доближување на излезната моќност на ќелијата кон нејзиниот теоретски максимум. Се настојува факторот на заситување да биде што е можно поголем, а вообичаено неговата вредност се изразува во проценти. Колку е поголем факторот, толку кривата на волт-амперската карактеристика добива поквadratна форма (слика 2.9).

Ефикасноста на конверзија на сончевата во електрична енергија η претставува однос помеѓу максималната моќност на ќелијата и интензитетот на упадната светлина E изразена во W/m^2 , под стандардни услови на тестирање и површината на ќелијата A_c , изразена во m^2 :

$$\eta = \frac{P_m}{E \cdot A_c} \quad (2.9)$$

Производителите на сончеви ќелии, според коефициентот на полезно дејство η го определуваат квалитетот на сончевата ќелија. Коефициентот на полезно дејство зависи од големината на загубите на моќност кај сончевата ќелија кои се јавуваат како резултат на: рефлексива на упадното сончево зрачење, делумна рекомбинација на генерираните електрични полнежи, големината на омските отпори во колото и температурата. Заради комплексноста директно да се измерат овие параметри, тие се дефинираат преку мерењето на параметрите: термодинамичка ефикасност и квантна ефикасност на ќелијата, односот на напонот V_{oc} и факторот на заситување FF итн.

Со зголемување на серискиот отпор, падот на напон се зголемува при иста вредност на струјата. Притоа, делот од кривата кој е контролиран од струјата се наклонува кон почетната положба и притоа предизвикува значително намалување на

напонот на краевите и мало намалување на вредноста на струјата I_{SC} . Доколку серискиот отпор има големи вредности тие ќе предизвикаат и значително намалување на струјата на куса врска и во тие режими серискиот отпор доминира, па однесувањето на сончевата ќелија е слично на отпорник.

Загубите предизвикани од серискиот отпор можат да се зголемуваат пропорционално со квадратот на фотострујата. Овие загуби се значителни при осветленост со голем интензитет.

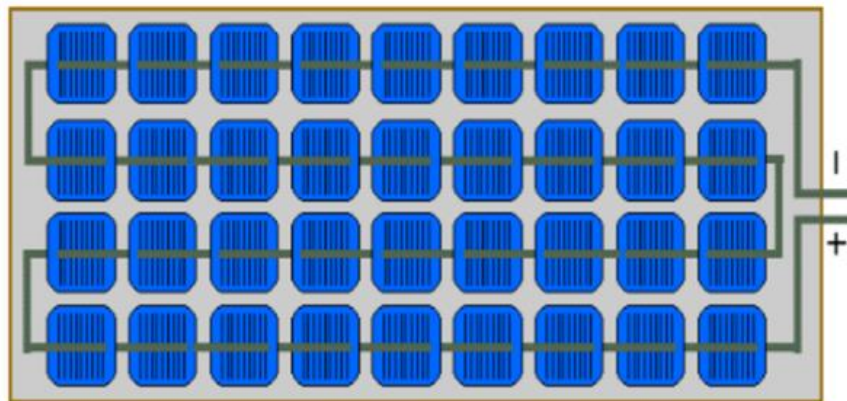
Со намалување на вредноста на паралелниот отпор, струјата којашто минува низ паралелниот отпорник се зголемува. Делот од кривата кој е контролиран од напонот се наклонува кон почетната положба и притоа предизвикува значително намалување на вредноста на струјата на краевите и мало намалување на вредноста на напонот V_{OC} . Како и во случајот при големи вредности за серискиот отпор, сончевата ќелија со несоодветна паралелна отпорност ќе има работни карактеристики слични на отпорник [5].

2.3 Фотоволтаични модули и панели

Основен градбен блок на секој фотоволтаичен систем претставува фотоволтаичниот модул. Фотоволтаичниот модул се состои од одреден број на сериски поврзани ќелии, сместени во куќиште отпорно на атмосферски влијанија. Ќелиите меѓусебно се поврзани со бакарни врски, залемени со спроводна паста од сребро и силициум, со што се постигнува многу мал контактен отпор. Од горната страна ќелиите се заштитени од прекалено стакло кое е транспарентно за сончевото зрачење и е отпорно на механички удари. Сето тоа е сместено во алуминиумска рамка и метална конструкција која е механички цврста, ги штити сончевите ќелии од механички оштетувања, атмосферски корозивни влијанија и обезбедува електрична изолација од напонот генериран во модулот. Напон на празен од на модулот треба да биде усогласен со стандардниот еднонасочен напон 12, 24, 48 V и го утврдува бројот на сериски поврзани ќелии. Бидејќи во стандардни услови вредноста на тој напон изнесува приближно 0,6 V, додека напонот на полнење на акумулаторите има вредност од 15 до 17 V, модул кој има 36 сериски поврзани ќелии би обезбедил потребен работен напон [2].

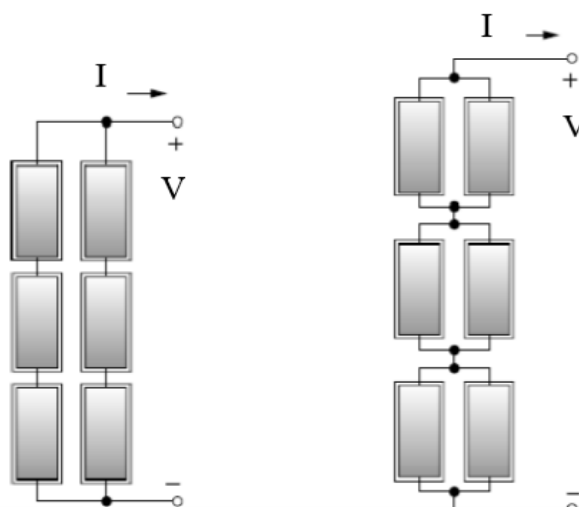
Струјата на еден модул е струја на сериски поврзани сончеви ќелии. За ќелии од монокристален силициум, во стандардни услови густината на струјата на една сончева

ќелија е 30 до 36 mA/cm^2 , при површина од 100 cm^2 , а струјата на модулот изнесува околу 3,5 A (слика 2.10).



Слика 2.10 Шематски приказ на фотоволтаичен модул [2]

Кај модулите поврзани во серија вкупниот напон е збир на напоните на поедначните модули, а струјата е еднаква на струјата на модулот. Доколку модулите се поврзат паралелно, тогаш се собираат вредностите на јачината на струјата, а напонот останува непроменет. Кога треба да се добијат поголеми вредности на моќноста, најчесто се пристапува кон сериско паралелно поврзување на модулите. Важен елемент при дизајнирањето на фотоволтаични системи е одредувањето на бројот на модули, кај кои еден дел од нив треба да се поврзат паралелно, а друг дел сериски. Постојат два начина на поврзување, што се прикажани на слика 2.11.



Слика 2.11 Сериско и паралелно поврзување на модули [2]

При двете комбинации на поврзување на модулите се добива еднаков напон и еднаква струја, како и иста волт-амперска карактеристика.

Фотоволтаичниот панел е механички интергирана целина, составена од повеќе модули поставени на заедничка носечка конструкција. Панелите вообичаено се насочуваат кон југ, со можност аголот на наклон на панелот да се нагодува чекорно или континуирано. Еден панел содржи одреден број сериски и паралелни поврзани гранки. Гранка формираат N_s сериско поврзани модули, при што напонот на таа гранка е N_s пати поголем од напон на еден модул, додека струјата на гранката и на модулот се еднакви. Вредноста на јачината на струјата на еден панел составен од N_p паралелно поврзани гранки е N_p пати поголема од струјата на една гранка, додека вредноста на напонот на панелот и на гранката се исти.

Доколку станува збор за идентични модули, тогаш максималната моќност на еден панел составен од N_s сериски и N_p паралелни модули може да се пресмета како:

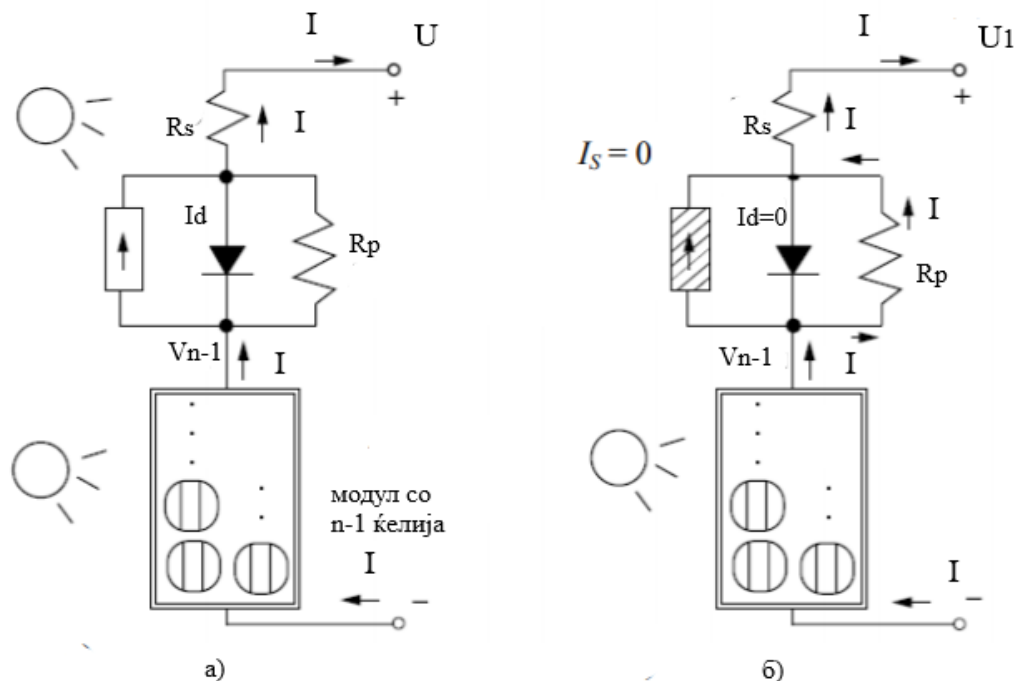
$$P = N_s \cdot N_p \cdot P_m \quad (2.10)$$

каде што P е моќноста на еден панел, N_s е број на сериски гранки, N_p е број на паралелни гранки и P_m е максималната моќност на еден модул.

2.4 Ефект на засенување

Излезната моќност на еден фотоволтаичен модул може значително да се намали ако дел од модулот е во сенка од која било причина (сенка предизвикана од соседни објекти, меѓусенчење, облаци и друго). Засенувањето на една сончева ќелија поврзана во долга низа од сончеви ќелии може да ја намали излезната моќност и до 50%.

Ефектот на сенка е прикажан на слика 2.12 на фотоволтаичен модул кој содржи n сериски поврзани ќелии, од кои една ќелија е претставена посебно со својата еквивалентна шема. Кога сите сончеви ќелии се осветлени, низ сите сончеви ќелии тече иста струја I , а напонот на краевите од модулот изнесува U (слика 2.12 а).



Слика 2.12 Влијание на засенување врз ефикасноста на модулот [2]

Ако се засени n -тата ќелија, тогаш заради инверзната поларизација на диодата, струјата низ диодата е нула ($I_d=0$). Тоа значи дека струјата I низ модулот треба да помине низ отпорностите R_s и R_p од n -тата ќелија, што предизвикува пад на напонот и намалување на излезниот напон на модулот U_1 (слика 2.12. б). Ако се претпостави дека сите осветлени ќелии, вкупно $n-1$ ќелии сеуште генерираат иста струја I при напон U_{n-1} , тогаш излезниот напон изнесува:

$$U_1 = U_{n-1} - I \cdot (R_p + R_s) \quad (2.11)$$

Кога сите $n-1$ сончеви ќелии се осветлени, вкупниот напон U_{n-1} може да се пресмета како:

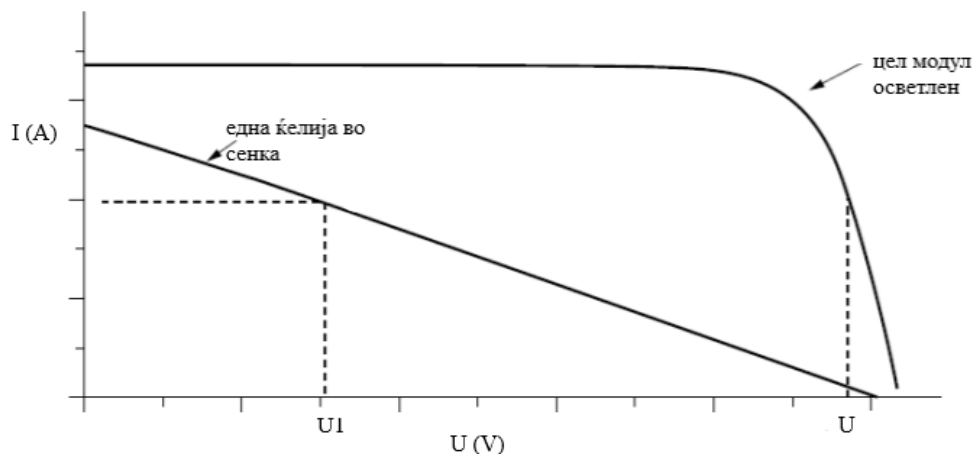
$$U_{n-1} = \left(\frac{n-1}{n}\right) \cdot U \quad (2.12)$$

Ако равенката (2.12) се замени во равенката (2.11), тогаш се добива равенката:

$$U_1 = \left(\frac{n-1}{n}\right) \cdot U - I \cdot (R_p + R_s) \quad (2.13)$$

Падот на напонот ΔU , којшто се јавува како резултат на засенувањето на една ќелија може да се пресмета како:

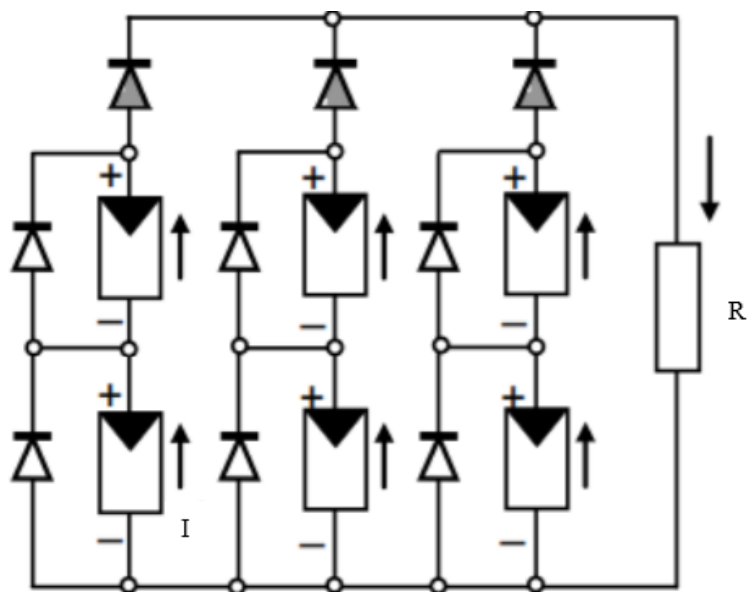
$$\Delta U = U - U_1 \cong \frac{U}{n} + I \cdot R_p \quad (2.14)$$



Слика 2.13 Ефект на сенка врз волт-амперска карактеристика на фотоволтаичен модул [2]

Во овој случај, во засенетата ќелија дел од електричната енергија произведена од осветлените $n-1$ ќелии се претвора во топлина, односно започнува ефект на топла точка. Вкупната енергија која е генерирана во $n-1$ ќелии, во n -тата ќелија се претвора во топлина. Неговата температура се зголемува и може да ја надмине дозволената, односно ќелијата да се оштети и да се наруши функционалноста на целиот модул, односно целиот фотоволтаичен панел.

Ефектот на топла точка се елиминира така што помеѓу одредени точки се врзуваат соодветно димензионирани диоди. Со диода може да се штити секоја ќелија од еден модул.



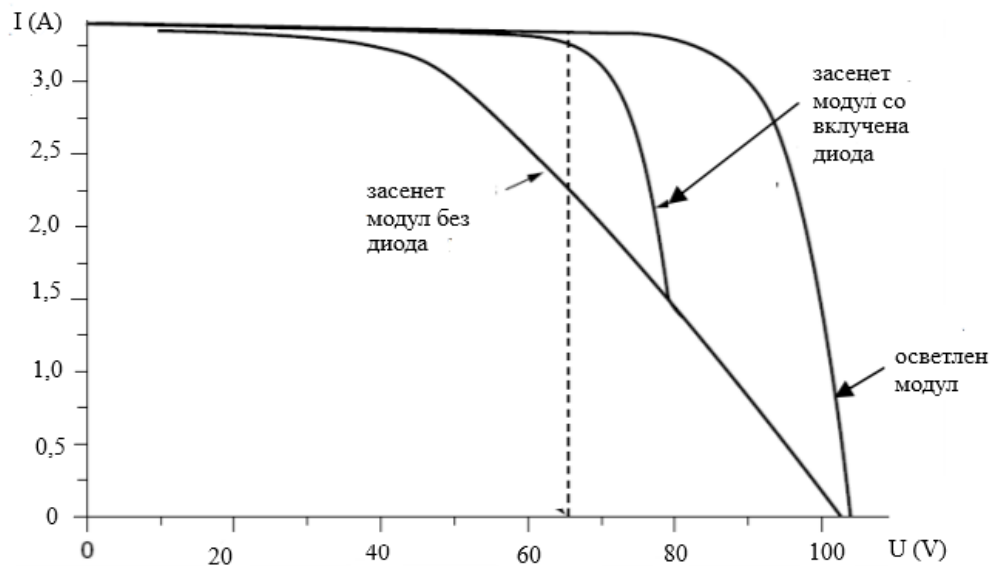
Слика 2.14 Приказ на заштитна и блокирачка диода [4]

На слика 2.14 е даден фотоволтаичен систем со 3 паралелни гранки со по 2 сериски поврзани модули. На секој модул паралелно се поврзува заштитна диода, така што во нормален работен режим таа е инверзно поларизирана, низ неа не тече струја односно таа е непропусна. Ако на еден модул се појави ефект на топла точка, тогаш тој модул се поларизира инверзно, што значи неговата заштитна диода станува пропусна. Струјата од останатите модули во гранката (во случајов од еден модул) тече низ заштитна диода, а не низ засенетиот модул. Бидејќи напонот на засенетиот модул е еднаков на спроводен напон на диода од 0,6 V, низ него би течела многу мала струја, па како резултат на тоа генерираната електрична енергија која се претвора во топлина е мала. Со вклучување на заштитната диода, гранката во која има засенет модул ќе работи со намалена моќност, но сепак останува функционална [1-2].

Заштитната диода се димензионира според големината на струјата во една гранка од фотоволтаичниот генератор. Доколку ефектот на топла точка се јави на цела гранка од еден фотоволтаичен генератор, во таа гранка струјата би ја променила насоката, што значи дека цела гранка би се однесувала како потрошувач. Поради тоа, со диодата се исклучува целиот сегмент. Од енергијата што се генерира во гранките што се осветлени, дел се предава на потрошувачот, а остатокот од енергијата се преобразува во топлина во засенетата гранка. Но, поставената блокирачка диода на почетокот на секоја

гранка не дозволува струјата да тече во спротивна насока, со што ефектот на топла точка на целата гранка се елиминира.

На слика 2.15 е прикажано влијанието на премостување на цел модул со заштитна диода врз работата на даден фотоволтаичен панел составен од пет модули.



Слика 2.15 Влијание на заштитна диода врз работата на фотоволтаичен панел [2]

Од сликата 2.15 може да се види текот на менување на волт-амперската карактеристиката при следните случаи: целиот панел е осветлен, две ќелии од еден модул се во сенка (без вклучена диода) и две ќелии од еден модул се засенети (со вклучена диода за цел панел). Може да се забележи дека влијанието на засенувањето е незначително во струјата при вклучена диода.

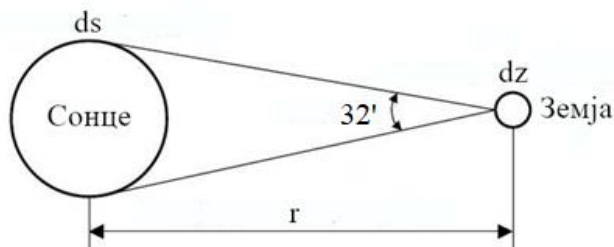
3. Модел на геометрија на сончева положба

За да може да се направи модел на сенка, неопходно е и од суштинско значење е да се знае точната положба на Сонцето во даден момент од денот. Во оваа глава е опишано движењето на Сонцето, сончевите агли како и сите основни равенки потребни за моделирање на сончевата положба.

Сонцето е сфера составена од многу жешки гасовити материјали со дијаметар од околу $1,39 \cdot 10^9$ m. Тоа се наоѓа на растојание од $1,5 \cdot 10^8$ km оддалеченост од Земјата. Топлинското зрачење патува со брзина на светлината во вакуум од 300000 km/s. По напуштањето на Сонцето, сончевата енергија патува до Земјата за 8 минути и 20 секунди. Набљудувајќи од страна на Земјата, сончевиот диск формира се опфаќа помеѓу правци кои формираат агол од 32 минути (слика 3.1). Ова е важно при проектирање на фотоволтаични системи, посебно кај концентраторите, каде Сонцето не може да се смета како точкест извор, па дури и овој мал агол е значаен во анализата на оптичкото однесување на колекторот. Сонцето има ефективна температура на црно тело од 5760 K. Температурата во централниот регион е многу повисока. Всушност, Сонцето е континуиран физиски реактор во кој водородот се претвора во хелиум. Вкупниот излез на сончева енергија е $3,8 \cdot 10^8$ MW што е еднакво на 63 MW/m² од површината на Сонцето. Енергијата се зрачи кон надвор во сите правци. Земјата добива само мал дел од вкупното емитувано зрачење еднакво на $1,7 \cdot 10^{14}$ kW. Сепак, дури и со овој мал дел, проценето е дека сончевото зрачење кое паѓа на Земјата во времетраење од 84 минути е еднакво на светската побарувачка на енергија за една година [9, 37].

Сонцето ротира околу својата оска еднаш на секои четири недели. Патекаата на Сонцето се менува по небото во текот на годината. Обликот на патеката опишан со положбата на Сонцето, пресметан за секој ден од годината во ист временски момент се нарекува **аналема**. Најочигледната разлика во положбата на Сонцето во текот на годината е лакот север-југ над аголот со вредност од 47° (поради наклонот од $23,5^\circ$ на земјината оска во однос на Сонцето) кој се нарекува деклинација [9, 46]. Овој агол е главната причина за постоењето на годишните времиња на Земјата.

За време на пролетната и есенската рамноденица линијата што ги поврзува центрите на Сонцето и Земјата поминува низ екваторот и тогаш секаде на Земјата денот и ноќта траат по 12 часа.



Слика 3.1 Сончев диск набљудуван од Земјата

Познавањето на траекторијата на Сонцето по небото е неопходна за да се пресмета зрачењето на Сонцето кое паѓа на земјината површина, добиената количина на Сончева топлина, правилната ориентација на сончевите панели, поставеноста на панелите со цел да се избегне засенување и многу други фактори. Во ова поглавје е опишано движењето на Сонцето во однос на Земјата, што ја дефинира источно-западната патека на Сонцето. Промената на сончевиот агол на закосување и сончевата енергија се анализирани за фиксни и подвижни површини.

3.1 Пресметување на времето

Во пресметките за сончева енергија, очигледното (вистинско) сончево време (Apparent Solar Time - *AST*) е неопходно да се користи, за да може да се претстави времето во даден ден. Очигледното сончево време *AST* се базира на очигледното аголно движење на Сонцето по небесниот свод. Времето кога Сонцето го минува меридијанот од кој се набљудува е локално сончево пладне. Тоа најчесто се совпаѓа со 12:00 h локално време. За да се претвори локално стандардно време (Local Standard Time - *LST*) во очигледно сончево време потребно е да се искористат две корекции: корекција на равенството за времето и корекција на географската должина. Овие корекции ќе бидат анализирани во продолжение.

3.1.1 Равенка на времето

Поради фактори кои се поврзани со орбитата на Земјата околу Сонцето, орбиталната брзина на Земјата варира во текот на годината, па како последица на тоа очигледното сончево време малку варира од средното. Оваа варијација се нарекува *равенка на времето* (Equation of Time – *ET*) [40]. Равенката на времето *ET* се јавува поради должината на денот која го претставува времето потребно Земјата да изврши едно завртување околу својата оска и која не е еднаква во текот на годината. Во текот на годината, иако средната должина на денот е 24 часа, сепак должината на денот се менува како резултат на ексцентричноста на орбитата на Земјата и наклонот на оската на Земјата од рамнината нормална на нејзината орбита. Поради елиптичноста на орбитата, Земјата е најблиску до Сонцето на 3 јануари, а најдалеку од Сонцето на 4 јули. Затоа, орбиталната брзина на Земјата е поголема од просечната брзина во период од половина година (од октомври до март) и помала од просечната брзина за останатиот дел од годината (од април до септември).

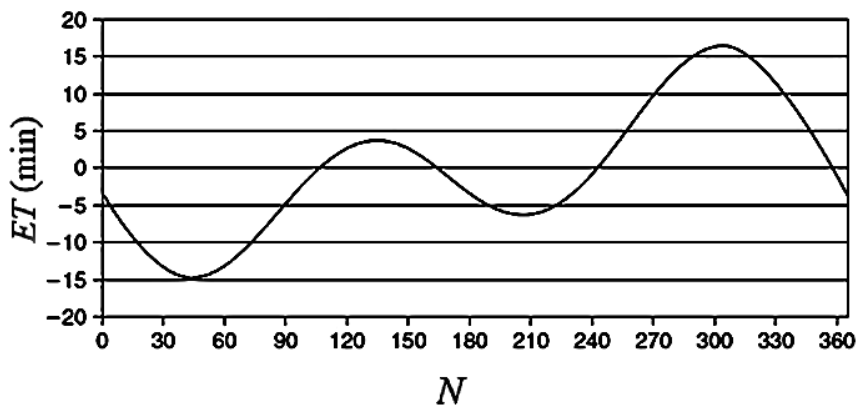
Вредноста на времето како функција од денот во годината N може приближно да се определи од следните равенки:

$$ET = 9,87 \cdot \sin(2B) - 7,53 \cdot \cos(B) - 1,5 \cdot \sin(B) \text{ (min)} \quad (3.1)$$

$$B = (N - 1) \cdot \frac{360}{364} \quad (3.2)$$

каде што ET е равенка на времето, N е денот во годината и B е фактор кој се користи во равенката на време ET и е во функција од денот N .

Графички приказ на равенката на време е даден на слика 3.2, од каде равенката на време ET може директно да се добие.



Слика 3.2 Графички приказ на равенка на времето ET [9]

3.1.2 Корекција на географска должина

Стандардниот временски часовник започнува со мерење од избран меридијан близу до центарот на временската зона или од стандардниот меридијан, Гринич, кој е на географска должина од 0° . Бидејќи на Сонцето му се потребни 4 минути за да помине 1° од географската должина, корекцијата на должината изнесува $4 \cdot (\text{стандардна географска должина} - \text{локална географска должина})$, треба да се додаде или да се одземе од стандардното време за одредена географска положба. Оваа корекција е константна за одредена географска должина и се користи следното правило при пресметка на очигледното сончево време AST кое сугерира дека ако местоположбата се наоѓа источно од стандардниот меридијан, корекцијата се додава на времето, додека пак ако се наоѓа западно од стандардниот меридијан, тогаш корекцијата се одзема. Општата равенка за пресметка на очигледното сончево време AST е:

$$AST = LST + ET \pm 4 \cdot (SL - LL) - DS \quad (3.3)$$

каде што LST (Local Standard Time) е локално стандардно време, ET (Equation of Time) е равенка на времето, SL (Standard Longitude) е стандардна географска должина, LL (Local Longitude) е локална географска должина и DS (Daylight Saving) е зимско сметање на времето (може да биде 0 или 60 min).

Ако положбата е источно од Гринич, тогаш во равенката се користи знак "-", а ако положбата е западно од Гринич во равенката се користи знак "+". Ако се користи

зимско сметање на времето, тогаш мора да биде одземено од локалното стандардно време.

3.2 Видови на сончеви агли

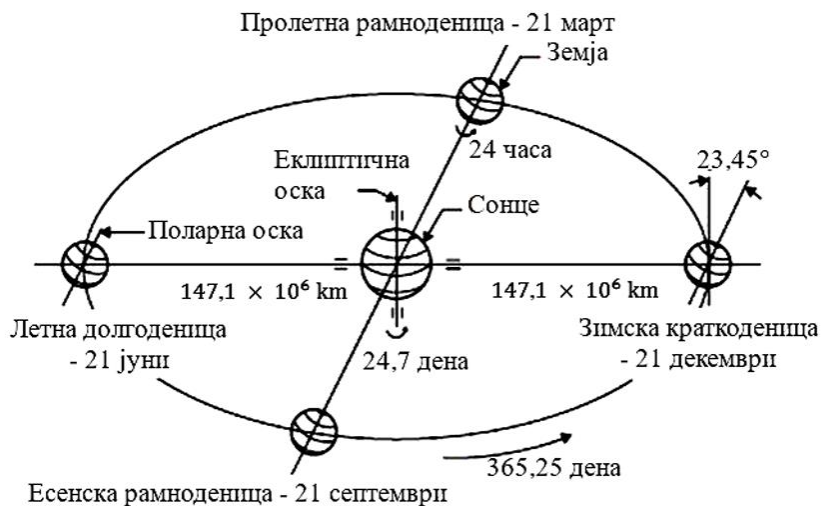
Земјата прави една ротација околу својата оска на секои 24 часа, а ротацијата околу Сонцето ја завршува во период од приближно 365,25 денови. Оваа ротација не се одвива по кружна орбита, туку по орбита во форма на елипса со Сонцето во еден од нејзините фокуси, како што е прикажано на слика 3.3. Екцентричноста на Земјината орбита e е многу мала со вредност 0,01673, поради што орбитата на Земјата околу Сонцето е приближно кружна. Растојанието од Земјата до Сонцето R , во перихел (најкратко растојание, на 3 јануари) и апхел (најдолго растојание, на 4 јули) е дадено од страна на Гарг (1982) [9, 37]:

$$R = a(1 \pm e) \quad (3.4)$$

каде што a е средно растојание помеѓу Земјата и Сонцето и неговата вредност изнесува $149,5985 \cdot 10^6$ km.

Знакот плус во претходната равенка се однесува на растојанието помеѓу Земјата и Сонцето при положба апхел, додека знакот минус се однесува при положба перихел. Решението на равенката дава вредности за најголемото растојание еднакво на $152,1 \cdot 10^6$ km и најмалото растојание еднакво на $147,1 \cdot 10^6$ km, прикажано на слика 3.3. Разликата помеѓу вредностите на овие две растојанија е само 3,3%. Средното растојание помеѓу Земјата и Сонцето a е дефинирано како половина од вредноста на сумата на растојанијата при положба апхел и при положба перихел.

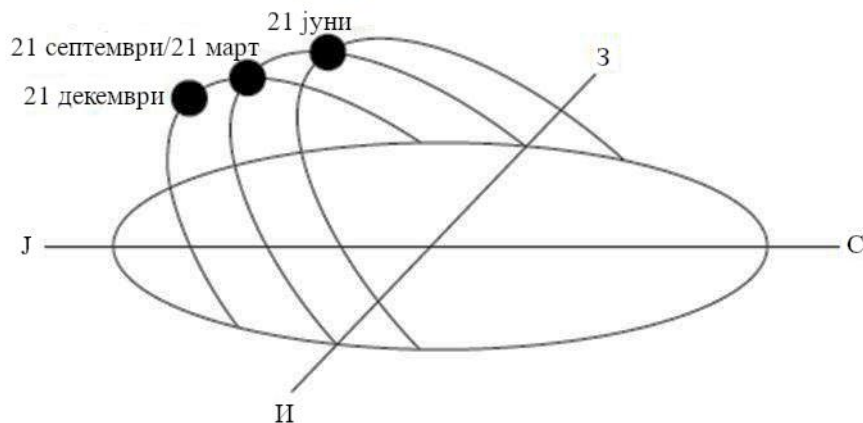
Положбата на Сонцето на небото се менува од ден во ден и од час во час. Сонцето се наоѓа повисоко на небото во лето, отколку во зима. Релативните движења на Сонцето и на Земјата не се едноставни, но тие се системски и на тој начин предвидливи. Еднаш годишно, Земјата го обиколува Сонцето по елипсовидна орбита. Како што Земјата се движи околу Сонцето, така таа ротира и околу својата оска, која е наклонета за агол од $23^\circ 27,14 \text{ min}$ ($23,45^\circ$) во однос на елипсовидната орбита, која ги содржи орбиталната рамнина на Земјата и екваторот на Сонцето, прикажани на слика 3.3.



Слика 3.3 Годишно движење на Земјата во однос на Сонцето

Најочигледно движење на Сонцето е движењето кога тоа дневно прави лак на небото, достигнувајќи ја највисоката точка на пладне. Како што зимата преминува во пролет, а потоа во лето, така точките на изгрејсонце и зајдисонце постепено се поместуваат кон север по должината на хоризонтот. Во северната хемисфера, деновите стануваат подолги, како што Сонцето изгрева порано и заоѓа подоцна секој ден и сончевата патека оди повисоко на небото. На 21 јуни, Сонцето се наоѓа на најсеверна положба во однос на Земјата. Ова се нарекува летен солстициум (долгоденица) и во текот на овој ден, должината на денот е најголема. Шест месеци подоцна, на 21 декември, Сонцето се наоѓа на најјужна положба во однос на Земјата и ова се нарекува зимски солстициум (краткоденица) (слика 3.4).

Во средина од интервалот од шест месеци, на 21 март и 21 септември, должината на денот е еднаква со должината на ноќта. Овие денови се наречени пролетна и есенска рамноденица, соодветно. Летниот и зимскиот солстициум се спротивни во јужната хемисфера. Летниот солстициум е на 21 декември, додека зимскиот солстициум е на 21 јуни. Треба да се напомене дека сите овие датуми се приближни и дека постојат мали варијации (разлика од неколку денови) од година во година.



Слика 3.4 Годишни промени во положба на Сонцето на небото (северна хемисфера)

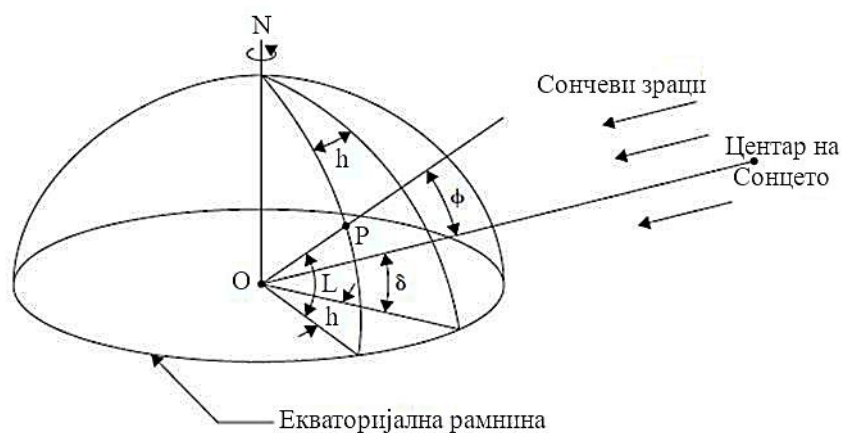
За поедноставување, во анализите кои следуваат се користи Птолемејскиот поглед на движењето на Сонцето. Бидејќи сите движења се релативни, погодно е да се земе дека Земјата е фиксна и да се опише виртуелното движење на Сонцето во координатен систем фиксиран за Земјата со неговото потекло како место на интерес.

За повеќето барања поврзани со сончевата енергија, потребно е да се изврши предвидување за тоа каде ќе се наоѓа Сонцето на небото во точно одредено време од денот и годината. Во Птолемејска смисла, Сонцето е принудено да се движи со 2 степени на слобода на небесната сфера, па затоа неговата положба во однос на набљудувач на Земјата може целосно да се објасни со помош на два астрономски агли, агол на висина на сонцето α и агол на сончев азимут z . Пред да бидат дадени равенките за овие агли, треба да се дефинираат поимите сончева деклинација δ и часовен агол h .

3.2.1 Агол на сончева деклинација

Како што е прикажано на слика 3.3, оската на ротација на Земјата (поларна оска) секогаш се наоѓа под агол од $23,45^\circ$ во однос на оската на елипсата која е нормална на елиптичната рамнина. Елиптичната рамнина е рамнина на орбитата на Земјата околу Сонцето. Како што Земјата ротира околу Сонцето така поларната оска се движи во однос на Сонцето. Сончевата деклинација δ е аголна оддалеченост на северните (јужни) сончеви зраци од екваторот, каде северната деклинација е определена како позитивна. На слика 3.5 е прикажана аголот на сончева деклинација δ кој е претставен како агол

помеѓу линијата која ги поврзува центарот на Земјата со центарот на Сонцето и проекцијата на оваа линија врз екваторијалната рамнина.

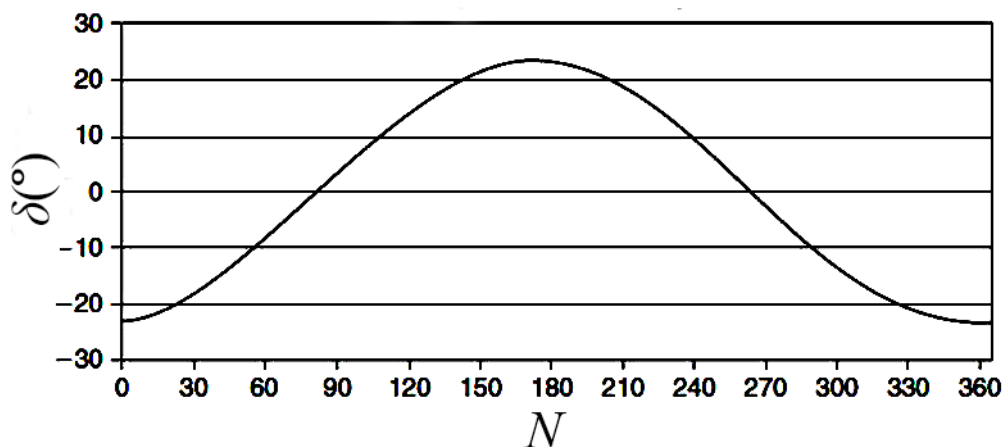


Слика 3.5 Шематски приказ на географска ширина, часовен агол и сончева деклинација

Деклинациите северно од екваторот (лето во северната хемисфера) се позитивни, додека јужно од екваторот се негативни. Слика 3.6 ги покажува деклинациите при рамнодениците и солстициумите. Аголот на деклинацијата δ се движи од вредност 0° при пролетна рамноденица до вредност $+23,45^\circ$ при летен солстициум и од вредност 0° при есенска рамноденица до вредност $-23,45^\circ$ при зимски солстициум.



Слика 3.6 Годишна промена на сончевата деклинација



Слика 3.7 Сончева деклинација [9]

Промената на сончевата деклинација δ во текот на годината е прикажана на слика 3.7. Деклинацијата, δ , во степени за било кој ден од годината N може да се пресмета приближно со помош на равенката [9, 37] :

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (284 + N) \right] \quad (3.5)$$

Деклинацијата δ , исто така, може да биде дадена и во радијани (rad) со помош на формулата на Спенсер [9, 37]:

$$\begin{aligned} \delta = & 0,006918 - 0,399912 \cos(\Gamma) + 0,070257 \sin(\Gamma) - 0,006758 \cos(2\Gamma) \\ & + 0,000907 \sin(2\Gamma) - 0,002697 \cos(3\Gamma) + 0,00148 \sin(3\Gamma) \end{aligned} \quad (3.6)$$

каде Γ е дневен агол, даден во радијани со равенката (3.7):

$$\Gamma = \frac{2\pi \cdot (N-1)}{365} \quad (3.7)$$

Аголот на сончева деклинација δ во текот на даден ден може да се смета како константа во понатамошните пресметки [9, 36]. Географските ширини $23,45^\circ N$ и $23,45^\circ S$ се латитуди на кои Сонцето се наоѓа точно над нив за време на летниот и зимскиот солстициум соодветно. Други географски ширини кои се од интерес се Арктичкиот

($66,5^{\circ}S$) и Антарктичкиот ($66,5^{\circ}N$) круг бидејќи ги означуваат граничните латитуди. Како што е прикажано на слика 3.6, при зимски солстициум сите точки северно од Арктичкиот круг се во комплетен мрак, додека сите точки јужно од Антарктичкиот круг примаат континуирана сончева светлина. Спротивното се случува при летен солстициум. Во текот на пролетната и есенската рамноденица, северниот и јужниот пол се еднакво оддалечени од Сонцето и денот и ноќта траат еднакво, односно по 12 часови. При пресметките во сончевата геометрија многу често се бараат параметрите: ден и време (час) во годината, затоа табела 3.1 се користи како референтна.

Табела 3.1 Број на ден и избран среден ден за секој месец

Месец	Број на ден	Среден ден во месецот		
		Датум	N	δ ($^{\circ}$)
Јануари	i	17	17	-20,92
Февруари	$31 + i$	16	47	-12,95
Март	$59 + i$	16	75	-2,42
Април	$90 + i$	15	105	9,41
Мај	$120 + i$	15	135	18,79
Јуни	$151 + i$	11	162	23,09
Јули	$181 + i$	17	198	21,18
Август	$212 + i$	16	228	13,45
Септември	$243 + i$	15	258	2,22
Октомври	$273 + i$	15	288	-9,60
Ноември	$304 + i$	14	318	-18,91
Декември	$334 + i$	10	344	-23,05

3.2.2 Часовен агол

Часовниот агол h на одредена точка од површината на Земјата се дефинира како агол преку кој Земјата ќе помине за да го донесе меридијанот на таа точка директно под Сонцето. Слика 3.5 го покажува часовниот агол на точката P како агол измерен на земјината екваторијална рамнина помеѓу проекцијата на OP и проекцијата на линијата која го поврзува центарот на Земјата со центарот на Сонцето. Часовниот агол h на локално сончево на пладне изнесува нула, попладне часовниот агол е позитивен, додека

претпладне е негативен. Еден час има вредност $360/24$ или 15° географска должина. Изразен симболично, часовниот агол h во степени изнесува:

$$h = \pm 0.25 \text{ (Број на минути од локално сончево пладне)}$$

каде што знакот плус се однесува за попладневни часови, додека знакот минус за претпладневни часови.

Часовниот агол h може да се пресмета со помош на очигледното сончево време AST , т.е. корегираното локално сончево време изнесува :

$$h = (AST - 12) \cdot 15 \quad (3.8)$$

На локално сончево пладне, вредностите добиени за очигледно локално време AST и часовниот агол h се: $AST = 12$ и $h = 0^\circ$. Затоа, од равенката за очигледно сончево време AST , локалното стандардно време LST (времето кое го покажуваат нашите часовници на локално сончево пладне) изнесува :

$$LST = 12 - ET \mp 4(SL - LL) \quad (3.9)$$

3.2.3 Агол на висина на сонцето

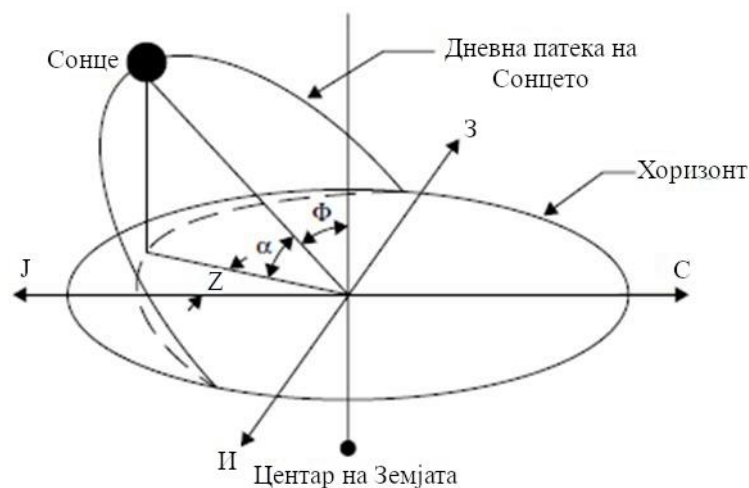
Аголот на висина на сонцето, α е агол помеѓу правецот на сончевите зраци и хоризонталната рамнина, како што е прикажано на слика 3.8. Овој агол е во корелација со аголот на сончев зенит Φ , кој претставува агол помеѓу правецот на сончевите зраци и вертикалната рамнина. Врската помеѓу овие два агли е дадена со следната равенка:

$$\Phi + \alpha = \pi/2 = 90^\circ \quad (3.10)$$

Математичкиот израз за аголот на висина на сонцето α е следниот:

$$\sin(\alpha) = \cos(\Phi) = \sin(L) \sin(\delta) + \cos(L) \cos(\delta) \cos(h) \quad (3.11)$$

каде што L е локалната географска ширина, Φ е зенитен агол, δ е агол на деклинација и h е часовен агол.



Слика 3.8 Очигледна дневна патека на Сонцето од изгревање до заоѓање

Овој агол се дефинира како агол помеѓу правата која ги поврзува центарот на Земјата и точката којашто е од интерес и екваторијалната рамнина. Вредностите добиени за положби северно од екваторот се позитивни, додека вредностите добиени за положби јужно од екваторот се негативни.

3.2.4 Агол на сончев азимут

Аголот на сончев азимут z е агол на сончевите зраци измерени на хоризонтална рамнина од југ за северната хемисфера или од север за јужната хемисфера. Западот се зема со позитивна вредност [41]. Математичкиот израз за аголот на сончев азимут z е следниот:

$$\sin(z) = \frac{\cos(\delta) \sin(h)}{\cos(\alpha)} \quad (3.12)$$

Оваа равенка е точна доколку е исполнет условот $\cos(h) > \tan(\delta)/\tan(L)$. Доколку условот не е исполнет, Сонцето ќе се наоѓа помеѓу исток-запад линијата, како што е прикажано на слика 3.4 и аголот на азимут z во претпладневните часови може да се претстави како $-\pi + |z|$, додека за попладневните часови се претставува како $\pi - z$.

На сончево пладне, по дефиниција, Сонцето се наоѓа точно на меридијанот, кој ја содржи север-југ линијата, а со тоа сончевиот азимут z има вредност 0° . Затоа, аголот на висината на Сонцето на пладне α_n изнесува:

$$\alpha_n = 90^\circ - L + \delta \quad (3.13)$$

каде што L е географска ширина, а δ е агол на сончева деклинација.

3.2.5 Време на изгревање и заоѓање на Сонцето и должина на денот

Аголот на висина на сонцето α во моментот на изгревање и заоѓање изнесува 0° . Знаејќи ја равенката со која е опишан аголот на сончева висина α , часовниот агол h во моментот на заоѓање може да се определи од равенката (3.11) кога $\alpha=0^\circ$:

$$\sin(\alpha) = \sin(0) = 0 = \sin(L) \sin(\delta) + \cos(L) \cos(\delta) \cos(h_{ss}) \quad (3.14)$$

или

$$\cos(h_{ss}) = 0 = -\frac{\sin(L) \sin(\delta)}{\cos(L) \cos(\delta)} \quad (3.15)$$

Од равенката (3.14) или равенката (3.15) се добива:

$$\cos(h_{ss}) = -\tan(L) \tan(\delta) \quad (3.16)$$

каде што h_{ss} е земено за позитивно при заоѓање на Сонцето.

Бидејќи часовниот агол h при локално сончево пладне има вредност 0° , за секоја зона од 15° географска должина која е еквивалентна на еден час, времето на изгревање и заоѓање изразено во часови во однос на локално сончево пладне изнесува:

$$H_{ss} = -H_{sr} = 1/15 \cdot \cos^{-1}[\tan(L) \tan(\delta)] \quad (3.17)$$

Должината на денот е двапати поголема од часот на заоѓање затоа што сончевото пладне се наоѓа на средината од часовите на изгревање и на заоѓање. Според тоа, должината на денот изразена во часови изнесува:

$$Daylength = 2/15 \cdot \cos^{-1}[-\tan(L) \tan(\delta)] \quad (3.18)$$

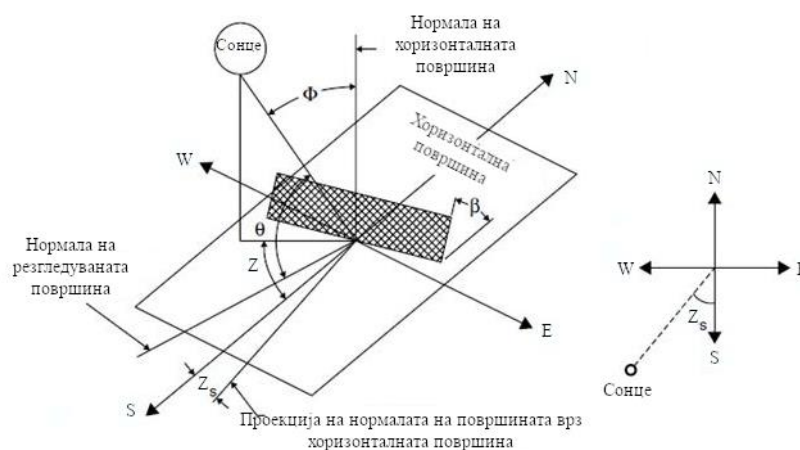
каде што L е географска ширина, а δ е агол на сончева деклинација.

3.2.6 Инцидентен агол

Сончевиот инцидентен агол θ е аголот помеѓу сончевите зраци и нормалата на површината. За хоризонтална рамнина, инцидентниот агол θ и зенитниот агол Φ имаат иста вредност. Равенката (3.19) ја дава врската помеѓу инцидентниот агол θ и останатите важни параметри во геометријата на Сонцето: географска ширина L , агол на сончева деклинација δ , агол на наклон на површината во однос на хоризонталната површина β , часовен агол h и агол на азимут на ориентација на површината Z_s .

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = & \sin(L) \sin(\delta) \cos(\beta) - \cos(L) \sin(\delta) \sin(\beta) \cos(Z_s) + \\ & + \cos(L) \cos(\delta) \cos(h) \cos(\beta) + \sin(L) \cos(\delta) \cos(h) \sin(\beta) \cos(Z_s) + \\ & + \cos(\delta) \sin(h) \sin(\beta) \sin(Z_s) \end{aligned} \quad (3.19)$$

На слика 3.9 е даден дијаграмот на сончевите агли од кои зависи инцидентниот агол θ .



Слика 3.9 Дијаграм на сончеви агли

За хоризонтални површини, кога аголот на наклон $\beta=0^\circ$ и аголот $\theta=\Phi$ равенката (3.19) се упростува и преминува во равенката (3.14).

За вертикални површини односно кога аголот на наклон на површината β изнесува 90° , од равенката (3.19) се добива равенката:

$$\cos\theta = -\cos(L) \sin(\delta) \cos(Z_s) + \sin(L) \cos(\delta) \cos(h) \cos(Z_s) + \cos(\delta) \sin(h) \sin(Z_s) \quad (3.20)$$

За фотоволтаични панели поставени на северната хемисфера, со површини насочени кон југ, аголот на азимут на површината Z_s изнесува 0° . Ако оваа вредност се замени во равенката (3.19), тогаш се добива следната равенка:

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = & \sin(L) \sin(\delta) \cos(\beta) - \cos(L) \sin(\delta) \sin(\beta) + \cos(L) \cos(\delta) \cos(h) \cos(\beta) \\ & + \sin(L) \cos(\delta) \cos(h) \sin(\beta) \end{aligned} \quad (3.21)$$

Равенката (3.21) може да се поедностави и да се добие следната равенка:

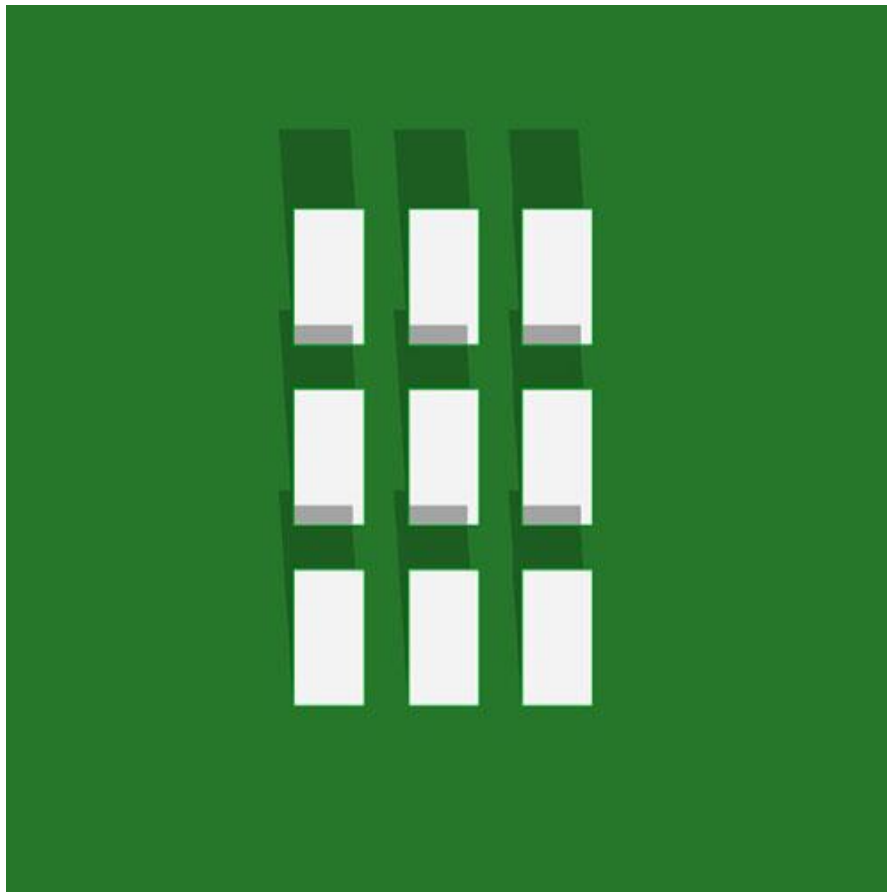
$$\cos(\theta) = \sin(L - \beta) \sin(\delta) - \cos(L - \beta) \cos(\delta) \cos(h) \quad (3.22)$$

За фотоволтаични панели поставени на јужната хемисфера, со површини насочени кон север, аголот на азимут на површината Z_s изнесува 180° и доколку се замени во равенката (3.19) се добива равенката:

$$\cos(\theta) = \sin(L + \beta) \sin(\delta) - \cos(L + \beta) \cos(\delta) \cos(h) \quad (3.23)$$

4. Модел на сенка

Во ова поглавје е опишан моделот на сенка кој се заснова на низа тригонометриски равенки и геометрија на сенка. Моделот на сенка користи теоретски пристап и математичко моделирање за определување на сенките, како и нивна изработка во VS (Visual Studio). Овој модел е направен за фотоволтаична мрежа 3x3 составена од 9 панели распоредени во три редици и три колони. Фотоволтаичните панели се поставени на рамно поле фиксирани на земја, распореден во три редици со растојание r_y помеѓу нив и три колони со растојание r_x помеѓу нив прикажани на слика 4.1.

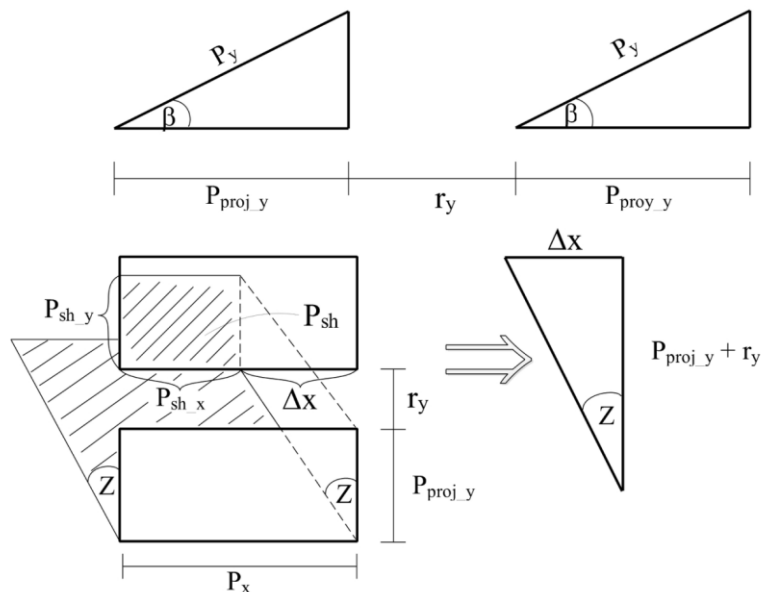


Слика 4.1 PV мрежа од 3x3 фотоволтаични панели

Фотоволтаичните панели се карактеризираат со следните параметри: агол на наклон β , ширина на панел P_x и должина на панел P_y . Ако се занемари дебелината на панелот, тогаш сенката што паѓа на одреден панел има правоаголна форма. Предложениот модел на сенка опфаќа постапки за пресметување на сенката што паѓа на

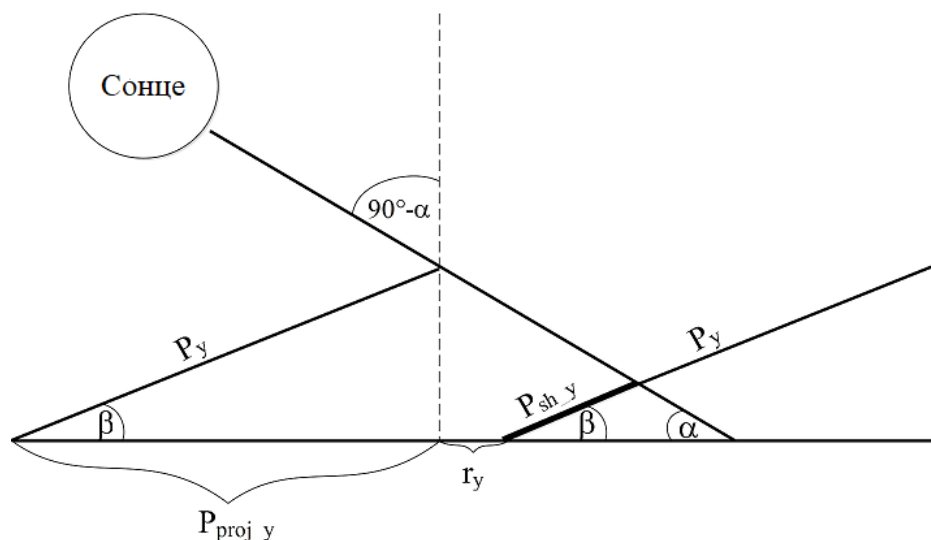
одреден фотоволтаичен панел во прецизно дефинираната мрежа од фотоволтаични панели.

На слика 4.2 е прикажана геометријата на сенка од еден панел до друг панел помеѓу два соседни реда. Сенката се пресметува според проекциите на две оски, во ширина е оската x и во должина е оската y . Димензиите на сенката што паѓа на панелот е со димензии Psh_x и Psh_y , соодветно.



Слика 4.2 Елементи на сенка

Должината на сенката на одреден панел Psh_y ја дефинира сенката на преклопување во должина помеѓу редовите [38] (слика 4.3).



Слика 4.3 Одредување на должината на сенката Psh_y

Должината на сенка на даден панел Psh_y е даден со равенката:

$$Psh_y = \begin{cases} 0, & Psh_y < 0 \\ \frac{P_y \cdot \cot \alpha \cdot \sin \beta - r_y}{\cos \beta + \cot \alpha \cdot \sin \beta}, & 0 < Psh_y < P_y \\ P_y, & Psh_y > P_y \end{cases} \quad (4.1)$$

Очигледно, ако должината на сенка на даден панел Psh_y има помала вредност од 0, тогаш нема меѓусенчење помеѓу панелите. Моделот дефинира две конфигурации:

1. $P_x \leq r_x$, хоризонталното растојание помеѓу панелите r_x е поголемо од ширината на панелот P_x ,
2. $P_x > r_x$, растојанието помеѓу колоните r_x е помало од ширината на панелот P_x .

Доколку не постои инклинација исток-запад и сончевите зраци паѓаат паралелно на земјината површина, тогаш ширината на сенките може да се земе приближно еднаква на ширината на панелот P_x .

Хоризонталното преклопување на сенката Psh_x се пресметува согласно специфичната конфигурација и зависи од поместувањето на азимутот, кој секогаш има апсолутна вредност и се движи во граници од -90° до $+90^\circ$.

Поместувањето на азимутот Δx (слика 4.2) се пресметува како:

$$\Delta x = (P_{proj_y} + r_y) \cdot \tan(Z) \quad (4.2)$$

$$P_{proj_y} = P_y \cdot \cos\beta \quad (4.3)$$

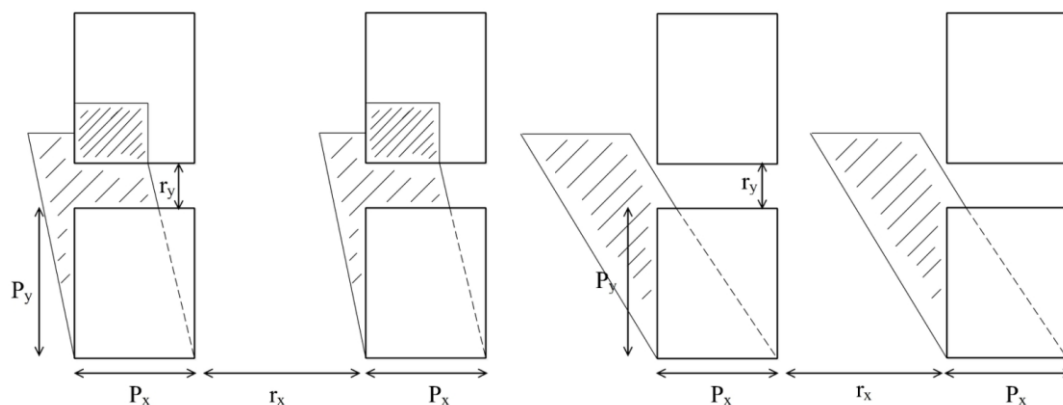
$$Z = z - Z_s \quad (4.4)$$

каде што z е сончев азимут, а Z_s е азимутен агол на ориентација на панелот.

Ефективната површина која е под сенка на одреден панел се пресметува како:

$$P_{sh} = P_{sh_x} \cdot P_{sh_y} \quad (4.5)$$

Во првата конфигурација (слика 4.4), ширината на панелот P_x е помала или еднаква на растојанието помеѓу колоните r_x во дефинираната мрежа од девет фотоволтаични панели. Во оваа конфигурација се јавува само еден вид на сенки таканаречени единечни сенки.



Слика 4.4 Приказ на сенки во конфигурација 1

Соодветните ситуации за движење на сенката Δx се следните:

Случај 1: $0 \leq \Delta x < P_x$

Во овој случај поместувањето на азимутот се движи помеѓу вредностите 0 и P_x . Овој случај е прикажан на слика 4.5. Секој панел го засенува панелот зад себе во истата колона. Сенките се единечни и нивниот број изнесува шест. Вкупната површина под сенка може да се пресмета со равенката:

$$P_{sh} = 6 \cdot P_{sh_x} \cdot P_{sh_y} = 6 \cdot [(P_x - \Delta x) \cdot P_{sh_y}] \quad (4.6)$$



Слика 4.5 Распоред и вид на сенка кај случај 1

Случај 2: $P_x \leq \Delta x < r_x$

Сенките паѓаат во просторот помеѓу панелите (слика 4.6). Поради тоа површината под сенката е еднаква на нула:

$$P_{sh} = 0 \quad (4.7)$$

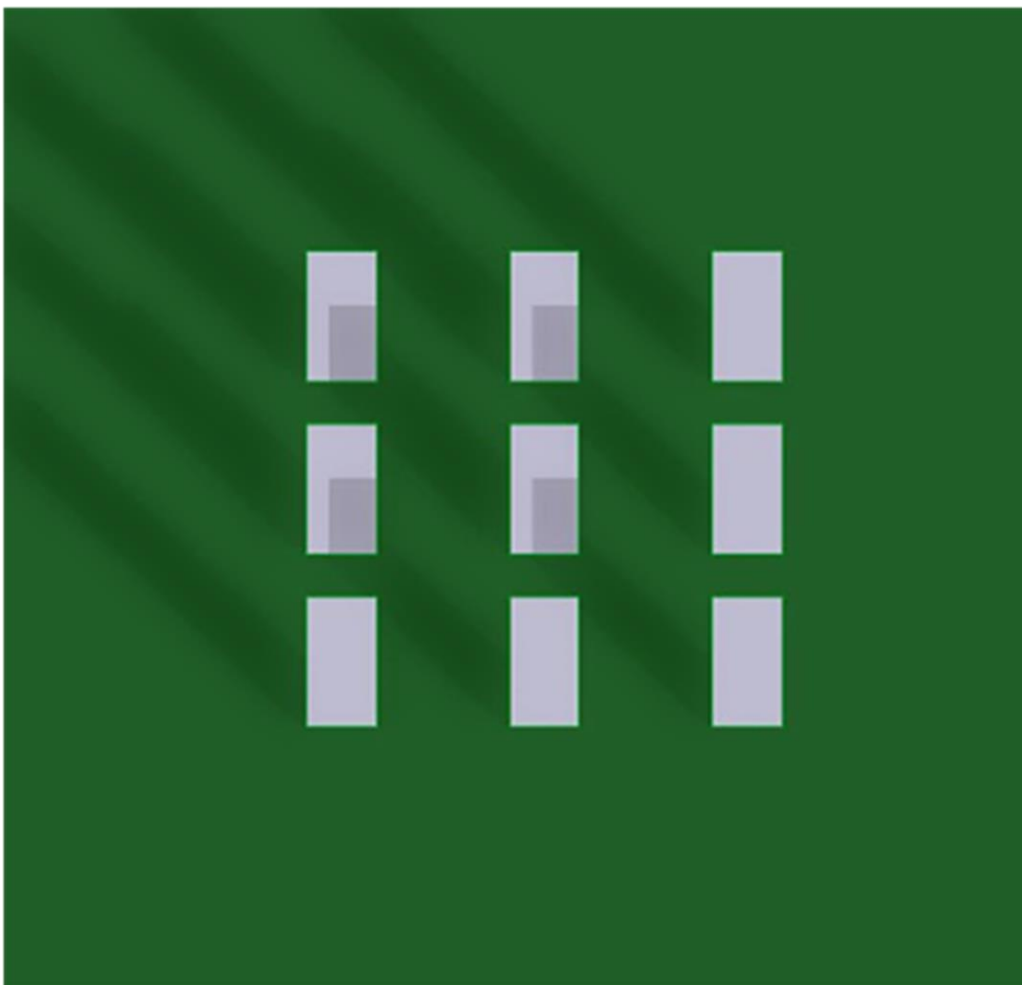


Слика 4.6 Распоред и вид на сенка кај случај 2

Случај 3: $r_x \leq \Delta x < P_x + r_x$

Сенките паѓаат зад панелите во соседните колони. Се појавуваат вкупно четири единечни сенки на четири панели (слика 4.7). Засенетата површина може да се пресмета со равенката:

$$P_{sh} = 4 \cdot P_{sh_x} \cdot P_{sh_y} = 4 \cdot [(\Delta x - r_x) \cdot P_{sh_y}] \quad (4.8)$$

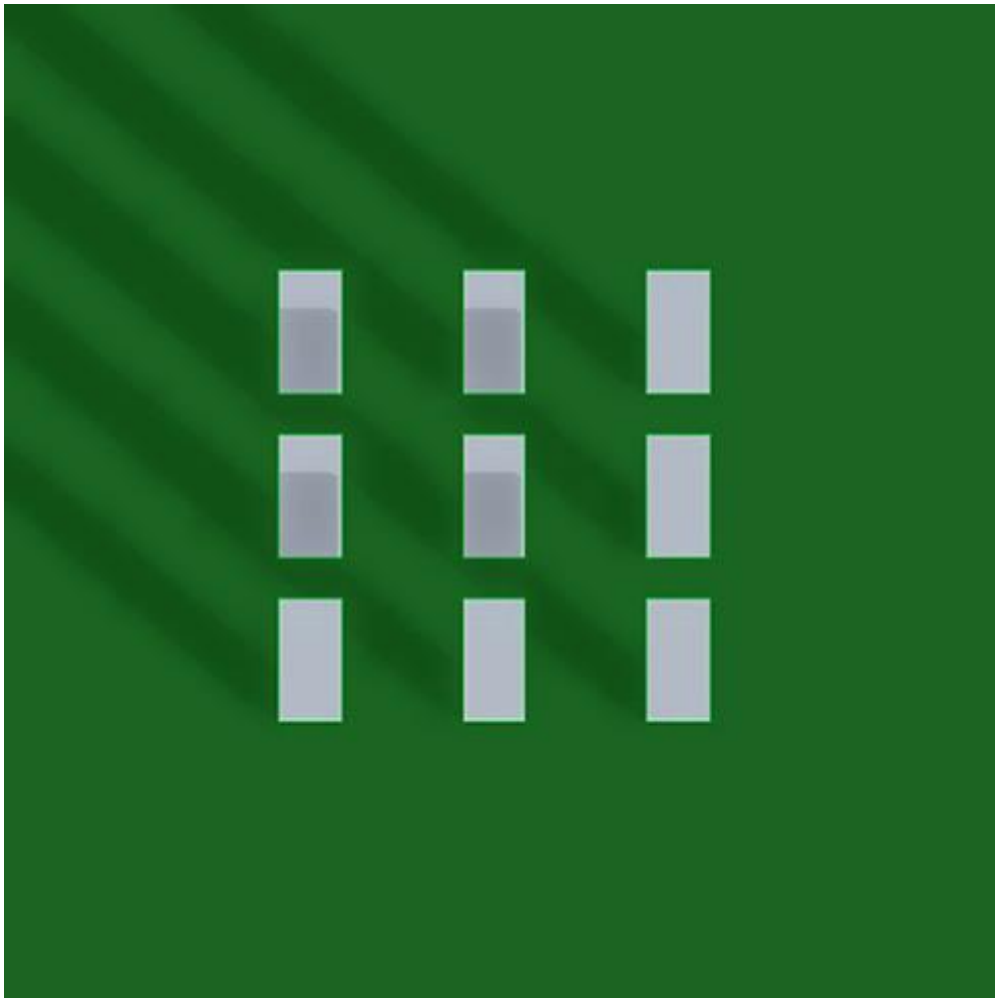


Слика 4.7 Распоред и вид на сенка кај случај 3

Случај 4: $P_x + r_x \leq \Delta x < 2 \cdot P_x + r_x$

Сенките сè уште паѓаат на четирите фотоволтаични панели во соседните колони (слика 4.8), па вкупната површина под сенка може да се пресмета со равенката:

$$P_{sh} = 4 \cdot P_{sh_x} \cdot P_{sh_y} = 4 \cdot [(2 \cdot P_x + r_x - \Delta x) \cdot P_{sh_y}] \quad (4.9)$$



Слика 4.8 Распоред и вид на сенка кај случај 4

Случај 5: $2 \cdot P_x + r_x \leq \Delta x < P_x + 2 \cdot r_x$

Сенките паѓаат во просторот помеѓу фотоволтаичните панели (слика 4.9), па затоа површината од панелите која е под сенка е еднаква на нула:

$$P_{sh} = 0 \quad (4.10)$$

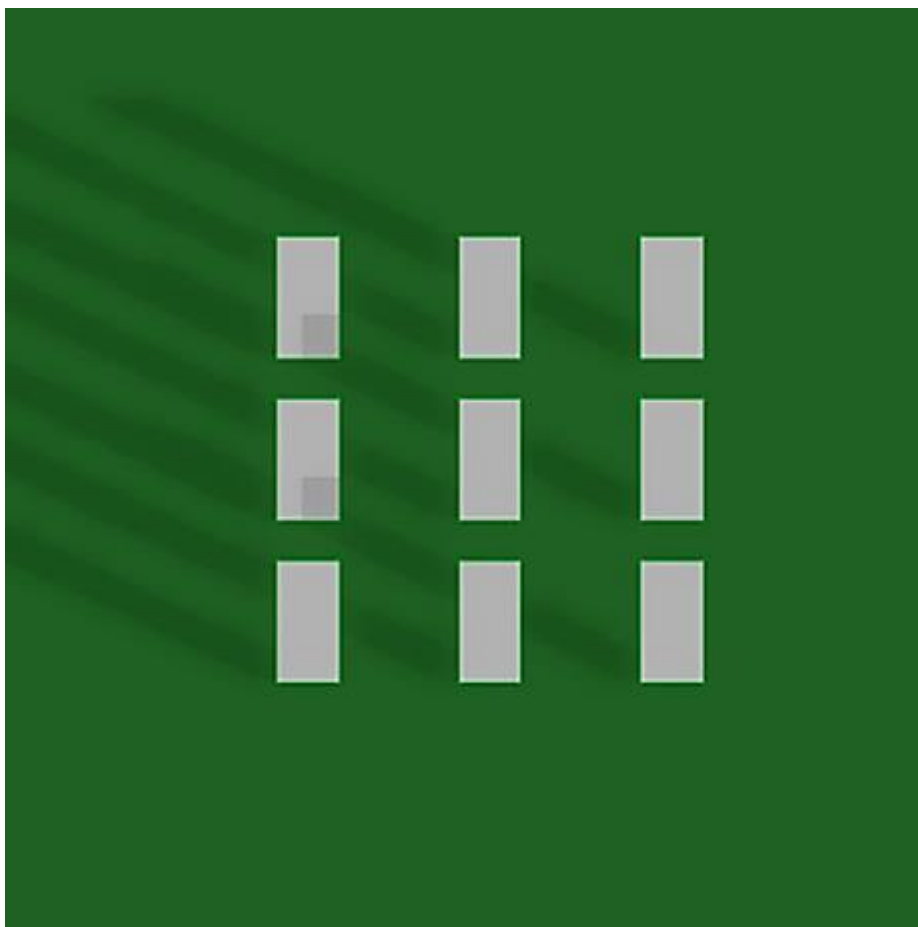


Слика 4.9 Распоред и вид на сенка кај случај 5

Случај 6: $P_x + 2 \cdot r_x \leq \Delta x < 2 \cdot P_x + 2 \cdot r_x$

Во овој случај сенките паѓаат преку две колони, што значи само два панела од крајната колона се под сенка. Површината под сенка се пресметува како:

$$P_{sh} = 2 \cdot P_{sh_x} \cdot P_{sh_y} = 2 \cdot [(\Delta x - P_x - 2 \cdot r_x) \cdot P_{sh_y}] \quad (4.11)$$



Слика 4.10 Распоред и вид на сенка кај случај 6

Случај 7: $2 \cdot P_x + 2 \cdot r_x \leq \Delta x < 3 \cdot P_x + 2 \cdot r_x$

Сенките сè уште паѓаат на два панела од крајната колона (слика 4.11). Вкупната површина под сенка може да се пресмета со равенката:

$$P_{sh} = 2 \cdot P_{sh_x} \cdot P_{sh_y} = 2 \cdot [(3 \cdot P_x + 2 \cdot r_x - \Delta x) \cdot P_{sh_y}] \quad (4.12)$$

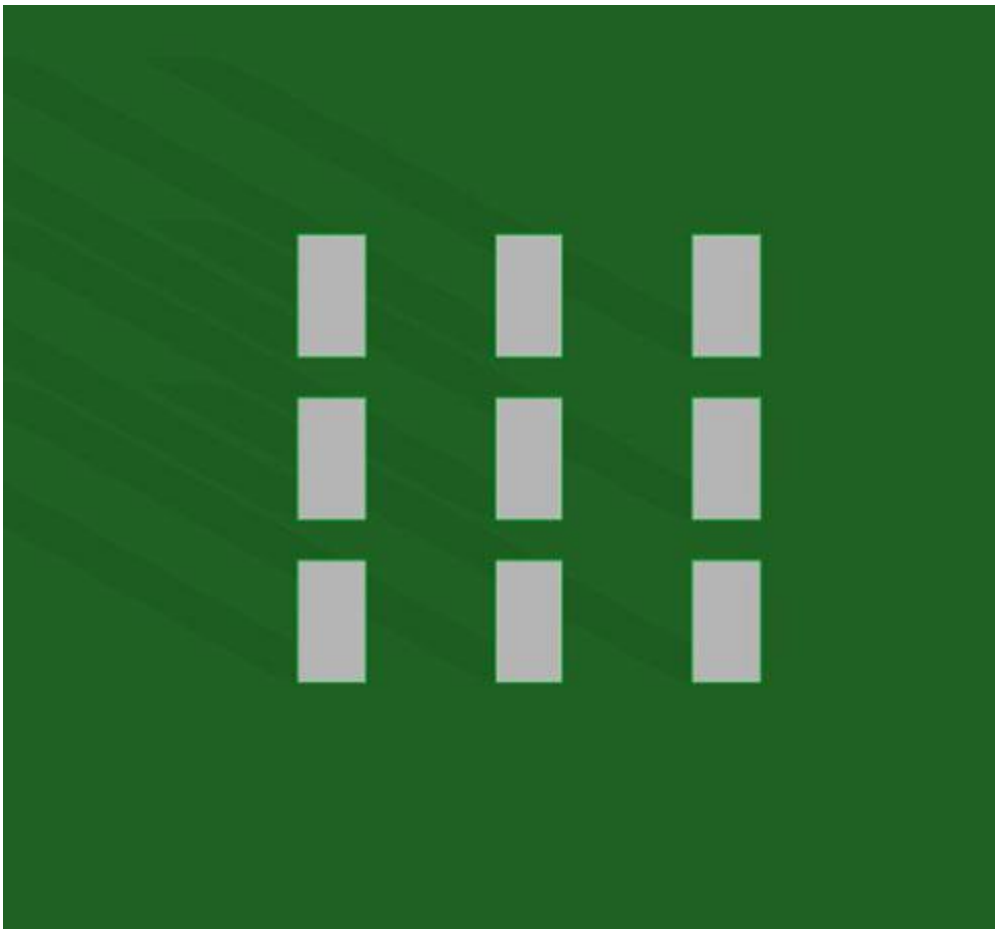


Слика 4.11 Распоред и вид на сенка кај случај 7

Случај 8: $\Delta x \geq 3 \cdot P_x + 2 \cdot r_x$

Сенките паѓаат надвор од мрежата на фотоволтаичните панели (слика 4.12).
Површината на панели која е под сенка е еднаква на нула.

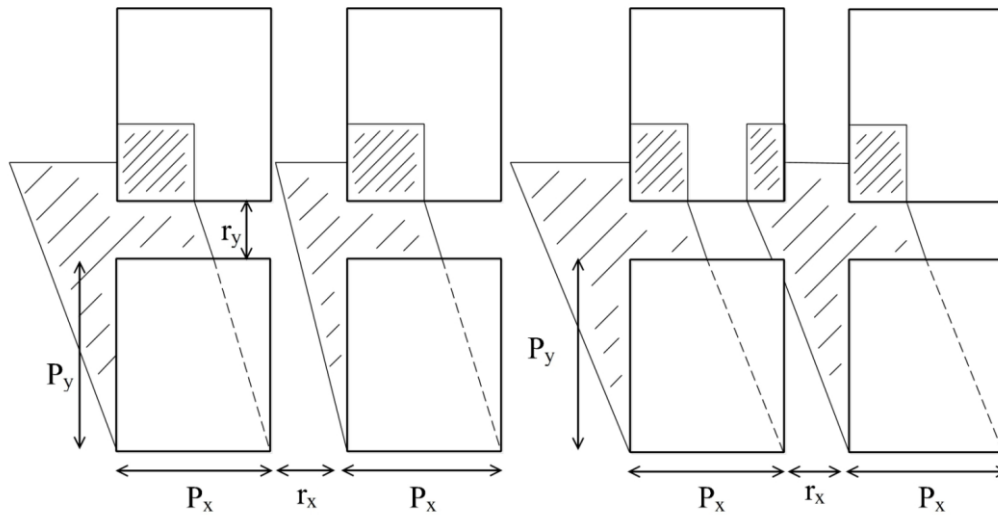
$$P_{sh} = 0 \quad (4.13)$$



Слика 4.12 Распоред и вид на сенка кај случај 8

Во втората конфигурација ($P_x > r_x$), ширината на панелот P_x е поголема од растојанието помеѓу колоните r_x во дефинираната мрежа од девет фотоволтаични панели. Во оваа конфигурација се јавуваат два вида на сенка: единечни и двојни сенки кои можат да се прикажат визуелно.

Во втората конфигурација сенките од еден панел можат да паѓаат на еден или два панела од две соседни колони и се прикажани на слика 4.13. Ако сенките од еден панел паѓаат на еден соседен панел во истата колона, тогаш сенките се единечни. Ако сенките од еден панел паѓаат и зафаќаат два панела кои припаѓаат на две соседни колони, тогаш сенките се двојни.



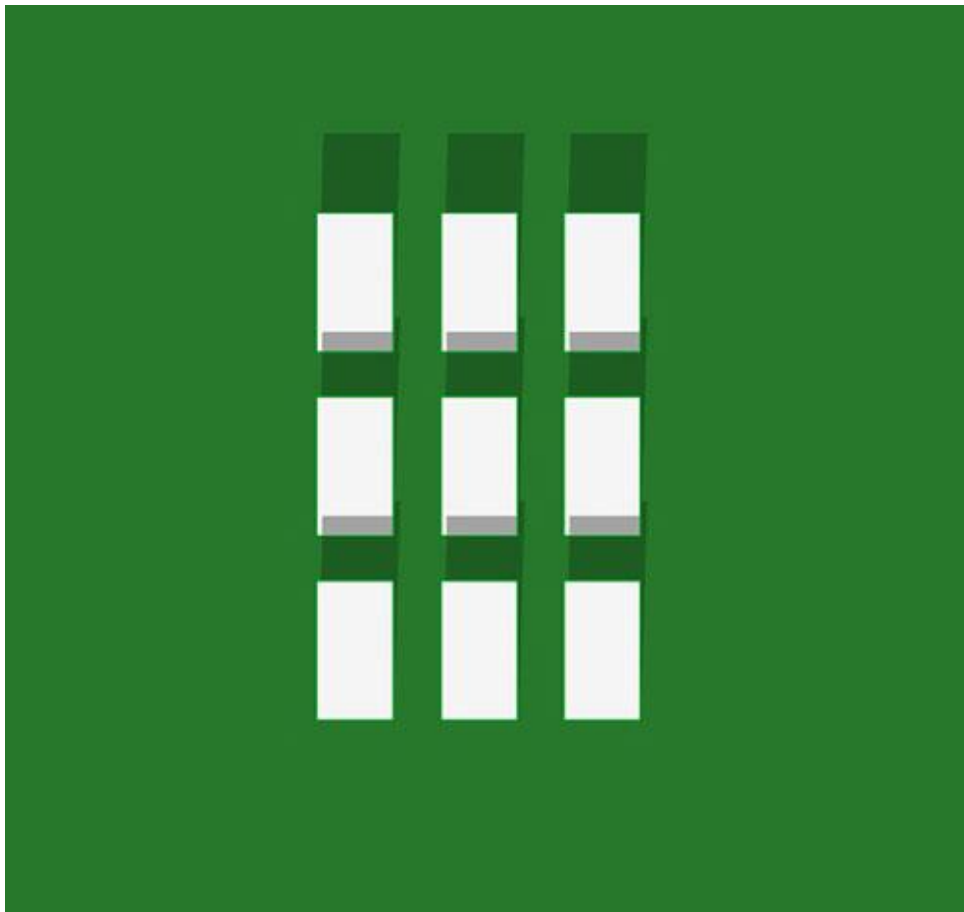
Слика 4.13 Приказ на сенки во конфигурација 2

Соодветните ситуации за движењето на сенките во втората конфигурација се следните:

Случај 1: $0 \leq \Delta x < r_x$

Секој панел го засенува тој позади себе во истата колона (слика 4.14). Во овој случај сенките се единечни и нивниот број е шест. Вкупната површина под сенка се пресметува со равенката:

$$P_{sh} = 6 \cdot P_{sh_x} \cdot P_{sh_y} = 6 \cdot [(P_x - \Delta x) \cdot P_{sh_y}] \quad (4.14)$$

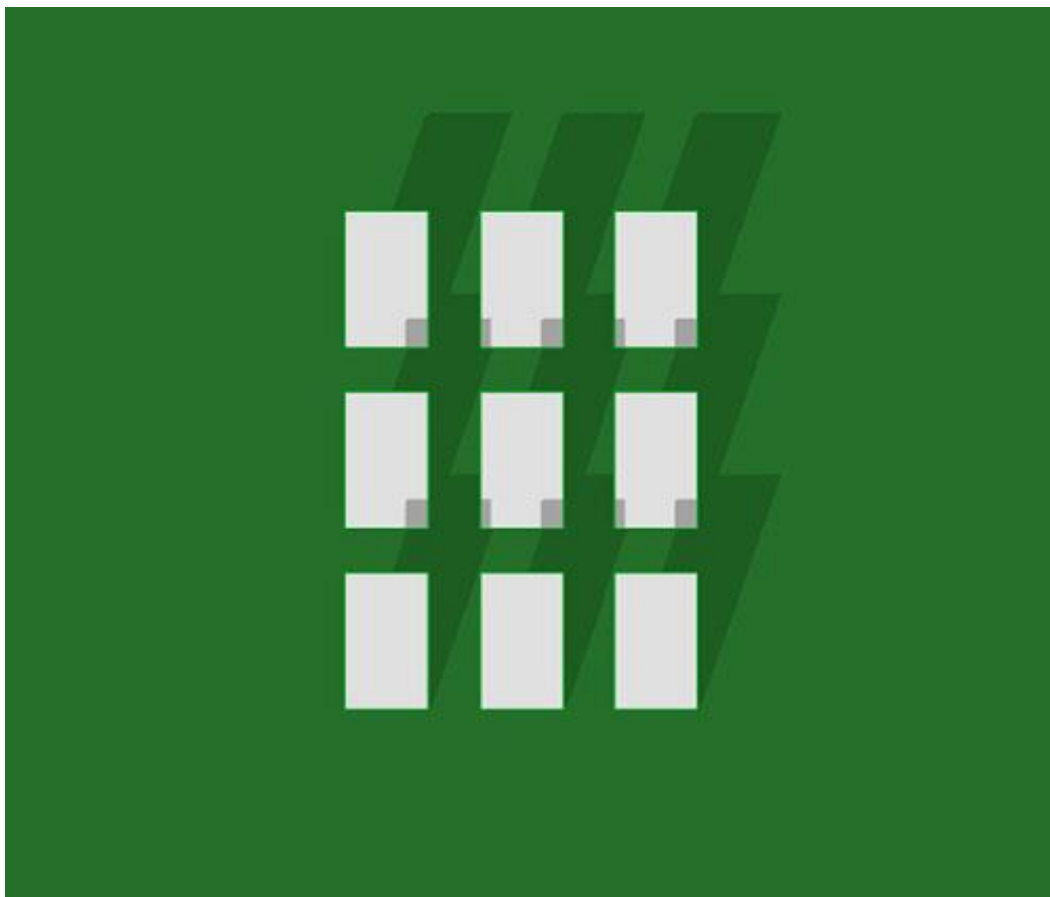


Слика 4.14 Распоред и вид на сенка кај случај 1

Случај 2: $r_x \leq \Delta x < P_x$

Сенките паѓаат на панелите во истата колона и на панелите во соседната колона. Вкупниот број на сенки е шест. Четири од нив се двојни, а останатите две се единечни (слика 4.15). Вкупната површина под сенка е еднаква на:

$$P_{sh} = 4 \cdot [(P_x - r_x) \cdot P_{sh,y}] + 2 \cdot [(P_x - \Delta x) \cdot P_{sh,y}] \quad (4.15)$$



Слика 4.15 Распоред и вид на сенка кај случај 2

Случај 3: $P_x \leq \Delta x < P_x + r_x$

Сенките паѓаат позади, на соседните колони. Сенките се единечни (слика 4.16). Вкупниот број на сенки е четири. Површината под сенка е еднаква:

$$P_{sh} = 4 \cdot [(\Delta x - r_x) \cdot P_{sh,y}] \quad (4.16)$$



Слика 4.16 Распоред и вид на сенка кај случај 3

Случај 4: $P_x + r_x \leq \Delta x < P_x + 2 \cdot r_x$

Сенките паѓаат позади на соседните колони. Сенките се единечни (слика 4.17). Бројот на сенки е четири. Површината под сенка е еднаква:

$$P_{sh} = 4 \cdot [(2 \cdot P_x + r_x - \Delta x) \cdot P_{sh_y}] \quad (4.17)$$



Слика 4.17 Распоред и вид на сенка кај случај 4

Случај 5: $P_x + 2 \cdot r_x \leq \Delta x < 2 \cdot P_x + r_x$

Сенките паѓаат на панелите во соседните колони. Две сенки се единечни, а две се двојни (слика 4.18). Вкупна површина под сенка е еднаква на:

$$P_{sh} = 2 \cdot [(P_x - r_x) \cdot P_{sh_y}] + 2 \cdot [(2 \cdot P_x + r_x - \Delta x) \cdot P_{sh_y}] \quad (4.18)$$



Слика 4.18 Распоред и вид на сенка кај случај 5

Случај 6: $2 \cdot P_x + r_x \leq \Delta x < 2 \cdot P_x + 2 \cdot r_x$

Секој панел засенува фотоволтаичен панел преку две колони. Во случајот сенката од крајниот панел во правиот ред паѓа на два крајни панели во првата колона. Сенките се единечни (слика 4.19). Има вкупно две сенки. Вкупната површина покриена со сенка е еднаква на:

$$P_{sh} = 2 \cdot [(\Delta x - P_x - 2 \cdot r_x) \cdot P_{sh_y}] \quad (4.19)$$



Слика 4.19 Распоред и вид на сенка кај случај 6

Случај 7: $2 \cdot P_x + 2 \cdot r_x \leq \Delta x < 2 \cdot P_x + 3 \cdot r_x$

Сенката паѓа преку две колони. Под сенка се два фотоволтаични панела од крајната колона (слика 4.20).

$$P_{sh} = 2 \cdot [(3 \cdot P_x + 2 \cdot r_x - \Delta x) \cdot P_{sh_y}] \quad (4.20)$$



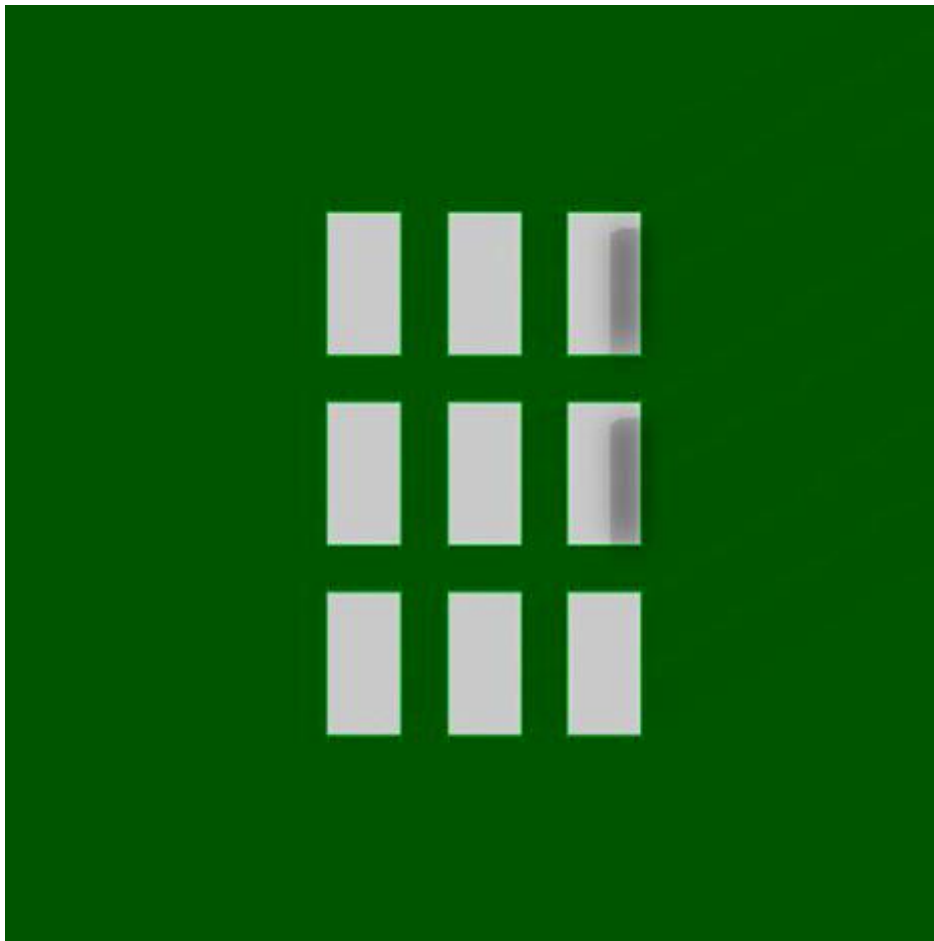
Слика 4.20 Распоред и вид на сенка кај случај 7

Случај 8: $2 \cdot P_x + 3 \cdot r_x \leq \Delta x < 3 \cdot P_x + 2 \cdot r_x$

Сенките сè уште паѓаат на два панела од крајната колона (слика 4.21).

Површината под сенка е еднаква :

$$P_{Sh} = 2 \cdot [(3 \cdot P_x + 2 \cdot r_x - \Delta x) \cdot P_{Sh_y}] \quad (4.21)$$

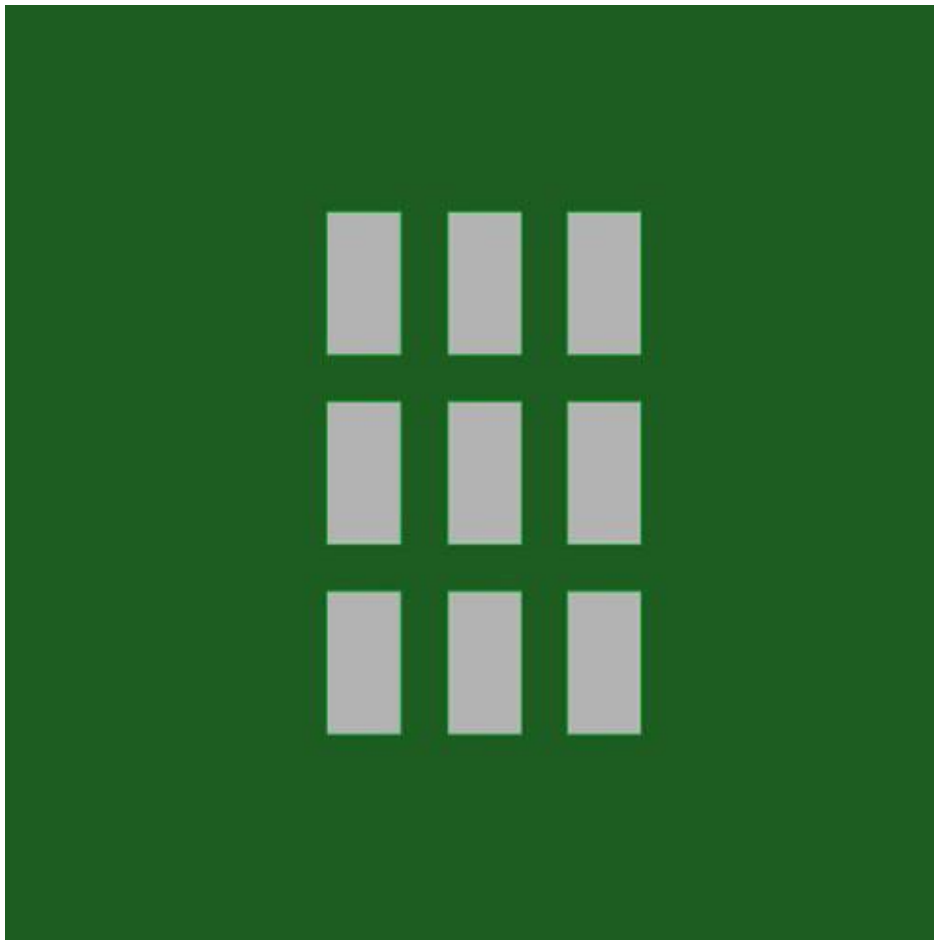


Слика 4.21 Распоред и вид на сенка кај случај 8

Случај 9: $\Delta x \geq 3 \cdot P_x + 2 \cdot r_x$

Сенките паѓаат надвор од мрежата (слика 4.22). Нема засенети панели, површината под сенка е еднаква на нула.

$$P_{sh} = 0 \quad (4.22)$$



Слика 4.22 Распоред и вид на сенки кај случај 9

Резултатот на моделот на сенка применет кај мрежа од 3 фотоволтаични панела 3x3 претставува равенка која ја одредува површината под сенка S_{dif} дадена со равенките (4.23) и (4.24) за конфигурација 1 и конфигурација 2, соодветно.

За конфигурација 1 ($P_x \leq r_x$), површината S_{dif} може да се пресмета со равенката:

$$S_{dif} = P_{sh} = \left\{ \begin{array}{l} 6 \cdot [(P_x - \Delta x) \cdot P_{shy}], \text{ случај 1} \\ 0, \text{ случај 2} \\ 4 \cdot [(\Delta x - r_x) \cdot P_{shy}], \text{ случај 3} \\ 4 \cdot [(2 \cdot P_x + r_x - \Delta x) \cdot P_{shy}], \text{ случај 4} \\ 0, \text{ случај 5} \\ 2 \cdot [(\Delta x - P_x - 2 \cdot r_x) \cdot P_{shy}], \text{ случај 6} \\ 2 \cdot [(3 \cdot P_x + 2 \cdot r_x - \Delta x) \cdot P_{shy}], \text{ случај 7} \\ 0, \text{ случај 8} \end{array} \right\} \quad (4.23)$$

За конфигурација 2 ($P_x > r_x$), површината S_{dif} може да се пресмета со равенката:

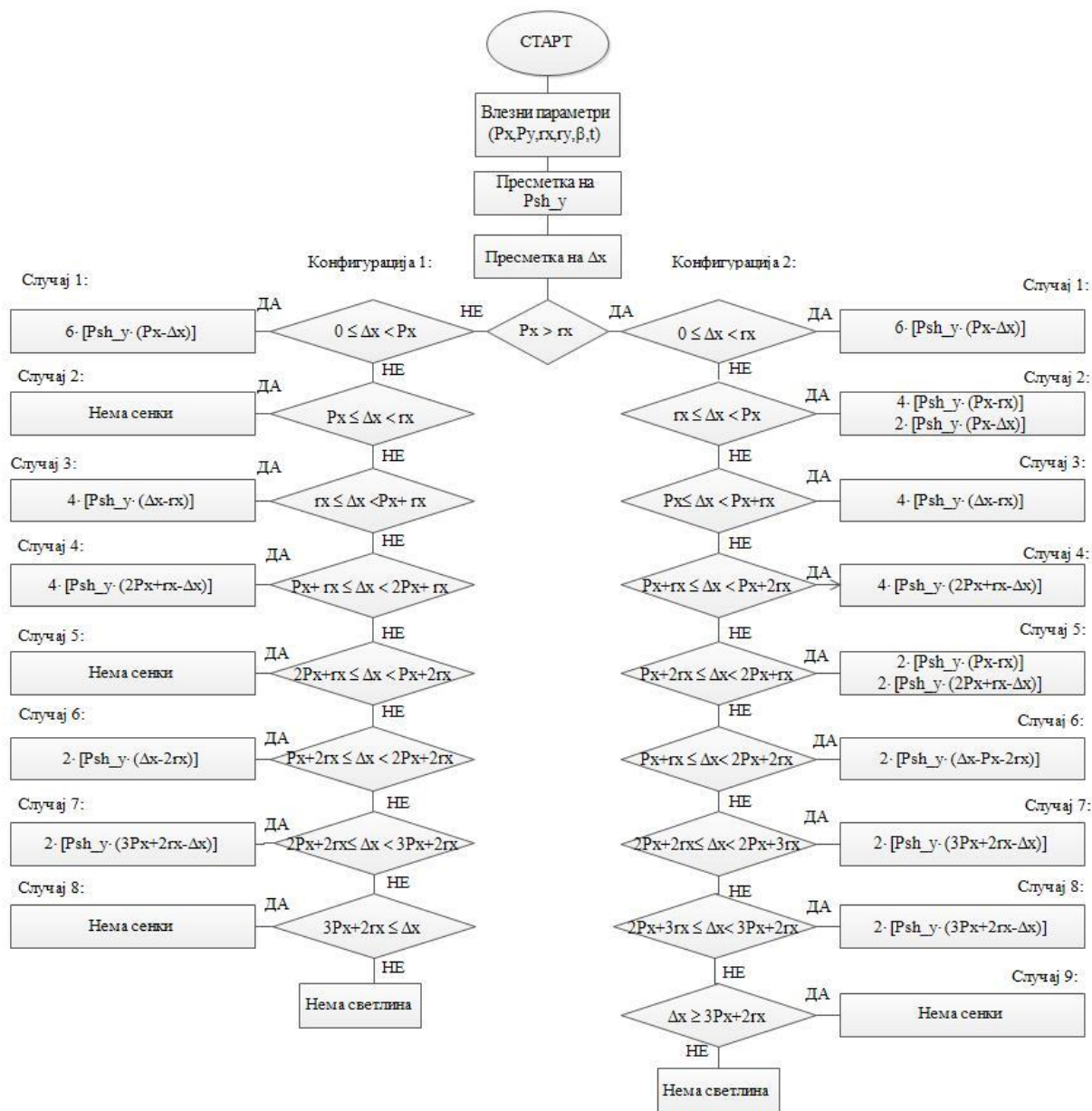
$$S_{dif} = P_{sh} = \left\{ \begin{array}{l} 6 \cdot [(P_x - \Delta x) \cdot P_{shy}], \text{ случај 1} \\ 4 \cdot [(P_x - r_x) \cdot P_{shy}] + 2 \cdot [(P_x - \Delta x) \cdot P_{shy}], \text{ случај 2} \\ 4 \cdot [(\Delta x - r_x) \cdot P_{shy}], \text{ случај 3} \\ 4 \cdot [(2 \cdot P_x + r_x - \Delta x) \cdot P_{shy}], \text{ случај 4} \\ 2 \cdot [(P_x - r_x) \cdot P_{shy}] + 2 \cdot [(2 \cdot P_x + r_x - \Delta x) \cdot P_{shy}], \text{ случај 5} \\ 2 \cdot [(\Delta x - P_x - 2 \cdot r_x) \cdot P_{shy}], \text{ случај 6} \\ 2 \cdot [(3 \cdot P_x + 2 \cdot r_x - \Delta x) \cdot P_{shy}], \text{ случај 7} \\ 2 \cdot [(3 \cdot P_x + 2 \cdot r_x - \Delta x) \cdot P_{shy}], \text{ случај 8} \\ 0, \text{ случај 9} \end{array} \right\} \quad (4.24)$$

Површината изложена на директно сончево зрачење S_{dir} се пресметува со следната равенка:

$$S_{dir} = 9 \cdot P_x \cdot P_y - S_{dif} \quad (4.25)$$

Сите погоре опишани случаи за конфигурација 1 и конфигурација 2 претставуваат дел од алгоритмот за пресметување на засенчени површини на одреден број фотоволтаични панели од дефинираната мрежа од 3x3 панели. Алгоритмот за

пресметување на бројот на засенчени површини на фотоволтаичните панели е опишан со помош на дијаграм и е прикажан на слика 4.23. Овој алгоритам може да се прошири и генерализира за мрежа од фотоволтаични панели составена од $M \times N$ панели.



Слика 4.23 Алгоритам за одредување на засенчени површини

5. Модел на сончево зрачење

Количеството на сончева енергија за единица време, кое паѓа на единица површина која е нормална на правецот на движење на сончевите зраци, надвор од атмосферата, се нарекува сончева константа G_{sc} . Ова количество на сончево зрачење е тешко да се измери од површината на Земјата поради ефектот на атмосферата. Методот за определување на ова количество сончево зрачење е поставен во 1881 година од страна на Ленгли (Langley) [60-63]. Тој го дал своето име на единицата мерка – ленгли на минута (Langleys per minute). Во SI системот оваа величина се мери во единицата ват на метар квадратен (W/m^2).

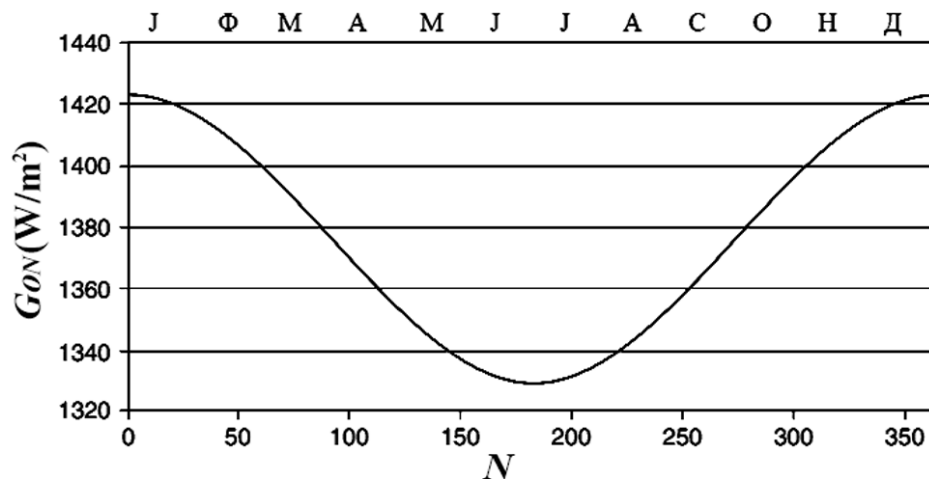
Кога Сонцето е најблиску до Земјата, на 3 јануари, густината на сончево зрачење на надворешниот дел од атмосферата има вредност околу $1400 W/m^2$. Кога Сонцето е најдалеку од Земјата, на 4 јули, густината на сончево зрачење, има вредност околу $1330 W/m^2$.

Во текот на годината, екстратерестричното зрачење измерено на површина нормална на зрачењето, на N -тиот ден од годината, G_{ON} , варира помеѓу границите прикажани на слика 5.1.

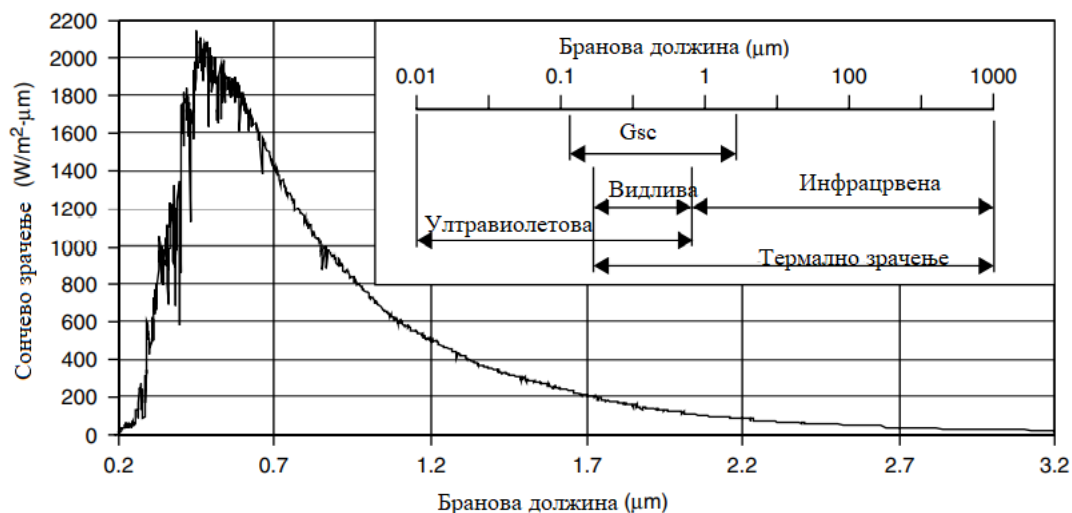
$$G_{ON} = G_{SC} \left[1 + 0,033 \cos \left(\frac{360N}{365} \right) \right] \quad (5.1)$$

каде што G_{ON} е екстратерестрично зрачење измерено на површина нормална на зрачењето на N -тиот ден од годината изразено во единицата W/m^2 , а G_{sc} е сончева константа, изразена во W/m^2 .

Последната објавена вредност за сончевата константа G_{sc} е $1366,1 W/m^2$. Ова е усвоено во 2000–та година од страна на Американското друштво за тестирање и материјали (American Society for Testing and Materials- *ASTM*) [9].



Слика 5.1 Промена на екстратерестричното сончево зрачење G_{ON} во текот на годината [9]



Слика 5.2 Стандардната крива ја дава сончевата константа од $1366,1 \text{ W/m}^2$ и нејзината положба во електромагнетниот спектар на зрачење [9]

Кога површината е поставена паралелно на земјата, стапката на сончево зрачење, G_{OH} , за дадено време во годината е дадена со равенката:

$$G_{OH} = G_{ON} \cos(\Phi)$$

$$= G_{SC} \left[1 + 0,033 \cos\left(\frac{360N}{365}\right) \right] [\cos(L) \cos(\delta) \cos(h) + \sin(L) \sin(\delta)] \quad (5.2)$$

Вкупното сончево зрачење, H_O , во текот на денот може да се пресмета со интегрирање на претходната равенка (5.2) во периодот од изгревање и заоѓање на Сонцето.

Резултантната равенка е следна:

$$H_O = \frac{24 \cdot 3600 G_{SC}}{\pi} \left[1 + 0,033 \cos\left(\frac{360N}{365}\right) \right] \cdot \left[\cos(L) \cos(\delta) \sin(h_{SS}) + \frac{\pi h_{SS}}{180} \sin(L) \sin(\delta) \right] \quad (5.3)$$

каде што h_{SS} е часот на сончево заоѓање изразено во степени определен со равенка (3.15).

За да се пресмета екстратерестричното зрачење на хоризонтална површина I_O за период од еден час, изразот (5.2) треба да се интегрира во границите помеѓу часовните агли h_1 и h_2 , соодветно.

Оттаму, по интергирање на равенката (5.2) се добива равенката:

$$I_O = \frac{24 \cdot 3600 G_{SC}}{\pi} \left[1 + 0,033 \cos\left(\frac{360N}{365}\right) \right] \cdot \left[\cos(L) \cos(\delta) \sin(h_2 - h_1) + \left| \frac{\pi(h_2 - h_1)}{180} \right| \sin(L) \sin(\delta) \right] \quad (5.4)$$

За определување на вредностите на h_1 и h_2 може да се дефинира и друг временски период кој е различен од еден час.

5.1 Намалување на зрачење од атмосферата

Сончевото зрачење што доаѓа до земјината површина се намалува под екстратерестричното зрачење G_{ON} , бидејќи голем дел од него се расејува, се рефлектира назад или се апсорбира во атмосферата. Како резултат на атмосферската интеракција со сончевото зрачење, дел од првичните зраци се расфрлаат или остануваат ненасочени. Дел од овие расејани зраци доаѓаат до земјината површина од целиот небесен свод. Ова зрачење се нарекува дифузно зрачење. Сончевото зрачење кое поминува директно низ атмосферата се нарекува директно зрачење [64-68].

Инсолацијата претставува вкупно сончево зрачење кое паѓа на дадена површина на Земјата и е сума од дифузното зрачење и нормалната компонента на директното зрачење. Инсолацијата на било која точка на земјата зависи од:

1. дебелината на озонската обвивка;
2. растојанието поминато низ атмосферата за да се достигне таа точка;
3. количината на магла во воздухот (честички од прашина, водена пара и друго);
4. степен на покриеност од страна на облаците.

Земјата е опкружена со атмосфера која содржи различни гасовити честички, прашина, други ситни цврсти и течни честички, како и облаци од различни видови. Како што сончевото зрачење патува низ земјината атмосфера, електромагнетните бранови со многу мала должина, како што се X зраците и гама зраците, се апсорбираат во јоносферата на екстремно висока надморска височина. Брановите со релативно поголема должина, главно во ултравиолетовиот интервал, се апсорбираат од страна на озонската обвивка (O_3), лоцирана во интервал од 15 km до 40 km над земјината површина. Во пониските слоеви на атмосферата, делот од сончевото зрачење кое припаѓа на инфрацрвениот спектрален интервал се апсорбира од страна на водената пара и јаглеродниот диоксид. Во регионот на големи бранови должини бидејќи екстратерестричното зрачење е мало и апсорпцијата на вода H_2O и јаглерод диоксид CO_2 е голема, мал дел од сончевата енергија паѓа на земјината површина.

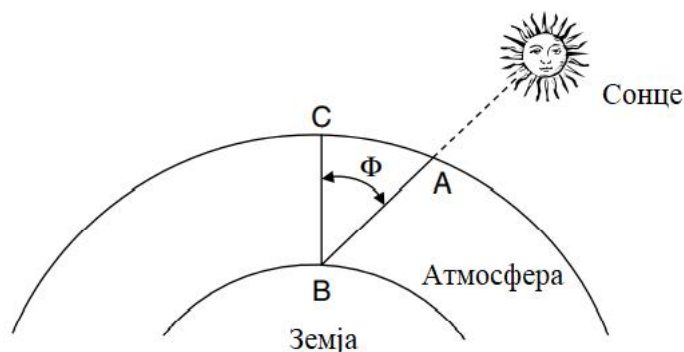
Затоа, сончевото зрачење се намалува за време на неговото поминување низ атмосферата пред да дојде до земјината површина. Намалувањето на интензитетот со зголемување на аголот на зенит на сонцето, генерално, се претпоставува дека е директно

пропорционално со зголемувањето на воздушната маса, претпоставка која смета дека атмосферата не треба да биде слоевита, земајќи ги во предвид апсорпцијата и расфрлањето на нечистотиите.

Степенот на намалување на сончевото зрачење, кое патува низ земјината атмосфера, зависи од должината на патот, како и од медиумот низ кој поминува. Во пресметките за сончево зрачење, една стандардна воздушна маса m се дефинира како должина на патека која се поминува при достигнување на нивото на морето, во моментот кога Сонцето се наоѓа во својот зенит (вертикална точка на набљудување). Воздушната маса зависи од аголот на зенит Φ (слика 5.3) и е дадена со равенката:

$$m = \frac{AB}{BC} = \frac{1}{\cos(\Phi)} \quad (5.5)$$

каде што AB е должината на патеката што ја поминува сончевото зрачење до надморска височина 0 , а BC е дебелината на атмосферата.



Слика 5.3 Дефиниција за воздушна маса

Вредностите на воздушната маса се добиваат во зависност од должината на патот на сончевото зрачење. На пример, на морско ниво кога Сонцето се наоѓа точно над главата, т.е. кога $\Phi = 0^\circ$, воздушната маса има вредност 1 , $m = 1$, кога $\Phi = 60^\circ$, воздушната маса има вредност 2 , $m = 2$. Воздушната маса надвор од земјината атмосфера има вредност 0 .

5.2 Вкупно сончево зрачење на наклонети површини

Најчесто фотоволтаичните панели не се поставуваат хоризонтално, туку се наклонети под некој агол во однос на земјината површина, со цел да се зголеми

количината на упадното сончево зрачење, а притоа да се намалат рефлeksiјата и косинусните загуби [73-80]. Поради тоа, дизајнерите на фотоволтаични панели имаат потреба од податоци за сончевото зрачење на таква наклонета површина, кои треба да се пресметаат од податоците за зрачењето кои се достапни само за хоризонтална површина.

Вкупната вредност на инсолацијата (сончеви часови) на копнена површина за дадена географска положба и време, зависи од ориентацијата и наклонот на површината.

На дадена рамна површина дел од сончевото зрачење се апсорбира G_{bt} , дел се расејува G_{dt} и дел се рефлектира од земјата G_{rt} , па така вкупното зрачење е дадено со следната равенка:

$$G_t = G_{bt} + G_{dt} + G_{rt} \quad (5.6)$$

каде што G_{bt} е директно сончево зрачење, G_{dt} е дифузно сончево зрачење и G_{rt} е рефлектирано сончево зрачење што паѓа на наклонета површина.

Како што е покажано на слика 5.4, интензитетот на сончеви зраци коишто директно паѓаат на наклонета површина е:

$$G_{bt} = G_{bn} \cdot \cos(\theta) \quad (5.7)$$

Додека, ако сончевите зраци директно паѓаат на хоризонтална површина, тогаш директната компонента на сончевото зрачење G_b се определува според равенката:

$$G_b = G_{bn} \cdot \cos(\Phi) \quad (5.8)$$

каде што:

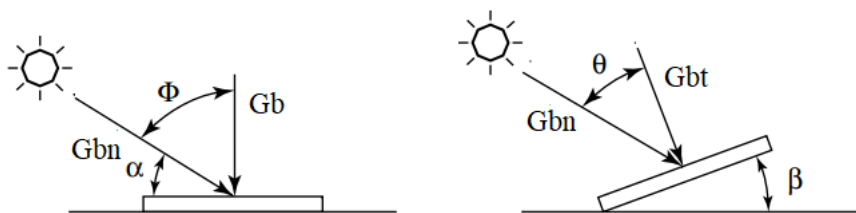
G_{bt} е директно сончево зрачење на наклонета површина, а G_b е директно сончево зрачење на хоризонтална површина (слика 5.4.).

Ако се поделат равенките (5.7) и (5.8) се добива следната равенка:

$$R_b = \frac{G_{bt}}{G_b} = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\Phi)} \quad (5.9)$$

каде што R_b е фактор на закосување на директно сончево зрачење. Членот $\cos\theta$ може да се пресмета од равенката (3.19), а $\cos\Phi$ од равенката (3.11). Компонентата на директно сончево зрачење за која било површина може да се пресмета со равенката:

$$G_{bt} = G_b \cdot R_b \quad (5.10)$$



Слика 5.4 Директно сончево зрачење на хоризонтална и наклонета површина

За фиксна површина свртена кон југ со агол на наклон β , факторот на закосување на директно сончево зрачење R_b е даден со равенката:

$$R_b = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\Phi)} = \frac{\sin(L-\beta) \cdot \sin(\delta) + \cos(L-\beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(h)}{\sin(L) \sin(\delta) + \cos(L) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(h)} \quad (5.11)$$

Претходната равенка може да се примени и за други површини, на пример, за површини кои ротираат константно во однос на оска во правец исток – запад.

За вакви површини кои ротираат, факторот на закосување R_b се пресметува со равенката:

$$R_b = \frac{\sqrt{1 - \cos^2(\delta) \cdot \sin^2(h)}}{\sin(L) \cdot \sin(\delta) + \cos(L) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(h)} \quad (5.12)$$

Многу модели го користат сончевото зрачење за наклонети површини. Прв таков модел е изотропниот модел на сончево зрачење (isotropic sky model) развиен од страна на Hottel и Woertz (1942) [69-71] и усовршен од страна на Lui и Jordan (1960) [9, 72]. Според овој модел, сончевото зрачење се пресметува на следниот начин:

Дифузното сончево зрачење G_d што доаѓа на хоризонтална површина е :

$$G_d = 2 \cdot \int_0^{2\pi} G_R \cdot \cos(\Phi) \cdot d\Phi = 2 \cdot G_R \quad (5.13)$$

каде што, G_R е дифузното зрачење од небото.

Дифузното сончево зрачење G_{dt} на наклонета површина е :

$$G_{dt} = \int_0^{\pi/2 - \beta} G_R \cos(\Phi) d\Phi + \int_0^{\pi/2} G_R \cos(\Phi) d\Phi \quad (5.14)$$

каде што β е аголот на наклон даден на слика 5.4.

Ако од равенката (5.13) се изрази G_R , $G_R = G_d/2$ и потоа се замени во равенката за дифузно сончево зрачење на наклонета површина (5.14), тогаш се добива следната равенка:

$$G_{dt} = \frac{G_d}{2} \cdot \int_0^{\pi/2 - \beta} \cos(\Phi) d\Phi + \frac{G_d}{2} = \frac{G_d}{2} \left[\sin\left(\frac{\pi}{2} - \beta\right) \right] + \frac{G_d}{2} = G_d \left[\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] \quad (5.15)$$

На сличен начин, се пресметува и рефлектираното зрачење од земјата, дадено со изразот $\rho_G(G_b + G_d)$, каде ρ_G претставува коефициент на рефлексија т.е. алbedo на земјата.

Рефлектираното зрачење односно G_{rt} компонентата од вкупното сончево зрачење се пресметува како:

$$\rho_G(G_b + G_d) = 2 \cdot \int_0^{2\pi} G_r \cos(\Phi) d\Phi = 2G_r \quad (5.16)$$

каде што G_r е рефлектирано зрачење од земјата.

Рефлектираното зрачење G_{rt} од земјата на наклонети површини е:

$$G_{rt} = \int_{\pi/2-\beta}^{\pi/2} G_r \cos(\Phi) d\Phi \quad (5.17)$$

Со комбинација на претходните равенки (5.16) и (5.17) се добива:

$$G_{rt} = \rho_G \cdot (G_b + G_d) \left[\frac{1-\cos(\beta)}{2} \right] \quad (5.18)$$

Ако се заменат равенките (5.18) и (5.15) во равенката (5.6), тогаш се добива равенката за вкупното сончево зрачење G_t што паѓа на наклонета површина:

$$G_t = R_b \cdot G_b + G_d \left[\frac{1+\cos(\beta)}{2} \right] + (G_b + G_d) \cdot \rho_G \left[\frac{1-\cos(\beta)}{2} \right] \quad (5.19)$$

Вкупното сончево зрачење што паѓа на хоризонтална површина G претставува сума од хоризонталните директно G_b и хоризонталното дифузно сончево зрачење G_d и е дадено со следната равенка:

$$G = G_b + G_d \quad (5.20)$$

Ако се поделат равенките (5.19) и (5.20), тогаш се добива равенката:

$$R = \frac{G_t}{G} = \frac{G_b}{G} R_b + \frac{G_d}{G} \left[\frac{1+\cos(\beta)}{2} \right] + \rho_G \left[\frac{1-\cos(\beta)}{2} \right] \quad (5.21)$$

каде што R е наречен тотален фактор на зрачење на закосување (total radiation tilt factor).

5.3 Модел на чисто небо

Предложениот модел на сончево зрачење т.е моделот на чисто небо (Clear-sky) го поедноставува контексот со претпоставка дека сите денови во годината се сончеви. Дури и во сончеви денови постои одредено дифузно зрачење како резултат на одбивање на директното зрачење од страна на молекулите во воздухот. Вкупното сончево зрачење претставува збир на директна, дифузна и рефлектирана компонента. Во овој модел рефлектираната компонента е незначителна за локации избрани во изолирани рурални области, па затоа се занемарува [37]. Ефектите на атмосферата при расејување и апсорбција на зрачење се променливи во зависност од временските и атмосферските услови, како и од промената на воздушната маса. Корисно е да се дефинира таканаречено „чисто небо“ и да се пресмета часовното и дневното зрачење што би се добиле на наклонета површина под стандардни тест услови. Hotel (1976) има претставено метод за одредување на зрачењето низ атмосферата користејќи ги зенитниот агол Φ , аголот на висина на сонце α и четири климатски типови. Атмосферската трансмисија за директното зрачење на τ_b е дефиниран како однос помеѓу директното сончево зрачење што паѓа нормално на хоризонтална површина G_b и директното сончево зрачење што паѓа директно на хоризонталната површина G_{bn} - G_b/G_{bn} (слика 5.4). Атмосферската трансмисија τ_b заедно со константите a_0 , a_1 , k се дадени со следните равенки:

$$\tau_b = a_0 \cdot r_0 + a_1 \cdot r_1 \cdot \exp\left(\frac{-k \cdot r_k}{\cos(\Phi)}\right) \quad (5.22)$$

$$a_0 = 0,4237 - 0,00821 \cdot (6 - nm)^2 \quad (5.23)$$

$$a_1 = 0,5055 - 0,00595 \cdot (6.5 - nm)^2 \quad (5.24)$$

$$k = 0,2711 - 0,01858 \cdot (2 - nm)^2 \quad (5.25)$$

Факторите за корекција r_0 , r_1 и r_k се применуваат во константите a_0 , a_1 , nm за да ги претстават климатските промени за различни географски ширини. Факторите за корекција r_0 , r_1 и r_k се дадени во табела 5.1.

Табела 5.1 Фактори за корекција

Климатски тип	r_0	r_1	r_k
Тропски	0,95	0,98	1,02
Средни ширини-летни	0,97	0,99	1,02
Арктички-летни	0,99	0,99	1,01
Средни ширини-зимски	1,03	1,01	1,00

каде што nm е надморска височина за одредена географска положба изразена во километри.

Според Clear-sky моделот директното нормално зрачење G_{bn} се пресметува како:

$$G_{bn} = G_{ON} \cdot \tau_b \quad (5.26)$$

Факторот τ_d го одредува количеството дифузно зрачење во еден сончев ден на иста местоположба и е даден со равенката:

$$\tau_d = 0.271 - 0.294 \cdot \tau_b \quad (5.27)$$

Дифузното нормално зрачење според Clear-sky моделот се пресметува со равенката:

$$G_{dn} = G_{ON} \cdot \tau_d \quad (5.28)$$

Директното сончево зрачење се менува во текот на денот и се пресметува врз основа на равенката:

$$G_b = G_{bn} \cos \theta, \quad (5.29)$$

каде што членот $\cos \theta$ е даден со равенката (3.19).

Дифузното сончево зрачење е дадено со равенката:

$$G_d = G_{dn} \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (5.30)$$

Вкупното сончево зрачење кое паѓа на наклонета површина G_t на m^2 панел е дадено со равенката:

$$G_t = G_{bn} \cos \theta + G_{dn} \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (5.31)$$

каде што θ е инцидентен агол, G_{bn} е директно нормално сончево зрачење, G_{dn} е дифузно нормално сончево зрачење и β е агол на наклон на фотоволтаичните панели.

Моделите на сончево зрачење се неопходни и од основно значење за предвидување на средното дневно, месечно и годишно сончево зрачење (вклучувајќи директна и дифузна компонента на сончево зрачење).

По пресметувањето на сончевите параметри за одредување на сончевата положба, геометријата на сенките (вкупната површина од панелите изложена на директно сончево зрачење S_{dir} и вкупната површина изложена на дифузно сончево зрачење S_{dif}) и сончевото зрачење може да се пресмета моментната моќност P_i на целата електрана во секој момент во денот со следната равенка:

$$P_i = (G_b \cdot S_{dir} + G_d \cdot S_{dif}) \cdot \eta \quad (5.32)$$

Производството на електрична енергија на дневно ниво може да се пресмета како:

$$E = \int_0^{interval} P_i \cdot di \quad (5.33)$$

6. Софтвер за енергетска анализа на фотоволтаична мрежа

Во овој дел е опишана имплементацијата на сите досегашни дефинирани модели и методи кои се користат за пресметување на моќноста, како и пресметување за вредностите на произведената електрична енергија. Моделот на сончева положба, моделот на сенка и моделот на сончево зрачење, т.н модел на чисто небо (Clear-sky) се меѓусебно поврзани и имплементирани во апликативниот софтвер за енергетска анализа на фотоволтаична мрежа од 3x3 панели. Со помош на овој софтвер може да се пресмета моментна моќност и кумулативната енергија за даден период (ден, месец, година итн.).

Софтверот е имплементиран во VS (Visual Studio). Сите алгоритми кои се користат во софтверот се опишани со помош на дијаграми.

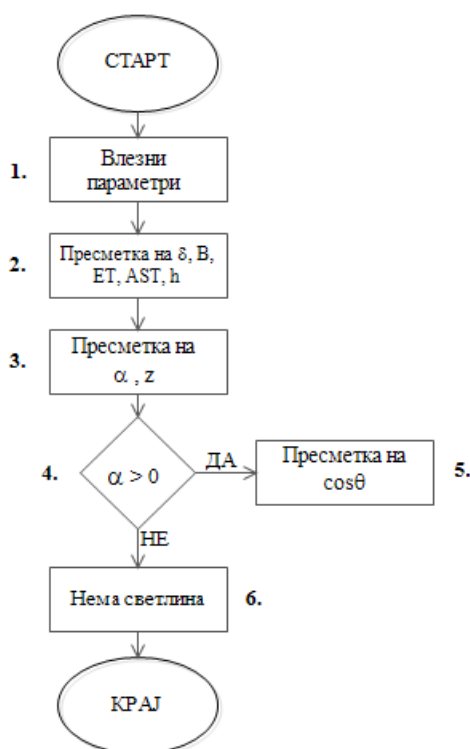
Влезните параметри кои се користат во софтверот се дадени во табела 6.1.

Табела 6.1 Влезни параметри во софтверот за енергетска анализа

Влезни параметри	Симбол
Географска ширина (°)	L
Географска должина (°)	LOD
Ден во годината	$N (1 - 365)$
Локално стандардно време во денот (min)	LMT
Ширина на панел (m)	P_x
Должина на панел (m)	P_y
Ефикасност на панел (PV конверзија)	η
Агол на наклон на панелот (°)	β
Азимутен агол на ориентација на панелот (°)	azp
Растојание помеѓу редиците (m)	r_y
Растојание помеѓу колоните (m)	r_x
Надморска височина (km)	nm
Временски интервал за интегрирање на енергија (min)	Δt

Моделот на сончева положба ја опишува точната положба на Сонцето во даден момент од времето во однос на геоположбата на фотоволтаичната мрежа. Геометријата и параметрите на сончева положба се пресметуваат со равенките дадени во Глава 3.

Согласно наведените равенки (3.1-3.19) е развиен следниот алгоритам за пресметување на сончевите агли (слика 6.1) кои се од круцијално значење за анализата што следи. Алгоритмот ги зема во предвид следните параметри: геоположбата на фотоволтаичната мрежа: (географската ширин L и географската должина LOD), денот во годината N и моментот во денот LMT и врз основа на нив се пресметуваат геометриските релации. Врз основа на овие релации се пресметуваат параметрите на сончева положба: аголот на сончева висина α , аголот на сончев азимут z и инцидентниот агол θ .



Слика 6.1 Алгоритам за опишување на сончевата положба

Алгоритмот кој го опишува моделот на сончева положба е даден во следните неколку чекори:

Чекор 1: Се внесуваат влезните параметри за географската положба (L и LOD), ден во годината N и локалното стандардно време LMT изразена во минути.

Чекор 2: Се пресметуваат параметрите: равенка на време (ET и B), очигледното сончево време AST , агол на деклинација δ , часовен агол h согласно равенките (3.1), (3.2), (3.5) и (3.8) соодветно.

Чекор 3: Откако ќе се пресметаат сончевите параметри од чекор 2, се пресметуваат аголот на висина на сонцето α и аголот на сончев азимут z согласно равенките (3.11) и (3.12) соодветно.

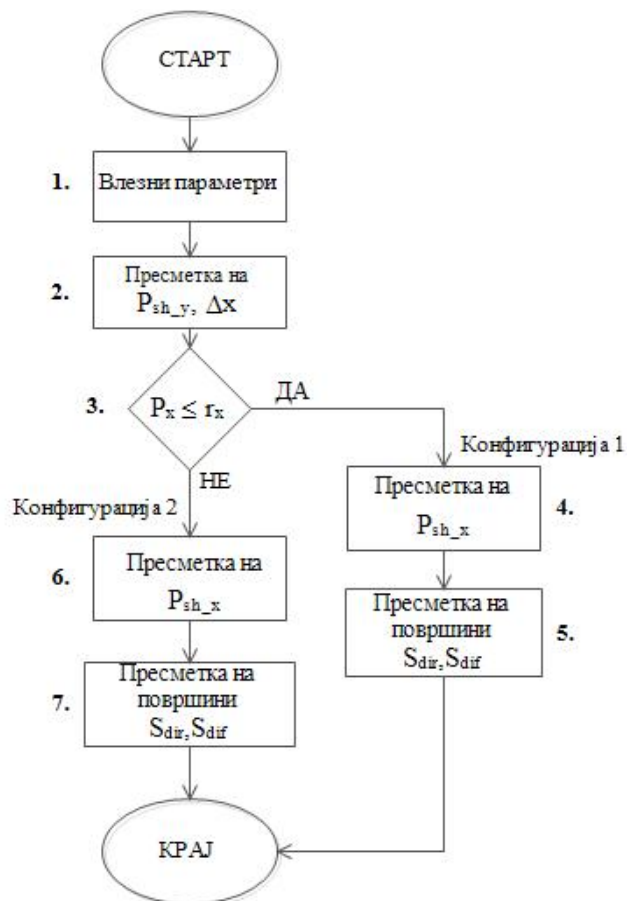
Чекор 4: Се проверува дали е ден ($\alpha > 0$) и ако е исполнет овој услов, се оди на чекор 5.

Чекор 5: Пресметка на инцидентниот агол θ . Инцидентниот агол се пресметува според равенката (3.19).

Чекор 6: Доколку условот ($\alpha > 0$) не е исполнет, тогаш нема светлина (не е ден) и во тој случај не се пресметува инцидентниот агол.

По одредување на параметрите кои ја опишуваат сончевата положба може да се примени моделот на сенка кој е детално опишан во Глава 4. Моделот на сенка ги зема предвид сончевите агли (α и z), геометријата на панелот (P_x и P_y) и геометријата на мрежата (r_x, r_y, β и azp) и врз основа на нив ја утврдува вкупната осветлена површина S_{dir} на мрежата и вкупната засенчена површина S_{dif} . Алгоритмот предвидува две конфигурации на меѓусенчење зависно од односот на ширината на панелот P_x и растојанието помеѓу колоните r_x . Засенчените површини S_{dif} за двете конфигурации се пресметуваат според равенките (4.23) и (4.24), соодветно, а директно осветлената површина S_{dir} е дадена со равенката (4.25).

Моделот на сенка е детално опишан и прикажан на слика 4.23. Стандардниот модел на сенка кај мрежа од фотоволтаични панели со чија помош можат да се пресметаат површината под сенка S_{dif} и површината којашто е директно изложена на сонце е опишан и даден во поедноставна форма на слика 6.2.



Слика 6.2 Алгоритам за одредување на површини S_{dir} и S_{dif}

Чекор 1: Влезни параметри се резултатните параметри од моделот на сончева положба (α и z) и додатни се параметрите кои се однесуваат на геометријата на панелите и геометријата на фотоволтаичната мрежа. Тие параметри се следните: ширина и должина на панелот (P_x и P_y), растојанијата помеѓу редиците и колоните (r_y и r_x), аголот на наклон на панелите β и азимутниот агол на ориентација на панелите azp во дефинираната фотоволтаична мрежа.

Чекор 2: Од елементите на сенка, најпрво се пресметува должината на преклопната сенка што паѓа на даден панел P_{sh_y} (Слика 4.3). Должината на преклопната сенка P_{sh_y} претставува преклопување на сенката во должина помеѓу редовите. Клучен параметар во одредување на P_{sh_y} е аголот на сончева висина α (равенка (4.1)). Потоа, се пресметува хоризонталното поместување на сенката Δx врз основа на азимутниот агол Z согласно равенката (4.3).

Чекор 3: Се споредуваат ширината на панелот P_x со растојанието помеѓу колоните r_x . Ако е исполнет условот ($P_x \leq r_x$), тогаш следуваат пресметки кои се однесуваат на конфигурација 1 (чекор 4 и чекор 5).

Чекор 4: По пресметување на Δx , се пресметува ширината на сенката Psh_x , соодветно на случајот на кој припаѓа. Се пресметува Psh_x во зависност од случаите кои се опишани со равенките од (4.6) до (4.13).

Чекор 5: На крај, се пресметува вкупната засенчена површина на панелите $Sdif$ (равенка 4.23). Потоа, познавајќи ја вкупната $Sdif$, се пресметува директно осветелената површина $Sdir$ (равенка 4.25).

Чекор 6: Доколку не е исполнет условот ($P_x \leq r_x$), тогаш следуваат пресметки кои се однесуваат на конфигурација 2. Текот на пресметки за оваа конфигурација е ист како и за конфигурација 1. Се пресметува ширината на сенка на даден панел Psh_x во зависност од случаите кои се опишани со равенките од (4.14) до (4.22).

Чекор 7: На крај, се пресметува вкупната засенчена површина на панелите $Sdif$ и вкупната осветлена површина $Sdir$.

Со познавање на површините $Sdir$ и $Sdif$ може да се направи аналитичка проценка на енергетските аспекти на фотоволтаичната мрежа со моделот на сончево зрачење (Clear-sky model) [37]. Овој модел е опишан со помош на алгоритмот за пресметување на сончевото зрачење и моментна моќност P_i прикажан на слика 6.3.



Слика 6.3 Алгоритам за пресметување на сончевото зрачење и моќност

Чекор 1: Се внесуваат сите влезни параметри од табела 6.1. Покрај досега внесените параметри во претходните модели како нови влезни параметри во овој модел се површините под директно зрачење S_{dir} и површините под дифузно зрачење S_{dif} .

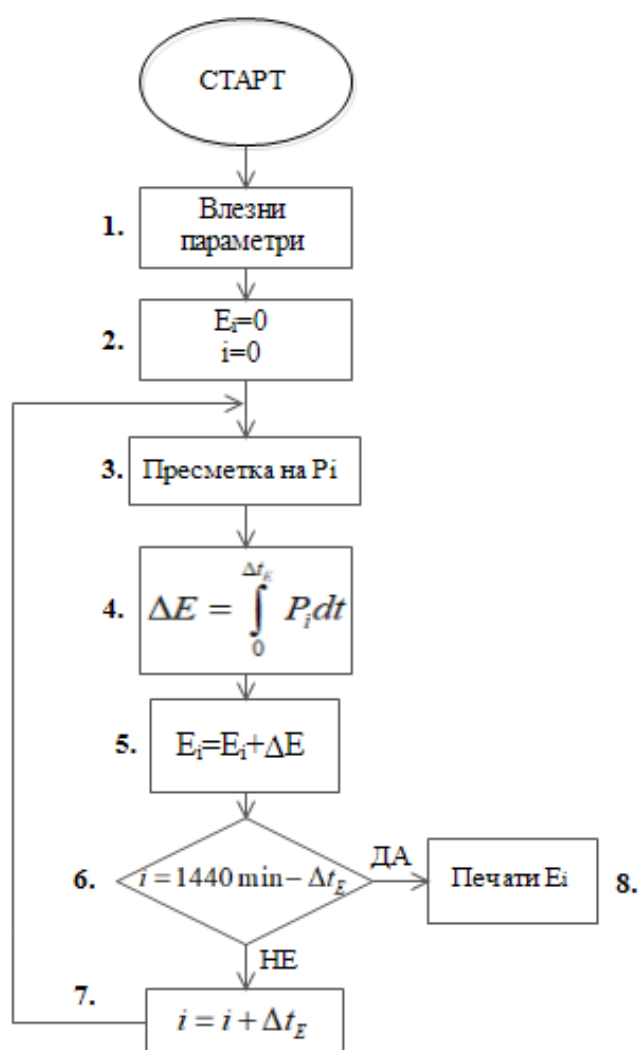
Чекор 2: Се пресметуваат сите константи a_0 , a_1 , k , τ_b , τ_d со помош на равенките (5.23), (5.24), (5.25), (5.22) и (5.27) соодветно.

Чекор 3: Врз основа на равенките за екстратерестричното G_{ON} , директно G_b и дифузно сончево зрачење G_d дадени со равенките (5.1), (5.29) и (5.30) се пресметуваат двете компоненти на сончевото зрачење: директното сончево зрачење G_b и дифузното сончево зрачење G_d .

Чекор 4: По пресметката на G_b и G_d се пресметува излезната моќност P_i на дефинираната фотоволтаична мрежа во даден временски момент. Моментната моќност P_i се пресметува врз основа на равенката за моќност (5.32).

6.1 Аналитички софтвер за пресметување на енергија и оптимални параметри на мрежата

Пресметката на моментната моќност овозможува пресметка на кумулативна произведена енергија во даден временски период (ден, месец, година итн.). Алгоритмот за одредување на вредноста на енергијата на дневно ниво E_i е даден на слика 6.4. (со $\Delta t_E = 15 \text{ min}$).



Слика 6.4 Алгоритам за пресметка на енергија на дневно ниво E_i

Чекор 1: Се внесуваат сите влезни параметри од табела 6.1.

Чекор 2: Следи иницијализација на параметрите E_i и бројачот i .

Чекор 3: Се пресметува моќноста на почетокот на секој интегрирачки интервал P_i .

Чекор 4: Интегрирање на енергијата ΔE во временскиот интервал Δt_E .

Чекор 5: Пресметка на енергијата E_i .

Чекор 6: Со условот ($t=1440 \text{ min} - \Delta t_E$) се проверува дали денот е завршен. Ако е исполнет овој услов, се оди на чекор 8. (Еден ден има 1440 минути).

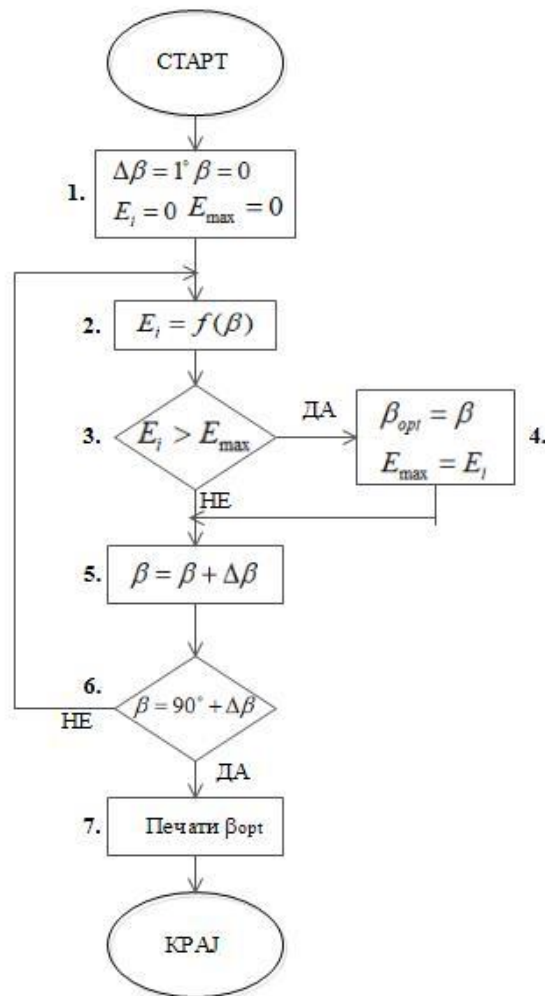
Чекор 7: Ако не е исполнет условот, тогаш се зголемува бројачот за Δt_E и се оди на чекор 3.

Чекор 8: Печатење на енергијата на дневно ниво E_i .

За добивање на енергија на месечно ниво се пресметува енергијата за секој ден N поединечно и се собираат. На пример: вредноста на N се менува од 1-31 за месец јануари, од 32-60 за месец февруари, од 61-92 за месец март итн. Енергијата на годишно ниво се добива со пресметка на енергијата за секој ден почнувајќи од првиот ден во годината $N=1$ до последниот ден $N=365$. Откако ќе се пресметаат сите енергии за 365 дена во годината, се собираат и се добива енергијата на годишно ниво.

Пресметката на енергија е фундаментална за прецизно одредување на оптималните параметри на фотоволтаичната мрежа: агол на наклон β_{opt} и растојанијата (opt_{rx} и opt_{ry}) помеѓу фотоволтаичните панели.

Оптималната дневна инклинација на панелите β_{opt} е онаа за која панелите произведуваат максимална енергија на дневно ниво при оптимална ориентација на панелите ($azp=0^\circ$) кон локално пладне. Алгоритмот за одредување на оптимален агол на наклон β_{opt} е даден на слика 6.5.



Слика 6.5 Алгоритам за одредување на оптимален агол на наклон β_{opt}

Чекор 1: Иницијализација на параметрите ($\beta=0$, $\Delta\beta=1^\circ$, $E_i=0$, $E_{max}=0$).

Чекор 2: Пресметка на енергија на дневно ниво E_i за тековниот агол на наклон β .

Чекор 3: Се проверува дали тековно добиената енергија E_i е поголема од максималната енергија на дневно ниво E_{max} ($E_i > E_{max}$).

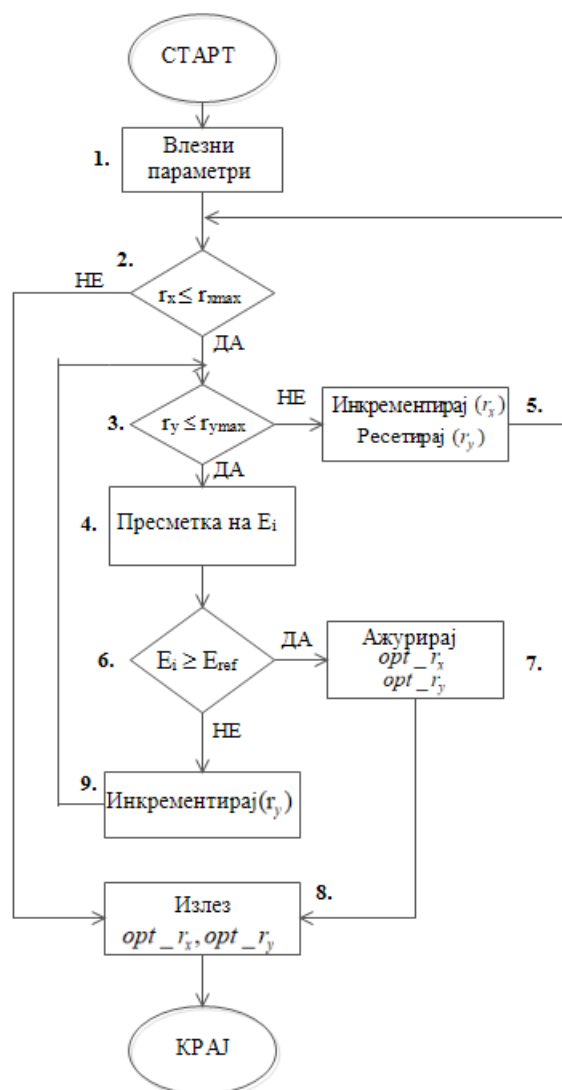
Чекор 4: Ако е добиена поголема енергија E_i , тогаш тековната енергија E_i станува максимална E_{max} и тековниот агол на наклон β станува оптимален β_{opt} .

Чекор 5: Ако не е исполнет условот ($E_i > E_{max}$), тогаш се оди на инкрементирање на аголот на наклон β за чекор $\Delta\beta$ и се оди на чекор 6.

Чекор 6: Ако е исполнет условот ($\beta=90+\Delta\beta$), тогаш алгоритмот престанува да бара и последна добиена вредност β_{opt} е бараната вредност, а доколку не е исполнет услов, тогаш се повторува чекор 2.

Чекор 7: Пронајден е оптимален агол на наклон на панелите и се печати β_{opt} .

Оптималните растојанија opt_rx и opt_ry се оние за кои мрежата при оптимален дневен агол на наклон β_{opt} и допуштено меѓусенчење произведува енергија барем еднаква на некоја предефинирана референтна енергија. Притоа, растојанијата помеѓу колоните r_x и растојанијата помеѓу редиците r_y се движат во интервалот до надминување на меѓусенчењето. Алгоритам за одредување на оптимални растојанија помеѓу колоните opt_rx и растојанија помеѓу редиците opt_ry на слика 6.6.



Слика 6.6 Алгоритам за пресметка на оптимални растојанија (opt_rx и opt_ry)

Чекор 1: Покрај влезните параметри кои беа внесени во претходните модели, додатно како нов влезен параметар се внесува оптималниот агол на наклон β_{opt} .

Чекор 2: Растојанието помеѓу колоните r_x се менува од 0 до r_{xmax} . Ако е исполнет условот ($r_x \leq r_{xmax}$) се оди на чекор 3. Доколку, истиот не е исполнет тогаш се оди на чекор 8.

Чекор 3: Растојанието помеѓу редиците r_y се менува од 0 до r_{ymax} . Ако е исполнет условот ($r_y \leq r_{ymax}$) се оди на чекор 4. Доколку, истиот не е исполнет, тогаш се оди на чекор 5.

Чекор 4: Се пресметува енергија E_i за специфичен ден N и референтна енергија за ден 21 декември ($N = 355$).

Чекор 5: Следи ресетирање на r_y и се инкрементира r_x со чекор 0,1.

Чекор 6: Се споредува добиената енергија E_i за тој ден со референтната енергија E_{ref} . Доколку е исполнет условот ($E_i \geq E_{ref}$) се оди на чекор 7, а во спротивно се оди на чекор 9.

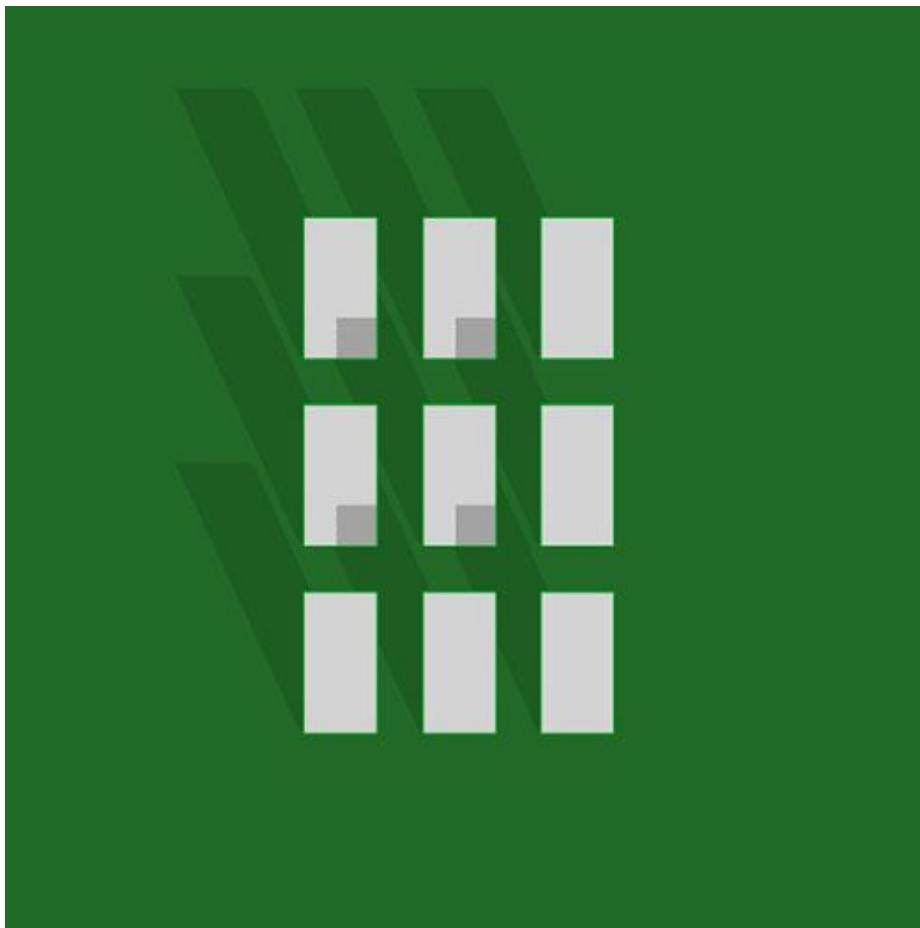
Чекор 7: Се ажурираат добиените оптимални растојанија opt_{rx} и opt_{ry} .

Чекор 8: На крај се печатат оптималните растојанија opt_{rx} и opt_{ry} .

Чекор 9: Се инкрементира r_y .

7. Резултати и дискусија

Софтверот опишан во претходната глава овозможува енергетски анализи за дефинираната фотоволтаична мрежа и компаративни анализи во однос на нејзините суштински параметри. Фотоволтаичната мрежа од 3x3 панели е дефинирана со геометријата на панелите: ширина P_x и должина P_y на фотоволтаичните панели и геометријата на фотоволтаичната мрежа: растојанијата помеѓу редиците r_y и колоните r_x , како и аголот на нивниот наклон β (слика 7.1).



Слика 7.1 Приказ на фотоволтаичната мрежа 3x3

Софтверот ги претпоставува следните апроксимации:

- Мрежата е правоаголна површина, а фотоволтаичните панели се фиксирани според пладне (12h) свртени кон југ (северна хемисфера).
- Ширината на сенка е приближно еднаква на ширината на панелот P_x бидејќи не постои негова инклинација во правец исток-запад и сончевите зраци се сметаат за паралелни. Ова важи за делот од денот кога сончевото зрачење е значително. Ширината на сенката P_{sh_x} во раните утрински часови и доцните попладневни часови се стеснува и отстапува од ширината на панелот P_x , но во тие периоди производството на енергија е занемарливо и не влијае на енергетскиот биланс;
- За дадена географска положба, моментниот правец на сенката се определува преку аголот на сончев азимут z , а моментната должина на сенката преку аголот на сончевата висина α .
- Ако се занемари дебелината на фотоволтаичните панели, сенката што паѓа од даден панел на тој зад него има правоаголна површина.
- Панелите се ситно сегментирани така што целата осветлена површина S_{dir} може да произведува електрична енергија (нема заштитно исклучување на крупни делови од панелот поради засенување).

Фундаментална примена на опишаниот софтвер е пресметување на моментната вредност на моќноста P_i на фотоволтаичната мрежа во даден момент дадена со равенката:

$$P_i = (G_b \cdot S_{dir} + G_d \cdot S_{dif}) \cdot \eta \quad (5.32)$$

Илустрација на пресметките на вредноста за моќноста P_i на фотоволтаичната мрежа е направена за географската положба на Скопје, за денот 10 јануари. Влезните параметри на софтверот се дадени во табела 7.1.

Табела 7.1 Влезни параметри за пресметување на моќноста P_i на фотоволтаичната мрежа поставена во Скопје

Влезни параметри	Симбол	Тест на вредност
Географска ширина	L (°)	42
Географска должина	LOD (°)	21,43
Ден во годината	N	10
Локално стандардно време во денот	LMT (min)	0 - 1440
Ширина на фотоволтаичен панел	P_x (m)	1
Должина на фотоволтаичен панел	P_y (m)	1,64
Ефикасност на панелот (PV конверзија)	η (%)	20
Агол на наклон на панелот	β (°)	15
Азимутен агол на ориентација на панелот	azp (°)	0
Растојание помеѓу редиците	r_y (m)	0,5
Растојание помеѓу колоните	r_x (m)	0,5
Надморска височина	nm (km)	0,3
Временски интервал за интегрирање на енергија	Δt_E (min)	15

Влезните параметри што се внесуваат во софтверот за анализа на фотоволтаичната мрежа се следниве: ширина P_x и должина на панелот P_y , ефикасност на панелот η , агол на наклон на панелот β , азимутен агол на ориентација на панелот azp , надморска височина nm и временски интервал за интегрирање на енергија Δt_E .

Моделот за положба на Сонце ги зема предвид геоположбата односно географска ширина L , географска должина LOD , ден N и време во денот LMT и како резултат ги дава аголот на сончева висина α и сончевиот азимут z . На пример, за 10 јануари во временски момент $t=720$ min (локално пладне 12h) аголот на сончева висина α изнесува $25,28^\circ$ и аголот на сончев азимут z изнесува $4,71^\circ$.

Моделот на сенка ги зема предвид аголот на сончева висина α , азимутниот агол z , геометријата на панелот: ширина P_x и должина на панелот P_y и геометријата на мрежата: агол на наклон на панелот β и азимутниот агол на ориентација на панелите azp во тој момент ($t=720$ min) и ги пресметува површините изложени на директно сончево зрачење S_{dir} и површините изложени на дифузно сончево зрачење S_{dif} . Добиените вредности за овие површини се следните: $S_{dir}=13,51$ m², $S_{dif}=1,25$ m².

Моделот на сончево зрачење (Clear-sky) за истата геоположба за надморска височина од 0,3 km ($nm=0,3$ km) ги определува константите a_0 , a_1 и κ , како и факторите за атмосферска трансмисија на директното сончево зрачење τ_b и дифузното сончево зрачење τ_d дадени со равенките (5.22-5.25) и (5.27). Овој модел како резултат ги дава директното сончево зрачење G_b и дифузното сончево зрачење G_d кои се определени со равенките (5.29) и (5.30). Во избраниот временски момент ($t=LMT=720$ min), вредноста на директното сончево зрачење G_b изнесува $305,32$ W/m², а на дифузното сончево зрачење G_d изнесува $240,83$ W/m².

По одредување на површините изложени на директно сончево зрачење S_{dir} , површините изложени на дифузно сончево зрачење S_{dif} , директното сончево зрачење G_b и дифузното сончево зрачење G_d , се пресметува моментната моќност P_i на фотоволтаичната мрежа согласно равенката (5.32).

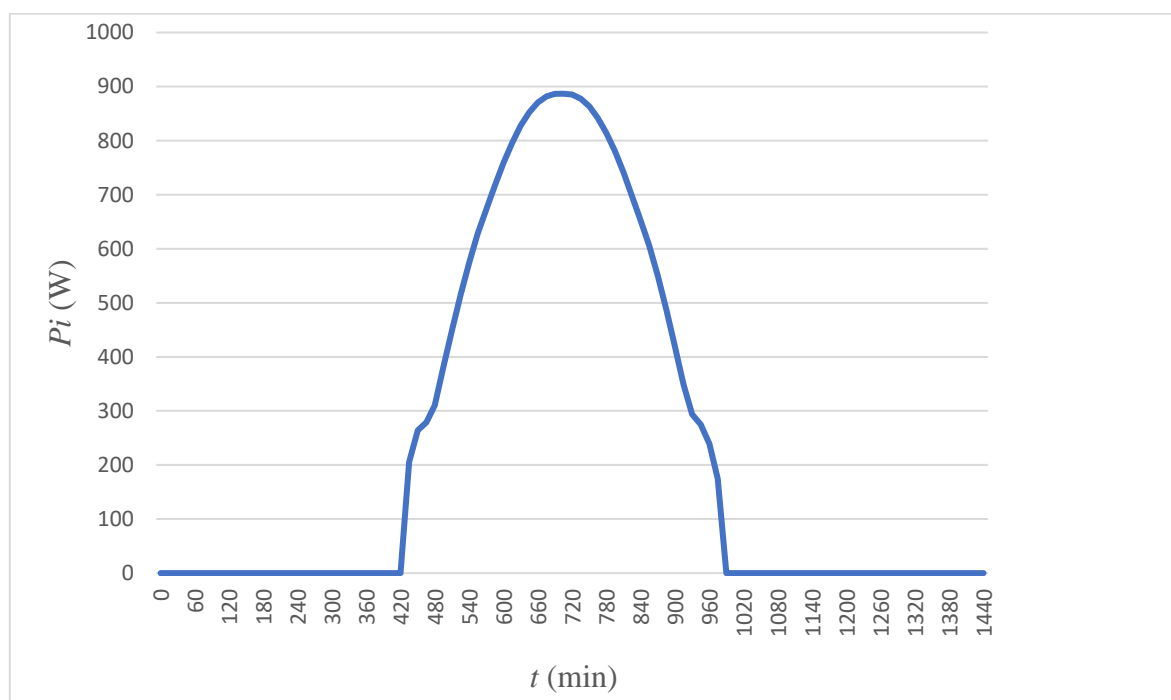
Во табела 7.2 се дадени пресметките за аголот на сончева висина α , азимутниот агол z вкупната површина изложена на директно сончево зрачење S_{dir} , вкупната површина изложена на дифузно сончево зрачење S_{dif} и моќноста P_i за ден 10 јануари на географска положба Скопје.

Табела 7.2 Вредности за аголот α , азимутот z , вкупна осветлена површина S_{dir} , вкупна засенчена површина S_{dif} и моќноста P_i во зависност од времето t за ден 10 јануари

t (min)	α (°)	z (°)	S_{dir} (m ²)	S_{dif} (m ²)	P_i (W)
435	1,24	-58,36	12,93	1,83	205,63
450	3,58	-55,79	12,46	2,30	264,15
465	5,85	-53,14	13,13	1,63	279,05
480	8,04	-50,43	13,83	0,93	310,31
495	10,14	-47,62	13,65	1,11	381,43
510	12,15	-44,73	13,49	1,27	449,34
525	14,06	-41,75	13,23	1,53	515,32
540	15,86	-38,67	13,00	1,76	575,11
555	17,54	-35,50	12,90	1,86	627,78
570	19,09	-32,22	13,38	1,38	672,58
585	20,51	-28,85	13,77	0,99	717,02
600	21,78	-25,38	14,06	0,70	759,11
615	22,89	-21,82	14,01	0,75	795,97
630	23,85	-18,18	13,98	0,78	827,08
645	24,63	-14,46	13,95	0,81	852,33
660	25,24	-10,69	13,80	0,96	870,31
675	25,66	-6,87	13,62	1,14	881,61
690	25,90	-3,01	13,43	1,33	886,68
705	25,96	0,85	13,32	1,44	886,83
720	25,82	4,71	13,51	1,25	885,21
735	25,50	8,55	13,70	1,06	877,41
750	24,99	12,35	13,88	0,88	863,37
765	24,31	16,10	13,96	0,80	841,96
780	23,45	19,79	13,99	0,77	814,12
795	22,42	23,39	14,03	0,73	780,47
810	21,24	26,91	13,95	0,81	741,02
825	19,90	30,34	13,61	1,15	697,66
840	18,43	33,67	13,18	1,58	652,79
855	16,82	36,90	12,91	1,85	605,64
870	15,08	40,04	13,09	1,67	549,73
885	13,23	43,07	13,37	1,39	486,51
900	11,28	46,01	13,55	1,21	420,18
915	9,23	48,87	13,75	1,01	349,69
930	7,08	51,63	13,55	1,21	293,57
945	4,86	54,32	12,74	2,02	274,69
960	2,56	56,93	12,63	2,13	239,21
975	0,19	59,47	13,26	1,50	174,63

Во табелата 7.2 пресметките за гореспоменатите добиени резултати се направени за делот од деноноќието кога е ден, односно кога се исполнети условите аголот на сончева висина $\alpha > 0$ и азимутниот агол $|z| < 90^\circ$. Пресметките се направени на секој временски интервал Δt_E во текот на денот 10 јануари.

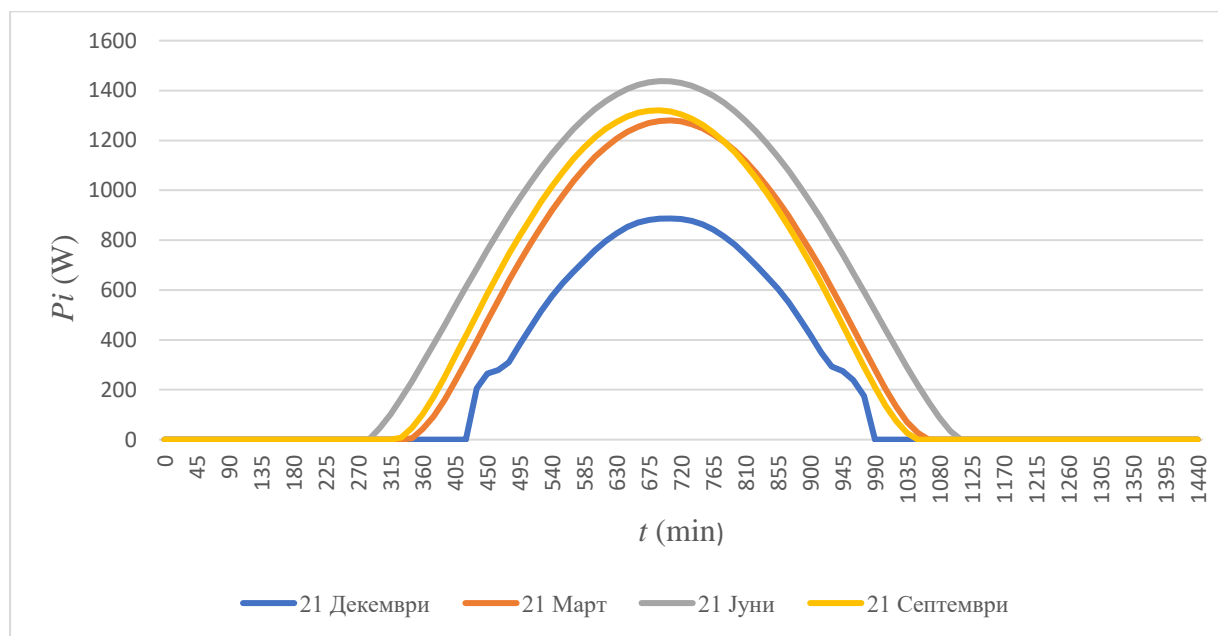
Врз основа на добиените вредности за моќноста на панелите P_i дадени во табела 7.2, може да се нацрта кривата на моќност прикажана на слика 7.2.



Слика 7.2 Крива на моќност P_i во зависност од времето t на ден 10 јануари во Скопје

Од кривата на моќност и вредностите добиени за P_i се гледа дека денот почнува во 475 минута (7:15h), а завршува во 975 минута (16:15h). Моќноста P_i својата максимална вредност од 885,21 W ја достигнува во 720 минута (12h) на пладне со ефикасност на PV конверзија $\eta=20\%$.

На слика 7.3 се прикажани кривите на моќност P_i во зависност од времето t за 4 карактеристични денови: зимскиот солстициум (21 декември), пролетната рамноденица (21 март), летниот солстициум (21 јуни) и есенската рамноденица (21 септември) за истата геоположба.



Слика 7.3 Крива на моќност P_i во зависност од времето t за четирите карактеристични дена во Скопје

Од компаративните графици за моќноста на панелите P_i може да се забележи дека кривите добиени за двете рамноденици 21 март и 21 септември се приближно исти.

Можноста да се пресмета моментната моќност P_i овозможува аналитички да се пресметаат енергии за даден временски период. Типично (најчесто) периодот за кој се пресметува енергијата е ден, месец или година. Енергијата на дневно ниво E_i се пресметува со интегрирање на моќноста P_i по единица време согласно равенката (5.33). На пример, врз основа на добиените вредности за моментната моќност P_i (табела 7.2) може да се пресмета енергијата E_i за ден 10 јануари. По интеграцијата на моќноста P_i , за енергијата E_i за ден 10 јануари се добива вредност од 22,305 kWh.

Енергијата на месечно ниво претставува сума од енергиите E_i соодветно пресметани за деновите од месецот за кој се пресметува истата. Енергијата добиена на

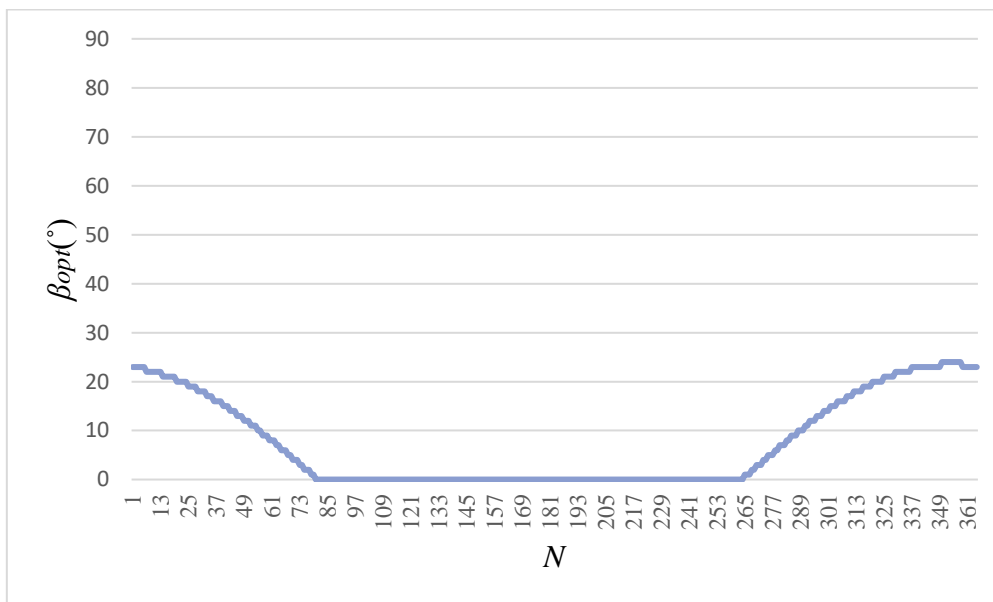
годишно ниво претставува сума од сите енергии пресметани за сите 365 дена во годината.

Суштински параметри кои влијаат врз производството на електрична енергија се параметрите кои ја опишуваат геометријата на фотоволтаичната мрежа, односно растојанијата помеѓу фотоволтаичните панели r_x и r_y , како и аголот на наклон β на фотоволтаичните панели.

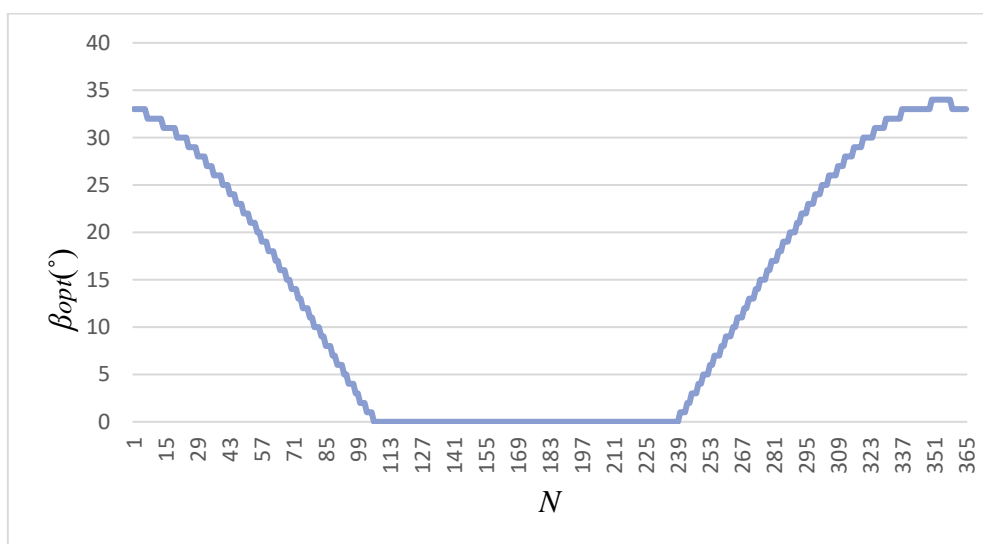
За да се добие максимално производство на електрична енергија, потребно е да се оптимизира аголот на наклон β . Оптимален агол на наклон β_{opt} се дефинира како инклинација за која за даден временски период се добива максимална енергија. На овој начин може да се обезбеди дневен тракинг за панелите од фотоволтаичната мрежа. Тракинг претставува позиционирање на панелите, така што сончевите зраци да паѓаат нормално на нив, со цел да се апсорбира поголемо количество на сончево зрачење.

За потребите на ова истражување тракингот на панелите се ажурира на дневна основа. Оптималниот агол на наклон β_{opt} се пресметува при избегнато меѓусенчење, со тестирање на целиот интервал на аголот на наклон β ($0^\circ - 90^\circ$) со избран чекор 1° . За конкретен ден, се избира оптималниот агол на наклон β_{opt} за кој се добива максимална вредност за енергијата на дневно ниво.

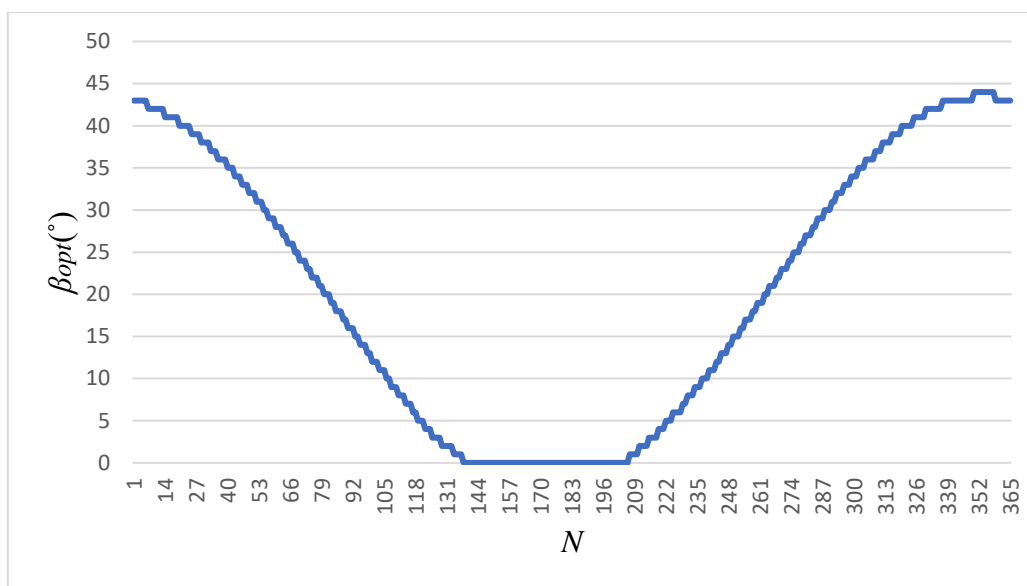
Зависноста на вредностите на оптималниот агол на наклон β_{opt} за секој ден од годината N за различни латитуди се дадени на сликите од слика 7.4 со слика 7.13. Треба да се напомене дека за граничните сезонски датуми 21 март и 21 септември енергетскиот модел предвидува зимска/летна корекција на параметрите поради која се појавуваат нагли скокови на кривите.



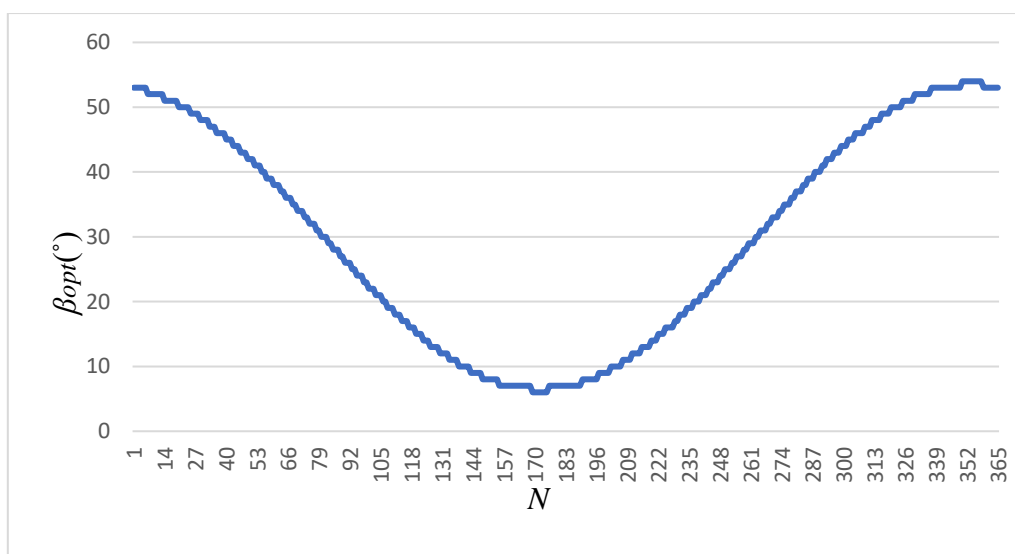
Слика 7.4 Зависност на вредностите на оптималниот агол на наклон β_{opt} од денот во годината за латитуда $L=0^\circ$



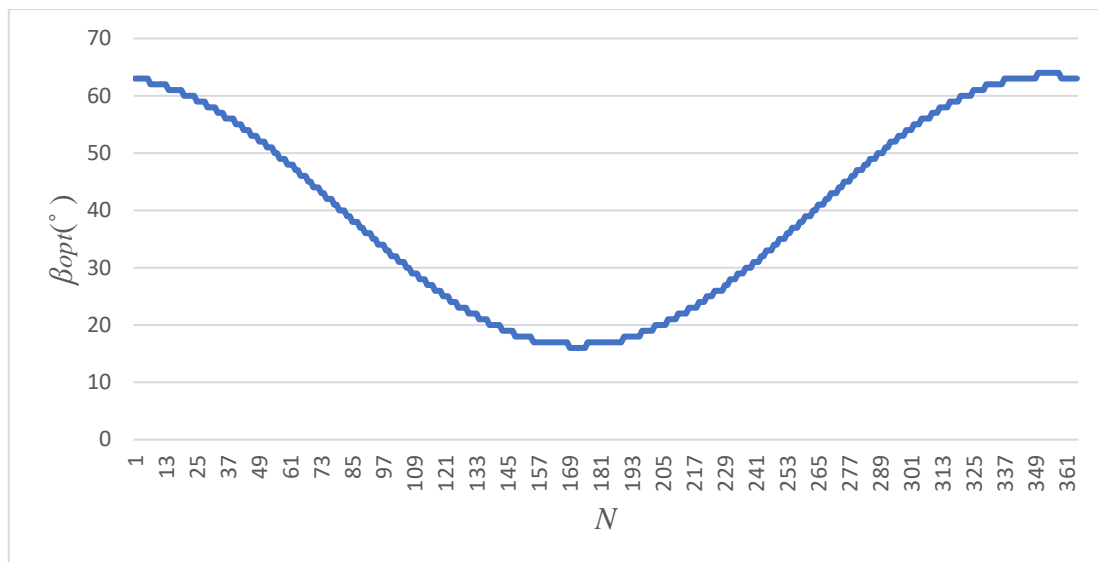
Слика 7.5 Зависност на вредностите на оптималниот агол на наклон β_{opt} од денот во годината за латитуда $L=10^\circ$



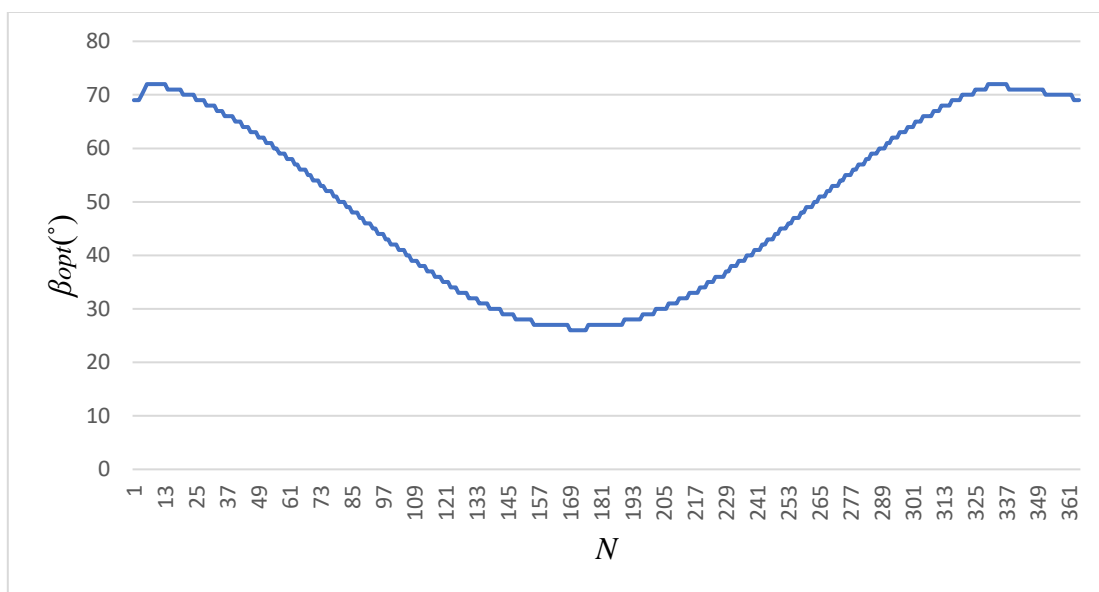
Слика 7.6 Зависност на вредностите на оптималниот агол на наклон β_{opt} од денот во годината за латитуда $L=20^\circ$



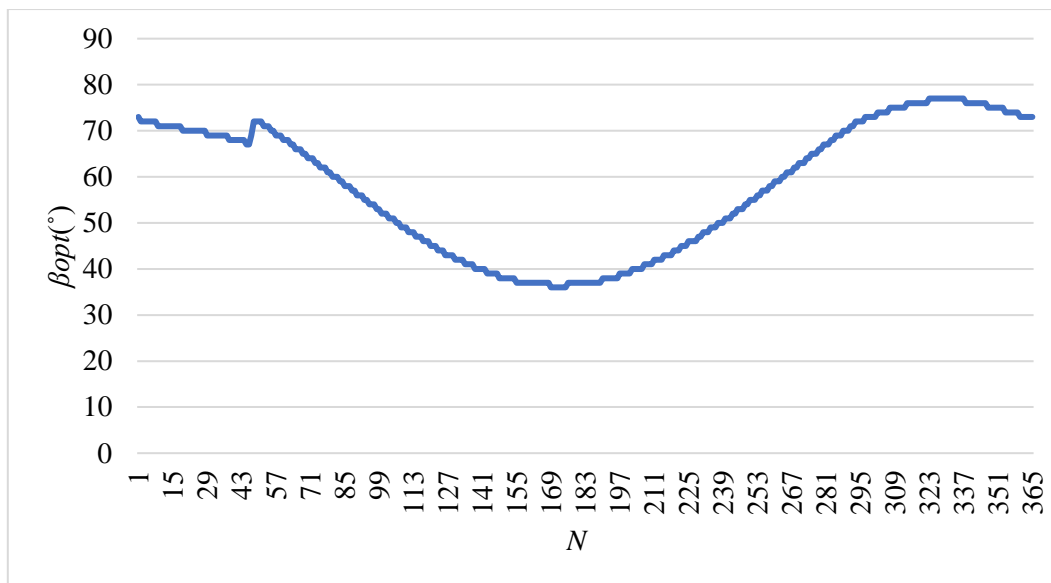
Слика 7.7 Зависност на вредностите на оптималниот агол на наклон β_{opt} од денот во годината за латитуда $L=30^\circ$



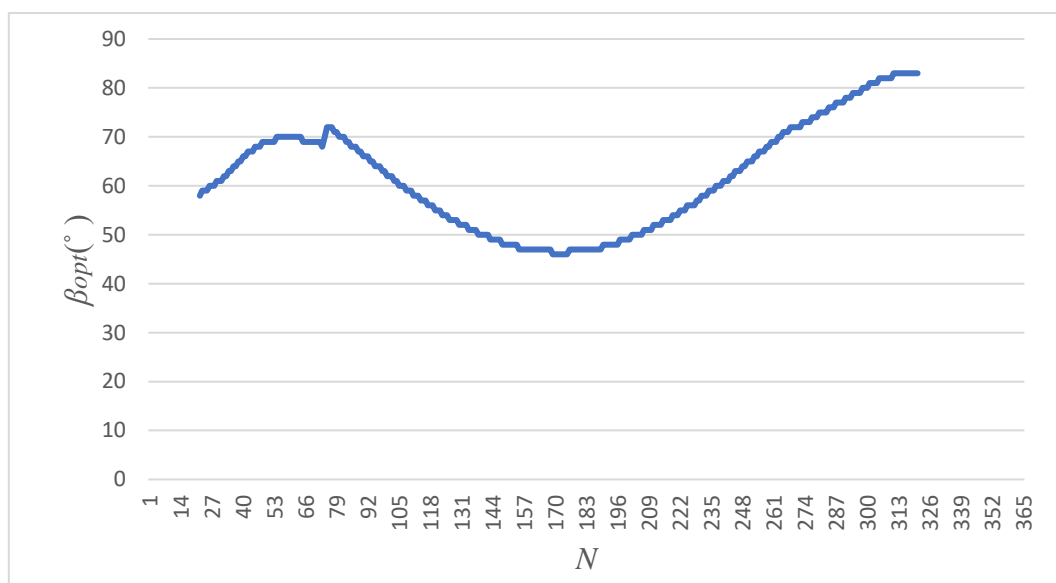
Слика 7.8 Зависност на вредностите на оптималниот агол на наклон β_{opt} од денот во годината за латитуда $L=40^{\circ}$



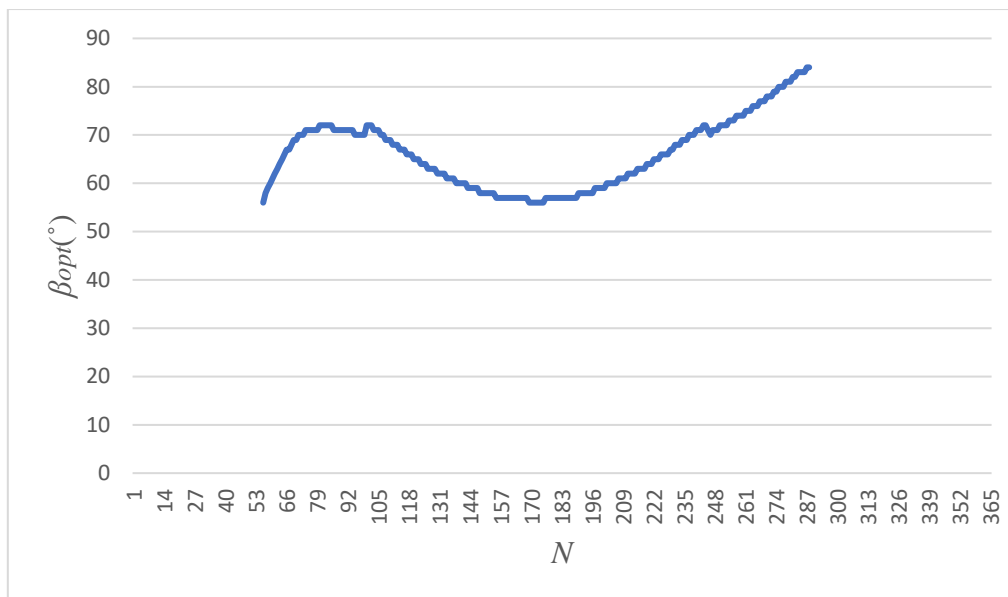
Слика 7.9 Зависност на вредностите на оптималниот агол на наклон β_{opt} од денот во годината за латитуда $L=50^{\circ}$



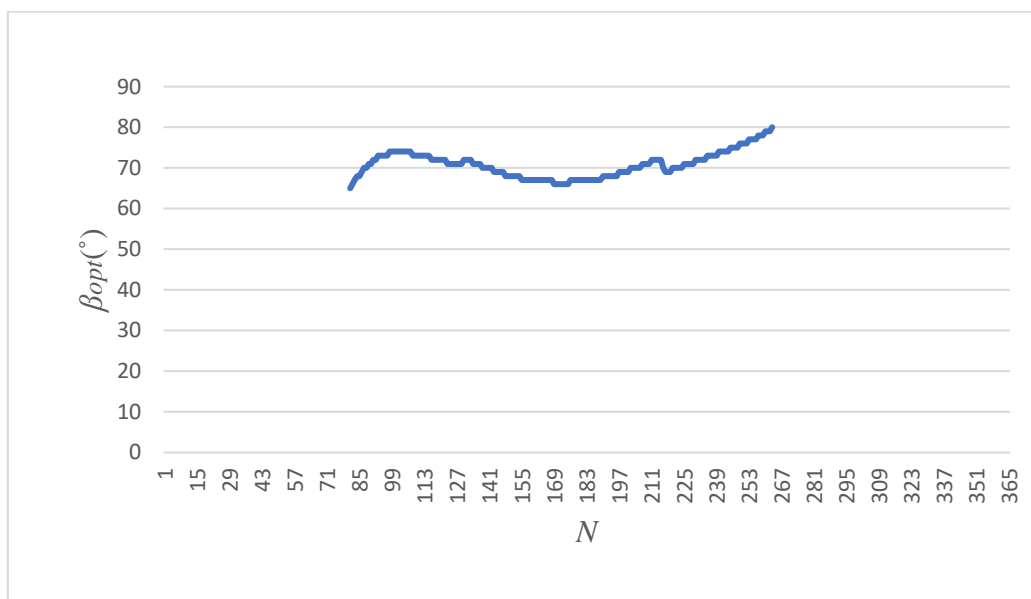
Слика 7.10 Зависност на вредностите на оптималниот агол на наклон β_{opt} од денот во годината за латитуда $L=60^{\circ}$



Слика 7.11 Зависност на вредностите на оптималниот агол на наклон β_{opt} од денот во годината за латитуда $L=70^{\circ}$



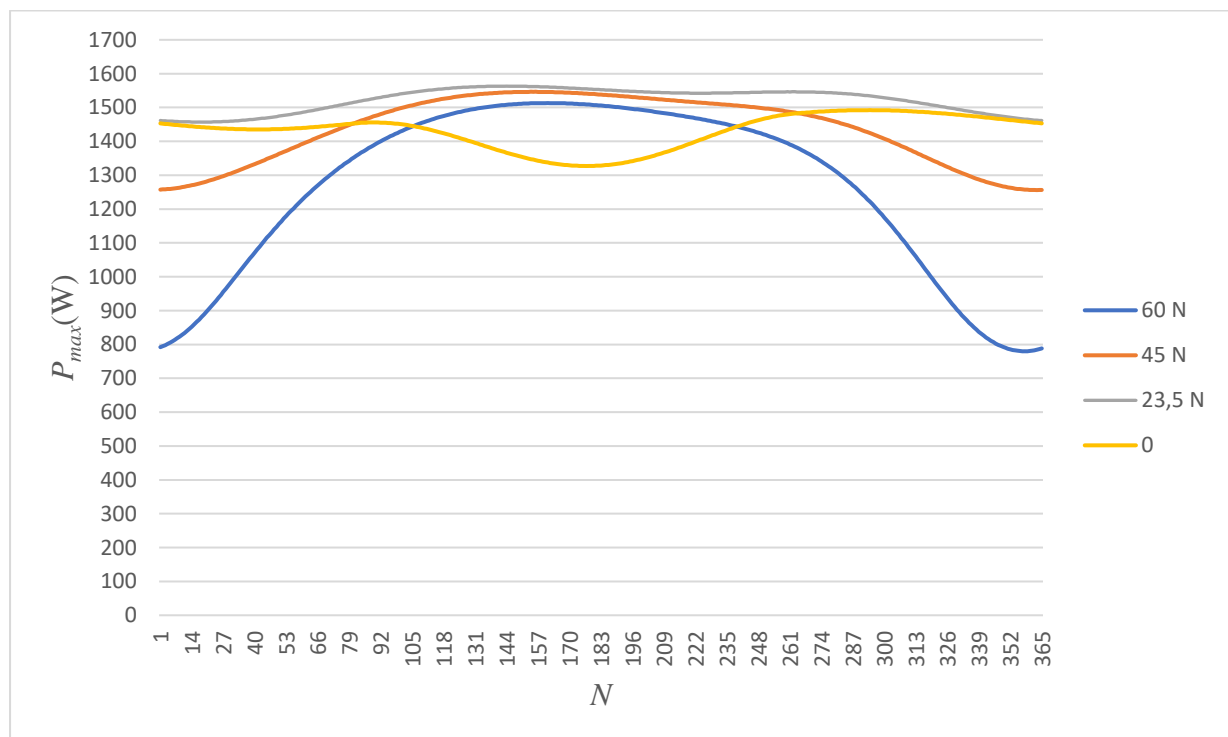
Слика 7.12 Зависност на вредностите на оптималниот агол на наклон β_{opt} од денот во годината за латитуда $L=80^{\circ}$



Слика 7.13 Зависност на вредностите на оптималниот агол на наклон β_{opt} од денот во годината за латитуда $L=90^{\circ}$

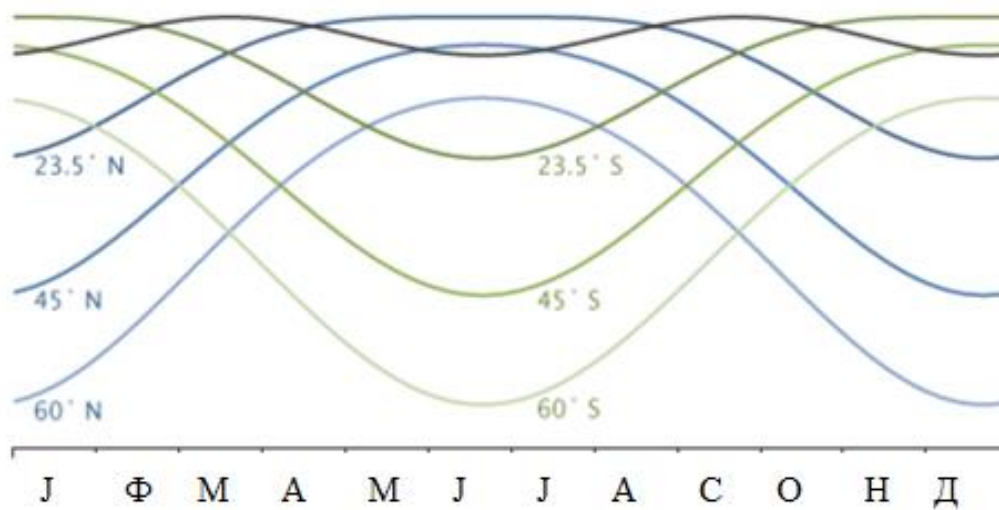
Поради деклинацијата на земјината оска, географските ширини со латитуда над 66° имаат единствено деноноќие за цела година. Поради тоа на графициите од слика 7.11 до слика 7.13 соодветно недостигаат вредностите за датумите кои се во ноќ.

На слика 7.14 дадени се кривите на максималните вредности на моќноста на панелите од фотоволтаичната мрежа. По одредување на оптимален агол на наклон β_{opt} за секој ден во годината N и за секоја вредност на латитудата поединечно, можат да се одредат соодветните максимални вредности за моќноста P_{max} во моментите на локално пладне 12h ($LMT=720$ min) за латитуди 0° , $23,5^\circ N$, $45^\circ N$ и $60^\circ N$. Со користење на оваа методологија за одредување на оптимален агол на наклон β_{opt} се добиваат следните вредности за максимална моќност P_{max} (слика 7.14).



Слика 7.14 Зависност на максималните вредности на моќноста P_i при локално пладне во зависност од денот во годината

На слика 7.15, за компарација дадени се истите криви измерени и објавени од страна NASA [81].



Слика 7.15 Зависност на вредностите добиени за максимална моќност во зависност од месецот во годината [81]

Имајќи ја предвид специфичноста на моделот на чисто небо (Clear-sky) [37] очигледна е сличноста на аналитичките резултати од истражувањето со измерените од NASA [81].

Овој график покажува како вредностите на моќноста добиена на локално пладне се менуваат за секој ден од годината со менување на географската ширина. На екваторот (сива линија), максималната моќност се менува многу малку во текот на целата година, додека, пак, на високите северни (сини линии) и јужни (зелени) географски ширини сезонската промена е поголема [81].

Ако земјината оска на ротација е вертикална во однос на патеката на нејзината орбита околу Сонцето, тогаш големината на нерамнотежата на сончевото зрачење помеѓу екваторот и половите би била еднаква во текот на цела година и ќе нема годишни времиња. Но, оската на Земјата е наклонета за околу 23 степени во однос на вертикалата. Како што Земјата се врти околу Сонцето, аголот на деклинација δ предизвикува едната хемисфера да добие поголемо количество на директно сончево зрачење и да има подолги денови.

На табелата 7.3 се дадени вредностите на енергиите на месечно ниво за тропските ($0^\circ - 23^\circ 26'N$) и средните географски ширини ($0^\circ - 66^\circ 33'N$) пресметани со оптималниот тракинг. Рамнодениците, 21 март и 21 септември се земени како сезонска граница помеѓу летните и зимските корективни параметри во енергетскиот модел.

Табела 7.3 Вредност на енергијата на месечно ниво E_m со оптимален агол на наклон β_{opt} за геоположба ($0^\circ - 65^\circ$)

E_m (kWh)												
$L(^\circ)$	Јан.	Фев.	Март	Апр.	Мај	Јун.	Јул.	Авг.	Сеп.	Окт.	Ное.	Дек.
0	358	316	353	325	320	310	306	332	331	347	341	349
5	352	312	353	333	339	333	326	344	332	344	339	342
10	347	310	352	336	349	346	336	349	331	342	335	336
15	339	306	351	337	359	360	348	351	329	336	325	325
20	331	301	349	338	365	371	356	354	329	334	321	319
25	341	313	360	342	372	383	365	359	337	349	331	327
30	327	306	357	341	373	385	366	359	335	342	320	312
35	313	298	352	339	372	386	366	357	331	335	306	295
40	293	287	346	337	372	385	365	356	327	325	289	273
45	269	274	339	334	371	385	365	353	322	313	268	247
50	238	257	330	331	369	384	363	350	316	298	242	214
55	199	235	319	326	366	382	362	346	308	279	208	169
60	149	207	305	320	363	379	358	341	298	254	162	118
65	93	169	286	313	358	376	354	335	285	220	109	58

Овој докторски труд дава анализа на влијанието на засенувањето, како врз производството на електрична енергија, така и врз ефикасноста во искористувањето на плацот на кој е инсталирана мрежа од фотоволтаични панели. Аналитичкото влијание на засенувањето врз производството на електрична енергија зависи како од аголот на наклон β , така и од меѓупанелните растојанија, односно растојанието помеѓу колоните r_x и растојанието помеѓу редиците r_y .

Анализата што следи е направена за географски ширини од 0° до 65° за северна хемисфера. Географските ширини од 0° до $23^\circ 26'N$ припаѓаат на регион каде има тропска

клима (тропски географски ширини), додека географските ширини од $23^{\circ}26' N$ до $66^{\circ}33' N$ припаѓаат на регион каде има медитеранска, континентална и субтропска клима (средни географски ширини). За останатите ширини над $66^{\circ}33' N$ постојат подолги периоди во годината кои се наоѓаат во целосен мрак. Заради ова, во понатамошната анализа овие географски ширини над $66^{\circ}33' N$ се исклучени.

Бидејќи со допуштање на засенување се прави компромис со енергетскиот биланс, компаративна анализа се прави во однос на референтни параметри кои се сметаат за прифатлив минимум. Вообичаено, за референтен ден се зема најкраткиот ден во годината со најдолги сенки, како предмет на анализа на ефикасноста во искористување на плацот зафатен со фотоволтаичната мрежа.

Компаративна анализа на произведената енергија е направена во однос на најкраткиот ден во годината 21 декември т.е $N=355$ -тиот ден во годината. Овој ден е избран бидејќи тогаш сенките се со најголеми должини и резултира со потреба од најголеми вредности на растојанијата помеѓу панелите за истите да се избегнат. Овој ден 21 декември означен со $N=355$ се зема за референтен ден. Покрај референтниот ден 21 декември, избрани се уште 7 дена: 9 февруари ($N=40$), 21 март ($N=80$), 1 мај ($N=121$), 21 јуни ($N=172$), 7 август ($N=218$), 21 септември ($N=264$) и 5 ноември ($N=309$). Од избраните денови, четири се карактеристични денови, а тоа се деновите кога настапува пролетната (21 март) и есенската рамноденица (21 септември) и двете солстициуми, зимски и летен (21 декември и 21 јуни). Останатите четири дена, се избрани на еквидистантни периоди помеѓу карактеристичните денови.

Протоколот за пресметување и анализа на вредностите на произведената електрична енергија од фотоволтаичната мрежа се дефинира со следните услови:

- Се избираат денови за компаративната анализа. Во овој случај избрани се гореспоменатите осум дена избрани на еквидистантни периоди со цел да се опфатат сите сезони во годината.
- За сите избрани денови прво се одредува оптималниот агол на наклон на фотоволтаичните панели β_{opt} .
- За референтниот ден во годината, 21 декември и латитуди од 0° до 65° се определуваат минималните растојанија помеѓу колоните r_x и помеѓу редиците r_y за кои се избегнува сенчење и при кои се добиваат вредности за енергија на

дневно ниво E_{ref} . Овие растојанија се референтни растојанија (ref_{rx} и ref_{ry}). Зафатената површина на плацот S_{ref} е референтна површина на плацот.

- За секој друг датум од избраните денови, различен од референтниот ден за сите латитуди од интервалот од 0° до 65° се одредуваат растојанија r_x и r_y при кои нема засенување. Овие растојанија (max_{rx} и max_{ry}) имаат максимални вредности. Соодветно, при овие растојанија зафатената површина на плацот е S_{max} и максималната вредност на енергијата на дневно ниво е означена како E_{max} .
- За секој избран ден и за сите латитуди, во однос на референтните енергии E_{ref} се наоѓаат соодветни растојанија r_x и r_y со кои се допушта засенување при кое се постигнува соодветната референтна енергија. Овие растојанија се нарекуваат оптимални растојанија (opt_{rx} и opt_{ry}). Со овие оптимални растојанија се пресметува зафатената површина S_{opt} и вредноста на произведената електрична енергија E_{opt} за избраниот ден.
- Површинска ефикасност на плацот Eff се одредува како однос помеѓу вредноста на произведената енергија на дневно ниво E и вредноста на зафатената површина на плацот S .
- Вредноста на зафатената површина на плацот S се менува во зависност од три параметри: вредностите на растојанијата помеѓу редиците и колоните (r_x и r_y) и аголот на наклон на панелите β . Површината на плацот се пресметува според следната равенка:

$$S = (3 \cdot P_x + 2 \cdot r_x) \cdot (3 \cdot P_y \cdot \cos\beta + 2 \cdot r_y) \quad (7.1)$$

- Се споредуваат вредностите на произведената електрична енергија E_{max} , вредностите на опфатените површини S_{max} и ефикасностите на плацот Eff_{max} за соодветна латитуда помеѓу датумите и референтниот датум.
- Се споредуваат вредностите на произведената енергија E_{max} со вредностите на енергијата E_{opt} , како и зафатените површини на плацот S_{ref} и S_{opt} .

Во табелите од 7.4 до 7.13 е прикажана анализа на вредностите за произведената енергија на дневно ниво E , зафатената површина на плацот и површинската ефикасност на плацот за седумте избрани денови во годината, во однос на најкраткиот ден (21 декември) во зависност од три параметри: аголот на наклон на панелите β_{opt} и растојанијата помеѓу панелите по колони и редици (r_x и r_y).

Табела 7.4 Вредност на референтните параметри - растојание помеѓу колоните ref_{rx} , растојание помеѓу редици ref_{ry} , зафатена површина на плацот S_{ref} , енергија E_{ref} и ефикасност на плацот Eff_{ref} за 21 декември ($N=355$)

L (°)	ref_{rx} (m)	ref_{ry} (m)	S_{ref} (m ²)	E_{ref} (kWh)	Eff_{ref} (kWh/m ²)
0	3,1	0,3	46,871	12,119	0,259
5	3,3	0,5	50,91	11,877	0,233
10	3,4	0,7	53,693	11,505	0,214
15	3,5	0,9	56,236	11,291	0,201
20	3,4	1,1	56,244	10,852	0,193
25	3,7	1,5	64,769	10,97	0,169
30	4,1	1,9	74,949	10,589	0,141
35	4,2	2,4	83,607	9,943	0,119
40	4,6	3,1	101,953	9,191	0,09
45	5,1	4	128,874	8,305	0,064
50	6,1	5,6	190,853	7,045	0,037
55	6,9	8	284,571	5,578	0,02
60	9,1	11,9	515,463	3,886	0,008
65	9,4	29,9	1305,15	1,805	0,001

Во табела 7.4 се дадени пресметаните вредности за параметрите за референтниот ден (21 декември). Растојанијанието помеѓу колоните ref_{rx} и редиците ref_{ry} , зафатената површина на плацот S_{ref} , енергијата на дневно ниво E_{ref} и површинската ефикасност на плацот Eff_{ref} се пресметани за референтниот ден.

Во табела 7.5 се пресметани следните параметри: максимални растојанија помеѓу панелите по колони max_{rx} и редици max_{ry} , т.е. растојанија при кои се добива максимална вредност за енергијата на дневно ниво E_{max} , зафатена површина на плацот при максимални растојанија S_{max} , површинска ефикасност на плацот Eff_{max} . По нив

следуваат оптималните добиени растојанија (opt_{rx} и opt_{ry}) и соодветно добиените параметри, т.е зафатена површина на плаќот $Sopt$ и произведена енергија на дневно ниво $Eopt$. Откако ќе се пресметаат овие параметри, се пресметува односот помеѓу референтната површина и оптимално добиената површина на плаќот ($Sref/Sopt$) и релативната промена на енергијата ΔE која се дефинира со равенката (7.2):

$$\Delta E = \frac{Emax - Eopt}{Emax} \cdot 100\% \quad (7.2)$$

Релативната промена на енергијата ΔE ја покажува загубата на енергија изразена во проценти во однос на најголемите вредности на произведената енергија $Emax$ за еден ден, доколку се направи оптимизација на растојанијата помеѓу редиците r_y и колоните r_x и се допушти засенување помеѓу панелите.

Табела 7.5 Вредност на параметрите - растојанија max_{rx} и max_{ry} , површина $Smax$, енергија $Emax$, ефикасност Eff_{max} , растојанија opt_{rx} и opt_{ry} , површина $Sopt$, енергија $Eopt$, однос на површини $Sref/Sopt$, промена на енергијата ΔE за ден 9 февруари ($N=40$)

L (°)	max_{rx} (m)	max_{ry} (m)	$Smax$ (m ²)	$Emax$ (kWh)	Eff_{max} (kWh/m ²)	opt_{rx} (m)	opt_{ry} (m)	$Sopt$ (m ²)	$Eopt$ (kWh)	$Sref/Sopt$	ΔE (%)
0	5,1	0,1	65,068	11,723	0,18	5,1	0,1	65,068	11,723	<1	0
5	5,1	0,2	65,91	11,515	0,175	5,1	0,2	65,91	11,515	<1	0
10	5,4	0,4	72,064	11,374	0,158	5,4	0,4	72,064	11,374	<1	0
15	5	0,5	67,824	11,092	0,164	5	0,5	67,824	11,092	<1	0
20	5,2	0,7	72,097	10,908	0,151	4,5	0,5	16,539	10,859	<1	0
25	5,7	1	82,24	11,298	0,137	0	0,9	16,54	10,983	3,92	2,80
30	5,2	1,2	77,957	10,935	0,14	0	1,1	16,853	10,594	4,4	3,11
35	5,9	1,6	93,185	10,614	0,114	0	1,1	15,889	10,008	5,3	5,71
40	6,5	2	108,02	10,136	0,094	0	1,1	14,854	9,263	6,9	8,62
45	6,6	2,6	122,88	9,555	0,078	0	1	13,156	8,351	9,8	13
50	6,8	3,3	142,78	8,846	0,062	0	0,9	11,403	7,411	16,7	16
55	7,5	4,4	187,23	7,975	0,043	0	0	4,805	6,06	59	24
60	9	6,2	285,4	6,909	0,024	0	0	3,571	5,291	144	23
65	10,6	9,5	478,43	5,441	0,011	0	0	2,309	4,296	565,4	21

Од табелата 7.5 може да се забележи дека за географски ширини од $L = 0^\circ$ до $L=20^\circ$ нема зголемена ефикасност на површината, односно количникот помеѓу $Sref/Sop$

е помал од 1. Вредностите на енергијата E_{max} кои се добиени за овие латитуди се најголеми за дадените максимални растојанија (max_{rx} и max_{ry}) и се помали во однос на референтните енергии E_{ref} . Поради ова, оптималните растојанија, всушност се еднакви на максималните растојанија од табела 7.5 и не може да се направи оптимизација на зафатената површина на плацот.

За латитуда со вредност 25° се добиваат оптимални растојанија од 0 m и 0,9 m, зафатена површина S_{opt} од $16,54 \text{ m}^2$ и енергија на дневно ниво E_{opt} од 10,983 kWh. Ако се спореди референтната површина S_{ref} со оптималната површина S_{opt} , се добива дека вредноста на оптималната површина е за 3,92 пати помала во однос на референтната. Загубата на енергија изнесува 2,8% во однос на најголемата вредност на произведената енергија од 11,298 kWh. Како резултат на допуштеното засенување се намалува вредноста на енергијата, но површинската ефикасност на плацот (S_{ref}/S_{opt}) се зголемува за 3,92 пати. Ова значи дека на зафатената референтна површина од $64,769 \text{ m}^2$ можат да се постават уште 3,92 мрежи од фотоволтаични панели 3x3, а тоа би довело до зголемување на вредностите на произведената електрична енергија на годишно ниво.

За латитуда со вредност 30° се добиваат оптимални растојанија од 0 m и 1,1 m. При овие растојанија се добива вредност за зафатена површина од $16,53 \text{ m}^2$ и енергија од 10,594 kWh. Во однос на референтните параметри, ова значи зголемување на површинската ефикасност на плацот за 4,4 пати и загуба на енергијата од 3,11%.

За латитуда со вредност 35° се добиваат оптимални растојанија од 0 m и 1,1 m. При овие растојанија се добиваат површина од $15,889 \text{ m}^2$ и енергија од 10,008 kWh. Во однос на референтните параметри, ова значи зголемување на површинската ефикасност на плацот за 5,3 пати и загуба на енергијата од 5,71%.

За латитуда со вредност 40° се добиваат оптимални растојанија од 0 m и 1,1 m. При овие растојанија се добива вредност на зафатена површина од $14,854 \text{ m}^2$ и енергија на дневно ниво од 9,263 kWh. Во однос на референтните параметри ова значи зголемување на површинската ефикасност за 6,9 пати и загуба на енергијата од 8,62%.

За латитуда со вредност 45° се добиваат оптимални растојанија од 0 m и 1 m. При овие растојанија зафатената површина е $13,156 \text{ m}^2$ и енергија на дневно ниво од 8,351 kWh. Во однос на референтните параметри, ова значи зголемување на површинската ефикасност за 9,8 пати и загуба на енергијата од 13%.

За латитуда со вредност 50° се добиваат оптимални растојанија од 0 m и 0,9 m. При овие растојанија се добива вредност на зафатена површина од 11,403 m² и енергија од 7,411 kWh. Во однос на референтите параметри, ова значи зголемување на површинската ефикасност за 16,7 пати и загуба на енергијата од 16%.

За латитудите со вредности 55° , 60° и 65° се добиваат оптимални растојанија од 0 m и 0 m. При овие растојанија ефикасноста на плаќот се зголемува за 59, 144 и 564,4 пати соодветно, а енергиите на дневно ниво се намалуваат за 24%, 23% и 21%.

Од табелата може да се заклучи дека површинската ефикасност на плаќот се зголемува со пораст на латитудите, а за сметка на тоа енергијата на дневно ниво опаѓа. Најголема површинска ефикасност на плаќот се добива за латитуда 65° , а најмала загуба на енергија се добива за латитуда од 25° .

Табела 7.6 Вредност на параметрите - растојанија max_{rx} и max_{ry} , површина S_{max} , енергија E_{max} , ефикасност Eff_{max} , растојанија opt_{rx} и opt_{ry} , површина S_{opt} , енергија E_{opt} , однос на површини S_{ref}/S_{opt} , промена на енергијата ΔE за ден 21 март ($N=80$)

L ($^\circ$)	max_{rx} (m)	max_{ry} (m)	S_{max} (m ²)	E_{max} (kWh)	Eff_{max} (kWh/m ²)	opt_{rx} (m)	opt_{ry} (m)	S_{opt} (m ²)	E_{opt} (kWh)	S_{ref}/S_{opt}	ΔE (%)
0	0	0	14,76	10,758	0,729	0	0	14,76	10,758	3,18	0
5	0	0,1	15,304	10,749	0,702	0	0,1	15,304	10,749	3,33	0
10	0	0,2	15,736	10,726	0,682	0	0,2	15,736	10,726	3,41	0
15	25,6	0,2	279,258	10,739	0,038	0	0,2	15,457	10,687	3,64	0,50
20	26,7	0,2	283,14	10,707	0,012	0	0,4	16,27	10,633	3,46	0,70
25	23,9	0,4	267,16	10,8	0,04	0	0,5	16,377	10,718	3,95	0,76
30	20,8	0,5	234,624	10,712	0,046	0	0,6	16,383	10,616	4,6	0,90
35	19,5	0,7	228,07	10,596	0,046	0	0,2	13,291	10,015	6,3	5,50
40	19,4	1	241,142	10,449	0,043	0	0	11,307	9,405	9	12
45	18,5	1,2	235,159	10,267	0,044	0	0	10,437	8,982	12,3	12,50
50	19,4	1,6	265,954	10,039	0,038	0	0	9,488	8,526	20,1	15
55	20,2	2	296,075	9,751	0,033	0	0	8,466	8,05	33,6	17,40
60	22,5	2,6	367,681	9,385	0,026	0	0	7,38	7,563	70	19,40
65	25,4	3,3	466,946	8,912	0,019	0	0	6,238	7,078	209,28	20,60

За овој карактеристичен ден (21 март) се добиваат следните резултати кои што покажуваат дека за латитуди од 0° до 25° се добиваат вредности за енергијата помали од вредностите за референтната енергија.

За латитуда со вредност 30° се добиваат оптимални растојанија од 0 m и 0,6 m. При овие растојанија се добива зафатена површина од $16,383 \text{ m}^2$ и енергија на дневно ниво $10,616 \text{ kWh}$. Во однос на референтните параметри оптималната површина на плацот е за 4,6 пати помала, а загубата на енергија или релативната промена на енергијата е 0,9%

За латитуда со вредност 35° се добиваат оптимални растојанија од 0 m и 0,2 m. При овие растојанија се добива површина од $13,291 \text{ m}^2$ и дневна енергија $10,015 \text{ kWh}$. Во однос на референтните параметри оптималната површина на плацот е за 6,3 пати помала, а загубата на енергија е 5,5% .

За латитудите со вредности од 40° до 65° се добиваат оптимални растојанија од 0 m и 0 m. При овие растојанија се добиваат оптимални површини кои се за 9; 12,3; 20,1; 33,6; 70 и 209,28 пати помали во однос на референтните површини соодветно, за секоја латитуда. Загубата на енергија се менува од 0.9% (за латитуда 30°) до 20,6% (за латитуда со вредност 65°).

Резултатите кои се добиени за 1 мај (табела 7.7) покажуваат дека оптимални растојанија се максималните растојанија за географски ширини од 0° до 15° .

За латитуди со вредности од 20° до 65° се добиваат оптимални растојанија од 0 m и 0 m. При овие добиени растојанија најголема ефикасност се добива за латитуда 60° , а најмала загуба на енергија се добива за латитуда 20° .

За латитуда со вредност 20° при оптимални растојанија се добива површина од $14,704 \text{ m}^2$ и енергија од $10,953 \text{ kWh}$. Оваа површина е за 3,2 пати помала од референтната површина, а загубата на енергија изнесува 1,2%.

За латитуда со вредност 65° при оптимални растојанија се добива површина од $9,491 \text{ m}^2$ и енергија на дневно ниво од $10,437 \text{ kWh}$. Оптималната површина е за 49 пати помала во однос на референтната површина, а загубата на енергија изнесува 14%.

Табела 7.7 Вредност на параметрите - растојанија max_{rx} и max_{ry} , површина S_{max} , енергија E_{max} , ефикасност Eff_{max} , растојанија opt_{rx} и opt_{ry} , површина S_{opt} , енергија E_{opt} , однос на површини S_{ref}/S_{opt} , промена на енергијата ΔE за ден 1 мај ($N=121$)

L (°)	max_{rx} (m)	max_{ry} (m)	S_{max} (m ²)	E_{max} (kWh)	Eff_{max} (kWh/m ²)	opt_{rx} (m)	opt_{ry} (m)	S_{opt} (m ²)	E_{opt} (kWh)	S_{ref}/S_{opt}	ΔE (%)
0	0	0	14,76	10,103	0,684	0	0	14,76	10,103	3,18	0
5	0	0	14,76	10,468	0,709	0	0	14,76	10,468	3,4	0
10	0	0	14,76	10,746	0,728	0	0	14,76	10,746	3,64	0
15	0	0	14,76	10,574	0,716	0	0	14,76	10,574	3,81	0
20	5,5	0	68,618	11,097	0,162	0	0	14,704	10,953	3,8	1,20
25	6	0,1	75,679	11,255	0,149	0	0	14,536	11,102	4,5	1,40
30	6,1	0,1	75,276	11,227	0,149	0	0	14,257	11,042	5,3	1,65
35	6,7	0,2	82,382	11,192	0,139	0	0	13,87	10,927	6,03	2,40
40	7,3	0,4	92,559	11,121	0,12	0	0	13,377	10,753	7,6	3
45	8,1	0,5	101,008	11,05	0,109	0	0	12,783	10,519	10	4,80
50	11,6	0,7	142,272	10,967	0,077	0	0	12,091	10,223	15,7	6,80
55	10	0,9	128,086	10,856	0,085	0	0	11,307	9,883	25,17	9,00
60	12,2	1,2	161,084	10,722	0,067	0	0	10,437	9,491	49	11,48
65	15,5	1,6	216,326	10,534	0,049	0	0	9,488	9,059	137,6	14,00

За латитудите во интервал од 20° до 65° може да се забележи дека површинската ефикасност на плацот се зголемува за (3,8 - 49 пати), а загубата на енергија се движи во распон (1,2% -14%).

Табела 7.8 Вредност на параметрите - растојанија max_{rx} и max_{ry} , површина S_{max} , енергија E_{max} , ефикасност Eff_{max} , растојанија opt_{rx} и opt_{ry} , површина S_{opt} , енергија E_{opt} , однос на површини S_{ref}/S_{opt} , промена на енергијата ΔE за ден 21 јуни ($N=172$)

L (°)	max_{rx} (m)	max_{ry} (m)	S_{max} (m ²)	E_{max} (kWh)	Eff_{max} (kWh/m ²)	opt_{rx} (m)	opt_{ry} (m)	S_{opt} (m ²)	E_{opt} (kWh)	S_{ref}/S_{opt}	ΔE (%)
0	0	0	14,76	9,344	0,633	0	0	14,76	9,344	3,18	0
5	0	0	14,76	9,928	0,673	0	0	14,76	9,928	3,4	0
10	0	0	14,76	10,437	0,707	0	0	14,76	10,437	3,64	0
15	0	0	14,76	10,869	0,736	0	0	14,76	10,869	3,8	0
20	0	0	14,76	11,221	0,76	0	0	14,76	11,221	3,8	0
25	2,6	0	40,338	11,732	0,291	0	0	14,758	11,62	4,4	0,95
30	2,7	0	41,102	11,857	0,288	0	0	14,679	11,653	5,1	1,70
35	3	0,1	45,266	11,872	0,262	0	0	14,489	11,646	5,8	1,90
40	3,3	0,2	49,242	11,851	0,241	0	0	14,188	11,588	7,2	2
45	3,5	0,3	51,932	11,807	0,227	0	0	13,78	11,473	9,7	2,83
50	4	0,4	57,443	11,749	0,205	0	0	13,266	11,296	14,4	4,30
55	4,5	0,6	65,007	11,665	0,179	0	0	12,652	11,06	22,5	5,20
60	5,3	0,8	75,893	11,576	0,125	0	0	11,941	10,762	43,2	7,03
65	6,5	1	91,411	11,451	0,125	0	0	11,14	10,409	117,2	9,10

За овој карактеристичен ден за латитуди со вредности од 0° до 20° оптималните растојанија се еднакви на максималните растојанија. При овие растојанија се зголемува површинската ефикасност на плаќот до 3,8 пати и нема енергетска загуба.

За латитуди со вредности од 25° до 65° се добиваат оптимални растојанија од 0 m и 0 m. При овие добиени растојанија најголема ефикасност се добива за латитуда со вредност 60°, а најмала загуба на енергија се добива за латитуда со вредност 20°.

За латитуда со вредност 25° при оптимални растојанија се добива површина од 14,758 m² и енергија на дневно ниво од 11,62 kWh. Оваа површина е за 4,4 пати помала од референтната површина, а загубата на енергија изнесува 0,95%.

За латитуда со вредност 65° при оптимални растојанија се добива површина од 11,14 m² и енергија на дневно ниво од 10,409 kWh. Оптималната површина е за 117,2 пати помала во однос на референтната, а загубата на енергија изнесува 9,10%.

За латитудите во интервал од 25° до 65° може да се забележи дека површинската ефикасност се зголемува за (4,4 - 117,2 пати), а загубата на енергија се движи во интервал (0,95% - 9,10%).

Табела 7.9 Вредност на параметрите - растојанија max_{rx} и max_{ry} , површина S_{max} , енергија E_{max} , ефикасност Eff_{max} , растојанија opt_{rx} и opt_{ry} , површина S_{opt} , енергија E_{opt} , однос на површини S_{ref}/S_{opt} , промена на енергијата ΔE за ден 7 август ($N=218$)

L (°)	max_{rx} (m)	max_{ry} (m)	S_{max} (m ²)	E_{max} (kWh)	Eff_{max} (kWh/m ²)	opt_{rx} (m)	opt_{ry} (m)	S_{opt} (m ²)	E_{opt} (kWh)	S_{ref}/S_{opt}	ΔE (%)
0	0	0	14,76	9,897	0,671	0	0	14,76	9,897	3,18	0
5	0	0	14,76	10,301	0,698	0	0	14,76	10,301	3,4	0
10	0	0	14,76	10,623	0,72	0	0	14,76	10,623	3,64	0
15	0	0	14,76	10,857	0,736	0	0	14,76	10,857	3,81	0
20	4,6	0	59,942	11,094	0,185	0	0	14,74	10,941	3,82	1,38
25	4,7	0	60,414	11,282	0,187	0	0	14,616	11,106	4,43	1,56
30	5,1	0,1	65,919	11,264	0,171	0	0	14,382	11,067	5,2	1,75
35	5,6	0,2	72,125	11,271	0,156	0	0	14,038	10,976	6	2,62
40	6,1	0,3	77,959	11,179	0,143	0	0	13,587	10,828	7,5	3
45	7,5	0,5	96,194	11,097	0,115	0	0	13,032	10,62	9,9	4,30
50	8	0,6	101,199	11,033	0,109	0	0	12,379	10,354	15,4	6,15
55	9,7	0,8	122,685	10,922	0,089	0	0	11,631	10,032	24,5	8,15
60	9,1	1,1	122,923	10,797	0,088	0	0	10,795	9,66	47,8	10,53
65	11	1,4	152,303	10,636	0,07	0	0	9,876	9,246	132,19	13,07

За латитуди со вредности од 0° до 15° оптималните растојанија се еднакви на максималните вредности на растојанијата. При овие растојанија површините се до 3,81 пати помали во однос на референтните и нема загуба на енергија.

За латитуди со вредности од 20° до 65° се добиваат оптимални растојанија од 0 m и 0 m. При овие добиени растојанија најголема ефикасност на плацот се добива за латитуда со вредност 60°, а најмала загуба на енергија се добива за латитуда со вредност 20°.

За латитуда со вредност 20° при оптимални растојанија се добива зафатена површина од 14,74 m² и енергија на дневно ниво од 10,941 kWh. Оваа површина е за 3,8

пати помала од референтната површина на плаќот, а загубата на енергија изнесува 1,38 %.

За латитуда со вредност 65° при оптимални растојанија се добива површина од $9,976 \text{ m}^2$ и енергија на дневно ниво од $9,246 \text{ kWh}$. Оптималната површина е за $132,19$ пати помала во однос на референтната, а загубата на енергија изнесува $13,07\%$.

За латитудите во интервал од 25° до 65° може да се забележи дека површинската ефикасност се зголемува од $3,82$ до $132,19$ пати, а загубата на енергија се движи во интервал ($1,38\% - 13,07\%$).

Табела 7.10 Вредност на параметрите - растојанија max_{rx} и max_{ry} , површина S_{max} , енергија E_{max} , ефикасност Eff_{max} , растојанија opt_{rx} и opt_{ry} , површина S_{opt} , енергија E_{opt} , однос на површини S_{ref}/S_{opt} , промена на енергијата ΔE за ден 21 септември ($N=264$)

L ($^\circ$)	max_{rx} (m)	max_{ry} (m)	S_{max} (m^2)	E_{max} (kWh)	Eff_{max} (kWh/m^2)	opt_{rx} (m)	opt_{ry} (m)	S_{opt} (m^2)	E_{opt} (kWh)	S_{ref}/S_{opt}	ΔE (%)
0	0	0	14,76	10,631	0,72	0	0	14,76	10,631	3,18	0
5	26,2	0	271,573	10,63	0,039	0	0	14,704	10,621	3,46	0,08
10	29,6	0,1	313,816	10,628	0,034	0	0,2	15,736	10,601	3,41	0,25
15	25,5	0,1	267,428	10,613	0,04	0	0,2	15,457	10,564	3,64	0,46
20	28,4	0,4	300,393	10,579	0,035	0	0,4	16,27	10,512	3,50	0,63
25	25,1	0,4	279,781	11,118	0,04	0	0,3	15,177	10,985	4,27	1,21
30	21,6	0,5	243,052	11,032	0,045	0	0,5	15,091	10,628	5	3,70
35	20,1	0,7	234,586	10,919	0,047	0	0	12,091	10,059	6,9	7,90
40	19,9	1	246,911	10,774	0,044	0	0	11,307	9,656	9	10
45	18,9	1,2	239,862	10,595	0,044	0	0	10,437	9,209	12,3	13,10
50	19,8	1,6	271,044	10,396	0,038	0	0	9,488	8,728	20,12	16,04
55	20,6	2,6	301,533	10,086	0,033	0	0	8,466	8,224	33,6	18,50
60	22,8	2,6	372,277	9,724	0,026	0	0	7,38	7,71	70	20,70
65	25,7	3,3	472,154	9,257	0,02	0	0	6,238	7,198	209,28	22,20

За ден $N=264$ (21 септември) за латитуди од 0° до 20° се добиваат вредности на енергија на дневно ниво помали од референтните и заради тоа се пресметуваат оптимални растојанија при кои енергијата е приближно еднаква со нејзината максимална вредност. При овие растојанија површините се до $3,5$ пати помали во однос на референтните и загубата на енергија е незначителна ($0,63\%$).

За латитуда со вредност 25° се добиваат оптимални растојанија од 0 m и 0,3 m. При овие добиени растојанија зафатената површина на плацот изнесува $15,177 \text{ m}^2$, а енергијата на дневно ниво изнесува 10,985 kWh. Оваа површина е за 5 пати помала во однос на референтната, а загубата на енергија изнесува 1,21%.

За латитуда со вредност 30° се добиваат вредности за оптимални растојанија од 0 m и 0,5 m. При овие добиени растојанија зафатената површина изнесува $15,091 \text{ m}^2$, а вредноста на енергијата на дневно ниво изнесува 10,628 kWh. Оваа површина е за 4,27 пати помала во однос на референтната површина, а загубата на енергија изнесува 3,7%.

За латитуди во интервал од 35° до 65° се добиваат оптимални растојанија со вредности 0 m и 0 m. Во овој интервал површинската ефикасност на плацот се зголемува и најголема ефикасност се добива за латитуда 65° .

За латитуда со вредност 65° зафатената површина изнесува $6,238 \text{ m}^2$, а вредноста на енергијата на дневно ниво изнесува 7,198 kWh. За оваа географска ширина ефикасноста на плацот е зголемена за 209,28 пати, а загубата на енергија е 22,2%.

За латитудите во интервал од 25° до 60° може да се забележи дека површинската ефикасност се зголемува од 4,27 до 209,28 пати, а загубата на енергија се движи во интервал (1,21% - 22,2%).

Табела 7.11 Вредност на параметрите - растојанија max_{rx} и max_{ry} , површина S_{max} , енергија E_{max} , ефикасност Eff_{max} , растојанија opt_{rx} и opt_{ry} , површина S_{opt} , енергија E_{opt} , однос на површини S_{ref}/S_{opt} , промена на енергијата ΔE за ден 9 ноември ($N=309$)

L (°)	max_{rx} (m)	max_{ry} (m)	S_{max} (m ²)	E_{max} (kWh)	Eff_{max} (kWh/m ²)	opt_{rx} (m)	opt_{ry} (m)	S_{opt} (m ²)	E_{opt} (kWh)	S_{ref}/S_{opt}	ΔE (%)
0	4,6	0,1	59,841	11,689	0,195	4,6	0,1	59,841	11,689	<1	0
5	4,5	0,2	59,541	11,479	0,193	4,5	0,2	59,541	11,479	<1	0
10	4,8	0,4	65,315	11,34	0,174	4,8	0,4	65,315	11,34	<1	0
15	4,8	0,6	67,692	11,037	0,163	4,8	0,6	67,692	11,037	<1	0
20	5	0,8	71,881	10,844	0,151	5	0,8	71,881	10,844	<1	0
25	4,7	1	70,138	11,107	0,158	4	0,7	55,619	11,014	1,16	0,80
30	5,1	1,3	78,612	10,831	0,138	0	1,4	18,466	10,61	4,06	2,04
35	5,1	1,7	84,864	10,377	0,122	0	1,4	17,487	9,966	4,8	3,96
40	5,6	2,1	97,961	9,972	0,102	0	1,4	16,439	9,279	6,2	7
45	6,4	2,7	121,815	9,356	0,077	0	1,3	14,729	8,337	8,7	10,90
50	7	3,6	155,081	8,607	0,056	0	0,7	9,967	7,064	19,1	18,00
55	7,8	4,8	206,839	7,689	0,037	0	0	4,561	5,888	62,4	23,40
60	8,4	6,8	291,194	6,388	0,022	0	0	3,32	4,892	155,3	23,40
65	11,1	11,3	586,776	4,876	0,008	0	0	2,054	3,907	635,6	19,90

Од табелата може да се забележи дека за латитуди од 0° до 20° нема зголемена ефикасност на плацот, односно количникот помеѓу вредностите на S_{ref}/S_{opt} е помал од 1. Енергиите кои се добиени за овие латитуди се максимални за дадените растојанија и се добиваат дневни енергии помали во однос на референтните енергии. Поради ова, оптималните растојанија, всушност, се максималните растојанија.

За латитуди во интервал од 25° до 65° (средни географски ширини) се одредени максимални, референтни и оптимални растојанија помеѓу панелите, како и нивните соодветни зафатени површини и вредност на енергијата на дневно ниво. Применувајќи го утврдениот протокол за секоја латитуда се добиваат следните резултати:

За латитуда од 25° се добиваат оптимални вредности на растојанија од 4 m и 0,7 m, зафатена површина од 55,619 m² и произведена енергија од 11,014 kWh. Ако се спореди референтната површина со оптималната површина, може да се види дека оптималната површина е за 1,16 пати помала во однос на референтната. Загубата на енергија изнесува 0,8% во однос на добиената максимална енергија од 11,107 kWh. Како резултат на допуштеното засенување се намалува и вредноста на енергијата, но

површинската ефикасност на плацот се зголемува за 1,16 пати. Ова значи дека на зафатената референтна површина од $64,769 \text{ m}^2$, може да се постави уште една мрежа од 3×3 фотоволтаични панели, а тоа би довело до зголемување на производството на електрична енергија.

За латитуда со вредност од 30° се добиваат оптимални растојанија од 0 m и 1,4 m. При овие растојанија се добива површина од $18,466 \text{ m}^2$ и вредност на енергијата на дневно ниво од 10,61 kWh. Во однос на референтите параметри, ова значи зголемување на површинската ефикасност на плацот за 4,06 пати и загуба на енергијата од 2,04%.

За латитуда со вредност од 35° се добиваат оптимални растојанија од 0 m и 1,4 m. При овие растојанија се добива површина од $17,487 \text{ m}^2$ и вредност на енергијата на дневно ниво од 9,966 kWh. Во однос на референтите параметри, ова значи зголемување на површинската ефикасност на плацот за 4,8 пати и загуба на енергијата од 3,96%.

За латитуда со вредност од 40° се добиваат оптимални растојанија од 0 m и 1,4 m. При овие растојанија се добива површина од $16,439 \text{ m}^2$ и енергија на дневно ниво од 9,279 kWh. Во однос на референтите параметри, ова значи зголемување на површинската ефикасност на плацот за 6,2 пати и загуба на енергијата од 7%.

За латитуда со вредност од 45° се добиваат оптимални растојанија од 0 m и 1,3 m. При овие растојанија се добива површина од $14,729 \text{ m}^2$ и вредност на енергијата на дневно ниво од 8,337 kWh. Во однос на референтите параметри, ова значи зголемување на површинската ефикасност за 8,7 пати и загуба на енергијата од 10,9%.

За латитуда со вредност од 50° се добиваат оптимални растојанија од 0 m и 0,7 m. При овие растојанија се добива површина од $9,967 \text{ m}^2$ и вредност на енергијата на дневно ниво од 7,064 kWh. Во однос на референтите параметри, ова значи зголемување на површинската ефикасност за 19,1 пати и загуба на енергијата од 18%.

За латитудите од 55° , 60° и 65° се добиваат оптимални растојанија од 0 m и 0 m. При овие растојанија ефикасноста на плацот се зголемува за 62,4; 155,3 и 635,6 пати соодветно, а вредностите за енергијата на дневно ниво се намалуваат за 23,4%, 23,4% и 19,9%.

Од добиените резултати може да се забележи дека за денови кои се изложени на поголемо сончево зрачење во однос на 21 декември, оптималните растојанија имаат

вредност 0 m и 0 m, т.е opt_{rx} и opt_{ry} , соодветно. Тоа значи дека при овие оптимални растојанија се постигнува референтната енергија на дневно ниво E_{ref} . Овие резултати се релативни, т.е доколку се избере друг референтен ден, односно се избере ден со поголемо производство на електрична енергија тие ќе се променат.

Ако за референтен ден се избере 21 март ($N=80$), тогаш вредностите за оптималните растојанија по колони opt_{rx} и по редици opt_{ry} ќе се променат. Во табела 7.12 се дадени вредностите за следните параметри: растојанието помеѓу фотоволтаичните панели по колони ref_{rx} и по редици ref_{ry} , зафатената површина на плацот S_{ref} и ефикасноста на плацот Eff_{ref} за овој референтен ден. Во табелите 7.13 и 7.14 се дадени вредностите за оптималните параметри кои се добиени во однос на овој референтен ден 21 март ($N=80$).

Табела 7.12 Вредност за референтните параметри - растојание помеѓу колоните ref_{rx} , растојание помеѓу редици ref_{ry} , зафатена површина на плацот S_{ref} , енергија E_{ref} и ефикасност на плацот Eff_{ref} за ден 21 март ($N=80$)

L (°)	ref_{rx} (m)	ref_{ry} (m)	S_{ref} (m ²)	E_{ref} (kWh)	Eff_{ref} (kWh/m ²)
0	0	0,1	15,304	10,749	0,702
5	0	0,2	15,736	10,726	0,682
10	25,6	0,2	279,258	10,739	0,038
15	26,7	0,2	283,14	10,707	0,012
20	23,9	0,4	267,16	10,8	0,04
25	20,8	0,5	234,624	10,712	0,046
30	19,5	0,7	228,07	10,596	0,046
35	19,4	1	241,142	10,449	0,043
40	18,5	1,2	235,159	10,267	0,044
45	19,4	1,6	265,954	10,039	0,038
50	20,2	2	296,075	9,751	0,033
55	22,5	2,6	367,681	9,385	0,026
60	25,4	3,3	466,946	8,912	0,019
65	0	0,1	15,304	10,749	0,702

Табела 7.13 Вредност на параметрите - растојанија max_{rx} и max_{ry} , површина S_{max} , енергија E_{max} , ефикасност Eff_{max} , растојанија opt_{rx} и opt_{ry} , површина S_{opt} , енергија E_{opt} , однос на површини S_{ref}/S_{opt} , промена на енергијата ΔE за ден 9 февруари ($N=40$)

L (°)	max_{rx} (m)	max_{ry} (m)	S_{max} (m ²)	E_{max} (kWh)	Eff_{max} (kWh/m ²)	opt_{rx} (m)	opt_{ry} (m)	S_{opt} (m ²)	E_{opt} (kWh)	S_{ref}/S_{opt}	ΔE (%)
0	5,1	0,1	65,068	11,723	0,18	0	0	14,76	10,758	1	8,23
5	5,1	0,2	65,91	11,515	0,175	0	0,1	15,304	10,749	1	6,65
10	5,4	0,4	72,064	11,374	0,158	0	0,1	13,977	10,748	1	5,5
15	5	0,5	67,824	11,092	0,164	0	0,5	15,783	10,795	17	2,7
20	5,2	0,7	72,097	10,908	0,151	2,2	0,7	40,184	10,715	7,1	1,8
25	5,7	1	82,24	11,298	0,137	0	0,8	16,107	10,861	16,6	3,9
30	5,2	1,2	77,957	10,935	0,14	0	1,3	18,237	10,718	12,87	1,98
35	6,1	1,6	96,71	10,552	0,109	6,1	1,6	96,71	10,552	2,36	0
40	6,5	2	108,02	10,136	0,094	6,3	2	106,423	10,120	2,26	0
45	6,6	2,6	122,88	9,555	0,078	6,6	2,6	122,88	9,555	1,91	0
50	6,8	3,3	142,78	8,846	0,062	6,8	3,3	142,78	8,846	1,86	0
55	7,5	4,4	187,23	7,975	0,043	7,5	4,4	187,23	7,975	1,58	0
60	9	6,2	285,4	6,909	0,024	9	6,2	285,4	6,909	1,29	0
65	10,6	9,5	478,43	5,441	0,011	10,6	9,5	478,43	5,441	<1	0

За денот 9 февруари, сончевото зрачење е помало во однос на зрачењето на референтниот ден 21 март. Референтната енергија на дневно ниво E_{ref} се достигнува при поголеми растојанија за географски ширини од 25° до 65°. За латитуда со вредност од 25°, оптималните вредности на растојанијата изнесуваат 0 m и 0,8 m, соодветно. Додека пак, за латитудата со вредност од 65° вредностите на оптималните растојанија opt_{rx} и opt_{ry} изнесуваат 10,6 m и 9,5 m соодветно.

Табела 7.14 Вредност на параметрите - растојанија max_{rx} и max_{ry} , површина S_{max} , енергија E_{max} , ефикасност Eff_{max} , растојанија opt_{rx} и opt_{ry} , површина S_{opt} , енергија E_{opt} , однос на површини S_{ref}/S_{opt} , промена на енергијата ΔE за ден 1 мај ($N=121$)

L (°)	max_{rx} (m)	max_{ry} (m)	S_{max} (m ²)	E_{max} (kWh)	Eff_{max} (kWh/m ²)	opt_{rx} (m)	opt_{ry} (m)	S_{opt} (m ²)	E_{opt} (kWh)	S_{ref}/S_{opt}	ΔE (%)
0	0	0	14,76	10,103	0,684	0	0	14,76	10,103	1	0
5	0	0	14,76	10,468	0,709	0	0	14,76	10,468	1	0
10	0	0	14,76	10,746	0,728	0	0	14,76	10,746	1	0
15	0	0	14,76	10,574	0,716	0	0	14,76	10,574	1	0
20	5,5	0	68,618	11,097	0,162	0	0	14,707	10,953	19	1,3
25	6	0,1	75,679	11,255	0,149	0	0	14,536	11,101	18,4	1,4
30	6,1	0,1	75,276	11,227	0,149	0	0	14,257	11,041	16,5	1,66
35	6,7	0,2	82,382	11,192	0,139	0	0	13,87	10,926	20,9	2,4
40	7,3	0,4	92,559	11,121	0,12	0	0	13,87	10,753	17,39	3,3
45	8,1	0,5	101,008	11,05	0,109	0	0	12,783	10,518	18,4	4,8
50	11,6	0,7	142,272	10,967	0,077	0	0	12,091	10,227	21	6,7
55	10	0,9	128,086	10,856	0,085	0	0	11,307	9,888	16,2	8,92
60	12,2	1,2	161,084	10,722	0,067	0	0	10,437	9,489	35	11,5
65	15,5	1,6	216,326	10,534	0,049	0	0	9,488	9,057	49	10

За денот 1 мај сончевото зрачење е поголемо во однос на сончевото зрачење за референтниот ден. Заради тоа, референтната енергија на дневно ниво E_{ref} се достигнува при оптимални растојанија од 0 m и 0 m.

Откако ќе се пресметаат вредностите за референтните и оптималните растојанија помеѓу панелите од дефинираната фотоволтаична мрежа, се пресметува енергија на годишно ниво GE за секој добиен пар растојанија: референтните растојанија по колони ref_{rx} и редици ref_{ry} , оптималните растојанија по колони opt_{rx} и редици opt_{ry} за секоја географска ширина од интервалот ($0^\circ - 65^\circ$) соодветно, како и површинската ефикасност на плацот Eff при секојдневно сетирање на аголот на наклон β на оптималниот добиен агол β_{opt} .

Во табелите (7.15-7.28) се дадени растојанијата помеѓу панелите од дефинираната фотоволтаична мрежа, енергијата на годишно ниво GE , површинската ефикасност на плацот Eff и загубите на енергија ΔGE за секоја географска ширина од интервалот (0° - 65°) соодветно.

Табела 7.15 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=0^\circ$

$L=0^\circ$	Растојанија (m; m)	GE (MWh)	Eff (MWh/m ²)	ΔGE (%)
$(ref_rx; ref_ry)$	(3,1; 0,3)	4,013	0,086	
$(opt_rx; opt_ry)$	(5,1; 0,1)	3,994	0,061	0,57
$(opt_rx; opt_ry)$	(0; 0)	3,962	0,268	1,27

Од вредностите за енергијата на годишно ниво GE , ефикасноста на плацот Eff и загубата на електричната енергија ΔGE во табела 7.15 може да се заклучи дека за географска ширина $L=0^\circ$ (екватор) при оптимални растојанија од 0 m и 0 m т.е opt_rx и opt_ry , соодветно се добива најголема површинска ефикасност на плацот Eff која изнесува 0,268 и произведена енергија на годишно ниво од 3,962 MWh. Во однос на енергијата пресметана за референтните растојанија од 3,1 m и 0,3 m, загубата на енергија ΔGE изнесува 1,27%.

Табела 7.16 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=5^\circ$

$L=5^\circ$	Растојанија (m; m)	GE (MWh)	Eff (MWh/m ²)	ΔGE (%)
$(ref_rx; ref_ry)$	(3,3; 0,5)	4,061	0,079	
$(opt_rx; opt_ry)$	(5,1; 0,2)	4,041	0,058	0,49
$(opt_rx; opt_ry)$	(0; 0,1)	4,005	0,26	1,38
$(opt_rx; opt_ry)$	(0; 0)	3,989	0,27	1,77
$(opt_rx; opt_ry)$	(4,5; 0,2)	4,043	0,063	0,44

Од табела 7.16 за географска ширина $L=5^\circ$, може да се забележи дека при оптимални растојанија (0; 0,1) и (0; 0) се добиваат најголеми ефикасности од 0,26 и 0,27

соодветно. Загубите на енергија ΔGE во однос на референтната енергија $GE=4,061$ MWh изнесуваат 1,38% и 1,77%. Според тоа, за оптимален пар на растојанија на кои ќе се постават панелите се избира парот (0; 0,1).

Табела 7.17 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=10^\circ$

$L=10^\circ$	Растојанија (m; m)	GE (MWh)	Eff (MWh/m ²)	ΔGE (%)
$(ref_rx; ref_ry)$	(3,4; 0,7)	4,09	0,076	
$(opt_rx; opt_ry)$	(5,4; 0,4)	4,074	0,052	0,39
$(opt_rx; opt_ry)$	(0; 0,2)	4,027	0,252	1,54
$(opt_rx; opt_ry)$	(0; 0)	3,993	0,271	2,44
$(opt_rx; opt_ry)$	(4,8; 0,4)	4,076	0,057	0,34

Од табела 7.17 за географска ширина $L=10^\circ$ може да се забележи дека при оптимални растојанија (0; 0,2) и (0; 0) се добиваат најголеми ефикасности Eff од 0,252 и 0,271 соодветно. Загубите на енергија ΔGE во однос на референтната енергија од 4,09 MWh изнесуваат 1,54% и 2,44%. Според тоа, за оптимален пар на вредностите на растојанијата на кои ќе се постават панелите во дефинираната фотоволтаична мрежа се избира парот (0; 0,2).

Табела 7.18 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=15^\circ$

$L=15^\circ$	Растојанија (m; m)	GE (MWh)	Eff (MWh/m ²)	ΔGE (%)
$(ref_rx; ref_ry)$	(3,5; 0,9)	4,095	0,073	
$(opt_rx; opt_ry)$	(5; 0,5)	4,077	0,053	0,44
$(opt_rx; opt_ry)$	(0; 0,2)	4,006	0,251	2,17
$(opt_rx; opt_ry)$	(0; 0)	3,969	0,269	3,08
$(opt_rx; opt_ry)$	(4,8; 0,6)	4,082	0,053	0,32

Од табела 7.18 за географска ширина $L=15^\circ$ може да се забележи дека при вредности на оптимални растојанија (0; 0,2) и (0; 0) се добиваат најголеми ефикасности од 0,251 и 0,269 соодветно. Загубите на енергија во однос на референтната енергија

изнесуваат 2,17% и 3,08%. Според тоа, за оптимален пар на растојанија на кои ќе се постават панелите во дефинираната фотоволтаична мрежа се избира парот (0; 0,2).

Табела 7.19 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=20^\circ$

$L=20^\circ$	Растојанија (m; m)	GE (MWh)	Eff (MWh/m ²)	ΔGE (%)
$(ref_rx; ref_ry)$	(3,4; 1,1)	4,084	0,073	
$(opt_rx; opt_ry)$	(5,2; 0,7)	4,068	0,048	0,39
$(opt_rx; opt_ry)$	(0; 0,4)	3,997	0,233	2,13
$(opt_rx; opt_ry)$	(0; 0)	3,923	0,266	3,94
$(opt_rx; opt_ry)$	(5; 0,8)	4,072	0,048	0,29

Од табела 7.19 за географска ширина $L=20^\circ$ може да се забележи дека при оптимални растојанија (0; 0,4) и (0; 0) се добиваат најголеми ефикасности Eff од 0,233 и 0,266 соодветно. Загубите на енергија во однос на референтната енергија изнесуваат 2,13 % и 3,94%. Според добиените вредности за оптимален пар на растојанија на кои ќе се постават панелите во дефинираната фотоволтаична мрежа се избира парот (0; 0,4).

Табела 7.20 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=25^\circ$

$L=25^\circ$	Растојанија (m; m)	GE (MWh)	Eff (MWh/m ²)	ΔGE (%)
$(ref_rx; ref_ry)$	(3,7; 1,5)	4,188	0,065	
$(opt_rx; opt_ry)$	(0; 0,9)	4,132	0,205	1,34
$(opt_rx; opt_ry)$	(0; 0,5)	4,074	0,229	2,72
$(opt_rx; opt_ry)$	(0; 0)	3,96	0,268	5,44
$(opt_rx; opt_ry)$	(0; 0,3)	4,034	0,244	3,68
$(opt_rx; opt_ry)$	(4; 0,7)	4,164	0,06	0,57

Од табела 7.20 за географска ширина $L=25^\circ$ може да се забележи дека при оптимални растојанија (0; 0,5) и (0; 0,3) се добиваат ефикасности од 0,229 и 0,244. Загубите на енергија ΔGE во однос на референтната енергија изнесуваат 2,72% и 3,68 %. Според добиените вредности, за оптимален пар на растојанија на кои ќе се постават панелите во дефинираната фотоволтаична мрежа се избира парот (0; 0,5).

Табела 7.21 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=30^\circ$

$L=30^\circ$	Растојанија (m; m)	GE (MWh)	Eff (MWh/m ²)	ΔGE (%)
$(ref_rx; ref_ry)$	(4,1; 1,9)	4,131	0,055	
$(opt_rx; opt_ry)$	(0,1; 1)	4,065	0,19	1,60
$(opt_rx; opt_ry)$	(0; 0,6)	3,993	0,217	3,34
$(opt_rx; opt_ry)$	(0; 0)	3,85	0,261	6,80
$(opt_rx; opt_ry)$	(0; 0,5)	3,974	0,224	3,80
$(opt_rx; opt_ry)$	(0; 1,4)	4,094	0,177	0,9

Од табела 7.21 за географска ширина $L=30^\circ$ може да се забележи дека при сите вредности за оптимални растојанија се добиваат поголеми ефикасности, во однос на ефикасноста на плацот за референтниот ден. Загубите на енергија во однос на референтната енергија се движат помеѓу 0,9% и 6,8%. Според добиените вредности најмали загуби на енергија се добиваат за оптимален пар на растојанија (0; 1,4). Со овој пар на оптимални растојанија се добива зголемена ефикасност на плацот и најмали загуби на енергија.

Табела 7.22 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=35^\circ$

$L=35^\circ$	Растојанија (m; m)	GE (MWh)	Eff (MWh/m ²)	ΔGE (%)
$(ref_rx; ref_ry)$	(4,2; 2,4)	4,057	0,049	
$(opt_rx; opt_ry)$	(0,1; 1)	3,956	0,185	2,49
$(opt_rx; opt_ry)$	(0; 0,2)	3,786	0,237	6,68
$(opt_rx; opt_ry)$	(0; 0)	3,724	0,252	8,21
$(opt_rx; opt_ry)$	(0; 1,4)	3,99	0,172	1,65

Од табела 7.22 за географска ширина $L=35^\circ$ може да се забележи дека при сите оптимални растојанија се добиваат поголеми ефикасности во однос на ефикасноста на

плацот за референтниот ден. Со парот на оптимални растојанија (0;1,4) се добива зголемена ефикасност на плацот 0,172 MWh/m² и најмали загуби на енергија од 1,65 %.

Табела 7.23 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=40^\circ$

$L=40^\circ$	Растојанија (m; m)	GE (MWh)	Eff (MWh/m ²)	ΔGE (%)
$(ref_{rx}; ref_{ry})$	(4,6; 3,1)	3,964	0,039	
$(opt_{rx}; opt_{ry})$	(0; 1,1)	3,824	0,179	3,53
$(opt_{rx}; opt_{ry})$	(0; 0)	3,578	0,24	9,74
$(opt_{rx}; opt_{ry})$	(0; 1,4)	3,862	0,167	2,57

Од табела 7.23 за географска ширина $L=40^\circ$ може да се забележи дека при оптимални растојанија помеѓу панелите од (0; 1,4) се добива зголемена ефикасност на плацот од 0,167 MWh/m² и најмали загуби на енергија од 2,57%.

Табела 7.24 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=45^\circ$

$L=45^\circ$	Растојанија (m; m)	GE (MWh)	Eff (MWh/m ²)	ΔGE (%)
$(ref_{rx}; ref_{ry})$	(5; 1,4)	3,845	0,03	
$(opt_{rx}; opt_{ry})$	(0; 1)	3,654	0,176	4,97
$(opt_{rx}; opt_{ry})$	(0; 0)	3,411	0,231	11,29
$(opt_{rx}; opt_{ry})$	(0; 1,3)	3,695	0,164	3,9

Од табела 7.24 за географска ширина $L=45^\circ$ може да се забележи дека при сите оптимални растојанија се добиваат поголеми ефикасности Eff , во однос на ефикасноста на плацот за референтниот ден. Загубите на енергија во однос на референтната енергија се движат помеѓу 3,9% и 11,29%. Според добиените вредности најмали загуби на енергија се добиваат за оптимален пар на растојанија (0; 1,3). Со овој пар на оптимални растојанија се добива зголемена ефикасност на плацот и најмали загуби на енергија.

Табела 7.25 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=50^\circ$

$L=50^\circ$	Растојанија (m; m)	GE (MWh)	Eff (MWh/m ²)	ΔGE (%)
$(ref_{rx}; ref_{ry})$	(6,1; 5,6)	3,696	0,019	
$(opt_{rx}; opt_{ry})$	(0; 0,9)	3,458	0,172	6,44
$(opt_{rx}; opt_{ry})$	(0; 0)	3,225	0,218	12,74
$(opt_{rx}; opt_{ry})$	(0; 0,7)	3,422	0,18	7,41

Од табела 7.25 за географска ширина $L=50^\circ$ може да се забележи дека при сите оптимални растојанија се добиваат поголеми ефикасности, во однос на ефикасноста на плацот за референтниот ден. Загубите на енергија во однос на референтната енергија се движат помеѓу 6,44% и 12,74%. Според добиените вредности најмали загуби на енергија се добиваат за оптимален пар на растојанија (0; 0,9). Со овој пар на оптимални растојанија се добива зголемена ефикасност на плацот и најмали загуби на енергија.

Табела 7.26 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=55^\circ$

$L=55^\circ$	Растојанија (m; m)	GE (MWh)	Eff (MWh/m ²)	ΔGE (%)
$(ref_{rx}; ref_{ry})$	(6; 9,8)	3,505	0,012	
$(opt_{rx}; opt_{ry})$	(0; 0)	3,019	0,205	13,87

Табела 7.27 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=60^\circ$

$L=60^\circ$	Растојанија (m; m)	GE (MWh)	Eff (MWh/m ²)	ΔGE (%)
$(ref_{rx}; ref_{ry})$	(9,1; 11,9)	3,266	0,006	
$(opt_{rx}; opt_{ry})$	(0; 0)	2,789	0,189	14,60

Табела 7.28 Вредности на пресметана енергија на годишно ниво GE и загуба на енергија ΔGE за $L=65^\circ$

$L=65^\circ$	Растојанија (m; m)	GE (MWh)	Eff (MWh/m ²)	ΔGE (%)
$(ref_{rx}; ref_{ry})$	(9,4; 29,9)	2,97	0,012	
$(opt_{rx}; opt_{ry})$	(0; 0)	2,515	0,17	15,32

Од табелите 7.26, 7.27 и 7.28 за географски ширини $L=55^\circ$, $L=60^\circ$ и $L=65^\circ$ се добиваат оптимални растојанија (0; 0) со загуби на енергија од 13,87%, 14,60% и 15,32% соодветно за секоја географска ширина.

Според утврдениот протокол за анализа на пресметаните вредности на енергијата на годишно ниво GE и одредување на сите оптимални растојанија т.е opt_{rx} и opt_{ry} , соодветно врз основа на истиот протокол следуваат препораки за поставување на панелите од дефинираната 3x3 фотоволтаична мрежа. Препораките за поставување на панелите вклучуваат оптимизација на ефикасноста на плацот во однос на три параметри: растојанија помеѓу колони r_x , растојанија помеѓу редици r_y и оптимален агол на наклон β_{opt} кој се менува на дневна основа. Заклучоци за оптимални растојанија за дадена вредност на латитудата при оптимална поставеност на панелите, кои произлегуваат од пресметаните вредности за оптимални растојанија (opt_{rx} и opt_{ry}) за секоја географска ширина од интервалот ($0^\circ - 65^\circ$) се дадени во табела 7.29.

Алгоритмот за пресметување на вредностите на оптималните растојанија (opt_{rx} и opt_{ry}) ги наоѓа најоптималните вредности на пар од растојанија r_x и r_y при кој се достигнува предефинираната референтна вредност на енергијата E_{ref} на што е можно помала површина, со цел да се зголеми ефикасноста на плацот на фотоволтаичната мрежа. Колку ќе бидат оддалечени фотоволтаичните панели помеѓу себе, зависи од должината на сенката и од хоризонталното поместување на сенката.

Табела 7.29 Вредности на растојанијата opt_{rx} и opt_{ry} за дадена вредност на латитудата при оптимална поставеност на панелите

L (°)	opt_{rx} (m)	opt_{ry} (m)	GE (MWh)	Eff (MWh/m ²)	ΔGE (%)
0	0	0	3,962	0,268	1,27
5	0	0,1	4,005	0,26	1,38
10	0	0,2	4,027	0,252	1,54
15	0	0,2	4,006	0,251	2,17
20	0	0,4	3,997	0,233	2,13
25	0	0,5	4,074	0,229	2,72
30	0	1,4	4,094	0,177	0,9
35	0	1,4	3,99	0,172	1,65
40	0	1,4	3,862	0,167	2,57
45	0	1,3	3,695	0,164	3,9
50	0	0,9	3,458	0,172	6,44
55	0	0	3,019	0,205	13,87
60	0	0	2,789	0,189	14,60
65	0	0	2,515	0,17	15,32

Алгоритмот го наоѓа најоптималниот пар на растојанија r_x и r_y при кој се добива максимална енергија. Од досегашната анализа и добиените вредности за максимални растојанија (max_{rx} и max_{ry}) помеѓу фотоволтаичните панели, може да се забележи дека менувањето на вредностите на растојанието помеѓу редиците r_y влијае на вредностите на растојанието помеѓу колоните r_x и обратно.

Овој алгоритам од сите добиени парови оптимални растојанија (opt_{rx} и opt_{ry}) кои даваат приближно иста референтна енергија E_{ref} , го избира оној пар за кој се добива најголема вредност за оптимална енергија E_{opt} којашто е приближно еднаква на референтната енергија на дневно ниво E_{ref} .

Од компаративната анализа направена по денови може да се забележи дека вредностите за добиени за растојанија r_x за деновите кога настапуваат рамнодениците (21 март и 21 септември) се мошне големи, во однос на останатите избрани денови. На пример: Ако се направи тест за ден 21 март ($N=80$) за латитуда со вредност $L=30^\circ$ и се

внесат следните параметри: $P_x = 1$ m и $P_y = 1,64$ m и растојанија $r_x = 20,8$ m и $r_y = 0,5$ m, од вредностите кои се добиваат за површините S_{dir} и S_{dif} во текот на целиот ден, може да се забележи дека при растојанија од $r_x = 20,8$ m и $r_y = 0,5$ m сенки на панелите се јавуваат во два временски моменти. Првиот момент кога се појавуваат сенки е во 7:45h наутро. Во овој момент аголот на сончева висина е $\alpha = 7,832^\circ$ и азимутен агол $Z = 84,97^\circ$. Вредноста на директно изложената површина S_{dir} на сончево зрачење изнесува $10,0693$ m², а вредноста на дифузно изложената површина S_{dif} изнесува $4,6906$ m².

Врз основа на равенката (4.2), поместувањето на азимутот Δx се пресметува и се добива вредност од $\Delta x = 21,8334$ m. Според моделот на сенка, азимутното поместување Δx припаѓа на случај 4, конфигурација 1 ($P_x \leq r_x$) (слика 7.16).



Слика 7.16 Приказ на случај 4, конфигурација 1

Површината под сенка S_{dif} изнесува $4,6906$ m² или $1,17$ m² по фотоволтаичен панел. Секој панел е засенет со 72% од вкупната негова површина која изнесува $1,64$ m².

Во текот на овој ден, се јавува сенка и во 18:30h. Во овој момент аголот на сончева висина е $\alpha=7,97^\circ$ и азимутен агол $Z=84,89^\circ$. Вредноста на директно изложената површина S_{dir} на сончево зрачење изнесува $11,586 \text{ m}^2$, а вредноста добиена за дифузно изложената површина S_{dif} изнесува $3,170 \text{ m}^2$. Азимутното поместување изнесува $\Delta x=21,457 \text{ m}$. Врз основа на оваа добиена вредност и моделот на сенка, азимутното поместување Δx припаѓа на случај 3 од конфигурација 1 ($Px \leq r_x$) (слика 7.17).



Слика 7.17 Приказ на случај 3, конфигурација 1

На слика 7.17 се гледа дека 4 фотоволтаични панели се под сенка, односно $0,79 \text{ m}^2$ по панел е под сенка. Секој од четирите фотоволтаични панели е покриен под сенка 48% во однос на неговата вкупна површина која изнесува $1,64 \text{ m}^2$ (површина на еден панел).

Одредувањето на фиксен агол за период од една година се прави на следниот начин. За секој ден од осумте избрани денови се пресметува оптималниот агол на наклон β_{opt} . Тој пресметан агол β_{opt} станува фиксен агол на наклон на фотоволтаичните панели

β за цела година. Врз основа на добиениот фиксен агол и погоре пресметаните максимални растојанија (max_{rx} и max_{ry}), се пресметува произведена електрична енергија на годишно ниво GE .

Вредностите на произведената енергија GE се добиени за 8 фиксни агли (избрани денови) на наклон на фотоволтаичните панели β кои соодветствуваат на добиените оптимални агли β_{opt} за истите осум дена.

На табелите од 7.30 до 7.43 се дадени вредностите на пресметаната енергија GE со фиксен агол на наклон β на фотоволтаичните панели и фиксни растојанија помеѓу нив (r_x и r_y) за географски ширини од интервалот ($0^\circ - 65^\circ$).

Табела 7.30 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=0^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=4,013$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели

N	r_x (m)	r_y (m)	β ($^\circ$)	GE (MWh)
355	3,1	0,3	24	3,56
309	0	0	17	3,63
264	0	0	0	3,83
218	0	0	0	3,83
172	0	0	0	3,83
121	0	0	0	3,83
80	0	0	0	3,83
40	5,1	0,1	16	3,70

За латитуда $L=0^\circ$ вредностите за пресметаната енергија на годишно ниво GE се движат во интервал (3,56 - 3,70 MWh). Најмала вредност за енергијата GE се добива при фиксен агол $\beta=24^\circ$ и растојанија од 3,1 m и 0,3 m, а најголема вредност за енергијата GE се добива при агол $\beta=0^\circ$ и растојанија од 0m и 0m.

Табела 7.31 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=5^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=4,061$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели

N	r_x (m)	r_y (m)	β ($^\circ$)	GE (MWh)
355	3,3	0,5	29	3,53
309	4,5	0,2	22	3,68
264	26,2	0	5	3,83
218	0	0	0	3,82
172	0	0	0	3,82
121	0	0	0	3,82
80	0	0,1	5	3,83
40	5,1	0,2	21	3,69

За латитуда $L=5^\circ$ вредностите за пресметаната енергија на годишно ниво GE се движат во интервал (3,53 - 3,83 MWh). Најмала вредност за енергијата GE се добива при фиксен агол $\beta=29^\circ$ и растојанија од 3,3 m и 0,5 m, а најголема вредност за енергијата GE се добива при агол $\beta=5^\circ$ и растојанија од 26,2 m и 0 m.

Табела 7.32 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=10^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=4,09$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели

N	r_x (m)	r_y (m)	β ($^\circ$)	GE (MWh)
355	3,4	0,7	34	3,49
309	4,8	0,4	27	3,66
264	29,6	0,1	10	3,82
218	0	0	0	3,77
172	0	0	0	3,77
121	0	0	0	3,77
80	0	0,2	10	3,82
40	5,4	0,4	26	3,68

За латитуда $L=10^\circ$ вредностите за пресметаната електрична енергија GE се движат во интервал (3,49 - 3,82 MWh). Најмала вредност за енергијата GE се добива при фиксен агол $\beta=34^\circ$ и растојанија од 3,4 m и 0,7 m, а најголема вредност за истата се добива при агол $\beta=10^\circ$ и растојанија од 0 m и 0,2 m.

Табела 7.33 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=15^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=4,095$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели

N	r_x (m)	r_y (m)	β ($^\circ$)	GE (MWh)
355	3,5	0,9	39	3,46
309	4,8	0,6	32	3,63
264	25,5	0,1	15	3,79
218	0	0	0	3,69
172	0	0	0	3,69
121	0	0	0	3,69
80	25,6	0,2	15	3,79
40	5	0,5	31	3,65

За латитуда $L=15^\circ$ вредностите за пресметаната енергија на годишно ниво GE се движат во интервал (3,46 - 3,79 MWh). Најмала вредност за енергијата GE се добива при фиксен агол $\beta=39^\circ$ и растојанија од 3,5 m и 0,9 m, а најголема вредност за енергијата GE се добива при агол $\beta=15^\circ$ и растојанија од 25,6 m и 0,2 m.

Табела 7.34 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=20^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=4,084$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели

N	r_x (m)	r_y (m)	β ($^\circ$)	GE (MWh)
355	3,4	1,1	44	3,43
309	5	0,8	37	3,59
264	28,4	0,4	20	3,77
218	4,6	0	3	3,65
172	0	0	0	3,64
121	5,5	0	5	3,68
80	26,7	0,2	20	3,76
40	5,2	0,7	36	3,61

За латитуда $L=20^\circ$ вредностите за пресметаната енергија на годишно ниво GE се движат во интервал (3,43 - 3,77 MWh). Најмала енергија на годишно ниво GE се добива при фиксен агол $\beta=44^\circ$ и растојанија од 3,4 m и 1,1 m, а најголема вредност се добива при агол $\beta=20^\circ$ и растојанија од 26,7 m и 0,2 m.

Табела 7.35 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=25^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=4,188$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели

N	r_x (m)	r_y (m)	β ($^\circ$)	GE (MWh)
355	3,7	1,5	49	3,51
309	4,7	1	42	3,67
264	25,1	0,4	25	3,85
218	4,7	0	8	3,74
172	2,6	0	1	3,60
121	6	0,1	10	3,77
80	25,6	0,2	25	3,84
40	5,7	1	41	3,69

За латитуда $L=25^\circ$ вредностите за пресметаната електрична енергија GE се движат во интервал (3,51 - 3,85 MWh). Најмала вредност за енергијата GE се добива при фиксен агол $\beta=49^\circ$ и растојанија од 3,7 m и 1,5 m, а најголема вредност за енергијата GE се добива при агол $\beta=25^\circ$ и растојанија од 25,1 m и 0,4 m.

Табела 7.36 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=30^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=4,131$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели

N	r_x (m)	r_y (m)	β ($^\circ$)	GE (MWh)
355	4,1	1,9	54	3,446
309	5,1	1,3	47	3,61
264	21,6	0,5	30	3,797
218	5,1	0,1	13	3,699
172	2,7	0	6	3,58
121	6,1	0,1	15	3,72
80	20,8	0,5	30	3,797
40	5,2	1,2	46	3,63

За латитуда $L=30^\circ$ вредностите за пресметаната електрична енергија GE се движат во интервал (3,446 - 3,797 MWh). Најмала вредност за енергијата GE се добива при фиксен агол $\beta=54^\circ$ и растојанија од 4,1m и 1,9 m, а најголема вредност за енергијата GE се добива при агол $\beta=30^\circ$ и растојанија од 20,8 m и 0,5 m.

Табела 7.37 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=35^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=4,057$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели

N	r_x (m)	r_y (m)	β ($^\circ$)	GE (MWh)
355	4,2	2,4	59	3,37
309	5,1	1,7	52	3,54
264	20,1	0,7	35	3,73
218	5,6	0,2	18	3,64
172	3	0,1	11	3,53
121	6,7	0,2	20	3,66
80	19,5	0,7	35	3,73
40	5,9	1,6	51	3,55

За латитуда $L=35^\circ$ вредностите за пресметаната електрична енергија GE се движат во интервал (3,37 - 3,73 MWh). Најмала вредност за енергијата GE се добива при фиксен агол $\beta=59^\circ$ и растојанија од 4,2 m и 2,4 m, а најголема вредност за енергијата GE се добива при агол $\beta=35^\circ$ и растојанија од 19,5 m и 0,7 m.

Табела 7.38 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=40^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=3,964$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели

N	r_x (m)	r_y (m)	β ($^\circ$)	GE (MWh)
355	4,6	3,1	64	3,28
309	5,6	2,1	57	3,44
264	19,9	1	40	3,64
218	6,1	0,3	23	3,56
172	3,3	0,2	16	3,46
121	7,3	0,4	25	3,59
80	19,4	1	40	3,65
40	6,5	2	56	3,47

За латитуда $L=40^\circ$ вредностите за пресметаната електрична енергија GE се движат во интервал (3,28 - 3,65 MWh). Најмала вредност на енергијата GE се добива при фиксен агол $\beta=64^\circ$ и растојанија од 4,6 m и 3,1m, а најголема вредност за енергијата GE се добива при агол $\beta=40^\circ$ и растојанија од 19,4 m и 1 m.

Табела 7.39 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=45^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=3,845$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели

N	r_x (m)	r_y (m)	β ($^\circ$)	GE (MWh)
355	5,1	4	69	3,16
309	6,4	2,7	62	3,33
264	18,9	1,2	45	3,53
218	7,5	0,5	28	3,47
172	3,5	0,3	21	3,38
121	8,1	0,5	30	3,49
80	18,5	1,2	45	3,53
40	6,6	2,6	61	3,35

За латитуда $L=45^\circ$ вредностите за пресметаната електрична енергија GE се движат во интервал (3,16 - 3,53 MWh). Најмала вредност за енергијата GE се добива при фиксен агол $\beta=69^\circ$ и растојанија од 5,1 m и 4 m, а најголема вредност за енергијата GE се добива при агол $\beta=45^\circ$ и растојанија од 18,5 m и 1,2 m.

Табела 7.40 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=50^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=3,696$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели

N	r_x (m)	r_y (m)	β ($^\circ$)	GE (MWh)
355	6,1	5,6	74	3,01
309	7	3,6	67	3,19
264	19,8	1,6	50	3,40
218	8	0,6	33	3,35
172	4	0,4	26	3,27
121	11,6	0,7	35	3,37
80	19,4	1,6	50	3,40
40	6,8	3,3	66	3,20

За латитуда $L=50^\circ$ вредностите за пресметаната електрична енергија GE се движат во интервал (3,01 - 3,40 MWh). Најмала вредност за енергијата GE се добива при фиксен агол $\beta=74^\circ$ и растојанија од 6,1 m и 5,6 m, а најголема вредност за енергијата GE се добива при агол $\beta=50^\circ$ и растојанија од 19,4 m и 1,6 m.

Табела 7.41 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=55^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=3,505$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели.

N	r_x (m)	r_y (m)	β ($^\circ$)	GE (MWh)
355	6,9	8	79	2,83
309	7,8	4,8	72	3,00
264	20,6	2,6	55	3,24
218	9,7	0,8	38	3,20
172	4,5	0,6	31	3,14
121	10	0,9	40	3,22
80	20,2	2	55	3,23
40	7,5	4,4	71	3,02

За латитуда $L=55^\circ$ вредностите за пресметаната електрична енергија GE се движат во интервал (2,83 - 3,24 MWh). Најмала вредност за енергијата GE се добива при фиксен агол $\beta=79^\circ$ и растојанија од 6,9 m и 8 m, а најголема вредност за енергијата GE се добива при агол $\beta=55^\circ$ и растојанија од 20,6 m и 2,6 m.

Табела 7.42 Вредност на произведена електрична енергија на годишно ниво GE за латитуда $L=60^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=3,266$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели

N	r_x (m)	r_y (m)	β ($^\circ$)	GE (MWh)
355	9,1	11,9	84	2,59
309	8,4	6,8	77	2,77
264	22,8	2,6	60	3,02
218	9,1	1,1	43	3,03
172	5,3	0,8	36	2,97
121	12,2	1,2	45	3,04
80	22,5	2,6	60	3,02
40	9	6,2	76	2,79

За латитуда $L=60^\circ$ вредностите за пресметаната електрична енергија GE се движат во интервал (2,59 - 3,04 MWh). Најмала вредност за енергијата GE се добива при фиксен агол $\beta=84^\circ$ и растојанија од 9,1 m и 11,9 m, а најголема вредност за енергијата GE се добива при агол $\beta=45^\circ$ и растојанија од 12,2 m и 1,2 m.

Табела 7.43 Вредност на произведена електрична енергија GE за латитуда $L=65^\circ$ кога референтната вредност за енергијата изнесува $GE=2,970$ MWh со тракинг на фотоволтаичните панели

N	r_x (m)	r_y (m)	β ($^\circ$)	GE (MWh)
355	9,4	29,9	89	2,31
309	11,1	11,3	82	2,48
264	25,7	3,3	65	2,75
218	11	1,4	48	2,79
172	6,5	1	41	2,77
121	15,5	1,6	50	2,81
80	25,4	3,3	65	2,75
40	10,6	9,5	81	2,46

За латитуда $L=60^\circ$ вредностите за пресметаната електрична енергија GE се движат во интервал (2,31 - 2,79 MWh). Најмала вредност за енергијата GE се добива при фиксен агол $\beta=89^\circ$ и растојанија од 9,1 m и 11,9 m, а најголема вредност за енергијата GE се добива при агол $\beta=48^\circ$ и растојанија од 11 m и 1,4 m.

Во табела 7.44 компаративно се прикажани вредностите за енергијата на годишно ниво добиени со тракинг β_{opt} и со фиксен агол на наклон β на фотоволтаичните панели.

Табела 7.44 Споредба на добиените вредности за енергија на годишно ниво GE со тракинг β_{opt} и фиксен агол на наклон β

$N=355$	r_x (m)	r_y (m)	GE (MWh) тракинг	GE (MWh) фиксен агол	Промена на енергија(%)
$L=0^\circ$	3,1	0,3	4,013	3,56	11,29
$L=5^\circ$	3,3	0,5	4,061	3,53	13,08
$L=10^\circ$	3,4	0,7	4,09	3,498	14,47
$L=15^\circ$	3,5	0,9	4,095	3,46	15,51
$L=20^\circ$	3,4	1,1	4,084	3,43	16,01
$L=25^\circ$	3,7	1,5	4,188	3,51	16,19
$L=30^\circ$	4,1	1,9	4,131	3,45	16,49
$L=35^\circ$	4,2	2,4	4,057	3,37	16,93
$L=40^\circ$	4,6	3,1	3,964	3,28	17,26
$L=45^\circ$	5,1	4	3,845	3,16	17,82
$L=50^\circ$	6,1	5,6	3,696	3,01	18,56
$L=55^\circ$	6,9	8	3,505	2,83	19,26
$L=60^\circ$	9,1	11,9	3,266	2,59	20,70
$L=65^\circ$	9,4	29,9	2,970	2,31	22,22

Од табелата 7.44 може да се забележи дека доколку се избере фиксниот агол на наклон β според најкраткиот ден (21 декември), што во анализата претставува референтен ден и се пресметаат енергиите на годишно ниво GE со тој агол на наклон β и со референтните растојанија по колони и редици, т.е. r_x и r_y соодветно, тогаш се добива релативно помала енергија за секоја латитуда соодветно, во споредба со годишните енергии кои се добиваат со истите фиксни растојанија и дневен тракинг на аголот на наклон β_{opt} . Загубата на енергија, односно релативната промена на електричната енергија GE се движи во интервал од 11,29% за $L=0^\circ$ до 22,22% за $L=65^\circ$. Овие добиени вредности за промената на енергијата ΔGE се споредени и конзистентни со емпириските резултати од експериментални мерења направени од авторите во трудот [66]. Вредностите за енергија на годишно ниво GE покажуваат стабилни флукуации за фиксираните параметри r_x , r_y и аголот на наклон β .

Од направените компаративни анализи за енергиите на годишно ниво GE пресметани при оптимален агол на наклон β_{opt} кој се менува на дневно ниво (табела 7.29), како и при фиксен агол на наклон (табела 7.44) може да се заклучи дека аголот на наклон β на фотоволтаичните панели има поголем фактор на влијание врз производството на енергијата на годишно ниво GE , во однос на останатите параметри т.е растојанијата помеѓу панелите (r_x и r_y).

Ако се направи споредба помеѓу добиените вредности за енергијата на годишно ниво GE со друг избран фиксен агол на наклон β и вредностите за енергијата GE со оптимален агол на наклон β_{opt} , тогаш може да се добие и помала загуба на енергија.

Можноста за одредување на фиксен агол β за одреден период (месец, сезона, година) е пример за втора примена на алатката.

8. ЗАКЛУЧОК

Во оваа докторска дисертација е развиен стандарден модел на сенка кај мрежа од фотоволтаични панели што овозможува оптимизација на нејзината геометрија за поефикасна искористеност на плацот. Стандардниот модел на сенка е применет кај мрежа составена од девет фотоволтаични панели, распоредени во три редици и три колони (3x3). Во овој модел се разгледани две конфигурации и се опишани детално случаите за секоја конфигурација одделно, како и распоредот и видот на сенка. Во првата конфигурација, ширината на панелот P_x е помала или еднаква на растојанието помеѓу колоните r_x , а во втората конфигурација, ширината на панелот P_x е поголема од растојанието помеѓу колоните r_x во мрежата од фотоволтаични панели.

При развојот на овој модел се користи теоретски пристап и математичко моделирање за определување на сенките со негова имплементација во VS (Visual Studio). Резултатите кои произлегуваат од моделот на сенка се добиваат од равенките за пресметување на ширината P_{sh_x} и должината на сенката P_{sh_y} што го зафаќа даден панел од мрежата од фотоволтаични панели 3x3, како и површините што се под сенка од мрежата од фотоволтаични панели. Бројот и видот на засенчени површини се пресметува според развиен алгоритам кој е опишан со дијаграм. Со помош на овој алгоритам се одредени вредноста на површина S_{dir} директно изложена на сончево зрачење G_b , како и вредноста на површина S_{dif} која е изложена на дифузното сончево зрачење G_d .

Овој стандарден модел на сенка може да се користи за проценка на засенчените површини на панелите S_{dif} во рамките на дефинираната мрежа од фотоволтаични панели.

По развојот на стандарден модел на сенка кај мрежа од фотоволтаични панели 3x3, спроведена е негова имплементација заедно со модел на сончева положба и модел на сончево зрачење во моделот за пресметување на вредностите на моментната излезна моќност P_i .

Развиениот модел на сенка се користи во моделот за пресметување на вредностите на излезната моќност P_i во даден момент во денот. Врз основа на моделот

за пресметани вредности за моќноста P_i на фотоволтаичната мрежа, се пресметуваат вредностите за електричната енергија E за еден ден, месец и година. Овој модел е неопходен и е од суштинско значење за текот на енергетските анализи кои се направени во оваа докторска дисертација.

За да може да се определи влијанието на засенувањето во дефинираната мрежа од девет фотоволтаични панели врз производството на електрична енергија, направена е компаративна анализа на вредностите добиени за дневна енергија во однос на најкраткиот ден во годината, 21 декември т.е. референтниот ден. Влијанието на засенувањето врз производството на електрична енергија на годишно ниво GE зависи од три параметри: растојанијата помеѓу панелите по редици r_y и колони r_x и од аголот на наклон на панелите β во дефинираната мрежа од фотоволтаични панели. За да се утврди факторот на влијание на овие параметри врз производството на електрична енергија, направена е анализа при оптимален агол на наклон β_{opt} кој се менува на дневно ниво и анализа при фиксен агол на наклон β .

Врз основа на моделот за геометријата на сончева положба, моделот на сенка и енергетскиот модел (Clear-sky) е определена оптималната вредност на агол на наклон β_{opt} на фотоволтаичните панели. Вредностите добиени за оптималниот агол на наклон β_{opt} соодветсвуваат со нумерички и експериментални резултати објавени во реномирани научни списанија.

Компаративната анализа е направена при дневен тракинг на аголот на наклон β_{opt} на фотоволтаичните панели, при што е спроведен протокол по кој се врши анализата на добиените вредности на енергијата на дневно ниво. Според протоколот се утврдени максимални вредности на растојанијата помеѓу фотоволтаичните панели max_{rx} и max_{ry} , соодветно при кои се добива максимална вредност на енергијата на дневно ниво E_{max} и зафатена површина на плацот S_{max} . Овие параметри се однесуваат во случај кога засенувањето е незначително или целосно е избегнато. Во однос на референтниот ден се одредени оптимални вредности на растојанијата помеѓу фотоволтаичните панели opt_{rx} и opt_{ry} , соодветно, при кои се добива оптимална вредност на енергијата E_{opt} приближно еднаква на референтната вредност на енергијата E_{ref} , а површината на опфатениот плац има оптимална вредност S_{opt} . Односот помеѓу референтната вредност на површина на плацот S_{ref} и оптималната вредност на површина S_{opt} на истиот, ја дефинира ефикасноста на дадениот плац. Врз основа на направената компаративна

анализа во однос на референтниот ден, може да се заклучи дека параметрите: растојанијата помеѓу фотоволтаичните панели r_x и r_y , соодветно и оптималниот агол на наклон β_{opt} влијаат на промената на ефикасноста на плацот. Резултатите покажуваат дека оптималните вредности на параметрите т.е. оптималните растојанија помеѓу фотоволтаичните панели, opt_{rx} и opt_{ry} , соодветно се релативни и зависат од избраниот референтен датум. Доколку за референтен датум се избере друг датум или се постави поголема референтна енергија, тогаш оптималните растојанија во однос на тој референтен датум ќе бидат поголеми во однос на добиените растојанија за 21 декември.

По направените енергетски анализи по денови, се утврдува дека со допуштање на засенување се намалува производството на електрична енергија на мрежата и опаѓа просечната ефикасност на фотоволтаичните панели, но за сметка на тоа се зголемува ефикасноста на плацот на фотоволтаичната мрежа.

Од компаративната анализа одредени се различни вредности на оптималните растојанија помеѓу фотоволтаичните панели, opt_{rx} и opt_{ry} , соодветно, за дадени датуми, при кои се добива зголемена ефикасност на плацот на фотоволтаичната мрежа во однос на добиените референтни вредности на енергијата E_{ref} за 21 декември. Доколку референтниот ден се промени, односно како критериум се земе друг ден за референтен, тогаш оптималните вредности на растојанија помеѓу фотоволтаичните панели, opt_{rx} и opt_{ry} , соодветно, за секоја латитуда ќе се променат.

За сите разгледувани датуми со соодветни оптимални растојанија помеѓу фотоволтаичните панели opt_{rx} и opt_{ry} и дневен тракинг на аголот на наклон β_{opt} на фотоволтаичните панели се пресметани вредностите на енергијата на годишно ниво GE за секоја латитуда од интервалот од 0° до 65° . Од компаративната анализа на вредностите на енергијата на годишно ниво GE , може да се заклучи дека релативната промена на истата ΔGE , добиена при оптимални вредности на растојанијата во однос на референтните вредности на растојанијата помеѓу фотоволтаичните панели ref_{rx} и ref_{ry} , се зголемува со зголемување на вредностите на латитудата во интервал од 1,27% до 15,2% за географска ширина од 0° до 65° .

Врз основа на добиените вредности на енергијата на годишно ниво GE и релативната промена на вредностите на енергијата на годишно ниво ΔGE се добиваат препораки за оптимална поставеност на фотоволтаичните панели во мрежата по латитуда, согласно најповолниот ден од тестираните датуми, како на пример табела 7.29

во која се дадени оптималните вредности на растојанијата по латитуди кои произлегуваат од спроведената компаративна анализа за референтен ден 21 декември.

Препораките се однесуваат на параметрите на геометријата на плацот, дневниот тракинг на агол на наклон β_{opt} и пар на определени оптимални вредности помеѓу фотоволтаичните панели, opt_{rx} и opt_{ry} , соодветно, што одговара на најповолниот ден кога се произведува најголема вредност на електрична енергија на годишно ниво. По направената оптимизација, ефикасноста на дадениот плац е значително зголемена, за сметка на намаленото производство на електрична енергија на годишно ниво. Односно, постојниот плац за референтниот датум може да вклучи повеќе панели (повеќекратни 3x3 фотоволтаични мрежи) на таа површина.

Исто така, дадена е компаративна анализа на вредностите на електричната енергија со фиксен агол β на фотоволтаичните панели (оптимален за референтниот датум 21 декември) во однос на добиените вредности на електричната енергија на годишно ниво при оптимален агол на наклон што се менува на дневно ниво β_{opt} . Од оваа анализа се добиени вредности за релативната промена на вредностите на енергијата на годишно ниво ΔGE , односно загубата на енергија се движи од 11,29% до 22,22%. Овие резултати се споредени и кореспондираат со објавени емпириски резултати.

Со споредба на овие вредности за произведената електрична енергија на годишно ниво со вредностите на произведената електрична енергија добиени при дневен оптимизиран тракинг на аголот на наклон β_{opt} на фотоволтаичните панели и фиксни растојанија помеѓу фотоволтаичните панели r_x и r_y , може да се заклучи дека загубите на енергија се поголеми. Ова значи дека од сите три суштински параметри, кои се земаат предвид во анализите на фотоволтаичната мрежа, аголот на наклон β има голем фактор на влијание врз меѓусенчењето, а со тоа и големо влијание врз производството на електрична енергија.

Резултатите од истражувањата и анализите направени во докторската дисертација ги потврдуваат следните заклучоци:

- Доколку панелите се ситно сегментирани во фотоволтаичната мрежа од панели, меѓусенчењето наместо да се избегнува може да се искористи со цел многукратно да се зголеми ефикасноста на плацот;

- Оптимална поставеност на панелите во дефинираната мрежа од фотоволтаични панели при дневно менување на аголот на наклон на панелите овозможува да се зголеми ефикасноста на плацот;
- Аголот на наклон β има поголем фактор на влијание врз меѓусенчењето на панелите во дефинираната мрежа при фиксирани растојанија помеѓу панелите r_x и r_y ;
- Производството на енергија е помало при фиксен агол β за период од цела година во однос на производството при дневен тракинг на аголот на наклон β_{opt} на фотоволтаичните панели.

Развиениот модел на сенка имплементиран во аналитички софтвер за енергетски анализи на фотоволтаичната мрежа претставува алатка со потенцијал да даде придонес во процесот на дизајнирање и проектирање на фотоелектрични електрани. Со аналитичкиот софтвер постои можност за одредување на оптимален фиксен агол β_{opt} за утврден временски период (месец, сезона, година). Исто така, во зависност од географската местоположба, достапноста и големината на даден плац може да се пресмета и да се утврди оптимално решение во однос на аголот на наклон β и растојанијата помеѓу панелите r_x и r_y во фотоволтаичната мрежа.

Добиените резултати покажуваат дека моделот на сенка заедно со аналитичкиот софтвер претставуваат добра основа за понатамошна техно-економска анализа на конкретни енергетски проекти, како и развој на методологија за оптимална поставеност на панелите на даден плац.

Истражувањата од оваа докторска дисертација би можеле да се прошират во насока на развој на овој стандарден модел на сенка кај поголеми фотоволтаични системи односно мрежи составени од поголем број на фотоволтаични панели ($M \times N$), т.е M редици и N колони.

Користена литература

- [1] Ендруз, Ц., Цели, Н.: *НАУКА ЗА ЕНЕРГЕТИКАТА: принципи, технологии и влијанија – превод од едицијата 1000 книги.*
- [2] Masters, M. G.: *Renewable and Efficient Electric Power Systems.* (Stanford University, John Wiley & Sons Ltd, 2004).
- [3] Spasevska, H.: Solar energy in Macedonia: policy, perspectives, and challenges for application. *Proceedings of World Renewable Energy Congress-XI*, Abu Dhabi, 1409-1414 (2010).
- [4] Чингоски, В.: Предавања од обновливи извори на енергија. (Универзитет Гоце Делчев, 2012).
- [5] Wang, Q., et al.: Dynamic modeling and small signal stability analysis of distributed photovoltaic grid-connected system with large scale of panel level DC optimizers. *Applied Energy*, **259**, 114-132 (2020).
- [6] Kassai, M.: Experimental investigation of carbon dioxide cross-contamination in sorption energy recovery wheel in ventilation system. *Building Services Engineering Research & Technology*, **39** (4), 463-474 (2018).
- [7] Chatterjee, A., et al.: Design and experimental investigation of digital model predictive current controller for single phase grid integrated photovoltaic systems. *Renewable Energy*, **108**, 438-448 (2017).
- [8] Kassai, M., Simonson, C.J.: Experimental effectiveness investigation of liquid-to-air membrane energy exchangers under low heat capacity rates conditions. *Experimental Heat Transfer*, **29** (4), 445-455 (2016).
- [9] Kalogirou, S. A.: *Solar Energy Engineering Process and Systems.* (Elsevier, 2009).
- [10] Xiao, W., Ozog, N., Dunford, W. G.: Topology Study of Photovoltaic Interface for Maximum Power Point Tracking. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. **54** (3), 1696-1704 (2007).

- [11] Stanciu, C., Stanciu, D.: Optimum tilt angle for flat plate collectors all over the World—A declination dependence formula and comparisons for three solar radiation models. *Energy Conversion and Management*, **81**, 133-143 (Elsevier, 2014).
- [12] Yadav, A. K., Chandel, S. S.: Tilt angle optimization to maximize incident solar radiation: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **23** (C), 503-513 (Elsevier, 2013).
- [13] Stanciu, D., Stanciui, C., Paraschiv, I.: Mathematical links between optimum solar collector tilts in isotropic sky for intercepting maximum solar irradiance. *Journal of Atmospheric and Solar – Terrestrial Physics*, **137**, 58-65 (Elsevier, 2015).
- [14] Pandey, C. K., Katiyar, A.K.: A comparative study of solar irradiation models on various inclined surfaces for India. *Applied Energy*, **88** (4), 1455-1459 (Elsevier, 2011).
- [15] Patel, H., Agarwal, V.: MATLAB-Based Modelling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, **23** (1), 302-310 (2008).
- [16] Mitkovic, M. P., Djekic, J. P., Igetic, M. Z., Mitkovic, P. B., Dinic Brankovic, M. M.: Analysis of Electric power production in South Serbia: Recommendations for improvement of Operation of First Mini Photovoltaic Power Plants. *Thermal Science*, **22**, 1205-1216 (2018).
- [17] Milosavljević, D. D., et al: Energy Efficiency of Photovoltaic Solar Plant in Real Climate Conditions in Banja Luka. *Thermal Science*, **19** (2), 331-338 (2015).
- [18] Kirn, B., Topič, M., Čepin, M.: Effective load carrying capability of solar photovoltaic power plants - case study for Slovenia, Safety & reliability: theory and applications. *Proceedings of the 27th European Safety and Reliability Conference*, 3231-3239 (2017).
- [19] Yadav, A. K., Chandel, S.S.: Tilt angle optimization to maximize incident solar radiation: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **23**, (Elsevier, 2013).
- [20] Kalogirou, S.A.: The potential of solar industrial process heat applications. *Applied Energy*, **76** (2), 337-361 (2003).

- [21] Soulayman, S., Sabbagh, W.: Optimum Tilt Angle at Tropical Region. *International Journal of Renewable Energy Development*, **4** (1), 48-54 (2015).
- [22] Mehleri, E.D., Zervas, P.L., Sarimveis, H., Palyvos, J.A., Markatos, N.C.: Determination of the optimal tilt angle and orientation for solar photovoltaic arrays. *Renewable Energy*, **35** (11), 2468-2475 (Elsevier, 2010).
- [23] Tang, R., Wu, T.: Optimal tilt-angles for solar collectors used in China. *Applied Energy*, **79** (3), 239-248 (Elsevier, 2004).
- [24] Yakup, M., Malik, A.Q.: Optimum tilt angle and orientation for solar collector in Brunei Darussalam. *Renewable Energy*, **24** (2), 223-234 (Elsevier 2001).
- [25] Chang, Y.: Optimal the tilt angles for photovoltaic modules using PSO method with nonlinear time-varying evolution. *Energy*, **35** (5), 1954-1963 (Elsevier, 2010).
- [26] Notton, G., Paoli, C., Vasileva, S., et al: Estimation of hourly global solar irradiation on tilted planes from horizontal one using artificial neural networks. *Energy*, **39** (1), 66-179 (Elsevier, 2012).
- [27] Mathieu, D., Philippe, L., Boland, J.: Evaluating tilted plane models for solar radiation using comprehensive testing procedures, at a southern hemisphere location. *Renewable Energy*, **51** (C), 124-131 (Elsevier, 2013).
- [28] Mehleri, E.D., Zervas, P.L., Sarimveis, H., Palyvos, J.A., Markatos, N.C.: A new neural network model for evaluating the performance of various hourly slope irradiation models: Implementation for the region of Athens. *Renewable Energy*, **35** (7), 1357-1362 (Elsevier, 2010).
- [29] Benghanem, M.: Optimization of tilt angle for solar panel: Case study for Madinah, Saudi Arabia. *Applied Energy*, **88** (4), 1427-1433 (2011).
- [30] Asl-Soleimani, E., Farhangi, S., Zabihi, M.S.: The effect of tilt angle, air pollution on performance of photovoltaic systems in Tehran. *Renewable Energy*, **24** (3), pages 459-468 (Elsevier, 2001).
- [31] Kalogirou, S.A.: Applications of artificial neural networks for energy systems. *Applied Energy*, **67** (1-2), 17-35 (Elsevier, 2000).

- [32] Bakirci, K.: Models of solar radiation with hours of bright sunshine: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **13** (9), 2580-2588 (Elsevier, 2009).
- [33] Sun, L., Lu, L., Yang, H.: Optimum design of shading-type building-integrated photovoltaic claddings with different surface azimuth angles. *Applied Energy*, **90** (1), 233-240 (Elsevier, 2012).
- [34] Hartley, L.E., Martínez-Lozano, J.A., Utrillas, M.P., Tena, F., Pedrós, R.: The optimisation of the angle of inclination of a solar collector to maximize the incident solar radiation. *Renewable Energy*, **17** (3), 291-309, (Elsevier, 1999).
- [35] Rowlands, I. H., Kemery, B. P., Beausoleil-Morrison, I.: Optimal solar-PV tilt angle and azimuth: An Ontario (Canada) case-study. *Energy Policy*, **39** (3), 397-1409 (Elsevier, 2011).
- [36] Shariah, A., Al-Akhras, M., Al-Omari, I.A.: Optimizing the tilt angle of solar collectors. *Renewable Energy*, 26(4), 587-598 (Elsevier, 2002).
- [37] Duffie, J. A., Beckman, W. A.: *Solar Engineering of Thermal Processes, Fourth Edition*. (John Wiley and Sons, 2013).
- [38] Demsar, T.: Optimization of quantity of electric energy from solar power plant regarding its layout. University of Ljubljana - Master Thesis, (2015).
- [39] Li, H., Bu, X., Long, Z., Zhao, L., Ma, W.: Calculating the diffuse solar radiation in regions without solar radiation measurements. *Energy*, **44** (1), 611-615 (Elsevier, 2011).
- [40] Chitkusheva Dimitrovska, B., Cepin, M., Golubovski, R., Spasevska, H.: Modeling photovoltaic grid inter-shading. *Thermal Science*, **24** (6), 4183-4195 (2020).
- [41] Chitkusheva Dimitrovska, B., Kukuseva Paneva, M., Stefanov, G., Cingoski, V., Sarac, V.: Analysis and performance of two PV cells under various weather conditions. *Proceedings of Materials, Technologies, and Machines*, **3**, (2016).
- [42] Chitkusheva Dimitrovska, B., Kukuseva Paneva, M., Stefanov, G.: Analysis for installation of stand-alone PV system in household in Radovish. *International Scientific Conference – UNITECH*, (2015).

- [43] “<https://www.boeingconsult.com/Environment/shade-angle.htm>”.
- [44] ”[http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2011).pdf)”.
- [45] ”http://en.wikipedia.org/wiki/World_energy_resources”.
- [46] Luque, A., Hegedus, S.: *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. (Wiley, 2003).
- [47] “http://www.mpoweruk.com/solar_power.htm”.
- [48] Wiirfel, P.: *Physics of Solar Cells*. Wiley-Vch Verlag GmbH & Co. KGaA, (2005).
- [49] Lee, T.D., Ebong, A.U.: A review of thin film solar cell technologies and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **70**, 1286-1297 (Elsevier, 2017).
- [50] Birkmire, R.W., Eser, E.: Polycrystalline thin film solar-cells: present status and future potencial. *Annual Review of Material Science*, **27**, 625-653 (1997).
- [51] Birkmire, R.W.: Compound polycrystalline solar cells: recent progress and Y2 K perspective. *Solar Energy Materials and Solar cells*, **65** (1-4), 17-28 (2001).
- [52] Coutts, T.J., Emery, K.A., Ward, J.S.: Modeled performance of polycrystalline thin-film tandem solar cells. *Progress in Photovoltaic: Research and Applications*, **10**, 195-203 (2002).
- [53] Chopra, K.L.: *Thin film phenomena*. McGraw-Hill: New York, (1969).
- [54] Green, M.: Third generation photovoltaics: comparative evaluation of advanced solar conversion options. *Proceedings of the 29th Photovoltaic Specialist Conference*, 1330-1334, (2002).
- [55] Green, M.A.: How did solar cells get so cheap? *Joule*, **3** (3), 631-633 (2019).
- [56] Chopra, K.L.: Photovoltaic technology in the XXI century. *Indian Renewable Energy Development Agency News*, **11**, (2000).
- [57] Poortmans, J., Arkhipov, V.: *Thin Film Solar Cells. Fabrication, Characterization and Applications*. West Sussex, John Wiley & Sons Ltd, (2006).
- [58] Maycock, P.D.: The world PV market. *Renewable Energy World*, **5** (4), (2002).

- [59] Tang, R., Gao, W., Yu, Y., Chen, H.: Optimal tilt-angles of all-glass evacuated tube solar collectors. *Energy*, **34** (9), 1387-1395 (Elsevier, 2009).
- [60] Demain, C., Journée, M., Bertrand, C.: Evaluation of different models to estimate the global solar radiation on inclined surfaces. *Renewable Energy*, **50** (C), 710-721 (Elsevier, 2013).
- [61] Agha, K. R., Sbita, M. N: On the sizing parameters for stand-alone solar-energy systems. *Applied Energy*, **65** (1-4), 73-84 (Elsevier, 2000).
- [62] Pandey, C. K., Katiyar, A.K.: A note on diffuse solar radiation on a tilted surface. *Energy*, **34** (11), 1764-1769 (Elsevier, 2009).
- [63] El-Sebaili, A.A., Al-Hazmi, F.S., Al-Ghamdi, A.A., Yaghmour, S.J.: Global, direct and diffuse solar radiation on horizontal and tilted surfaces in Jeddah, Saudi Arabia. *Applied Energy*, **87** (2), 568-576 (Elsevier, 2010).
- [64] Kacira, M., Simsek, M., Babur, Y., Demirkol, S.: Determining optimum tilt angles and orientations of photovoltaic panels in Sanliurfa, Turkey. *Renewable Energy*, **29** (8), 1265-1275 (Elsevier, 2004).
- [65] Pavlovic, T.M., Milosavljevic, D.D., Pirsl, D. S.: Simulation of photovoltaic systems electricity generation using Homer software in specific locations in Serbia. *Thermal Science*, **17** (2), 333-347 (2013).
- [66] Dutta, A., Biswas, J., Roychowdhury, S., Neogi, S.: Optimum Tilt Angles for Manual Tracking of Photovoltaic Modules. *Distributed Generation and Alternative Energy Journal*, **31** (2), 7-35 (2016).
- [67] Muslim, H. N.: Solar Tilt Angle Optimization of PV Systems for Different Case Studies. *EAI Endorsed Transactions on Energy Web*, **6** (23): e7, (2019).
- [68] “<https://www.esrl.noaa.gov/gmd/grad/solcalc/>” - Global Monitoring Laboratory.
- [69] “<https://www.suncalc.org/>”.
- [70] PV*SOL premium – Valentin Software GmbH (valentin-software.com).
- [71] Kaddoura, T. O., Ramli, M. A. M., Al-Turki Y. A.: On the estimation of the optimum tilt angle of PV panel in Saudi Arabia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **65**, 626–634 (2016).

- [72] Goswami, D. Y.: *Principles of Solar Engineering, 3rd Edition*. (Taylor & Francis Group - CRC Press, 2015).
- [73] Rekioua, D., Matagne, E.: *Optimization of Photovoltaic Power Systems, Modelization, Simulation and Control*. (Springer 2012).
- [74] Choubey, P.C., Oudhia, A, Dewangan, R.: A Review: Solar Cell Current Scenario and Future Trends. *Recent Research in Science and Technology*, **4**, 99-101 (2012).
- [75] Bagher, A.M., Vahid, M.M.A., Mohsen, M.: Types of Solar Cells and Application. *American Journal of Optics and Photonics*, **3**, 94-113 (2015).
- [76] Wurfel, P., Wurfel, U.: *Physics of Solar Cells: From Basic Principles to Advanced Concepts*. (John Wiley & Sons, Hoboken, 2009).
- [77] Dmitrijev, S.: *Principles of Semiconductor Devices*. (Oxford University Press, 2011).
- [78] Jiang, Y: Calculation of daily global solar radiation for Guangzhou. *International Conference on Optics, Photonics and Energy Engineering (IEEE)*, (China, 2010).
- [79] Mohanty, P., Muneer, T., Kolhe, M.: *Solar Photovoltaic System Applications. A Guidebook for Off-Grid Electrification*, (Springer, 2016).
- [80] Jamil, B., Siddiqui, A.T., Akhtar, N.: Estimation of Solar Radiation and Optimum Tilt Angles for South-Facing Surfaces in Humid Subtropical Climatic Region of India. *Engineering Science and Technology, an International Journal*, **19** (4), 1826-1835 (2016).
- [81] “<https://earthobservatory.nasa.gov/features/EnergyBalance/page3.php>”.