TRAINEE TowaRd market-based skills for sustAINable Energy Efficient construction

ПРИРАЧНИК ЗА ОБУКА

за инженери и техничари

ПРОЕКТИРАЊЕ И ИНСТАЛИРАЊЕ НА ФОТОВОЛТАИЧНИ СИСТЕМИ

Скопје, 2019

ИЗЈАВА

Информациите, документацијата и податоците во овој документ се напишани од страна на конзорциум на проектот TRAINEE како дел од договорот со ЕУ за грант Nº 785005 и не ги изразува ставовите на Европската Комисија.

Европската Комисија не е поврзана со било која можна употреба на информациите кои се содржани во документот.

Сите права на интелектуална сопственост им припаѓаат на членовите на конзорциумот на проектот TRAINEE и се заштитени со соодветни закони. Умножување не е дозволено без претходна писмена согласност.

За комерцијална употреба на било која информација содржана во овој документ е потребна дозвола од сопственикот на таа информација.

ПРИЗНАНИЕ

Овој документ е испорачан како дел од проектот TRAINEE. Овој проект е финасиран од програмата на Европската Унија HORIZON 2020 за истражување и иновации под договорот за грант Nº 785005.

ПРЕДГОВОР

Тренинг материјалот е подготвен во рамките на проектот „TRAINEE“ (Пазарно ориентирани вештини за одржливо енергетски ефикасно градење) кој е финансиран од Европската Унија, во рамките на програмата HORIZON 2020 (785005 — TRAINEE — H2020-EE-2016-2017/H2020-EE-2017-CSA-PPI).

Согласно со националната програма за енергетска ефикасност (ЕЕ) која е хармонизирана со европската регулатива, поставена е национална цел за заштеда на енергија до 2020 година, во која делот од заштедите што се однесува на градежниот сектор изнесува 36,13%. За реализирање на националната стратегија се јавува потреба за квалификувана работна сила во градежниот сектор која ќе биде специјализирана во имплементирање на мерки за енергетска ефикасност (ЕЕ) и обновливи извори на енергија (ОИЕ).

Токму затоа, општа цел на проектот „TRAINEE“ е зголемување на квалификуваната работна сила во согласност со препораките од Националниот патоказ за градење вештини за ЕЕ и примена на ОИЕ во градежниот сектор, чиј фокус се два приоритети: обука на 4.500 професионалци, инженери и работници и надминување на бариерите за имплементација и одржување на мерките за енергетска ефикасност.

Во таа насока се дефинирани и следните специфични цели на проектот:

1. Дополнително подобрување на вештините на градежните професионалци – архитекти, инженер и градежни работници за градење енергетски ефикасни објекти, низ целиот синџир на вредности во градежниот сектор.

2. Зајакнување на мултидисциплинарниот пристап кон одржливо градење и демонстрирање на разликите во проектираните и актуелните енергетски карактеристики на градбите преку иницирање на примена на Building Information Modeling-BIM (моделирање на информациите за градби) на национално ниво.

3. Зголемување на пазарната вредност на вештините за енергетски ефикасно градење, преку подобрување на соработката меѓу различни професионални групи

Конзорциумот кој го реализира проектот „TRAINEE“ е составен од шест партнери: Стопанската Комора на Македонија; Асоцијација за бизнис и

консултантство – ЗБК Креација; Факултет за електротехника и информатски технологии (ФЕИТ) при Универзитетот „Кирил и Методиј“ во Скопје; Инженерска институција на Македонија – ИМИ; Центар за образование на возрасни – ЦОВ; и партнер од Шпанија – BIM Academy Barcelona.

Главни задачи на проектот ТРАИНЕЕ се:

Развој и спроведување на ОДРЖЛИВИ ПРОГРАМИ ЗА КВАЛИФИКАЦИЈА И ОБУКИ за архитекти, градежни инженери и/или градежни работници, вклучувајќи го процесот на препознавање на претходното знаење – ППЗ.

- Планови за одржливост по завршувањето на проектот и репликација низ ЕУ преку ЦЕНТАР ЗА МЕНАЏИРАЊЕ НА ЗНАЕЊЕ И ВЕШТИНИ
- Зголемен број на КВАЛИФИКУВАНИ РАБОТНИЦИ (архитекти, градежни инженери и/или градежни работници) преку спроведување обуки.

Проектот „ТРАИНЕЕ“ ќе придонесе за зголемување на понудата на програми за неформално стекнување на квалификации, со развивање на програми за обуки за професионалци на средно и на повисоко ниво од Националната рамка на квалификации – НРК (инсталатери и проектанти на системи за користење на ОИЕ, архитекти, инженери и техничари). Одржливоста на програмите за обука ќе се обезбеди преку основање на Центар за менаџирање на знаење и вештини и обезбедување видливост на вештините за ЕЕ и нивната пазарна вредност, преку поттикнување на мултидисциплинарност и колаборативен пристап во градењето со имплементирање на BIM методологијата.

Во рамките на овој проект се организираат пилот тренинзи за имплементирање на системи за користење на сончева енергија во градби, со цел да се проверат во пракса развиените тренинг програми и тренинг материјали. Програмите за тренинзите се организирани во два модули:

- модул за проектирање и инсталирање на сончеви термални колекторски системи,
- модул за проектирање и инсталирање на фотоволтаични системи.

Програмите за реализирање на тренинг курсевите во секој модул пооделно, се раздвојуваат на две нивоа: прво ниво за инсталатери/монтери и второ ниво за проектанти/инженери кои ќе се оспособат со вештини за проектирање на системи за користење на сончевата енергија во градби.

Содржината на тренингот вклучува детален приказ на програмата во конкретниот тренинг курс, вклучително тренинг материјали, техники за имплементација, основи на практично инсталирање и теоретски објаснувања за дадените процеси, запознавање со ISO стандарди за квалитетот на материјалите и методите за нивна примена, придобивките во енергетската ефикасност од технички и економски

аспект, како и процедурите за безбедност при работа. Посебен осврт се става на примена на нови производи во оваа област кои имаат такви спецификации кои даваат можност да се постигне поголема енергетска ефикасност на објектите и да се зголеми безбедноста.

Тренингот е организиран така што 30% од часовите се наменети за теоретска настава, 60% од часовите се организирани како практична и теренска настава и 10% за евалуација на знаењето.

Тренинг материјалот е подготвен во вид на прирачник за обука, со цел да се користи при теориската и практичната настава што ќе биде реализирана во рамките на тренинг курсевите. Станува збор за првична верзија на тренинг материјалот која ќе биде надополнета и коригирана со сите забелешки и коментари на учесниците во пилот обуките. Целта е преку сите конструктивните забелешки и сугестии да се придонесе за подобрување на квалитетот на следното издание на прирачникот за обуки.

Содржина

ПРЕДГОВОР **5**

1. ВОВЕД **15**

1.1. Сончева енергија **15**

1.2. Природа на сончевото зрачење **19**

1.3. Параметри за пресметување на сончевото зрачење **22**

1.3.1. Пресметување на времето 23

1.3.2. Соларни агли 25

1.4. Карактеристики на сончевото зрачење **33**

1.4.1. Екстратерестично сончево зрачење 33

1.4.2. Атмосферско намалување на зрачењето 34

1.4.3. Зрачење на наклонети површини 37

2. КАРАКТЕРИСТИКИ И ПРИНЦИП НА РАБОТА НА ФОТОВОЛТАИЧНИ ЌЕЛИИ **39**

2.1. Видови на фотоволтаични ќелии **39**

2.1.1. Прва генерација фотоволтаични ќелии 39

2.1.2. Втора генерација фотоволтаични ќелии – Тенкослојни фотоволтаични ќелии 40

2.3.1. Трета генерација ФВ ќелии 43

2.2. Фотоволтаичен ефект **46**

2.3. Еквивалентно коло на фотоволтаична ќелија **48**

2.4. Максимална моќност на фотоволтаична ќелија **51**

3. ФОТОВОЛТАИЧНИ МОДУЛИ И КОМПОНЕНТИ НА ФОТОВОЛТАИЧЕН СИСТЕМ **53**

3.1. Фотоволтаичен модул **53**

3.2. Структура на фотоволтаичен модул **54**

3.3. Фотоволтаичен модул поврзан на потрошувач **57**

3.4. Фотоволтаични системи **60**

3.5. Поврзување на фотоволтаични модули **60**

3.6. Видови на фотоволтаични системи **63**

3.7. Автономни фотоволтаични системи **63**

3.8. Фотоволтаични системи поврзани со електродистрибутивната мрежа **65**

4. ПРОЕКТИРАЊЕ НА МРЕЖНО ПОВРЗАНИ ФОТОВОЛТАИЧНИ СИСТЕМИ **67**

4.1. Избор на локација **67**

4.1.1. Контролна листа за избор на локација 67

4.1.2. Ограничувања во изборот на локација 68

4.1.3. Топографија 71

4.2. Соларни ресурси **74**

4.2.1. Преглед на соларниот ресурс 74

4.2.2. Податоци од сателит 78

4.3. Мрежно поврзување **83**
4.3.1. Пристап и право на пат 84
4.3.2. Мрежно поврзани фотоволтаични системи за сопствена потреба 85
4.4. Избор на ФВ модули **86**
4.4.1. Технички критериуми при проектирање на модулите 88
4.4.2. Распоред и засенчување....89
4.4.3. Конфигурација на ФВ модулите 91
4.4.4. Монтажни структури 92
4.4.5. Одржување на модулите....95
4.5. ИнверторИ **96**
4.5.1. Систем со централен инвертор 97
4.5.2. Систем со низи и под-секции 101
4.5.3. Систем со инвертори по модул 103
4.5.4. Контејнерски инвертерски решенија 106
4.5.5. Локација за инсталирање на инверторот 107
4.5.6. Стандард на квалитет 109
4.5.7. Димензионирање на инверторот 112
4.6. Трансформатори **118**

5. ТЕХНИЧКИ ПРИНЦИПИ НА ПРОЕКТИРАЊЕ НА ФВ СИСТЕМИ 121
5.1. Избор на кабел и големина **122**
5.1.1. Управување со кабли 122
5.1.2. Напонски нивоа на кабелот....123
5.1.3. Максимална дозволена струја 123
5.1.4. Минимизирање на загубите / падови на напон 124
5.2. DC систем **125**
5.2.1. Димензионирање на кабел по модул и кабел на низа 125
5.2.2. Квалитативни барања и показатели 126
5.2.3. Комбинирани кутии 127
5.2.4. Конектори....128
5.2.5. Димензионирање на главниот DC кабел 128
5.2.6. Димензионирање и селекција на разводната кутија и на DC главниот прекинувач....130
5.2.7. Струјни осигурувачи / минијатурни прекинувачи (MCB)....131
5.28. Прекинувачи за еднонасочна струја (DC Switching) 132
5.3. AC систем **133**
5.3.1. AC Кабли....133
5.3.2. Димензионирање на AC конекциониот кабел 134
5.3.3. Преклопник за наизменична струја (AC Switchgear)....135
5.4. Заштитно заземјување и заштита од пренапони **135**
5.5. Поврзување со електро енергетскиот систем **137**

5.6. Критериуми за квалитет **138**
5.7. Технички карактеристики и перформанси на фотоволтаичен систем **139**
5.7.1. Пресметување на специфичната излезна моќност 140
5.7.2. Фактор на капацитет 144

6. ТЕХНИЧКИ ПРОЦЕДУРИ ЗА ПОДГОТОВКА НА ПРОЕКТНАТА ДОКУМЕНТАЦИЈА И ПРОЦЕСОТ НА НАБАВКИ 149
6.1. Дозволи, лиценцирање и влијание врз животната средина **154**
6.2. Еколошки и социјални стандарди и барања **158**
6.2.1. Значјни еколошки и социјални стандарди 158
6.2.2. Определување на уредот на влијание врз животната средина и општеството 160
6.3. Општи технички спецификации за набавка **167**
6.3.1. Концепт на ФВ системот 168
6.3.2. Проект на изведена состојба 168
6.3.3. Фотоволтаични модули 169
6.3.5. Набавка и монтажа на носечка конструкција за ФВ модулите 174
6.3.6. Набавка и инсталација на контрола и далечинско управување (SCADA) 175
6.3.7. Набавка и монтажа на кабел / електрични работи 176
6.3.8. Пишување на проектно-техничка документација 177
6.4. Чистење и примопредавање на просторот на инсталацијата – ФВ систем **177**
6.1.1. Предавање на техничките досиеја 180
6.4.2. Гарантен период 182
Општи услови 182
Гаранции за опрема 183

7. РАЗВОЈ НА ФВ ПРОЕКТ ПО ФАЗИ И ТЕХНОЕКОНОМСКА АНАЛИЗА 185
7.1. Преглед на развој на проектот **185**
7.1.1. Идентификација на локација 186
7.1.2. Проект за ФВ централа 188
7.1.3. Опис на проектната структура 188
7.1.4. Регулаторната рамка и механизми за поддршка 188
7.1.5. Длабинско испитување на откупувачите (трговците) на енергија 189
7.1.6. Стратегија за финансирање 189
7.2. ФАЗА 2 – Пред физибилити студија **190**
7.3. ФАЗА 3 – Физибилити студија **193**
7.3.1. Технички дизајн на системот 193
7.3.2. Дозволи и екологија, здравје и безбедност (EHS) барања 194
7.3.3. Финансиска физибилност (изводливост) на проектот 195
7.3.4. Развој на проектот / комерцијални аспекти 196
7.4. ФАЗА 4 – Дозволи, договори и финансирање **197**
7.4.1. Дозволи 199

7.4.2. Еколошки и социјални аспекти 200
7.4.3. Финансирање 200
7.4.4. Договори 201
7.4.5. Координација при потпишувањето на договорот 203
7.5. ФАЗА 5 – ИНЖЕНЕРИНГ, НАБАВКА, ИЗГРАДБА И КОМЕРЦИЈАЛНА РАБОТА 204
7.5.1. Инженеринг и набавка 204
7.6. ИЗГРАДБА И ПАРАМЕТРИ НА КОМЕРЦИЈАЛНО ФУНКЦИОНИРАЊЕ 207
7.6.1. Сооднос на извршувањето 211
7.6.2. Специфични приноси 212
7.6.3. Фактор на капацитет 212

8. ИНСТАЛИРАЊЕ НА СОНЧЕВИ МОДУЛИ, МОНТАЖНИ СИСТЕМИ И ИНТЕГРАЦИЈА ВО ГРАДБИ 215
8.1. МОНТИРАЊЕ НА СОНЧЕВИ МОДУЛИ НА РАМКА 215
8.2. МОНТИРАЊЕ НА СОНЧЕВИ МОДУЛИ ВО ГРАДБИ 217
8.2.1. Кровни основи 218
8.2.2. Монтажни системи за фотоволтаици 224
8.2.3. Монтажа на ФВ системи на рамни кровови 229
8.2.4. Монтажни фасадни системи 231
8.3. МОНТИРАЊЕ НА СОНЧЕВИ МОДУЛИ НА СТОЛБОВИ 235
8.4. СОЛАРНИ ТРАКЕРИ 236
8.5. ИЗРАБОТКА НА СОПСТВЕНИ ДРЖАЧИ 236
8.6. БРОЈ И ПОЛОЖБА НА КУКИ И ШИНИ 238
8.6.1. Монтажа на куки и шини 239
8.7. УПАТСТВА ЗА РАКУВАЊЕ СО МОДУЛ 241
8.8. КАБЛИРАЊЕ НА СОЛАРНИ НИЗИ 241
8.9. КОНЕКТОРИ ЗА СОЛАРНИ НИЗИ 242
8.10. ОСИГУРУВАЧИ И ПРЕКИНУВАЧИ 242
8.11. ВАЖНОСТА ОД КОРИСТЕЊЕ НА СООДВЕТНИ КАБЛИ, КОНЕКТОРИ И ПРЕКИНУВАЧИ ЗА ИЗОЛАЦИЈА 243
8.12. ГРЕШКИ НА СИСТЕМОТ ЗА ЗАЗЕМЈУВАЊЕ 244
8.13. ПОСТАВУВАЊЕ НА КАБЛИ И МОНТАЖА НА МОДУЛИ 245
8.14. ИНСТАЛИРАЊЕ НА КОНТРОЛНА ОПРЕМА 246
8.15. ИНВЕРТОРСКА ИНСТАЛАЦИЈА И КОНЕКЦИЈА НА НАИЗМЕНИЧНА СТРУЈА 248

9. ПРОВЕРКИ, ОДРЖУВАЊЕ И ПРОБЛЕМИ ПРИ ФУНКЦИОНИРАЊЕ 249
9.1. ОПШТИ ГРЕШКИ 249
9.1.2. Недоволно производство на електрична енергија 250
9.1.3. Оштетени кабли – слаби контакти 252
9.1.4. Слаба батерија 253
9.1.5. Проблеми со инверторот 255
9.2. ОДРЖУВАЊЕ НА СИСТЕМОТ 256

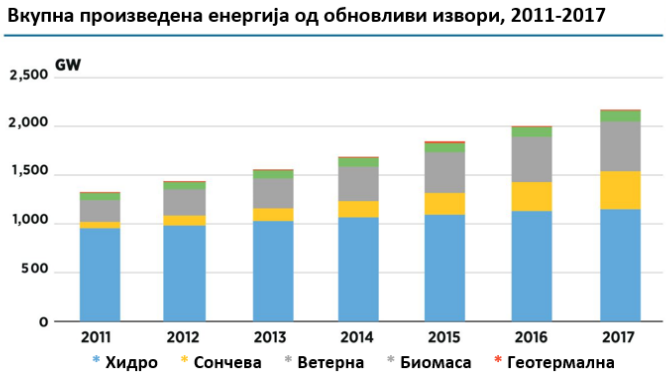
10. ЗАШТИТА ПРИ РАБОТА – БАРАЊА ЗА БЕЗБЕДНОСТ НА РАБОТНО МЕСТО 259
10.1. КОМПЛЕТ ЗА ПРВА ПОМОШ 259
10.2. КОМПЛЕТ ЗА ХЕМИСКО ЧИСТЕЊЕ 260
10.3. БЕЗБЕДНОСТ ПРИ РАБОТА 260
10.3.1. Работа на јавен простор 260
10.3.2. Работа на висина 260
10.3.3. Работа со батерии 262
10.3.4. Заштитна опрема – Ракавици 263
10.3.5. Електрична безбедност (Заштита од струен удар) 264
10.3.6. Содржина на кутијата за алат 265
10.4. БЕЗБЕДНОСТ ПРИ ИНСТАЛИРАЊЕ НА ФВ НИЗА 265
10.6. Безбедност при инсталирање на батерии 267
10.7. БЕЗБЕДНОСТ ПРИ ИНСТАЛИРАЊЕ НА КОНТРОЛНАТА ОПРЕМА 269
10.8. БЕЗБЕДНОСТ ПРИ ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА МРЕЖА 270

ДОКУМЕНТИ 273

1. ВОВЕД

1.1. СОНЧЕВА ЕНЕРГИЈА

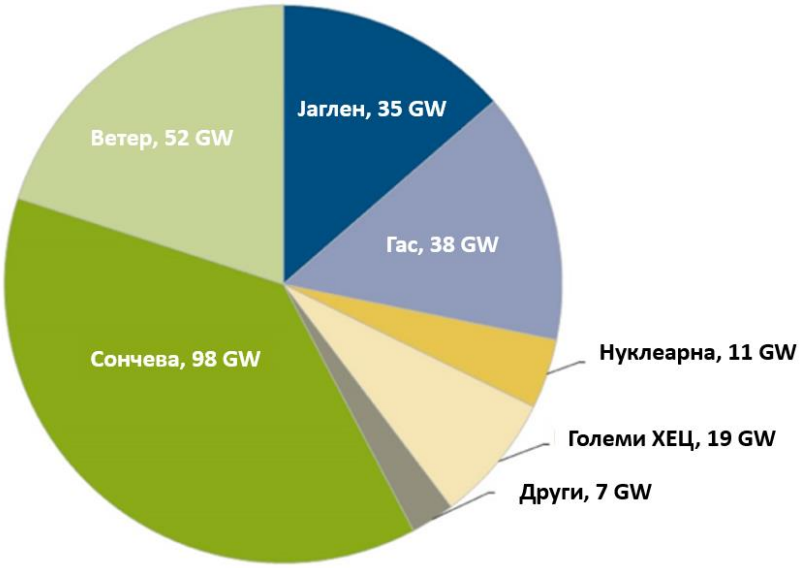
Современиот начин на живот, брзиот индустриски и технолошки развој, како и зголемувањето на популацијата на земјата, се главни причини поради кои доаѓа до перманентно зголемување на потрошувачката на енергија на глобално ниво. Токму затоа, обезбедувањето на сигурни и стабилни извори на енергија станува еден од најголемите проблеми со кои се соочува развојот на современите технологии за производство на електрична енергија. Конвенционалните извори за добивање електрична енергија како што се фосилните горива (јаглен, нафта, природен гас и др.) вршат сериозно влијание врз животната средина во целина, врз луѓето, растителниот и животинскиот свет. Како резултат на согорување на осилните горива доаѓа до емисија на јаглерод диоксид, јаглерод моноксид, сулфур диоксид и други стакленички гасови во воздухот кои ја загадуваат средината, го загрозуваат живиот свет и имаат негативно влијание врз климатските промени. Искористувањето на фосилни горива за производство на енергија во современите услови на енергетска потрошувачка задоволуваат околу три четвртини од енергетските потреби во светот. Поради големото исцрпување на овие енергетски ресурси, во иднина тие ќе стануваат сè повеќе недостапни и поскапи. Како резултат на тоа, во последните неколку децении се вложуваат големи напори за зголемување на производството на електрична енергија од обновливи извори на енергија.



Слика 1.1. Вкупо инсталирани капацитети за производство на енергија од ОИЕ (Извор IRENA 2019)

Директното искористување на сончевата енергија може да се изведе преку следните технологии: фотоволтаични модули кои вршат директна конверзија на сончевата енергијата во електрична, сончеви колектори кои се користат за конверзија на сончевата енергија во топлинска енергија која може да се користи за топла санитарна вода или загревање на просторот, фасади на згради кои имаат пасивни сончеви карактеристики за осветлување и загревање на просторот, сончевите концентраторски системи и фотоволтаични централи за производство на топлинска и електична енергија.

Искористувањето на сончевата енергија како обновлив извор на енергија има тренд на голем пораст на светско ниво, особено во изминатите неколку години. Инвестициите во ОИЕ на светско ниво во 2017та година се преку 279 милијарди $ (ако не се разгледуваат големите хидроцентрали, кои не се вбројуваат во ОИЕ), од кои 160 милијарди се инвестирани во сончева енергија. Во 2017та година, искористувањето на сончевата енергија постигна најголем пораст од 38% на инсталирани капацитети за сончева енергија во однос на 2016та година. Инвестирањето во ОИЕ продолжува континуирано да расте во развиените земји, но има и посебен интерес во земјите во развој.



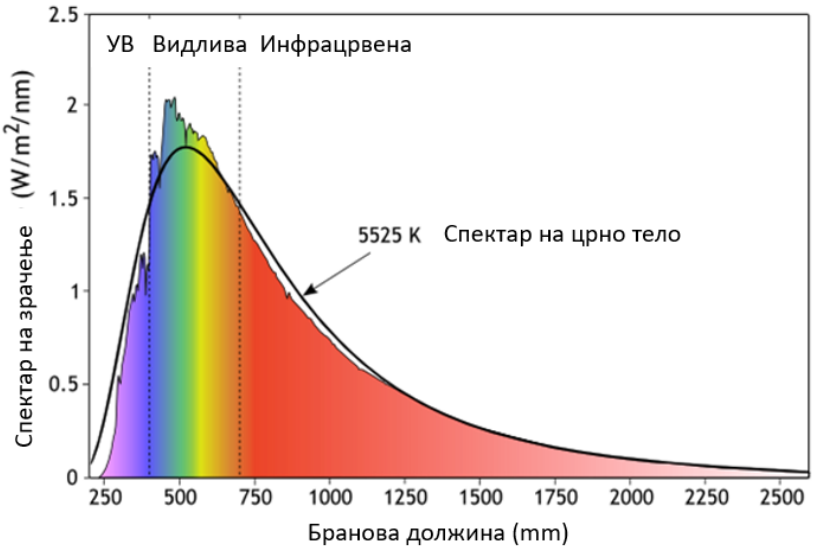
Слика 1.2. Нето прираст на нови инсталирани капацитети за ОИЕ и конвенционални извори на енергија во 2017та година (Извор GW. Source: UNEP, BNEF 2018)

За да се објасни суштината на сончевата енергија и нејзините параметри, наједноставно е да се претстави Сонцето како огромен нуклеарен реактор кој работи на принцип на фузија, претворајќи околу 4 милиони тони водород во хелиум, при

што се генерира топлина од 6000° С која радијално се зрачи во вселената. Тоа претставува основен извор на енергија на Земјата кој може да се искористи преку разни природни и вештачки процеси. Најзначаен процес во природата е фотосинтезата, при кој растенијата ја трансформираат енергијата на сонцето во хемиска форма. Генерално земено фотосинтезата е синтеза на сончевото зрачење, јаглеродниот диоксид и вода, кој дава како резултат основен продукт од реакцијата – кислород.

Речиси сите досегашни форми на енергија како: јагленот, нафтата, природниот гас и дрвото потекнуваат од реакции и процеси кои се случувале долг временски период при високи температури и притисоци, во кои сонцето е еден од главните реактанти. Индиректно сончевата енергија е содржана во речиси сите досега познати форми на енергија.

Од вкупната енергија што доаѓа до Земјата, околу една третина се рефлектира, а останатите две третини ги загреваат копното и водените површини. Дел од оваа енергија повторно се зрачи кон вселената и притоа се прави температурен баланс во кој се добива просечна температура на земјата од 15° С и просечна температура на атмосферата од -20° С.

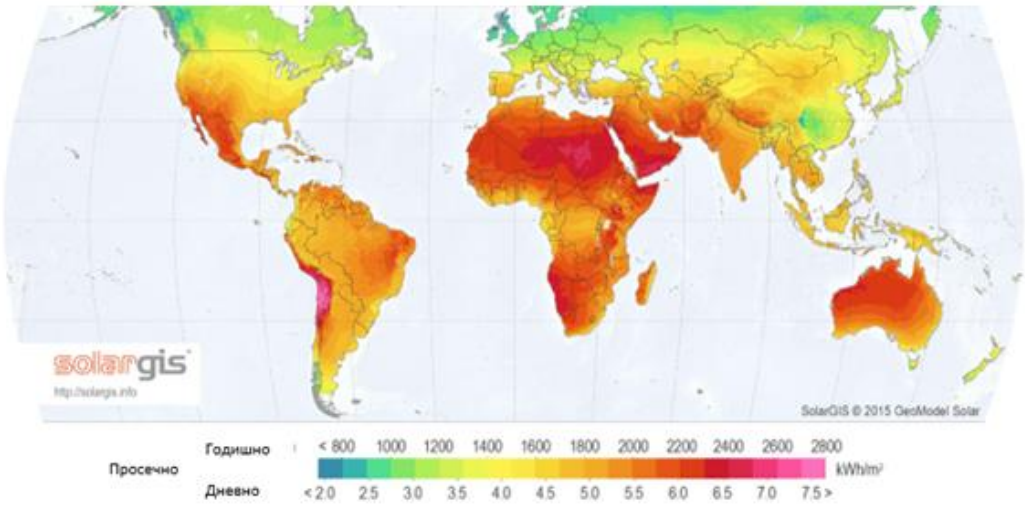


Слика 1.3. Сончев спектар

Сончевото зрачење на Земјата доаѓа во вид на бела светлина со спектар на бои со различна бранова должина: од ултравиолетова светлина со 350 nm, преку сина (430 nm), зелена (500 nm) и црвена (650 nm), до инфрацрвена светлина (над 1000 nm). Топлинската енергија што Земјата ја зрачи во вселената, чија темпера-

ура е -270°C, се наоѓа во инфрацрвениот дел на спектарот со бранови должини над 10.000 nm.

Искористувањето на енергијата на Сонцето се базира на примена на технологии со кои се апсорбира сончевата енергија, а се спречува ре-радијацијата или рефлексијата на зрачењето со користење на особеностите на различни материјали како стаклото, тенките прекривни слоеви, силициумот, боите и други,, преку разни концентратори, или пак со користење на процесите на кондукција, конвекција и радијација, за пасивно и активно загревање на просторот.



Слика 1.4. Глобално хоризонтално сончево зрачење на годишно ниво

Се проценува дека староста на Сонцето е околу пет милијарди години, со претпоставка дека постои можност да емитира сончева енрегија и во следните пет милијарди години. Иако сончевата енергија е најголемиот енергетски извор кој го прима Земјата, нејзиниот интензитет на Земјината површина е реално многу помал заради големото растојание меѓу Земјата и Сонцето и заради Земјината атмосфера која апсорбира и дисперзира дел од зрачењето. Дури и при чисто небо во дневни услови, кога Сонцето е директно поставено, енергијата која стигнува до Земјината површина се намалува за околу 30% заради атмосферските слоеви. Кога Сонцето е блиску до хоризонтот, а небото е со облаци, сончевата енергија која пристигнува до површината на Земјата може да биде занемарлива. Исто така, интензитетот на сончевото зрачење варира од една до друга точка на Земјината површина. Сончевото зрачење пристигнува на површината на Земјата со максимално можна моќност од 1 kW/m^2. Реално искористливиот дел е различен, зависно од географската локација, покриеност со облаци, времетраењето на

осветленоста во текот на денот, итн. Практично, расположливата сончева енергија варира меѓу 250 до 2500 kWh/m^2 на годишно ниво.

1.2. ПРИРОДА НА СОНЧЕВОТО ЗРАЧЕЊЕ

Сонцето како извор на зрачење својата енергија ја создава преку реакции на нуклеарна фузија кои се случуваат во неговата внатрешност. Сонцето емитира зрачење со моќност од приближно 3,86·10^{26} W, но поради оддалеченоста на Земјата од Сонцето, дел од зрачењето се распространува во Вселената, а до Земјата пристигнува околу 1,74·10^{17} W сончево зрачење.

Зрачењето што пристигнува до атмосферата на Земјата се пресметува преку зрачењето од површината на Сонцето, радиусот на Сонцето и оддалеченоста на Земјата од Сонцето, па се добива дека тоа изнесува 1,37 kW/m^2. Со навлегување во воздушната маса на Земјата се случуваат и дополнителни ефекти, односно дел од зрачењето се рефлектира назад во вселената, а дел се апсорбира од честичките на атмосферата.

Слика 1.5. Компоненти на сончевото зрачење

Колкав дел од зрачењето ќе се апсорбира зависи од многу фактори, но секако и од патот што тоа зрачење го поминува низ атмосферата. За таа цел се воведува поимот воздушна маса (Air Mass), кој се дефинира како однос на должината на патот што го поминува зрачењето низ атмосферата, во однос на најкраткиот пат што го поминува тоа зрачење низ атмосферата т.е. кога зраците паѓаат нормално на земјината површина. За стандардни тест услови AM=1,5.

Зрачењето што пристигнува на земјината површина се состои од две компоненти: директна и дифузна. Директната компонента е резултат на директните зра-

ци кои паѓаат на површината и е доминантна на сончево ведро време. Дифузната компонента се јавува како резултат на расејување на зраците во атмосферата и е поизразена во периоди на облачно времето. Дифузното сончево зрачење настанува во услови на облачност, при што доаѓа до растурање на сончевата светлина која на Земјата се манифестира како „бела“ светлина. Односот помеѓу директното и дифузното зрачење зависи од географската ширина: на поголемите географски ширини (над 50° г.ш.), овој однос на годишно ниво е приближно 50%:50%, додека на помалите географски ширини влијанието на директното зрачење е значително поизразено.

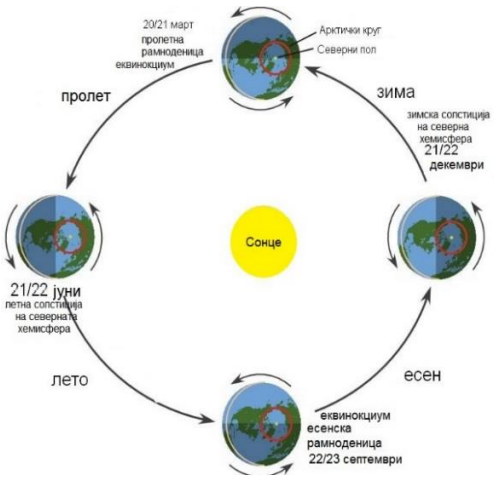
Покрај овие две компоненти на сончевото зрачење се воведува уште една – рефлектирачка компонента, која се добива со одбивање на зраците од околните објекти. Сончевиот флукс кој стигнува до фотоволтаичниот модул е збир на сите овие компоненти и го претставува глобалното сончево зрачење *G*:

$$G = Gb + Gd + Gr \tag{1.1}$$

каде што Gb, Gd, Gr се директната, дифузната и рефлектирачката компонента соодветно.

Во пракса, за добивање топлинска енергија се користи и директното и дифузното зрачење, но за фокусирање на топлината е употребливо само директното зрачење.

Промените кои настануваат кај сончевото зрачење може да бидат регуларни, но многу често се промени со стохастичка природа. Регуларните промени настануваат поради ротацијата на Земјата околу својата оска и ротацијата на Земјата по елипсовидната патека околу Сонцето.



Слика 1.6. Годишна ротација на Земјата околу Сонцето

Регуларни промени се промената на денот и ноќта и промената на сезоните. Стохастичките промени се непредвидливи и за нив се прават статистички анализи, но не можат прецизно да се определат. Такви промени се појава на облаци, промена на влажноста и температурата на воздухот и слично. Овие промени директно влијаат врз излезната моќност на фотоволтаичниот систем. Од голема корист е да се предвиди положбата на Сонцето во секој период од денот. Со оваа информација, при проектирање на автономен фотоволтаичен систем се определува оптималното поставување на модулите, за да се овозможи работа на системот со максимална инсталирана моќност.

Во различни периоди од годината, поради различната положба меѓу Земјата и Сонцето се менува сончевиот агол. За да се определи овој агол со поголема точност, се прави модел во кој Земјата е неподвижниот систем, а Сонцето се движи нагоре или надолу во зависност од годишното време.

Добри перформанси се добиваат при поставување на модулите кон југ под агол еднаков на локалната географска ширина. Ако се бара поголема ефикасност, во зимскиот период тој агол треба да се зголеми, а во летниот да се намали доколку модулите не се со фиксен агол на наклон. Позицијата на Сонцето во текот на денот се одредува со помош на два агли: агол на висина и агол на азимут.

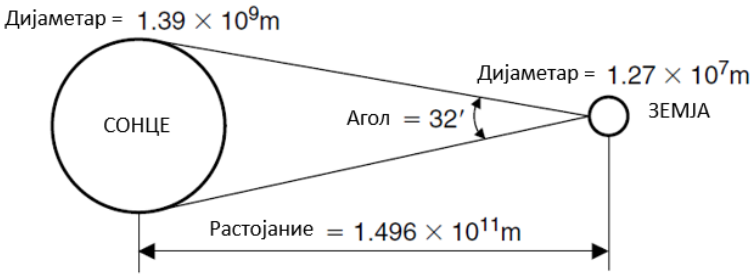
За утврдување на позицијата на Сонцето се конструираат дијаграми на сончевите патеки за избраната локација. Овие дијаграми имаат важна улога за предвидување на сенките од околните објекти и покажуваат колкав период Сонцето ќе биде зад објектот, односно колку време ќе трае засенувањето.

Сонцето зрачи огромна енергија во просторот во вид на топлинско и светлинско зрачење, што претставува главен извор на загревање на атмосферата. Сончевите зраци што достигнуваат до Земјината површина најпрво ги загреваат копното и водите, потоа загреаните копнени и водени површини ја зрачат апсорбираната топлина и со неа го загреваат воздухот. Прво се загрева воздухот во повисоките слоеви. Степенот на загреаност на Земјината површина зависи од повеќе фактори: од аголот под кој паѓаат сончевите зраци во текот на денот и годината, надморската височина, вегетацијата, облачноста, ветровите итн. Од нив, најголемо значење има аголот под кој паѓаат сончевите зраци. Колку овој агол е поголем, толку е поголемо загревањето, бидејќи ист сноп сончеви зраци паѓаат на помала површина. Доколку упадниот агол на сончевите зраци е помал, загревањето на површината е помало, бидејќи во тој случај сончевите зраци паѓаат косо и загреваат поголема површина. Загревањето е најголемо кога сончевите зраци паѓаат под агол од 90 степени. Освен упадниот агол врз загревањето на воздухот влијае и должината на инсолацијата (времетраењето на сончевото зрачење). Колку е подолготрајна инсолацијата, загревањето на воздухот е поголемо, и обратно. Каква ќе биде температурата на воздухот зависи и од други фактори како: вегетацијата, ветровите, облачноста на времето итн.

Воздухот најмногу се загрева во екваторските и суптропските области каде што инсолацијата е најдолга. Во поларните предели, во кои инсолацијата трае пократко време, загревањето на воздухот е значително послабо. Над копното воздухот побрзо се загрева и побрзо се лади, поради тоа летно време и во текот на денот температурите на воздухот се повисоки над копното, а преку зимата и во текот на ноќта температурите на воздухот се повисоки над водените површини. Распоредот на температурата на воздухот над земјината површина се прикажува со изотерми, како криви линии што поврзуваат места на земјата со иста температура на воздухот.

1.3. ПАРАМЕТРИ ЗА ПРЕСМЕТУВАЊЕ НА СОНЧЕВОТО ЗРАЧЕЊЕ

Сонцето е сфера со дијаметар од 1,39 10^9 m, составена од многу жешки гасовити материјали. Тоа се наоѓа на оддалеченост 1,5 10^8 km од Земјата. Кога се набљудува од Земјата сончевиот диск формира агол од 32 min на степен. Ова е важно во многу апликации, особено кај сончевите концентратори 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.



Слика 1.7. Агол на гледање на Снцето

Сонцето има ефективна температура на црно тело од 5760 K, а температурата во централниот регион е многу повисока. Всушност, Сонцето е континуиран фузиски реактор во кој преку нуклеарни реакции водородот се претвора во хелиум. Вкупната излезна моќност на сончевата енергија е $3.8 \times 10^{20} MW$ што е еднакво на $63\,\mathrm{MW/m^2}$од површината на Сонцето. Енергијата се зрачи однадвор во сите правци, но Земјата добива само мал дел од вкупното емитувано зрачење еднакво на $1{,}7 \times 10^{14} kW$. Сепак, дури и со овој мал дел од вкупната енергија на Сонцето, се проценува дека сончевото зрачење кое паѓа на Земјата во времетраење од 84 минути е еднакво на светската побарувачка на енергија за една година.

Ако се разгледува патеката на Сонцето по небото во текот на годината, кога се набљудува од Земјата како референтен систем, може да се забележи дека таа има специфична форма. Обликот на патеката опишан со позицијата на Сонцето, пресметан за секој ден од годината во исто време, се нарекува *аналема.* Најочигледната разлика во позицијата на Сонцето во текот на годината е лакот север-југ над аголот од $47°$ кој се нарекува деклинација. Лакот север-југ во овој агол е главната причина за постоењето на годишните времиња на Земјата.

Слика 1.8. Сончева патека на небото во текот на една година набљудувана од Земјата

Познавањето на траекторијата на Сонцето низ небото е неопходна за да се пресмета зрачењето на Сонцето кое паѓа на дадена површина, добиената количина на сончева топлина, правилната ориентација на сончевите колектори, поставеноста на колекторите со цел да се избегне засенување и многу други фактори. Многу е важна средината и локацијата за достапноста на сончева енергија, како и временските услови како важни параметри во многу енергетски пресметки. Ова најчесто е претставено како типична датотека за метеоролошката година.

1.3.1. Пресметување на времето

Во пресметките за сончева енергија треба да се користи вистинското сончево време (ASP – apparent solar time) наречено – соларно време, за да се искаже вистинското време од денот. Соларното време се базира на аголното движење на Сонцето по небото. 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 локалното стандардно време (LST) во соларно време (ASP) потребно е да се направат две корекции на времето – корекција на равенката за времето и корекција за должината.

Орбиталната брзина на Земјата варира во текот на годината поради фактори поврзани со орбитата на Земјата околу Сонцето, па соларното време малку варира од средното време. Оваа варијација се нарекува *равенка на времето (equation of time – ET).* Равенката на времето се користи поради варијациите во должината на денот која го претставува времето потребно Земјата да изврши едно завртување околу својата оска, време кое што се менува во текот на годината. Средната должина на денот е 24 h, но 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 (види слика 1.10). Поради елиптичноста на орбитата, Земјата е најблизу до Сонцето на 3ти Јануари, а најдалеку од Сонцето на 4ти Јули. Затоа орбиталната брзина на Земјата е поголема од просечната во периодот од Октомври до Март, и помала од просечната за останатиот дел од годината (од Април до Септември).

Релацијата за равенката на времето како функција од денот во годината N е дадена со следниот израз:

$$ET = 9.87\sin(2B) - 7.53\cos(B) - 1.5\sin(B)\ (mim) \qquad (1.2)$$

каде што, $B = (N - 81)\frac{360}{365}$.

Графички приказ на равенката на времето е даден на сликата 1.9, од каде може директно да се добие вредноста за соларното време.

Слика 1.9. *Графички приказ на равенката на времето*

Корекција на должината – 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 0^0. Бидејќи на Сонцето му се потребни 4 min за да помине 1^0 од географската должина, корекцијата на должината се пресметува како:

4 x (стандардна географска должина x локална географска должина),

и таа вредност треба да се додаде или да се одземе од стандардното време за дадената локација. Оваа корекција е константна за одредена географска должина и треба да ги задоволува следните услови: ако локацијата се наоѓа источно од стандардниот меридијан корекцијата се додава на времето; ако локацијата се наоѓа западно корекцијата се одзема.

Ако локацијата е источно од Гринич, тогаш во равенството се става знак „–“, а ако локацијата е западно од Гринич во равенството се става знак „+“. Ако се користи зимско сметање на времето тогаш мора да биде одземено од локалното стандардно време.

Општото равенство за пресметка на сончевото време (AST) е:

$$AST = LST + ET \pm 4(SL - LL) - DS \tag{1.3}$$

каде што:

LST – локално стандардно време,

ET – равенка за времето,

SL – стандардна географска должина,

LL – локална географска должина и

DS – зимско сметање на времето (може да биде 0 или 60 min).

1.3.2. Соларни 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.

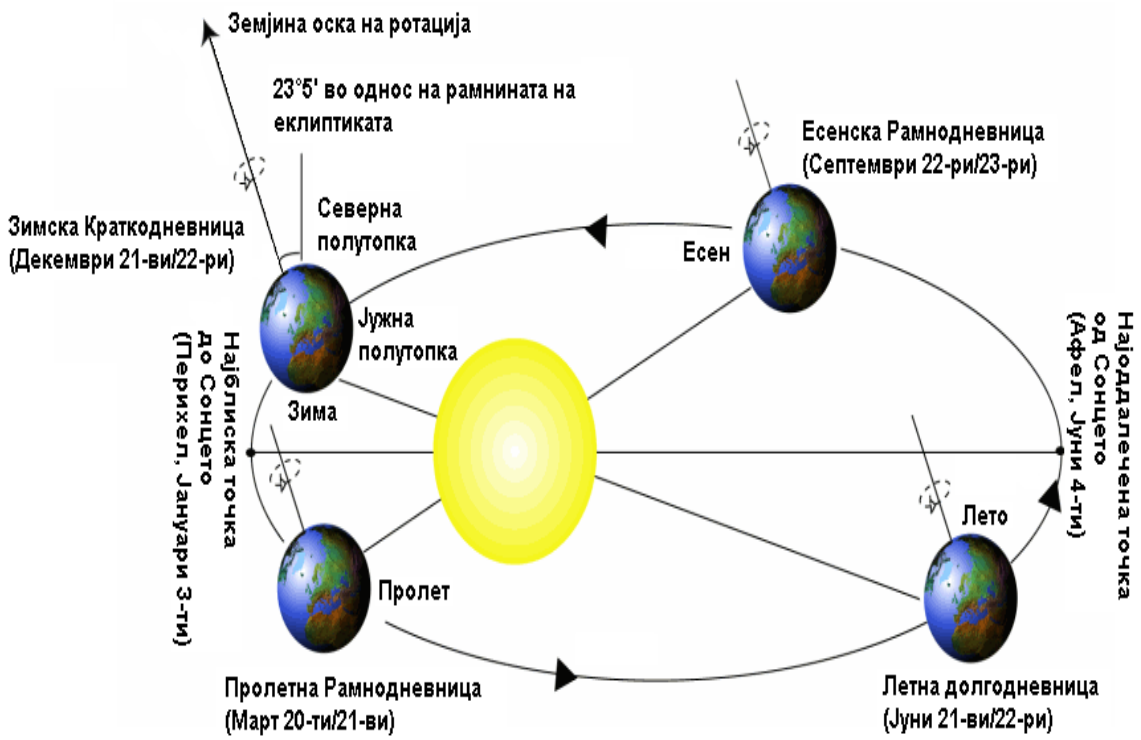
Ексцентричноста на Земјината орбита е многу мала, еднаква на 0,01673. Затоа, орбитата на Земјата околу Сонцето може да се земе дека е приближно кружна. Растојанието од Земјата до Сонцето R, во Перихел (најкраткото растојание на 3ти јануари) и Афел (најдолгото растојание на 4 јули) е дадено од страна на Гарг (1982):

$$R = a \cdot (1 \pm e) \tag{1.4}$$

каде што a е средно растојание помеѓу Земјата и Сонцето и нејзината вредност изнесува 149,6 10^6 km. Плусот во равенката се однесува на растојанието помеѓу Земјата и Сонцето во позиција Афел, додека минусот е кога се наоѓа во позиција Перихел.

Решението на равенката дава вредности за најголемото растојание еднакво на 152 10^6 km и најмалото растојанието еднакво на 147 10^6 km. Разликата помеѓу овие две растојанија е само 3,3 %. Средното растојание помеѓу Земјата и Сонцето – a се дефинира како половина од сумата на растојанијата при позиција Афел и Перихел.

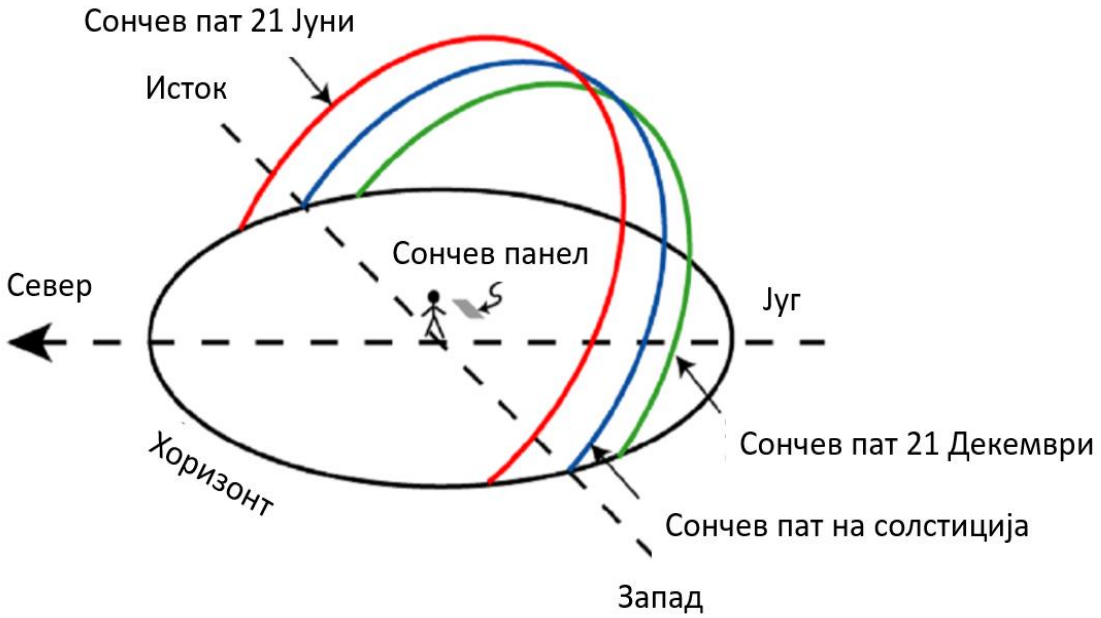
Положбата на Сонцето на небото се менува секој ден и во секој час. Општо познато е дека Сонцето се наоѓа повисоко на небото во лето отколку во зима. Релативните движења на Сонцето и на Земјата не се едноставни, но тие се системски и на тој начин предвидливи. Еднаш годишно, Земјата го обиколува Сонцето по елипсоидна орбита. Како што Земјата се движи околу Сонцето, истовремено таа ротира и околу својата оска, која е наклонета за агол од 23,45^0 во однос на елипсоидната орбита која ги содржи орбиталната рамнина на Земјата и екваторот на Сонцето (слика 1.10).



Слика 1.10. Траекторија на Земјата околу Сонцето

При набљудување на движењето на Сонцето од Земјата во текот на еден ден, тоа формира лак низ 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 (слика 1.11). Во северната хемисфера, деновите стануваат подолги како што Сонцето изгрева порано и заоѓа подоцна секој ден, а сончевата патека оди повисоко на небото. На 21 јуни, Сонцето се наоѓа на најсеверната позиција во однос на Земјата. Ова се нарекува летен солстициум и во текот на овој ден должината на денот е најголема. Шест месеци подоцна, на 21 декември Сонцето се наоѓа на најјужна позиција во однос на Земјата и ова се нарекува зимски солстициум.

Во средина на периодот од шест месеци, на 21 март и на 21 септември, должината на денот е еднаква со должината на ноќта. Овие денови се наречени пролетна и есенска рамнодневница, 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 во денови) од година во година.

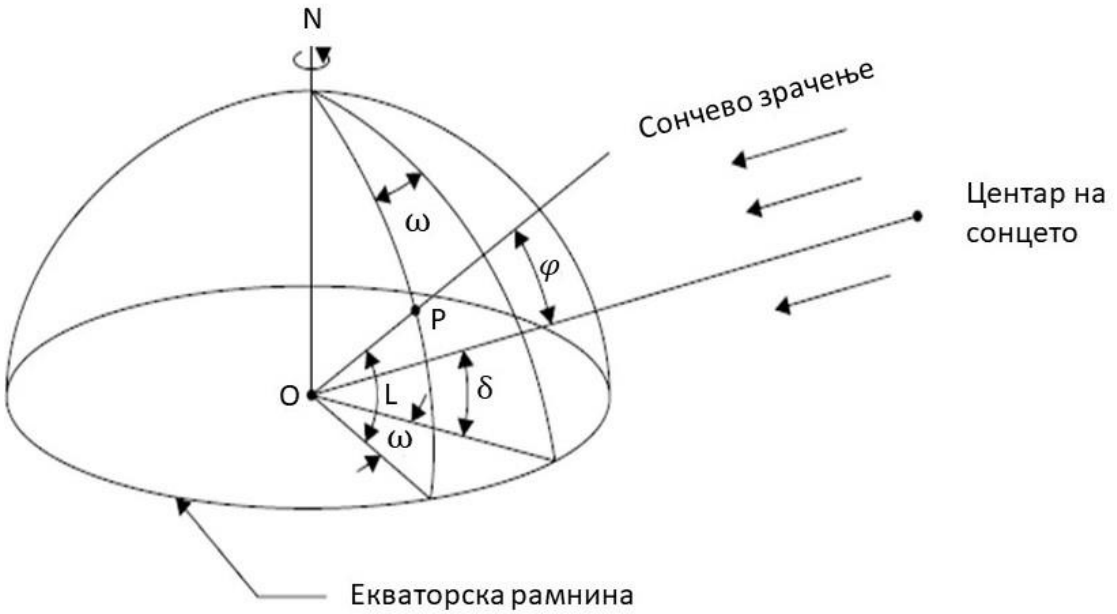


Слика 1.11. Годишни промени на положбата на Сонцето на небото (за северната хемисфера).

За поедноставување, во анализите најчесто се користи Птоломејскиот поглед на движењето на Сонцето. Бидејќи сите движења се релативни, погодно е да се земе дека Земјата е неподвижен референтен систем во однос на кој се разгледува виртуелното движење на Сонцето.

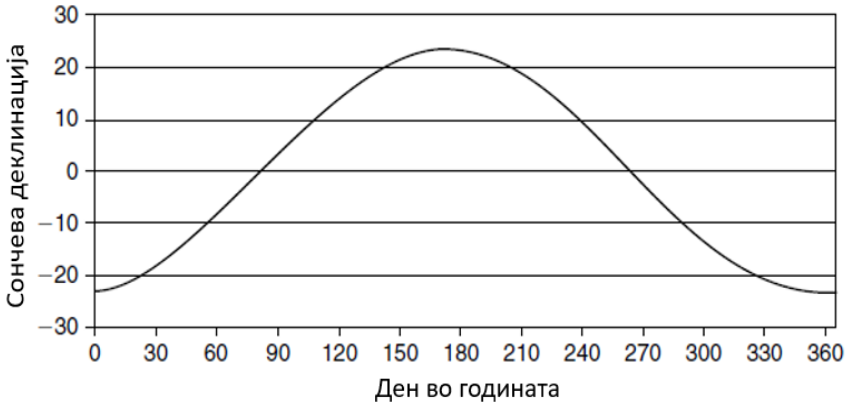
Деклинација

Оската на ротација на Земјата (поларната оска) секогаш се наоѓа под агол од 23,45^0 во однос на оската нормална на елиптичната рамнина на орбитата на Земјата околу Сонцето. Како што Земјата ротира околу Сонцето така поларната оска се движи во однос на Сонцето. Соларната деклинација (δ) е аголното отклонување на северните (јужни) сончеви зраци во однос на екваторот. На слика 1.12 соларна деклинација е аголот помеѓу линијата која ги поврзува центарот на Земјата со центарот на Сонцето и проекцијата на оваа линија врз екваторијалната рамнина. Деклинациите северно од екваторот се позитивни, додека јужно од екваторот се негативни.



Слика 1.12. Дефиниција за географска ширина, часовен агол и соларна деклинација.

Слика 1.13 ги покажува промените на деклинациите во текот на годината. Како што може да се забележи, деклинацијата се движи од $0°$ при пролетна рамнодневница до 23,45^0 при летен солстициум и од 0^0 при есенска рамнодневница до 23,45 ^{0} при зимски солстициум.



Слика 1.13. Годишна варијација на соларната деклинација

Деклинацијата δ изразена во степени за било кој ден од годината N може да се пресмета приближно со помош на формулата (ASHRAE, 2007):

$$\delta = 23.45 \cdot sin\left[\frac{360}{365}(284 + N)\right] \tag{1.5}$$

Часовен агол

Часовниот агол ω 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. На слика 1.12. е прикажан 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.

Аголот ω помеѓу линијата која што ги поврзува дадена точка од Земјата со центарот на Сонцето, и линијата меѓу дадената точка и центарот на Сонцето во положба на пладне, се нарекува часовен агол на Сонцето. За секој еден час тој агол се менува за 15^0, затоа што Земјата е поделена на 24 часовни зони, а секоја зона опфаќа 360/24 = 15^0 географска должина. Часовниот агол на локално сончево пладне е нула, попладне часовниот агол е позитивен, додека претпладне е негативен. Изразен симболично, часовниот агол во степени ќе биде:

$\omega = \pm 0.25$ (број на минути од локално сончево пладне),

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

Часовниот агол изразен во степени може да се добие со помош на сончевото време (AST):

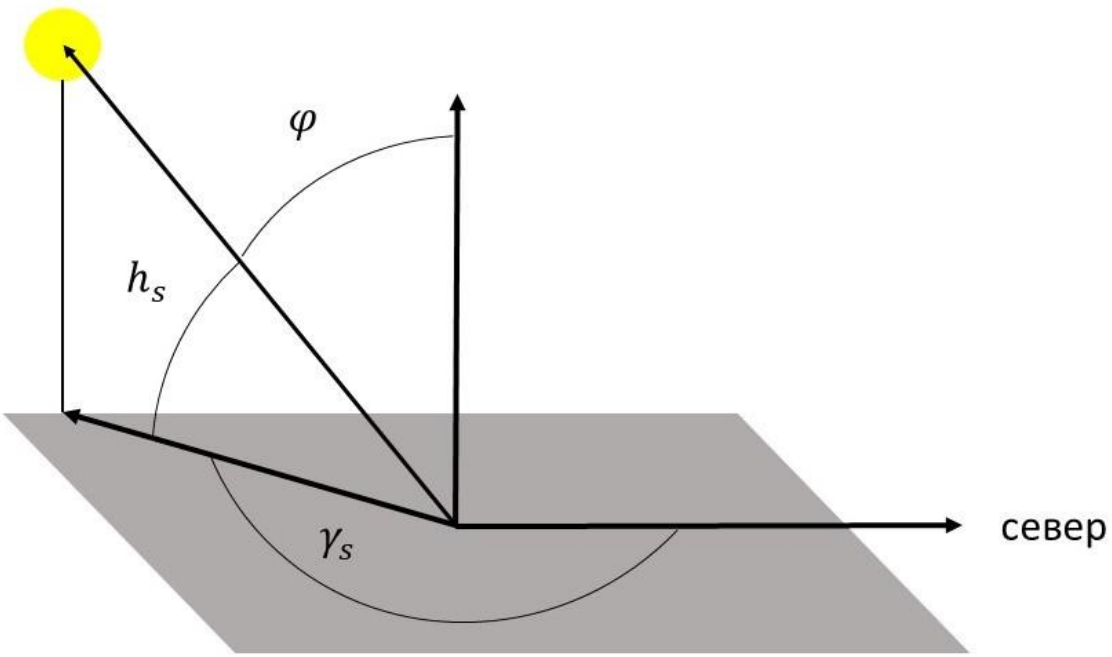
$$\omega = (\mathrm{AST}\text{-}12)15^0 \tag{1.6}$$

На локално сончево пладне, AST = 12, па следи дека ω = 0^0. Затоа, од равенката за сончево време, локалното стандардно време (времето кое го покажуваат нашите часовници на локално сончево пладне) е :

$$LST = 12 - ET \mp 4(SL - LL) \tag{1.7}$$

***Агол на висина* на Сонцето (h_s – Altitude)**

Во повеќето барања за пресметување на сончевата енергија потребно е да се изврши прецизно предвидување на положбата на Сонцето на небото во одредено време од денот и годината. Во Птоломејска смисла, Сонцето може да се движи со два степени на слобода на небесната сфера, па затоа неговата позиција во однос на набљудувач на Земјата може целосно да се објасни со помош на два астрономски агли, *агол на висина* на Сонцето (h_s – Altitude) и *агол на азимут* (γ_s – Azimouth).



Слика 1.14. Положба на Сонцето определена со агол на висина на Сонцето (h_s) и агол на азимут (γ_s)

Аголот на висина на Сонцето h_s е агол помеѓу линија што поврзува некоја точка од Земјата со центарот на Сонцето во однос на нејзината проекција врз

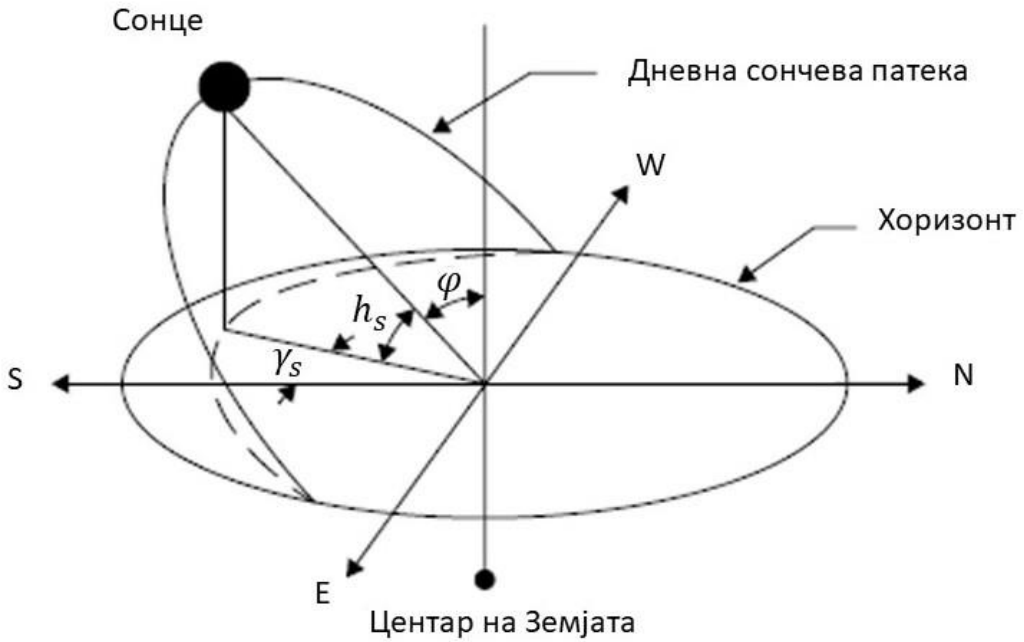
хоризонтална површина. Поедноставно кажано, тоа претставува агол помеѓу сончевите зраци и хоризонталната рамнина. Овој агол е во корелација со аголот на соларен зенит φ, кој претставува агол помеѓу сочевите зраци и вертикалната рамнина. Врската помеѓу овие два агли е дадена со следната равенка:

$$\varphi + h_S = \pi/2 = 90° \tag{1.8}$$

Математичкиот израз за аголот на висина на Сонцето е:

$$\mathrm{Sin}(h_S) = \cos(\varphi) = \sin(L)\sin(\delta) + \cos(L)\cos(\delta)\cos(w) \tag{1.9}$$

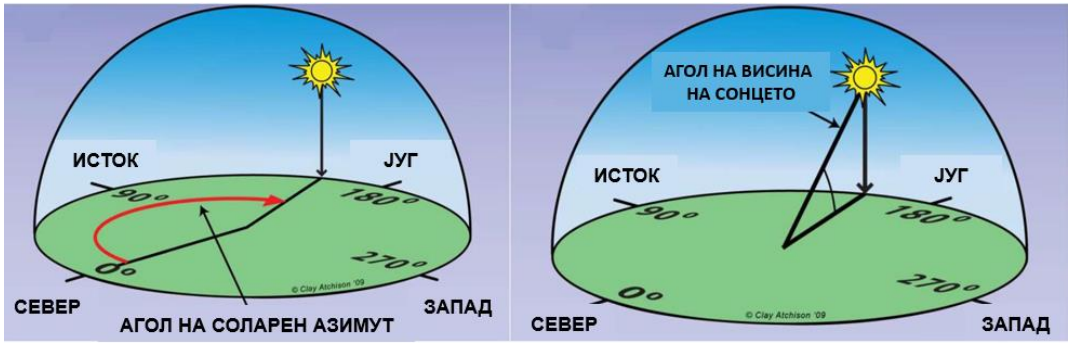
каде L е локалната географска ширина, дефинирана како агол помеѓу линијата која ги поврзува центарот на Земјата и одредената точката од интерес во однос на екваторијалната рамнина. Вредностите северно од екваторот се позитивни, додека јужно од екваторот се негативни.



Слика. 1.15. Реална дневна патека од изгревање до заоѓање на Сонцето.

Агол на соларен азимут – γ_s

Аголот на соларен азимут γ_s е агол меѓу проекцијата на линијата што ги поврзува дадена точка од Земјата со центарот на Сонцето врз хоризонталната површина и линијата во правец на југ (види слика 1.15) Правецот во однос на југ се зема како референтен за северната хемисфера, а север за јужната хемисфера.

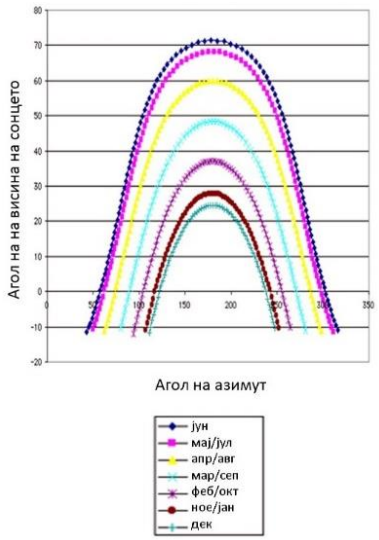


Слика. 1.16. Агол на соларен азимут и агол на висина на сонцето

Аголот на соларен азимут е даден со релацијата :

$$\sin(h_s) = \frac{\cos(\delta)\sin(w)}{\cos(h_s)} \tag{1.10}$$

Оваа равенка е точна доколку е исполнет условот $\cos(\gamma s) > \tan(\delta)/\tan(L)$. Доколку условот не е исполнет, Сонцето ќе се наоѓа помеѓу линијата исток – запад и аголот на азимут во претпладневните часови е $-\pi + |\gamma_s|$, додека за попладневните часови е $\pi - |\gamma_s|$. На сончево пладне, по дефиниција, Сонцето се наоѓа точно на меридијанот во правец на линијата север-југ, а со тоа соларниот азимут е 0^0. Затоа, аголот на висината на Сонцето на пладне е: $hs = 90° - L + \delta$, каде што L е локалната географска ширина.



Слика. 1.17. Зависност на аголот на висина на Сонцето и аголот на азимут за различни периоди во годината

1.4. КАРАКТЕРИСТИКИ НА СОНЧЕВОТО ЗРАЧЕЊЕ

Сите супстанции, цврсти тела, течности и гасови, кои имаат температура над апсолутна нула, емитираат енергија во форма на електромагнетни зраци.

Зрачењето кое е од интерес при развојот на апликациите за пресметка на сончева енергија е она кое доаѓа од Сонцето во форма на ултравиолетово, видливо и инфрацрвено зрачење. Брановата должина која е најзначајна за сончевата енергија се движи во граници од 150 – 300 nm, додека брановите должини во видливиот дел на електромагнетниот спектар се во граници од 380 – 760 nm.

1.4.1. Екстратерестично сончево зрачење

Количеството на сончева енергија во единица време кое паѓа на единица површина која е нормално поставена во однос на Сонцето, надвор од атмосферата, се нарекува *соларна константа* G_{SC}. Ова количество е тешко да се измери од површината на Земјата поради ефектот на атмосферата. Методот за определување на оваа величина бил поставен во 1881 година од Лангли. Тој го дал своето име на единицата мерка – *Langleys per minute, која* потоа била применета во SI системот како Вати на метар квадратен (W/m^2).

Кога Сонцето е најблиску до Земјата на *3*ти Јануари, сончевото зрачење на надворешниот дел од атмосферата е околу 1400 W/m^2. Кога Сонцето е најдалеку од Земјатана 4ти Јули, тоа изнесува околу 1330 W/m^2.

Слика 1.18. Екстратерестично сончево зрачење

Во текот на годината, екстратерестичното зрачење измерено на површина нормална на зрачењето, на N-тиот ден од годината, G_{ON} се пресметува со изразот:

$$G_{ON} = G_{SC}\left[1 + 0.033\cos\left(\frac{360N}{365}\right)\right] \quad (1.11)$$

каде што G_{ON} е екстратерестрично зрачење измерено на површина нормална на зрачењето, на N-тиот ден од годината изрзено во W/m^2, G_{SC} е соларна константа изразена во W/m^2.

Последната вредност на GSC е 1336 W/m2, што е усвоено во 2000 та година од страна на Американското Друштво за Тестирање и Материјали – ASTM.

1.4.2. Атмосферско намалување на зрачењето

Сончевото зрачење кое доаѓа до Земјината површина се намалува под вредноста на екстратерестричното зрачење G_{ON} бидејќи голем дел од него се расејува, рефлектира или апсорбира во атмосферата. Како резултат на атмосферската интеракција со сончевото зрачење, дел од упадното зрачење се расејува или дисперзира. Дел од ова зрачење доаѓа до Земјината површина од целиот небесен свод и се нарекува дифузно зрачење, а зрачењето кое поминува директно низ атмосферата се нарекува директно зрачење.

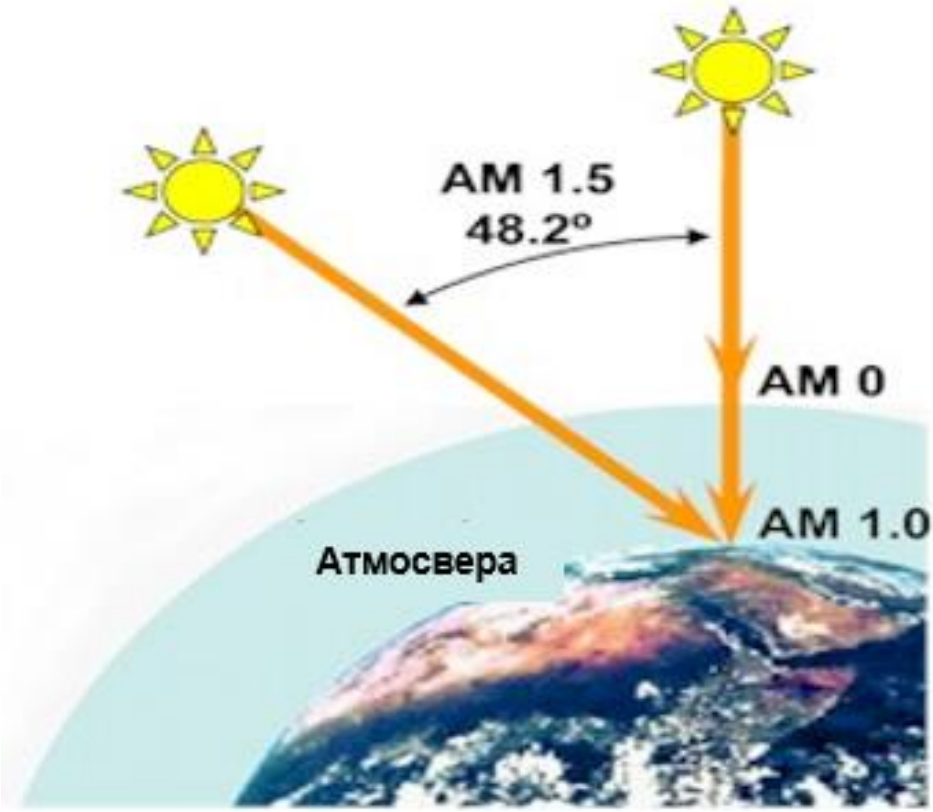
Сончевата инсолација на површината на Земјата е сума од дифузното зрачење и нормалната компонента на директното зрачење. Сончевото зрачење на било која точка на Земјата зависи од:

- дебелината на озонската обвивка;
- растојанието што го минува низ атмосферата;
- количината на примеси во воздухот (честички од прашина, водена пареа и др.);
- степенот на покриеност со облаци и др.

Земјата е опкружена со атмосфера која содржи различни гасовити честички, прашина, други ситни цврсти и течни честички, како и различни видови облаци. Како што сончевото зрачење патува низ Земјината атмосфера, електромагнетните бранови со многу мала бранова должина, како што се рендгенските зраци и гама зраците, се апсорбираат во јоносферата на екстремно висока надморска височина. Брановите со релативно поголема должина, главно во ултравиолетовиот опсег, се апсорбираат од озонската обвивка O_3 лоцирана на висина 15-40 km над Земјината површина. Во пониските слоеви на атмосферата, делот од сончевото зрачење кое

припаѓа во инфрацрвената област се апсорбира од страна на водената пареа и јаглеродниот диоксид. Во регионот на големи бранови должини, бидејќи екстратерестричното зрачење е мало додека апсорпцијата на H_2O и CO_2 е голема, сосема мал дел од Сончевата енергија доаѓа до 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 се претпоставува дека е директно пропорционално со зголемувањето на воздушната маса. Во оваа претпоставка се зема дека атмосферата има хомогена структура, т.е. нема слоеви со различни примеси и карактеристики во однос на апсорпцијата и расејувањето.



Слика 1.19. Дефиниција за воздушна маса

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 се користи една стандардна величина – воздушна маса (Air Mass – AM), која се дефинира како однос на должината на патот што го поминува зрачењето во атмосферата, во однос на најкраткиот пат што го поминува

тоа зрачење во моментот кога Сонцето се наоѓа во својот зенит (вертикална точка на набљудување). Воздушната маса зависи од аголот на зенит *Φ* и е дадена со равенката :

$$AM = \frac{AB}{BC} = \frac{1}{\cos(\varphi)} \tag{1.12}$$

Вредностите на воздушната маса се добиваат во зависност од должината на патот. На пример, на морско ниво кога Сонцето се наоѓа во положба точно над главата, т.е. кога $\varphi = 0°$, воздушната маса има вредност AM = 1, кога $\varphi = 60°$, воздушната маса има вредност *AM* = 2. Воздушната маса надвор од Земјината атмосфера има вредност 0.

При пресметките на сончево зрачење, не смее да се занемари и рефектираното сончево зрачење од објекти или од Земјината површина. Се покажува дека при паѓање на сончевото зрачење на Земјата тоа се рефлектира во сите насоки. На табелата е прикажан коефициентот на рефлексија на сончевото зрачење (Albedo) во зависност од површината.

Табела 1.1. *Коефициент на рефлексија Албедо (%)*

Површина	Албедо
Свеж снег	0,75
Површина со вода	0,07
Земја	0,14
Земјен пат	0,04
Шума во зима	0,07
Шума во пролет, обработено поле	0,26
Стар асфалт	0,10
Стар бетон	0,22
Суви лисја	0,30
Сува трева	0,20
Зелена трева	0,26
Битуменски кров	0,13
Дробен камен	0,20
Згради, темни	0,27
Згради, светли	0,60

1.4.3. Зрачење на наклонети површини

Најчесто сончевите модули не се поставуваат хоризонтално, туку се наклонети под некој агол во однос на Земјината површина, со цел да се зголеми количината на упадното зрачење и да се намали рефлексијата и косинусните загуби. Поради тоа, дизајнерите на сончеви системи имаат потреба од податоци за сончевото зрачење што паѓа на такви наклонети површини, кои треба да се пресметаат врз основа на податоците за зрачењето што паѓа на хоризонтална површина.

Количината на инсолација (сончеви часови) на копнена површина за дадена локација и време зависи од ориентацијата и наклонот на површината.

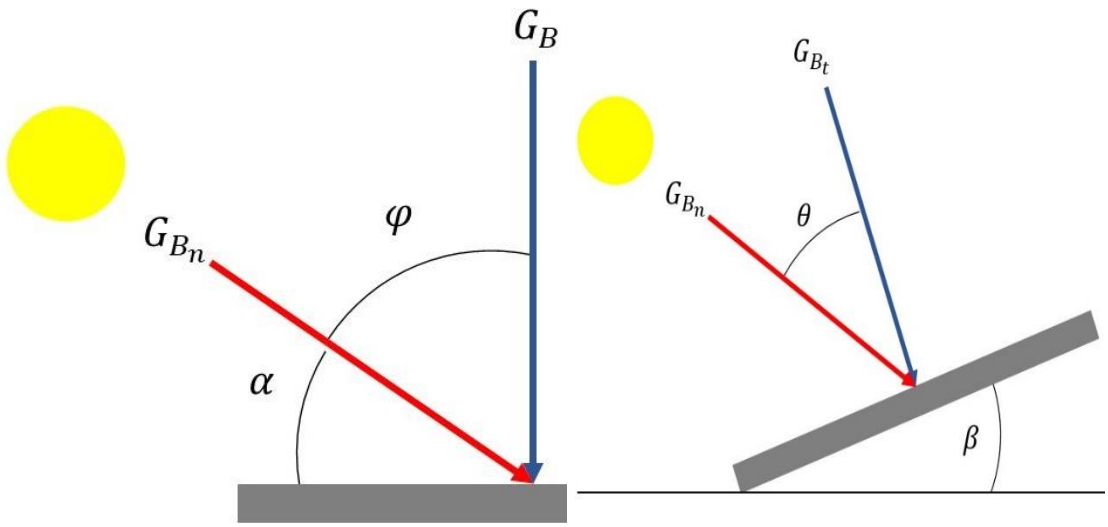
Рамна површина дел од сончевото зрачење го апсорбира G_{Bt}, дел го расејува G_{Dt} и дел се рефлектира од Земјата G_{Gt}, па така вкупното зрачење е дадено со следното равенство:

$$G_t = G_{Bt} + G_{Dt} + G_{Gt} \tag{1.13}$$

Сончевото зрачење на наклонета површина е:

$$G_{Bt} = G_{Bn} \cdot cos(\theta) \tag{1.14}$$

каде што θ е аголот што го зафаќаат сончевите зраци во однос на нормалата на површината на модулот, β е агол на наклон на модулот, а Φ е агол на зенитот. (слика 1.20).



Слика 1.20. Директно зрачење кај наклонета површина

Сончевото зрачење на хоризонтална површина кое што паѓа под агол α во однос на површината на модулот и агол φ во однос на нормалата на таа површина (слика 1.20) е дадено со изразот:

$$G_B = G_{Bn} \cdot \cos(\varphi) \tag{1.15}$$

каде што:

G_{Bt}- директно зрачење на наклонета површина $(\mathrm{W/m^2})$,

G_{BN} – нормална компонента на директното зрачење $(\mathrm{W/m^2})$

G_B – директно зрачење на хоризонтална површина $(\mathrm{W/m^2})$

од каде што следува дека:

$$R_B = \frac{G_{Bt}}{G_B} = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\varphi)} \tag{1.16}$$

каде што R_B е *фактор на закосување на директнтото зрачење*. Компонентата на директно зрачење за било која површина може да се пресмета од изразот:

$$G_{Bt} = G_B \cdot R_B \tag{1.17}$$

Претходната формула може да се примени и за други површини, на пример за површини кои се ротираат константно во однос на неподвижна оска во правецот исток – запад, која што е дадена подолу:

$$R_B = \frac{\sqrt{1-\cos^2(\delta)\cdot\sin^2(h)}}{\sin(L)\cdot\sin(\delta) + \cos(L)\cdot\cos(\delta)\cdot\cos(h)} \tag{1.18}$$

2. КАРАКТЕРИСТИКИ И ПРИНЦИП НА РАБОТА НА ФОТОВОЛТАИЧНИ ЌЕЛИИ

Фотоволтаичната ќелија е составен дел на фотоволтаичниот модул, која врши директно претворање на сончевата енергија во електрична преку фотоволтаичен ефект. Фотоволтаичните ќелии најчесто се изработени од различни полуспроводнички материјали, кои што се комбинирани во различни структури со цел да се постигне подобра ефикасност.

2.1. ВИДОВИ НА ФОТОВОЛТАИЧНИ ЌЕЛИИ

Фотоволтаичните ќелии можат да бидат составени од различни полуспроводнички материјали, при што секој материјал има различни својства и начини на дејствување. Некои материјали се класифицираат како чисти материјали, некои како тенки филмови (неоргански слоеви, органски бои, органски полимери), кои се поставуваат на задната потпорна подлога, а некои пак се класифицираат како нанокристали и се користат како квантни точки (наночестици).

2.1.1. Прва генерација фотоволтаични ќелии

Силициумот е најпременуван чист полуспроводнички материјал, но сепак за изработка на фотоволтаични ќелии (ФВ) тој се користи во форма на монокристален, поликристален и аморфен силициум. Ќелиите кои се изработени од монокристален (c-Si) и поликрситален силициум (p-Si) се најзастапени на пазарот, со над 80%. Стабилни се и ефикасноста на модулите се движи од 10-16%.

Монокристалниот силициум (c-Si) има кристална решеткаста структура која нема дефекти или примеси. Електроните во c-Si се заробени во неговата кристална структура. Поради тоа c-Si мора да биде малку изменет. Во n-типот полупроводници кои се направени од кристален Si се додаваат мали количини на примеси (најчесто фосфор) за да потоа материјалот поседува вишок на слободни електрони. P-типот полупроводници исто така се направени од кристален Si, но се легирани со многу мали количини на други примеси (најчесто бор), што предизвикува материјалот да има дефицит на слободни електрони. Тие “отсутни”

електрони се нарекуваат шуплини. Овие ќелии имаат работна ефикасност од околу 15%.

Поликристалниот силициум (p-Si) се состои од мали гранули на монокристален силициум. Ќелиите од поликристалниот силициум се поевтини и полесни за производство од оние од монокристалниот силициум. Сепак се помалку ефикасни бидејќи носителите на полнежи генерирани од светлината (електроните и шуплините) можат да се рекомбинираат на границите помеѓу гранулите. За да добијат поголема ефикасност се прави соодветна обработка на материјалот, при што е достигната ефикасност од 14%.

Иако се помалку ефикасни од ќелиите од монокристален силициум, ќелиите од поликристален силициум се повеќе применувани токму поради пониската цена и поедноставното производство.

2.1.2. Втора генерација фотоволтаични ќелии – Тенкослојни фотоволтаични ќелии

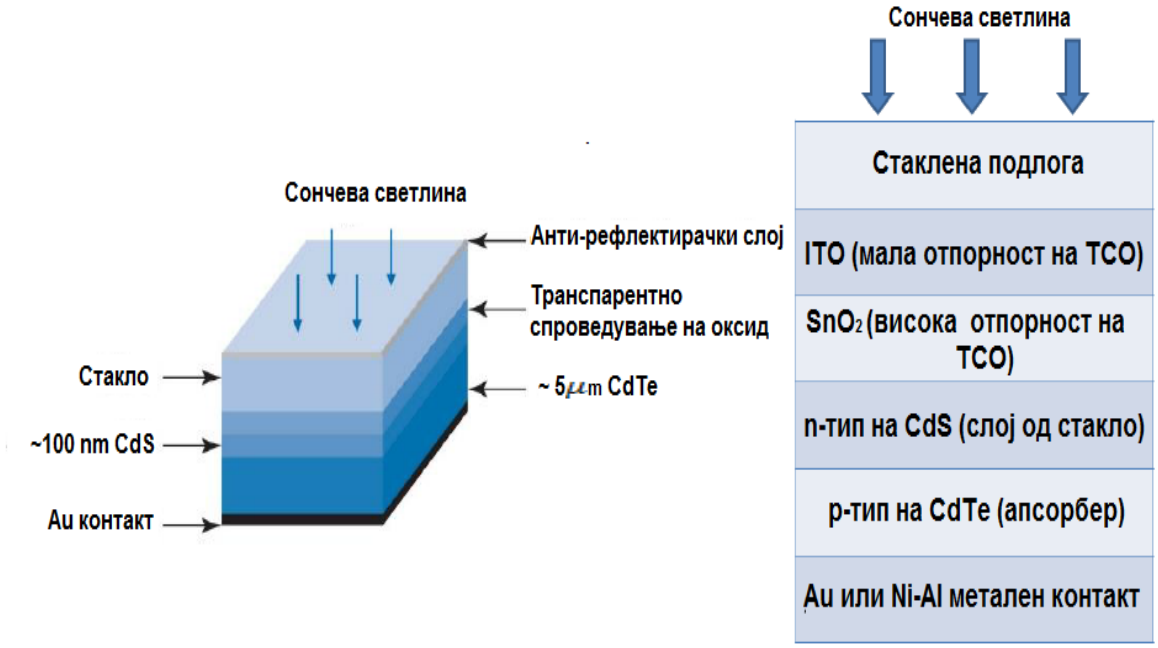
Технологиите за добивање тенкослојни фотоволтаични ќелии се во постојан развој. Дебелината на слоевите кај тенкослојните ќелии изнесува околу 10 μm, а дебелината на слоевите кај ќелиите од кристален силициум изнесува 200-300 μm. Иако со намалување на активниот материјал се намалува ефикасноста за конверзија на енергија (просечна ефикасност од 7-10%), сепак кај многу повеќеслојни фотоволтаични ќелии е постигната поголема ефикасност од онаа на фотоволтаичните ќелии од чист силициум. Исто така, помалата количина на употребен активен материјал значи и помали трошоци за обработка и производство.

Според материјалот се разликуваат повеќе видови на тенкослојни фотоволтаични ќелии:

- CdTe фотоволтаични ќелии (Кадмиум-Телурид),
- CIS/CIGS фотоволтаилни ќелии (Бакар-Индиум-Селен/Бакар-Индиум-Галиум-Селен),
- GaAs мултиспој (Галиум-Арсенид multijunction),
- Тенкослојни фотоволтаични ќелии чувствителни на боја (DSSC),
- Органски фотоволтаични ќелии,
- Тенкослојни фотоволтаични ќелии од силициум,
- Нанокристални фотоволтаични ќелии.

Кадмиум-Телурид фотоволтаични ќелии (CdTe)

Кај фотоволтаичните ќелии со тенки филмови најдобар резултат се добива од тие ќелии кои се изработени од повеќе полуспроводни материјали, меѓу кои е и кадмиум телуридот (CdTe). Овој материјал е ефикасен светлинско-апсорпционен материјал за тенкослојни ќелии, полесно се нанесува и е посоодветен за масовно производство. Модулите од CdTe се прават со примена на релативно едноставен и евтин процес на галванизација и се смета дека имаат ефикасност од 12% (најдобрата постигната ефикасност во лабораториски услови изнесува 16,5%). Сепак, поради присуството на Cd, кој е многу токсичен (тежок метал, кој е кумулативен отров) и потребата да се преземаат строги мерки на претпазливост при производството и примена на модулите овие ќелии не се многу застапени.



Слика 2.1. Градба на CdTe фотоволтаична ќелија

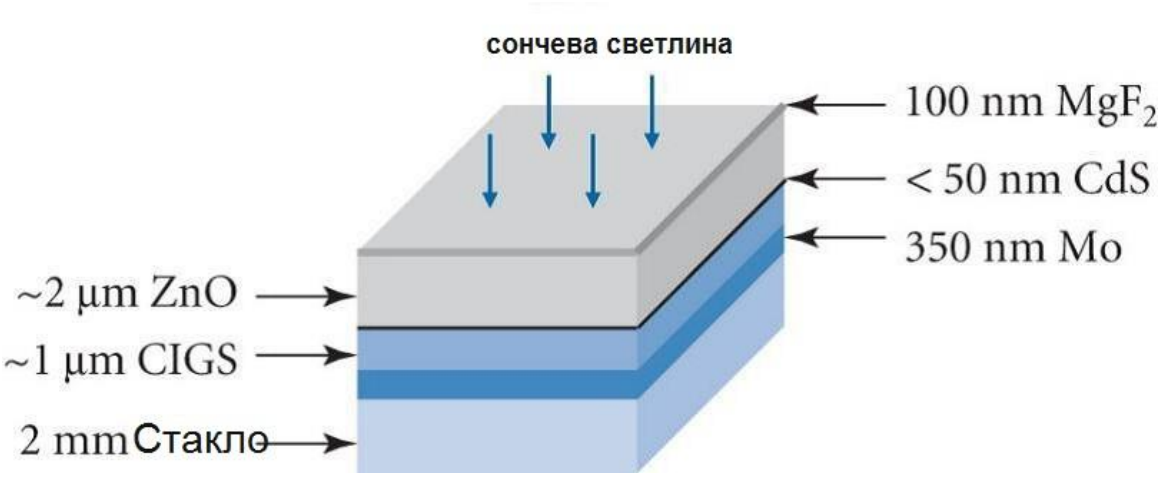
CIS/CIGS фотоволтаични ќелии

Полуспроводните материјали $CuInSe_2$ се особено привлечни за примена во тенкослојните фотоволтаични ќелии поради нивните високи оптички апсорпциони и нивните променливи оптички и електрични карактеристики, кои можат да бидат манипулирани и подесувани за специфичните потреби на даден уред.

CIS е кратенка за тенок филм од бакар, индиум и селен. Овие филмови имаат ефикасност околу 14%. CIGS филмовите се варијација на CIS, односно кога

во CIS дел од индиумот се заменува со галиум. Тоа е материјал кој претставува мешавина од полуспроводниците $CuInSe_2$ и $CuGaSe_2$. Најдобрата ефикасност на овие ќелии изнесува 19,9%, додека 21,1% може да се добие со употреба на оптички колектори на светлина или со користење на спој од повеќеслојни фотоволтаични ќелии.

Има две основни конфигурации на CIGS соларните ќелии. Кај CIGS-на-стакло ќелијата има потреба од слој од молибден за да се создаде ефикасна електрода. Овој дополнителен слој не е потребен кај CIGS-на-фолија ќелијата, бидејќи металната фолија се однесува како електрода. Слој од цинк оксид (ZnO) ја претставува другата електрода во ќелијата. Помеѓу овие слоеви се наоѓаат уште два слоја: полуспроводниот материјал и кадмиум сулфид (CdS). Овие два слоја се однесуваат како n-тип и p-тип полуспроводници, кои се потребни за да се создаде проток на електрони.



Слика 2.2. Градба на CIGS фотоволтаична ќелија

Галиум-Арсенид мултиспој (GaAs)

Високо-ефикасните повеќеслојни ќелии првенствено биле развиени за специјални апликации, како што се сателитите и истражување на вселената, каде што се потребни врвни перформанси. Овие повеќеслојни ќелии се состојат од повеќе тенки филмови. Секој од овие полуспроводници има карактеристична енергетска забранета зона, која овозможува да се апсорбира енергија најефикасно на одреден дел од спектарот. Спојот на овие полуспроводници ќе овозможи да се апсорбира светлина на голем дел од сончевиот спектар.

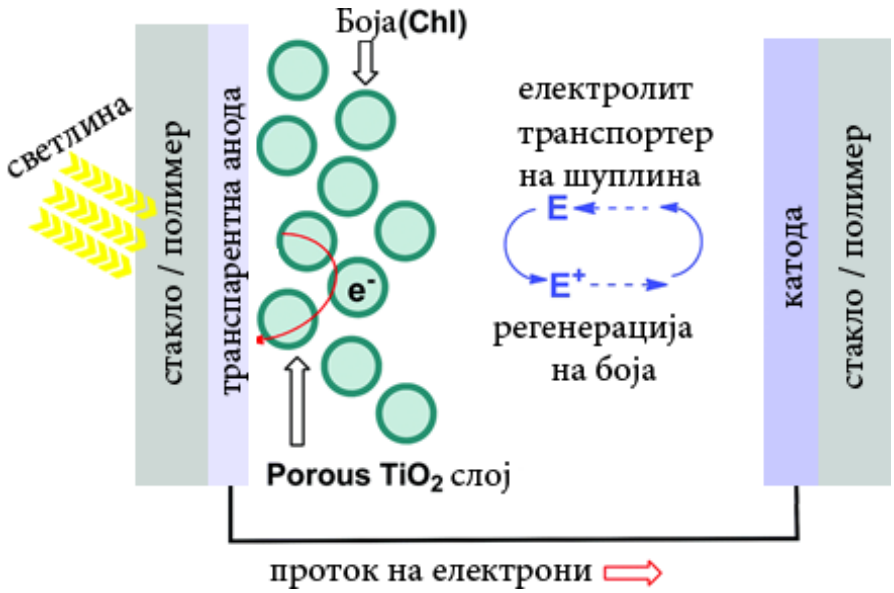
Повеќеслојните ќелии базирани на GaAs се најефикасните фотоволтаични ќелии, достигнувајќи рекордни 40,7% ефикасност во лабораториски услови.

2.3.1. Трета генерација ФВ ќелии

Фотоволтаични ќелии чувствителни на боја (DSSC)

Овој тип на ќелии претставуваат фотоелектрохемиски ќелии. Нивни предности се што се изработуваат од материјали со ниски цени и не се потребни посебни развојни апаратури за нивно производство. Структурата на овие ќелии е едноставна и има три главни компоненти. Во горниот дел има транспарентна анода направена од SnO_2:F, поставена на задната страна од плочка (вообичаено стакло). На задната страна од проводната плочка се наоѓа тенок слој од титаниум диоксид TiO_2, кој апсорбира само мал дел од фотоните (оние во UV делот од спектарот). Плочката потоа се потопува во фотосензитивна боја од рутениум-полипиридин и во раствор. По потопување на филмот во бојата, тенок слој од бојата останува ковалентно врзан на површината на TiO_2. Задниот дел се прави од тенок слој од јоден електролит распространет преку спроводна плочка, вообичаено платина. Предниот и задниот дел се спојуваат и се запечатуваат за да се спречи електролитот да истече.

Предности на овие ќелии се: примена на флексибилни материјали, едноставен и евтин процес на производство, демонстрирана ефикасност над 10%. Главни недостатоци се брзата деградација на боите кои се користат како активни материјали кај овој тип на ќелии под дејство на топлина и UV светлина, ниската ефикасност и технички проблеми при изработка на ФВ ќелиите.

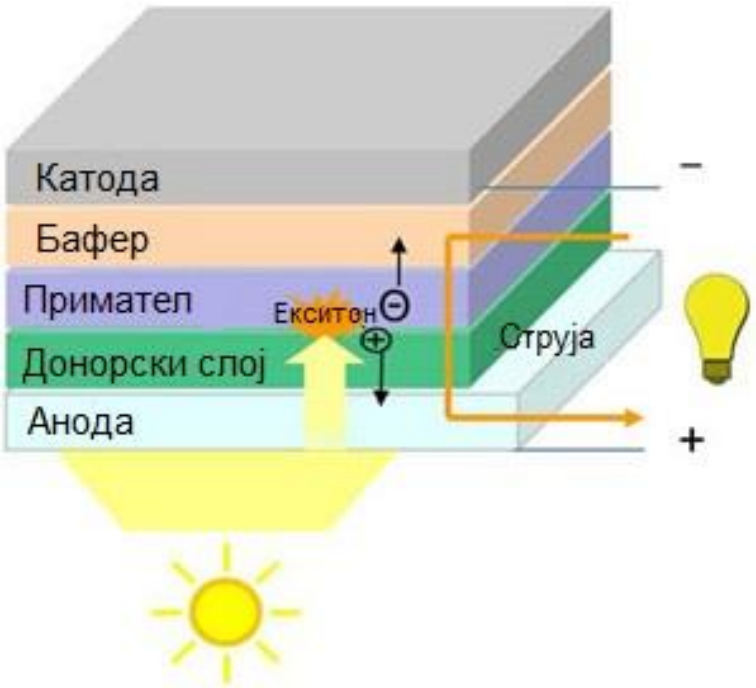


Слика 2 3. Структура на фотоволтаична ќелија чувствителна на боја

Органски фотоволтаични ќелии

Органските фотоволтаични ќелии и ќелиите од полимер се изградени од тенки филмови (вообичаено 100 nm) од органски полуспроводници. Ефикасноста постигната со користење на спроводни полимери е мала во споредба со неорганските материјали (најголемата постигната ефикасност е 6,77%). Сепак, овие ќелии можат да бидат корисни за некои апликации каде што механичката флексибилност и расположливоста се важни.

Органските ќелии се разликуваат од ќелиите од неоргански полупроводници по тоа што тие не се потпираат на електричното поле на p-n спојот за да ги одделат настанатите електрони и шуплини. Активниот регион на органска ќелија се состои од два материјала, од кои едниот се однесува како донор на електрони, а другиот како примател. Кога еден фотон е претворен во пар електрон-шуплина, вообичаено во материјалот донор, полнежите тежнеат да останат врзани во форма на екситон и се одвојуваат кога екситонот ќе се распространи во меѓуспојот донор-примател. Кратките должини на распростирање на екситонот на повеќето полимерни системи ја ограничуваат ефикасноста на овие уреди. Наноструктурните меѓуспоеви можат да ги подобрат перформансите на овие ќелии. На слика 2.4 е прикажана една органска фотоволтаична ќелија.



Слика 2.4. Органска фотоволтаична ќелија

Тенкослојни и нанокристални фотоволтаични ќелии од силициум

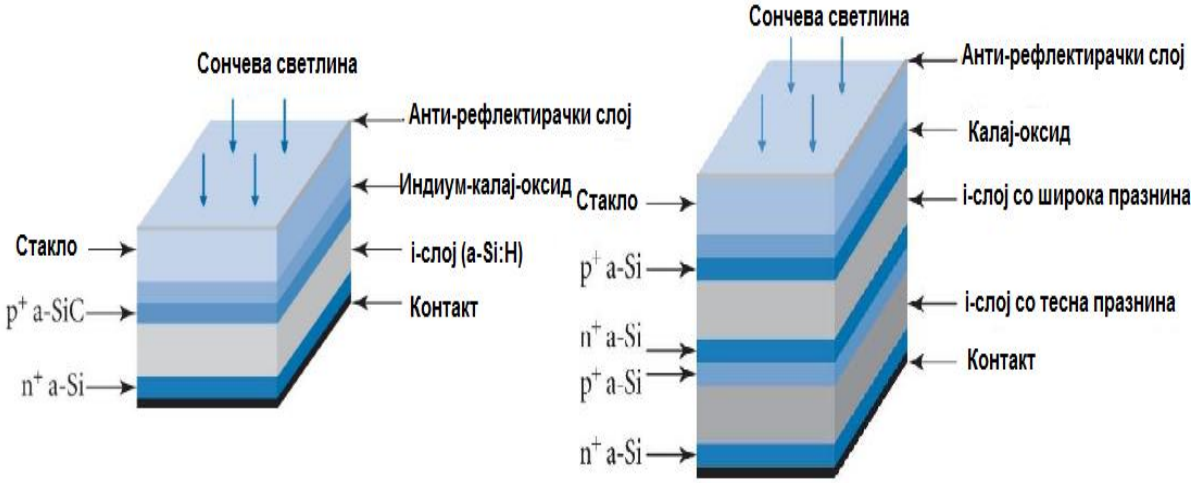
Постојат и фотоволтаични ќелии кои се изработени од тенок филм на силициум. Се користат повеќе видови на силициум, и тоа: аморфен силициум (a-Si), протокристален силициум (pc-Si:H) и нанокристален силициум (nc-Si/nc-Si:H).

Атомите на *аморфниот силициум* не се сложени во посебна структура, односно не формираат кристални решетки. Исто така, аморфните материјали имаат голем број на структурни дефекти и лоша поврзаност на атомите. Наведените недостатоци овозможуваат прекин на текот на електроните со рекомбинирање на електроните и шуплините. Дефектите може делумно да се отстранат со вградување на мала количина водород во аморфниот силициум. Како последица на таквото третирање на аморфниот силициум е појавата на комбинирање на атомите на водород со атомите на аморфен силициум кои немаат меѓусебна врска, така што електроните непречено може да се движат низ материјалот.

Аморфниот силициум го апсорбира сончевото зрачење 40 пати поефикасно од монокристалниот силициум, така што слој со дебелина од 1μм маже да апсорбира околу 90% сончево зрачење. Други предности на овој материјал се тоа што може да се произведува на ниски температури и може да биде поставен на евтини подлоги (пластика, стакло, метал итн.) што го прави идеален за интегрирање во PV технологиите. Аморфно силициумските (a-Si) ќелии се изработени така што горниот дел им е ултра тенок (0.008 μm) p-слој со дебелина од 0.5 до 1 μm, i-слој изразито тенок (0.02 μm) и долен n-слој. Таквата структура на ќелијата се нарекува p-i-n структура. Бидејќи горниот слој е ултра тенок p-слој и релативно транспарентен, поголем дел од светлината ќе помине низ него на i-слојот каде што ќе генерира слободни електрони. P-i-n слоевите со допирање на аморфен силициум (a-Si) ќе направат електрично поле низ цела површина и ќе индицираат движење на електрони низ i-слојот. Најголем недостаток на PV ќелиите изработени од аморфен силициум е нестабилноста. После првото изложување на сончева светлина, излезната моќност на a-Si ќелии се намалува со текот на времето.

Протокристалниот силициум настанува во одредена фаза на растот на кристалот, а потоа се развива во микрокристална форма.

Нанокристалниот силициум е форма на шуплив силициум. Сличен е на аморфниот силициум бидејќи има аморфна фаза, но се разликува од него поради тоа што во аморфната фаза има мали гранули кристален силициум. Во споредба со аморфниот силициум нанокристалниот може да има поголема подвижност на електроните, поради присуството на гранулите силициум и има поголема стабилност, бидејќи има помала концентрација на водород. За примена во ќелиите од аморфен силициум овој материјал е важен, бидејќи има зголемена апсорбција во црвените и инфрацрвените бранови должини.



Слика 2.5. Градба на еднослојна и повеќеслојна a-Si:H фотоволтаична ќелија

Ќелиите изработени од овие материјали имаат помала ефикасност од оние изработени од чист силициум, но се поевтини за производство. Ефикасноста на тенкослојните фотоволтаичните ќелии е помала и поради намалениот број на носители на полнежи по фотон. Нанокристалниот силициум има приближно иста забранета зона како и кристалниот силициум, па затоа nc-Si и a-Si можат да се комбинираат во тенки слоеви, создавајќи тенкослојна ќелија наречена тандем ќелија. Горната ќелија од a-Si ја апсорбира видливата светлина, а долната ќелија од nc-Si го апсорбира инфрацрвениот дел од спектарот.

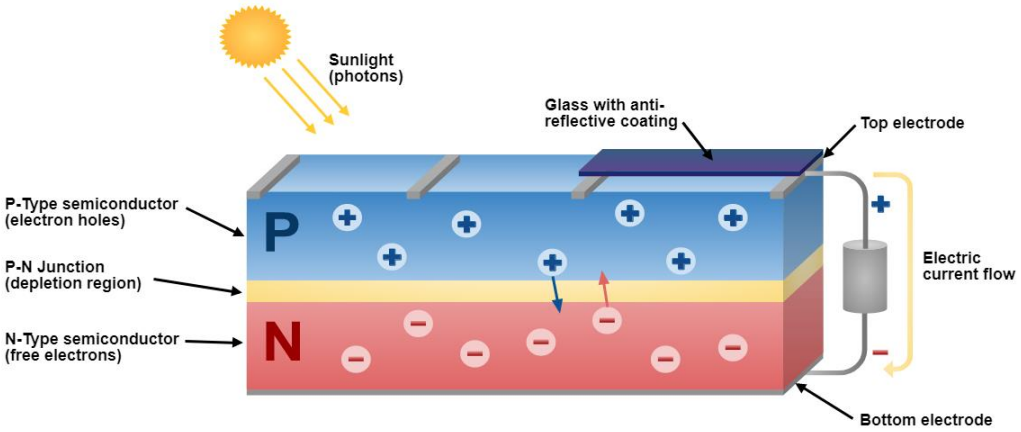
Технологиите за тенкослоен силициум се развиени за вградените фотоволтаици (building integrated photovoltaic's), во форма на полупросирни фотоволтаични ќелии кои можат да бидат поставени како глазура на прозорците.

2.2. ФОТОВОЛТАИЧЕН ЕФЕКТ

Внатрешниот фотоволтаичен ефект настанува при меѓусебен спој на два полуспроводници, при што едниот е од p-тип со т.н. шуплини, а другиот е од n-тип со електрони. Овој ефект всушност претставува појава која како последица има ослободување на слободни носители на полнеж под дејство на светлината (создавање електричен тек). Најупотребуван полуспроводнички материјал е силициумот, поради што овој ефект најдобро може да се објасни преку него.

Принципот на работа на фотоволтаичната ќелија се базира на меѓусебно спојување на p-тип и n-тип на полуспроводникот. Иако двата полуспроводнички ма-

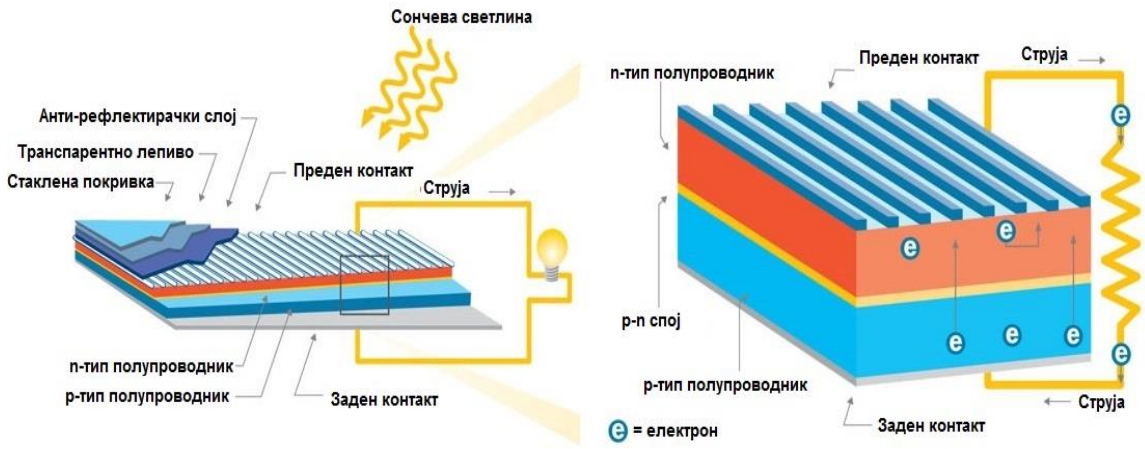
теријали електрично се неутрални, со спојување на овие два типа настанува така-наречен p-n спој, поради кој како последица настанува електрично поле. Со настанување на овој спој електроните се движат од слојот со поголема концентрација на електрони (n-тип), кон слојот со помала концентрација на електрони (p-тип). Како резултат на ова се појавува натрупување на позитивен полнеж на n-типот, односно натрупување на негативен полнеж на p-типот. Кога фотоните ќе ја погодат фотоволтаичната ќелија, може да се рефлектираат од неа, да бидат апсорбирани или да поминат низ неа. Само апсорбираните фотони даваат енергија за производство на струја. Кога полупроводникот апсорбира доволно светлина, електроните се истиснуваат од атомот на материјалот, тргнуваат кон предниот (негативен) контакт на ќелијата, додека во исто време шуплините се движат во обратна насока кон долниот (позитивен) контакт на ќелијата, како што може да се види во третиот чекор прикажан на сликата 2.6. Во четвртиот чекор напонот на надворешните контакти од p-n спојот може да се поврзе со потрошувачи при што ќе се создаде полнеж и ќе протече еднонасочна струја сè додека постои пад на светлина.



Слика 2.6. Фотоелектричен ефект

Производот на квадратот на струјата и отпорот претставува моќност на светлината која се конвертирала во електрицитет. Останатата моќност на фотони само ја зголемува температурата на фотоните. Контактите поставени на двете страни на спојот овозможуваат собирање на фотострујата. Контактот од проводната фолија од калај се наоѓа на долната површина и на еден раб на горната осветлена површина. Тенката фолија на горната површина ја собира струјата и ја пропушта светлината. Додатоците на основната конструкција обезбедуваат одредени подобрувања. Анти-рефлектирачкиот слој ја зголемува

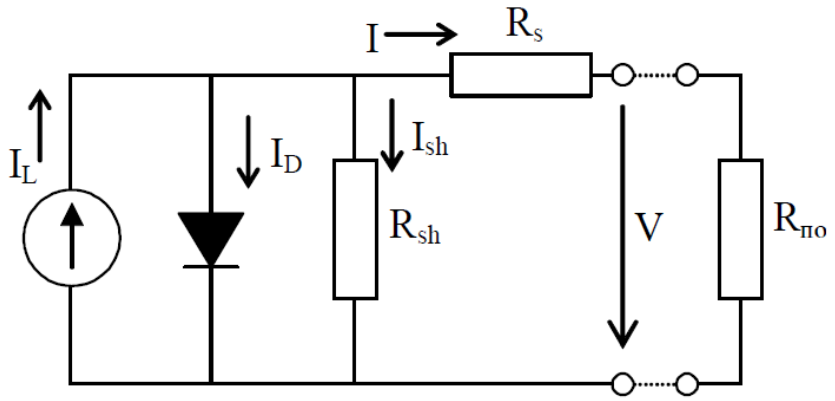
количината на апсорбирана светлина, додека пак механичката заштита се обезбедува со заштитно стакло.



Слика 2.7. Конструкција на фотоволтаична ќелија

2.3. ЕКВИВАЛЕНТНО КОЛО НА ФОТОВОЛТАИЧНА ЌЕЛИЈА

За да може да се прикаже еквивалентното коло на една фотоволтаична ќелија потребно е елементите на ќелијата, како и процесите кои се одвиваат во и на неа да се заменат со соодветни елементи. На сликата 2.8 е прикажано еквивалентно електрично коло на реална фотоволтаична ќелија.



Слика 2.8. Еквивалентно електрично коло на реална фотоволтаична ќелија

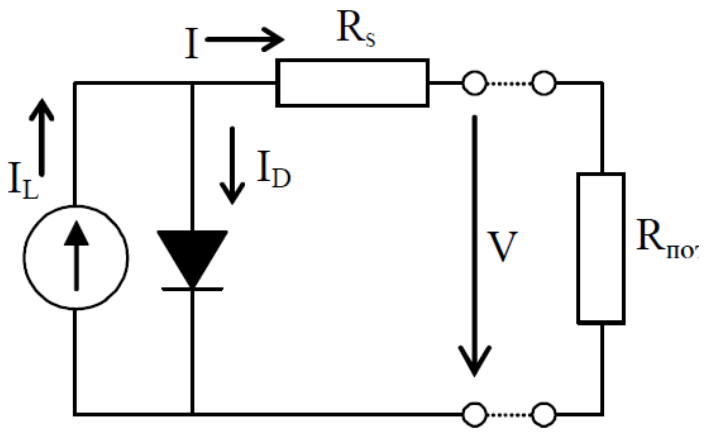
Сончевото зрачење се претставува со струен генератор, чиј интензитет е пропорционален со струјата I_L. Со диодата е претставен ефектот од p-n спојот. Загубите на моќност во ќелијата, што се резултат на загубите на моќност во електричните контакти, загубата на генерираната моќност поради појава на спроводни врски во p-n спојот и поради процесот на рекомбинација, се претставуваат како загуби на моќност во отпорниците R_S и R_{SH}. Овие отпорници всушност претставуваат отпорници на фотоволтаичната ќелија, каде што R_S е сопствена сериска отпорност која потекнува од опторноста на p-n слојот и отпорноста на електродите на ќелијата, а R_{SH} е паралелна отпорност која е добиена како резултат на одредени микродефекти и нечистотии во ќелијата. $R_{по}$ е отпорноста на оптоварувањето.

Излезната струја на фотоволтаичната ќелија претставува разлика помеѓу струјата која е генерирана од сончевото зрачење I_L и струјата која поминува низ диодата I_D, односно:

$$I = I_L - I_D = I_L - I_o\left(e^{\frac{q}{\gamma k T_c}(U+IR_S)} - 1\right) - \frac{U+IR_S}{R_{sh}} \tag{2.1}$$

каде што инверзната струја на заситување на диодата е I_o, измерена во A, U е напонот на краевите од ќелијата измерен во V, T_c е температурата на ќелијата, измерена во K, q=1,602×10-19 C е електричниот полнеж на електронот, k = 1,381×10-23 J/K е Болцмановата константа, додека γ е диоден фактор, при што за идеална диода γ = 1, а во реален случај $\gamma > 1$.

Доколку се разгледува случај за идеална фотоволтаична ќелија, односно случај во кој нема микродефекти и нечистотии, се занемарува паралелната отпорност и се добива еквивалентното електрично коло прикажано на сликата 2.9.



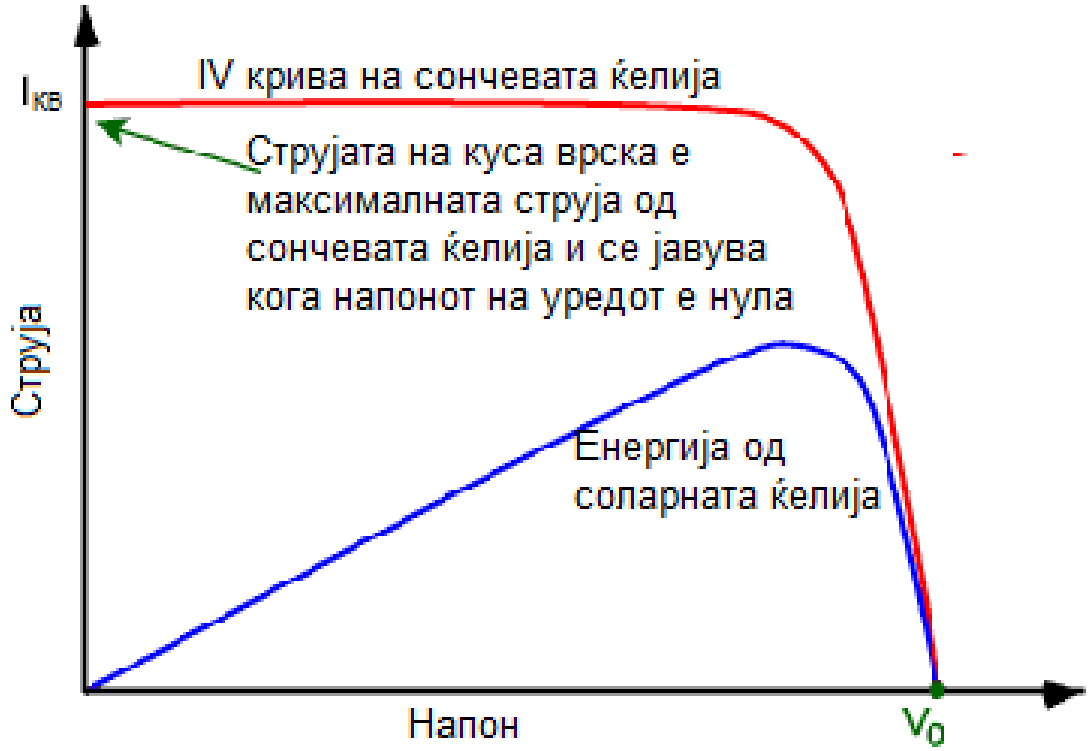
Слика 2.9. Еквивалентно електрично коло на идеална ФВ ќелија

Од ова коло за излезната струја се добива:

$$I = I_L - I_D = I_L - I_o\left(e^{\frac{qU}{\gamma kT_c}} - 1\right) \tag{2.2}$$

Секој уред си има свои гранични режими на работа. Фотоволтаичните ќелии се карактеризираат со два гранични режими, и тоа:

- Кога краевите на фотоволтаичната ќелија се кусо врзани (што не ја оштетува ќелијата), низ диодата не тече струја, бидејќи целата генерирана струја I_L тече низ надворешното коло како струја на куса врска ($I_{кв} = I_L$).



Слика 2.10. Дијаграм на граничен режим на работа кога $I_{кв} = I_L$

- Кога краевите на фотоволтаичната ќелија се отворени, тогаш излезната струја I=0, а напонот на отвореното коло изнесува:
- за идеални фотоволтаични ќелии:

$$U_o = \frac{kT_c}{q}\ln\left(\frac{I_L}{I_O} + 1\right) \tag{2.3}$$

$$U_o = 0.0257 \ln\left(\frac{I_L}{I_O} + 1\right) \tag{2.4}$$

- за реални фотоволтаични ќелии:

$$U_o = \frac{kT_c}{q} \ln\left(\frac{I_L}{I_O} + 1\right) - R_S \tag{2.5}$$

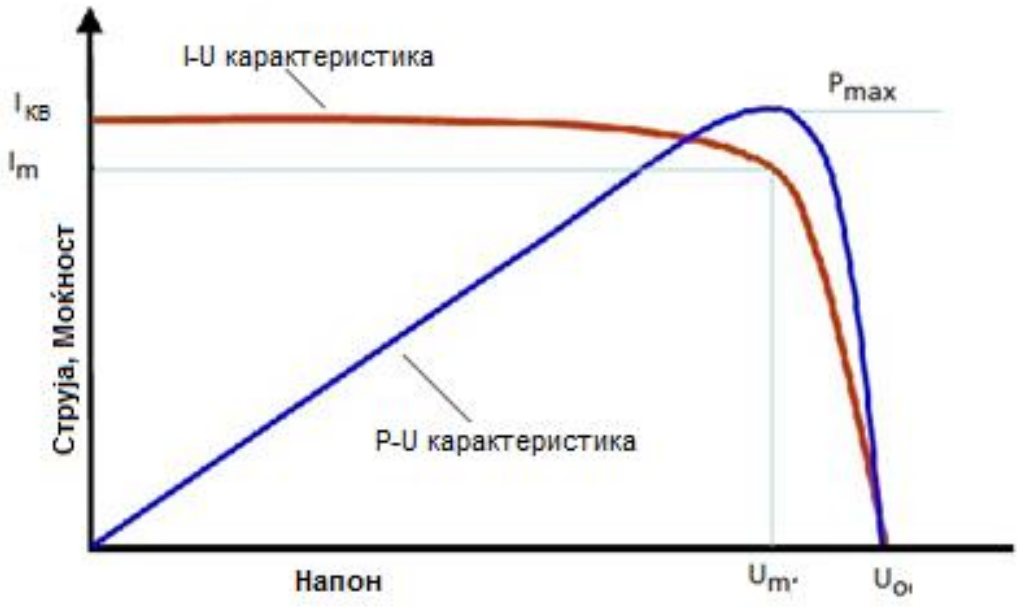
Слика 2.11. Дијаграм на граничен режим на работа кога излезната струја е $I = 0$

2.4. МАКСИМАЛНА МОЌНОСТ НА ФОТОВОЛТАИЧНА ЌЕЛИЈА

Кога краевите на фотоволтаичната ќелија се кусо врзани, односно напонот е $U = 0$, се генерира струја на куса врска ($I_{КВ}$), која е исто така и максималната струја произведена од фотоволтаичната ќелија. Кога пак краевите на ќелијата се отворени, струјата е нула, а напонот при отвореното коло (U_O) е максималниот напон на ќелијата. Фотоволтаичната ќелија не може да испорачува моќност и во двата гранични режими на работа ($U = 0$ и $I = 0$). Моќност се генерира кога на краевите на ќелијата ќе се приклучи потрошувач со импеданса различна од нула. Во тој случај струјата што ќе протече и напонот што ќе се генерира на краевите ќе бидат помали од $I_{КВ}$ и од U_O соодветно. Со нивниот производ ќе се добие генерираната моќност.

Различните работни режими најдобро се прикажуваат на *I-U* и *P-U* карактеристики на ќелијата, каде што максимална моќност се постигнува во онаа

точка на карактеристиката во која производот меѓу напонот и струјата е максимален, односно $P_{max} = U_m \cdot I_m$.



Слика 2.12. I-U и P-U карактеристики со оптимална точка на работење на ќелијата

Односот помеѓу максималната моќност и производот на максималната струја $I_{КВ}$ и максималниот напон U_O е важна карактеристика и мерка за квалитетот на p–n спојот. Оваа карактеристика се нарекува фактор на пополнување F и покажува колку фотоволтаичната ќелија е блиску до идеалната, т.е колкаво е влијанието на серискиот отпор врз ефикасноста на ќелијата.

$$F = \frac{U_m \cdot I_m}{I_{КВ} \cdot U_o} \tag{2.6}$$

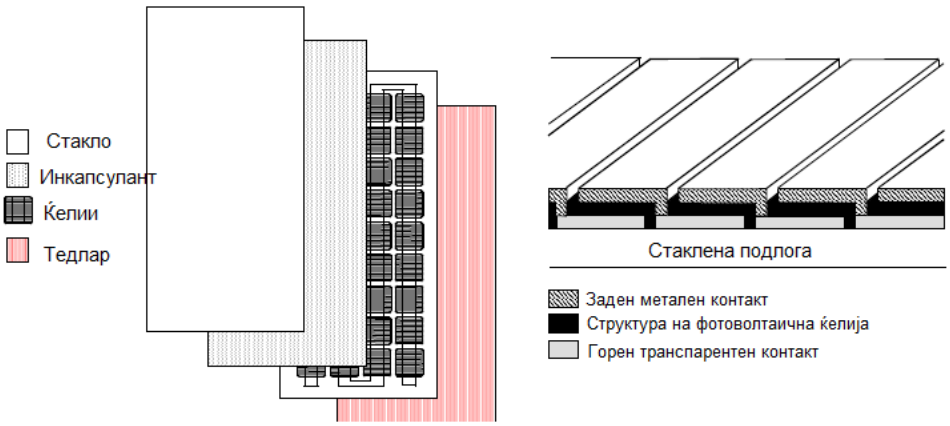
Факторот на пополнување кај модулите изработени од кристален силициум се движи помеѓу 70–75%, а за модулите од повеќеслоен аморфен силициум 50–60%. Односот помеѓу максималната моќност P_{max} која ја произведува ќелијата и моќноста на сончевото зрачење кое паѓа врз неа го дава коефициентот на корисно дејство на ќелијата. Интензитет на сончевото зрачење врз фотоволтаичната ќелија е Isc (W/m^2), а површина на фотоволтаичната ќелија е S.

$$\eta = \frac{U_m \cdot I_m}{I_{SC} \cdot S} = \frac{F \cdot U_{OK} \cdot I_{КВ}}{I_{SC} \cdot S} \quad (2.7$$

3. ФОТОВОЛТАИЧНИ МОДУЛИ И КОМПОНЕНТИ НА ФОТОВОЛТАИЧЕН СИСТЕМ

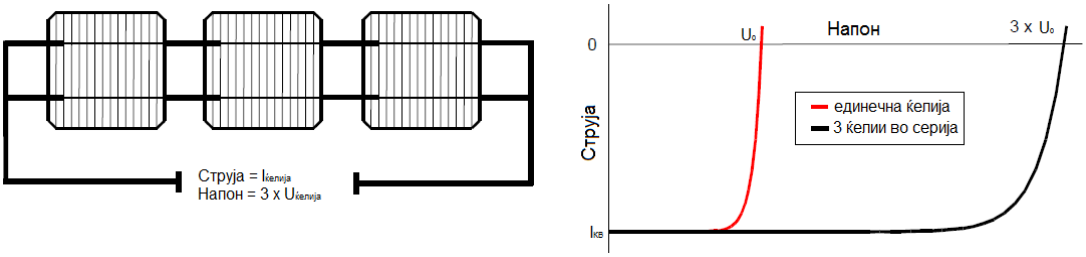
3.1. ФОТОВОЛТАИЧЕН МОДУЛ

Фотоволтаичниот модул претставува систем од меѓусебно поврзани фотоволтаични ќелии. Модулот понатаму може да се користи како самостоен или поврзан во систем со други модули со исти карактеристики.



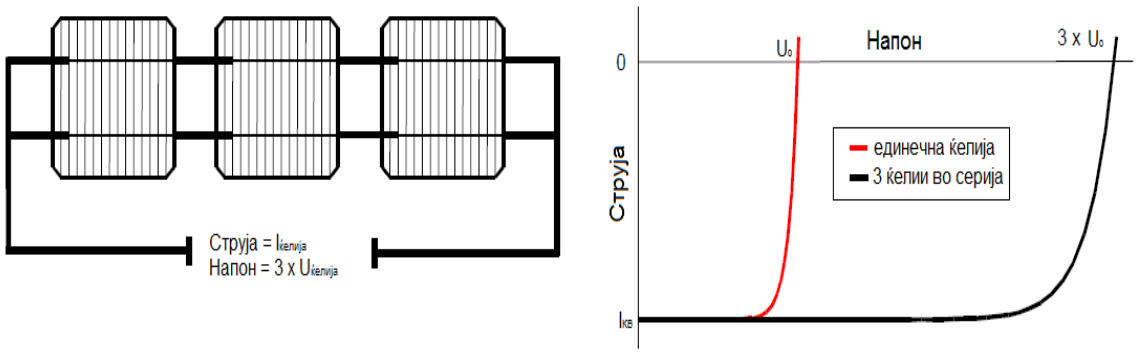
Слика 3.1. Шематски приказ на фотоволтаични модули од силициумски и тенкослојни ќелии соодветно

Фотоволтаичните ќелии може да се поврзуваат сериски или паралелно. Со сериското поврзување на ќелиите се зголемува големината на напонот, а струјата која тече низ нив останува иста. При сериско поврзување горните контакти на секоја ќелија се поврзуваат со долните контакти на соседната ќелија.



Слика 3.2. Сериски поврзани фотоволтаични ќелии и I-U карактеристика

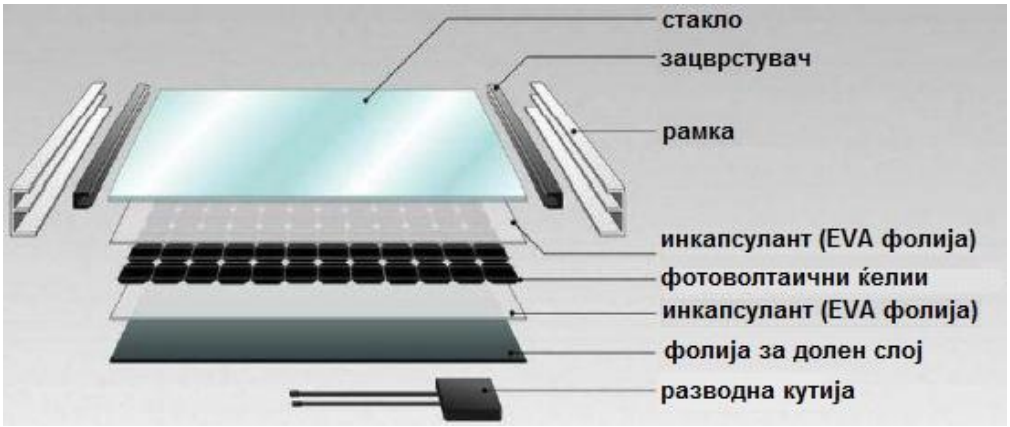
За постигнување на поголема струја на модулот, ќелиите треба да се поврзат паралелно т.е. со паралелниот спој се постигнува зголемување на протокот на струја во зависност од бројот на поврзани ќелии со константен напон. При паралелно поврзување горните контакти на ќелијата се поврзуваат со горните контакти на соседната ќелија и истото важи и за долните контакти.



Слика 3.3. Паралелно поврзани фотоволтаични ќелии и I-U карактеристика

3.2. СТРУКТУРА НА ФОТОВОЛТАИЧЕН МОДУЛ

За димензионирање на структурата на модулите потребно е да се одреди потребниот број на фотоволтаични ќелии, нивната електрична поврзаност (за која што е објаснето погоре), пренесената светлина, температурата и заштитата на ќелиите.



Слика 3.4. Структура на фотоволтаичен модул

Кај кристалните силициумски модули горната површината е изработена од зајакнато калено стакло, кое е димензионирано да обезбеди физичка сила, и од ниска содржина на железо, кое овозможува пренос на кратки бранови должини од сончевиот спектар. Ова стакло потребно е да биде отпорно на вода и ултравиолетово зрачење. Долната површина на модулот може да биде изработена од повеќе различни материјали и треба да има голема отпорност на вода и корозија. Најупотребуван материјал е тедлар, иако можат да се користат и други пластични материјали. Ако е потребно поголемо ниво на транспарентност, тогаш може да се користи проширен тедлар слој или втор слој од стакло, што и повеќе се применува.

Модулот направен од стакло-тедлар конструкција најчесто е изработен со полимеризација. Електрично поврзаните ќелии се поставени помеѓу два слоја на инкапсулант (EVA – ethylene vinyl acetate) и се позиционирани кон слојот од стакло, при што ја формираат предната површина на модулот. Потоа се додава задниот слој од пластика и целата таа структура е сместена во алуминиумска рамка. Понатаму воздухот се отстранува и повторно се внесува над флексибилна мембрана за запечатување која се наоѓа над модулот за да се создаде притисок. Модулот се загрева и инкапсулантот се топи и ги опкружува ќелиите. За да може да се обезбеди комплетно запечатување на краевите на модулите се додава дополнителен инкапсулант.

Слика 3.5. Кристално силициумски фотоволтаичен модул

За изработка на конструкцијата стакло-стакло потребно е повеќе време и труд, бидејќи процесот на одземање на воздухот не може да се направи со помош на полимеризација. Се користат течни и тенкослојни инкапсуланти. Кога се користи течен инкапсулант, се внесува помеѓу слоевите од стакло откако модулот е заварен од страна на трите рабови. Пред да започне оваа процедура ќелиите мора да бидат зацврстени во едно место.

Кај тенкослојните модули, стаклената подлога на која е поставена ќелијата најчесто се користи како предна површина. Процесот на полимеризација е ист како и кај кристалните силициумски модули, иако е потребен само еден слој на инкапсулант. При процесот на изработка се користат ниски температури за да се избегне уништување на ќелиите. При запечатувањето на рабовите на модулот треба да се обрне посебно внимание, бидејќи на сите тенкослојни ќелии лошо им влијае влагата. Во процесот на производство мора да биде оставен доволен простор околу рабовите на површината на ќелиите за да може модулот убаво да биде запечатен.

Слика 3.6. Тенкослојни силициумски фотоволтаични модули

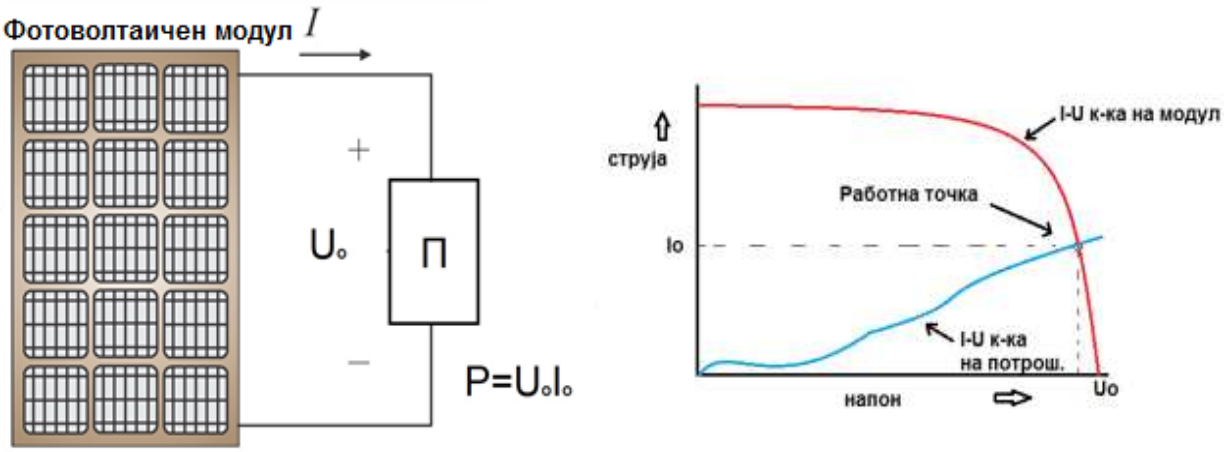
Електричните приклучоци на модулот се поставени во разводна кутија, која најчесто е поставена на задниот дел од модулот. Кај модулите со тедлар слој каблите најчесто излагаат од задниот слој, додека кај модулите со стакло-стакло конструкција, за да не се прават дупки на стаклото, каблите можат да излагаат од страна на еден од рабовите на модулот.

Формата на фотоволтаичните ќелии при проектирање на модули најчесто се менува, бидејќи потребно е да има минимален простор околу ќелиите за да не дојде до електричен спој помеѓу ќелиите. Тој минимален простор најчесто изнесува околу 2-3 mm помеѓу рабовите на ќелиите. Најчест изглед на монокристална силициумска ќелија е квази-квадрат, каде што на ќелијата која има кружна форма и се исечени рабовите, за да се добие форма на квадрат. Поликристалните силициумски ќелии најчесто имаат изглед на вистински квадрат, додека тенкослојните ќелии се во форма на ленти со ширина од околу 1cm, а должината им зависи од големината на модулот.

Идеалниот модул треба да има и добар пренос на топлина за да може да ја одржува температурата колку што може најниско. Но, сепак коефициентот на пренесот на топлина зависи од повеќе услови. Бидејќи инкапсулантот мора да обезбеди добра електрична изолација и физичка заштита, коефициентот на пренос не може да биде многу висок. Исто така зависи и од надворешните материјали на модулот, односно структурата од стакло повеќе се загрева, во зависност од структурата со пластика при исти услови. Тука е и бојата на пластичниот слој, сината боја одбива повеќе топлина, за разлика од црната.

3.3. ФОТОВОЛТАИЧЕН МОДУЛ ПОВРЗАН НА ПОТРОШУВАЧ

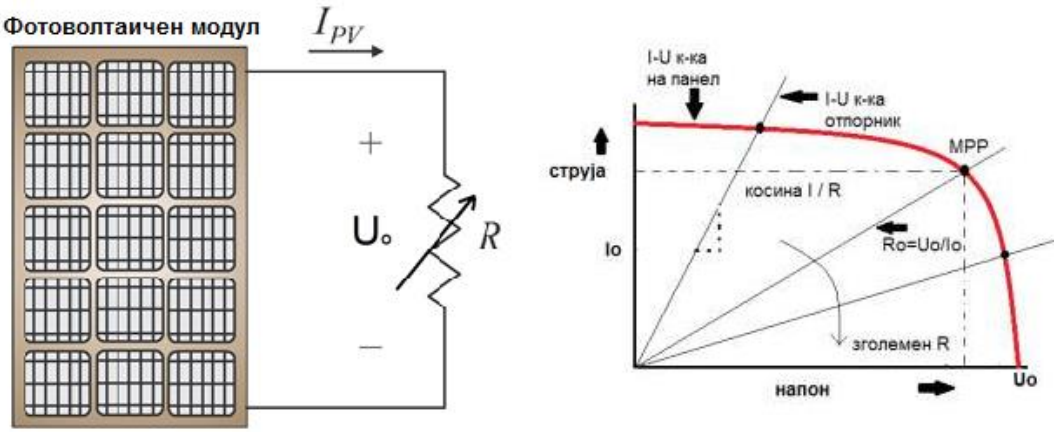
Кога фотоволтаичен модул се поврзува на потрошувач, низ колото протекува струја чија вредност зависи како од I-U карактеритиката на модулот, така и од I-U карактеристиката на потрошувачот. За да може да се одреди режимот на работа т.е. работната точка на колото потребно е да се одреди пресечната точка на овие две криви (Слика 3.7):



Слика 3.7. Одредување на работна точка на фотоволтаичен модул и потрошувач

Разгледан е и случај каде што фотоволтаичен модул напојува активен (омски) потрошувач (Слика 3.8). Во ваков случај I-U карактеристиката на потрошувачот е права линија со косина $\frac{1}{R}$ и моќноста која ја прима потрошувачот зависи од неговата отпорност и ќе биде максимална само при вредност $R_n = \frac{U_n}{I_n}$, каде што U_n и I_n се напон и струја кои одговараат на точката на максимална моќност.

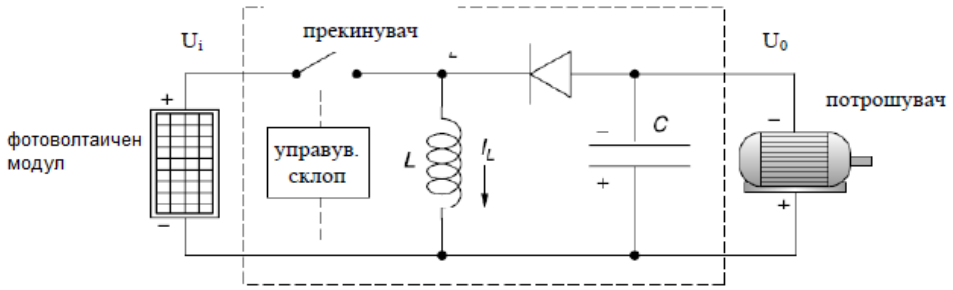
Со промена на на интензитетот на зрачење, работната точка се повеќе отстапува од оптималната, така што модулот работи со сè помала ефикасност.



Слика 3.8. Фотоволтаичен модул поврзан на активен (омски) потрошувач

За да се постигне најефикасна работа на фотоволтаичен модул, потребно е тој секогаш да работи во близина на коленото на својата I-U карактеристика, без разлика на интензитетот на сончевото зрачење или промените во оптоварувањето кај потрошувачите. Поради тоа фотоволтаичните системи се опременуваат со уред познат како трагач на максимална моќност (MPPT, maximum power point tracker), кој овозможува оптимална работа на системот при различни работни режими.

MPPT е наменет за форсирање на фотоволтаичниот генератор да работи во точката на максимална моќност. Главниот дел на овој уред е DC/DC преобразувач кој напонот што го генерира фотоволтаичниот модул го прилагодува на потрошувачот, на тој начин што ја подесува вредноста на влезниот отпор преку следење на I-U карактеристиката на фотоволтаичниот генератор, така што пренесената моќност е максимална. Ваквите електронски склопови се релативно едноставни, а нивната работа се базира на новите генерации на енергетски транзистори (FET, IGBT), кои тука се користат како едноставни прекинувачи. На слика 3.9 е прикажана поедноставена шема на ваков преобразувач, каде што транзисторот е прикажан како прекинувач со кого управува логички склоп.



Слика 3.9. Примена на DC/DC преобразувач во уред за барање на максимална моќност

Принципот на работа на овој уред се базира на брзо вклучување и исклучување на прекинувачот (транзистор) со фреквенција од редот на 20 kHz. Во случај кога прекинувачот е вклучен (заради инверзната поларизација на диодата), целата струја од фотоволтаичниот модул тече низ индуктивитетот L зголемувајќи ја неговата магнетна енергија. Кога пак е исклучен, акумулираната магнетна енергија се претвора во електрична предизвикувајќи течење на струја низ потрошувачот, а дел низ кондензаторот C. Ако циклусот на вклучување и исклучување е доволно брз, а индуктивитетот и кондензаторот доволно големи, може да се постигне струјата низ индуктивитетот и напонот на кондензаторот да бидат приближно константни. За овој уред важи релацијата:

$$\frac{U_o}{U_i} = -\left(\frac{D}{1-D}\right) \tag{3.1}$$

каде што U_o и U_i се напони на фотоволтаичниот модул и потрошувачот во волти (V), а D е траење на напонската состојба во однос на вкупното траење на циклусот на вклучување и исклучување на прекинувачот во релативни единици.

Покрај DC/DC преобразувачи некои трагачи на максимална моќност имаат и микропоцесор кој управува со циклусот на вклучување и исклучување. Управувањето е на тој начин што циклусот периодично се зголемува и се намалува за мала вредност, а истовремено се следи излезната моќност за да се види дали се постигнати подобрувања.

3.4. ФОТОВОЛТАИЧНИ СИСТЕМИ

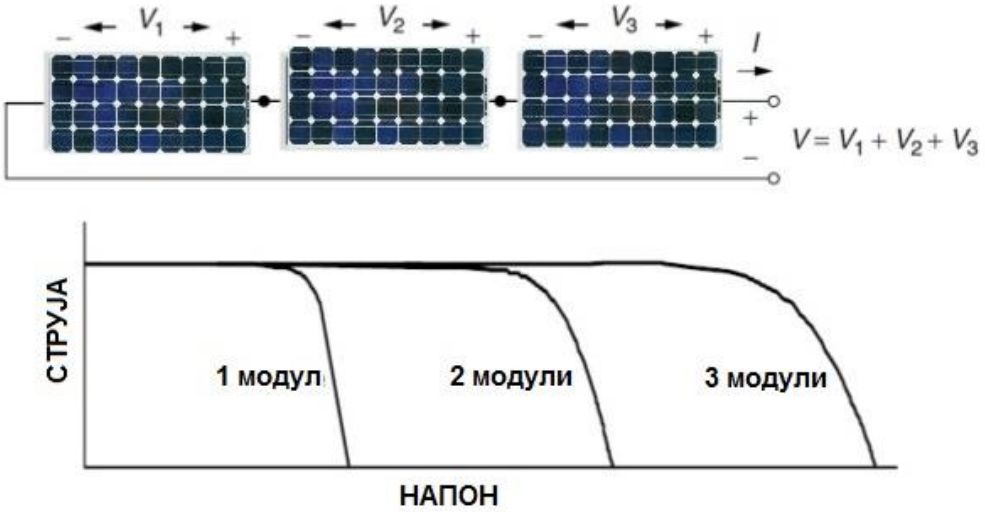
Фотоволтаични системи се интегриран збир на фотоволтаични модули со сите потребни компоненти. Проектирани се да ја примат сончевата енергија и да ја претворат во конечна електрична енергија со која се обезбедува работата на одреден број еднонасочни (DC) или наизменични (AC) потрошувачи. Наједноставниот фотоволтаичен систем напојува само еднонасочни потрошувачи. Со вградување на изменувач, ваквиот систем може да произведува електрична енергија за сите наизменични потрошувачи.

3.5. ПОВРЗУВАЊЕ НА ФОТОВОЛТАИЧНИ МОДУЛИ

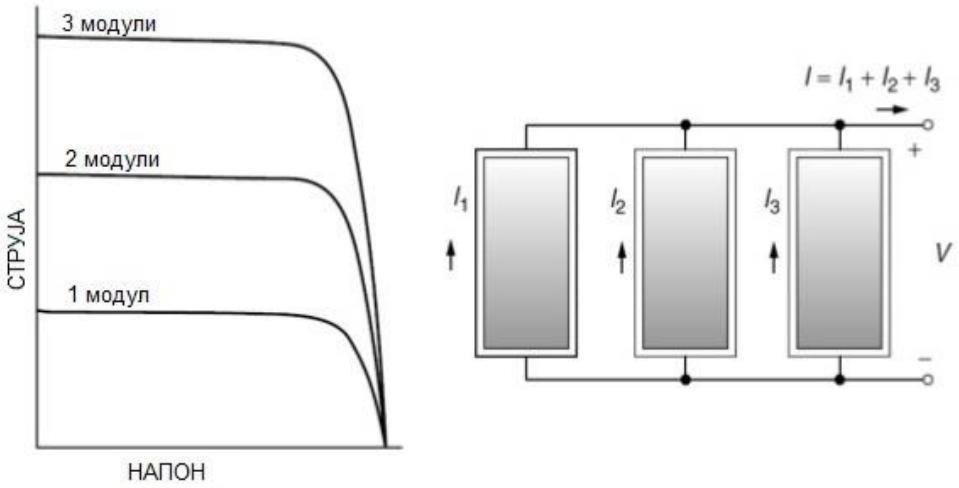
Фотоволтаичните модули како и фотоволтаичните ќелии може да се поврзуваат сериски со цел за да се зголеми напонот, паралелно за да се зголеми струјата

или во комбинација. Фотоволтаичното поле обично е комбинирано од паралелно и сериски поврзани модули со цел да му се зголеми моќноста.

Сериски поврзаните фотоволтаични модули (Слика 3.10) имаат слични I-U карактеристики како и кај сериски поврзаните фотоволтаичните ќелии. Вкупниот напон е збир на напоните на поврзаните модули. За добивање на поголема струја фотоволтаичните модули се поврзуваат паралелно (Слика 3.11).



Слика 3.10. Сериски поврзани фотоволтаични модули и нивна I-U карактеристика

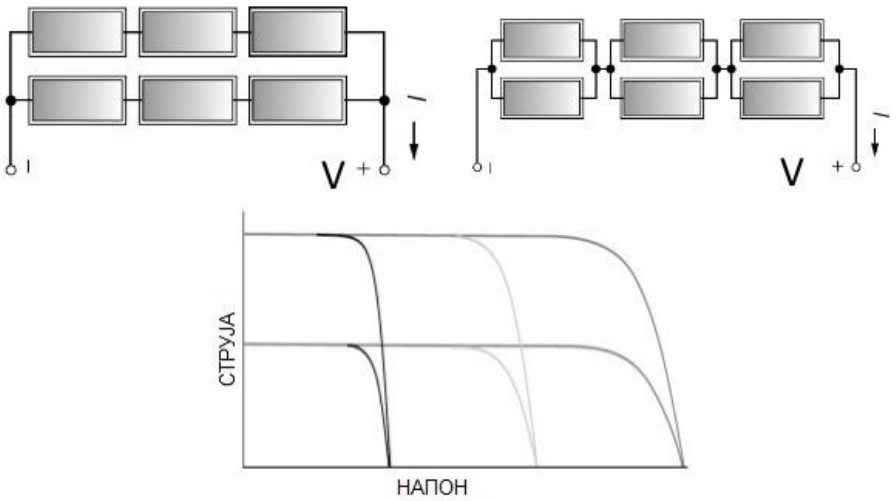


Слика 3.11. Паралелни поврзани фотоволтаични модули и нивна I-U карактеристика

Со изградба на фотоволтаично поле целта е да се постигне поголема моќност, односно да се направи комбинација на сериско и паралелно поврзани модули. Постојат два начини за поврзување на модули сериски/паралелно.

- Модулите сериски се поврзуваат во редови кои потоа се поврзуваат паралелно.
- Модулите прво се поврзуваат паралелно, а потоа таквите комбинации се поврзуваат сериски.

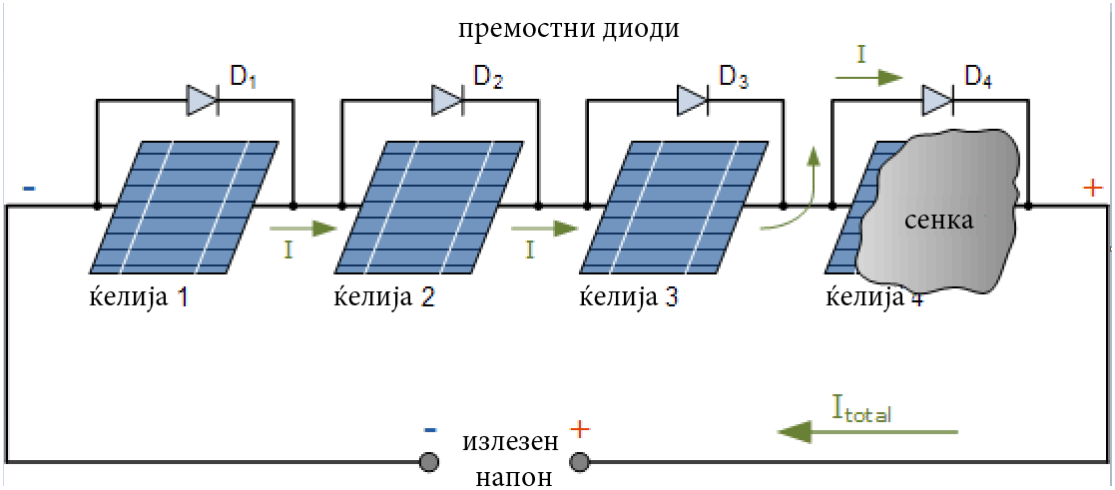
Начинот на кој се поврзуваат модулите нема влијание на I-U карактеристиките. Меѓутоа, кај првиот начин на поврзување во случај на дефект кога треба да се исфрли ред сериски поврзани модули, полето ќе го дава потребниот напон, но со намалена струја, што не е случај кај вториот начин на поврзување. Поради тоа се препорачува првиот начин на поврзување.



Слика 3.12. Комбинација на сериско и паралелно поврзување на фотоволтаични модули

Доколку кај сериски поврзаните модули има еден модул кој е под сенка, тој модул може да се однесува како товар во таа низа, односно неговата најлоша ќелија може да се однесува како ќелија со спротивен преднапон. Поради тоа може да дојде до прегрејување на таа ќелија во моментот кога струјата поминува низ модулот. Најчесто во вакви случаи се додаваат премостни (bypass) диоди. Овој ефект се нарекува жешка точка на модулот. Таквите лоши ќелии во сенка би трошеле струја која е произведена од другите ќелии и како резултат на тоа трошење на струја, овие ќелии би можело да се загреат и до 100 °C. Тоа загревање предизвикува топење на куќиштето на ќелијата, а со тоа и оштетување на целиот модул. Тоа обично претставува проблем кај поголемите модули, каде што енергијата која

треба да ја предава ќелијата при висока температура е голема. Во таков случај премостната диода ја ограничува моќноста на модулот и превентивно го спречува трајното оштетување на модулот.



Слика 3.13. Поврзување на фотоволтаичен модули со премостна диода

3.6. ВИДОВИ НА ФОТОВОЛТАИЧНИ СИСТЕМИ

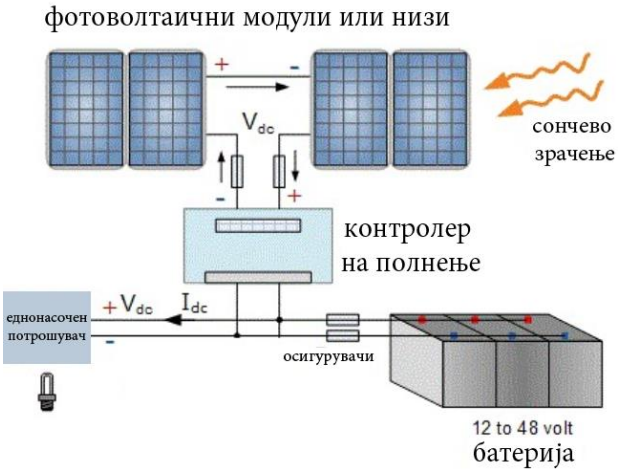
Зависно од начинот на работа, фотоволтаичните системи може да се поделат на:

- Автономни фотоволтаични системи (Off-Grid)
- Фотоволтаични системи поврзани со електродистрибутивна мрежа
- Хибридни, кои се автономни, но поврзани со друг (обновлив) извор

3.7. АВТОНОМНИ ФОТОВОЛТАИЧНИ СИСТЕМИ

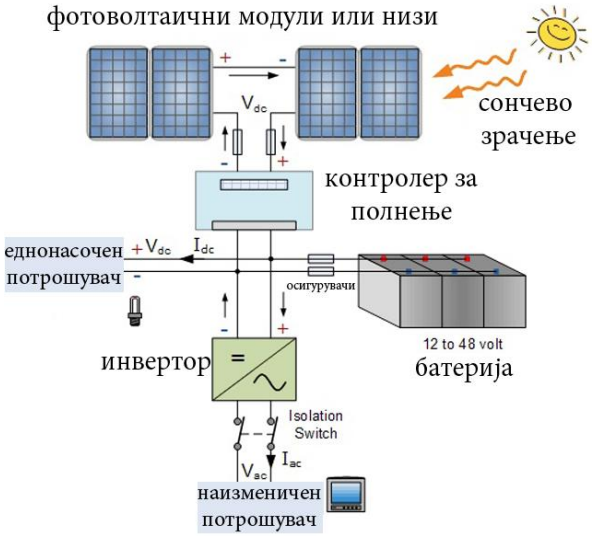
Автономни фотоволтаични системи се такви системи кои не се приклучени на електроенергетска мрежа. Овие системи се одвоени од дистрибутивната електрична мрежа и целата енергија се генерира локално. За разлика од другите имаат и систем за складирање на произведената електрична енергија (батерии). Контролорот на полнење се грижи за правилно полнење и празнење на батеријата, а инверторот овозможува користење на стандардни апарати во домаќинство, со

користење на стандардна електрична инсталација. Ваквите системи се погодни за напојување на изолирани и осамени објекти.



Слика 3.14. Автономен еднонасочен фотоволтаичен систем со батерија

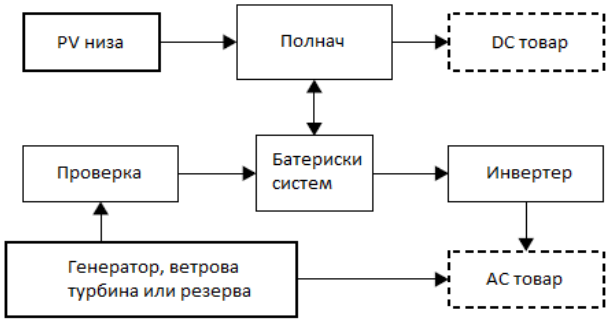
Во текот на денот фотоволтаичниот модул ја полни батеријата, а батеријата обезбедува електрична енегија за потрошувачите по потреба, додека контролорот го контролира самиот процес на полнење на батериите. Во разводните ормари се сместени мерни инструменти за мониторинг на системот и осигурачи и прекинувачи за заштита на проводниците во случај на дефект или куса врска.



Слика 3.15. Автономен наизменичен фотоволтаичен систем со батерија

Автономните наизменични фотоволтаични системи содржат инвертер за еднонасочна во наизменична струја. Во домаќинствата, употребата на наизменични фотоволтаични системи го поедноставнува поврзувањето со електричната инсталација, овозможува користење поевтина заштита и останати елементи. Некои фотоволтаични системи имаат и еднонасочни и наизменични потрошувачи, што во некои случаеви е погодно како би се избегнале загубите во инвертерот.

Хибридните фотоволтаични системи користат комбинација на фотоволтаични и други извори на енергија кои треба да обезбедат континуирано снабдување. Најчести други извори на енергија се дизел агрегат и/или и други обновливи извори на енергија како што се ветерните турбини или мали хидроелектрични генератори.



Слика 3.16. Хибриден фотоволтаичен систем со батерија

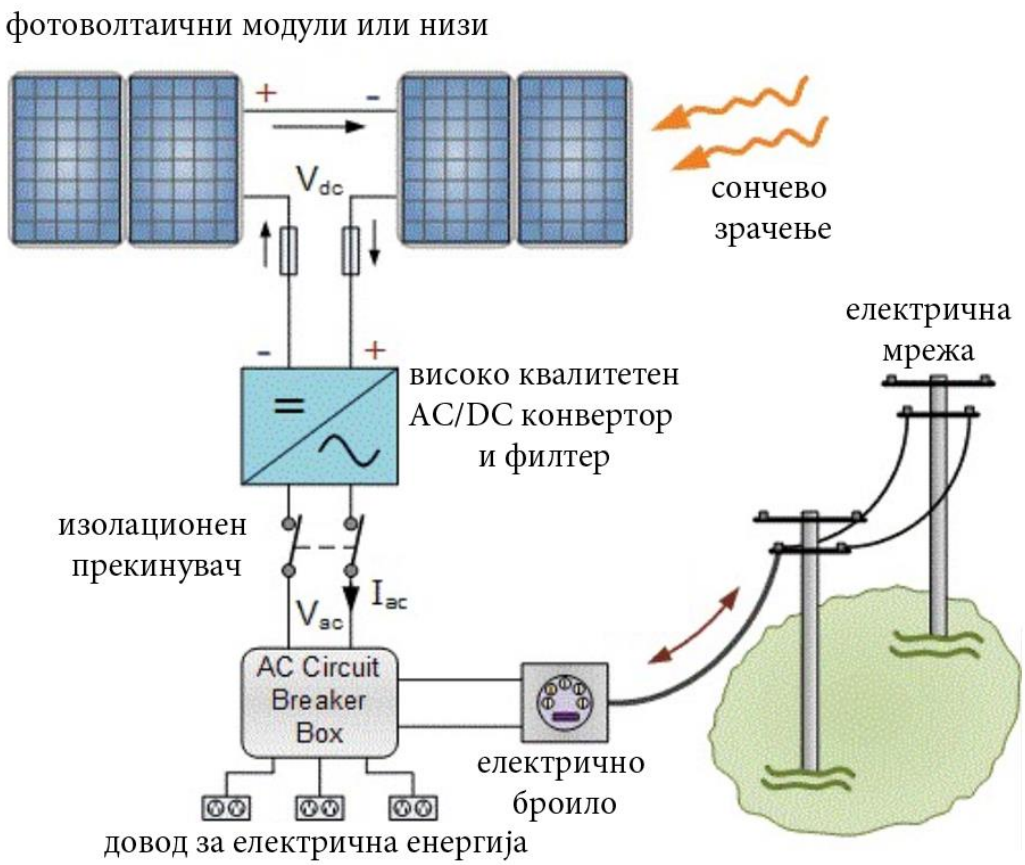
Поголем број од хибридните системи користат батерии за складирање на енергијата. Фотоволтаичниот систем ја полни батеријата, додека агрегатот ја обезбедува разликата помеѓу енергијата која ја побаруваат потрошувачите и енергијата која ја произведува фотоволтаичниот систем.

3.8. ФОТОВОЛТАИЧНИ СИСТЕМИ ПОВРЗАНИ СО ЕЛЕКТРОДИСТРИБУТИВНАТА МРЕЖА

Фотоволтаичните системи поврзани со електродистрибутивната мрежа, слично како агрегатите кај хибридните системи, ја користат дистрибутивната мрежа како резервен извор на енергија или како потрошувач на вишокот енергија која ја генерираат фотоволтаичните модули. Овие системи работат паралелно со електродистрибутивната мрежа

Овие фотоволтаични системи покрај фотоволтаичниот модул, содржат само инвертор во кој е интегиран и контролен уред. Еднонасочната струја од фото-

волтаичниот модул се претвора во наизменична струја со помош на инвертор и со прилагоден напон преку разводен ормар и електрична инсталација ги напојува потрошувачите кои се напојуваат двострано. Во периодите кога фотоволтаичниот модул произведува помалку моќност од потребната, контролниот уред ја вклучува и електричната мрежа како резервен извор, така што потрошувачката на електрична енергија е секогаш задоволена. Во периодите кога модулот произведува повеќе од потребна електрична енергија, вишокот го презема електричната мрежа. Во текот на ноќта потрошувачката во зградата се обезбедува исклучиво од дистрибутивната мрежа. Контролниот уред ја прилагодува работата на фотоволтаичниот модул со променливата потрошувачка така што работната точка на I-U карактеристиката да биде најблизу до точката на максимална моќност.



Слика 3.17. Фотоволтаичен систем поврзан со електродистрибутивна мрежа

4. ПРОЕКТИРАЊЕ НА МРЕЖНО ПОВРЗАНИ ФОТОВОЛТАИЧНИ СИСТЕМИ

4.1. ИЗБОР НА ЛОКАЦИЈА

Во принцип, процесот на избор на локација мора да ги земе во предвид ограничувањата на секоја локација и влијанието кое ќе го има врз цената на произведената електрична енергија. Контраиндикатори за развивање на ФВ централа на одредена локација може да вклучуваат ограничувања поради низок сончев ресурс, низок сончев капацитет или недоволна површина за инсталирање модули.

Сепак, нискиот сончев ресурс може да се компензира со високи локални финансиски стимулации кои го прават проектот одржлив. Сличен закон за балансирање важи и за другите ограничувања. Алатка за мапирање на географски информациски систем (ГИС) може да се искористи за да се помогне во процесот на селекција на локација со проценување на повеќе ограничувања и утврдување на вкупната површина на погодно земјиште достапно за развој на соларни ФВ проекти.

4.1.1. Контролна листа за избор на локација

Изборот на соодветна локација е клучна компонента за развој на одржлив соларен ФВ проект. Не постојат јасни правила за избор на локација. Во принцип, процесот на избор на локација мора да ги земе во предвид ограничувањата и влијанието што локацијата ќе го има врз цената на произведената електрична енергија. Главните ограничувања што треба да се земат во предвид се:

- Соларниот ресурс,
- Достапна површина,
- Локална клима,
- Топографија,
- Користење на земјиште,
- Локална регулатива / политика за користење на земјиштето или зонирање,

- Ознаки за животната средина,
- Геотехнички услови,
- Геополитички ризици,
- Пристапност,
- Поврзување со мрежа,
- Модул за загадување,
- Достапност на вода,
- Финансиски стимулации.

Може да биде корисно да се искористи алатката за мапирање ГИС за да се помогне при изборот на локација за визуелно прикажување на ограничувања, овозможување разгледување на повеќе ограничувања на одредена локација и одредување на вкупната површина на располагање за развој. Како што беше споменато претходно, контраиндикаторите за развивање на ФВ централа со моќност на одредена локација може да вклучуваат ограничувања поради нискиот сончев ресурс, капацитетот за ниска мрежа или недоволно место за инсталирање модули.

Сепак, ограничувањата понекогаш може да се неутрализираат; на пример, високите локални финансиски стимулации можат да го неутрализираат нискиот сончев ресурс и да направат одржлив проект. Слични вакви опции се однесуваат и на други ограничувања, кои подолу се објаснети подетално.

4.1.2. Ограничувања во изборот на локација

Сончеви ресурси

Висок просечен годишен GTI е најосновниот фактор за развој на соларен ФВ проект. Колку е поголем ресурсот, толку е поголем енергетскиот принос по kWp. При оценувањето на GTI на локацијата, мора да се внимава да се минимизира секое засенчување кое ќе го намали применото зрачење. Засенчување може да се должи на планини или згради на хоризонтот, взаемно засенчување меѓу редови на модули или засенчување во близина на локацијата поради дрвја, згради или надземни кабли. Особено треба да се внимава и да се разгледа било какво засенчување кое може да се случи поради идните градежни проекти или со растење на вегетацијата. Избегнувањето на засенчување е критично, бидејќи дури и малите периоди на сенка може значително да го нарушат производството на ФВ централата. Губењето на производството може да биде предвидено со едноставно пресметување на процентот на модулите кои се засенчени. При проценка на засенчувањето мора да се запомни дека патеката на сонцето преку небото се

менува со годишните времиња. Пречка која би придонесла до значително засенчување во средината на денот во декември, можеби нема да придонесе до никакво засенчување во средината на денот во јуни. Сенката треба да се процени со користење на целосниот дијаграм за сончева патека за локацијата.

Локација

Потребната површина по kWp инсталирана моќност варира со избраната технологија. Растојанието меѓу редовите на модулите (теренот) што е потребно за да се избегне значајно засенчување помеѓу интервалите, варира со географската ширина на локацијата. Локациите треба да бидат избрани со доволна површина за да се овозможи инсталирање на потребниот капацитет без да се намали теренот до нивоа кои предизвикуваат неприфатлива загуба на принос. На пример, во зависност од локацијата (географска ширина) и видот на избраните ФВ модули (ефикасност), се проценува дека за добро дизајнирана ФВ централа со капацитет од 1MWp која е инсталирана во Индија е потребно помеѓу еден и два хектари (10.000 до 20.000 м2) на земјиште. Централа која користи пониски ефикасни CdTe тенко-филмски модули може да бара приближно 40% до 50% повеќе простор од централа која користи мулти-кристални модули.

Клима

Во прилог на добар соларен ресурс, климата не треба да страда од екстремни временски услови што ќе го зголемат ризикот од оштетување или прекини.

Временски настани кои треба да бидат земени во предвид се:

- *Поплава*: Може да предизвика оштетување на електричната опрема монтирана на или близу до нивото на земјата. Исто така, зголемен е ризикот од ерозија на потпорната конструкција и база, во зависност од геотехничките услови.
- *Силни ветрови*: Треба да се процени ризикот од настанување на голем ветер што ги надминува спецификациите на модулите.
- Треба да се избегнуваат локации кои би имале висок ризик од оштетување поради силни ветрови. Фиксните системи не се исклучуваат при силни ветрови, но системите за следење мора да се исклучат кога има силни ветрови.
- *Снег*: Снегот што се наталожува на модулите може значително да го намали годишниот принос на енергија доколку потребни мерки за справување со снегот не се преземени. Ако локацијата е склона кон снег, тогаш треба да се земат во предвид факторите како што се дополнителниот товар на монтажните структури, загубата во производството на енергија и дополнителните трошоци за повисоки спецификациски модули или структури за поддршка. Трошоците за отстранување на снегот треба да се одмерат против загубата

во производството и веројатноста за понатамошен снег. Ефектите од снег може да се ублажат со дизајн со висок агол на навалување и модули кои немаат ограда. Дизајнот исто така треба да осигура дека долниот раб на модулите е фиксиран повисоко од просечното ниво на снег за таа област. Најважно, локацијата која има редовни покривки на снег за подолг временски период можеби не е погодна за развој на соларна ФВ централа.

- *Температура*: Ефикасноста на ФВ централата се намалува со зголемување на температурата. Ако се разгледува место со висока температура, мерките за ублажување треба да бидат вклучени во дизајнот и технологијата. На пример, би било подобро да се изберат модули со низок температурен коефициент за моќ.
- *Загадувачи на воздухот*: Мора да се разгледа локацијата во однос на локалните извори на загадување на воздухот. Локалното индустриско загадување на атмосферата може да содржи значителни нивоа на сулфур или други потенцијално корозивни супстанции. Слично на тоа, растојанието до морето (крајбрежјето) треба да се земе предвид бидејќи ова може да доведе до покачени нивоа на соли во атмосферата. Сите овие услови може да доведат до забрзана корозија на незаштитените компоненти. PV модулите што треба да се користат во високо корозивни атмосфери, како што се крајбрежните области, мора да бидат сертифицирани за корозија на солената магла согласно стандардот IEC 61701.

Табела 4.1. *Површина што е потребна за ФВ централа со мегаватна големина**

ЗЕМЈА	ТЕХНОЛОГИЈА	**ПРИБЛИЖНА ПОВРШИНА (ha / MWp)**
Јужна Африка	c-Si	0.9 – 1.4
	CdTe	1.5 – 2.0
Чиле	c-Si	– 1.5
	CdTe	1.7 – 2.2
Тајланд	c-Si	0.8 – 1.2
	CdTe	1.3 – 1.8
Индија	c-Si	– 1.5
	CdTe	1.6 – 2.0
Индонезија	c-Si	0.8 – 1.2
	CdTe	1.3 – 1.8

*Точната локација ќе варира согласно аголот на наклонување

4.1.3. Топографија

Идеално, локацијата треба да биде рамна или на мала падина во северната хемисфера или падина на север во јужната хемисфера. Таквата топографија ја прави инсталацијата поедноставна и ја намалува цената на техничките модификации потребни за прилагодување на движењето во земјата. Со дополнителни трошоци и комплексност на инсталацијата, монтажни структури можат да бидат дизајнирани за повеќето локации. Општо земено, цената на земјиштето мора да се мери според цената на дизајнирање на монтажа и време на инсталација.

Употреба на земјиштето

Соларни ФВ централи идеално би биле изградени на земја со ниска вредност. Ако земјиштето веќе не е во сопственост на инвеститорот, тогаш трошоците за купување или закуп треба да се разгледаат. Инвеститорот мора да го купи земјиштето или да има право за користење за време на траењето на проектот. Освен пристап до локацијата, мора да се разгледа опцијата за обезбедување на вода, опцијата за снабдување со електрична енергија и правата за надградба на пристапните патишта заедно со релевантните даноци на земјиштето. Бидејќи е потребна владина дозвола за изградба на соларна ФВ централа, неопходно е да се оцени локацијата во согласност со локалните услови поставени од релевантните регулаторни тела. Ако земјиштето во моментов се користи за земјоделски цели, тогаш можеби ќе треба да се прераспореди за "индустриска употреба", со трошоци и временски импликации. Најдобрите локации за ФВ централи се обично претходно развиени земјишта или места со кафеава површина, бидејќи често во нивна близина има употреба на енергија. Употребата на висококвалитетно земјоделско земјиште треба да се избегнува доколку е можно. Во некои случаи, поради растојанието помеѓу модулите и нивната височина, некои земјоделски активности како што е пасењето на овци може да опстане. Употреба на земјиштето во областа во иднина, исто така, мора да се земе предвид. Многу е веројатно дека централата ќе биде во функција најмалку 25 години. Исто така, треба да се земат во предвид надворешни фактори за да се процени веројатноста за нивно влијание врз енергетскиот принос. На пример, прашината поврзана со градежни проекти или присуство на возила може да има значителен ефект на загадување и поврзано влијание врз енергетскиот принос на ФВ централата. Секое дрво на локацијата на проектот и околното земјиште можеби ќе треба да се отстрани, со импликации врз трошоците. Може да се побараат дозволи од војската ако местото е во или во близина на воена област. Локацијата на ФВ модулите може да влијае на некои воени активности.

Локална регулатива/политика за употреба на земјата

Треба да се земат во предвид сите ограничувања во планирањето на областа за развој. Тие ќе се разликуваат од земјиште до земјиште, но може да вклучуваат прописи за зони за користење на земјиштето или ограничувања на одреден вид на развој. Препорачливо е да се контактира однапред со релевантниот владин сектор за да се утврдат какви било конкретни ограничувања за предметната област.

Животна средина и социјални аспекти

Повеќето регулаторни политики бараат одреден вид на проценка на влијанието врз животната средина (Environmental Impact Assessment) или проценка на влијанието врз животната и социјалната средина (Environmental and Social Impact Assessment) или документ за одредување на животната средина, кој ги прикажува сите значајни прашања, така што од страна на релевантните власти може да се донесе одлука за тоа дали е потребна целосна проценка.

Сепак, може да има некои земји каде што не постојат такви регулативни барања. Во секој случај, процесот на поставување треба да ги земе во предвид следните клучни еколошки и социјални критериуми:

- Биодиверзитет: Одбегнување на чувствителни или критични живеалишта и видови е од клучно значење. Изградбата и работењето на соларните ФВ модули и помошна инфраструктура (пристапни патишта, далноводи) води кон расчистување на постоечките живеалишта и нарушување на фауната и флората. Објектите, вклучувајќи помошна инфраструктура, треба да се отстранат од еколошки чувствителни области, на пример, заштитени подрачја и оние со висока вредност за биолошка разновидност, како што се мочуриштата, недопрените природни шуми и важни коридори за животински свет.
- Стекнување на земјиште: Избегнувањето или минимизирањето на принудно раселување е од клучна важност. Инсталирањето на соларни ФВ модули резултира со долгорочен откуп на земјиште и конверзија. Ако е потребно принудно преселување (т.е. физичко или економско преселување на домаќинствата), ова може да го комплицира и да го забави развојот на проектот и да доведе до можни одложувања на проектот подоцна во развојниот циклус, особено за сопственоста на земјиштето (на пример, треба да се избегнуваат местата каде што е потребно физичко поместување (преместување на живеалиштата), каде што е можно, изборот на локалитет, исто така, треба да ги избегне или минимизира земјоделските поместувања, бизнисите или други места за живеење).
- Други социјални влијанија: Избегнување на културното наследство, визуелни влијанија и малцинствата е уште една критичен фактор на загриженост. Освен принудното преселување, соларните ФВ модули и нивната помошна

инфраструктура може негативно да влијае врз културното наследство или малцинствата, може да резултира со визуелни влијанија врз околните заедници и може да придонесе до формирање на кампови за сместување на работниците од локалната заедница кои претставуваат социјални ризици. Локациите треба да бидат избрани на начин како да се избегнат населени места, да се избегне културно наследство (на пример, гробишта, свети места) и да се избегнат или минимизираат негативните влијанија врз земјиштето или имотот на малцинствата.

Геотехника

Пред да се донесе конечниот избор се препорачува геотехничко истражување на локацијата. Нејзината цел е да ги процени условите на теренот со цел да собере информации за пристапот на дизајнот на модулите и да осигура дека монтажните структури ќе имаат соодветно дизајнирани основи. Нивото на детали што се бара во геотехничкото истражување ќе зависи од предложениот дизајн на централата. Најдобрите практики покажуваат дека во редовно се прават бушотини или пробни јами, заедно со земање мостри и тестирање на самото место, на длабочина која е соодветна за дизајнот на темелите. Ова е обично околу 2,5 m до 3 m под нивото на земјата. На бушотини или пробни јами обично ќе се процени:

- Нивото на подземните води,
- Отпорност на почвата,
- Оптоварувањето на почвата,
- Присуство на карпи или други пречки,
- Соодветност на избраните типови на основи и управливоста на натрупаните темели,
- pH вредноста на почвата и хемиските составни делови, со цел да се процени степенот на потребната заштита од корозија и соодветната спецификација на бетонот кои треба да се користат во бетонската основа,
- Степенот на присуството на загадувачи на земјата, што може да бара посебно внимание при детален дизајн или посебни мерки што треба да се преземат за време на изградбата. Во зависност од локацијата, геодетската студија исто така може да се очекува да вклучи проценка на ризикот од сеизмичка активност, лизгање на земјиштето, следење на земјиштето, историски рударски активности или експлоатација на минерали и подложноста на почвата на замрзнување или глина, ерозија и поплави.

Листа за избор на локации

Во контролниот список подолу се дадени основните барања и процедури за да им се помогне на дизајнерите во процесот на избор на локација.

- Погодна површина која е идентификувана за предложениот размер на развој.
- Определена сопственост на земјиште.
- Идентификувана постојната употреба на земјиштето (на пр. Индустриска / земјоделска / брановидна).
- Совети побарани од регулаторните органи за ограничувањата за користење на земјиштето.
- Соларниот ресурс да е проценет.
- Добиени топографски карактеристики.
- Определена е близината до меѓународни, национални и локални ознаки за животната средина.
- Потенцијални пристапни правци за проценетата локација.
- Завршено геотехничко истражување.
- Проценета мрежна поврзаност (капацитет, близина, правец на патот, стабилност и достапност).
- Оценети ризици.
- Достапност на водоснабдување / подземна вода.
- GIS проценка на ограничувања (опционално).
- Идентификувани финансиски стимулации.

4.2. СОЛАРНИ РЕСУРСИ

Бидејќи соларниот ресурс е инхерентно наизменичен, разбирањето на меѓугодишната варијабилност е многу важно. Најчесто се потребни податоци за најмалку десет години за да се пресметаат варијациите со разумен степен на доверба.

4.2.1. Преглед на соларниот ресурс

Соларниот ресурс што се очекува во текот на целиот работен век на соларната ФВ централа се проценува најмногу преку анализирање на историските податоци за сончевите ресурси за локацијата. Добивањето на првата апроксимација на моќноста на ФВ централа зависи од рамнината на зрачењето. Точноста на секое предвидување на приносот на соларната енергија е затоа во голема мера зависен од точноста на историските податоци за сончевите ресурси. Добивањето веродостојни податоци од историски ресурси е клучен чекор во процесот на развој и е од суштинско значење за финансирањето на проектот. Постојат два главни извори на податоци за соларните ресурси: податоци од изведени сателитски податоци и мерењето на земјиштето. Бидејќи двата извори имаат посебни заслуги, изборот ќе зависи од конкретната локација. Мерењето на земјиштето може да се користи за калибрирање на податоците од ресурсите од сателитите со цел да се подобри точноста и сигурноста. Бидејќи соларниот ресурс е инхерентно наизменичен, разбирањето на меѓугодишната варијабилност е важно. Често податоци од десет години или повеќе се пожелни за пресметка на варијациите со разумен степен на доверба, иако многу проекти се завршени со помалку детални нивоа на историски податоци. Следните делови опишуваат како може сончевиот ресурс да се квантифицираат и да ги сумираат чекорите во процесот на проценка на соларните ресурси.

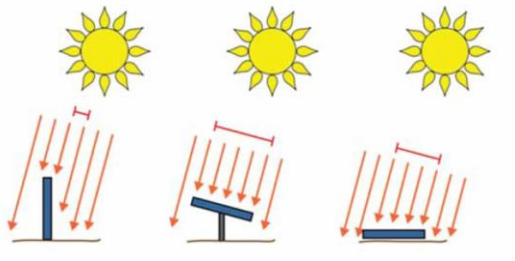
Квалификување на соларни ресурси

Соларниот ресурс на локацијата обично се дефинира со директна нормална ирадијација, (DNI е износот на сончевото зрачење добиен по единица површина од страна на површина која секогаш се одржува нормална (или нормална) на зраците кои доаѓаат во права линија од насоката на сонцето во нејзината моментална положба на небото.) Дифузната хоризонтална ирадијација и глобалното хоризонтално зрачење.(GHI е вкупната количина на коронално зрачење добиено од погоре со површина хоризонтална до земјата.) Овие параметри се опишани подолу:

- **Директно нормално зрачење -Direct Normal Irradiation (DNI):** Компонентата за енергија на зракот се добива директно на единица површина на површината која секогаш се соочува со сонцето. DNI е од особен интерес за соларни инсталации кои го следат сонцето и за концентрирање на соларните технологии (технологиите за концентрирање можат да го користат само директниот зрак компонента на зрачење),
- **Дифузно хоризонтално зрачење- Diffuse Horizontal Irradiation (DHI):** Енергијата добиена на единица површина од хоризонтална површина од зрачењето кое е расфрлано од атмосферата или околината е познато како DHI,
- **Глобално хоризонтално зрачење- Global Horizontal Irradiation (GHI):** Вкупната сончева енергија добиена на единица површина на хоризонтална површина е GHI. Вклучува енергија од сонцето што е примена во директен зрак

(хоризонталната компонента од DNI)) и DHI. Годишната сума на GHI е од особена важност за PV електраните, кои можат да ги користат и дифузните и зрачните компоненти на сончевото зрачење. Во северната хемисфера, навалена под агол кон југ добива повисока вкупна годишна глобална зрачење во споредба со хоризонталната површина. Тоа е затоа што површината нанапред кон југ директно се соочува со сонцето подолго време. Во јужната хемисфера, површината наназад кон север добива повисока вкупна годишна глобална зрачење. Слика 4.1 илустрира зошто аголот на навалување е важен за максимизирање на енергетската инцизија на колекторската рамнина. Износот на примена на зрачење може да се квантифицира за секој агол на навалување од глобалното навалено зрачење (GTI) (GTI е вкупната ирадијација што паѓа на навалена површина). Оптималниот агол на наклон варира првенствено со географска ширина и може исто така да зависи од локални временски модели и конфигурации на распоред на постројки. Софтверот за симулација може да се користи за пресметување на зрачењето на навалена рамнина. Дел од оваа пресметка ќе го земе предвид илустративноста што се рефлектира од теренот кон модулите. Ова зависи од рефлексија на земјата, или албедо. Овие термини се дефинирани подолу:

- **Глобално наклонето зрачење- Global Tilted Irradiation (GTI):** Вкупната сончева енергија добиена на единица површина од навалена површина. Вклучува директни зраци и дифузни компоненти. Најважна е високата вредност на долгорочниот годишен GTI, что значи просечен параметар за ресурси за развивачите на проекти.
- **Албедо:** рефлектираноста на теренот или таканаречено албедо е многу зависна од локацијата. Повисокиот албедо се преведува како поголема рефлексија. Свежата трева има фактор на албедо од 0,26, намалувајќи се на минимум од околу 0,15 кога е сува. Асфалтот има вредност помеѓу 0.09 и 0.15, или 0.18 ако е влажно. Свеж снег има албедо од приближно 0,8, што значи дека 80 отсто од зрачењето се рефлектира.



Слика 4.1. Влијание на ефектот на наклонување врз примената сончева енергија

Оценка на соларниот ресурс

Долгорочните годишни просечни вредности на GHI и DNI може да се добијат за локацијата со интерполарни мерења земени од соседните мерни станици во близина или со соларни модели кои користат сателит, атмосферски и метеоролошки податоци. Идеално, историски временски серии на часовни GHI и DHI вредности се користат за развојот на ФВ-проектот. Пожелно е да се земат податоци за период од најмалку десет континуирани години варијабилност. Сепак, таквите обемни историски податоци не се секогаш достапни, особено од копнените мерни станици. Поради тоа, изворите на сателитските податоци најчесто се прифатливи.

Преферирани се податоци во часовен или под-час чекори. Статистичките техники може да се користат за претворање на просекот на месечни вредности во симулирани часовни вредности, ако тие не се веднаш достапни.

Земните станици за мерење на соларните ресурси се многу нерамномерно распоредени низ целиот свет. Земјите имаат различни стандарди за калибрација, процедури за одржување и историски периоди на мерење. Покрај тоа, како што се зголемува растојанието од сончевата мерна станица, неизвесноста на интерполираните вредности на зрачење се зголемува. Од друга страна, развојот на соларни модели со користење на сателитски податоци има напреднато, бидејќи точноста на таквите податоци се зголемува. Прецизното растојание при кое сателитските податоци стануваат попосакувани во однос на интерполираните податоци од сензорите на земјата зависи од случај до случај.

Мерки врз основа на мерење на тлото (земјата)

Традиционалниот пристап кон мерењето на сончевите ресурси е да се користат сончеви сензори од земја. Различни сензори за мерење на глобално и дифузно зрачење се достапни од голем број производители со различна точност и трошковни импликации. Двете главни технологии се:

- **Термички пиранометри:** Обично се состојат од површина на абсорбер на црна метална плочка под две куќички од хемисферичко стакло во бело метално куќиште. Соларното зрачење ја загрева црната метална плочка пропорционално на неговиот интензитет. Степенот на затоплување, во споредба со металното куќиште, може да се мери со термоспој. Високопрецизните мерења на зрачење на јоните може да се постигнат со редовни чистења и рекалибрација. Исто така, дифузното зрачење може да се мери со користење на диск за засенчување на сонце, кога го блокираме зрачењето на зраците што патува директно од сонцето. Теоретската неизвесност на дневните агрегирани вредности измерена со пиранометри (во зависност од класата на точност) е во опсег од ± 2 проценти до ± 8 проценти. Термичките пиранометри имаат релативно бавно време на одговор и постои можност да не ги фатат различните нивоа на зрачење поради облаците.

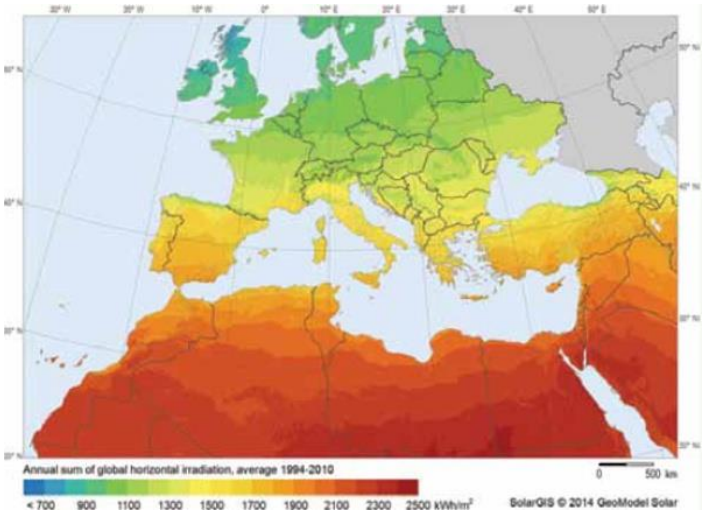
- **Силиконски сензори:** Типично, тие се поевтини од pyranometers и се состојат од ФВ ќелија, за која често се користи кристален силициум (c-Si). Испорачаната струја е пропорционална на зрачењето. Температурната компензацијата може да се искористи за зголемување на точноста, но нејзиниот опсег е ограничен од спектралната чувствителност на ќелијата. Некои бранови должини (т.е. инфрацрвена долга бранова должина) не може точно да се измерат, што резултира со повисока мерена несигурност на дневни агрегирани вредности од приближно ± 5 проценти во споредба со термичките пиранометри. Секој тип сензор е предмет на стареење, а точноста се намалува со текот на времето. Затоа, важно е повторно да се калибрира најмалку на секои две години. Може да се очекува дека годишното сончево зрачење на GHI од добро одржуваните земјени сензори може да се мери со релативна точност од ± 3 проценти до ± 5 проценти, во зависност од категоријата на сензорот, положбата на местото, калибрацијата и одржувањето. Одржувањето е многу важно бидејќи валканите или лошо калибрираните сензори лесно можат да донесат неверодостојни податоци.

4.2.2. Податоци од сателит

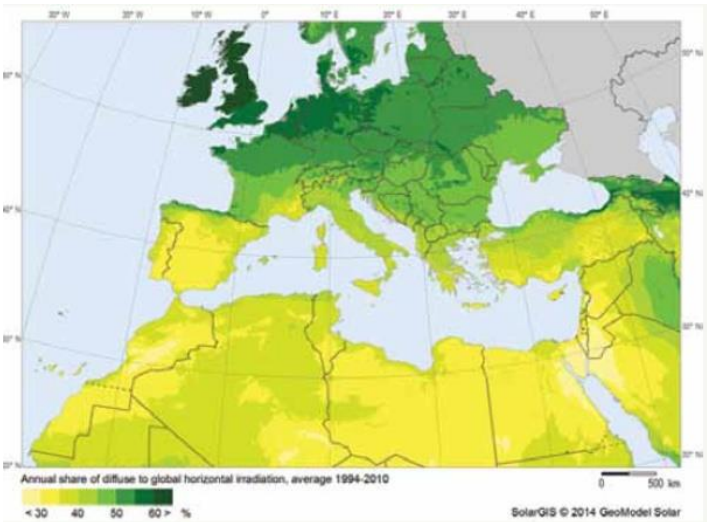
Податоците добиени од сателити нудат широка географска покриеност и можат да се добијат ретроспективно за историски периоди за време на кој не биле преземени никакви мерења на теренот. Ова е особено корисно за проценка на час или под-часовни временски серии или агрегирани долгорочни просеци. Комбинација од аналитички, нумерички и емпириски методите можат да понудат податоци од 15 минути или 30 минути со номинална просторна резолуција до 90m x 90m, во зависност на регионот и положбата на сателитот. Предноста од проценката на сателитските извори е дека податоците не се подложни на дисконтинуитети за одржување и калибрација. Радиометриските и геометриските варијации во сателитските сензори можат да се контролираат и коригираат. Истиот сензор се користи за да се локацијата на широк простор за многу години. Ова може да биде особено корисно за споредување и рангирање на локации, бидејќи грешките за пристрасност се конзистентни. Месечните GHI, DHI (или DNI) мапи со сончево зрачење со просторна резолуција од околу 4 километри се денес стандард за генерирање на долгорочни историски временски серии и просторно сончеви атласи.

Во тек се напори за подобрување на точноста на податоците добиени од сателитите. Еден начин е да се користат понапредни техники за подобро мапирање облаци, особено во високи планини, крајбрежни зони и високи рефлексивни површини, како што се рамнините и подрачја покриени со снег. Значителни подобрувања можат да се видат и во подобрените атмосферски модели и влезни податоци, како што се аеросоли и водена пареа. Повисокото просторно и временско

решавање на влезните атмосферски бази на податоци помага да се подобри мапирањето на локално создадената прашина, чад од согорување на биомаса и антропогено загадување. Ефектите на теренските карактеристики (височини и сенки ефекти), исто така, подобро се разгледуваат со нови пристапи.



Слика 4.2. Годишен збир од GHI , просечно за период 1994-2010
(Извор:Geomodel Solar http://geomodelsolar.eu)



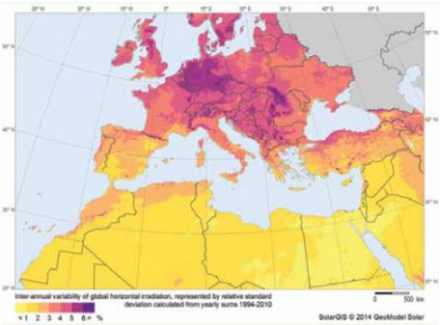
Слика 4.3. Годишна поделбаод DHI конGHI, просечно за период 1994-2010
(Извор:Geomodel Solar http://geomodelsolar.eu)

Адапција на локацијата врз основа на податоци од сателитите

За локации кои имаат мала густина на метеоролошките станици, и се потпираат на сателитски податоци, следењето на соларните ресурси на локацијата може да се разгледа за време на фазата на изводливост на проектот. Краткорочни мерења на ресурсите на локацијата може да се користи за прилагодување (калибрирање) на долгорочни сателитски временски серии. Прилагодувањето на сателитските податоци на оваа локација ја намалува пристрасноста (систематско отстапување) и случајното отстапување на час или под-часовни вредности. Општо земено, податоците за мерење за минимум девет месеци може да се искористи за да се намали постојната пристрасност и да се подобри проценката на долгорочното средство. Најдобри резултати сепак се добиваат со следење на минимум 12 месеци за подобро да се фатат сезонските варијации.

Варијабилност на сончево зрачење

Сончевиот ресурс е инхерентно наизменичен: во секоја дадена година, вкупното годишно глобално зрачење на хоризонтална површина варира од долгорочниот просек поради временските флуктуации. Иако сопственикот на ФВ централата можеби не знае што да очекува како принос на произведена енергија во секоја дадена година, може да се добие добра идеја за очекуваниот принос во просек на долг рок. За да им помогне на заемодавците да ги разберат ризиците и да спроведат анализа на чувствителност, важно е да се измерат границите на ваква годишна варијабилност или „меѓугодишна варијација“. Обично, пожелно е 10 години мерење на земјата или сателитски податоци, иако проценката на меѓугодишната варијанта понекогаш може да се добие со разумна доверба користејќи сет на податоци кој покрива пократок историски период. На Слика 4.5 е покажана меѓугодишната варијабилност во зависност од локацијата во Европа, Северна Африка и Блискиот Исток.



Слика 4.4. Меѓугодишна варијабилност во GHI (релативно стандардно отстапување) 1994-2010 (Извор:Geomodel Solar http://geomodelsolar.eu)

Извори на податоци за соларни ресурси

Постојат различни видови на податоци на соларни ресурси кои се достапни со различна точност, резолуција, историски податоци, временски период и географска покриеност. Базите на податоци или користат мерења на тлото (земјата) на добро контролирани метеоролошки станици или користат обработени сателитски податоци. Табелата 4.2 ги сумира некои од сеопфатните сетови на податоци на глобално ниво. Понатамошни информации за тоа кој сет на податоци е достапен за одредена земја или регион може да се добијат на интернет. Во финансирањето на проектите за соларна енергија, финансиските институции стануваат се пософистицирани во нивната анализа на соларен ресурс. Нивните барања се движат кон анализа на повеќе множества на податоци, вкрстување со вредностите добиени од сателитските податоци со висока резолуција и стабилна анализа на неизвесност. На конкурентен пазар, финансиските институции ќе имаат тенденција да даваат подобри услови за финансирање на оние проекти кои имаат најмал ризик за финансискиот поврат. Важна компонента на проценката на ризикот е довербата што може да се стави во сончевиот ресурс на положбата на локацијата. Дизајнерите можат да го намалат согледуваниот долгорочен ризик од соларните ресурси со:

- Споредба на различни извори на податоци, проценување на нивната неизвесност и рационално избирање на најмногу соодветни податоци за положбата на локацијата,
- Проценка на меѓугодишната варијација во соларниот ресурс со цел да се измери неизвесноста во приходи во секоја дадена година,

Оваа анализа бара значителен степен на искуство и техничко разбирање на статистичките својства на секој назив на податоци. Техничките советници се достапни за извршување на оваа задача.

Табела 4.2. *База на соларни ресурси*

Извор на податоци	Тип	Опис
SolarGIS [1]	Добиени од комерцијален сателит	Податоците за соларните ресурси се достапни за ширини помеѓу 60° Северна и 50° Јужна во просторна резолуција од 250 m. Параметрите на соларниот ресурс се пресметуваат од податоците на сателитот , податоци за атмосферата и дигитални терени. Податоците од соларните ресурси се достапни од години 1994, 1999 или 2006 година (во зависност од регионот) до денес и имаат временска резолуција до 15 минути. Базата на податоци е опширно потврдена

Извор на податоци	Тип	Опис
		на повеќе од 180 локации на глобално ниво.
3Tier [2]	Добиени од комерцијален сателит	Базата на податоци има глобална покриеност помеѓу 48° Јужно и 60° Северно со просторни мапи и час серија на зрачење при просторна резолуција од околу 3км (2 лачни минути). Во зависност од локацијата, податоците се достапни со почеток во 1997, 1998 или 1999 година до денес. Со грешка на сателитски алгоритам се базира на валидација против 120 референтни станици низ целиот свет со стандардна грешка за глобално хоризонтално зрачење од 5 проценти.
HelioClim v4.0 [3]	Добиени од комерцијален сателит	Има просторна резолуција од околу 4 km. Покриената област се протега од –66° до 66° во широчина и должина (главно Европа, Африка и Блискиот Исток). Податоците се достапни од февруари 2004 година и се ажурираат секојдневно.
Meteonorm v7.0 [4]	Комерцијална	Интерполирана глобална база на соларни ресурси. Тоа овозможува производство на типични метеоролошки години за секое место на земјата. Вклучува база на податоци за зрачење за периодот 1991-2010 година. Каде што локацијата е над 10 километри од најблиската мерна станица, комбинација од земја и се користат сателитски мерења. Дополнително, се даваат несигурности и проценки P10 / 90.
NASA Surface Meteorology and Solar Energy data set [5]	Слободно	Месечни податоци добиени од сателити за мрежа од 1° x1° (еднаква на 100 km x 100 km на екваторот) покривајќи го светот за период од 22 години (1983-2005). Податоците може да се сметаат за разумни за претходни физибилити студии за проекти за соларна енергија во некои региони, меѓутоа, овие податоците имаат ниска просторна резолуција.
PVGIS – Classic [6]	Слободно	Оригиналната PVGIS база на податоци за Европа се базира на интерполација на станица на мерења на земја за периодот 1981-1990 (10 години).
PVGIS – ClimSAF [7]	Слободно	Податоци за вкупно 14 години што се добиени од сателит. Од првата генерација на Метеосат сателити, постојат податоци од 1998 до 2005 година, а од втората генерација таму се податоци од јуни 2006 до декември 2011 година. Просторната резолуција е 1,5 лак-минути или околу 2,5 километри директно под сателитот на 0° Северно.

Извор на податоци	Тип	Опис
PVGIS – HelioClim [8]	Слободно	Податоците се месечни вредности за која било локација во Африка и делови од Блискиот Исток. Податоците се добиени од сателитски пресметки. Просторната резолуција на оригиналната пресметка е 15 лак-минути, или околу 28 километри директно под сателитот (на екваторот, 0° Западно). Податоците покриваат периодот 1985-2004.

Листа за проверка на соларните ресурси

Во листата подолу се дадени основните барања за проценка на соларните ресурси. Таа е наменета да им помогне на програмерите на соларната ФВ централа за време на фазата на развој на ФВ проектот и да се осигура дека соодветната анализа е завршена за да се олесни финансирање.

- Разновидни податоци за соларните ресурси споредени со најмалку десет години податоци.
- Соодветно се користат податоци од сателит или податоци интерполирани од мерења на теренот.
- Прилагодување на локацијата (калибрација) се користат сателитски податоци, каде што е соодветно, за да се намали неизвесноста на локациите оддалечени од метеоролошка станица.
- Алгоритмите се користат за претворање на глобалната хоризонталното зрачење во зрачењето на наваленатa рамнина на модулите.
- Робусната Анализа на неизвесност е завршена.

4.3. МРЕЖНО ПОВРЗУВАЊЕ

Потребно е мрежно поврзување со доволен капацитет за да се овозможи извоз на енергија. Одржливоста на поврзувањето на мрежата ќе зависи од фактори како што се капацитет, близина, ред, стабилност на мрежата и достапност на мрежата. Овие фактори треба да се разгледаат во рана фаза на процесот на развој на проектот. Ако студијата за поврзување на мрежата е занемарена, непредвидени трошоци за поврзување со мрежа може сериозно да влијаат на одржливоста на проектот.

- **Близина:** Големо влијание врз трошокот за поврзување со мрежата ќе биде растојанието од локацијата до точка за поврзување на мрежата. Со цел да се обезбеди поврзување на мрежата да не влијае негативно на проектот од економичен аспект, неопходно е да се спроведе физибилити студија за проценка на евакуацијата на електричната енергија и преносните линии во фазата на планирање на проектот.
- **Достапност:** достапноста на мрежите е процентот на време кога мрежата може да ја прифати моќта од соларната ФВ централа. Годишниот принос на енергија од централата може значително да се намали ако мрежата има значителни прекини. Ова може да има негативни ефекти врз економичноста на проектот. Во развиените области, достапноста на мрежата е обично многу висока. Во помалку развиените и руралните области, мрежите може да страдаат од многу позначајни прекини. Статистичките податоци за достапност треба да се побараат од мрежниот оператор за да се утврди очекуваните прекини на мрежата.
- **Капацитет:** Капацитетот на мрежата за прифаќање на извезена енергија од ФВ централа ќе зависи од постојната мрежна инфраструктура и тековното вчитување на системот. Капацитетот на трафостаницата и извозната линија треба да биде соодветен за капацитетот на централата што се развива. Онаму нема доволно постоечки капацитети за да овозможи поврзување со мрежа, постојат неколку решенија:
- Намалување на максималната моќност извезена во дозволените граници на мрежата.
- Надградба на мрежата за да се овозможи зголемен извозен капацитет.
- Намалување на капацитетот на предложената ФВ централа.

Првичното истражување за капацитетот на мрежното поврзување често може да се врши со разгледување на објавените податоци. Сепак, потребна е дискусија со мрежниот оператор за целосно утврдување на обемот на работа поврзан со било какви надградби на капацитетите. Мрежниот оператор ќе обезбеди детали за потребната работа, заедно со трошоците. Одредени аспекти на надградбата на мрежите може да се изведуваат од страна на изведувачи од трета страна. Другите активности мора да ги спроведува само мрежниот оператор. Рана физибилити студија за мрежата е појдовна точка за проценка на соодветноста на дизајнирање на централата за електричната енергија. Истражувањата на електроенергетскиот систем, исто така, може да се спроведат за моделирање на можниот капацитет на мрежата.

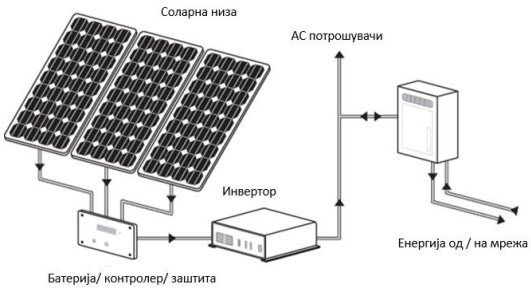
4.3.1. Пристап и право на пат

Локацијата треба да овозможи пристап до камионите за испорака на модулите и градежните материјали. Ова може да бара надградба на постојните патишта или изградба на нови патишта. Колку е поблизу местото до главниот пристапен пат, толку е помал трошокот за додавање на оваа инфраструктура. Пристапните патишта треба да се изградат со површина од затворен чакал или слично. Влезот на локацијата, исто така, треба да биде изграден, проширен или надграден. Безбедно пакување на модулите и нивната подложност на штета во транспортот исто така мора внимателно да биде разгледана. Правото на пат е договор кој им овозможува на преносните линии на изработувачот на проектот да го преминат имотот што го поседува друго лице или ентитет. Со цел да се избегнат ризици во врска со правото на пат што можат да влијаат на распоредот на проектот, сите градежни дозволи и договори треба да се планираат добро однапред.

Потрошувачите кои имаат фотоволтаичен систем за сопствена потреба поврзан со електродистрибутивната мрежа ја користат дистрибутивната мрежа како резервен извор на енергија или како потрошувач на вишокот енергија која ја генерираат фотоволтаичните модули. Овие системи работат паралелно со електродистрибутивната мрежа.

4.3.2. Мрежно поврзани фотоволтаични системи за сопствена потреба

На Слика е прикажан еден мрежно поврзан ФВ систем. Кај овој систем енергијата од фотоволтаичните модули/низи оди директно во инверторот, а инверторот е поврзан на некој далекувод приклучен на дистрибутивниот систем. Во дадени периоди кога ФВ системот има недостиг од електрична енергија го задоволува од мрежа, а пак кога системот има вишок електрична енергија истиот може да го предава во мрежа.



Слика 4.5. Мрежно поврзан фотоволтаичен систем

4.4. ИЗБОР НА ФВ МОДУЛИ

Соодветна место за поставување на ФВ системот се одбира заедно со клиентот при увид на самата локација. Условите кои што треба да бидат задоволени при избор на соодветното место се следниве: ориентација, агол, достапност на локација, тип на монтажа, засенување, должина на каблите, локација на инверторот итн.

Модулите се одбрани според:

- Материјалите со кои се изработени ќелиите: монокристални, поликристални, аморфни, CdTe или CIS, или тенкослојни.
- Тип на модул: Стандарден модул, со или без рамки, стакло- стакло модул, ФВ плочка, итн.
- Конкретен тип на модул се одбира според техничките спецификации на модулот кои го одредуваат понатамошното димензионирање. Најпрво, грубо се дефинира бројот на модули, а потоа и приближно се одредува вкупната моќност на ФВ системот.

При димензионирањето се користи едно грубо правило дека за секој киловат инсталирана моќност е потребна површина од приближно 10 m^2 (1 kW = 10 m^2)

Табела 4.3. *Зависност на потребниот простор за поставување на ФВ системот од типот на ќелијата.*

Материјал на ќелиите	Потребен простор за 1 kW (m^2)
Монокристални	7 – 9
Монокристални со повисоки перформанси	6 – 7
Поликристални	7,5 –10
Бакар индиум диселенид	9 – 11
Кадиум телурид	12 – 17
Аморфен силициум	14 – 20

Потребната површина за поставување на полутранспарентни модули е значително поголемо отколку кога се користат транспарентни модули. Следните факти треба да бидат земени во предвид кога се прави планирање на потребното место за ФВ систем, особено за кровни инсталации:

- Бројот на модули помножен со широчината и должината на модулите кореспондира со соодветните широчина и должина на кровот.
- Оддалеченоста на модулите од крајот на покривот треба да биде три пати поголема од вертикалната оддалеченост помеѓу кровот и површината на модулите.
- Експанзијата (термичка) на модулите обично изнесува помеѓу 6mm и 10mm.
- Структурата и додатоците на покривот треба да се земат во предвид (оџаци, антени и отвори за вентилации) поради местото и сенките кои што можат да ги направат.
- Блиски објекти и предмети треба да се разгледаат поради ефектот на сенка.

Овие предиспозиции играат битна улога при дизајнот, монтажата и архитектонска интеграција на ФВ системот.

Сертификацијата на модулите на IEC / CE / UL стандарди е од суштинско значење. Сепак, модулите можат да работат поинаку под различни услови на радиоактивност, температура, засенчување и напон кои всушност се доживуваат во полето. Ова го прави изборот на модулите покомплексен процес отколку што може да делува првично. Многу проектанти ги користат услугите на независен технички советник запознаен со материјалите од кои се направени модулите и специфичните услови за производство на централи. Во Табела 5.2. се дадени некои од критериумите за избор кои треба да се земат во предвид.

Критериуми за квалитет

- **Гаранција за производот:** Гаранција за материјал и изработка на производи од десет години стана честа појава. Некои производители гарантираат до 12 години.
- **Гаранција за енергија:** Освен гаранцијата за производот, производителите даваат гаранции за номинална моќност. Тие варираат помеѓу производителите. Двочасовната гаранција за електрична енергија (на пример, 90 проценти до 10 години и 80 проценти до 25 години) е историски индустриски стандард. Сепак, добри производители на модули сега се диференцираат со обезбедување на гаранција за моќност која е фиксирана за првата година и потоа секоја година линеарно се намалува за дел од номиналната излезна моќ. Оваа линеарна гаранција обезбедува дополнителна заштита на сопственикот на централата во споредба со гаранцијата од два чекори која нема да обезбеди никаков регрес доколку, на пример, модулите се деградираат на 91 процент од нивната номинална моќност во првата година. Ретко е за производителите на модули да понудат гаранција за излезна моќност над 25

години. Условите и на гаранцијата за енергија и на гаранцијата за производи се разликуваат помеѓу производителите и треба внимателно да се проверат.

- **Животен век:** Модулите со добар квалитет со соодветна IEC сертификација имаат дизајн на живот повеќе од 25 години. По 30 години, може да се очекува зголемено ниво на деградација. Животот на кристалните модули е докажан во полето. Времетраењето на технологијата на модули со тенок филм моментално е нејасно и се потпира на забрзани лабораториски тестови, но се очекува тие да имаат траење од 25-30 години.

Формулата за формат на модулите и информациите што треба да се вклучат е стандардизирана и е покриена со EN 50380: "Податоци и идентификациски информации за фотоволтаични модули".

4.4.1. Технички критериуми при проектирање на модулите

За проектирањето на модулите, постојат некои општи правила. Но треба да се земат во предвид спецификите на локациите на проектот – како што се условите на зрачење, температурата, аглите на сонцето и засенувањето – со цел да се постигне оптимален баланс помеѓу годишниот принос и цената на енергија.

Проектирањето на мегаватна соларна ФВ централа е обемен процес кој бара значително техничко знаење и искуство. Постојат многу компромиси кои треба да се направат за да се постигне оптимален баланс помеѓу перформансите и трошоците. Овој дел ги потенцира некои од клучните прашања кои треба да се земат во предвид при дизајнирање на соларна ФВ централа. За повеќето големи соларни ФВ модули намалувањето на високиот трошок на електрична енергија (Levelized cost of electricity-LCOE) е најважниот критериум за проектирање. Секој аспект на електричниот систем (и на проектот како целина) треба да се прегледа и да се оптимизира. Потенцијалните економски придобивки од таквата анализа се многу поголеми од трошоците за спроведување на истата. Важно е да се постигне рамнотежа помеѓу заштеда на трошоците и квалитетот. Инженерските одлуки треба да бидат "внимателни" и "информирани" одлуки. Во спротивно, проектот направен со цел да се намалат трошоците во сегашноста, може да доведе до зголемување на идните трошоци и изгубени приходи поради високите барања за одржување и ниските перформанси.

Перформансите на соларна ФВ централа може да се оптимизираат со намалување на загубите во системот. Намалувањето на вкупната загуба го зголемува годишниот принос на енергија, а со тоа и приходите, иако во некои случаи може да ги зголеми трошоците на ФВ централата. Покрај тоа, напорите за намалување на еден вид загуби може да бидат во конфликт со напорите за намалување на загубите од друг вид. Тоа е вештината на проектантот на ФВ централата да направи

компромиси кои резултираат во ФВ станица со високи перформанси со разумни трошоци.

За дизајнот на модулите постојат некои општи правила. Но треба да се земат предвид спецификите на локациите на проектот – како што се условите на зрачење, температурата, аглите на сонцето и засенувањето – со цел да се постигне оптимален баланс помеѓу годишниот принос и цена на енергија. Листи за проверка на основните барања и процедури за разгледување на дизајнот на модулите за да им се помогне на проектантите на соларни ФВ централи за време на фазата на развој на ФВ проектот се на крајот од ова Поглавје. Може да биде од корист да се употребува симулационен софтвер за да се спореди влијанието на различните технологии на модулите или инверторите и различни распореди на модулите за предвидениот принос на енергија како и нивниот приход.

Соларните ФВ модули се обично највредните преносливи компоненти на ФВ централата. Мерките на претпазливост може да вклучуваат заврткі против кражба, синтетички смоли против кражба, CCTV камери со аларми, и безбедносна ограда. Ризикот од проблеми со техничката изведба може да се ублажи со извршување на темелна техничка анализа во која финалната проектна документација од изведувачот е прегледана од независен технички советник.

4.4.2. Распоред и засенчување

Општиот распоред на постројката и растојанието избрано помеѓу редовите на монтажните структури ќе бидат избрани според специфичните услови на локацијата. Областа достапна за развој на модулите може да биде ограничена со простор и може да има неповолни геолошки или топографски карактеристики. Целта на дизајнот на распоредот е да се минимизираат трошоците додека се постигнува максималниот можен приход од централата. Во принцип, ова ќе значи:

- Проектирање на проред на редови за да се намали засенчувањето и поврзаните загуби со засенчување.
- Проектирање на изгледот за да се минимизираат кабелските работи и поврзаните електрични загуби.
- Создавање на пристапни правци и доволен простор меѓу редови за да се овозможи движење за одржување.
- Избор на агол на навалување и модули кои го оптимизираат годишниот принос на енергија според широчината на локацијата и годишната дистрибуција на соларниот ресурс.
- Ориентирање на модулите за да се соочат со насока која дава максимален годишен приход од производство на електрична енергија.

Во северната хемисфера, ова ќе биде вистински југ. (Вистински југ се разликува од магнетниот југ, а прилагодувањето треба да се направи од читање со компас). Во јужната хемисфера, тоа е вистински север. Компјутерски симулациски софтвер може да се искористи за да се дизајнира изгледот на централата. Таков софтвер вклучува алгоритми кои го опишуваат небесното движење на сонцето во текот на целата година за која било локација на земјата, зацврстувајќи ја неговата надморска височина. Издигнување на сонцето над хоризонтот (површината која се поврзува со површината на Земјата на точката на мерење) како агол на надморска височина) и азимут (Азимут е локацијата на сонцето во однос на север, југ, исток и запад. Дефинициите може да се разликуваат, но 0° претставува вистински југ, -90° претставува исток, 180° претставува север, а 90° претставува запад.) Ова, заедно со информациите за растојанието меѓу модулите, може да се користи за пресметување на степенот на засенчување и симулирање на годишните енергетски загуби поврзани со разни конфигурации на аголот на навалување, ориентација и празно место.

Општ распоред

Минимизирањето на кабелските работи и поврзаните електрични загуби може да сугерираат позиционирање на централата во нисконапонска (LV) или среднонапонска (MV) станица. Ако е избрана оваа опција, треба да се распредели соодветен простор за да се избегне ризикот од засенчување на модулите од страна на станицата зад нив. Распоредот треба да овозможи соодветно растојание од периметарската ограда за да се спречи засенчување. Распоредот, исто така треба да вклучува и пристапни правци за персонал за одржување и возила во соодветни интервали.

Наклонети агли

Секоја локација има оптимален агол на наклон што ја максимизира вкупната годишна ирадијација (во просек во текот на целата година) на рамнината на модулот. За електрични централи поврзани со фиксни навалени решетки, теоретскиот оптимален агол на навалување може да се пресмета од географската ширина на локацијата. Сепак, можеби ќе треба да се направат прилагодувања за да се води сметка за:

- **Чистење:** Повисоките агли на наклон имаат помали загуби со загадување. Природниот проток на дождовница поефикасно ги чисти модулите, а снегот полесно се лизга при повисоки агли на навалување.
- **Засенчување:** Повеќето навалени модули обезбедуваат повеќе засенчување на модулите зад нив. Засенчувањето влијае на енергијата повеќе отколку што може да се очекува, едноставно со пресметување на соодносот на засенчениот модул, добра опција (освен растојанието меѓу редовите) е да се

намали аголот на навалување. Вообичаено е подобро да се користи понизок агол на навалување како компромис за губење на енергетскиот принос поради засенчувањето меѓу редовите.

- **Сезонска распространетост на зрачење:** Ако одредена сезона доминира на годишната дистрибуција на соларниот ресурс (на пример, монсунските дождови), може да биде корисно да се прилагоди аголот на навалување за да се компензира загубата. Софтверот за симулација е способен да ја процени користа од оваа опција.

4.4.3. Конфигурација на ФВ модулите

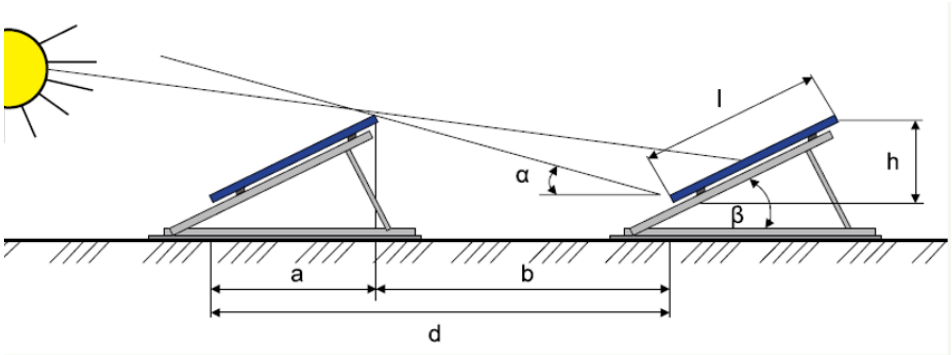
Ефектот на делумно засенчување на ФВ модулите за електричното производство на ФВ централата е нелинеарен поради начинот на кој диодите се меѓусебно поврзани во ФВ модулите и како модулите се поврзани заедно во низа. Различни видови на технологија ќе реагираат поинаку на ефектот на електрично засенчување предизвикан од препреки во близина на засенчување и со засенчување во интервали. На пример, некои модули за тенок филм се помалку погодени од делумното засенчување од кристалните технологии. Конфигурацијата на модулите (на пр., хоризонтално или вертикално) и начинот на кои низите се поврзани заедно, исто така ќе влијаат на тоа како системот доживува ефекти на електрично засенчување. Модулите инсталирани во конфигурација на пејзаж обично имаат помали загуби на електрично засенчување од системот со користење на портретска конфигурација, поради фактот што диодите обично се поврзани долж должината на модулите. Сепак, портретната конфигурација може да се разгледа ако особено е застапено засенчување на источниот и западниот хоризонт.

Растојание помеѓу редови

Изборот на растојанието меѓу редовите е направен со компромис помеѓу намалувањето на меѓусекторското засенчување, одржувањето на просторот на ФВ централата во разумни граници, намалување на кабелските работи и одржување на загуби во прифатливи граници. Средината на засенчување никогаш не може да се сведе на нула: на почетокот и на крајот од денот, должините на сенката се многу долги. Слика 16 ги илустрира аглите што мора да се земат во предвид при процесот на проектирање. Агол на ограничување на засенчување (Исто така познат како "критичен агол на засенчување") *a* е сончевиот агол на елевација над кој не постои интер-ред засенчување на модулите. Ако надморската височина е помала од *a*, тогаш дел од модулите ќе биде засенчен и ќе има поврзаност со загубата на енергетскиот принос. Аголот на ограничување на засенувањето може да се намали или со намалување на аголот на навалување ß или со зголемување

на висината на редот d. Намалување на аголот на навалување под оптималното понекогаш се избира бидејќи може да даде само минимално намалување на годишниот принос.

Стапката на покриеност на земјата (GCR), дадена од *l / d*, е мерка за површината на ФВ модулите во споредба со потребната површина. За многу локации, правилото за проектирање е да ги распореди модулите на таков начин што на зимската краткоденица нема засенчување (на 21 декември во северната хемисфера и на 21 јуни во јужната хемисфера). Генерално, ако има помалку од 1 процент годишна загуба поради засенчување, тогаш растојанието меѓу редовите може да се смета за прифатливо. Симулациите за детален енергетски принос можат да се извршат за да се проценат загубите поради засенчување и да се добие економска оптимизација која, исто така, ги зема предвид трошоците за земјиштето, доколку е потребно.



Слика 4.6. Дијаграм на агол на засенчување

Ориентација

Во северната хемисфера, ориентацијата што го оптимизира вкупниот годишен принос на енергија е јужната. Во тропските предели, ефектот на отстапување од вистинскиот југ можеби не е особено значаен. Некои тарифни структури го поттикнуваат производството на енергија во текот на часовите на врвна побарувачка. Во такви структури на "време на денот", може да има финансиска корист (отколку енергетски принос) од ориентацијата на низата која значително отстапува од вистинскиот југ. На пример, низа која се соочува во западна насока ќе биде оптимизирана за да генерира енергија во попладневните часови. Ефектот на аголот на навалување и ориентацијата на производството на енергија може да се моделира ефикасно користејќи симулациски софтвер.

4.4.4. Монтажни структури

Аголот на навалување и ориентацијата и проредот на опсегот генерално се оптимизирани за секоја ФВ централа согласно локацијата. Ова помага да се максимизира вкупната годишна радиоактивна инциденца (Зрачење е сончевата енергија добиена на површината) И вкупниот годишен принос на енергија. Во зависност од широчината, оптималниот агол на навалување може да варира помеѓу 10º и 45º. Модулите треба да бидат поставени долж југ за северната хемисфера и долж север за јужната хемисфера. Постојат неколку софтверски пакети (како што се PVsyst42 (42 PVsyst, http://www.pvsyst.com) и PV * SOL43 (43 http://www.valentin-software.com/)) кои можат да се користат за да се оптимизира аголот на навалување и ориентација според спецификите на локацијата (географска ширина, должина) и сончевиот ресурс.

Стандард на квалитет

Гаранцијата поддржана со структури за поддршка варира, но може да вклучува ограничена гаранција за производи од 10-25 години. Гаранциите можат да вклучат услови за сите делови да се ракуваат, инсталираат, чистат и одржуваат на соодветен начин, димензионирањето да е направено според статичните оптоварувања и условите за животната средина да не се невообичаени. Корисниот век на фиксните структури за поддршка, иако зависи од адекватно одржување и заштита од корозија, може да се очекува да биде над 25 години. Во морските средини или во растојание од 3 km од морето, може да се бара дополнителна заштита од корозија на конструкциите. Гаранциите на системот за следење се разликуваат помеѓу технологиите и производителите, но гаранцијата од 5 до 10 години за делови и изработки може да биде типична. Очекуваниот животен век на системот зависи од соодветното одржување. Клучните компоненти на системот за активирање, како што се лежиштата и моторите, можеби ќе треба да се сервисираат или заменат во рамките на планираниот животен век на проектот. Челичните делови треба да бидат топло поцинкувани за да се намали корозијата. Во високо корозивна почва треба да се обезбеди соодветна предложена дебелина на обложување со пресметка. Дополнителната заштита како што е епоксидниот слој, понекогаш може да биде неопходна за да може компонентите да траат од 25 до 35 години.

Табела 4.4. *Критериум за избор на ФВ модули (панели)*

КРИТЕРИУМ	ОПИС
Нивелиран трошок за електрична енергија	Целта е да се задржи минималната цена на електричната енергија (LCOE). При изборот помеѓу панели со висока ефикасност / висока цена и панели со ниска ефикасност / ефтина цена, трошоците и достапноста на компаниите на земјиштето и на панелите ќе имаат влијание. Високо – ефикасните панели бараат значително помало земјиште, каблирање и структури

КРИТЕРИУМ	ОПИС
	за подршка по MWp отколку панели со ниска ефикасност.
Квалитет	При изборот помеѓу технологии на панели како што се моно – кристален (mono-c-Si), мулти-кристален сицилиум (multi-c-Si) и тенок филм аморфен сицилиум (a-Si), треба да се сфати дека секоја технологија има примери за производи со висок квалитет и низок квалитет од различнипроизводители.
Перформанси на ФВ панели	Панелите тестирани под одреден збир на околности на зрачење, температура и напон, со спесифичен инвертер можат да функционираат многу поинакупод алтернативни услови со различен инвертер. Независни лабаратории како што се PV Evolution (PVEL) и TÜV Rheinlande можат да ги тестираат ФВ панелите според матрица на работни услови под широк опсег на еколошки услови во согласност со IEC 61853-1.
Толеранција на енергија	Номиналната моќност на панелите е обезбедена со толеранција. Повеќето кристални панели се обезбедени со позитивна толеранција (обично 0/+3 проценти до 0/±5), додека некои кристални CdTe и CIGS панели може да се дадат со ±5 отсто толеранција. Некои производители рутински произведуваат панели на долниот крај на толеранција, додека други обезбедуваат панели кои ја постигнуваат нивната номинална моќност или повеќе (позитивна толеранција). За голема централа влијанието на толеранција на мпќност врз вкупниот принос на енергија може да има значителен ефект.
Флеш тестови	Кога се нарачуваат голем број модули, препорачливо е примерок од панелите независно да се тестира во акредитирана лабараторија (како Fraunhofer или PI Berline) за да се потврди толеранцијата. Може да се извршат дополнителни тестови за толеранција како што се тестови на електролуминисценција.
Температура коефициент за моќност	Вредноста на промената на моќноста со температура ќе биде важнен услов за панелите инсталирани во предел со топла клима. Ладење со ветер може позотивно да влијае на перформансите на панелите во овој поглед.
Деградација	Треба да се утврдат деградационите својства и долгорочната стабилност на панелите. Производителите на ФВ панели, независни институти за тестирање и технички консултанти се извор за добри информации во врска со потенцијалната индуцирана деградација (ПИД), долготрајна деградација и за кристалните панели, деградација предизвикана од светло (ЛИД).
Бајпас диоди	Позицијата и бројот на бајпас диоди влијааат на тоа како

КРИТЕРИУМ	ОПИС
	панелите работат под делумно засенчување. Ориентацијата на ФВ панелите на структурата за подршка (портрет или пејсаж) може да влијае на загубите на засенчување на заднината.
Гаранциски услови	Гарантниот период на производителите е корисен за реликување на панелите, нотреба да се внимава со гаранцијата за напојувањето. Се препорачува детален и технички правен преглед на гарантните услови.
Соодветност за необични локациски услови	Панелите за рамка може да бидат посоодветни за локации каде има снег бидејќи, снегот полесно се лизга од овие панели. Панелите лоцирани близу брегот треба да бидат сертифицирани за корозија на солената магла.
Спектрален одговор на полупроводникот	Различните технологии имаат различен спектрален одговор и така ќе бидат подобро прилагодени за употреба на одредени локации, во зависност од локалните светлосни услови. Некои технологии покажуваат подобрен одговор при слаба осветленост во споредба со другите технологии.
Максимален напон на системот	Кога се димензионираат стринговите на панелите со отворен висок напон, треба да се потврди дека за екстремни температури во околината (до 60 степени и до -10 степени) максималниот системски напон (1,000 V) нема да биде надминат.
Друго	Други параметри важни за избор на панели вклучуваат цена (s/Wp) и очекуваниот работен век.

4.4.5. Одржување на модулите

Ефикасноста на соларнатите модули може значително да се намали ако модулите се извалкани (покриени) од честички / прашина. Важно е да се земат во предвид локалните временски, еколошки, човечки и животински фактори при одредување на соодветноста на локацијата за соларна ФВ централа. Критериумите треба да вклучуваат:

- Честички од прашина од сообраќај, градежна активност, земјоделска активност или песочна бура.
- Загадување од отпадоците од птици. Посебно внимателно треба да се проценат областите кои се блиску до природни резервати, подрачја и езера за одгледување на птици.

- Покривањето на модулите ќе бара соодветен план за одржување и чистење и потенцијално чување на опремата на или близу до локацијата.

Достапност на вода

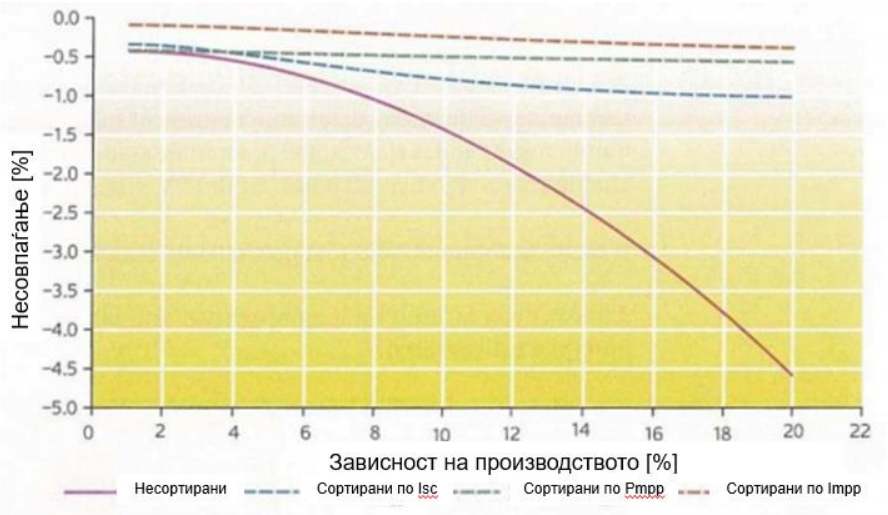
Чиста, ниска минерална вода се препорачува за чистење на модулите. Може да има потреба од главно водоснабдување, подземни води, складирана вода или пристап до подвижен резервоар за вода; – трошоците за различните опции ќе имаат влијание врз проектот. Степенот до кој достапноста на вода би претставувало пречка ќе зависи од очекуваното ниво на загадување на палелите, степенот на природно чистење поради дождови и фреквенцијата на чистењето. Количината на потребната вода варира во зависност од достапните технологии за чистење и локалната клима, но може да се бара околу 1,6 литри на м^2 ФВ модули. Во сушните средини со соседните заедници, треба да се обрне внимание на постојната зависност од подземните води на локалното население и влијанието (ако има) од предложената екстракција на подземните води на локалните извори на вода. Ова е особено важно кога има повеќе соларни проекти во непосредна близина, односно, во средина каде што може да има кумулативни влијанија врз достапноста на вода што може негативно да влијае на локалното население.

4.5. ИНВЕРТОРИ

Особено важен дел при димензионирањето на ФВ системите се инверторите. Иако главна функција на инверторот е да ја конвертира DC енергијата во AC, неговата улога е многу поголема. Инверторите овозможуваат мониторинг на системот за проектантите и сопствениците, затоа што преку нив се гледа колку произведува системот. Со тие информации, се олеснува работата на одржување на системот. Има различни типови на инвертори. Тие се разликуваат според тоа како се поврзани на системот и во голема мера се одговорни за ефикасноста на системот.

Ниту еден инвертор не е најдобар за сите ситуации. Во пракса, локалните услови и компонентите на системот треба да се земат во предвид за да се прилагодат на системот за одредена апликација. Различни технологии и распоред на соларни ФВ модули може да одговараат на различни видови на инвертер. Треба да се води сметка за интеграцијата на модулите и инверторите за да се обезбеди оптимална ефикасност и времетраење. Оптималната опција за инвертер бара анализа на технички и финансиски фактори. Неколку други фактори треба да го дефинираат изборот на инверторот, вклучувајќи ја температурата на локацијата, сигурноста на производот, одржливоста, сервисирањето и вкупните трошоци. Инвертерите, исто така, се оштетуваат со надморска височина, што може да претставува точка за разгледување во планинските локации.

Многу е важно правилно да се дефинира системот според инверторот на системот и неговите компоненти. Заради тоа постојат централизирани и децентрализирани системи. Поврзувањето на модулите треба да биде во согласност со карактеристиките на инверторот. Во зависност од толеранцијата на модулите, има поголеми или помали загуби заради несовпаѓање, заради поврзувањето на модули со различна толеранција во низа.



Слика 4.7. Несовпаѓање на ФВ систем со 8 низи и 14 модули од 150 W поврзани во серија во зависност од производството (вкупно 112 модули)

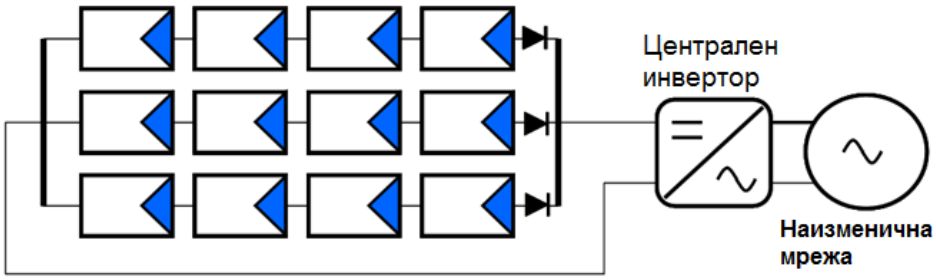
Според сликата 4.7 , ако модули со толеранција од ±5% се поврзани во низа несортирани, загубите се помали од 1%. Ако модулите се сортирани според струјата, загубите заради не совпаѓање се околу 0,2 %. За варијација на производството поголема од 8% се препорачува да се сортираат.

Инверторите можат да бидат централни за целиот систем, инвертори за една низа, или инвертори за модул. Секој од трите типа има свои предности и недостатоци. Кој тип ќе биде избран зависи од неговата апликација. Децентрализираните инвертори треба да бидат користени кај системи кои имаат подсекции со различни ориентации и агли, или кај системи кај кои има парцијално засенување.

4.5.1. Систем со централен инвертор

Централните инвертори се најголеми инвертори. Кај системите со ваков концепт сите низи се поврзани заедно, во една разводна кутија, од каде што еднонасочната моќност се носи во централниот инвертор каде што е претворена во

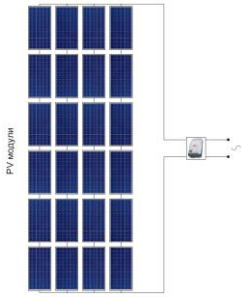
наизменична. Предности на овој инвертор се во тоа што има помала цена од стринг инверторите и за една фотоволтаична централа е потребен само еден инвертор. Сепак има и недостатоци, во случај кога инверторот има некој дефект, па целата централа испаѓа од работа и има големи загуби. Во случај на дефект, овој инвертор бара тешка поправка, за што е потребен стручен тим, па времето на чекање е подолго, односно ќе има поголеми загуби. На слика ?? е прикажана топологија со централен инвертор.



Слика 4.8. Топологија на стринг инвертори

Кај концептот со централен инвертор има помалку компоненти кои што служат за поврзување, меѓутоа има разводна кутија. Овој концепт се користи кај инсталации со континуирано производство.

Слика 4.9. TMEIC централен инвертор

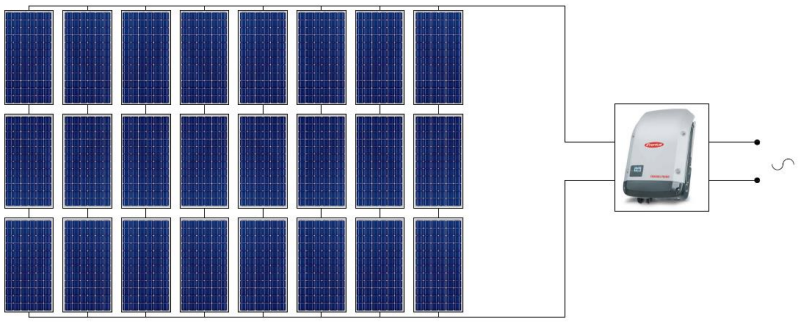


Слика 4.10. Систем со централен инвертор

При низок напон (помал од 120 V), неколку модули (три или пет стандардни модули) се поврзани во серија во низа. Една предност на ова куса низа во споредба со долгите низи, е тоа што сенката има помал ефект заради тоа што сенката на еден модул ја одредува струјата на цела низа. Во согласност со тоа,

загубата зависи од бројот на засенети низи, а бројот на засенети модули е небитен. Ако само неколку низи се засенети загубата е помала.

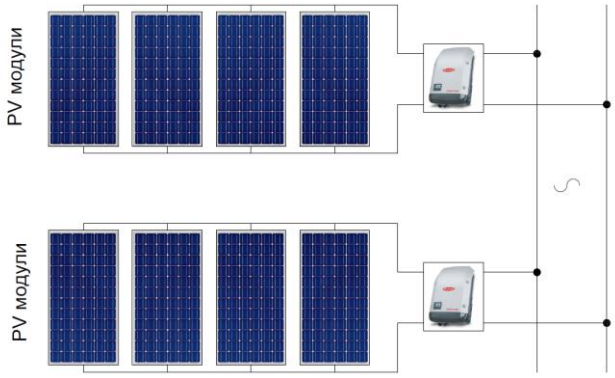
Според тоа до напон помал од 120 V возможно е да се изведе дизајнот со Класа на заштита III. Недостигот на овој концепт е тоа што се произведуваат големи струи. Релативно големи кабли треба да бидат распоредени по секции за колку толку да се намалат омските загуби. Заради ова, овој концепт е ретко применлив.



Слика 4.11. Систем на низок напон со централен инвертор

Холандската компанија ОКЕ-сервис има развиено концепт во кој поликристални модули без рамки се поврзани паралелно без бај-пас диоди. Клучно кај ваквите системи е тоа што при монтажа се користат метални поврзувачи низ кои тече струја, кои исто така се користат и за директно паралелно поврзување.

Ова го прави овој систем идеален за места со директно засенување. Како и да е, до ден денес е многу ретко користен. Причината е тоа што сеуште оваа рамка за поврзување е прототип и ретко се произведуваат модули и инвертори кои работат на низок напон. Сеуште останува да се види како овие неповрзани системи ќе се пласираат на пазарот.

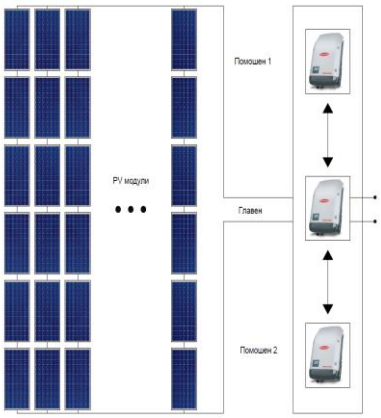


Слика 4.12. Систем на паралелно поврзување

Класа на заштита II е задолжителна за долги низи и за напон поголем од 120 V. Предноста на ова е помал кабел, односно помал напречен пресек, заради помалите струи. Недостаток се поголемите загуби заради засенување.

Поголемите ФВ системи често користат централизиран инвертор кој работи на принципот главен – помошен. Овој концепт содржи неколку централизирани инвертори (обично два или три). При димензионирање целосната моќност е поделена со бројот на инвертори. Главниот инвертор работи кога има помало сончево зрачење. Со зголемување на зрачењето, кога моќност на главниот инвертор е достигната, се вклучува помошниот инвертор. За да се оптоварат инверторите рамномерно, главниот и помошниот инвертор се менуваат во круг.

Слика 4.13. Соларната централа во Neue Messe Exhibition center



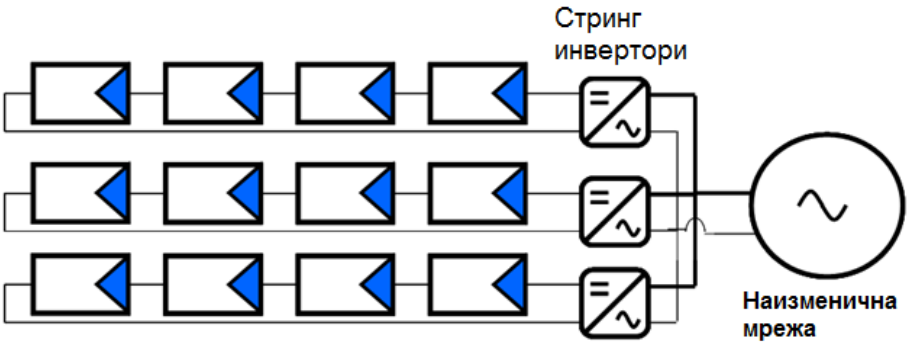
Слика 4.14. Систем со главен-помошен инвертор

4.5.2. Систем со низи и под-секции

Соларните модули се инсталирани во редици, секоја во своја „низа“.Повеќе низи се приклучени на така наречен инвертор на низа. Секоја низа ја носи DC енергијата до соодветниот инвертор на низа, каде што се претвора во AC енергија. Во зависност од големината на инсталацијата, може да се има неколку инвертори на низи, кои што примаат енергија од повеќе низи.

Стринг инверторите немаат многу недостатоци, но се многу поскапи за разлика од централните инвертори, затоа што се наменети за помали моќности и во голема централа би требало да се искористат повеќе, а со тоа се зголемува цената на целиот систем.

Со примена на овие инвертори, доколку се расипе еден инвертор, централата останува во работа, бидејќи другите стринг инвертори работат непрекинато и има мали загуби во работата. За поправка се многу полесни, бидејќи може многу лесно да се транспортираат со автомобил, па дури и да треба да се чека за поправка, централата има мали загуби. На слика ?? е прикажана топологија на стринг инвертор.



Слика 4.15. Топологија на стринг инвертори

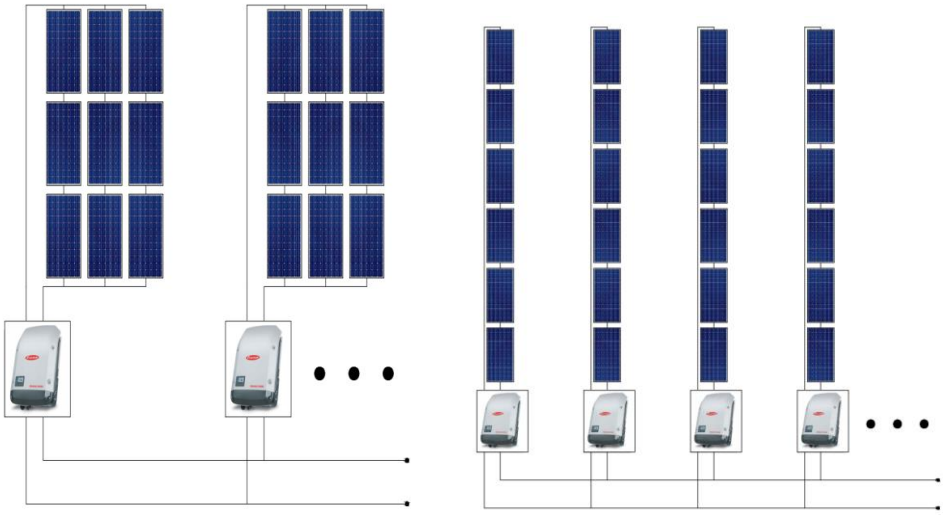
Инверторите на низи се користат подолго време и се добри за инсталации без поголеми проблеми на сенка. Тука ако има засенување и само на еден панел на низата, тогаш аутпутот на секој панел на таа низа ќе биде намален како перформансите на засенетиот панел. Иако кај овој концепт не е целосно решен проблемот со засенување, сепак е подобро отколку кај централниот инвертор. Овој проблем е најдобро решен ај микроинверторите, меѓутоа тие се најскапи и затоа овој концепт со инвертори по низи се смета за најдобар за системи кои што се користат за комерцијална или станбена употреба.

Како што напредува технологијата, така инверторите на низа имаат се поголем опсег на користење кај системи помали од 1 MWh.

Инверторите на низа можат да бидат поставени заедно со оптимизатори на моќност, опција што во последно време е доста популарна. Оптимизаторите на моќност се поставуваат на секој панел одделно. Има производители што ги интегрираат оптимизаторите во модулите и ги продаваат како готов производ наречен Смарт Модул. Овие Смарт Модули ја прават инсталацијата поедноставна. Оптимазаторите на моќност можат да го ублажат ефектот на сенка, што самите инверторите не можат. Овие оптимизатори на моќност нудат слични бенефити како инверторите по модул, а се поевтини.

Системи со излез поголем од 3 kW обично се прават се прават со инвертор на секоја низа. Во повеќето случаи има и само една низа. Системите со средна големина имаат две или три низи поврзани на инвертор, со концепт на под- секции. На системи со различно ориентирани под- секции или на системи со засенување, концептот на низа или на под- секција овозможува подобра адаптација на условите на зрачење. Тука треба внимателно да се види дали модулите поврзани во заедничка низа се со иста ориентација, агол или засенување. Со користење на инвертор на низа значително се намалуваат трошоците при инсталација. На овој начин инверторите се во непосредна близина на низите: и така се достапни за моќности од 500 W до 3000 W.

Слика 4.16. Инвертор за низа



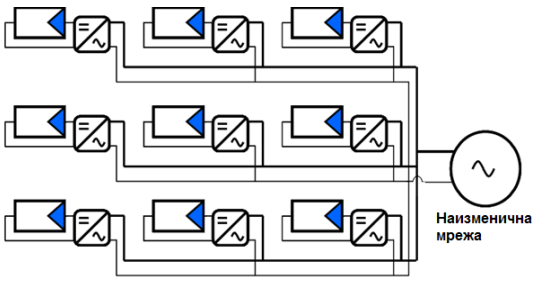
Слика 4.17. Инвертор на подниза или на одделна низа

Кога инверторот е поврзан директно на секоја низа, системот ги има следните карактеристики:

- Изоставување на разводната кутија,
- Намалување на бројот на кабли за сериска интерконекција на модулите и изоставување на главниот DC кабел.

4.5.3. Систем со инвертори по модул

Модул инверторите се најдобри од сите претходни инвертори, бидејќи секој модул си има свој инвертор и доколку има проблем со инверторот од работа испаѓа само еден модул што е помалку од 1% од целата централа. Менувањето на модул инверторите е едноставно и брзо исто како кај стринг инверторите. На слика ?? е прикажана топологија на модул-инвертор.

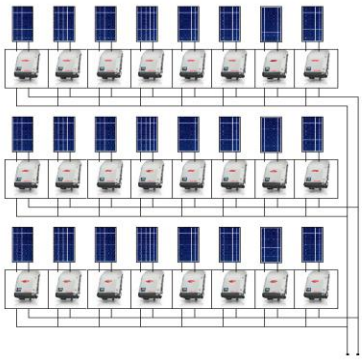


Слика 4.18. Топологија на модул-инвертори

Инверторите по модул (микроинвертори или АС модули) се популарен избор за станбени и комерцијални инсталации. Како и кај оптиматизорите на моќ-ност, овие микро инвертори се инсталирани кај секој модул одделно. Меѓутоа, за разлика од оптиматизорите кои што немаат способност да ја претвораат едно-насочната енергија во наизменична, микроинверторите ја поседуваат таа способ-ност. Во овој случај, ако еден панел е засенет, тоа не го засега производството на другите модули. Со инверторите по модул е овозможен и мониторинг на секој модул одделно, додека инверторите по низа ги кажуваат перформансите на секоја низа. Затоа, инверторите по модул се добри каде што има засенување, како и кај модули кои што се поставени во различни насоки. Системите со микроинвертори се со голем принос, меѓутоа се најскапи .

Слика 4.19. Darfon микроинвертор

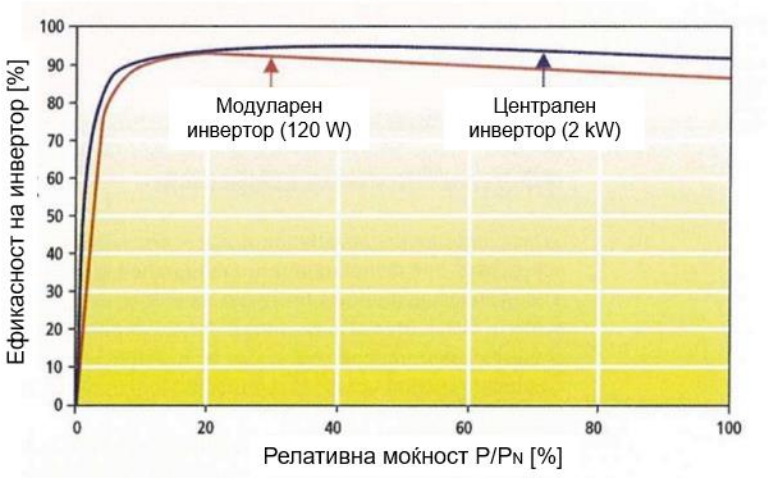
Предуслов за ФВ систем со голема ефикасност е добро прилагодување на инверторот на ФВ системот. Најдобро би било кога секој модул одделно би бил опериран во неговите оптимални услови. Ова би се постигнало кога секој модул со инверторот би функционирале како целина. Оваа целина се вика АС модул. Некои целини се толку мали што можат да бидат сместени во разводни кутии за модул.



Слика 4.20. Концепт со инвертор на секој модул

Друга предност на овој концепт е тоа што ФВ системот во секое време може да биде проширен, додека другите концепти не го дозволуваат тоа.

Често се тврди дека негативната страна на овој концепт е ниската ефикасност. Всушност не постои голема разлика во овој поглед од системите со централен инвертор. Сепак, малата ефикасност е компензирана со поголем принос кој резултира од тоа што секој модул работи во своите најоптимални услови.



Слика 4.21. Крива на ефикасност кај систем со централен инвертор и кај систем со инвертор на секој модул

Инверторите денес се уште скапи, па така бројот на инвертори ја крева цената на системот. Тоа е единствената причина заради која АС модулите не се широко распространети на пазарот.

Слика 4.22. Микро-модул инвертор

Кога се монтираат АС модулите треба да се води сметка тие да можат да бидат лесни заменливи. Исто важно кај овој концепт е тоа што секој инвертор одделно може да биде набљудуван, и во секое време да се знаат операционите вредности, дефекти, како и сигнали за можен дефект, и да се складираат негде сите овие податоци.

Овој концепт се користи најчесто кај фасадно- интегрирани системи, најчесто каде што има засенување од околни објекти, или каде што има испакнатини и вдлабнатини.

4.5.4. Контејнерски инвертерски решенија

Како што комерцијалните ФВ модули произведуваат енергија на мрежа со среден напон, вообичаено е да се обезбеди контејнерско решение за инвертер, трансформатор и приклучна табла. Контејнерите се генерално превозни и се произведуваат од брановиден челик. Сепак, тие исто така можат да бидат произведени од пластика или бетон со армирано стакло. Архитектурата на контејнерите треба да осигура дека има доволно простор за опрема, вклучувајќи и пристап за одржување. Каблите меѓу опремата треба внимателно да се инсталираат и истите често се инсталирани во одделот под подот на контејнерот. Да се има посебни прегради за HV / LV опрема и за трансформатори е добра практика. Обезбедување на соодветно греење, вентилација или климатизација е потребно за одржување на стабилни услови во животната средина.

Табела 4.5. *Споредба на технички спецификации на стандардни услови СТЦ*

Производител	**XXXX**
Тип на панел	xxxx
Тип	Multi-crystaline
Номинална моќ (P MPP)	245 Wp
Толеранција на моќ	0/+3%
Напон на P MAX (VMPP)	30.2 V
Струја на P MAX (IMPP)	8.13 A
Напон на отворено коло (V OP)	37.5 V
Струја на куса врска (I SC)	8.68 A
Максимален Напон на c-mMaximum	1000 V DC
Ефикасност на панел	15.00%

Оперативна температура	-40℃ до +85℃
Температурен коефициент P MPP	-0.43 %/℃
Димензии	1650×992×40 mm
Површина на панел	1.64 m^2
Тежина	19.5 kg
Максимален товар	5400 Pa
Гаранција	10 год.
Гаранција на перформансии	92%: по 10год.; 80%:по 25 год.

4.5.5. Локација за инсталирање на инверторот

Кога се одбира локација, круцијално е условите од производителот да бидат задоволени (особено влажноста и температурата). Идеална локација за инверторите треба да е ладно место, без прашина и во затворено. Ако дозволуваат условите инверторот треба да се инсталира во близина на разводната кутија. Ова ја намалува должината на DC кабелот и ги намалува трошоците за инсталација.

Решетките за вентилација и грејачите треба да бидат непокриени за да се овозможи најдобро ладење. Од истата причина, уредите не треба да бидат инсталирани еден над друг. Звукот произведен од инверторот исто така треба да биде земен во предвид кога се одредува локацијата. Исто така инверторот треба да биде инсталиран на локации кои што не се подложни на пареа. На пример, во штали пареата на амонијакот може да порасне до толку да го оштети инверторот. Поголемите централни инвертори најчесто се инсталирани во посебни кабини заедно со заштитна опрема и прекинувачи.

Инверторите на низи најчесто се на кров или на друго место на отворено. Овие уреди имаат заштита IP 54 и можат да ги поднесат надворешните услови. Сепак, секогаш се препорачува инверторите да бидат заштитени од директна сончева светлина или од дожд за да се продолжи нивниот животен век. Меѓутоа, треба да биде земено во предвид дека инверторите исто така треба да бидат достапни за поправка во случај на дефект.

Кога се одбира локација за различни типови на ивертори треба да бидат задоволени следниве работи:

Микроинвертори – Овие инвертори оперираат 1-2 модули и тие мораат да бидат блиску до панелот. Заради ова, при нивното сместување не постои голем избор и тие се прикачени одоздола или одназад на соларните модули.

Слика 4.23. Локација за инсталирање на микроинвертори

Стандардни инвертори (во затворено) – Стандардните инвертори можат да бидат или за во затворено или за во отворено. Генерално, инверторите за во затворено се поевтини затоа што тие не мора да бидат проектирани да издржат временски влијанија, како што е дождот.

Тие начесто се сместуваат на ѕид кој е:

- Лесно достапен,
- Не е подложен на надворешни влијанија,
- Во област која што има слободен простор од страните,
- Подалеку од извори на влага.

Слика 4.24. Локација за инсталирање на инвертор затворен простор

Стандардни инвертори (на отворено)- Кај стандардните инвертори, кои што се проектирани за работа на отворено постои поголема флексибилност каде можат да бидат монтирани. Сепак, некои од правилата кои што важат за инверторите во затворено се применуваат и тука:

- Лесен достап,
- Заштитеност од постојано директно сончево зрачење,
- Во област каде што има слободен простор од страните.

Слика 4.25. Локација за поставување на инвортори за на отворено

4.5.6. Стандард на квалитет

Гаранцијата понудена за инвертори варира меѓу производителите. Минимална гаранција од пет години е типична, со опционални проширувања до дваесет и повеќе години достапни од многу производители. Некои инвертори нудат 7 или 10-годишна гаранција како стандард. Многу производители нудат времетраење на инверторот од повеќе од 20 години врз основа на замена и сервисирање на одредени компоненти според одредени режими за одржување.

Сепак, искуството од реалниот свет укажува дека очекуваниот животен век на централниот инвертер е помеѓу 10 и 20 години. Ова значи дека инверторите можеби ќе треба да се заменат или репарираат еднаш или двапати за време на 25-годишниот оперативен век на централата.

Табела 4.6. *Критериум за избор на инвертор*

Критериум	Опис
Капацитет на проектот	Капацитетот на централата влијае на концептот за поврзување на инверторот. Централните инвертори најчесто се користат во мегават соларни ФВ централи.
Изведба	Инвертерите со висока ефикасност треба да бидат на барани. Дополнителниот принос често ги компензира почетни високи трошоци.Треба да се размисли за фактот дека ефикасноста се променила според параметрите на дизајнот вклучувајќи го и влезниот напон и товарот на еднонасочниот напон.
Максимален опсег на напон (MPP)	Широкиот инверторски MPP опсег ја олеснува флексибилноста на дизајнот.
Трофазен или еднофазен излез	Изборот ќе биде предмет на големината на проектот. Проектите за големи капацитети ќе бараат трифазни инвертори. Националните електрични регулативи може да постават граници на максималната разлика во моќноста помеѓу фазите.
Стимулативна шема	Пренесувањето механизми за финансиски стимулации може да влијае врз изборот на инверторот. На пример, шеми на FIT може да бидат нивоа за различни големини на централи, што пак може да влијае на оптималниот капацитет на инверторот.
Технологија на панелите	Компитабилноста на тенкифилмски панели со инвертери без трансформер треба да се провери со производителот.
Национални и меѓународни регулативи	Мора да се користи трансформаторки инвертер ако е потребна галванска изолација помеѓу DC и AC страната на инверторот.
Квалитет на елктрична енергија / усогласеност со мрежните правила	Усогласеноста на квалитетот на мрежата / мрежните правила е зависна од земјата. Не е можно да се обезбедуваат . Не е можно да се обезбедуваат универзално применливи упатства. Треба да се консултираат националните регулативи и стандарди при изборот на инвертер и дизајнирање на соларна централа. Националните мрежни кодови може да ги специфицираат условите за: – Ограничување на фреквенцијата; – Ограничување на напон; – Може да биде потребен капацитет за контрола на реактивната моќност – поголеми инвертори; – Ограничување на хармоничното искривување – за да се намали хармоничната содржина од излезот на наизменична струја на инверторот; – Препознавање дефект преку способност.

Критериум	Опис
Доверливост на производот	Високата доверливост на инверторот обезбедува ниски трошоци за застој, трошоци за одржување и поправка. Ако е можно, времето помеѓу неуспеси, бројки и евиденција треба да се процени.
Несогласување	Доколку треба да се користат панели со различни спецификации или различни агли за ориентација и навалување, може да се препорача низа инвертори со повеќекратни MPP тракери за да се мимизираат загубите на неусогласеност. Ова може да биде особено релевантно за инсталации на кровни места, каде што ориентацијата и аголот на навалување често се диктираат од особините на покривниот простор.
Одржливост и сервисирање	Пристапните ограничувања на ФВ централите во оддалечени локации може да влијаат на изборот на произведителот на инверторот. Произведителот со силно присуство во земјата може да обезбеди подобра техничка подршка. ФВ централите во оддалечени области, низа инвертори нудат низа бенефиции за одржување.
Достапност на системот	Ако се појави дефект со низа инвертер само мал дел од производството на централата е изгубен (25 kW). Резервните инвертори може да се чуваат локално и да се заменат од страна на соодветно обучен електричар. Со централните инвертори, поголем дел од производството ќе се изгуби се додека не се добие замена (750 kW).
Модуларност	Треба да се размисли за олеснување и проширувањето на капацитетот на системот флксибилноста на дизајнот при изборот на инвертори.
Услови за засенување	Стринг или мулти-стринг инвертерите со повеќе MPP trackers може да се претпочита избор за локации кои страдаат од делумно засенчување.
Локација на инсталацијата	Надворешните / внатрешните поставувања и условите на амбиентот на локацијата влијаат на барањата за рејтинг на IP и ладењето. Или принудна вентилација или климатизација обично ќе бидат потребни за внатрешни инвертори.
Мониторинг / снимање / телеметрија	Мониторингот на постројката, барањата за евидентирање и контрола, дефинираат збир на критериуми кои мора да се земат предвид при изброот на инвертер.

Табела 4.7. *Технички информации за инвертер*

Модел на инвертер	XXXXXXXXX
Влезни параметри	
Максимален напон од DC	954 kW
MPP опсег на напон	681-850 V
Максимален влезниот напон	1,000 V
Максимална влезна струја/MPPT	1,400 A
Number of MPP Trueckers	1
Излезни параметри	
Номинална наизменична струја на 25℃	935 kVA
Максимална излезна струја AC	1,411 A
Номинален AC напон	386 V
Наизменична фреквенција	50 Hz
Ефикасност	
Максимална ефикасност	98,6 %
Еуро ефикасност	98,4 %
Потрошувачка во мирување	< 100 W
Потрошувачка при работа	1,900 W
Општи податоци	
IP рејтинг	IP54, IP43
Опсег на работна температура	-25℃ to + 62℃
Релативна влажност	15-95 %
Димензии (H×W×D)	2,272×2,562×956 mm
Тежина	1,900 kg

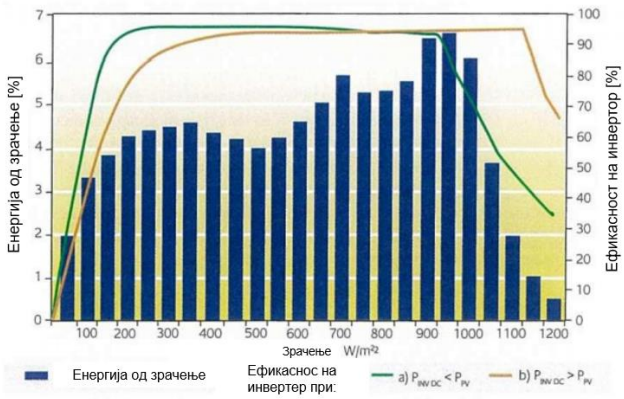
4.5.7. Димензионирање на инверторот

Техничките спецификации на инверторот се многу битни при неговото димензионирање. Системот и концептот на конекција го одредуваат бројот, напонот и класата на моќност на инверторот.

Одбирање на бројот и класата на моќност на инверторот – Бројот и класата на моќност на инверторот се однапред предредени од моќноста на системот. Според VDEW прирачникот максимална дозволена моќност при еднофазно паралелно напојување во Германија е од S_{AC}= 4,6 kVA, според ова номиналната излезна моќност на инверторот е P_{NAC} мора да одговара на оваа вредност. Над 4,6 kVA напојувањето мора да биде повеќефазно. Ова може да биде постигнато и со повеќе

едно фазни инвертори поврзани на трите фази. Според VDEW прирачникот, во мрежа може да се пушти 10% над номиналната моќност од инверторот во период од десет минути. Овие податоци ги гарантира производителот на инверторот и ги пишува во неговата декларација.

Максимална излезна моќност на инверотрот: (AC) = $S_{max10min} \leq 1{,}1\ X\ S_n$



Слика 4.26. Годишно сончево зрачење во Минхен, Германија (криви за производство кога инверторот е надоптоварен за 10% и кога е подоптоварен за 10%)

Во минатото имаше пракса на под- димензионирање до 40%. Ова се правеше заради различното зрачење по часови. Часовните податоци покажа дека само мал број на часови имале зрачење поголемо од 850 W/m^2. Но без разлика на ова, податоците покажале дека некогаш зрачењето достигнува и до 1000 W/m^2.

Како за споредба, однос помеѓу моќноста на ФВ системот и моќноста на инверторот сега е 1:1. Инверторите се стандардизирани и се достапни само во одредени моќности, а моќноста на ФВ системот е ограничена од достапниот простор. Но, некогаш моќноста напишана за номинална од страна на производителот не треба да се зема здраво за готово. Праксата покажала дека некогаш вредностите не се точни и инверторот работи преоптоварен. Резултатите од тоа се: загуба на енергија и предвремено стареење на уредите.

Друг поточен начин е да се пресмета DC моќноста преку номинална ефикасност од AC моќноста. Производителот мора да ја каже номиналната AC моќност на потврдната декларација. Номинална AC моќност е моќноста со која инверторот може континуирано да работи на температура од 25^0C (±2). Во просек DC моќноста е околу 5% повисока од номиналната AC. Моќноста може да биде пресметана на следниот начин:

$$0.8\ X\ P_{Pv} < P_{INVDC} < 1{,}2\ X\ P_{Pv} \tag{4.1}$$

Односот помеѓу моќноста на ФВ системот (W_p) и номиналната моќност на АС системот е позната како фактор на димензионирање на инверторот C_{INV}:

$$C_{INV} = \frac{P_{PV}}{P_{INVAC}} \tag{4.2}$$

Факторот на димензионирање го опишува нивото на искористување на инверторот и изнесува:

$$0{,}83 < C_{1nv} < 1{,}25 \tag{4.3}$$

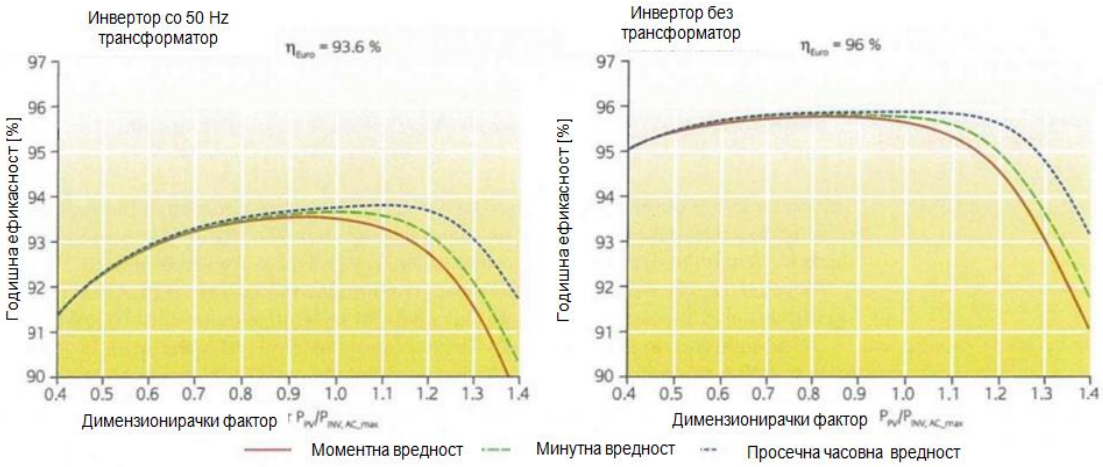
но се препорачува да биде 1.

Кога инверторите се инсталираат на кров или на друго место на отворено, би требало да бидат под-димензионирани зошто во тој случај работат на високи температури. Дури некои локации може да не одговараат заради високите температури и други амбиентални фактори. Секогаш при инсталирање треба да се води според прирачник при избор на соодветна локација.

Истражувањата спроведени од страна на Бруно Бергер од Франховер ИСЕ во Фрајбург, Германија, покажаа дека има дополнителни загуби од 0,5 до 1% кога инверторот работи со фактор на искористување од 1,1 до 1,2 заради загуби која се јавуваат кога има кратки пикови при зрачењето. А додека факторот на димензионирање се движи помеѓу 1,2 и 1,3 загубите се движат од 1 до 3 %. Истражувањата беа спроведени на ФВ систем јужно ориентиран и закосен на температура од 30 степени. Годишната ефикасност на инверторите беше пресметана во зависност од факторот на димензионирање, со и без трансформатор Кривите прикажани претставуваат моментални вредности како и минутен и часовен просек. Сепак, квалитетот и на системот за трагање треба да биде земен во предвид при вакви анализи.

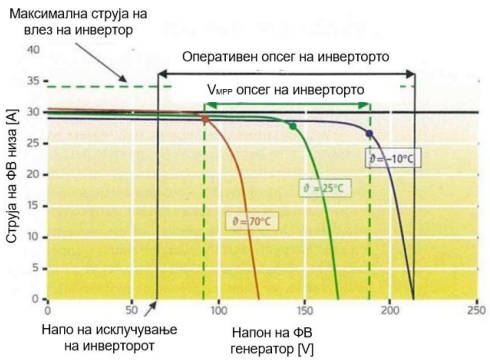
Освен системот за мерење на ефикасноста на системот во предвид треба да се земат и загубите во кабелот како можната негативна девијација од модулите која што не е земена во предвид.

Во системи без оптимално израмнување или системи со парцијално засенување, има смисла и од технички и од економски причини инверторот да биде димензиониран помал. Исто така и различните карактеристики на оптоварување на соодветен инвертор треба да бидат земени во предвид. Со фреквентно континуирано преоптоварување значително се намалува животот на инверторот. Сепак понекогаш, влезниот напон на инверторот може да биде надминат. Заради тоа, ова е круцијално при димензионирање.



Слика 4.27. Симулирана годишна ефикасност на инверторите со и без трансформатор во зависност од факторот на димензионирање

Кога се користат аморфни модули, деградацијата на модулите треба да биде земена во предвид. Тие во првите месеци имаат 15% зголемена моќност од нивната номинална што се должи заради деградацијата на светлина што се случува кај овој тип на модули. Треба да се води сметка за ова кога се димензионира и напонот и струјата на инверторот. Во првите месеци напонот е поголем за 11% а струјата за 4%.



Слика 4.28. I-U криви и операционен опсег на инверторот

Одредување на напонско ниво – Напонот на инверторот треба да претставува сума од напоните на сериски поврзаните модули во низа. Бидејќи напонот на модулот, а со тоа и на целата низа зависи од температурата, кога се димензионира треба да се земат во предвид екстремните случаи во зима и лето.

За да биде инверторот оптимално подесен на ФВ системот, треба да се прилагоди на оперативните параметри на модулот. Операциониот опсег на инверторот мора да се совпаѓа со U-I кривата на модулите. Односно, U-I кривата на инверторот при различни температури треба да се совпаѓа со U-I кривата на модулите. Исто така, треба да се знаат и напонот при исклучување и отпорот на напонот кај инверторот.

Максимален број на модули во низа – Првата граница се одредува на температура од -10 степени (Германија). Колку што е пониска температурата, толку е повисок напонот. Најголемиот напон што може да се случи е напон на празен од, на ниски температури. Ако се случи инверторот да се исклучи (поради дефект на мрежата) на ниски температури, при негово повторно вклучување може да има многу голем напон. Напонот мора да биде понизок од максимално дозволениот DC влезен напон на инверторот, инаку инверторот ќе се оштети. Значи дека бројот на модули во низа е одреден од напононот на празен од на -10 степени и влезниот DC напон на иверторот.

$$\eta_{max} = \frac{V_{\max(INV)}}{V_{oc(module-10^0C)}} \tag{4.4}$$

Напонот на празен од на –10 степени, не секогаш го пишува на упатството од производителите. Туку најчесто е претставен ΔV во проценти или како mV по степен. Промената на напонот е со негативен префикс. Тоа овозможува напонот на празен од на -10 степени да биде пресметан како:

$$V_{oc(module-10^0C)} = \left(1 - \frac{35^0 Cx\Delta V}{100}\right) x V_{oc(STC)} \tag{4.5}$$

За ΔV во mV за степен:

$$V_{oc(module-10^0C)} = V_{oc(STC)} - 35^0 Cx\Delta V \tag{4.6}$$

Овде е битно ΔV да има негативен префикс.

Минимален број на модули во низа – Во текот на летото модулите монтирани на крововите лесно можат да достигнат температура од 70 степени. Оваа температура е основна кога се смета минималниот број на модули во низа. Со системи за добра вентилација температура достигнува околу 60 степени. При најголемо сончево зрачење во лето, системот има помал напон отколку во нормални услови на работа, заради зголемите температури. Ако операциониот напон на модулите падни под номиналниот напон на инверторот, инвертотот повеќе нема да се напојува со максимална моќност, или во полош случај инверторот сам ќе се исклучи. Заради ова бројот на модули во една низа треба да биде поголем од минималниот број на модули (при температура од 70 степени). След-

ната формула ни кажува колкав треба да биде минималниот број на модули во низа:

$$\eta_{min} = \frac{V_{\mathrm{MPP}(INVmin)}}{V_{MPP(module70^0C)}} \tag{4.7}$$

Ако напонот на модулот при 70 степени не е наведен од производителот треба да биде пресметан како MPP напон при стандардни услови, каде што се користи ΔV проценти или mV за степен.

$$V_{MPP(module70^0C)} = \left(1 + \frac{45^0Cx\Delta\mathrm{V}}{100}\right) \mathrm{x}V_{MPP(STC)} \tag{4.8}$$

односно

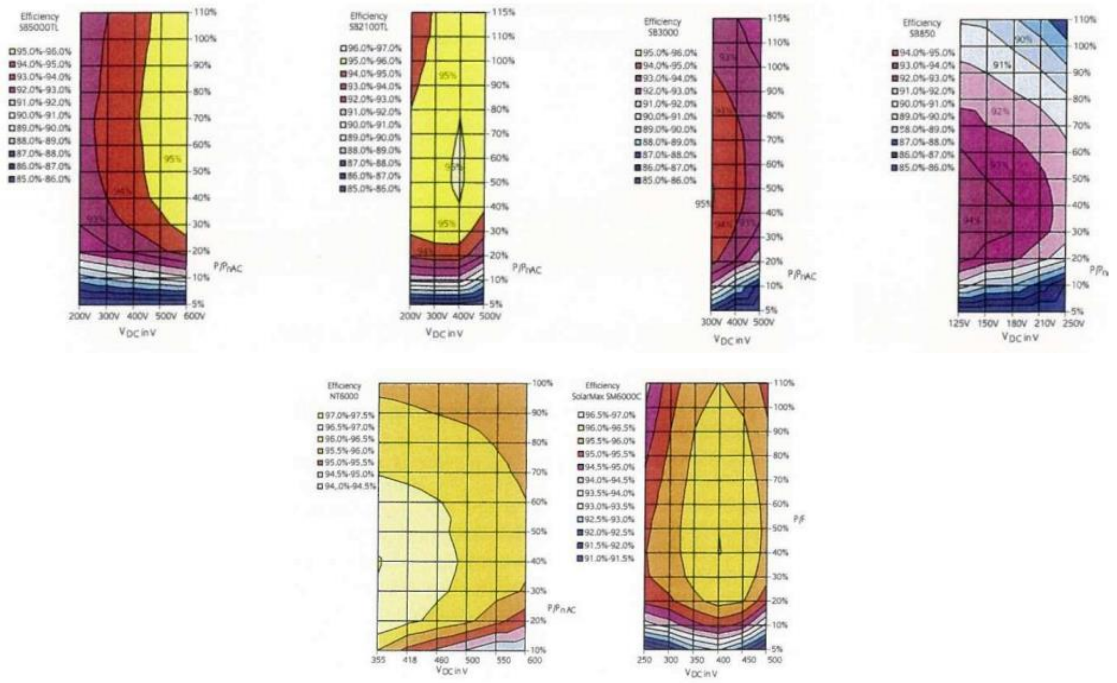
$$V_{MPP(module70^0C)} = V_{MPP(STC)} + 45^0Cx\Delta\mathrm{V} \tag{4.9}$$

Генерално може да се претпостави дека напонот на монокристални модули при работа од 70 степени ќе се намали за 18% во споредба со напонот во стандардни услови.

$$V_{MPP(module70^0C)} = 0{,}82\mathrm{x}V_{MPP(STC)} \tag{4.10}$$

Максималната температура која што може да биде достигната зависи и од локацијата на ФВ системот. Ова треба да биде земено во предвид кога се смета промената на напонот. Кога се работи за ФВ системи без вентилација инсталирани на кров или за фасадно- интегрирани ФВ системи температурата може да порасне и до 100 степени. Во овој случај, напонот при 100 степени го одредува бројот на модули во низата. Кога се работи со концепт на долги низи, и мала сенка може да предизвика значителен пад на напонот. Ова е многу битно при димензионирање. Со проверка на лимитот на напонот при димензионирање, како и можноста за појавување на одреден напон, со помош на некоја симулациона програма може да се оптимизира проектирањето.

Оптимизација на напонот – При проектирање, исто така, е битно да се знае дека ефикасноста на инверторот зависи од оптимизацијата на напонот. Спецификациите и/или графиците за зависноста на напонот се неопходни за ова. Меѓутоа, само мал број на производители даваат графици за тоа како напонот влијае врз ефикасност на инверторот. На некои производители (Fronius, Siemens, SMA, Sunways) оваа зависност беше измерена во детали во универзитетот за Применети Науки во Бургдоф, Швајцарија. Со приближно доближување на напонот на ФВ системот со напонот на инверторот, ефикасноста ќе биде поголема за неколку проценти. Според ова може да се заклучи дека инвертор со поголема ефикасност на работниот напон на ФВ системот би бил добра инвестиција.



Слика 4.29. Ефикасност во зависност од влезниот напон за различни типови на инвертори

Одредување на бројот на низи – Кога се димензионира треба секогаш да се направи така да струјата на системот не ја надмине предвидената влезна струја на инверторот. Ова и главното правило од кое треба да се тргне при одредување на максималниот број на низи.

$$\eta_{string}=\frac{I_{\max{INV}}}{I_{n\ string}} \quad (4.11)$$

Ако инверторот е под- димензиониран треба да се провери колку често се донесува до ситуација да е подложен на поголема струја. Исто така и ова се проверува со симулациони програми. На сликата 1.18 е прикажан преоптоварен инвертор; ова може да предизвика предвремено стареење на инверторот или уништување на неговите електрични компоненти.

4.6. ТРАНСФОРМАТОРИ

Дистрибуцијата и мрежните трансформатори се двата главни типови кои се наоѓаат на соларни ФВ модули. Дистрибуирачките трансформатори се користат за засилување на излезниот напон на инверторот за системот за собирање на

модулите, кој вообичаено е на напон на дистрибуција. Ако фабриката е поврзана со дистрибутивната мрежа, тогаш моќта може да се извезува директно во мрежата.

Ако постројката е поврзана со преносната мрежа, мрежните трансформатори се користат за дополнително засилување на напонот.Вкупните трошоци на сопственост (TCO) и ефикасноста (директно поврзани со загубите на оптоварување и без товар) се главни критериуми за избор на трансформатор, директно влијаејќи на годишниот приход на соларната ФВ централа. Како и кај инвертерите, неколку други фактори треба да дадат информација за селекцијата на трансформаторот, вклучувајќи ги и моќноста, конструкцијата, условите на сајтот, сигурноста на производот, одржливоста, сервисирањето и звучната моќност. Потребна е анализа на трошоци и придобивки за да се одреди оптималната опција на трансформаторот.

Критериумите за избор (технички и економски фактори) вклучуваат:

- Ефикасност, загуби за оптоварување
- Гаранција.
- Векторска група.
- Системски напон.
- Моќност.
- Условите на локацијата.
- Звучна моќност.
- Можност за контрола на напон.
- Работен циклус.

Стандард на квалитет

Гаранцијата понудена за трансформатори варира меѓу производителите. Типична е минимална гаранција од 18 месеци, со опционални проширувања до 10 години или повеќе. Врз основа на податоците на производителот и академските студии кои разгледуваат поголем број на трансформатори, дистрибутивните трансформатори имаат средно време на неуспех (MTTF) од 30 или повеќе години. Ова зависи од профилот на оптоварување на трансформаторот и работниот циклус. Заштитата за типични трансформатори кои се користат во сончевите ФВ централи треба да вклучува:

- Бухолц реле,
- Уред за намалување на притисокот,
- Уред за заштита на температурата,

- Следење на нивото на маслото.

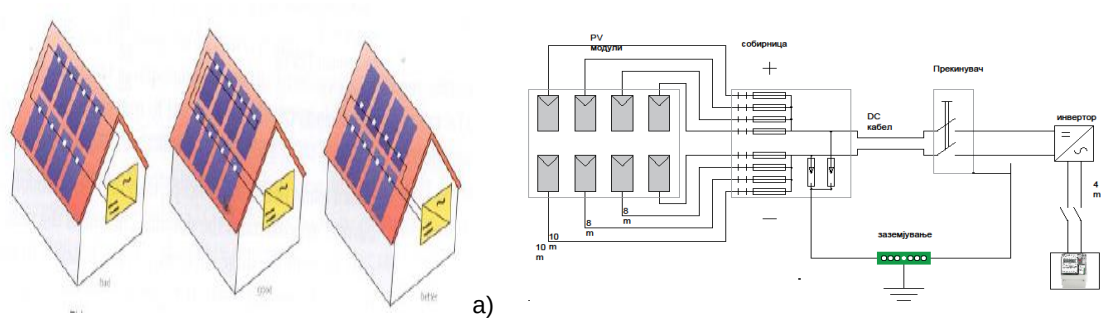
Како минимум, трансформаторите треба да се изградат според следните стандарди:

- BS EN 50464-1: 2007 + A1: 2012,
- IEC 60076.

5. ТЕХНИЧКИ ПРИНЦИПИ НА ПРОЕКТИРАЊЕ НА ФВ СИСТЕМИ

Електричниот дизајн на секоја ценрала треба да се разгледува од случај до случај, бидејќи секоја локација претставува уникатни предизвик и има посебни ограничувања. Иако може да се формулираат општи упатства и најдобри практики, не постојат решенија како "една големина за сите". Треба да се следат меѓународните стандарди и електричните кодови специфични за земјата, со цел да се осигура дека инсталацијата е безбедна и компатибилна. Додека препораките во следните делови се базираат на соларни ФВ централи со централизирани инверторски архитектури, многу од концептите за кои се дискутира, исто така, се однесуваат на модули со низа инвертори.

Националните кодови и регулативи ги специфицираат типовите и големините на DC каблите дозволени на мрежно поврзаните ФВ системи. Правилата во другите земји можат да се разликуваат, а тоа се однесува и за димензионирање на прекинувачите и другите елементи на ФВ системот. Според оваа процедура, прво се прави истаражување за дадената кровна површина и се одбира оптимално решение, односно решение во кое кабелот ќе има минимална должина, а со тоа ќе се постигнат и минимални загуби.



Слика 5.1.а) начини на поврзување на модулите (со оптимизација на должината на кабелот) б) шема на поврзување на 2kW систем со централен инвертор

Мрежната инсталација треба да биде нацртана и таа скица понатаму се чува како дел од документацијата на системот. Кога се инсталира системот, три важни критериуми треба да бидат задоволени: напонското ниво на кабелот, максималната дозволена струја и минимизирање на загубите во кабелот.

5.1. ИЗБОР НА КАБЕЛ И ГОЛЕМИНА

Изборот и големината на DC кабли за соларни ФВ централи треба да ги земе во предвид националните кодови и прописи кои важат за секоја земја. Кабли специјално дизајнирани за соларни ФВ инсталации ("соларни" кабли) се лесно достапни и треба да се користат. Општо земено, при одредување на големината на кабли мора да се почитуваат три критериуми:

- **Напон на кабел:** Ограничувања на напонот на кабелот кој ќе биде поврзан со ФВ низата треба да бидат земени во предвид. За оваа пресметка се користат пресметки за максималниот напон на V_{OC} на модулите, прилагоден за минималната температура на проектот.
- **Тековната носивост на кабелот:** Кабелот мора да биде со големина во согласност со максималната струја. Важно е да се запамети дека должината на кабелот треба да се одреди соодветно, имајќи ја предвид локацијата на кабелот, методот на поставување, бројот на јадра и температурата. Треба да се внимава и да се измери кабелот во случај на најлош случај на обратна струја во низа.
- **Минимизирање на загубите на кабелот:** Намалувањето на напонот на кабелот и придружните загуби на моќност мора да бидат што е можно пониски. Нормално, падот на напонот мора да биде помал од 3 проценти. Загуби на каблите од помалку од 1 отсто се остварливи. Во пракса, минимизирањето на пад на напонот и поврзаните загуби ќе биде ограничувачки фактор во повеќето случаи.

5.1.1. Управување со кабли

Каблите за надземни површини, како што се кабли за модули и низа кабли, треба правилно да се пренасочат и да се прицврстат на монтажната конструкција, користејќи соодветни кабли или кабелски врски. Каблите треба да бидат заштитени од директна сончева светлина, стоечка вода и стругање со остри рабови на структурите за поддршка. Тие треба да се чуваат што е можно пократко. Приклучоците за кабелски приклучоци се стандардни во сончевите ФВ централи поврзани со мрежите, поради придобивките што ги нудат во однос на леснотијата и брзината на инсталацијата. Овие конектори обично се допирни, што значи дека тие можат да бидат допрени без ризик од шок. Поставувањето на главните еднонасочни кабли во ровови мора да ги следи националните кодови и да ги земе предвид специфичните услови на почвата.

Каблите со двојна изолација со еден проводник се препорачуваат за поврзување на модулите. Користењето такви кабли помага да се заштитат од

кратки кола. При одредување на големина на каблите треба да се разгледа бројот на модули и бројот на низи. Бројот на модули го дефинира напонот на кој кабелот треба да биде проценет. Бројот на низи се користи за пресметување на максималната обратна струја која може да тече низ низата. Каблите треба да бидат проценети со највисока температура што може да ја доживеат (на пример, 80 ° C). Исто така, треба да се применат соодветни фактори за температура, метод на инсталација и конфигурација на кабел.

5.1.2. Напонски нивоа на кабелот

ФВ системите обично се проектираат да одговараат на стандардните напонски нивоа (номинален напон од 450 V до 1000 V) користени во европски земји. На системи со концепт на долги низи, напонот треба да биде проверен на температура од -10 степени.

5.1.3. Максимална дозволена струја

Напречниот пресек на кабелот се димензионира според максимално дозволената струја. Овде правилата за максимално дозволена струја од IEC 60512 треба да бидат задоволени. Максималната струја што може да тече низ модулот или низ кабелот на низата е струјата на куса врска на генераторот минус струјата на куса врска на една низа.

$$I_{max} = I_{SCPV} - I_{SC\ string} \tag{4.12}$$

Или кабелот е димензиониран за оваа струја, или осигурувачите се димензионирање за заштита од преоптоварување. Максималната струја I_{max} мора да биде помала или еднаква на струјниот капацитет на кабелот или на уредот на заштита I_z:

$$I_{max} \leq I_z \tag{4.13}$$

Кога се користи концептот на низи треба да се земи во предвид дека струјата на куса врска на генераторот отприлика е еднаква на номиналната струја на низата. Бидејќи осигурувачите се често изложени на струја на пренапони, не е можно да се заштити кабелот со користење осигурувачи на низа. Во согласност со IEC 60364-7-712 кабелот на низата мора да биде способен да може да пренесе 1,25 пати поголема струја од струјата на куса врска на генераторот, и треба сме сигурно дека кабелот може да издржи струја на заземјување како и струја на куса врска.

***Табела* 5.1.** *Струјни капацитети на стандардните кабли за ФВ системи според производителите*

	Напречен пресек	Максимална струја во ампери (индивидуално поставени)			Акумулација (шест кабли заедно)	
	mm²	30 °C	55 °C	70 °C	55 °C	70 °C
AEG Соларен модул	2,5	42	32	24	17	13
Кабел (максимално дозволени 90^0C)	4	56	42	32	22	17
Radox 125	2,5	49	38	34	20	18
Максимално дозволении 125^0C	4	66	51	45	27	24
Titanex 11	2,5	33	24	17	13	9
Максимално дозволени 85^0C	4	45	33	23	17	12

Кога се димензионира кабел, мора да бидат задоволени побарувањата од IEC 60512 Дел 3. Работно дозволената струја на кабелот зависи од амбиеталната температура, близината со други кабли, методот на инсталација. Каблите на покрив можат да имаат и амбиетална температура до 70 степени, па ова треба да биде земено во предвид при нивно инсталирање.

5.1.4. Минимизирање на загубите / падови на напон

Кога се димензионираат каблите треба да се води сметка да се има што помали загуби на напон. Според Германскиот стандард од 1998 година : Падот на напонот не треба да биде поголем од 1% од номиналниот напон во стандардни тест услови. Се покажало дека оваа препорака од 1% кај ФВ системи кои оперираат со поголем DC напон може да се задоволи без проблем.

Кај инвертори кои работат на понизок напон (концептот на низок напон), може да се надмине оваа граница од 1%, посебно кај системи каде инверторот се наоѓа на поголема оддалеченост од ФВ генераторот. Во вакви случаи, пад на напон од 1% во низа и 1% во главен кабел е дозволено.

Струјата, која зависи од радијацијата, е скоро секогаш помала од од номиналната струја на системот при стандардни услови. Со пола номинална

струја, падот е P=12 X R, односно само четвртина од падот при стандардни услови. Во вакви услови, треба да се очекува дека годишниот принос од DC страната ќе биде намелен за 1%. Предноста на овој концепт пред се е ситуацијата со засенување(Концепт на централен инвертор).

Номинална струја од 2A до 3A по милиметар квадратен напречен пресек за кабел може да се користи како водич при димензионирање. Ова се користи само како груби бројки и пред секое проектирање потребно е дополнително пресметување.

5.2. DC СИСТЕМ

DC системот ги содржи следните елементи:

- Низи на ФВ модули,
- DC каблирање (модул, стринг и главен кабел),
- DC конектори (приклучоци),
- Рамни кутии / комбинирани кутии,
- Исклучувачи / прекинувачи,
- Заштитни уреди.

5.2.1. Димензионирање на кабел по модул и кабел на низа

Кога се димензионира се одбира кабел кој ќе ја задоволува препораката за пад на напон од 1 %. Следните три формули овозможуваат димензионирањето на напречниот пресек на низата или на модулот. Овде е претпоставено дека загубите ќе бидат 1% во стандардни услови.

$$A_M = \frac{2\ X\ L_M\ X\ P_{St}}{1\% V_{MPP^2}\ X\ k} \tag{4.18}$$

$$A_M = \frac{2\ X\ L_M\ X\ I_{St^2}}{1\% P_{st} X k} \tag{4.19}$$

$$A_M = \frac{2\ X\ L_M\ X\ I_{St}}{1\% V_{MPP}\ X\ k} \tag{4.20}$$

Пресметаната вредност на напречниот пресек на модулот или на низата AM е заокружена на поголемата вредност на стандардни кабли. Следните формули се

користат за да се пресметаат целосните загуби во модулот и во каблите на низата за избраниот пресек.

$$P_{\mathrm{M}} = \frac{2\ Xn\ X\ L_M\ X\ P_{St^2}}{\mathrm{A_M} X V_{MPP^2} X k} \tag{4.21}$$

$$P_{\mathrm{M}} = \frac{2\ X\ L_M\ X\ I_{St^2}}{\mathrm{A_M}\ X\ k} \tag{4.22}$$

Дизајнот на ФВ системот обично води до различни должини на кабли, па затоа има и различни пресеци. Затоа се користи една генерална формула:

$$P_{\mathrm{M}} = \frac{2\ X\ I_{St^2}}{k}\left(\frac{L_1}{\mathrm{A}_1} + \frac{L_2}{\mathrm{A}_2} + \frac{L_3}{\mathrm{A}_3} + \cdots \frac{L_n}{\mathrm{A}_n}\right) \tag{4.23}$$

Табела *5.2.* *Електрични параметри за димензионирање на напречниот пресек на ФВ кабелот*

Електрични параметри	Симбол	Единица мерка
Должина на кабел на модули или низа	L_M	M
Загуби во кабелот на модулот или низата при стандардни услови	P_{M}	W
Напречен пресек на кабелот на модулот или на низата	$\mathrm{A_M}$	mm^2
Електрична спороводливост	k	$^{\mathrm{m}}/_{\Omega}3\ \mathrm{mm}^2$
Моќност на низата при стандардни услови	P_{St}	W
Напон на низата	V_{MPP}	V
Струја на низата	I_{St}	A
Број на низи на ФВ системот	n	

5.2.2. Квалитативни барања и показатели

Каблите на модулите мора:

- Да се во согласност со локалните и меѓународните стандарди, вклучувајќи ги и IEC 60502, IEC 60228, 60364-1, 60332-1-2, 60754-1 и -2, 61034,
- Да се наменети за широк температурен опсег (на пример, -55 до 125 ° C),
- Да се отпорни на ултравиолетово (УВ) зрачење и времето ако се поставени на отворено без заштита,

- Да се еднополни и двојно изолирани,
- Да имаат механичка отпорност кон животните, компресија, сила и виткање,
- Да се прицврстени на кабелски педали со кабелски врски за да ја поддржуваат нивната тежина и да ги спречат да се движат на ветрот,
- Да се заштитени од остри рабови за стриктна поддршка со анти-абразивни перничиња,
- Да се користат кабелски приклучоци кои се придржуваат на меѓународниот степен на заштита IP67,

Понекогаш се препорачуваат специфични кабелски опции, бидејќи тие нудат зголемена заштита:

- Кабел-изолирани и обложени со еден проводник. На пример, соодветно отценети HO7RNF кабли,
- Кабел со еден проводник во соодветен канал / развод,
- Мулти-јадрена, челична жица оклопна – само погодна за главните DC кабли и обично се користи каде што е потребнен подземен приод.

5.2.3. Комбинирани кутии

Комбинираните кутии се потребни на местото каде што индивидуалните низи кои формираат низа се поврзуваат паралелно пред да се упатат кон инвертор-от преку главниот DC кабел. Приклучоците обично се направени со терминали со завртки и мора да бидат со висок квалитет за да се обезбеди помали загуби и да се спречи прегревање. Комбинираните кутии имаат заштитна и изолациона опрема, како што се низа на осигурувачи и прекинувачи (Прекинувачите не треба да се мешаат со дисконектори / изолатори кои се уреди на мртво коло (или уреди кои работат кога нема струја што тече низ колото) познати како прекинувачи на оптоварување), и мора да бидат оценети за надворешно поставување со употреба, на пример, заштита од влез (IP). Во зависност од архитектурата и големината на ФВ централата, може да се користат повеќе нивоа на разводни кутии. Важно е да се запамети дека панелската страна на терминалите на DC PV системот останува вклучена во текот на денот. Затоа, треба да се обезбедат јасни и видливи предупредувачки знаци за да се информира секој што работи на разводната кутија. Од безбедносни причини сите разводни кутии треба да бидат правилно означени. Треба да се обезбедат прекинувачи и жичани осигурувачи. Прекинувачите дозволуваат изолација на индивидуални жици, додека низа осигурувачи штитат од грешки. Прекинувачите треба да бидат способни за прекинување на нормалното оптоварување и треба да се одделат и на позитивните и на негативните жици.

Табела 5.3. *Дефинирање на заштита на влезната заштита (IP)*

Бр. 1	Заштита од цврсти предмети	Бр. 2	Заштита од влага
0	Незаштитен	0	Незаштитен
1	Заштита од цврсти предмети поголеми од 50 mm	1	Заштитен од капење на вода
2	Заштита од цврсти предмети поголеми од 12 mm	2	Заштитен од капење на вода кога е навалена
3	Заштита од цврсти предмети поголеми од 2,5 mm	3	Заштитен од прскање вода
4	Заштита од цврсти предмети поголеми од 1 mm	4	Заштитен од прскање на вода
5	Заштита од прашина	5	Заштита од млазници
6	Тесна прашина	6	Заштитен од тешки морења
		7	Заштитен од потонување
		8	Заштитен од потонување

Пример: IP65 (Прва цифра 6 (цврста прашина) Втора цифра 5 (Заштитени од млазници))

5.2.4. Конектори

Специјализирани приклучоци за приклучоци и приклучници обично се претходно инсталирани на каблите за модули за да се олесни монтажата. Овие конектори обезбедуваат безбедни и допирни врски. Конекторите треба да бидат правилно оценети и употребени за DC апликации. Како по правило, рејтингот на струјата и напонот треба да биде барем еднаков со оние на колото на кое се инсталирани. Конекторите треба да имаат соодветни безбедносни знаци кои предупредуваат на исклучување под оптоварување. Таквиот настан може да доведе до искрење (произведувајќи прозрачно празнење низ јазот во електричното коло) и да ги стават во опасност персоналот и опремата. Секое исклучување треба да се случи само откако колото е правилно изолирано.

5.2.5. Димензионирање на главниот DC кабел

Главниот DC кабел мора биде димензиониран така што во нормални операциони услови може да ја издржи целосната струја која стига до него. Бидејќи струјата на куса врска на ФВ системот незначително поголема од номиналната струја, нема да предизвика реагирање на прекинувачот. Како заштита од струи на заземјување, може да се користи чуствителен прекинувач за струи на заземјување.

Табела 5.4. *Електрични параметри за димензионирање на DC кабелот*

Електрични параметри	**Симбол**	**Единица мерка**
Должина на главниот DC кабел	$L_{DC\ cable}$	m’
Загуби во главниот DC кабел	$P_{DC\ cable}$	W
Напречен пресек на главниот DC кабел	$A_{DC\ cable}$	mm^2
Електрична спроводливост	k	$^{m}/_{\Omega}\mathrm{X\ mm}^2$
Номинална моќност на ФВ модулот/ системот	P_{PV}	W_p
Номинален напон на ФВ модулот/ системот	V_{MPP}	V
Номинална струја на ФВ модулот/ системот	I_n	A

Во глобала, DC главниот кабел е димензиониран 1,25 пати поголем од струјата на куса врска на ФВ системот.

$$I_{max} = 1{,}25\ x I_{SC\ PV} \tag{4.24}$$

Исто така, и при димензионирање на пресекот на кабелот треба да се земат во предвид некои работи како што се: температурниот фактор и близината на други кабли.

Кабелот се димензионира според следната формула, во која е претпоставено дека кабелот ќе има загуба на моќност од 1%.

$$A_{DC\ cable} = \frac{L_{DC\ cable} x I_n{}^2}{(v\ x\ P_{PV} - P_M) x\ k} \tag{4.25}$$

Со фактор на загуба $v = 1\ \%$ или $v = 2\%$ (кај концептот со низок напон). Пресметаната вредност на пресекот на кабелот, се заокружува на следната поголема стандардизирана вредност.

Вистинската загуба на селектираниот пресек на кабел се пресметува соодветно:

$$P_{DC\ cable} = \frac{2\ x\ L_{DC\ cable}\ x\ I_{n^2}}{A_{DC}\ x\ k} \tag{4.26}$$

$$P_{DC\ cable} = \frac{2\ x\ L_{DC\ cable}\ x\ P_{PV^2}}{A_{DC} x V_{MPP^2}\ x\ k} \tag{4.27}$$

5.2.6. Димензионирање и селекција на разводната кутија и на DC главниот прекинувач

Кај многу производители на соларни системи, разводната кутија може да се купе како веќе готова компонента. Производителите нудат и стандардни кутии кои што се погодни за стандардните типови на системи. Надворешно поставени разводни кутии треба да бидат заштитени со IP 54 и да бидат отпорни на ултравиолетова светлина. Најдобра локација за разводна кутија е место што е заштитено од дожд и од директно сончево зрачење.

Исто така, треба да има доволно терминали за сите низи. Разводната кутија треба да биде достапна за одржување. Кутии за конекција со клеми или со други погодни елементи за поврзување со терминалите се лесни за употреба.

Кај стандардните модули со струја на куса врска од 3 ампери, обично се користат 4А осигурувачи. Меѓутоа, денес се јавуваат и модули со повисоки струи на куса врска од 4А до 18А. И во согласност со ова треба да се избери и соодветен осигурувач. Осигурувачите мора да бидат дизајнирани за работа во DC режим. Диодите кои што служат за поврзување на низите се користат само кај системи со поголемо засенување со централен инвертор или кога ФВ модулите ги задоволуваат условите од Protection Class II. За заштита од пренапони одводниците на пренапон се поврзуваат на позитивен и негативен пол, со цел да се заштитат од потенцијалот на заземјување. Заради оваа причина, одводникот за заземјување е поврзан на главниот терминал за заземјување. Слично на тоа, DC изолаторот често е интегриран внатре во разводната кутија. Исто така, добро е да се има и одделен DC прекинувач директно пред инверторот. Дополнително, ова овозможува главниот DC кабел да биде заштитен. Ова во глобала претставува превенција од несакана активација некое на трето лице, при работа на инверторот.

Според стандардите, потребно е и да има пристапен осигурувач измеѓу ФВ системот и инверторот. Осигурувач со два пола е дизајниран за максимален напон на отворено коло за ФВ систем на температура од -10 степени и за 1,25% зголемена струја од номиналната.

$$I_{DCMS} 1{,}25\ X\ I_{SCPV} \tag{5.28}$$

Кога се одбира главниот DC осигурувач, мора да се води сметка дека е избран за соодветната струја. Безбедни (изолирани) конектори, функционираат како изолатори кога се без товар и не се дозволени како замена за DC главен прекинувач.

Заштитата на инверторот треба да содржи:

- Заштита од погрешен поларитет за DC кабелот,
- Пренапонска заштита и заштита од преоптоварување,
- Детекција на системи поврзани со мрежа (зависи од барањата за мрежните правила),
- Следење на изолацијата.

Вкупната хармониска изобличеност (THD) 40 е мерка за хармоничната содржина на излезот на инверторот и е ограничена од повеќето мрежни кодови. За висококвалитетни инвертери, THD е нормално да е помалку од 5 проценти. Инвертерите треба да бидат придружени со соодветен тип на сертификати за тестирање, кои се дефинирани според националните и меѓународните стандарди што се применуваат за секој проект и земја. Форматот на образецот на инверторот и информациите што треба да се вклучат се стандардизирани како што е опфатено со EN 50524: 2009: "Податоци и листа со име на фотоволтаични инвертори".

Разводната кутија за ФВ системот исто така може да биде составена од стандардни електрични компоненти, во изолирано куќиште. Кога ќе се димензионира осигурувањето, можно е да се користат терминални блокови. Позитивната и негативната страна мора да бидат видливо одделени за да се спречат струи на заземјување и струи на куси врски.

Кај големите системи се потребни повеќе ФВ разводни кутии. Кај системите со инвертор на низа, разводната кутија, може да биде изоставена, на тој начин што низата се поврзува директно на инверторот. Заштитата од пренапони се вметнува внатре во инверторот.

5.2.7. Струјни осигурувачи / минијатурни прекинувачи (MCB)

За заштита од прекумерна струја се потребни струјни осигурувачи или минијатурни прекинувачи (MCB). Тие мора да бидат наменети за работа со еднонасочна струја. Можеби ќе треба да се консултираат национални кодови и прописи при изборот и големината на осигурувачите и MCBs. Следниве упатства се однесуваат на низа осигурувачи / MCBs:

Сите низи, формирани од четири или повеќе жици, треба да бидат опремени со прекинувачи. Алтернативно, прекинувачите треба да се користат каде што грешките може да доведат до значајни обратни струи.

Бидејќи грешките може да се појават и на позитивните и на негативните страни, прекинувачите мора да се инсталираат на сите откопани кабли. За да се избегне непријатното исклучување, номиналната струја на прекинувачот треба да биде најмалку 1,25 пати поголема од номиналната струја. Треба да се консултираат национални електрични кодекси за препораки. Прегревање на прекинувачите може да предизвика триење. Поради оваа причина, разводните кутии треба да се чуваат во сенка.

Осигурувачи на низа, се најчесто користени кај ФВ системи со неколку низи, односно мораат да се користат кај системи со 4 или повеќе низи, каде струјата на грешка може да доведе до појава на големи инверзни струи. Осигурувачи или прекинувачи се користат во овој случај. Напречниот пресек на кабелот на модулот се димензионира според струјата на осигурувачот на низата. Тука дозволената максимална струја на кабелот $I_{Z\ cable}$ мора да биде поголема или иста со струјата на прекинувачот на низата:

$$I_{Z\ cable} \geq I_{astringfuse} \tag{5.29}$$

$$I_{maxstringfuse} \geq I_{Z\ cable} \tag{5.30}$$

Осигурувачот треба да биде димензиониран да може да издрже дупло поголема струја од струјата на куса врска на низата.

$$2\ \mathrm{X}\ I_{SCstring} > I_{Z\ cable} > I_{SCstring} \tag{5.31}$$

Со цел да се избегнат некои несакани последици номиналната струја на осигурувачот мора да биде 1,25 пати поголема од номиналната струја на низата:

$$I_{astringfuse} \geq 1{,}25 I_{n\ string} \tag{5.32}$$

Бидејќи дефекти можат да настанат од двете страни, осигурувачи мораат да бидат инсталирани околу сите незаземјени кабли.

5.28. Прекинувачи за еднонасочна струја (DC Switching)

Прекинувачите се инсталирани во DC делот на соларна ФВ централа за да обезбедат заштита и изолација. DC прекинувачи / исклучувања и DC прекинувачи (CBs) се дискутирани подолу.

DC прекинувачи: Праксата бара инсталација на преклопни уреди во разводни кутии со. DC прекинувачите обезбедуваат рачно средство за електрично

изолирање на целата ФВ низа, што е потребно при инсталација и одржување. DC прекинувачите мора да бидат:

- Двополни за да ги изолира и позитивните и негативните кабли со низа ФВ.
- Номинални за работа со еднонасочна струја.
- Способни за прекин под целосно оптоварување.
- Означени за напонот на системот и очекуваната максимална струја.
- Опремени со безбедносни знаци.

Прекинувач за еднонасочна струја (CB): не може да се потпре на струјни осигурувачи / MCBs за исклучување на напојувањето во случај на дефекти. Ова се должи на фактот дека ФВ модулите се уреди за ограничување на струјата, при што ISC е малку повисока од номиналната струја. Со други зборови, осигурачот не би експодирал, или MCB нема да се активира, бидејќи оштетената струја ќе биде помала од активирачката струја. Поради оваа причина, повеќето ФВ кодови и прописи препорачуваат да се инсталираат главните DC CBs помеѓу полињата на низата модули и мрежните инвертори поврзани со мрежата. Некои инверторски модели се опремени со DC CBs. Како таква, инсталацијата на дополнителни CBs може да стане излишна. Меѓутоа, мора да се консултираат национални регулативи за да се потврдат стандардите.

5.3. AC СИСТЕМ

5.3.1. AC Кабли

Каблите за AC системите треба да биде дизајнирани со цел да се обезбеди безбедно и економично средство за пренесување на енергија од инвертерите на трансформаторите и пошироко. Каблите треба да бидат оценети за правилен напон и да имаат проводници со големина, земајќи ги предвид оперативните струи и струјата на куса врска (ISC). Кога се специфицираат каблите треба да се земат во предвид следниве размислувања на дизајнот:

- Кабелот мора да биде оценет за максималниот очекуван напон,
- Проводникот треба да биде способен безбедно да го помине оперативниот и ISC,
- Проводникот треба да биде соодветно опремен за да се осигура дека загубите што ги произведува кабелот се во рамките на прифатливи граници и

дека се одржува најмал економски баланс помеѓу капиталните трошоци и оперативните трошоци (загуби),

- Проводниците треба да бидат со големина за да се избегне пад на напонот надвор од законските ограничувања и перформансите на опремата,
- Изолацијата треба да биде соодветна за околината на инсталацијата,
- Треба да се избере соодветен број на јадра (било едно или повеќе јадрени),
- Заземјувањето и поврзувањето треба да бидат соодветно дизајнирани за апликација на проектот,
- Методите за инсталација и механичката заштита на кабелот треба да бидат соодветно дизајнирани за проектот,

Каблите треба да се усогласат со релевантните IEC стандарди и соодветни национални стандарди. Примери за нив се:

- IEC 60502 за кабли помеѓу 1kV и 36kV,
- IEC 60364 за LV кабли,
- IEC 60840 за кабли со напони над 30kV и до 150kV.

5.3.2. Димензионирање на AC конекциониот кабел

При димензионирање на AC кабелот треба да се води сметка за дозволениот пад на напон од 3 %, и притоа таквиот напон да одговара со напонот на мрежата.

$$A_{AC\ cable} = \frac{2\ x\ L_{DC\ cable}\ x\ I_{n\ AC}\ x \cos\varphi}{3\% V_n\ x\ k} \tag{5.33}$$

И со симетрично трифазно напојување за симетричен трифазен AC кабел:

$$A_{AC\ cable} = \frac{\sqrt{2}\ x\ L_{AC\ cable}\ x\ I_{n\ AC}\ x \cos\varphi}{3\% V_n\ x\ k} \tag{5.34}$$

ФВ системи над 5 kV обично имаат пресек на кабелот од 6 mm^2. Кај еднофазното напојување и и еднофазните инвертори пресеците се движат од 1,5 до 6 mm^2. За да се пресметаат загубите кај соодветниот тип на кабел се користат следните формули:

$$P_{AC\ cable} = \frac{2\ x\ L_{AC\ cable}\ x\ I_{n\ AC}{}^2\ x \cos\varphi}{A_{AC\ cable}\ x\ k} \tag{5.35}$$

И кај трофазно напојување:

$$P_{AC\ cable} = \frac{\sqrt{3}\ x\ L_{AC\ cable}\ x\ I_{n\ AC}}{V_n\ x\ k\ x\ \cos\varphi}\ x\ P_n = \frac{3x\ L_{AC\ cable}\ x\ I_{n\ AC}{}^2}{A_{AC\ cable}\ x\ k} \tag{5.36}$$

Кај асиметрично трифазно напојување од од повеќе еднофазни единици, загубите на кабелот се пресметани како збир од поединечните кабли и неутралниот кондуктор.

$$P_{AC\ cable} = P_{L1} + P_{L2} + P_{L3} + P_N \tag{5.37}$$

За пресметка, се разбира, дека претходно мораат да се пресметаат P_{L1}, P_{L2}, P_{L3} и P_N. Асиметричен товар е дозволен само ако има разлика на моќност помеѓу фазите над 4,6 kVA. (германски правила).

Исто така, импеданцијата на мрежата, не треба да биде поголема од 1,25 Ω на влезот на инверторот. Ова зависи од должината (односно од точката на поврзување со мрежа) и пресекот на кабелот.

5.3.3. Преклопник за наизменична струја (AC Switchgear)

Треба да бидат вклучени соодветно рангирани расклопни и заштитни системи за да се обезбеди исклучување, изолација, заземјување и заштита. На излезната страна на инвертерите, се препорачува обезбедување на прекинувач за исклучување како средство за изолирање на ФВ низата. Соодветниот тип на разводни уреди ќе зависи од напонот на работа. Преклопникот до 33kV е веројатно да биде внатрешено метален, кабина со гас или воздух, изолирани автобуски шипки и вакуум или SF6 прекинувачи. За повисоки напони, најпосакуваниот избор може да биде надворешно расклопување со изолација во воздухот или, гасна изолација за внатрешно расклопување.

Сите преклопници треба:

- Да се во согласност со релевантните IEC стандарди и национални кодекси,
- Да се со јасно покажани позиции ON и OFF со соодветни етикети,
- Да имаат можност да се осигураат со заклучување во положбата за исклучување / заземјување,
- Да се оценува за струја и краток спој,
- Да се оценети за правилниот работен напон,
- Да се обезбедени со соодветно заземјување.

5.4. ЗАШТИТНО ЗАЗЕМЈУВАЊЕ И ЗАШТИТА ОД ПРЕНАПОНИ

Заземјувањето треба да биде обезбедено како средство за заштита од електричен удар, опасност од пожар и молња. Со поврзување на земјата, се спречува акумулацијата во системот за време на електрична бура. Заземјувањето на соларна ФВ централа опфаќа следново:

- Заземјување на рамката,
- Заземјување на системот (заземјување на DC жица),
- Заземјување на инверторот,
- Молња и пренапонска заштита.

Треба да се земат во предвид националните кодови и прописи и специфичните карактеристики на локацијата при дизајнирање на заземјувачкиот раствор. Решението треба да биде дизајнирано да го намали ризикот од електричен шок кај луѓето на лице место и ризикот од оштетување и пожар за време на дефект или удар на гром. Целата ФВ централа и електричната просторија треба да бидат заштитени од молња. Системите за заштита вообичаено се засноваат на раните емисии на издувни гасови и на воздушни терминали на гром. Воздушниот терминал ќе биде способен да ракува со повеќе удари од струја на молња и по инсталацијата треба да биде без потреба од одржување. Овие воздушни терминали ќе бидат поврзани со соодветните станици за заземјување. Потоа, ќе се формира мрежа за заземјување, која ги поврзува сите станици за заземјување преку потребните галванизирани ленти од железо. Аранжманите за заземјување на секоја локација ќе се разликуваат, во зависност од бројни фактори:

- Национални барања за електрична енергија,
- Упатства за инсталација за производители на модули,
- Системски барања за монтирање,
- Барања за инверторот,
- Ризик од молња.

Додека проектантот на системот мора да одлучи за најсоодветниот аранжман за заземјување за соларна ФВ централа според барањата специфични за локацијата, може да се следат општите упатства дадени подолу:

- Приземните прачки треба да бидат поставени блиску до разводни кутии. Земјените електроди треба да бидат поврзани меѓу заземјувањето и држачот во разводна кутија,
- Треба да се одржува континуирана патека на земјата низ целата низа на ФВ,
- Каблите треба да се колку што е можно пократки,

- Уредите за спречување на пренапони можат да се инсталираат на крај на инверторот на DC кабелот и во кутиите со низа на решетки,
- Многу инверторски модели вклучуваат внатрешни детектори за пренапони. Исто така, може да се побараат одделни дополнителни уреди за пренапонска заштита.

5.5. ПОВРЗУВАЊЕ СО ЕЛЕКТРО ЕНЕРГЕТСКИОТ СИСТЕМ

Соларните модули треба да ги исполнат барањата на мрежната компанија за мрежата на која ќе извезуваат електрична енергија. Техничките барања за поврзување обично се дадени во мрежните кодови, кои ги објавува мрежната компанија и покриваат теми, вклучувајќи планирање, поврзување и функционирање на централата. Мрежните кодови се разликуваат по земја и може да вклучуваат:

- Ограничувања на хармоничната емисија,
- Ограничувања на напонот,
- Ограничувања на варијациите на фреквенцијата,
- Барања за извоз на реактивна енергија,
- Регулација на напон,
- Барања за ниво на грешка,
- Заштита на системот.

Покрај исполнувањето на барањата за код на мрежата, мрежната компанија може да побара барања за спецификации за локацијата доколку има невообичаени мрежни услови на точната локација. При дизајнирање на решение за мрежно поврзување, треба внимателно да се разгледаат следните ограничувања:

Планирање: Распоредот за поврзување на мрежите ќе влијае на планираниот датум на енергизација и генерации цели. Клучни електрични компоненти, како што се трансформатори, може да имаат долги периоди за испорака. Локацијата на добавувачите и најверојатното време за инсталирање треба да се испитаат во фазата на планирање и внимателно да се разгледаат во планот на проектот. Во прилог на локалните работи за поврзување, пошироките надградби на мрежата и модификациите надвор од точката на поврзување можат да имаат значајно влијание врз датумот на комерцијално работење. Прашањата за поврзување зависат од ситуација и обично се надвор од сферата на влијание на инвеститорот. Затоа е важно комуникацијата да се воспостави со релевантните мрежни компании и да се

превземат дискусии со цел целосно да се разберат импликациите и временските рокови вклучени во локалните и регионалните приклучоци.

Напон на поврзување: напонот за поврзување мора да биде соодветен за капацитетот на централата. Различните напони за поврзување ќе повлечат различни трошоци за електричната опрема, како што се приклучните уреди и трансформатори, како и спецификациите на проводниците. Различните поврзувачки напони можат да влијаат и на времето потребно за да се обезбеди врската. Прекумерното полнење на локалната опрема за пренос или дистрибуција, како што се надземни водови или енергетски трансформатори, може да доведе до нестабилност во мрежата. Во овој случај, напонот и фреквенцијата на мрежата може да паднат надвор од работните граници на инвертрите и може да резултира со прекин на станицата. Во помалку развиените регионални мрежи, ризикот од прекини предизвикани од мрежната нестабилност треба да биде оценет од страна на проектантите со давање оценка на квалитетот на мрежата. Недостатокот на ваква евалуација може да има сериозни влијанија врз економијата на проектот и да резултира со прекини кои ги надминуваат естимациите кои беа користени во финансискиот модел на проектот.

5.6. КРИТЕРИУМИ ЗА КВАЛИТЕТ

Кабелот за наизменична струја треба да го обезбеди реномиран производител акредитиран со ISO 9001. Кабелот треба да има:

- Сертификација на тековни IEC и национални стандарди како што се IEC 60502 за кабли помеѓу 1kV и 36kV, IEC 60364 за LV кабли и IEC 60840 за кабли за напон над 30kV и до 150kV,
- Испитување на тип по соодветни стандарди,
- Минимален гарантен рок од две години,
- Очекуваниот животен век барем еднаков на животниот век на проектот,
- Ултравиолетово (УВ) зрачење и отпорност на временски услови (ако се поставени на отворено без заштита),
- Механичка отпорност (на пример, компресија, напнатост, виткање и отпорност од животните).

АС разводникот треба да биде обезбеден од реномиран производител акредитиран во ISO 9001 и треба да има:

• Сертификација на тековните IEC и соодветни национални стандарди како што се IEC 62271 за HV разводни уреди и IEC 61439 за LV разводни уреди.

- Испитување на тип по соодветни стандарди,
- Минимален гарантен рок од две години,
- Очекуваниот животен век барем еднаков на животниот век на проектот,

Трансформаторите треба да ги обезбедат реномирани производители акредитирани на ISO 9001 и треба да имаат:

- Сертификација до IEC и соодветни национални стандарди како што се IEC 60076 за енергетскиот трансформатор, IEC 60085 за електрична изолација и IEC 60214 за менувачи,
- Испитување на тип по соодветни стандарди,
- Минимален гарантен рок од две години,
- Очекуваниот животен век барем еднаков на животниот век на проектот,
- Ефикасност од најмалку 96 проценти.

5.7. ТЕХНИЧКИ КАРАКТЕРИСТИКИ И ПЕРФОРМАНСИ НА ФОТОВОЛТАИЧЕН СИСТЕМ

Како појдовна точка при дефинирање на перформансите на системот се разгледува фотоволтаичниот модул со неговата номинална еднонасочна моќност (P_{dc}), која е дефинирана при стандарни услови на испитување: зрачење од едно сонце (1000 W/m^2) и 250˚C температура на фотоволтаичните ќелиите. Излезната наизменична моќност на целата низа која е на располагање при полно сончево зрачење (P_{ac}) е помала и може да се одреди како:

$$P_{ac} = \sum P_{DC} \cdot \eta_{sistem} \tag{5.38}$$

каде што $\sum P_{DC}$ е вкупна моќност на целата низа добиена како збир на номиналните моќности на поедините модули, а η_{sistem} е коефициент кој ги вклучува загубите на инверторот, загуби поради нечистотија на модулите и загуби поради несовпаѓање на карактеристиките.

Иако фотоволтаичните модули имаат номинална моќност и ист напон на отворено коло, сепак немаат исти I-U карактеристики. Поради тоа вкупната моќност на целата низа е помала од збирот на моќностите на поединечите модули. Овие загуби на моќност изнесуваат неколку проценти. Поголемо влијание врз

намалувањето на моќноста има температурата на фотоволтаичната ќелија. Во фотоволтаичното поле ќелиите работат на температура која е доста повисока од 250˚C, при што за секој покачен степен, моќноста опаѓа за 0,5% .

Во предвид треба да се земе и ефикасноста на инверторот која зависи од оптоварувањето. За моќности поголеми од 15-20% од номиналната моќност на инверторот, ефикасноста е речиси константна и се движи околу 90%.

Според некои направени испитувања на фотоволтаични системи кои работеле во реални услови, излезната моќност се движела помеѓу 53-75% од номиналната моќност на модулите. Проценката на карактеристиките на фотоволтаичниот систем ги вклучува техничките карактеристики на фотоволтаичната низа и инвертор и локалните податоци за нивото на глобално сончево зрачење. Со овие податоци лесно може да се одреди дневната електрична енергија која може да се добие од фотоволтаичен систем.

$$\mathrm{E} = P_{ac} \cdot t_{peak} \tag{5.39}$$

На тој начин, со систематизирани пресметки можат да се добијат дневните, месечни и годишни енергии кои можат да се очекуваат од некој фотоволтаични систем поставен на одредена локација.

Општо фотоволтаичните (PV) системи можат да се поделат во група на автономни фотоволтаични системи и системи врзани на мрежа. Кај автономните системи производството и потрошувачката на електрилна енергија во системот треба да бидат избалансирани. Поради фактот што производството на енергија зависи од временските услови кај автономните системи потребно е дополнителен систем за складирање на енергија односно (батерии). Ваквите системи често се поддржани од дополнителни извори на напојување како што се ветрогенераторите, ваквите системи се нарекуваат хибридни фотоволтаични системи.

5.7.1. Пресметување на специфичната излезна моќност

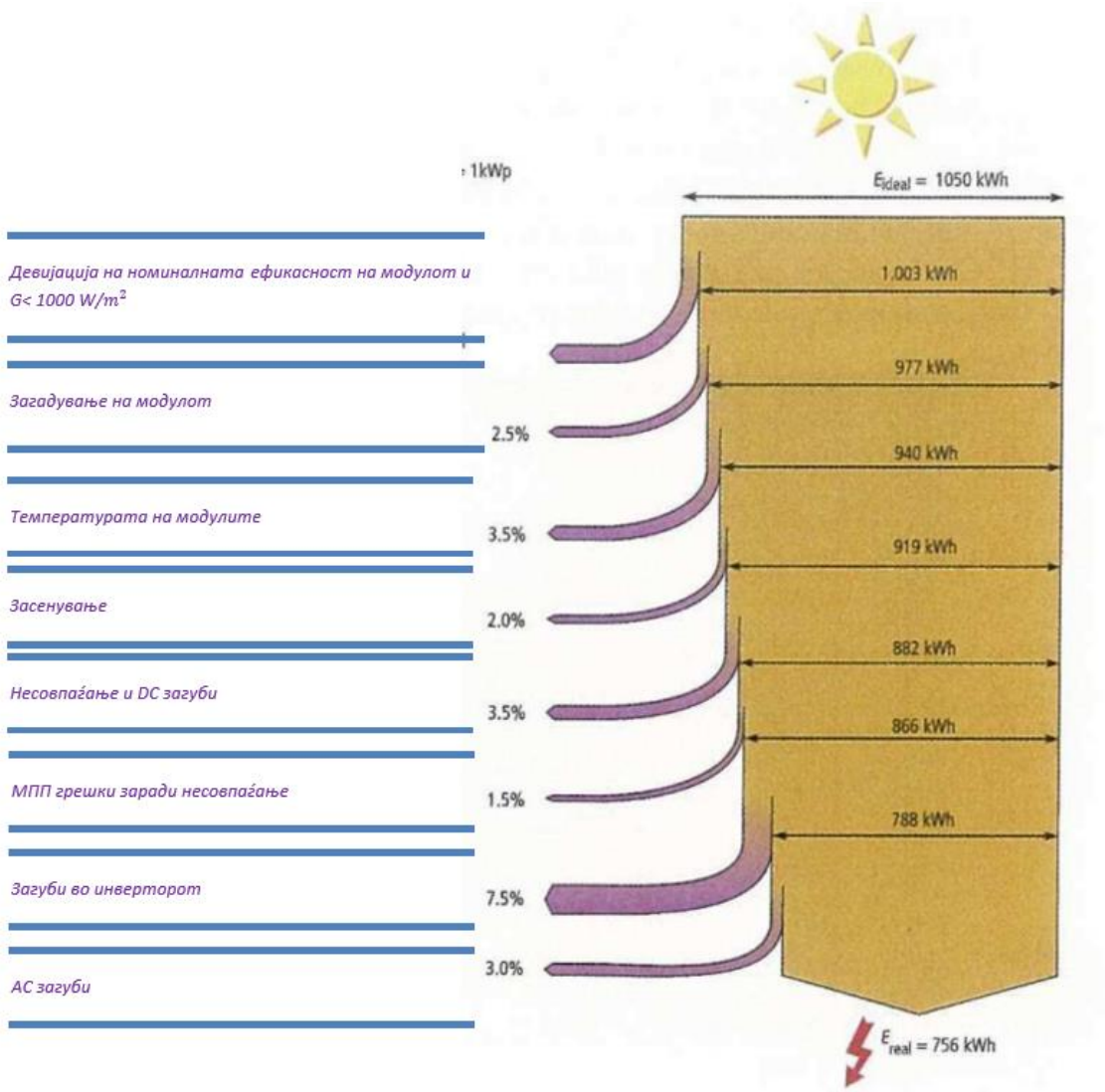
За да може да се направи предвидување на специфична излезна моќност (за да може да се процени колкава ќе биде излезната моќност на еден систем годишно), треба да се процени ефикасноста на локацијата и на целиот систем генерално. За да се направи ова, индивидуалните фактори на загуба се додаваат на теоретски очекуваната електрична енергија од системот, E_{ideal}.

Како мерка за квалитетот на инсталацијата, параметар кој е независен од локацијата се користи соодносот на перформансите. Соодносот на перформансите (PR) е дефиниран како сооднос помеѓу вистинската излезена енергија и номиналната енергетски потенцијал на ФВ генераторот (излезна моќност во

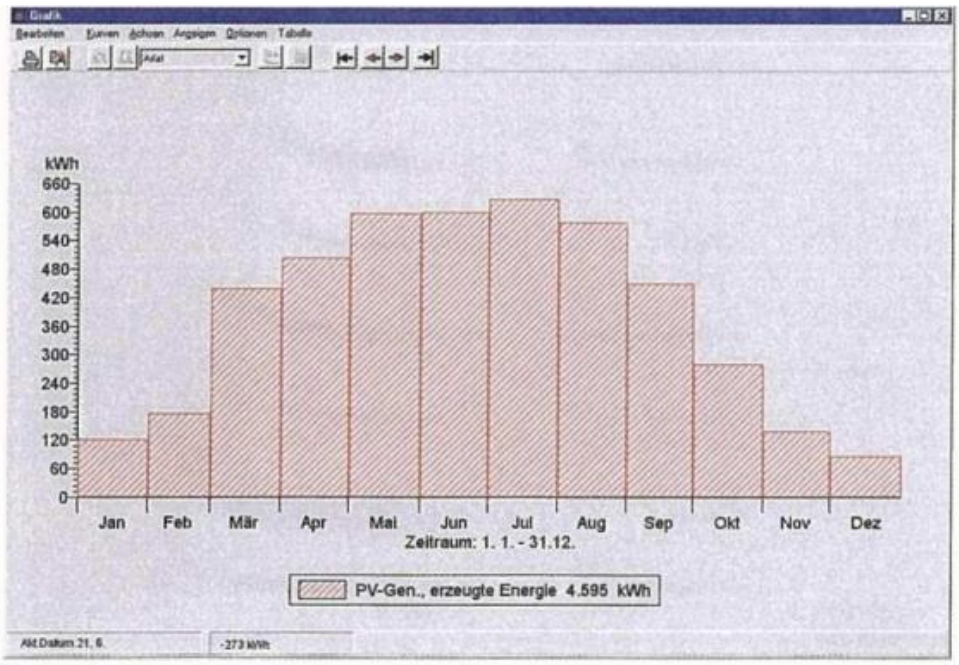
идеални услови). PR е индикатор на колку всушност од целиот капацитет на ФВ генераторот може да се искористи.

$$PR = \frac{E_{real}}{E_{ideal}} \tag{5.40}$$

Теоретски очекуваната излезна моќност е всушност E_{ideal}. Таа е производ од сончевото зрачење на површината на модулите A_{PV} и ефикасноста на модулите.



Слика 5.2. Дијаграм за загуби на енергија кај мрежно поврзани ФВ системи



Слика 5.3. Предвидување на специфичниот принос со помош на симулација на PV* SOLI програмата

Соодносот на перформансите (PERFORMANCE RATIO – PR) е параметар што најчесто се користи за мерење на перформансите на ФВ централа. Обично се изразува како процент, ПР обезбедува репер за споредба на централите во одредено време, независно од капацитетот на централата или соларниот ресурс. ФВ централа со висок ПР е поефикасна во претворањето на сончевото зрачење во корисна енергија. ПР се дефинира како сооднос помеѓу излезниот АС принос и теоретскиот принос што би бил генериран од ФВ централата ако модулите го претворат зрачењето добиено во корисна енергија според нивниот номинален капацитет. Целосна та дефиниција на ПР е дадена во IEC 61724 "Мониторинг на перформансите на фотоволтаичен систем-Насоки за размена на податоци и анализа на мерните податоци.

$$E_{ideal} = g_{PV} X\, \eta\, X\, A_{PV} \tag{5.41}$$

Затоа што

$$\eta = \frac{P_{PV}}{1000^{W}/_{m^2} X\, A_{PV}} \tag{5.42}$$

или PR може да биде пресметан поедноставно како:

$$PR = \frac{E_{real}}{g_{PV}} \tag{4.37}$$

каде што E_{real} е специфичниот годишен соларен принос измерен на излезот на системот како однос на kWh/ kWp.

Треба да се има во предвид дека g_{PV} е специфичното зрачење на навалена површина а не целосното хоризонтално зрачење.

Зрачењето на накосена површина е пресметано според просечното повеќегодишно зрачење за таа локација на хоризонтална површина и потоа конвертирано за одредениот агол. За таа цел, симулационите програми често користат месечни вредности од 20 години, кои потоа се конвертираат со соодветни методи.

Просечните вредности измерени од метеоролошките станици се базирани на мерења на пиранометри од метеоролошки станици или од вредности снимени од сателит.

Во некои случаи, мониторинг системот го мери зрачењето директно и од навален панел. Температурно- компензациони ФВ сензори се користат за таа цел. Заради спектралната девијациа на ФВ сензорот, измерените вредности се нешто помали од оние кога се користи пиранометар . Сепак, овој начин на мерење, базиран на локално зрачење е попрецизен, отколку кога се користат метеоролошките услуги, но има тенденција да покаже поголем сооднос на перформансите. Најточни резултати се добиваат кога се користат квалитетни пиранометри кои што ќе можат редовно да се чистат и калибрираат.

Соодносот на перформансите ни овозможува и споредба помеѓу ФВ системите поставени на различни локации. За да се проценат техничките квалитети на системот, треба да бидат детектирани загубите заради засенување и отстранети од равенката. Корисниците очекуваат и предвидување на приносот. Користењето на симулациони програми за одредување на специфичниот принос во последно време прерасна во практика.

Доколку не се користи симулациона програма, дијаграмот на зрачење на соодветната локација може да ни обезбеди одредена проценка. Кога се користи дијаграм на зрачење, годишното зрачење g_{PV} на ФВ системот е пресметан според азимутот и накосувањето. Ако има и засенување, загубите заради сенка мораат да бидат да бидат одземени од зрачењето. Помножено со соодносот на перформансите, го дава годишниот принос во kWh/kWp

$$E_{real} = g_{PV} X PR \left(\frac{kWp}{m^2}\right) \tag{5.44}$$

Во зависност од квалитетот на инсталацијата, соодносот на перформансите се движи помеѓу 70-85 %. Многу добар систем ќе постигне дури и повисок коефициент.

За да се споредат повеќе ФВ систем, треба да се земи во предвид kWh/kWp и соодносот на перформансите. Друга променлива која треба да се земи во предвид и бројот на часови кои што централата работи со полн капацитет, или final yield factor FY. Тој всушност ни кажува колкава е годишната излезена енергија, односно енергијата поделена со номиналната моќност ќе ни го даде бројот на активни часови.

5.7.2. Фактор на капацитет

Факторот на капацитет на ФВ централа (обично изразен како процент) е соодносот на вистинскиот излез во текот на еден период од една година и нејзиниот излез, ако тој работел со номинална моќ преку целата година, како што е опишано со формулата:

$$CF = \frac{Energygeneratedperannum(kWh)}{8760\left(\frac{hours}{annum}\right)\cdot InstalledCappacity(kWp)} \tag{5.45}$$

Употребата на терминот "фактор на капацитет" е поредок во соларната индустрија отколку "специфичниот принос". Факторот на капацитет и специфичниот принос се едноставно поврзани со факторот 8760. Факторот на капацитет на ФВ централа со фиксен наклон може да варира од 12 проценти до 24 проценти во зависност од соларниот ресурс и соодносот на перформансите на ФВ централата. Во Германија, факторот на капацитет од 12 отсто може да биде типичен. Поголем фактор на капацитет во регионот од 16 отсто може да има во јужна Шпанија, која има повисок сончев ресурс. За Тајланд и Чиле факторите на капацитет може да бидат во интервал од 18 отсто до 22 отсто, соодветно. 5MWp централа во Чиле ќе генерира еквивалентна енергија со ФВ централа од 1,1 MW со непрекинато функционирање.

Преглед на приноси на енергијата

"Специфичниот принос" (kWh/kWp) е вкупната годишна енергија произведена по kWp инсталирана. Често се користи за да помогне да се одреди финансиската вредност на една ФВ централа и да се споредат оперативните резултати од различни технологии и системи.

Специфичниот принос на ФВ централа зависи од:

- Вкупното годишно зрачење кое паѓа на колекторската површина. Ова може да се зголеми со оптимално поместување на модули или употреба на технологија за следење(со тракери),
- Перформансите на модулот, вклучувајќи ја чувствителност на високи температури и ниски нивоа на светлина,
- Системски загуби, вклучувајќи прекини во работа на инвертерот.

Некои производители на модули бараат многу повисоки приноси на енергија kWh/kWp за сопствените производи во однос на нивните конкуренти. Сепак, дивергенцијата помеѓу фактичката врвна моќност и номиналната моќност и корекцијата за други техничките нарушувања исто така треба да се земат предвид.

Важен чекор во оценувањето на изводливоста на проектот и привлекувањето на инвеститорите е да се пресмета приносот на електричната енергија што се очекува од ФВ централа. Предвидувањата на енергетскиот принос обезбедуваат основа за пресметување на приходите од проектот. Целта е да се предвиди просечната годишна потрошувачка на енергија за времетраењето на предложената електрана, обично од 25 до 30 години. Точноста потребна за предвидување на енергетскиот принос зависи од фазата на развој на проектот. На пример, прелиминарната ознака на енергетскиот принос може да се изврши користејќи податоци за сончевите ресурси и претпоставениот сооднос на перформанси (PR- Performance ratio) од номиналните вредности веќе видени во постоечките проекти. За попрецизно предвидување на приносите на електрична енергија, софтверот треба да се користи со детални спецификации на постројки како влезни параметри, тродимензионално моделирање на изгледот и детална пресметка на загубите на засенчување со симулација на време-чекор. За прецизно да се процени енергијата произведена од ФВ централа, потребни се информации за соларните ресурси и температурните услови на локацијата, покрај распоредот и техничките спецификации на компонентите постројката. Софистицираниот софтвер често се користи за моделирање на комплексната игра на температура, зрачење, засенчување и ладење предизвикани од ветер на модулите. Додека голем број на софтверски пакети можат да го предвидат енергетскиот принос на ФВ централа на основно ниво, финансиерите генерално бараат предвидување на енергетскиот принос што го спроведува соодветен технички експерт. Вообичаено, постапката за предвидување на енергетскиот принос на ФВ централа со користење на временски чекор (час или под-час) симулациски софтвер ќе се состои од следниве чекори:

- Набавка на моделирани или измерени податоци за животната средина, како што се сончевото зрачење, брзина на ветерот и температурата од метеоролошките станици или сателитски извори (или комбинација од двете). Ова резултира со временска серија на "типично" зрачење на хоризонтална

рамнина на местото на локацијата, заедно со типични услови во животната средина.

- Пресметување на инцидентот на зрачење на наваленатa колекторска рамнина за одреден временски чекор.
- Моделирање на перформансите на централата во однос на различното зрачење и температура за пресметување на предвидување на енергетскиот принос во секој чекор.
- Примена на загуби со користење на детално познавање на инвертори, ФВ модули и трансформатори карактеристики, распоред на локацијата и конфигурацијата на модулите , DC и AC кабли, прекини, помошна опрема и карактеристики на загадување.
- Примена на статистичка анализа на податоците за ресурсите и проценка на несигурноста во влезни вредности за да се изведат соодветни нивоа на несигурност при предвидување на крајната енергија.

На крајот од ова поглавје е вклучена листа за проверка која ги опфаќа основните барања за проценка на енергетскиот принос. Следните делови ги сумираат главните чекори потребни за пресметување на електричната енергија што се очекува од соларна ФВ централа.

Зрачење на површината на модулите

Со цел да се предвиди соларниот ресурс во текот на целиот работен век на проектот, неопходно е да се анализираат историските податоци за локацијата. Овие податоци обично се даваат за хоризонтална рамнина. Претпоставката е дека идниот сончев ресурс ќе ги следи истите модели како и историските вредности. Историски податоци може да се добијат од мерењата на земјата или од податоци добиени од сателитите.Се преферираат податоци во часови или подчасови, чекор по чекор. Статистичките техники може да се користат за претворање на просечните месечни вредности во симулирани часовни вредности ако тие не се веднаш достапни.

Моделирање на перформансите

Софистициран софтвер за симулација се користи за предвидување на перформансите на ФВ централа во временски чекори за сет на услови во типична година. Ова овозможува детална симулација на ефикасноста со која ФВ централа го претвора сончевото зрачење во наизменична струја и загуби поврзани со конверзијата. Додека некои од овие загуби може да се пресметаат во рамките на симулациониот софтвер, други се базираат на екстраполации на податоци од слични ФВ централи и анализа на условите на локацијата. Постојат неколку софтверски пакети за соларни ФВ модели кои се достапни на пазарот, кои се

корисни аналитички алатки за различни фази на работниот век на проектот. Овие пакети вклучуваат PVSyst, PV * SOL, RETScreen, HOMER, INSEL, Archelios и Polysun, меѓу другите. За оценките на енергетскиот принос од банка, PVSyst стана еден од најшироко користени во Европа и во други делови на светот, поради неговата флексибилност и способност за прецизно моделирање за обем на ФВ централи. Извештаи за предвидување на енергетскиот принос треба да се разгледаат и (идеално) да се измери секоја од овие загуби.

Резултати за предвидување на приносите

Предвидениот годишен принос на електрична енергија може да се изрази во даден интервал на доверба. P90 вредност е годишно предвидување на принос на електрична енергија што ќе се надмине со веројатност од 90 проценти; P75 е предвидување на приносот на електрична енергија да биде надминат со веројатност од 75 проценти; и P50 е предвидување на принос на електрична енергија кој ќе биде надминат со 50 проценти веројатност. Добар квалитет на извештаи за принос на принос на електрична енергија од "банкарска класа" ќе им даде на прогнозите за енергија на P50 и P90 вредности како минимум. Проектите обично имаат структура на финансирање која бара од нив да извршат сервисирање на долг еднаш или двапати годишно. Според тоа, годишната неизвесност во ресурсот е земена во предвид со изразување "една година P90". "Десетгодишната P90" ја вклучува неизвесноста во ресурсот, бидејќи се менува во период од десет години. Точниот услов ќе зависи од финансиската структура на конкретната постројка и од барањата на финансиската институција.

Табела 5.5. *Преглед на загуби и опис*

Загуби	Опис
Загадување на воздухот	Соларниот ресурс може значително да се намали на некои локации поради загадувањето на воздухот од индустријата и земјоделството. Загадувањето на воздухот го намалува инцидентот на соларното зрачење на модулот и со тоа ја намалува излезната моќност. Ова е позначајно во урбаните, особено во поново развиените земји.
Прашина и птичји измет	Загубите поради прашина и птичји измет зависат од условите на животната средина, фреквенцијата на дожд и стратегија на чистењето како што е дефинирано во договорот за O & M. Оваа загуба може да биде релативно голема во споредба со другите загуби. Таа има потенцијал да достигне до 15 проценти годишно и потенцијално повисоко во пустините, но обично е помалку од 4 отсто, освен ако има невообичаено висок притисок или проблеми од снег што не се решава на модулите подолго време. Овие

Загуби	Опис
	загуби може да бидат пониски за модули со висок агол на навалување, бидејќи наклонетите модули ќе имаат поголема корист од природното чистење на дождовница. Системите за следење обично запишуваат слични загуби како фиксни системи. Како што оваа загуба имаат значајно влијание врз ПР, се препорачува да се консултира експерт за да се измери загубата.
Засенчување	Загубите од засенчување се случуваат поради планините или зградите на далечниот хоризонт, меѓусебното засенчување помеѓу редовите на модулите и засенчување поради дрвја, згради, пилони или надземни водови. За да се моделираат загубите во близина на засенчување точно се препорачува софтвер да се создаде 3D застапеност на централата и пречки во засенчување во рамките на моделирањето. Оваа загуба потенцијално може да биде прилично голема, така што е важно централата да се моделира точно.

6. ТЕХНИЧКИ ПРОЦЕДУРИ ЗА ПОДГОТОВКА НА ПРОЕКТНАТА ДОКУМЕНТАЦИЈА И ПРОЦЕСОТ НА НАБАВКИ

Постојат голем број на барања кои треба да бидат вклучени како дел од проектната документација. Тие вклучуваат:

- Табели со податоци за модулите (модулите), инверторите, монтажниот систем и други компоненти на системот.
- Дијаграми за поврзување, вклучувајќи ги како неопходни информациите наведени во Табела 6.1.
- Цртежи на распоред што го прикажуваат проредот на линии и локацијата на инфраструктурата на локацијата.
- Цртежите на монтажната конструкција со структурни пресметки разгледани и заверени од овластен инженер.
- Детална проценка на ресурсите и предвидување на енергија.
- Изготвен извештај кој ќе содржи информации за локацијата, карактеристиките на локацијата, сончевиот ресурс, проектантската работа, предвидување на енергетскиот принос и резиме на резултатите од геотехничкото истражување.

Табела 6.1. *Потребни барања за дијаграм на кабли*

Секција	Задолжителни метали
Низа	Панел тип (и) Вкупен број на панели Броој на низи Панели по низа
Информации за ФВ стринг	Спецификација на струјни кабли-големина и тип Заштитен уред од прекумерна струја спецификации (каде што се вградени) тип и напон / тековни рејтинзи Тип на диода со блокирање ако е релевантно.

Секција	Задолжителни метали
Електрични детали за низа	• Спецификации на главниот кабел на уредот – големина и тип. • Локации на раводни кутии на Array (каде што е применливо) • Тип на изолатор за еднонасочна струја локација и рејтинг (напон/струја) • Заштитни уреди со прекумерна струја (каде е примамливо) • Тип, локација и рејтинг (напон/струја).
Заземјување и заштита уреди	• Спецификации на главниот кабел на уредот – големина и тип • Локација на разводни кутии на низа (каде што е применливо) • Тип на изолатор за еднонасочн струја локација и рејтинг (напон/струја) • Заштитни уреди со прекумерна струја (каде е применливо) • Тип, локација и рејтинг (напон/струја)
АС систем	• Локација, тип и рејтинг на АС изолатор. • Локација на заштитен уред за заштита од прекумерна струја, тип и рејтинг • Локација на резидуалната тековна локација, напишете и рејтинг (каде е вграден) • Мрежни детали за поврзување и мрежен код барања.
Собирање податоци и комуникациски с-м	• Детали за протоколот за комуникација • Барања за каблирање • Сензори и регистрирање на податоци.

Случај: Пример за лош проект

Многу е поевтино и побрзо да се поправат грешките во проектот пред изградбата отколку за време или по изградбата. Затоа, од витално значење е да се примени соодветна техничка експертиза за секој аспект на проектирање на ФВ централата. Доколку инвеститорот не ја има потребната експертиза, тогаш треба да биде ангажиран соодветно искусен технички советник. Без оглед на нивото на експертиза, добра практика е да се спроведе целосна, независна техничка анализа на проектот пред да започне изградбата. Ова ќе биде основен услов ако се бара финансирање.

Како пример, разгледајте ги грешките што независните технички консултанти ги идентификуваа со проектот од 5MWp кој беше изграден во Индија во 2010 година:

Основи:

- Основите на потпорните структури се состоеја од бетонски столбови, лиени на самото место, со челични арматурни шипки и челични навојни четки за фиксирање на основните плочи на потпорната конструкција. Овој тип на основа не се препорачува поради вродена тешкотија во точното усогласување на многуте мали фондации.
- За фиксирачките прачки е користен благ челик. Бидејќи благиот челик е склон кон корозија, би биле пожелни фиксирачки прачки од нерѓосувачки челик.
- Структури за поддршка:
- Структурите за поддршка беа неправилно испланирани за товарите што требаше да ги носат. Особено, потпората значително се распадна под оптоварувањето на модулите. Структурите за поддршка треба да бидат проектирани да издржат ветер и други динамички оптоварувања во текот на целиот животен век на проектот. Потребна е голема реконструкција за да се надоградат дополнителни потпори.
- Поддржувачката структура не беше прилагодлива затоа што не беше вклучен механизам за да се овозможи прилагодување на позиционирањето на модулите. Комбинацијата на изборот на типот на основата и изборот на структура за поддршка доведоа до големи проблеми кога станува збор за усогласување на сончевите модули до потребниот агол на навалување.

Електрика:

- Диодите во низа се користеа за заштита на колото, наместо да има низа со осигурувачи / MCBs. Тековната најдобра пракса е да се користат низа

осигурувачи / MCBs, бидејќи диодите предизвикуваат пад на напонот и загуба на енергија, како и повисока стапка на неуспех.

- Во кутиите за комбинирање не е обезбедена заштита. Ова значи дека за било каква грешка која се случува меѓу низата и DC распределените табли (DBs), DBs ќе трошат далеку повеќе од модулите отколку што е потребно.
- Прекинувачите без прекин биле вклучени во комбинирачките кутии пред DBs. Ова значеше дека не беше можно да се изолираат поединечни низи за инсталација или одржување.

Наведените грешки наведени погоре покриваат широк спектар на прашања. Сепак, основната лекција е дека од витално значење е да се примени соодветна техничка експертиза за секој аспект во проектот на централата преку внатрешна или стекната техничка експертиза. Независно техничко испитување треба да се спроведе на проектот пред изградбата.

Подолу се детални листи за проверка на основните барања и процедури за разгледување на проектот на централата. Тие се наменети да им помогнат на проектантите на соларни ФВ централи за време на развојната фаза на ФВ проектот.

Контролна листа за избор на ФВ модули

1. **Проверка на идентификација на снабдувачот и проверка на неговите референци.**
2. **Стекнати Сертификати.**
3. **Условите за гаранција за производ и моќност во согласност со пазарните**
4. **стандарди.**
5. **Обезбедена гаранција од трета страна (доколку е достапно).**
6. **Технологија погодна за условите на животната средина (на пример, високи температури, дифузно зрачење, влажност).**
7. **Технологија погодна за услови на засенчување (број на диоди).**
8. **Толеранција на енергија во согласност со пазарните стандарди.**

- Контролна листа за избор на инвертер
- Соодветен капацитет за големината на проектот.
- Компатибилен со националниот мрежен код.
- Проверка на идентификација на снабдувачот и проверка на неговите референци.
- Стекнати Сертификати.
- Условите за снабдување со производи во согласност со пазарните стандарди.
- Технологија и модел соодветен за условите на животната средина (на пр., На отворено / затворен простор, високи температури, опсег на MPP).
- Компатибилност со модули со тенок филм (трансформатор или трансформаторски инвертер).
- Ефикасност во согласност со пазарните стандарди.

Контролна листа за избор на трансформатор

- Соодветен капацитет за големината на проектот.
- Компатибилност со националните мрежни правила.
- Проверка на идентификација на снабдувачот и проверка на неговите референци.
- Стекнати Сертификати.
- Услови за гаранција на производот во согласност со пазарните стандарди.
- Погоден за условите на околината (на пример, отворен / затворен, температура на околина и надморска височина).
- Ефикасност во согласност со пазарните стандарди.
- Загубите со оптоварување / без оптоварување во согласност со пазарните стандарди.

Контролна листа за избор на конструкцијата за монтирање

- Проверка на идентификација на снабдувачот и проверка на неговите референци.
- Стекнати Сертификати.

- Услови за гаранција на производот во согласност со пазарните стандарди.
- Погоден за состојбите во животната средина и почвата (термичка експанзија, морска атмосфера, киселост на почвата).

Контролен список за општ дизајн

- Агол на навалување и ориентација на ФВ низа погодна за географската локација.
- Интер-ред растојание погодно за локацијата.
- Засенување од блиските објекти и вклучена соодветна зона (buffer zone).
- Големина на ФВ низа погодна за инверторот под услови на животната средина.
- Големина на инвертерот погодна за големината на ФВ низата (сооднос на моќност и опсег MPP на инверторот).
- Трансформатор со правилна големина.
- Комбинирани кутии (IP рејтинг) погодни за условите на животната средина.
- Кабел за еднонасочна струја и наизменична струја правилно поставени
- Опрема за заштита од LV и HV (осигурувачи и прекинувачи) со правилна големина.
- Соодветна заштита од заземјување и осветлување дизајнирана за специфични услови на локацијата.
- Градежни работи (основи, одводнување) погодни за еколошки ризици.
- Систем за следење во согласност со пазарните стандарди.
- Систем за безбедност во согласност со пазарните стандарди и прифатен од осигурителниот оператор.

6.1. ДОЗВОЛИ, ЛИЦЕНЦИРАЊЕ И ВЛИЈАНИЕ ВРЗ ЖИВОТНАТА СРЕДИНА

Постапките за дозволи и лиценцирање се разликуваат во зависност од локацијата и големината на централата. За мали фв инсталации условите за

дозволи често се поедноставени и добиени на ниво на локална власт. Меѓутоа, големите централи може да имаат пообемни барања кои се утврдени на национално или регионално ниво.

Барањата за дозволи и лиценцирање за соларни ФВ централи варираат во голема мера од земја до земја и во различни земји од регионот. Затоа, важно е да се воспостават соодветни закони / прописи и придружни дозволи кои ќе бидат потребни за проектот, со соодветно планирање / владин орган. Со цел да се обезбеди проект кој ќе биде прифатлив за меѓународните институции (на пример, за да се овозможи финансирање), треба да се спроведат еколошки и социјални проценки во согласност со барањата на клучните меѓународни стандарди и принципи, имено, Принципите на Екваторот и стандарди за работење на IFC (IFC PS). Исто така, треба да се почитуваат националните стандарди, кои може да бидат построги од барањата на заемодавачот. Листата на основните барања и процедури за дозволи и лиценцирање е на крајот од Точка 7. Следните делови ги опишуваат барањата за дозволи и лиценцирање.

Дозволи и лиценци

Постапките за дозволи и лиценцирање се разликуваат во зависност од локацијата и големината на централата. За мали ФВ централи, режимите за дозволи често се поедноставени и добиени на ниво на локална власт.

Меѓутоа, големите ФВ централи може да имаат пообемни барања кои се утврдени на национално или регионално ниво. Клучните дозволи, лиценци и договори кои вообичаено се потребни за проекти за обновлива енергија вклучуваат:

- Договор за закуп на земјиште,
- Дозволи за планирање / користење на земјиштето,
- Градежни дозволи,
- Дозволи за животна средина,
- Мрежна апликација за поврзување,
- Дозволи за оператор/генерација.

Во прилог на клучните дозволи, лиценци и спогодби наведени погоре, според барањата на FiT или друга поддршка, може да биде потребно инвеститорот да се регистрира како "квалификуван / привилегиран / специјален генератор на обновлива енергија" за да добие поддршка. Во зависност од земјата исто така може да биде услов за инвеститорот да покаже усогласеност со овие барања. Редоследот на барањата може да варира од земја до земја и се препорачува да се одржи рана средба со релевантното тело за планирање / власт за да се утврдат и

да се потврдат релевантните закони и придружните дозволи кои ќе бидат неопходни за проектот. Временските рокови за добивање на релевантните дозволи, исто така, треба да се утврдат што е можно порано, бидејќи многу дозволи ќе бидат потребни пред изградбата на централата.

Договор за закуп на земјиште

Ако земјиштето не е во приватна сопственост, клучен услов е договорот за набавка или закуп на потребното земјиште од сопственикот на земјиштето. Договорот за закуп на земјиште мора да биде обезбеден како прв чекор за да се овозможи проектот да се развива на потребното земјиште. Ова не важи за локациите на кровни места. Договорот за закуп обично трае 25 години, често со дополнителна клаузула.

Договорите за заем како опција треба да вклучуваат ограничувања за развојот на активностите што треба да се инсталираат на земјиште во непосредна близина до локацијата што би можело да има влијание врз перформансите на соларните ФВ низи. Понатаму, треба да се земат во предвид и областите на земјиште што се потребни за нови пристапни патишта.

Дозволи за планирање и користење на земјиште

Сите релевантни дозволи за планирање / овластувања за користење на земјиштето мора да бидат добиени пред изградбата на проектот. Барањата за согласување варираат во различни земји и региони и исто така зависат од големината на централата. Дозволи за планирање во областа на проектот може да се добијат од одделот за локално планирање, релевантниот владин оддел или од искусен консултант. Видот на информациите што треба да се разгледаат:

- Дозволи за планирање / овластувања за користење на земјиштето потребно за изградба и управување со соларни обновливи извори на енергија.
- Секое стандардно ограничување за планирање за областа на развојот (на пример, прописите за зонирање на земјиштата).
- Потврдени информации кои треба да се достават со апликацијата за планирање (планови за локација / распоред / надградба, опис на проектот, детали за пристап, проценки за животната средина итн. – како што се бара од надлежниот орган).
- Начин на поднесување (онлајн или преку канцеларијата за планирање на проектот).
- Временска рамка за поднесување и определување.
- Процес за донесување на измени и дополнувања за согласност.

Исто така, може да биде потребна дозвола од надлежните за патишта, во зависност од бараните активности.

Дозвола за градење

Некои земји може да побараат да се добие посебна градежна дозвола, во зависност од природата на проектот. Онаму каде што тоа е потребно, треба да се забележи дека органот за согласност може да се разликува од органот кој ги издал дозволите за планирање / користење на земјиштето. Пред да се добие дозвола за градба, може да биде неопходно да постојат други потребни дозволи или да се изврши промена во категоризацијата на користење на земјиштето. Како и погоре, се препорачува советување во рана фаза со релевантниот орган за да се воспостават специфични барања за земјата и за локално ниво.

Дозволи за животната средина

Сите потребни дозволи за животна средина, лиценци и барања мора да се добијат пред да се почне изградбата. Дозволите за животна средина се специфични за земјата и за проектот. Треба да се направат консултации со релевантните агенции и одделенија за животна средина за да се утврди барањето за било какви еколошки дозволи релевантни за проектот. Специјалист – консултант за животна средина, исто така, може да дава совети за специфичните барања.

Еколошките дозволи и лиценци кои можат да бидат потребни се:

- Дозвола за оцена на влијанието врз животната средина (ОВЖС).
- Лиценца за загрозени / заштитени видови.
- Дозволи за заштита на земјоделството.
- Историски дозволи за зачувување.
- Шумарски дозволи.

Апликација за приклучување на мрежа

Потребна е дозвола за приклучување на мрежа за извоз на електрична енергија, која вообичаено ја одредува точката на поврзување и го потврдува нивото на напон што ќе се примени на таа врска. Апликацијата за приклучување на мрежа треба да се достави до релевантната компанија за пренос или дистрибуција за проектот. Дозволата мора да биде добиена пред од денот кога првиот извоз во мрежата е потребен за да се овозможи доволна временска рамка за придружните работи да бидат завршени. Соларните ФВ централи ќе треба да ги исполнат барањата на мрежната компанија која управува со мрежата на која ќе извезува електрична енергија.

Лиценца за производство на електрична енергија

Операторот на објектот за производство на електрична енергија е должен да поседува дозвола за производство, која му овозможува на операторот да произведува, дистрибуира и снабдува електрична енергија. Проектантите треба да бидат свесни за специфичните барања и временските рамки за потребите на земјата за добивање лиценца за производство. На пример, во многу европски и азиски земји, лиценца за производство на електрична енергија се добива по изградбата на централата, додека во некои африкански земји лиценцата е потребна на почетокот на процесот на развој на проектот.

6.2. ЕКОЛОШКИ И СОЦИЈАЛНИ СТАНДАРДИ И БАРАЊА

Развојот на кој било соларен проект ќе има и еколошки и социјални импликации. Скалата и природата на овие влијанија зависи од голем број фактори, вклучувајќи ги големината на централата, локацијата, близината до населените места и применливите ознаки за животната средина. Овие прашања се дискутираат понатаму во следните делови.

Со цел да се направи проект кој ќе биде прифатлив за меѓународните институции (на пример, за да се овозможи финансирање), работата треба да се изврши во согласност со барањата на клучните стандарди и принципи утврдени во следните делови.

6.2.1. Значјни еколошки и социјални стандарди

Принципи на екваторот

Принципи на Екваторот (група на Светска банка, World Bank Group, “The Equator Principles: A financial industry benchmark for determining, assessing and managing environmental and social risk in projects,” 2013. http://www.equator-principles.com/resources/equator_ principles? III.pdf (accessed June 2014).) (ЕП) се состојат од десет принципи кои се однесуваат на оценувањето и управувањето со животната средина и социјалните прашања. Освен тоа, тие вклучуваат барања за известување и следење на финансиските институции на Екваторските принципи (ЕПФИ). ЕП постави репер за финансиска индустрија, кој беше усвоен од страна на финансиските институции за утврдување, оценување и управување со ризиците во животната средина и социјалните прашања во проектите. Во моментот има 78 ЕПФИ во 34 различни земји кои официјално ги усвоија стандардите за ЕП. World Bank Group, “The Equator Principles: Members & Reporting,” http://www.equator-principles.com/index.php/members-reporting). Овие институции нема да обезбедат

финансирање на клиенти кои не се подготвени или не се во состојба да ги почитуваат ЕП. Некои од овие зајмувачи, како што е Европската банка за обнова и развој (ЕБРД), може да имаат дополнителни стандарди за кои мора да се придржуваат. ЕП се применуваат на глобално ниво и на сите индустриски сектори, па оттука и нивното значење за соларната индустрија. Десетте ЕП ги објаснуваат на следните теми:

- ЕП1 – Преглед и категоризација,
- ЕП2 – Животна средина и социјална проценка,
- ЕП3 – Применливи еколошки и социјални стандарди,
- ЕП4 – Систем за управување со животната средина и социјалните прашања и Акциски план за принципите на екваторот,
- ЕП5 – Ангажирање на засегнатите страни,
- ЕП6 – Механизам за поплаки,
- ЕП7 – Независен преглед,
- ЕП8 – Пакти,
- ЕР9 – Независен мониторинг и известување,
- ЕР10 – Известување и транспарентност.

ИФЦ Стандарди за ефикасност за социјална и еколошка одржливост

Како што е наведено во ЕП3, земјите кои не се назначени како земји со висока економска соработка и развој (ОЕЦД) треба да ги применат стандардите за социјална и еколошка одржливост утврдени од страна на IFC.49 (49 IFC, “Performance Standards on Environmental and Social Sustainability, ”2012, http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/c8f524004a73daeca09afdf998895a12/IFC_Performance_Standards.pdf?MOD=AJPERES (accessed June 2014). Овие стандарди се развиени за сопствените инвестициски проекти на ИФЦ, но тие поставија пример за приватни компании и финансиски институции ширум светот. IFC PS се однесува на следниве клучни теми:

- Стандард за изведба 1: Проценка и управување со еколошки и социјални ризици и влијанија,
- Стандард за изведба 2: Услови за работа,
- Стандард за изведба 3: Ефикасност на ресурсите и спречување на загадувањето,
- Стандард за изведба 4: Здравје, безбедност и сигурност на заедницата,

- Стандард за изведба 5: Набавка на земјиште и присилно раселување,
- Стандард за изведба 6: Зачувување на биолошката разновидност и одржливо управување со живи природни ресурси,
- Стандард за изведба 7: Домородните народи,
- Изведба Стандард 8: Културно наследство.

Усогласеноста со стандардите на IFC за изведба не само што ќе осигура социјално и еколошки одржлив проект, туку исто така ќе го олесни изворот на финансии за истиот проект.

Насоки за здравје и безбедност на општата средина на World Bank Group (EHS)

Општите упатства за EHS е технички референтен документ кој содржи општи и специфични примери за добра меѓународна индустриска пракса. Вообичаените упатства за EHS содржат упатства за прашањата поврзани со животната средина, здравјето и безбедноста кои се применливи во сите индустриски сектори.

Локално, национално и меѓународно законодавство и регулатива за животна средина и социјални прашања

Еколошкото и социјалното законодавство и прописите варираат помеѓу земјите и специфичните региони; сепак, ЕП и ИФЦ ПС го поставија минималниот прифатлив стандард за развој на проектите низ целиот свет. Голем број земји имаат национални законски барања кои се исти или се повисоки од стандардите EP/IFC. Доколку националните барања се задолжителни, проектантите треба да ги разгледаат и да ги почитуваат овие стандарди. Во земји каде што барањата за заштита на животната средина и социјалното законодавство се помалку барани, мора да се развие проект во согласност со овие барања, покрај стандардите на заемодавачот, кои мора да ги исполнуваат стандардите EP/IFC.

6.2.2. Определување на уредот на влијание врз животната средина и општеството

Од проектите може да се бара да спроведат првична проценка или целосна удел на влијанието врз животната средина (и социјална) (ОВЖС или ОВЖСА), во зависност од националните регулаторни барања. Релевантните регулативи и законодавство за удел на влијанијата врз животната и социјалната средина треба да се разгледаат во прв степен за да се утврдат барањата специфични за земјата, заедно со барањата на EPs и IFC PS. Општо земено, со цел да се привлече финансирање и да се исполнат регулаторните барања, треба да се постави студија за скрининг, наречена Иницијален испит за испитување на околината (IEE) или

студија за оцена на животната средина, која вклучува независна консултантска служба за животна средина за да се утврди природата и уделот на влијанијата врз животната средина и потребен е и степен на проценка. Откако ќе се утврди нивото на потенцијални влијанија и чувствителност на локацијата, тогаш може да се потврди дали е потребна целосна еколошка и социјална проценка. Доколку се смета за неопходно, можните ефекти на животната средина од предложениот развој треба да се сметаат како дел од целосната ESIA и како основа на тековните сознанија за локацијата и околината. Овие информации ќе одредат кои специфични студии се потребни. Потоа, проектантот треба да ги процени начините за избегнување, намалување или неутрализирање на потенцијално значајните негативни ефекти како што е опишано во IFC PS 1. Студиите исто така ќе обезбедат основа која може да се користи во иднина за следење на влијанието на проектот. Треба да се земе во предвид дека само влијанијата што се сметаат за "значајни" треба да се сметаат како дел од ESIA. Клучни еколошки фактори за соларни ФВ централи се детално опишани подолу. Треба да се земе во предвид дека листата на размислувања не е сеопфатена. Еколошките и социјалните теми за оценување треба да се утврдат на проект според проектна основа. Се препорачува оценувањето на животната средина да биде спроведено од страна на искусен независен консултант запознаен со спроведување на студии за оценка на влијанието врз животната средина и социјалните влијанија (ESIA).

Влијание на фазата на изградба

Градежните активности доведуваат до привремени емисии на гасови (прашина и емисии на возила), бучава поврзани со ископување, градежништво и транзит на возила, производство на цврст отпад и отпадни води од привремени градилишта и сместување на работници. Покрај тоа, здравјето и безбедноста на работното место (OHS) е прашање кое треба да биде правилно управувано за време на изградбата со цел да се минимизира ризикот од несреќи што можат да се спречат, што може да доведе до повреди и / или смртни случаи – во последниве години имало голем број фатални инциденти во соларните централи низ целиот свет. Соодветните мерки за идентификација и управување со ризик од OHS треба да се вклучат во планот за управување со секој проект и стандардните клаузули за EPC. Каде што проектите имаат кампови за сместување на градежни работници, сместувањето треба да ги исполнува основните услови во однос на просторот, водоснабдувањето, адекватно отстранување со отпадот и ѓубрето, заштита од топлина, студ, влажна, бучава, оган и животни што носат болести, (соодветно на големината и локацијата) пристап до основни медицински установи или персонал.

Употреба на вода

Иако условите за користење на водата обично се ниски за соларни ФВ централи, концентрираните соларни модули (Concentrated Solar Power CSP) може

да имаат повисоки барања, а ФВ модулите може да имаат потреба од високо кумулативно користење на водата во областа каде што локалните заедници се потпираат на ретки подземни води. Во такви сценарија, потрошувачката на вода треба да се процени и да се спореди со локалната апстракција на вода од страна на заедниците (доколку ги има), за да не се обезбеди негативно влијание врз локалното население. О & М методите во врска со достапноста и употребата на вода треба внимателно да се разгледаат и да се идентификуваат ризиците од негативни влијанија врз заедницата.

Земјени работи

Бидејќи соларната централа е една од најинтензивните технологии за производство на енергија, постапките за стекнување на земјиште, а особено избегнувањето или правилното ублажување на присилното стекнување / преселување на земјиштето, се од суштинско значење за успехот на проектот (ите). Ова вклучува земјиште стекнато или привремено или трајно за самиот и сите придружни инфраструктури – т.е., пристапни патишта, далноводи, градежни кампови (ако има) и расклопни станици. Доколку ненамерното откупување на земјиштето е неизбежно, финансиерите обично бараат да се направи проект за финансирање со планот за преселување (кој се занимава со физичко раселување и поврзано економско раселување) или планот за обновување на ресурсите (кој се занимава само со економско раселување). Ова често е клучно прашање во однос на локалната социјална дозвола за работа, и треба да се постапува со должно внимание од соодветно квалификувани лица.

Влијание на пределот и визуелни влијанија

Клучни влијанија може да вклучуваат видливост на сончевите модули во поширокиот предел и придружни влијанија врз ознаките на пределите, типовите на карактери и околните заедници. Заедничките мерки за ублажување за намалување на влијанијата може да вклучуваат разгледување на изгледот, големината и обемот за време на процесот на проектирање и уредување со цел да се прикажат модули од околните рецептори. Важно влијанието на засенчување врз енергетскиот принос и истото треба да се земе во предвид за сите нови барања за модули. Соларни модули се дизајнирани да апсорбираат, а не одразуваат зрачење. Сепак, сјајот и отсјајот треба да бидат разгледани во процесот на оценување на животната средина за да се земат во предвид потенцијалните влијанија врз перделот како и врз визуелните и воздухопловните аспекти.

Екологија и природни ресурси

Потенцијалните влијанија врз екологијата може да вклучуваат загуба / фрагментација на живеалишта, влијанија на одредени области и нарушување или поместување на заштитени или ранливи видови. Рецепторите кои се од клучно

значење најверојатно ќе ги вклучат националните и меѓународно значајните локации за дивиот свет и заштитените животински видови како што се лилјаци, птици и влекачи. Треба да се спроведат истражувања во потенцијално ранливите живеалиштеа за да се одредат клучните рецептори релевантни за секоја локација.

Мерките за ублажување може да вклучуваат внимателен распоред и избор на локацијата за да се избегнат области со висока еколошка вредност или дислокација на вредни еколошки рецептори. Мерките за унапредување на живеалиштата може да се земат во предвит на места каде што е можно да се компензираат негативните влијанија врз чувствителното живеалиште на локацијата, иако избегнувањето на ваквите живеалишта е далеку поповолна опција.

Културно наследство

Потенцијалните влијанија врз културното наследство може да вклучат влијанија врз поставувањето на одредени локации или директно влијание врз подземните археолошки наоѓалишта како резултат на нарушување на земјата во текот на изградбата. Онаму каде што е наведено како потенцијално прашање од првичната студија за преглед / испитување на животната средина, теренските истражувања треба да се спроведат пред изградбата за да се утврди клучното наследство и археолошките карактеристики на или во близина на местото. Мерките за ублажување може да вклучат внимателен распоред и дизајн на локацијата за да се избегнат областите на културно наследство или археолошка вредност и спроведување на постапка за "случајно откривање" која ги адресира и ги штити пронајдените наоди од културното наследство за време на фазата на изградба на проектот.

Транспорт и пристап

Влијанието на транспортот на материјали и персонал треба да се процени со цел да се идентификува најсоодветната транспортна маршрута до локацијата, истовремено минимизирајќи ги влијанијата врз заедниците погодени од проектот. Треба да се земе предвид условот за преголеми возила / абнормални оптоварувања за да се обезбеди соодветен пристап. Патеките за пристап на локацијата треба да бидат пропустливи и развиени за да се минимизира нарушувањето на земјоделското земјиште. Онаму каде што сообраќајот за изградба на проекти мора да ги помине локалните заедници, плановите за управување со сообраќајот треба да се вклучат во планот за управување со животната средина и социјалниот менаџмент и барањата на ЕРС.

Одводнување / поплавување

Треба да се направи преглед на ризикот од поплави за да се утврди дали има некои области со висок ризик од поплави поврзани со локацијата. Исто така, треба да се разгледа постоечката и новата дренажа за да се осигура дека одлевањето е контролирано со цел да се минимизира ерозијата.

Консултација и истражување

Се препорачува да се бараат консултации во раната фаза со клучните власти, законски тела, засегнати заедници и други релевантни засегнати страни.50 (50 IFC, "Performance Standards on Environmental and Social Sustainability," 2012, Performance Standard 1, paragraphs 25–31, http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/115482804a0255db96fbffd1a5d13d27/PS_English_2012_Full-Document.pdf?MOD=AJPERES (accessed June 2014).).

Ова е вредно во проценката на одржливост на проектот и може да ја зголемува ефикасноста на процесот на развој. Раната консултација исто така може да даде информации за проектот за да се минимизираат потенцијалните влијанија врз животната средина и да се одржи севкупната одржливост на проектот.

Властите, законските институции и засегнатите страни кои треба да се консултираат, варираат од земја до земја, но обично ги вклучуваат следните типови на организација:

- **Л**окален и / или регионален орган за одобрување,
- Владин сектор за енергетика / министерство,
- Агенции / одделенија за животна средина,
- Археолошки агенции / оддели,
- Институции за цивилно воздухопловство / Министерство за одбрана (ако се наоѓа во близина на аеродромот),
- Институции за патишта,
- Здравствени и безбедносни агенции / одделенија,
- Електрична енергија,
- Воени власти.

Ангажирањето на заедницата е важен дел од развојот на проектот и треба да биде тековен процес кој вклучува објавување на информации за заедниците кои се засегнати од проектот. IFC, "Stakeholder Engagement: A Good Practice Handbook for Companies Doing Business in Emerging Markets," 2007, http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics_ext_content/ifc_external_corporate_site/ifc+sustainability/publications/pu

blications_handbook_stakeholderengagement_wci__1319577185063 (accessed June 2 014).).

Целта на ангажманот на заедницата е да се изгради и одржува со текот на времето конструктивни односи со заедниците лоцирани во непосредна близина на проектот и да ги идентификуваат и ублажат клучните влијанија врз заедниците засегнати од проектот. Природата и зачестеноста на ангажирањето на заедницата треба да ги одразуваат ризиците на проектот и негативните влијанија врз засегнатите заедници.

План за екологија и социјален менаџмент (ESMP)

Без оглед дали е завршена ESIA или еквивалент за оваа локација, треба да се состави ESMP за да се осигурат дека мерките за ублажување на релевантните влијанија од горе наведениот тип (и сите други) се идентификувани и инкорпорирани во постапките за изградба на проекти и договори. Мерките за ублажување може да вклучуваат, на пример, сузбивање на прашина за време на изградбата, програми за безбедност, програми за обука и следење на работниците, мерки за управување со сообраќајот каде што патиштата поминуваат во локалните заедници, спроведување соодветни постапки за управување со отпад, воведување периодични активности за ангажирање на заедницата, процедури за културно наследство, мерки за контрола на ерозијата, оградување на сите ранливи или загрозени видови на флора и тн. ESMP треба да посочи која страна ќе биде одговорна за (а) финансирање и (б) спроведување на секоја акција, и како тоа ќе се следи на ниво на проектот. Планот треба да биде во согласност со природата и видот на идентификуваните влијанија.

Случај: Дозволи, лиценцирање и размислувања за животната средина

Постојат многу видови на дозволи потребни за мулти-мегават соларни PV централа, што во согласност со барањата на земјата ќе се разликуваат во смисла на целта на барањата. Подолу прикажан е индикативна, неисцрпна листа на клучните дозволи кои се потребни да се добијат во Јужна Африка за монтирање на ФВ централа. Овие дозволи се однесуваат конкретно на студијата на случај; барањата на дозволи се разликуваат во другите региони на Јужна Африка и особено во различни земји. Некои од дозволите на студијата на случај беа издадени со условите, вклучувајќи временски ограничувања за почеток и правила за процесите на изградба, работење и затворање. Поголемиот дел од овие дозволи се применуваат и се во сила пред почетокот на изградбата, како што се смета за најдобра практика.

Извештајот за влијанието врз животната средина беше составен за проектот според потребните прописи за оцена на влијанието врз животната средина (ОВЖС) и Законот за управување со природно управување со животната средина. Процесот на оцена беше искористен за информирање на јавноста за распоредот

за проектот со цел да се намали потенцијал за значителни влијанија врз животната средина. Елементите на дизајнот на проектот го намалија потенцијалот за влијание врз водните ресурси и вклучуваше визуелна тампон-зона од блиските патишта, железнички линии и фарми, покрај избегнувањето на чувствителните области / наследните ресурси.

Предложените мерки за ублажување за понатамошно намалување на влијанијата за време на изградбата вклучуваат:

- пред-изградба еколошки проверки,
- Рехабилитација / повторна вегетација на области оштетени од градежни активности,
- Спроведување на мерки за зачувување на почвата, како што се складирање на горниот слој на почва или чакал за санација на нарушените области,
- В "Компонирање на гориво, масло и користени места за складирање.

Спроведувањето на овие мерки за ублажување обезбеди дека единствените значителни влијанија кои би можеле да произлезат од проектот ќе бидат оние поврзани со визуелните влијанија.

Меѓународните стандарди за кредитирање (принципите на екваторот и стандардите за изведба на ИФЦ) исто така беа применливи, така што овој проект бараше соодветен степен на еколошка и социјална проценка за да се исполнат овие стандарди. Основен наод за проценката на животната средина работата спроведена за да се исполнат овие меѓународни критериуми беше препорака за истражување за птиците, со цел целосно да се проценат влијанијата на проектот врз популацијата на еден вид конзерваторска грижа. Оваа препорака беше идентификувана по завршувањето на ОВЖС, истакнувајќи ја важноста на разгледувањето на принципите на екваторот и стандардите за изведба на ИФЦ заедно со подготовката за ОВЖС од самиот почеток на проектот. Ова ќе помогне да се постигне стандард кој е прифатлив за заемодавците.

Во следната табела се дадени клучните дозволи кои се потребни за развој на проектот.

Дозвола	Институција	Барања
Ре-зонирање на користење на земјиште	Релевантна општина	• Стандардни услови за барања
Овластување од	Одделот за	30 услови за барања кои вклучуваат:
Животна средина	Животна средина	• Работата мора да започне во рок од пет години од издавањето. • Потребно е да се назначи независен службеник за контрола на животната средина (ЕКО) за фазата на развојот на изградба за да се обезбедат сите мерки за ублажување / се спроведуваат мерките за рехабилитација.
Ресурси за културно Наследство	Наследство на Јужна Африка Агенција за ресурси (САХРА)	Препораките на САХРА беа инкорпорирани во барањата за условите на овластувањето за животна средина да вклучи избегнување на области со важни ресурси за наследство.
Минерални ресурси	Одделот за минерали Ресурси	Нема условни барања
Согласност за воздухопловство	Орган за цивилно воздухопловство	Нема условни барања
Лиценца за користење на вода	Одел за водени ресурси	Нема условни барања
Градежна дозвола	Соодветна општина	Нема условни барања

Дозволи, лиценци и листа за проверка на животната средина и социјалните прашања

Во контролниот список подолу се дадени основните барања и процедури за да им се помогне на проектантите со дозволи и лиценци за проектот.

- Добиен договор за закуп на земјиште.
- Совети за планирање / одобрување / дозволи од локалните регулаторни органи и сите потребни проценки за животната средина.
- Завршено истражување за животна средина (IEE).
- Извршени еколошки и социјални проценки (по потреба).
- Релевантни придружни документи за завршени апликации за дозволи / лиценци (вклучувајќи извештаи за проценка на животната средина, детали за пристап, цртежи и планови).
- Извршени консултации со заедницата.
- Добиени согласности, лиценци и апликации за дозволи.
- Завршена мрежна апликација за поврзување.
- Добиена е лиценца за производство на електрична енергија.

6.3. ОПШТИ ТЕХНИЧКИ СПЕЦИФИКАЦИИ ЗА НАБАВКА

Со ова се опишуваат основните и минималните потребни технички спецификации и детали за изградба на фотоволтаичен (ФВ) систем со моќност до 100 kWp при поврзување со електро дистрибутивната мрежа.

6.3.1. Концепт на ФВ системот

Концептот на ФВ системот треба да ги задоволи следниве основни принципи:

- Достапност (> 98,5%),
- Минимални барања за одржување и тековно работење,
- Комплетна изведба и мониторинг на перформансите,
- Целосно усогласување со мрежните правила усвоени од операторот на дистрибутивниот систем (ОДС),
- Максимална безбедност за персоналот.

Целта на проектот е да обезбеди услови за градба на фотоволтаична централа според принципот "клуч на рака", која се состои од нова опрема со висок квалитет, изградена од една од познатите индустриски фирми, која поседува експертиза и искуство за изградбата на ваков тип постројки. Опремата ќе ги поседува сите потребни сертификати кои ќе обезбедат гаранција и квалитет на целокупната инсталацијата.

Конфигурацијата и опремата на ФВ централата треба да бидат во согласност со најновите стандарди за секоја категорија на опрема или материјали.

Експлицитно да се нагласи дека додавањето на нова опрема нема да влијае на непречено функционирање на постојните објекти, како во фазата на градба, така и при функционирањето на ФВ системот.

Работите што треба да ги изврши изведувачот се состојат од:

6.3.2. Проект на изведена состојба

Треба да се направи детален инженерски опис (Detailed Engineering Design), кој ќе ги содржи следните елементи:

- Технички опис на проектот и технички карактеристики на избраната опрема,
- Елаборат за енергетските карактеристики со софтверска алатка од производителот на инверторот,
- Местоположбата на компонентите од ФВ системот (модули и помошна опрема),
- Детални еднополни шеми и градежни цртежи на изведените работи,

- Мерење на заштитното заземјување од соодветно национално тело или друга овластена лабараторија,
- Елаборат за заштита од гром и заземјување според националните стандарди.

Проектната документација ќе биде проверена и одобрена од страна на надзорниот орган во согласност со Меѓународните станда4рди и треба да биде во согласност со националните прописи.

Доколку техничкиот надзор или ревизорското тело бара некоја дополнителна документација, цртежи или појаснувања од инвеститорот/производителот, треба да се достават во најкус можен рок.

Целокупната ФВ централа треба да биде изработена во согласност со националните прописи.

6.3.3. Фотоволтаични модули

Производителот на ФВ модули треба да исполнува:

- Сертификација според ISO 9001/14001/18001 и/или OHSAS 18001

Технички карактеристики

ФВ модулите треба да ги исполнуваат следните технички карактеристики:

- Технологија моно-кристален, поли-кристален силициум (c-Si),
- Максимална номинална моќност (Максимална моќност – Pmax / PMPP) ≥ 275 Wp (60 ФВ ќелии) или 320 Wp (72 ФВ ќелии) и ефикасност ≥ 16,5% при STC (1000 W/m², 25 °C, AM 1.5),
- Работна температура во опсег: -40 ˚C до 85 ˚C,
- Максимален работен напон <= 1000 V DC,
- Број на by-pass диоди ≥ 3.к,
- Позитивна толеранција (positive tolerance): 0 до + 4.99W или 0 до + 3%,
- Температурен коефициент при максимална моќност (Peak Power Temperature Coefficient ≤ -0.43% / K),
- Механички стрес (IEC / EN 61215)/2016,
- Макс. притисок оптоварување на модулите – Max. module pressure load: 5400 Pa,

- Макс. оптоварување на модулите при ветер – Max. module wind load: најмалку 2.400Pa,
- Должина на кабел ≥ 1000mm,
- Водонепропустлива разводна кутија (waterproof junction box) со степен на заштита најмалку IP67, која е цврсто прикачена на задната страна на модулите и приклучоци (connectors) MC4 / IP 67 кои ќе бидат во согласност со националните прописи. Овие кутии треба да ги содржат позитивни и негативни полови на излез, во кои завршуваат каблите од тип Multi Contact (MC) или еквиваленти, и “by pass” диоди за заштита од прегревање или наизменични струи,
- ФВ ќелиите треба да се поставени во материјал од пластика со висока просирност кој е доволно еластичен за да се овозможи експанзија и контракција. Овој материјал не треба да биде изгребан и треба да нема меури и пукнатини,
- Предната површина на фотоволтаични ќелии ќе биде заштитена со калено стакло со ниска содржина на железо од дебелина ≥ 3,2 мм. Стаклената обвивка ќе издржи големо влијание, топлински стрес и високи ветрови (ветер со висока содржина на песок),
- Задниот дел на модулот треба да биде направен од непросирен флексибилен материјал. Модулот треба да биде опкружен со метална рамка изработена од анодизирана алуминиумска легура. Целата структура треба да биде погодна за да овозможи термички контракции на стаклениот капак и испарување на кондензатите на вода. Исто така, треба да биде погодно за да може да се изведе правилно заземјување,
- Натписната плоча со технички карактеристики ги содржи најмалку следните информации:
- Име на производителот (Name of manufacturer)
- Тип на модул (Module type)
- Сериски број (Serial number)
- Класа на безбедност / заштита од пожар (Safety Class/Fire safety)
- Номинална моќност (Nominal power)(Pmpp), Voc, Isc вредности
- Максимален системски напон (Max system voltage)
- Датум на производство (Date of production)
- Земја на потекло (Country of origin)

Година на производство

ФВ модулите треба да се произведени 1 година пред испораката и тоа треба да е потврдено со:

- Придружните документи за датумот на производство
- Други извештаи (протокол со мерења).
- Сертификати

ФВ модулите треба да ги имаат следните сертификати кои се во сила од меѓународните институции што се релевантни за производителот на модулите:

- IEC 61215 2 второ издание: Дизајн квалификација и одобрение на тип – Design qualification and type approval,
- IEC 61730 1/2: Безбедносни квалификации на фотоволтаичен модул- Photovoltaic module safety qualification,
- IEC 61701: Отпорност на корозија во солена вода- Salt corrosion resistance,
- IEC 62716: Отпорност на корозија на амонијак- Ammonia corrosion resistance,
- IEC 62804: отпорност на PID- PID resistance.

Гаранции за опремата и изведбата (Product and Performance Warranty)

ФВ модули треба да бидат придружени со гаранција на производителот за:

- Гаранција за производот (product warranty) ≥ 10 години,
- Гаранција за изведбата (performance warranty):
- ≥ 97% во 1 та година
- ≥ 90% во десеттата година
- ≥ 80% на 25-тата година
- Линеарна гаранција за моќност (linear power guarantee), која укажува на процентуална деградација годишно (% degradation per year).

Управување со животната средина

Производителот или официјалниот увозник – препродавач треба да е целосно усогласен со националната легислатива.

Дополнителни информации

Опремата на производителите може да биде со спецификации различни од горенаведените, ако техничките спецификации се надградат во однос на

горенаведените и бидат соодветно документирани во претходни проекти каде биле вградени. Таквата опрема ќе се земе предвид при евалуацијата на понудите.

Набавка и инсталација на инвертори (STRING INVERTERS)

Трифазни String инвертори најчесто се користат за потребите на проектите.

Производител

Производителот на инверторот треба да има на располагање специјализирана локална техничка поддршка со можност за поддршка и испраќање техничар на лице место во одреден временски период (Repair on site). Алтернативно да ја има техничка подршка на одредено време од најблискиот центар на пример во Солун (ABB, Fronius) (swap in advance), Софиа, Белград итн.

Технички карактеристики

String инверторите задолжително ќе ги задоволуваат следните технички карактеристики:

- Да се без трансформатор (Transformerless),
- Најниска максимална ефикасност: ≥ 98,0%,
- Ефикасност по ЕУ стандарди: ≥ 97,0%,
- Максимален влезен напон DC (напон на отворено коло): 900-1000 V,
- Број на MPPT: ≥ 2 (за подгенератори со различна големина и наклон),
- Напонски опсег на работа на MPPT: ≥ 400-800 V,
- Прекинувач: Механички прекинувач за DC влез или Електронски DC инверторски прекинувач,
- Софтверски надградби (пожелно на далечински начин),
- Целосна усогласеност со локалните мрежни и административни барања,
- Работен температурен опсег (˚C): -20 до +45.

Заштита

- Категорија на заштита (IEC 60529): ≥ IP 65,
- Интегрирана заштита од прекумерна струја за секој MPPT,
- Вградени осигурувачи за DC стриговите (ако има повеќе од две низи за MPPT),
- Способност да работи со несиметрични DC стрингови,

- Начин на поставување: Монтажа на ѕид,
- Да има вграден монитор за основните функции и информации за грешка. Алтернативно со безжично поврзување со контрола од страна на инсталатерот,
- Заштита од куса врска на АС страната,
- Заштита од поврзување со спротивен DC поларитет,
- Следење и реагирање при на дефект или грешка во заземјувањето,
- Можност за вклучување на Type II громобранска заштита на DC и AC влез (пожелно),
- Интегриран уред за заштита според VDE 0126-1-1.

Комуникација – мониторинг

- Можност за локално и далечинско управување со кабел (LAN Ethernet) или безжичен (WiFi),
- Способност за снимање и зачувување на основните енергетски податоци кои ќе бидат поврзани со слободна и доживотна платформа за следење (PORTAL) и графичка претстава за добрата работа на ФВ централата преку компјутер и мобилен,
- Способност веднаш да се ажурираат преку е-пошта за грешки, несовпаѓања, дневни извештаи, месечни извештаи итн,
- Мониторинг со паметни телефони (Android, iPhone) преку апликација на производителот на инверторот (не на трета страна),
- Можност за мулти-стринг мониторинг (multi string monitoring). Пожелно следење на стринг (string monitoring). Алтернативно.

Сертификати и усогласеност во согласност со националната и европска регулатива **(Certifications & Compliance)**

- Податоци и име на ознака за фотоволтаични инвертори (Data Sheet and Name Plate for Photovoltaic Inverters)
- Глобална ефикасност на фотоволтаични инвертори (Overall Efficiency of Photovoltaic Inverters)
- Безбедност на енергетски конвертори за употреба во фотоволтаични енергетски системи (Safety of power converters for use in photovoltaic power systems)

- Комунални-меѓусебно поврзани фотонапонски инвертори -Тест процедури на островски превентивни мерки) (Utility-interconnected photovoltaic inverters – Test procedure of islanding prevention measures)
- Електромагнетна компатибилност (Electromagnetic **compatibility)**
- Компатибилност со спецификациите на локалниот мрежен администратор/оператор.

Гаранција на производителот (Performance Warranty**)**

Инвертерите мора да бидат придружени со гаранција во писмена форма од производителот:

- Основна гаранција за дефект (product warranty) ≥ 5 години, што ќе вклучува замена на опрема во рок од 3 (три) работни дена, вклучувајќи превозот трошоци на новиот инвертер и трошоци за инсталација
- Продолжување на Правото на Гаранција на најмалку 10 години
- Услови за проширување на гаранцијата (на пример, рокот за продолжена гаранција)
- Достапност на резервни делови за најмалку 10 години

Година на производство

Инверторите треба да се произведат 12 месеци пред испораката на предвиденото место, што ќе биде потврдено со придружните документи или запишано на техничката плочка.

Управување со животната средина (WEEE Compliance**)**

Производителот односно понудувачот мора да соработува со локално одобрено тело за управување со животната средина (доколку постои) и да ја плати соодветната такса за рециклирање за секој инвертер, (доколку постои)така што слободното рециклирање на инверторот ќе се обезбеди на крајот од својот работен век.

Паметни мерачи

Пожелно е понудувачот (производителот) на инверторот да има Smart метар, кој откако е инсталиран во GLPT на потрошувачот, ќе му овозможува на PORTAL постојано да го следи работењето на PV и потрошувачката на постројката.

6.3.5. Набавка и монтажа на носечка конструкција за ФВ модулите

Носечката конструкција за ФВ модули на покривот ќе биде во форма на триаголник со наклон за максимизирање на упадната енергија. Триаголниците од носачите ќе можат да прифатат и исправена и налегната позиција на модулите.

Носечката конструкција на ФВ модулите поставени на зграда треба да ги има следните технички карактеристики:

- галванизиран високо квалитетен челик со минимална дебелина на галванизација од 50μm (врз основа на стандардот Qualicoat) или профил од алуминиумска легура (MgSi05 / EN AW 6063,EN AW 6005 или еквивалент) за полесна конструкција и заштита од корозија,
- Завртките и навртките што се користат за поврзување на алуминиумските носачи ќе бидат нерѓосувачки,
- Стегачите (clamps) треба да бидат компатибилни со производителот на ФВ модули и со производителот на основата,
- Топло поцинкуван висококвалитетен челик (Hot dipped galvanised high grade steel).

Сите компоненти на металните носачи и нивните додатоци треба да бидат обезбедени со писмена гаранција на производителот од најмалку десет (10) години.

Носачите за покривот се прицврстуваат со прицврстувач или шибер за проширување на главата. Изборот на методот на дупчење ќе го има како критериум целосното запечатување на дупките и земање предвид на оптоварувањата што се потврдува со студија за статика.

6.3.6. Набавка и инсталација на контрола и далечинско управување (SCADA)

Далечинското мерење се спроведува преку инверторите и соодветниот веб портал со обезбеден бесплатен интернет пристап.

Градежништво

Градежништвото вклучува:

- Конфигурација на покривот за инсталација на ФВ системот.
- Обезбедување на соодветна дренажа и отстранување на вода по обилни врнежи.
- Отстранување на сите остатоци и други објекти во согласност со законската регулатива.

6.3.7. Набавка и монтажа на кабел / електрични работи

DC (еднонасочни) кабли – Соларни кабли

Бакарни соларни кабли ќе се користат според спецификацијата PV1-F со потврдени карактеристики. Каблите ќе има висока отпорност на пожар и ниска емисија на токсичен чад, ќе работи во проширен температурен опсег (-40 / 120 ° C) и ќе имаат подобрени карактеристики во однос на триење. Конечно, тие треба да се со мала тежина, флексибилност и да се едноставни за поставување.

Проводниците на каблите се изработени од повеќежилен бакар со изолација од мрежест специфичен еластомер, отпорни на топлина и озон, и обвивка отпорна на топлина составена од мрежест специфични еластомер мешавина, отпорна на озон, ултравиолетови (УВ) зрачење, од минерални масла и хемикалии.

Каблите треба да се усогласат со барањата на Европската Директива 73/23 / ЕЕЗ и ќе ги следат стандардите IEC 60332-1, IEC 60502-1, EN 60228.

Канали и материјали за заштита и заштита на кабли

Дополнително кога е потребно кабелска поддршка или заштита:

Ќе се користат соодветно метални галванизирани топло-поцинкувани заштитни црева и/или канали/носачи на кабли. Внатрешната површина на носачите на кабли ќе биде целосно мазна. Сврзувачките елементи, разделниците, елементите за продолжување, итн. ќе бидат со соодветен материјален квалитет.

Комуникацискиот кабел исто така треба да биде заштитен и треба да биде поставен во цевки или спирали.

Систем за заштита од гром и заземјување

За да се заштитат од директен удар на молња и пренапони, ФВ централата (и сите потсистеми) треба да имаат комплетна заштита од гром и да бидат заземјени, во согласност со националните стандарди. Целокупниот систем од систем за заштита од гром и заземјување треба да биде изведен во согласност од основниот проект и националните стандарди.

Надворешната громобранска заштита ќе вклучува колекторски систем, катоден систем и систем за заземјување.

Знаци за обележување за безбедност

Сите хали, табли, потсистеми и електромеханичка опрема треба да бидат обележани со знаци на безбедност за заштита на вработените и посетителите. Обележувањето на горната опрема треба да биде од соодветен материјал (на пр. Винил) кој трае најмалку 15 години.

6.3.8. Пишување на проектно-техничка документација

По завршувањето на проектот, а во рок од еден месец од изведбата на системот, изведувачот треба да достави:

- комплетен проект на изведена состојба вклучувајќи ги AC и DC електричните еднополни шеми,
- прирачници за одржување на целата основна опрема,
- сите измени на постојните градежни мрежни проекти.

6.4. ЧИСТЕЊЕ И ПРИМОПРЕДАВАЊЕ НА ПРОСТОРОТ НА ИНСТАЛАЦИЈАТА – ФВ СИСТЕМ

Чистење и примопредавање на просторот за инсталација по завршување на работата и активирање на ФВ системите. Отстранување од градилиште и управување со отпадот од производството или пакувањето на материјали според релевантното законодавство, на одговорност и трошоци на изведувачот.

Обука на персоналот

Откако ќе се заврши инсталацијата на PV системот, персоналот на инсталацијата треба да биде обучен за работа и одржување на опремата што треба да се инсталира и ќе бидат обезбедени механички каталози кои ги опишуваат горенаведените процедури за работа и одржување.

Развој и имплементација на план за здравје и безбедност и правилник за безбедност и здравје

Пред да се започне со изградба на ФВ централата треба да се изработи план за здравје и безбедност (SAH) и здравје и безбедност според директивата PD. 305/96 кој ќе ги земе предвид:

- Директиви од областа на регулативата за безбедност,
- Регулатива за безбедност на градилиштата,
- Барањата на производителите на опрема, кои ќе се користат во проектот,
- Барања за добавувачи на материјал, кои ќе се користат во проектот,
- Општи карактеристики на проектот (тип и употреба, инвеститорот, програмери, координатор за прашањата на безбедноста и здравјето при изработката на координаторот на студија проект за прашања од областа на

безбедноста и здравјето при изведувањето на проектот, технички опис, тајмингот анализа работат во фази),

- Ризици и мерки за справување со нив за секоја работа што треба да се изврши во сите фази на изградба,
- Безбедносни упатства и мерки на претпазливост за работа во проектот,
- Општите безбедносни мерки со менаџерски карактер,
- Анекси на законодавството директно или индиректно применливо за проектот и други корисни елементи,
- Инструкции и корисни информации кои треба да се земат предвид за време на подоцнежниот век на проектот (одржување, чистење, конверзија, итн.).

Одржување

Изведувачот ќе обезбеди превентивни услуги за одржување, telemonitoring and faults repair на ФВ за 2 години со право на продолжување за уште 3 години, врз основа на фреквенцијата и времето на одговор како што е наведено во Тендерската документација.

Компаниите кои учествуваат мора да ги достават своите технички детални понуди за планот на одржување, опишувајќи ја фреквенцијата и операции кои се вклучени во превентивното одржување, далечински методологијата за мониторинг на работата на станицата, времето за одговор во случај на појава на грешки за време на работата, достапните резервни делови или времето за нивно замена.

Работни спецификации

Изведувачите мора да знаат и верно да ги спроведат прописите кои се препорачани во оваа техничка спецификација на работа и структури, да се применуваат условите наведени во овој опис, и да се применува за сите навестувања, кои произлегуваат од овие општи спецификации.

Стандардите и сертификатите за подобност на материјалите обезбедени од страна на изведувачот мора да бидат доставени на претставникот на инвеститорот за одобрување, најмалку една недела пред нивниот закажан ден за пристигнувањето на градилиштето.

Сертификатите за соодветност на машините (дигалки итн) и оператори треба да бидат претставени на претставникот на инвеститорот за преглед и одобрување барем една недела пред закажаниот почеток на работата.

Лиценци – материјали – инструменти – алатки – објекти

Сите материјали ќе бидат нови и новоизградени. Датумот на производство ќе биде сертифициран со документ на производителот. Сите материјали кои ќе бидат потребни за вршење на работата се на товар на Изведувачот.

Сите алатки и услуги потребни за извршување на работата се на товар на Изведувачот. Така е потребно Изведувачот меѓу другото треба да обезбеди:

- Транспортни средства,
- Опрема за подигнување,
- Боја и опрема за изолација,
- Скеле,
- Опрема за лична заштита (шлемови, заштитни чевли, сигурносни појаси, заштитни очила, ракавици, итн).

Пред да започнете со работа листа на персонал ќе се бидат предадени на персоналот со сите потребни документи и професионални лиценци (дозволи Електричари според Уредба 108/2013, ИКА осигурување капацитет, ОАЕЕ итн.)

Соработка со менеџер на проект

Изведувачот ќе комуницира и ќе ја проследи цела техничка документација и изјави за одговорност на одговорно лице поставено од инвеститорот потребни за навремено, целосно и конечно активирање и конечното прифаќање на системот на ФВ во рамките на своите договорни обврски.

Безбедност

Проектот ќе се изработи во согласност со прописите на законот и безбедноста и прописите на држава за секоја инсталација.

На пример, градилиштата треба да ги почитуваат следниве закони за здравје и безбедност.

Според локалното законодавство сите опасности и мерки за безбедност треба да се пријават во Планот за безбедност и здравје (проценка на ризик).

Проект менаџер – Надзорниот инженер на Изведувачот имаат целосна одговорност за секојдневниот надзор на работата на екипажите и усогласеност со стандардите за безбедност наведени во OSH (проценка на ризик).

Во случај на непочитување на правилата за безбедност, работата ќе се прекине додека не се отстранат проблемите.

6.1.1. Предавање на техничките досиеја

Прекршување на техничката досија

По завршувањето и конечното активирање на секој ФВ систем, Изведувачот во рок од триесет (30) календарски дена (во електронска форма и во печатена форма) ќе достави:

- Технички опис (Technical description),
- Прирачници за работа и одржување за сите основни уреди,(Operations and Maintenance Manuals for all Basic Equipment),
- Гаранции за основна опрема (Basic Equipment Guarantees),
- Сите сертификати и гаранции што треба да ги испорачаат производителите на основната опрема, како и сите извештаи за тестови и извештаи од тестови (All certificates and warrants to be delivered by manufacturers of the Basic Equipments, as well as all Test Reports and Test Reports),
- Сертификати за испорака (Испратница) и сертификати за сите материјали (Shipment certificates and certificates of all materials),
- Целосни дизајни на "како изградена" станица, вклучувајќи ги AC и DC електричните и еднополни дијаграми (Complete designs of the "as built" station including the AC & DC electrical and monolinear diagrams),
- Комплетни кабловски планови (по посетата на крајниот изведувач на Изведувачот) (Complete cable route plans (after final contractor's visit to the Contractor),
- Поставки за телеметрија и интернет (Telemetry and Internet settings),
- Сите модификации на планови за изгледот на мрежата (во AutoCAD) (Any modifications to network layout plans (in AutoCAD),
- Копии од апликациите до DEDDEM / UCDE (Copies of the applications to the DEDDEM / UCDE),
- Спецификација на материјали и резервни делови (Bill of materials and spare parts),
- Изјава за одговорност за извршување од производител на PV според ДС 108/2013 (Responsible Statements of performance of a PV producer under DS 108/2013),
- Извештаи за основната опрема на производителот (Manufacturer's Basic Equipment Statements),

- Датотека за здравје и безбедност (Health & Safety File),
- Програма за одржување (Maintenance program).

Пуштање во работа – контрола – прием

Одговорното лице на Инвеститорот и било кој друг инспектор овластен од страна на Инвеститорот го задржува правото да контролира се што смета дека е неопходно да се утврди квалитетот на изградбата и усогласеност со стандардите на трудот наведени во оваа спецификација. Во работата на Инспекторите, Изведувачот е должен да ги обезбеди сета можна помош и олеснување.

Меѓу контролите кои ќе се вршат под одговорност на Изведувачот се следните:

1. Мерење на големината на DC

- Напон на отворено коло (Voc),
- Струја на куса врска (Isc),
- Поларитет.

2. Мерења на заземјување

Пред инспекцијата, под негова директна одговорност, Изведувачот е должен писмено да го извести својот овластен инвеститор најмалку три дена пред денот определен за одржување на ревизијата.

Каков било дефект или пропуст, како резултат на било која контрола, кој ќе се појави ќе биде ризик и на трошок на Изведувачот, а потоа по отклонувањето на пропустот или дефектот, истата контрола ќе се повтори од страна на изведувачот, со се што е потребно за да се потврди санацијата на дефектите или пропустите при контролите.

Процедурата на Приемот на проектот / сертификација на проектот се врши со целосно прифаќање и одобрување на овластен претставник на Инвеститорот во следните фази:

- По Завршување на изградбата на ФВ системот по завршувањето на градежните работи и извршување на тестови и контроли кои не бара достапноста на мрежата,
- Привремено прифаќање на ФВ системот по поврзувањето на проектот со дистрибутивната мрежа и успешна пробна работа во рок од 1 месец,
- По 6 месеци успешно функционирање на ФВ системот од Привремениот прием,

- Конечен прием на ФВ системот по 24 месеци од датумот на електрификација.

6.4.2. Гарантен период

Гарантниот период ќе започне од следниот ден по активирање ФВ систем (електрификација) и ќе биде со важност од две (2) календарски години и ќе ги покрие сите ФВ системи. Во финансиските понуди за секој проект треба да се вклучува трошоците за одржување за 2 години на Изведувачот. За време на гарантниот период, од инсталатерот / изведувачот ќе се бара:

- да го следи нормалното функционирање и да ги одржува ФВ системите во согласност со соодветниот дел,
- за поправка и / или замена на било каков вид на делови, материјали или компоненти на опремата, без да се плати за потребната работата што ќе се бара во случај на дефект на опрема и / или несоодветна инсталација / поврзување,
- посредува за производителите на сите видови на делови, материјали или предмети од опремата, како и да се обезбеди снабдување со резервни делови или нови за замена на оштетени или уништени, според гаранциите на производителот,
- за поддршка на работодавачот во било кој разумен начин на секое барање за бесплатна замена на сите видови на делови, материјали или предмети од опремата, според гаранциите на производителот, ако производителот не го прифати тој настан на загуба покриени со гаранциите.

Општи услови

Изведувачот ќе го изврши проектот со своите вработени и алатки. Лична заштитна опрема што е опишано од страна на регулативата за безбедност е на товар на Изведувачот.

Персоналот на Изведувачот е должен да ги почитуваат наредбите на претставникот на инвеститорот што произлегуваат од оваа техничка спецификација на проектот и на прописите од него.

Изведувачот треба да се усогласат со безбедносни мерки на календарот на проектот и одобрениот дневник одобрен или не од страна на Инспекторатот за труд како што е дефинирано од страна на сегашната постапката за имплементација на проектот (во зависност од големината на проектот), и

плановите за безбедност и здравје (HSP / HSF) ако е потребно. Сообразност со сешто е погоре наведено, и која било друга обврска на Изведувачот која произлегуваат од законодавството е исклучива негова одговорност.

Изведувачот е единствено одговорен за каква било несреќа што се случува за време на извршувањето или спроведување на проектот од страна на персоналот или работодавачот или било која трета страна. Тој е должен да ги преземе сите потребни мерки за безбедност за да се спречи ваквите несреќи. Меѓу другото потребно е Изведувачот:

- Внимателно да ги почитува правилата за безбедност и националното законодавство,
- Да го снабдува својот персонал само со тестиран алат и опрема,
- Да ја контролира соодветноста на употребените средства,
- Да им ја овозможи на вработените сета потребната лична заштитна опрема (очила, чевли, шлемови, ракавици, итн) и постојано да ја надгледува нивната правилна употреба,

Секоја работа надвор од договорот нема да се признае доколку претставникот на инвеститорот претходно не биде известен во писмена форма и додека Изведувачот не добие писмени налози од него.

Изведувачот ќе изработи номинална листа на вработени придружени со соодветни сертификати за осигурување. Никој друг нема да може да работи во градилиштето на проектот.

Гаранции за опрема

Изведувачот ќе обезбеди следење (мониторинг) и одржување и ќе гарантира правилно функционирање на ФВ централата за најмалку 2 години за (Performance Ratio) на ФВ станица ќе биде во согласност со оние наведени во Minimum PR and Criminal Clauses (Issue IV) (Издавање IV) на поканата.

ФВ модули:

- Гаранција за производот од најмалку 10 години,
- Гаранција на можност најмалку 90% во 10 години и најмалку 80% во 25 години,
- Инвертори: Основни гаранција за дефект (гаранција за производ) 5 години со можност за проширување до 10 години,
- Подстраници: 10 години,

- Основи: 10 години,
- Други материјали: 2 години,
- Друга работа: 2 години.

Гаранции за извршување

Изведувачот ќе обезбеди следење и одржување и ќе гарантира правилно функционирање на ФВ станица за најмалку 2 години за Performance Ratio на ФВ станица во согласност Volume IV – Minimum PR and Criminal Clauses, на поканата.

Период на изведба

Задачите опишани во оваа техничка спецификација треба да се завршат најдоцна до ДД / ММ / ГГГГ.

Компаниите учесници ќе подготват и поднесат со својата понуда прелиминарен распоред (preliminary timetable) кој ги покажува главните фази на проектот. Овој распоред по договорот со инвеститорот пред доделувањето ќе биде обврзувачки за Изведувачот.

Пред почетокот на секоја фаза од проектот, ќе претходи заеднички состанок на претставникот на ОКТА Стратешко планирање и Изведувачот за најдобра можна координација. Координативните состаноци ќе бидат задолжителни пред:

- Почетен состанок kick-off meeting,
- Инсталација на опремата.

По доделувањето на проектот, Изведувачот ќе обезбеди детален временски распоред за следење на сите поединечни фази на изградбата.

Изведувачот ќе работи 8 часа (од 07:30 до 15:30) пет (5) дена во неделата, освен за време на викендите и празниците. Ако Изведувачот одлучи да работи повеќе часови во текот на денот или по истекот на периодот од 5 дена со цел да ги покрие можните одложувања и да го комплетира проектот до определениот датум, тогаш тој / таа треба соодветно да го извести Менаџерот на Проектот и да ја добие соодветната дозвола без дополнителни трошоци.

7. РАЗВОЈ НА ФВ ПРОЕКТ ПО ФАЗИ И ТЕХНОЕКОНОМСКА АНАЛИЗА

Иако секој ФВ проект може да следи различен модел на проектирање, сепак треба да се дефинираат клучните чекори за развој на ФВ проектот, кои треба да бидат добро воспоставени.

7.1. ПРЕГЛЕД НА РАЗВОЈ НА ПРОЕКТОТ

Во овој дел е даден преглед на развојот на процесот на проектот, од почетокот на идејата до почетокот на комерцијалната операција. Во широка смисла, овој процес се применува на развој на која било приватно финансирана фотоволтаична централа. Аспекти на процесот кои се уникатни за употребата на соларна ФВ технологија, како што е проценка на приносот на соларната енергија, изборот на местото и изборот на технологија се претставени во под-секциите подолу.

Развивањето на ФВ проект е процес кој вклучува многу фази и бара мулти-дисциплинарен тим на експерти. Инвеститорот на проектот започнува со идентификување на пазарот на електрична енергија што ги нуди соодветните можности за проценка на ризик, потоа идентификува ветувачка локација и ги обезбедува правата за користење на земјиштето за оваа локација, спроведува две посебни рунди на техничко-финансиски проценки на изводливост (предфизибилити студија и физибилити студија), ги добива сите потребни дозволи и лиценци, обезбедува снабдување со електрична енергија и договори за интерконекција, организира финансирање и избира тим за дизајн и изведба на проектот (таканаречен изведувач ЕПС), врши надзор над централата, и врши тестирање и стартување. Како што се движи проектот од една фаза во друга, техничко-финансиските проценки стануваат подетални се додека не се развие финален дизајн и изведбата започнува.

Важно е да се нагласи природата на многу back-to-back договори за проекти и документи; PPA договорот(Purchase Power Agreement) е потребен со цел финансирањето да биде завршено. Сепак, на ова мора да му претходи и договор за поврзување со мрежа (со дистибутивниот оператор), дозволи за градење и пристап до локации, договор за закуп на земјиште, итн. Во текот на овој процес се вклучени, технички, комерцијални и правни/ регулаторни експерти, кои работат

паралелно на различни, но меѓусебно зависни активности. Додека јасните одговорностите може да се идентификуваат за секој експерт, најголемите проектни активностите се поврзани и работата на еден експерт влијае на работа на другите експерти и затоа е потребна тесна координација. Клучно е да се нагласи оваа последна точка. Иако во овој дел го презентираме процесот како серија на чекори, развојот на некои од проектни активностите мора да се случуваат паралелно. Тоа зависи од индивидуалните способности на инвеститорот или менаџерот на проектот за надгледување на активностите и да се обезбеди дека тие се координирани и синхронизирани соодветно.

Клучните чекори за развивање на соларен ФВ проект се добро воспоставени, а сепак не постои дефинитивен детален "пат" мапа "која може да ја следи програмерот. Пристапот земен во секој проект зависи од параметрите специфични за локацијата и приоритетите на инвеститорот, ризик факторите, регулаторни барања и видови на механизми за финансиска поддршка (субвенции или кредити) достапни на даден пазар. Сепак, во сите случаи, одредени активности треба да се завршат во соодветен редослед. Подолу се претставени пет фази во развивање на ФВ проект:

1. Развивање на концептот и идентификација на локацијата;
2. Пред-Физибилити студија;
3. Физибилити студија;
4. Дозволи, финансирање и договори;
5. Инженерство, градежништво и комерцијално работење.

Овие фази се опишани во следните под-секции покажани на Слика 7.1.

7.1.1. Идентификација на локација

Посакуваната локација треба да има поволна локална клима, добар сончев ресурс (зрачење), земјиште кое е на располагање за купување или долгорочен лизинг, пристап на мрежа или обврзувачка регулаторна обврска за поврзување на локацијата со преносната или дистрибутивната мрежа и да нема сериозни еколошки или социјални проблеми поврзани со развојот на ФВ проект. Многу земји бараат локацијата да биде дел од листа која е претходно одобрена од владата. Оваа информација треба да биде потврдена на самиот почеток на процесот на идентификација на локацијата.

ПЕРСПЕКТИВА НА БАНКАТА	ГЛАВНИ АКТИВНОСТИ (РАЗВОЈНИ)
Ниво 1	**ИДЕНТИФИКАЦИЈА / КОНЦЕПТ НА ЛОКАЦИЈА** • Идентификација на потенцијални локации • Финансирање на развојот на проектот • Развој на едноставен технички концепт
Ниво 2	**ПРЕДФИЗИБИЛИТИ СТУДИЈА** • Проценка на различни технички опции • Приближен трошок / корист • Потребни дозволи • Проценка на пазарот
Ниво 3 (Прв контакт со развојот на проектот)	**ФИЗИБИЛИТИ СТУДИЈА** • Техничка и финансиска проценка на најпосакувана опција • Проценка на можностите за финансирање • Иницијација на процесот на издавање дозволи • Развој на груб технички концепт
Ниво 4 (Подлабока анализа, Концепт за финансирање)	**ФИНАНСИРАЊЕ, ДОГОВОРИ** • Дозволи • Договорна стратегија • Избор на снабдувач и преговарање за договорот • Финансирање на проектот
Ниво 5 (Договор за заем/кредит)	**ДЕТАЛЕН ДИЗАЈН** • Подготовка на детален дизајн за сите релевантни нивоа • Подготовка на имплементација на распоредот на проектот • Финализација на процесот на издавање дозволи
Ниво 6 (Независен преглед на изведбата)	**ИЗВЕДБА** • Надзор над изведбата
Ниво 7 (Независен надзор при пуштање во работа)	**ПУШТАЊЕ ВО РАБОТА** • Тестирање на перформанси • Подготовка на дизајнот на градба (ако е потребно)

Слика 7.1. Фази на развој на проект

7.1.2. Проект за ФВ централа

Прелиминарен (концептуален) дизајн треба да помогне за да се проценат инсталираните капацитети или мегавати (MW), очекувањата, барањата за приближната инвестиција, приносот на електрична енергија, очекуваната тарифа и придружните приходи. На овој начин, може да се направи прелиминарна проценка на трошоците и придобивки, вклучувајќи и враќање на инвестицијата (ROI). Често во оваа фаза се развива прелиминарен финансиски модел.

7.1.3. Опис на проектната структура

Во фазата на концепт, инвеститорот можеби не е подготвен да инвестира значителни ресурси, и може да го напушти проектот ако структурата е недефинирана. Сепак, важно е да се размислува за структурни прашања во оваа рана фаза. Во развојните нови пазари, формирањето на проектна компанија може да биде предизвик и може да вклучи барања за назначување државјани на земјите на раководни позиции. Меѓународните инвеститори ќе треба внимателно да размислат како за барањата, така и за сите потенцијални прашања во врска со даноците и враќањето на профитот. Ако инвеститорот го истражува портфолиото на можности на нов пазар, може да биде вредно да се воспостави или купи "Патничко возило" со специјална намена (SPV) што може да се искористи кога проектот ќе се развива.

7.1.4. Регулаторната рамка и механизми за поддршка

Често, механизмите за поддршка (на пример, субвенциите) играат голема улога во економијата на ФВ проектите, особено во споредбата со традиционалните технологии за генерирање на енергија. Механизми за поддршка на соларните и другите видови обновливи извори на енергија може да земат многу форми, вклучувајќи директни субвенции, даночни или инвестициски кредити или поволни фидинг тарифи FiTs. Многу земји поставуваат строги критериуми за нови проекти за обновлива енергија за да се квалификуваат за финансиска поддршка. Таквите критериуми за соларни ФВ ќе се разликуваат од земја до земја и исто така може да се разликуваат врз основа на големината на проектот (односно, комерцијални кровни соларни централи наспроти проекти над 1 или 5 MW). Исто така, вистинската финансиска поддршка може да се разликува за врвни и базни часови. Дизајнерот треба да ги разбере регулаторните барања за квалификација за финансиска поддршка со цел да се обезбеди највисоката достапна тарифа и, критично, мора да бидат свесни за датумите на прекин на одредени механизми за поддршка. Неуспехот да се разберат правилата за механизам за поддршка и

регулаторната динамика може да резултираат со значително губење на приходите и да имаат негативен ефект и влијание врз проектната економија.

7.1.5. Длабинско испитување на откупувачите (трговците) на енергија

Кредитната вредност на откупувачот е критична и треба да биде примарен фокус на длабинската анализа за да се одреди нивото на ризик поврзан со PPA-Power Purchase Agreement (Договор за откуп на енергија). Како правен договор помеѓу операторот на соларна централа и купувачот на произведената електрична енергија, PPA ги дефинира идните проектни приходи. Оттаму, од клучно значење е на почетокот да се разбере дали постојат стандардизирани термини на даден пазар за развивање на PPA, или дали договорот ќе се преговара ad-hoc. Доколку договорот не е дел од структурирана програма, како што е владиниот тендер, може да има и други стандардизирани услови што се бараат од страна на давателот на плаќање или поширока регулаторна рамка. Во многу земји во развој, постои само една компанија одговорна за купување и дистрибуција на електрична енергија. Дури и во земјите кои започнаа со приватизација на производството на електрична енергија, оваа компанија е често делумно или целосно во државна сопственост. Разбирањето на улогата на откупувач во споредба со другите регулаторни органи, како и кредитната способност на откупувачот и очекуваните условите во PPA, е од суштинско значење, бидејќи тие ќе влијаат на условите на финансирањето на долгот и, според тоа, одржливоста на проектот.

7.1.6. Стратегија за финансирање

Во фазата на концепт, достапните средства обично се минимални, но инвеститорот треба да започне да скицира внатрешен буџет кој ќе ги задоволи барањата додека проектот се движи напред. Во овој момент, инвеститорот, исто така, треба да размисли дали ќе биде потребен и друг инвеститор од среден капитал. Како што проектот напредува низ фазата концепт, инвеститорот ќе почне да ги истражува можностите за финансирање на долг; достапноста и условите се разликуваат многу на пазарите.

Важно е инвеститорите да започнат разговори со локалните финансиери рано, особено на пазарите со помало познавање на соларните технологии, бидејќи преговорите во овој контекст можат да бидат значително подолги. Ова се претпоставува користење на финансиска структура за проекти, која за проектите за соларна енергија е вообичаено мешавина од невработениот долг и капитал. Фазата на концептот е итеративен процес кој има за цел да развие разбирање за ризикот, специфичните трошоци на проектот и приходите кои овозможуваат

проценка на проектната економија. Целта на инвеститорот е да се добие доволно информации за да се донесе информирана одлука за веројатноста проектот да може да се оди напред. Ако проектот изгледа ветувачки, инвеститорот најверојатно ќе одлучи да премине во следната фаза.

Контролна листа на концепт по фази

Во листата подолу се опфатени клучните прашања и фактори кои проектантот треба да ги земе предвид при одлучувањето дали ќе продолжи кон следната фаза, кога треба да ја спроведе пред физибилити студијата.

- Структурата на проектот е опишана,
- Дали земјата и енергетскиот сектор нудат соодветни поволности за наградување на приватните инвеститори за ризикот што го преземаат?,
- Регулаторна поддршка и тарифи, особено времетраењето и временската рамка за сите поволности за соларната енергија,
- Идентификација на соодветна локација земајќи ги предвид ограничувањата на локацијата,
- Пристап до мрежата (близина, капацитет и одредби за политики за пристап),
- Соодветни средства достапни за извршување на проценките за изводливост,
- Идентификација на откупувач на енергија и достапната инфраструктура за да се предаде генерирана моќност.

7.2. ФАЗА 2 – ПРЕД ФИЗИБИЛИТИ СТУДИЈА

Целта на предфизибилити студијата е да се развијат прелиминарни барања за дизајн на постројки и инвестиции, кои овозможуваат понатамошна проценка на финансиската одржливост на проектот. Оваа проценка вклучува повеќе детали од претходната фаза и одредува дали да се продолжи понатаму со проектот и да се обезбедат дополнителни финансиски средства. Предфизибилити студијата може да се спроведе како десктоп студија, иако посетата на локација се препорачува. Врз основа на неизвесноста на собраните податоци кои се достапни во оваа фаза, одржливоста ќе се утврди во однос на минималната финансиска пречка и ќе ја земе предвид широката маргина на грешка (на пример, +/- 30%) за да се компензира недостатокот на специфични податоци за локацијата за проценка.

Предфизибилити студијата треба да вклучува најмалку проценка на:

- Местото на проектот и граничната област, обезбедувајќи пристап до локацијата , и од законски и од технички аспект,

- Концептуален дизајн на проектот кој дава различни опции за технологија (ако е применливо) и финансиски влијанија, вклучувајќи проценка на инсталираниот капацитет,
- Приближни трошоци за земјиштето, опремата, развојот, изградбата и функционирањето на проектот, како и предвидените приходи,
- Предвиден принос на електрична енергија од проектот. Иако специфичната анализа на локацијата треба да се изврши во подоцнежна фаза, за целите на предфизибилити студијата, објавените податоци од високо ниво на соларни ресурси и проценки на загубите на централата, може да се искористат во претпоставениот сооднос на перформансите (врз основа на номиналните вредности видени во постоечките проекти). Сезонските проценки на производството треба да се земат предвид,
- Предвидената тарифа за електрична енергија што треба да се добие врз основа на анализа на дерегулиран пазар, објавените субвенции на FiT тарифата на пазарот со специфични стимулации за обновливи извори на енергија, или релевантни компоненти на тарифата на пазарот е предмет на разгледување,
- Финансискиот модел да ја утврди комерцијалната одржливост на проектот за понатамошни инвестициони цели,
- Трошокот за поврзување на мрежата и веројатност за постигнување на врска во потребната временска рамка,
- Идентификација на клучните еколошки и социјални размислувања и други потенцијални "Кршачи на договори",
- Барања за дозволи, трошоци и веројатност за постигнување на согласност,
- Проценка на тековното регулаторно опкружување, проценка на стабилноста и можниот ризик за идните промени (на пример, веројатноста за промена на претстојните регионални / национални избори),
- Првичен концепт на правната / корпоративна структура на проектот; ова треба да се формулира за да се искористи на постојните / идните стимулации. Во фазата на претпазливост, инвеститорот може да почне да прави претпоставки за проектна компанија која, ако проектот се движи напред, ќе биде поставена за да го развие и поседува специфичниот проект или портфолио,
- Решенија за специфични предизвици, како предизвици за проектот, можни решенија ќе бидат идентификувани. На пример, ако овластениот превземач на електрична енергија нема силен кредитен рејтинг, инвеститорот можеби ќе сака да ја истражи можноста за државна гаранција и / или поддршка од

агенција за извозно кредитно или мултилатерална институција – на пример, делумна гаранција за ризик од Светската банка,

- Прелиминарна временска рамка за проектните активности; додека закажаниот тек на работа неизбежно не се промени значително, важно е да се разбере растојанието и времето на клучните потребни активности во рана фаза.

Предфизибилити контролна листа

Подолу е листа на клучни фактори за инвеститорот за време на фазата на предфизибилност:

- Проценка на локацијата и граничната област, вклучувајќи дозволи за пристап и ограничувања.
- Комплетен концепт, вклучувајќи разгледување на опциите за технологија и нивно финансиско влијание.
- Определени трошоци за земјиштето, опремата, испораката, изградбата и работењето заедно со предвидените приходи.
- Определен е индикативниот принос на електрична енергија.
- Идентификација на претпоставената тарифа за електрична енергија што треба да се прими, и преглед на очекуваните услови / услови на ППА договор во релевантен пазар.
- Финансиската анализа на високо ниво е завршена.
- Трошоци и веројатност за постигнување на мрежно поврзување во идентификуваните временски рокови.
- Главните еколошки ограничувања идентификувани заедно со други потенцијални "договорни прекинувачи".
- Завршена е проценка на тековната и потенцијалната регулаторна средина во иднина.
- Првичен концепт на правната / корпоративна структура на проектот.
- Решенија за предизвиците на проектот.
- Потребни Дозволи на идентификуваните барања / трошоци.
- Прелиминарна временска рамка на проектот / работен проток што покажува распоред на клучните активности изготвени.

7.3. ФАЗА 3 – ФИЗИБИЛИТИ СТУДИЈА

Фазата на ФИЗИБИЛНОСТ (изводливост) ќе се заснова врз работата што се презема во фазата на предфизибилност со повторување на проценката во повеќе детали користејќи податоци специфични за локацијата, како што се мерења на сончевите ресурси, и треба да се размисли за претходно идентификувани ограничувања во повеќе детали. Ако се проценуваат повеќе локации, тогаш треба да се избере претпочитаната локација.

Целта на физибилити студијата е да обезбеди подетални информации за потенцијалниот дизајн на проектот, инвестициски барања, како и да се планира финансирање и имплементација. Ако резултатите од студијата се поволни, инвеститорот треба да се биде подготвен да инвестира повеќе за да се унапреди проектот во фазата на финансирање. Типичен опфат за физибилити студија е наведен подолу во однос на клучните технички, регулаторни, финансиски и комерцијални аспекти.

7.3.1. Технички дизајн на системот

Преглед на дизајнот на системот- Во суштина, ова е план за физичкиот развој на проектот, вклучувајќи го и планот, идентификација на опрема и трошоци итн. Дизајнот на системот често е потребен за да се добијат дозволи / согласности. За да се избере почетен концептуален дизајн, вреди да се проценат разни дизајнирани конфигурации и големини на модули (модули), така што ќе може да се избере дизајн кој е оптимизиран за локацијата.

Проценка на засенчување и почетна положба на соларната ФВ централа. Процесот овозможува оптимизација и обично ги зема предвид:

- Агли на засенчување,
- Функционирање и одржување (O & M),
- Стратегија за чистење на модули,
- Агол на навалување, ориентација и систем за следење (tracking),
- Температурни и ветерни профили на локацијата,
- Поставување на кабли и минимизирање на електричната загуба,
- Изработка на детален план на локацијата, вклучувајќи анкети на локалитетот, топографски контури, прикажување на пристапот, правци, и други барања за градежни работи,

- Пресметка на соларните ресурси и еколошките карактеристики, особено оние кои ќе влијаат на изведба на техничките барања (температура, брзина на ветерот и геолошки опасности). Додека точноста на сателитски податоци се зголемува и е прифатлива во многу случаи, често е пожелно да се имплементираат специфични мерења на ирадијација за локацијата (*Ирадијација е мерка за енергетскиот сончев интензитет на единица површина во одреден временски период. Таа се добива со интегрирање на зрачењето над дефинирани временски ограничувања и се мери во енергија по квадратен метар (kWh/m2)*) колку што е можно порано во почетокот на процесот на планирање на проектот. Физибилити фазата е добро време за да се донесат такви податоци во процесот на планирање. Треба да се забележи дека нивоата на зрачење често се разликуваат низ сезоните, и ова треба да се земе предвид во модел на финансирање,
- Дизајн на електрични кабли и дијаграми на еднополна шема,
- Електрични приклучувања на мрежа и опрема за мониторинг,
- Дизајн на мрежни конекции, вклучувајќи трансформатори и мерења, итн.,
- Целосна анализа на приносот на електрична енергија со користење на прикажани сончеви податоци и оптимизираниот распоред,

Проценка на сите технолошки опции и анализа на трошоци / придобивки на потенцијалните добавувачи со оглед на проектот локација, вклучувајќи:

- Избор на панели (модули). Треба да се земе во предвид дека во земјите каде што соларната индустрија се уште е во нејзиниот зародиш, може да има предизвици при увоз на соларни модули и други критични компоненти од инфраструктура на ФВ централата. Примерите вклучуваат одолжување на царински постапки и тешки преговори за условите на продажба со производители кои немаат локален трговски претставник или дистрибутер,
- Избор на инвертер. Производителите претежно се наоѓаат во Европа и Северна Америка но има и други кои се појавуваат во Кина и Јапонија. Како што нагласивме и погоре, увозот може да доведе до одложување на распоредот на проектот,
- Монтажа на рамка или избор на систем за следење, вклучувајќи разгледување на специфични услови на локацијата.

7.3.2. Дозволи и екологија, здравје и безбедност (EHS) барања

- Детален преглед и попис на сите потребни дозволи и лиценци потребни за изградба и работење електраната. Примери се еколошките дозволи, дозволи за користење на земјиште и лиценци за генератори;
- Дискусии пред-апликација со релевантните органи за одобрување во врска со распоредот за дозволи, за да се разберат финансиските импликации;
- Детален преглед на еколошките и социјалните аспекти, како што се конзервација на дивиот свет или други ознаки кои можат да влијаат врз дозволените активности на проектните локалитети. Ова обично се изведува со деск проценка и, ако е можно, дополнета со почетната анкета на локацијата.
- Почетни консултации со клучните засегнати страни, вклучувајќи ги заинтересираните страни од локалната заедница, како релевантни.
- Прашања за поврзување со мрежа. Ова треба да биде подетална проценка на веројатноста, цената и тајмингот на поврзувањето на мрежата, како и капацитети и ограничувања на далекуводите. Ова исто така може да вклучува поднесување на првична примена во редот за интерконекција на мрежата или постигнување на "нивото на одобрување на тарифа" од страна на регулаторот.

7.3.3. Финансиска физибилност (изводливост) на проектот

Финансиското моделирање за да се одреди комерцијалната одржливост и атрактивноста на проектот ги вклучува сите трошоци и приходи. Исто така треба да вклучи и анализата на чувствителност за да се започне со проценката на ризиците на проектот. Понатамошна проценка на предвидената тарифа за електрична енергија. Ова е особено важно на пазарите каде што е тарифата се очекува да се флуктуира, или преку:

- Намерно дизајнирање, како што е пазарот на електрична енергија, каде што инвеститорот е независен производител на електрична енергија, продавајќи на големо или на спот размена,
- Пазарни сили, како што се користење на Кредити за обновлива енергија (RECs) или друг пазарен инструмент, кои би можеле да придонесат за приходите на инвеститорот или потенцијал за ревизија на тарифите за кои се преговара, на пример ако владата одлучи да ги ревидира тарифите ретроактивно (невообичаено, но се случило), или преземачот на енергија бара повторно преговарање.

7.3.4. Развој на проектот / комерцијални аспекти

План за имплементација на проектот – Ниво 1 (минимум), вклучувајќи Гантов дијаграм кој ја утврдува временската рамка на проектот, барања за ресурси, буџет за развој на проекти, концепт за јавни набавки (на пример, целосно клуч на рака или мулти договорен пристап) и О & М концепт(Функционирање и Одржување).

Опциски договори за пристап до сите приватни државни земјишта или пристапни патишта, или договор за концесија со надлежниот орган. Евалуација на комерцијалната структура на проектот. Ова вклучува оценување на проектната компанија или компании, кои може да вклучуваат возила со специјална намена (SPV), во зависност од структурата на компанијата дозволено според локалниот закон. Ова, исто така, вклучува евалуација на сите оф-шор структури на родител-компанија и инкорпорирање на локацијата врз основа на правни, финансиски и даночни критериуми соодветни на проектот.

Инвестиции и барањата за финансирање и инвестициски концепт. Ова треба да ги вклучува придонесите за износите и изворите на капитал, барањата за капитални партнери и финансиските претпоставки кои треба да се вклучат во финансискиот модел.

Структура на проектот и стратегија за намалување на ризикот. На многу развојни пазари, да се направи "финансиран" проект (способен да привлече разумни цени за финансирање на долг), обично е неопходно да се обезбедат кредитни подобрувања, кои можат да бидат или приватни (акредитиви, девизни сметки) или владини (државни гаранции).

Да се номинира одговорен инженер за Набавка (Проект менаџер) односно фирма изведувач. Како што се развива намерата да се продолжи со проектот, треба да се направи простор за EPS договори или други договори за набавка на тендери кои ќе бидат координирани преку Проект менаџерот на изведувачот. Опсегот на работа на инженерот на EPS може исто така да вклучува и поддршка за техничката набавка (на пример, ФВ фабрички компоненти) и преглед на техничкиот дизајн..

Тендерска постапка и номинирање на Надзорен орган за поддршка на развојот на договори и преговарање, како и сите други релевантни правни потреби за структурирање и поставување на компанија во текот на развојната фаза.

Треба да се напомене дека физибилити студијата може да се поклопува со активности поврзани со дозволи, финансирање и договори кои се спроведуваат паралелно. Координација на сите технички, комерцијални и регулаторните активности се од суштинско значење за успехот на проектот.

- Контролна физибилити листа
- Подолу е листа за проверка за програмери со клучни фактори кои мора да се решат за време на фазата на изводливост.
- Изготвен детален план на локацијата.
- Оценет е сончевиот ресурс, вклучувајќи проценка на засенчување.
- Карактеристиките на животната средина кои можат да влијаат врз
- идентификуваните перформанси.
- Детален преглед на спроведените еколошки и социјални аспекти.
- Детален преглед на потребните дозволи и добиени лиценци.
- Проценката на Capex за опции за технологијата и за снабдувач; cost/benefit (трошок / корист) анализа за опциите и локацијата на проектот завршена.
- Предизборни дискусии со релевантни државни органи за преземени согласности.
- Почетни консултации со клучните засегнати страни, вклучително и со заедницата.
- Проценката за поврзување на мрежа е завршена.
- Утврдени предвидените енергетски приноси од производство.
- Понатамошна проценка на претпоставената тарифа за електрична енергија.
- Извршена е финансиска анализа. Прелиминарно планирано финансирање.
- Развиен план за имплементација на проектот.
- Обезбедени услови за склучување договори за пристап до земјиште
- (доколку е потребно).
- Евалуација и концепт на комерцијалната структура на проектот и
- проектантски компании.

7.4. ФАЗА 4 – ДОЗВОЛИ, ДОГОВОРИ И ФИНАНСИРАЊЕ

По физибилити фазата и претпоставувајќи дека проектот сé уште е финансиски изводлив, проектот се движи кон следната фаза. Ова вклучува добивање на конечни дозволи, обезбедување на финансирање на проекти и

активности пред-имплементација (комерцијални договори). Времето и секвенционирањето на оваа фаза значително ќе се разликуваат од проектот, но во оваа фаза обично се вклучени следните активности:

- Ангажирање на релевантни заедници или засегнати страни(акционери),
- Подготовка и доставување на соодветни барања за дозволи и лиценци и придружни документи за идеен проект,
- Еколошки и социјални проценки (договорени во консултација со органот за одобрување и други законски тела), кои може да вклучуваат целосна оценка на влијанието врз животната средина и социјалните прашања (Environmental and Social Impact Assessment (ESIA)),
- Подготовка и доставување на апликација за приклучување на мрежа,
- Преглед на дизајнот и сите услови за дозволи / согласности. Ревизија на дизајнот или согласности по потреба,
- Претквалификација на изведувачот, рангирање и избор на скратена листа на изведувачи,
- Одлука за пристапот на финансирање (на пр., Извори и пропорции на капитал и долг, вклучувајќи изградба финансирање),
- Обезбедување финансирање за проектот,
- Одлука за стратегија за склучување договори (т.е. договор за EPC или мулти-договор),
- Подготовка на тендерска документација за соларни PV модули. Избор на снабдувач / изведувач и преговори за договор,
- Подготовка на изградба или биланс на тендерската документација за централата,
- Подготовка на документација за PPA договор и завршни преговори,
- Подготовка на релевантниот концепт и договор за O & M,
- Подготовка на тендер за проект менаџер (одговорна компанија за изведба),
- Договарање и набавка на релевантните осигурувања (за изградба, за работење, итн.),
- Подготовка на тендери на Инвеститорите за избор на главен инжињер од заемодавачот и совет од заемодавачот,
- Финализирање на договорот за интерконекција на мрежата со мрежен оператор или релевантен орган,

- Подготовка на детален, финансиски модел кој го опфаќа целиот животен век на постројката. Вообичаено, ова ќе биде завршено по преговарањето за EPC договор или договори за опрема и биланс на централата(BoP)(предмер пресметка), како и договори O & M, така што финансискиот модел може да ги вклучи конечните трошоци на капиталот и O & M,
- Завршување на анализата на проектниот ризик,
- Анализа на транспорт како што е неопходно за тешко достапните локациите на проектот,
- Финализација на сите земјишни, површински и договори за пристап – и да се активираат опции за договор за земјиште да се претворат во долгорочни закупи, колку што е потребно,
- Финализирање на деталниот план за спроведување на проектот.

7.4.1. Дозволи

Одобренија и дозволи мора да се добие пред да започне изградбата на проектот. Барањата за дозволи се разликуваат многу помеѓу различни земји и региони. Генерално, видот на дозволите може да вклучуваат, но не се ограничени на:

- Договор за закуп на земјиште,
- Договори за пристап,
- Планирање / користење на земјиштето согласности,
- Градежни / градежни дозволи,
- Дозволи за животна средина (шумарство, загрозени видови, ОВЖС, итн.),
- Социјални влијанија (т.е. културно наследство/археолошки локалитети, консултации со засегнатите страни),
- Енергетска дозвола,
- Барање за поврзување на дистрибутивна мрежа,
- Лиценци за оператор / за производство на електрична енергија.

Важно е да се разгледаат барањата за дозволите во рана фаза, бидејќи временска рамка на апликацијата за различни дозволи се разликува. Најдобриот пристап обично е преку раните дискусии со релевантниот орган за одобрување. Таквите дискусии треба да утврдат кои придружни документи ќе бидат потребни при поднесување на барања за дозволи (пример., оцена на животната средина, транспортни студии, итн.), како и временски рокови за согласност доделена по

поднесување. Барањата за поддршка на документацијата и времето за одговор обично ќе се разликуваат во зависност од големината на ФВ централата, нејзината локација и контекстуалните чувствителности. Добивањето на дозволи понекогаш бара измена на дизајнот на ФВ централата, така што тоа е во согласност со барањата на локалната власт и се однесува на загриженост на други клучни агенции за време на процесот на издавање дозволи. Оттука, тешко е да се пренагласи важноста на раните дискусии со релевантните страни, така што нивните повратни информации можат да бидат вградени во процесот на дизајнот во рана фаза. Откако ќе се добијат согласности, важно е да се разгледаат сите придружни услови кои мора да се решат пред и / или за време на изградбата. Условите за согласување ќе зависат од специфични карактеристики на локацијата и може да претставуваат ограничувања на временската линија за развој. На пример, услов за согласност може да биде дека конструкцијата не е дозволена во одредени периоди од годината за да се избегне нарушување на сезоната на одгледување на одредени животински видови. Преглед од сите услови треба да се изврши откако ќе се добие согласност за да се утврдат барањата и да се отвори дијалог за да се разјаснат сите неизвесности со релевантниот орган. Многу е веројатно дека за исполнувањето на одредени услови ќе биде потребна подготовка на дополнителни документи за органот за одобрување, чие писмено одобрение може да биде потребно претходно за да развојот на проектот може да продолжи.

7.4.2. Еколошки и социјални аспекти

Треба да се разгледа можното влијание врз животната средина и социјалните ефекти од соларниот проект и проценето влијанието на проектот. Дел од оваа проценка може да се направи како десктоп студија, но посета на локација е од суштинско значење за да се процени моменталната состојба на локацијата и околината. Националното законодавство треба да се ревидира за да се утврди кој било специфични за земјата барања поврзани со развој на соларни проекти. Слично на тоа, врзано со најдобрите меѓународни практики ќе обезбеди минимизирање на негативните влијанија на проектот и позитивни односи со заинтересираните страни. Резултатите од еколошките и социјалните проценки, како и консултациите со засегнатите страни, често обезбедуваат повратни информации во процесот на дизајнирање. Понекогаш тоа вклучува промени во дизајнот, или развивање на мерки за ублажување на сите значајни влијанија. Затоа е важно овие проценки да се спроведуваат навремено така што дозволува какви било потенцијално потребни измени во дизајнот.

7.4.3. Финансирање

Финансирањето на соларни PV проекти во принцип е слично на финансирање на други видови енергетски проекти, сепак, одредени ризиците што се единствени за соларната ФВ мора да се земат предвид во планот за финансирање. Ризици поврзани со ФВ проектите од соларната енергија се поврзани со: енергетскиот ресурс (зрачење), поставување на проекти и дозволи, соларна технологија (релативно нови), потенцијална деградација на ФВ модулите и сигурност на долгорочни перформанси на ФВ централи, како и потенцијална несигурност на наплатата на тарифите и приходите.

Финансирањето на ФВ проекти обично вклучува две клучни компоненти:

- Акционерски капитал, од еден или повеќе инвеститори, инјектирани директно или преку друга компанија,
- Без кредит или ограничен кредит од еден или повеќе заемодаватели.

Со цел да се добие финансирање, инвеститорот мора да подготви детална документација за проектот, така што финансиерите ќе можат да ја извршат нивната длабинска анализа за да ги проценат ризиците од потенцијалната инвестиција. Детален дизајн и сеопфатна документација која овозможува сигурни проектни приходи се особено критични, бидејќи давателот зависи целосно од готовинскиот тек за отплата на проектот, наспроти билансот на состојба на спонзорот. Комерцијалните банки на новите пазари можеби не се запознаени со соларните проекти, па дизајнерите треба да бидат подготвени за ригорозен процес на анализа и да инкорпорираат доволно време во распоредот на проектот за да ги идентификуваат и адресираат барањата на заемодавачот. Во текот на процесот на планирање, инвеститорот постојано оценува и се обидува да управува со ризиците, па затоа е поволен балансот за наградата за ризик.

7.4.4. Договори

Договорите ги презентираат дизајнерите со неколку важни фактори. Можеби најважно е да се најде соодветна проектна/дизајнерска компанија. Инвеститорот обично ја создава и поседува проектната компанија, потенцијално со ко-инвестиција од капитал од друг финансиски спонзор, како што е инфраструктурен фонд. Сите договори, договори за земјиште, финансирање и обезбедување проектните дозволи и други дозволи треба да се издадат во име на Инвеститорот. Исто така, заемодавците често инсистираат на правата на доделување (на пример, право на средствата и обврските на проектот да им се доделат во случај на неисполнување на обврските). Имајќи ја предвид рангираноста во раните фази на инкорпорација може да заштеди значително време подоцна во процесот на развој.

Што се однесува до набавката и изградбата на ФВ централата, треба да се развие стратегија за решавање на видот на технологијата, градежништвото и

ефикасноста на ризикот, додека сеуште ги исполнуваат барањата за инвестирање. Постојат два главни начини на договарање кои инвеститорот може да ги разгледа: 1. повеќекратни договори или единствен договор за набавка на инжинеринг и 2. договор за изведба(Engineering Procurment and Construction)- EPC.

Во првиот случај, повеќе изведувачи се ангажирани за да испорачаат / изградба на различни делови на ФВ централата, но една компанија (обично на сопственикот / инвеститорот или проект менаџерот или трета страна) ја задржува одговорноста за интегрирање на сите компоненти и услуги кои се обезбедуваат според различните договори. Во случај на договор со еден изведувач EPC, на една компанија и е доделена целосна одговорност за комплетирање на целиот проект. Пристапот со повеќе договори бара значително поголем напор за управување од страна на инвеститорот, а исто така го изложува инвеститорот на значително поголем ризик. Сепак, пристапот со повеќе договори генерално е поевтин од пристапот со ангажирање на еден Изведувач. Додека EPC опцијата е со повисока цена, таа пренесува значителен износ на ризик од инвеститорот до EPC Изведувачот. Ако е избран еден Изведувач, од особена важност е инвеститорот да гарантира дека договорот со Изведувачот јасно ги дефинира очекувањата, барањата и одговорностите. Инвеститорот треба да биде сигурен дека договорот е задоволителен во овој поглед пред потпишувањето, бидејќи ќе биде многу полесно и поекономично да се прават промени на договорот пред истиот да се потпише. Ако инвеститорот има малку или никакво искуство или не е сигурен за било кој аспект на проектот, тој треба да побара совет од консултант искусен во соодветната тема. Препорачливо е проект менаџерот на сопственикот да биде ангажиран за време на фазата на развој и изградба, со цел да се обезбеди квалитетот на работата на сите изведувачи, како и состанокот за роковите и одржувањето на буџетите. Проект менаџерот, исто така, може да обезбеди конзистентност помеѓу OEM (Производителот на оригинална опрема) на сончевите модули и барањата за гаранција во други договори и нивните соодветни дела. Не постои единствен најпосакуван договор за пристап. Прифатениот пристап ќе зависи од искуството, способностите и сензитивноста на инвеститорот. Како и да е, договорите со еден Изведувач- EPC нз клучните принципи најчесто се користат во соларната индустрија.

- Контролна листа за дозволи, финансирање и договори
- Подолу е листата на критични прашања кои треба да ги земе во предвид дизајнерот за време на развојот на проектот што вклучува обезбедување дозволи, договори и финансирање.
- Подготовка и доставување на апликации за соодветна дозволи и лиценци.
- Еколошките и социјални проценки на ризик (по потреба) завршено.
- Подготвена и доставена апликација за мрежно поврзување. Потпишан

договор за мрежно поврзување.

- Ревизија на завршените услови за дизајн и дозволи / согласности.
- Утврден пристап на стратегијата за договор.
- Одлука за финансирање. Финансирањето на проектот е обезбедено.
- Завршено е со ангажирање на засегнатите страни-акционерите.
- Подготвена е тендерска документација за ФВ централа.
- Селектиран и рангиран снабдувач.
- Подготвена документација за договорот за продажба на електрична енергија(PPA).
- Подготвен е O & M концепт и договори (Функционирање и одржување).
- Подготвен е тендер за Проект менаџер од сопственикот.
- Релевантно осигурување набавено и договорено.
- Подготвени се тендери на Инвеститорот и понудувачот на Заемодавателот.
- Тендерирање и евалуација на понудувачите за сите извршени договори.
- Преговорите за договорот завршени.
- Завршено е рангирањето за приносот од електрична енергија за банката.
- Пополнет детален финансиски модел.
- Анализа на транспортот (доколку е потребно).
- Финализирани се сите договори за земјиште и пристап.
- Завршена е анализа на проектниот ризик.
- PPA финализиран со трговец/снабдувач на енергија.
- Финализиран детален план за спроведување на проектот.
- Завршена техничка и правна анализа (доколку е потребно).

7.4.5. Координација при потпишувањето на договорот

Од клучно значење е спонзорот на проектот или инвеститорот да ја координира структурата, термините и роковите за извршување на клучните стратешки документи. Без тесна координација, веројатно ќе има конфликти или противречности помеѓу документите, или уште полошо, инвеститорот може да создаде финан-

сиски обврски кои не можат да се исполнат. Анализата на критични патишта е од суштинско значење за да се идентификуваат меѓу зависностите и клучните активности кои бараат блиско следење за да се избегнат одложувањата на проектот.

Временските рамки на проектот и соодветното договорно потпишување треба да бидат координирани за да се избегнат подоптимални позиции во преговарањето за да се постигне финансиско затворање. Примери за лоша координација вклучуваат:

- Потпишување на PPA за предавање на електричната енергија без да се знаат барањата за мрежата за интерконекција и / или без договор за поврзување со мрежа,
- Потпишување на договор со EPC – Engineering, procurement and construction - Изведувач без потребната финансиска подршка од инвеститорите. Ако финансирањето сеуште не е обезбедено, инвеститорот треба да се заложува само за договор за EPC кој не е обврзувачки додека не се затвори финансиски,
- Потпишување на договор со EPC пред да се добијат сите дозволи и лиценци. Договорот за EPC и PPA треба да се договараат паралелно со финансирањето, бидејќи некои финансиски институции можеби ќе побараат промени во условите на договорот.

7.5. ФАЗА 5 – ИНЖЕНЕРИНГ, НАБАВКА, ИЗГРАДБА И КОМЕРЦИЈАЛНА РАБОТА

Еден единствен EPC договор најчесто се користи за развој на ФВ централа. Во овој случај, еден изведувач е одговорен за целиот проект. Од EPC изведувачот е потребно да го потврди соларниот енергетски ресурс, да се развива детален дизајн на ФВ централата, проценка на нејзиниот принос на електрична енергија, набавка на опремата според спецификациите договорени со инвеститорот, изградба на ФВ централа, извршување на тестови за прифаќање, и пренесување на ФВ централа за комерцијална работа на неговиот сопственик / оператор.

7.5.1. Инженеринг и набавка

Развој на детален ФВ дизајн

Изведувачот (EPC) ќе ја подготви потребната документација за деталите на централата за соларна енергија која ќе биде понудена и изградена. Ќе се изготви следната документација:

- Детален дизајн на изгледот,
- Детален градежен дизајн (згради, фондации, одводнување, пристапни патишта),
- Детален електричен дизај,
- Ревидирани приноси на електрична енергија,
- Градежни планови,
- Распоред на проекти,
- Интерфејс матрица,
- Планови за пуштање во работа.

Клучните електрични системи мора да бидат дизајнирани со ригорозни детали. Ова вклучува опрема потребна за заштита, заземјување и меѓусебно поврзување со мрежата. Треба да се подготват следните дизајни и спецификации:

- Дијаграм на еднополна шема,
- Дијаграми за пренос на среднонапонски (MV) и нисконапонски (LV) прекинувачи,
- Системи за заштита,
- Системи за интерконекција и дизајн,
- Потреби за дополнителна моќност,
- Системи за контрола.

Градежните работи треба да се развијат на ниво погодно за градба. Тие ќе вклучуваат дизајни на низите на модулите и зградите, како и патишта и инфраструктура потребна за спроведување и работење. Критериумите за проектирање треба да се утврдат во согласност со националните стандарди и ограничувањата специфични за локацијата, како што се геотехничките услови. На пример, треба да се пресметаат оптоварувања на ветерот за да се обезбеди дека дизајнот ќе биде соодветен за локацијата на проектот.

Приноси на електрична енергија

Приносот на електрична енергија е потребен со цел за да се обезбеди финансирање. Најчесто инвеститорите ќе бараат енергија од P90 принос или проценка на годишното производство на енергија кое се постигнува со веројатност од 90 проценти. Се советува енергетскиот принос да е определен или ревидиран од независен специјалист. Ова ќе обезбеди доверба кај банките и ќе помогне да се привлечат инвестиции. Приносот на електрична енергија треба да вклучува:

- Проценка на сезонските варијација и доверба на нивото на приноси,
- Разгледување на факторите специфични за локацијата, вклучително и загадувањето или веројатност за снег, како и режимот на чистење наведени во O & M договорот,
- Прегледување на целосно засенчување на ФВ централата, вклучувајќи блиско и далечно засенчување,
- Детални загуби и деградација на перформансите со текот на времето,
- Преглед на предложениот дизајн за да се обезбеди дека параметрите се во границите на дизајнот.

Детална проектна документација

Изведувачот на EPC ќе изработи детален извештај за проектот, кој заедно со целата проектна документација (цртежи,итн.) е сместен во "фајлот за податоци" кој обезбедува лесен пристап до сите страни вклучени во проектот. Оваа информација ќе се искористи за да се обезбеди финансирање од банки или инвеститори. Документацијата треба да биде презентирана на јасно организиран начин. Примери за информациите што треба да се вклучат во овој фајл се дадени подолу:

- Локација каде е покажан распоредот на модули, инвертори и згради,
- Индикативни планови кои покажуваат:
- Рамка за монтирање и распоред на модулите,
- Локации на инверторот и темели / куќишта,
- Безбедносни мерки,
- Првични електрични скици:
- Шеми на поврзување на модули до инвертер,
- Единечни дијаграми кои прикажуваат очекуваните правци за каблите,
- Мрежно поврзување и потенцијални барања на трафостаницата,

- Предмер пресметка на материјали за поголема опрема,
- Анализа на Приносот на електрична енергија,
- Претпоствени загуби во однос на прогнозата за Приносот на електрична енергија,
- Податоци за финансискиот модел, вклучувајќи:
- Долгорочни трошоци за О & М и непредвидени околности (до крајот на животниот век на дизајнот и / или долгот),
- Достапни претпоставки,
- Претпоставки за Деградацијата на перформансите на панелот;
- Трошоци за резервни делови,
- Трошоци за поврзување за електрична енергија и услуги.

Модел на паричен тек (Cash flow), вклучувајќи одржување на одредениот коефициент на покриеност на долгот (DSCR) (DSCR is the ratio of cash available for debt servicing to interest, principal and lease payments. (DSCR е соодносот на готовина достапна за сервисирање на долг кон камата, главнина и плаќања за закуп). Ако е применливо и резерва за непредвидени ситуации кои треба да се користат за замена на инверторот, штета од временски непогоди и други неочекувани трошоци поврзани со работата на централата.

7.6. ИЗГРАДБА И ПАРАМЕТРИ НА КОМЕРЦИЈАЛНО ФУНКЦИОНИРАЊЕ

Откако договорот (ите) ќе биде доделен (без разлика дали е повеќекратен или единствен EPC), улогата на инвеститорот е да ја надгледува имплементација на проектот. Ова може да се направи со користење на сопствениот персонал на инвеститорот, ако тие имаат експертиза и искуство, или со ангажирање на сопственик на инженер. Секој изведувач дизајнира, набавува и инсталира компоненти од ФВ централата под условите на договорот. Ако се доделуваат повеќе договори, координација на распоредот и интерфејсите може да бидат критични.

Критичните задачи кои треба да се спроведат независно за секој тип на договор вклучуваат:

- Планирање и секвенционирање на задачите,
- Управување со трошоците,

- Справување со ризици,
- Координација меѓу сите организации вклучени во проектот.

Комерцијалното работење започнува по пуштањето во работа, кое ги содржи тестовите за изведба и сигурност во договорот. Таквите тестови може да се спроведат за поединечни компоненти, а потоа за целокупниот систем. Секогаш е потребно тестирање на компоненти по компоненти, но особено во случај на повеќе договори со цел да се проценат дали секој изведувач ги исполнил своите обврски. Успешните тестови обично се активира за ослободување на плаќањата на изведувачот(ите). Неуспешните тестови може да резултираат со модификации на дизајнот, па дури и правно дејство ако ФВ централата не може да ги исполнуваат гаранциите за изведба и сигурност. По завршувањето на тестовите за прифаќање, изведувачот (ите) треба да му ги достави на сопственикот на ФВ централата "документација за предавање", која треба да ги содржи податоците од дизајнот, цртежите, процедурите на О & М, информациите за резервни делови и сите други информации кои се релевантни за комплетно предавање на ФВ централата и нејзиното успешно идно работење и одржување.

Табела 7.1. *Стандарди за ФВ модули*

Тест	Опис	Коментар
IEC 61215	Кристален сицилиум (c-Si) терестријални PV модули – Дизајн квалификација и одобрение на тип	Вклучува текстови за термички циклус, важност и замрзнување, механички стрес и пресврт и отпор кон град. Стандардната сертификација користи притисок од 2,400 Pa. Панели во тешки снежни локации може да се тестираат под построги услови од 5,400Pa.
IEC 61646	Тенок филм терестријални ФВ панели – Дизајн квалификација и тип одобрување	Многу сличен е IEC 61215 сертификација но дополнително тестот посебно ја разгледува дополнителната деградација на тенок филмски панели.
EN/IEC 61730	ФВ панели – Квалификација за безбедност	Сертификацијата дефинира три различни класи на апликации: 1) Класа на безбедност О – апликации за ограничен систем; 2) Класа на безбедност II – општи апликации; 3) Класа III за безбедност – нисконапонски (LV) апликации.
IEC 60364-4-41	Заштита од електричен удар	Безбедноста на панелите е отценета врз основа на 1) трајност; 2) висока

Тест	Опис	Коментар
		диелектрична сила; 3) механичка стабилност; 4) дебелина на изолацијата и растојанија.
IEC 61701	Отпорност на солена средина и корозија	Потребни за инсталирање модули во близина на брегот или за поморски апликации.
IEC 61853-1	Тестирање на перформансите на фотоволтаичните панели и рејтингот на енергијата	Ги опишува барањата за оценување на перформансите ФВ панелите во однос на моќноста во текот на низа зрачења и температури.
IEC 6284	Проверка на издржливост на системскиот напон	Ја опишува процедурата за тестирање и условите за спроведување на ПИД тест. ФВ панел ќе се смета за отпорен на PID (потенцијална индуцирана деградација), ако загубата на енергијата е помала од 5% по тестирањето.
Сообразеност со Европска комисија (ЕС)	Сертифицираниот производ е во сообразеност со барањата на Европската унија (ЕУ) за здравје, безбедност и заштита на животната средина	Задолжително во Европска економска област.
UL 1703	Во согласност со Националниот кодекс за електрична енергија, Управата за безбедност и здравје при работа и Националната асоцијација за спречување на пожари. Панелите извршуваат најмалку 90% од номиналната моќност на произведителот.	Underwriters Laboratories Inc. (UL) е независна компанија за сертифицирање на безбедноста на производите базирани во САД, која е национално признаена лабораторија за тестирање (NRTL). Сертификацијата од (NRTL) е задолжителна во САД.

Случај: ФВ модули – ризик анализа

ФВ модулите учествуваат со приближно 50% од цената на системот за сончева ФВ централа. Од нив се очекува да имаат функционален живот за време на траењето на проектот, обично повеќе од 25 години. Оттука, неуспехот на модулите или абнормалната деградација можат значително да влијаат врз економијата на проектот. Потребна е внимателна селекција на ФВ модулите. Иако модулите се главен капитален трошок, дизајнерите треба да размислуваат за долгорочни приходи. "банкабилност" на панелот може да се разбере на различни

начини од страна на дизајнерите, финансиери и производители на модули. "Банкабилност" обично вклучува општа проценка на:

- Технички карактеристики на панелот.
- Квалитет на производителот.
- Постапки за сертификација и тестирање.
- Континуирана евиденција на компанијата и панелот.
- Гарантни услови.
- Финансиски биланс на компанијата.

За целосно да се разбере ризикот за панелот, треба да се направи целосна проценка на горенаведените критериуми.

Тековните стандарди за сертификација не ја проценуваат целосно техничката адекватноста на ФВ модулитете во текот на животниот век на проектот. Кривата на неуспех на када е типична за ФВ модули, со зголемен ризик од неуспех во раните години , низок ризик за средината на проектот (неуспеси во средината) и зголемен ризик на крајот од работниот век на проектот како што модулите се влошуваат (изнемоштени неуспеси). Од гледна точка на заемодавателите, приходите од проектите се најважни во текот на првите 15 години да се совпаднат со типични должнички услови. Заемодавателот е затоа добро заштитен ако ризикот од откажување во раната фаза може да се пренесе на ЕРС изведувачот или производителот на модули.

Повеќето ЕРС изведувачи се подготвени да обезбедат гаранции за централата (PR) за време на гарантниот период на ЕРС (обично две години). Придружен со линеарна гаранција за моќност обезбедена од производителот на панелот, се покрива одреден степен на ризик за модулација во раната фаза.

Интересот на сопственикот може да се заштити уште повеќе со дополнително тестирање на модулите за време на гарантниот период на ЕРС придружени со соодветни сценарија за престанок, при што сопственикот има право да не ја прифати централата ако не успее тестирањето на перформансите.

Примери за тестирање на модулите вклучуваат надворешно тестирање или тестирање на самото место на примерок од модули при испорака и пред крајот на гарантниот период на ЕРС, тестирање на електролуминисценција и термографско тестирање. Овие тестови помагаат да се идентификуваат дефекти кои не можат да влијаат на моќноста на постројката во рамките на гарантниот период на ЕРС, но тоа може да го направат и во иднина.

Многу производители на модули најчесто нудат гаранција за линеарна моќност од 25 години. Меѓутоа, во текот на историските периоди на

преоптоварување на модулите на ФВ, голем број производители на модули влегуваат во несолвентност, а многу други имаат лоши финансиски позиции. Ова значи дека не сите производители на модули може да се претпостави дека се во позиција да ги почитуваат долгорочните гарантни побарувања. Затоа, некои производители на модули обезбедуваат дополнителна заштита од ризик, нудејќи гаранција од трето лице за гарантирање дека гаранциите за моќност сè уште може да се исполнат во случај на стечај од производителот.

На дизајнерите, сопствениците и финансиерите им се советува да размислат за вклучување на таквите дополнителни стратегии за намалување на ризикот во договори за проекти со цел да одговараат на ризикот на проектот со сопствените барања за профилот на ризик.

7.6.1. Сооднос на извршувањето

Соодносот на извршување (PERFORMANCE RATIO – PR) е параметар што најчесто се користи за мерење на перформансите на ФВ централа. Обично се изразува како процент, ПР обезбедува репер за споредба на централите во одредено време, независно од капацитетот на централата или соларниот ресурс. ФВ централа со висок ПР е поефикасна во претворањето на сончевото зрачење во корисна енергија. ПР се дефинира како сооднос помеѓу излезниот АС принос и теоретскиот принос што би бил генериран од ФВ централата ако модулите го претворат зрачењето добиено во корисна енергија според нивниот номинален капацитет. Целосна та дефиниција на ПР е дадена во IEC 61724 "Мониторинг на перформансите на фотоволтаичен систем-Насоки за размена на податоци и анализа на мерните податоци. "Може да се изрази како:

$$PR = \frac{ACYield(kWh)\cdot 1\left(\frac{kWh}{m^2}\right)}{DCInstalledCapacity(kWp)\cdot PlaneofArrayIrradiation\left(\frac{kWh}{m^2}\right)}\cdot 100\% \qquad (7.1)$$

PR го квантифицира вкупниот ефект на загубите на системот на номиналниот капацитет, вклучувајќи ги и загубите предизвикани од модулите, температура, намалување на ефикасноста при слаба осветленост, инвертори, каблирање, засенчување и загадување. PR на централата може да се предвиди со помош на симулации, или алтернативно може да се пресмета за оперативен погон со мерење на зрачење и АС принос. Бидејќи загубите на ФВ централата варираат во зависност од условите на животната средина во текот на годината, PR на централата исто така варира. На пример, позначајниот негативен температурен коефициент на моќност за кристалните модули може да доведе да се зголемат загубите при високи температури на околината. PR да се движи од околу 77 проценти во лето до 86 проценти во зима (со годишен просечен PR од 82 отсто) нема да биде невооби-

чаено за добро осмислена PV централа на соларна енергија која не работи во услови на висока амбиентална температура.

Некои централи кои користат модули со-Si покажуваат спротивен ефект: во летните месеци, ПР се зголемува, паѓа повторно во постудените зимски месеци. Ова се должи на фактот дека деградацијата на Стејблер-Вронски е делумно реверзибилна на високи температури. Вообичаено е да се забележат сезонски осцилации во ПР на a-Si централи поради овој термички процес. Во просек во текот на годината, ПР во горните седумдесетти или пониски осумдесетти години е типичен за добро дизајнирана ФВ централа. Може да се очекува намалување кога ФВ централите стареат, во зависност од стапките на деградација на модулот.

7.6.2. Специфични приноси

"Специфичниот принос" (kWh/kWp) е вкупната годишна енергија произведена по kWp инсталирана. Често се користи за да помогне да се одреди финансиската вредност на една ФВ централа и да се споредат оперативните резултати од различни технологии и системи.

Специфичниот принос на ФВ централа зависи од:

- Вкупното годишно зрачење кое паѓа на колекторската површина. Ова може да се зголеми со оптимално поместување на модули или употреба на технологија за следење(со тракери),
- Перформансите на модулот, вклучувајќи ја чувствителност на високи температури и ниски нивоа на светлина,
- Системски загуби, вклучувајќи прекини во работа на инвертерот.

Некои производители на модули бараат многу повисоки приноси на енергија kWh/kWp за сопствените производи во однос на нивните конкуренти. Сепак, дивергенцијата помеѓу фактичката врвна моќност и номиналната моќност и корекцијата за други техничките нарушувања исто така треба да се земат предвид.

7.6.3. Фактор на капацитет

Факторот на капацитет на ФВ централа (обично изразен како процент) е соодносот на вистинскиот излез во текот на еден период од една година и нејзиниот излез, ако тој работел со номинална моќ преку целата година, како што е опишано со формулата:

$$CP = \frac{Energy\ generated\ per\ annum\ (kWh)}{8760\ (\frac{hours}{anuum}) \cdot nsta33ed\ cappacity\ (kWp)} \tag{7.2}$$

Употребата на терминот "фактор на капацитет" е поредок во соларната индустрија отколку "специфичниот принос". Факторот на капацитет и специфичниот принос се едноставно поврзани со факторот 8760. Факторот на капацитет на ФВ централа со фиксен наклон може да варира од 12 проценти до 24 проценти во зависност од соларниот ресурс и соодносот на перформансите на ФВ централата. Во Германија, факторот на капацитет од 12 отсто може да биде типичен. Поголем фактор на капацитет во регионот од 16 отсто може да има во јужна Шпанија, која има повисок сончев ресурс. За Тајланд и Чиле факторите на капацитет може да бидат во интервал од 18 отсто до 22 отсто, соодветно. 5MWp централа во Чиле ќе генерира еквивалентна енергија со ФВ централа од 1,1 MW со непрекинато функционирање.

8. ИНСТАЛИРАЊЕ НА СОНЧЕВИ МОДУЛИ, МОНТАЖНИ СИСТЕМИ И ИНТЕГРАЦИЈА ВО ГРАДБИ

Главните опции за монтажа на соларни модули се:

- монтажа на рамка,
- монтажа во градби и
- монтажа на столб.

8.1. МОНТИРАЊЕ НА СОНЧЕВИ МОДУЛИ НА РАМКА

За монтирање на земја или за монтирање на рамен покрив, обично сончевите модули се инсталирани на самостојна рамка, или на пластична подлога. Некои помали соларни модули – обично до капацитет од 40Wp – често вклучуваат пластични рамки со дупки за зацврстување на модулите на рамката. Меѓутоа, повеќето сончеви модули се дизајнирани да бидат прицврстени на рамка. Рамката обично се состои од две монтажни шини. Стегите се користат за монтирање на соларни модули на шините. Или, пак, се шини монтирани врз структурата на кровот користејќи куки за кров или формираат дел од поголема рамкаста структура за монтирање на земја или за монтажа на столб.

Самостојна рамка може да собере само еден соларен панел, или повеќе модули заедно. Во прилог на самостојни рамки е дека аголот на сончевите модули може да се прилагоди за локација за најдобро искористување на сончевата светлина. Некои самостојни рамки овозможуваат аголот на модулите да се прилагодува во текот на целата година, со цел да се добијат најдобри перформанси достапната сончева светлина. Ако се поставени на земја, рамките обично се монтираат во бетонски темели, додека ако се поставени на рамен покрив, често се поставуваат завртки за монтажа потребни за пробивање на покривот. Монтажата треба да биде прилично стабилна за да се спречи ветерот што може да ги подигне модулите ако не се добро затегнати надолу. Треба да се користат само-заклучувачки наврткі за да се осигурате дека модулите се цврсто прицврстени. Соларни модули страдаат од ветар buffeting со текот на времето, што може да доведе до олабавување на завртките. Некои стеги за рамки се

дизајнирани да вибрираат со ветрот, намалувајќи го ризикот од оштетување на панелот со текот на времето.

Многу често е полесно да се инсталираат пластични подлоги одколку самостојните рамки. Сончевите модули се монтираат на подлогите и подлогите се престегнуваат со баласт – обично со вреќи со песок. Ова има предност што не треба да ги монтирате соларни панелни рамки за зградата, и на тој начин се забрзува процесот на инсталација. Подлогите се обликувани за одредени агли и затоа може да купите подлога која најмногу ви одговара.

Слика 8.2. Самостојни рамки, од Crown International кои овозможуват да го прилагодите наклонот на соларниот панел низ целата година.

Слика 8.3. Лево: Едноставна монтажна рамка за еден соларен панел, десно: PV-Pod користи вода како баласт, поедноставувајќи ја инсталацијата

8.2. МОНТИРАЊЕ НА СОНЧЕВИ МОДУЛИ ВО ГРАДБИ

Инсталирањето на фотоволтаичните модули на постоечки градби или проектирањето на нови градби со фотоволтаични модули во голема мера зависи од површините на градбите кои се погодни за инсталација, како што се косите и рамни кровови или фасадите. Помеѓу адитивните и интегративните решенија може да се направи следното разграничување.

Во адитивното решение, фотоволтаичните модули се прицврстени за кровот или на фасадата со користење на метални структури. Како резултат на тоа, фотоволтаичниот систем претставува дополнителен структурен елемент на градбата со единствена функција на генерирање енергија.

Во интегративното решение, компонентите на градбата на кровот или фасадата се заменуваат со фотоволтаични компоненти, што се нарекува систем на градбено -интегративни фотоволтаици (BIPV). Фотоволтаичниот систем станува дел од градбената целина и освен функцијата да генерира енергија извршува и други функции, како на пример заштита од невреме, топлинска изолација, звучна изолација, сончево засенчување и безбедност.

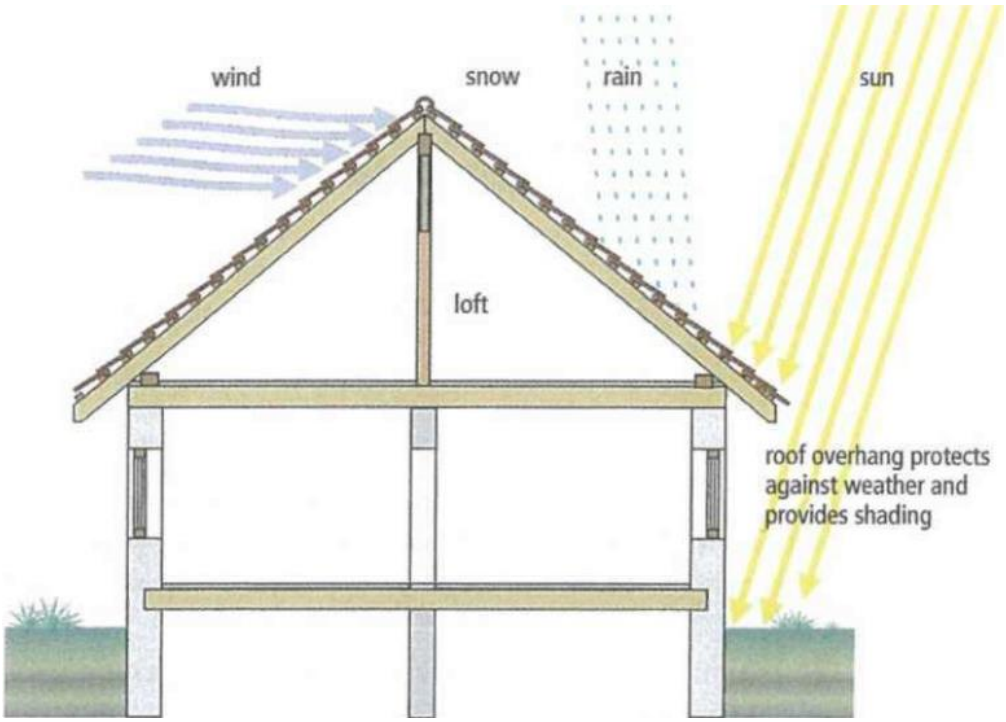
Со цел да се објаснат двата концепти на адитивно и интегративно решение за инсталирање на фотоволтаичните модули, даден е преглед на основите на кровна и фасадна конструкција, преглед на адитивните и интегративните монтажни системи за коси кровови, рамни кровови и фасади, за стаклени покриви и уреди за засенчување на сонцето, како и опис на монтажни системи за самостојни инсталации.

Слика 8.3. CIS Tower, Манчестер, Англија

8.2.1. Кровни основи

Според општите барања за кровни конструкции, основни функции на кровот се следните: горно ограничување на градбата; заштита од оптоварување на снег, дожд ветер; топлинска изолација; звучна изолација; противпожарна заштита; дизајн (облик, боја, материјал, структура на површина).

Со примена на фотоволтаични системи, кровната конструкција вклучува и елементи за конверзија на енергија, т.е. за претворање на сончевата енергија во електрична или топлинска енергија.



Слика 8.4. Функции на кровната конструкција

Табела 8.1. *Поделба на кровните покривки според нивниот наклон*

Рамни кровови	**Наклон помал од 5°**
Кровови со благо закосување	Наклон од 5-22°
Нормално закосени кровови	Наклон 220-5°
Стрмни кровови	Наклон поголем од 45 °

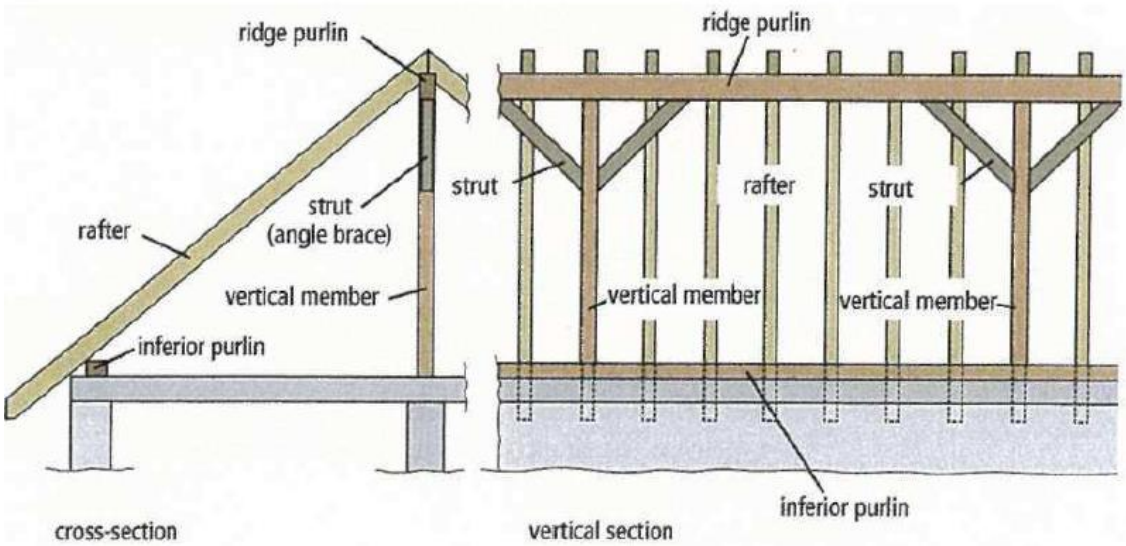
Освен овие облиците на кров постојат и голем број на засводени кровови и специјални форми на закосени кровови.

Кровни конструкции

Постојат различни типови на кровни конструкции, кои главно може да се поделат на следните типови:

Поврзани греди – Наједноставен тип на кров е оној каде гредите се простираат од слемето до стреата и се поврзуваат на тој начин што формираат триаголник. Овој тип на кров честопати има и хоризонтална греди (средни подрожници) за средна потпора на гредите.

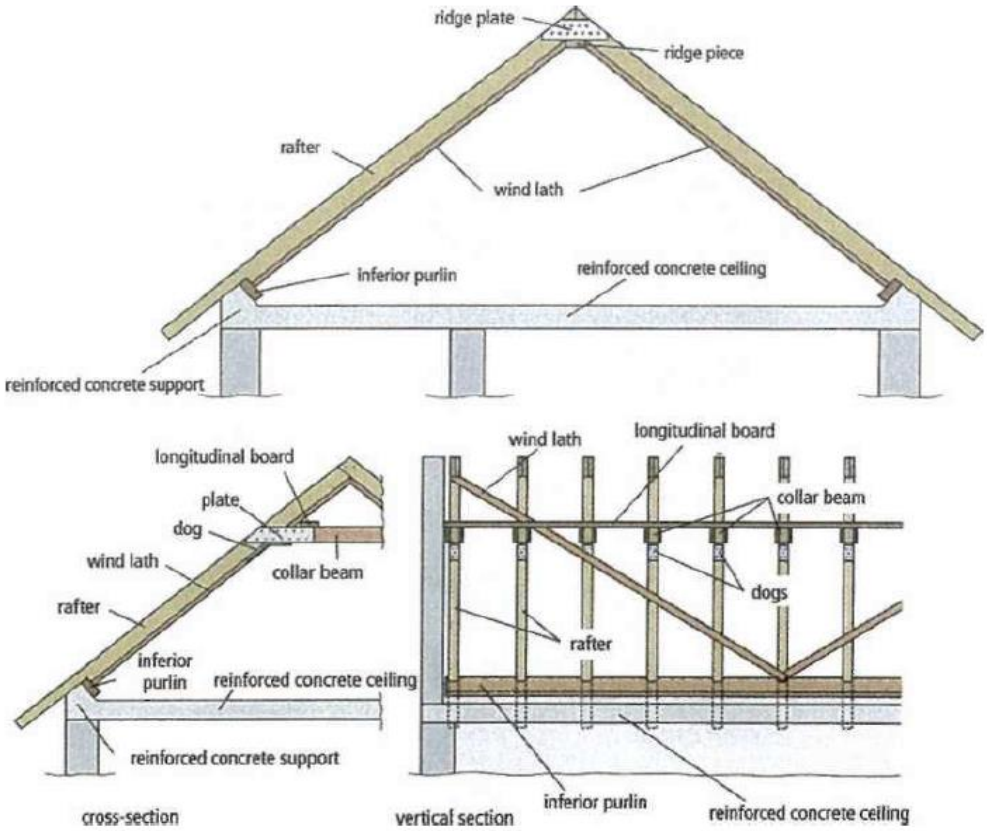
Хоризонтални носачи и греди – Кај кровови со хоризонтални носачи, гредите се поставени како коси стапови на хоризонтални носачи кои што се независни едни од други. Хоризонталните носачи се простираат низ косината на кровот и се потпираат на вертикални компоненти и/или на ѕидови. Хоризонталните носачи служат за примање на вертикалните товари кои ги пренесуваат на структурите за потпора. За разлика од кровните греди, менувањето на греди за кровни фиксатори и структури не подложи на проблеми од аспект на јакост на материјалите.



Слика 8.5. Хоризонтални носачи и типови на греди

Греди и кренати попречни греди или рафтер покрив – Кај овој тип на кровови, покривните греди, гредите и таванот кои што лежи под нив образуваат триаголник, формирајќи уште еден дел на закосен таван. Гредите примаат

поголеми товари врз накосениот дел, формирајќи можност на дополнителни оптоварувања.



Слика 8.6. Греди и кренати попречни греди и рафтер кровови

Рамни покриви – Кај ваков тип на кровни конструкции се користат дрвени главни носачи, но вообичаено можат да се искористат за кровни конструкции на поголеми градби кога се користат цврсти цементни плочи, цементни решетки и слично, кои што ја затвораат просторијата (таван) и се компонента од кровната потпорна структура.

Кровна покривка

Дренажна покривка која се користи кај закосени кровови – Се состои од индивидуални елементи како цементни плочи, фибер-цемент. Тие се поставени во насока на течење на дождовната вода и имаат потреба од минимален наклон на покривот според типот на покривката.

Кровно запечатување – покривка која се користи во апликации на рамни покриви – Ова е водоотпорен слој над целата површина на кровот кој што може да се направи од смола, пластика или пластики во форма на флуиди кои потоа се зацврстуваат. Ова е есенцијално за покриви со наклон помал од 5 степени.

Слика 8.7. Типови на кровни покривки

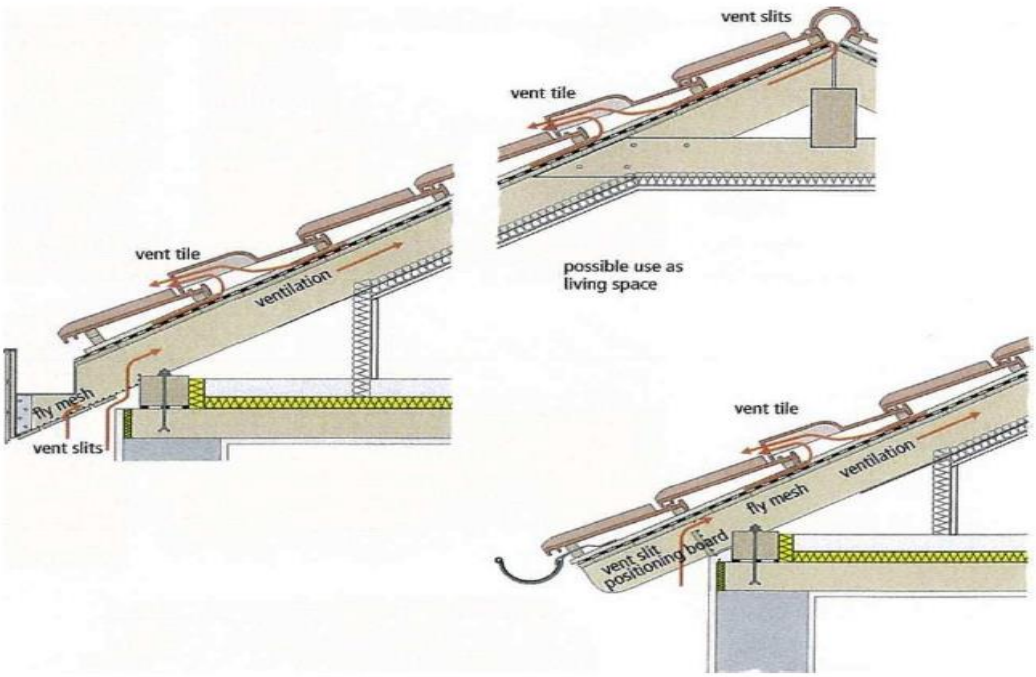
Закосени кровови

Како правило, закосените кровови се структурирани од аспект на екстериер и ентериер:

- Кровна покривка со 1 дренажно ниво: ја цеди водата,
- Дождовна вода и влага се собираат на најдолната точка и се излеваат преку олук,
- Кровни лајсни,
- Подложни лајсни (не се честа појава за ѕидани кровови),
- Дрвени решетки,
- Греди,
- Кровни носачи со термална изолација.

Ако кровот на најгорниот спрат не е термички изолиран, или ако поткровјето се користи како простор за живеење, кровот мора да е целосно изолиран Термичката изолација може да се изведе на три општи начина или може да се врши комбинирано:

- Под гредите,
- На гредите (не е прикажан на дијаграмот). Тука проблеми може да настанат со обезбедување на модулите бидејќи не се користат стандардни компоненти,



Слика 8.8. Кровни конструкции

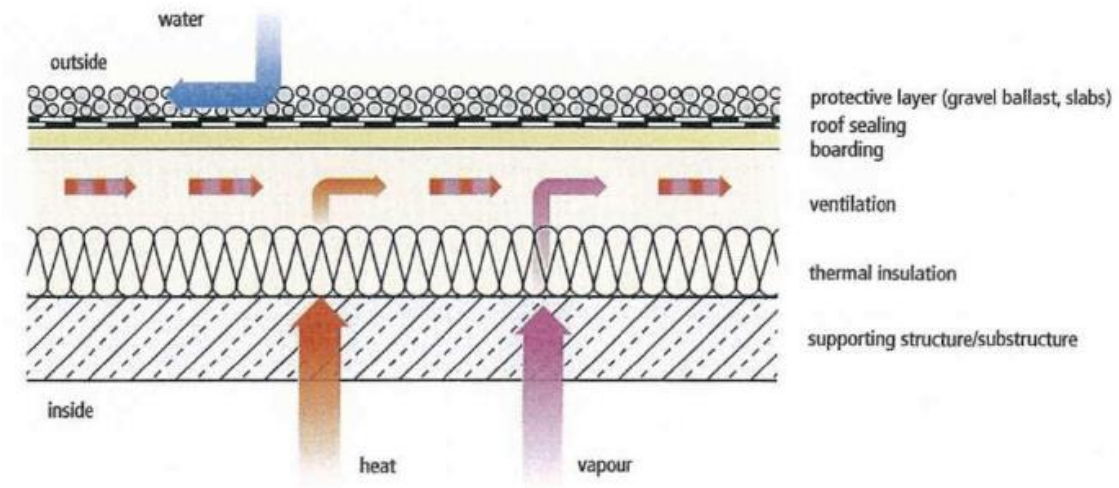
Рамни кровови

Дефиницијата за тоа што се подразбира под рамен кров е флексибилна, но генерално тоа е кров со наклон од 5 до 11 степени. Од аспект на структурата, рамните кровови имаат кровно запечатување на место на покривката. Кровната дренажа е општо решена со таканаречено кровно сушење, кое се празни преку олук во градбата или преку отвори на крајот на кровот.

Во зависност од кровната структура, постои разлика помеѓу кров со двојна обвивка познат и како ладен кров и кров со единечна покривка познат како топол кров. Топлиот кров е најчесто користен кровен систем за рамни кровови.

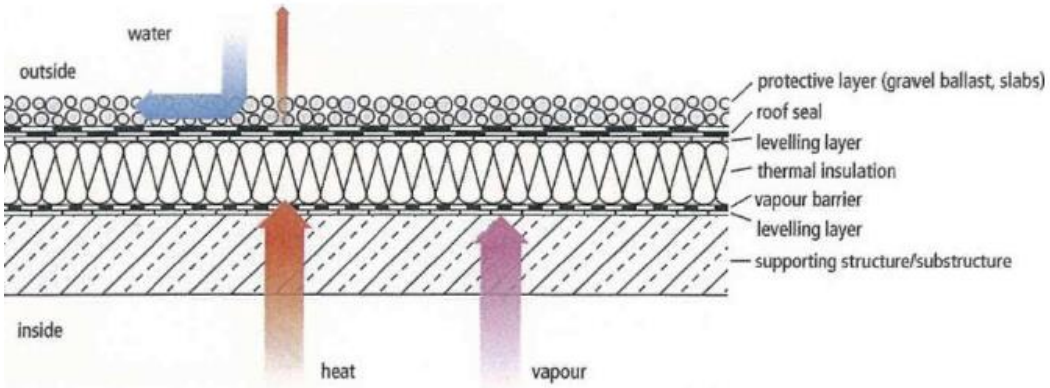
Вентилиран кров: ладен кров – Кај овој тип на кровови постои костантна вентилација помеѓу топлинската изолација и кровната обвивка. Најпрво се конструира така да се избегнуваат штети од влага кои би настанале на кровната

конструкција. Потоа се работи на проблемот да се избегнат термичките деформации на кровната обвивка кои што може да настанат под влијание на сонцето. Вентилационата зона треба да има висина од минимум 150mm како вентилацијата.



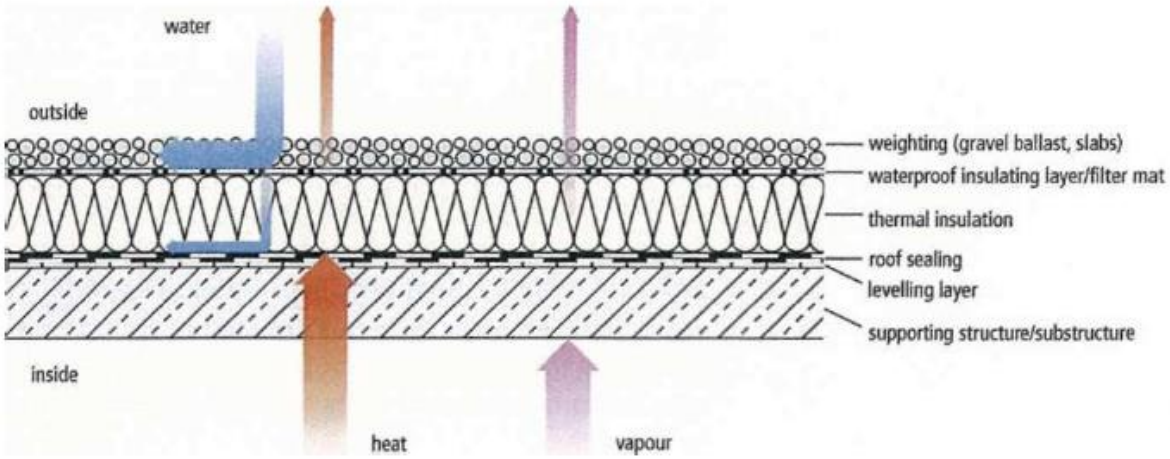
Слика 8.9. *Ладен кров*

Невентилиран кров: топол кров – Тука вентилацијата се добива преку поедноставна кровна структура и помала висина на целокупната структура. Термалната изолација е лоцирана директно меѓу потпорната структура и кровната обвивка. Овде има потреба од инсталирање на изолациона бариера над потпорниот слој, со цел да се избегне намокрување на кровот како резултат на кондензирање на површината на изолациониот слој.



Слика 8.10. *Топол кров*

Обратен кров – Со топол кров кровната обвивка е изложена на големи оптоварувањеа од брзата промена на температурата. Поради тоа може да настанат проблеми со стареење и крајни оштетувања на кровните конструкции. За надминување на тоа, конструирана е специјална форма на топол кров, таканаречен обратен кров. Кај овој тип на кров, положбата на термичката изолација и кровното запечатување е обратна. Кровната обвивка сега е заштитена од големата температурна разлика и влијанијата од околината под термичката изолација. Водоотпорен изолаторски слој над термичката изолација ја подобрува изолацијата на овој тип кровови и спречува дождовната вода да дојде до кровната обвивка.



Слика 8.11. *Обратен кров*

8.2.2. Монтажни системи за фотоволтаици

Надкровни системи

Во надкровните системи за монтажа на фотоволтаичните модули, тие се поставуваат над постоечката кровна покривка со користење на метални структури. Кровната покривка продолжува и натаму да ја врши својата функција на водоотпорност. За поставување на нови фотоволтаични низи на постоечките кровови, овој тип на монтажа е најчесто најевтина опција поради тоа што самата монтажа и материјалите имаат ниска цена. Сепак, главен недостаток, освен естетскиот аспект е тоа што сите компоненти, вклучувајќи ги и електричните спојки и кабли се изложени на надворешни влијанија.

Табела 8.2. *Спојување на модули во зависност од кровното врзување*

Кровно врзување	Решеткаст систем	Врзување на модули
Кровни закачалки	Еднослоен	Спојување во точка
Поставување плочи	Двослоен	Линиско спојување на шини
Избраздени кровни стеги		Напречно поставени шини
Завртки закачалки		Закачување

За фотоволтаичниот систем да се интегрира најхармонично што може во рамките на постоечката кровна околина, модулите треба да се постават така што се вментува само одредената површина на PV системот. За комплексни облици на кровови каде што треба да се избегне засенчување, треба да се изберат најблиските или истите типови на кровни површина за интегрирање на целиот PV систем.

Монтажата на металната структура која служи за потпора на модулите се состои од три главни компоненти: монтажа на кров, монтажа на решетка и модуларни фиксатори.

Слика 8.12. Монтажа на фотоволтаични модули на кровна конструкција

Стабилност и структурни барања

Фотоволтаичните системите се вбројуваат како дел од градбените структури и поради тоа треба да се во согласност со националните градбени регулативи.

Монтажниот систем треба да е дизајниран така што предвидените дополнителните товари на специфични локации нема да предизвикуваат кревање, лизгање или преклопување на низите. Тоа значи дека бројот на потпорни греди и фиксатори треба да биде одреден во однос на локацијата на кровот и градбената геометрија, како и поставеноста на модулите. Кога се фиксира монтажната рамка со крајни стегачи или слично, важно е да се осигура дека кровната структура и кровната прекривка можат да издржат дополнително оптоварување согласно со стандардите за градба (European Standard EN 1991 опишан во Eurocode 1 – EC1).

Оптоварувања

Оптоварувањата се најчесто резултат од снежните оптоварувања, влијанието на притисокот од ветрот и индивидуалната тежина на PV модулите и структурите.

Со цел да се минимизираат силите кои влијаат на PV модулите, при планирање треба да се земат во предвид следните барања:

- Просторот меѓу површината на модулот и кровната покривка не треба да се многу големи, но од друга страна, треба да се доволно големи така што да обезбедат добра вентилација,
- Модулите не треба да се протегаат над вертикалните и хоризонталните линии на градбата. Оддалеченоста на низата од крајот на кровот треба да е минимум пет пати поголема од висината на низата над кровната површина,
- Површините на модулите треба да ја имаат истата закосенот како кровот.

Структурни спецификации

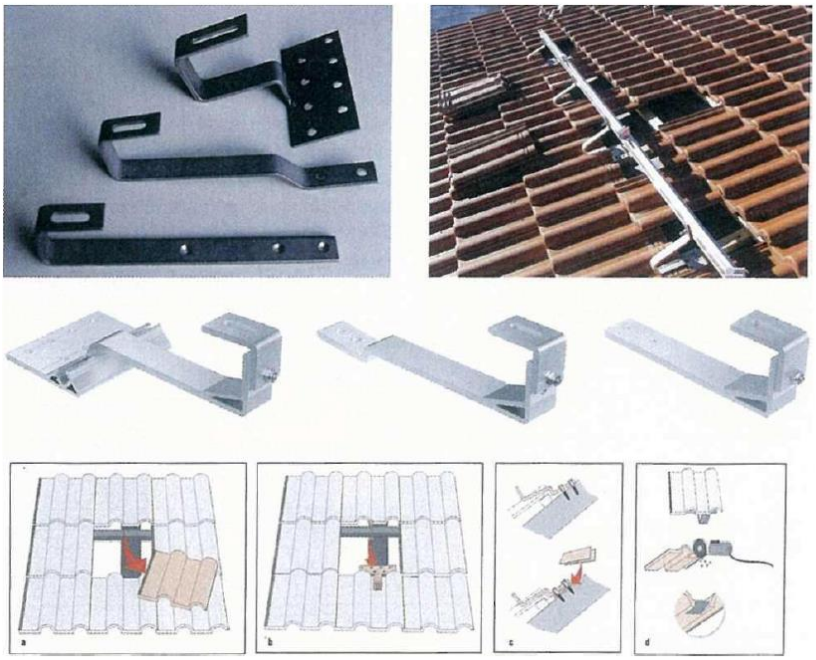
Структурни спецификации потврдуваат дека сите компоненти на монтажниот систем се соодветни за специфичните тежини, големини, страни на модулите, со различни оптоварувања на снег и ветар според пропишаните стандарди. Многу инструкции вклучуваат табели кои се базираат на структурните спецификаци, од каде што може да се определат минималниот број на кровни фиксатори за метар квадратен, максималната оддалеченост помеѓу потпирачите и максималната должина на конзолата на секции, итн. Треба да се забележи дека структурните табели честопати се однесуваат за централните површини и немаат вредности за површините на краевите.

Корозија

Бидејќи фотоволатичните системи се дизајнирани со рок на траење за период од 20 години или повеќе, треба да се осигура примената само на метал со висок квалитет кој се користи како фиксаторни точки. За било кој тип на метал (пример алуминиум или V2A нерѓосувачки челик), постојат разлики во однос на

квалитетот во зависност од хемискиот состав. Поради тоа, особено треба да се внимава на карактеристиките на материјалот. Комбинации од метали може да се користат само кога не постои ризик од настанување на електрохемиски реакции. Доколку е потребно, фиксаторните точки треба да се заштитат од влага каде што има различни типови на метал. При некои околности треба да се има во предвид изолацијата помеѓу метали со голема потенцијална разлика.

Исто така, треба да се земат во предвид и други постоечки компоненти за да се избегне било каква електролитска корозија. Ако потпорната структура е направена на страната на која се поставуваат ФВ инсталациите, треба да се обезбеди добра корозивна заштита. Како додаток на заштитата од корозија, треба да се обрне внимание и на структурната заштита од корозија. Монтажниот систем треба да е конструиран така што да нема рабови или агли каде што може да се соберат лисја или нечистотии кои што би го отпочнале процесот на појава на корозија.



Слика 8.13. Различни типови на кровни закачалки и нивна инсталација

Потпорен систем на шини

Многу често како потпорни системи за ФВ модулите се користат шини монтирани на кровни фиксаторни точки кои служат за потпора на сончевите модули. Во зависност од системот, тие може да лежат директно на кровните

закачалки или косо на втор слој од шини. За да се направи рамна површина на низи, постоечките нерамнини на кровот треба да се измазнат со подложната рамка на закосените кровови. Исто така, пред фиксирањето треба да се осигура подесување на висината или примена на вкрстено шинесто монтирање како подобар избор.

Наједноставното и најчесто користеното решение е секоја редица од модулите да лежи вертикално на две паралелни хоризонтални шини и модулите да се фиксирани во најмногу четири точки. Оддалеченоста меѓу шините зависи од можните кровни фиксаторни точки.

Слика 8.14. Вертикално монтирање на модули на хоризонтални шини

Слика 8.15. Хоризонтално монтирање на вертикални шини

Ако модулите се монтираат хоризонтално или ако кровната субструктура е хоризонтална, најпогоден начин да се монтираат потпорните шини е вертикалното поставување на кровните фиксатори.

Слика 8.16. Линиско фиксирање на модули за вкрстено-шинест систем

Слика 8.17. Приказ кога страната на модулите е завртена за 90 степени.

Вградени кровни системи

Кај вградените кровни системи монтажа на фотоволтаичните модули треба да се изведе во една рамнина и тие треба да претставуваат замена за конвенционалната кровна покривка. Целата кровна површина или само парцијални делови од површината на кровот може да се прекријат со модули. ФВ низата има двојна функција: генерирање на струја и водоотпорност. Монтажниот систем притоа треба да е водоотпорен помеѓу модулите и краевите на низата. Ако низата лежи на косина со вредност помала од специфичниот минимум на кровната закосеност, таквата структура веќе нема да биде водоотпорна, што значи дека ќе треба да се вметнат дополнителни системи како потпокрив. За да се избегне штетата настаната од влага треба да се гарантира потребната вентилација зад модулите.

Слика 8.18. Пример на инсталирање на вградени кровни системи

8.2.3. Монтажа на ФВ системи на рамни кровови

Вградени ФВ системи на рамни кровови

Предност кај овој тип на монтажа е тоа што засенчувањето од модулите го намалаува термичкиот товар на кровот и ја продолжува неговата способноста да функционира. Од аспект на метални компоненти, се применува истата корозивна заштита како што беше наведено претходно.

Табела 8.3. *Монтажа на модулите во зависност од кровот*

Кровно врзување	Монтажа	Врзување на модулите
Систем на врзување со цементни плочи	Потпорни и монтажни шини	Спојување во точка
прицврстување	Аголни потпирачи	Линиско спојување
Фиксирање за кровната покривка	Основа	Напречно спојување
		Закачување

Монтажни системи со цементни плочи (само-стоечка инсталација)

Со овој тип на монтажен систем се обезбедува монтажа без пенетрирање на кровот. Бетонските плочи се ставаат на рамен кров без никакво понатамошно фиксирање, а потпорните рамки се прицврстени со завртки. Како цементни елементи може да се користат стандардни градежни материјали како камени плочи или специјално направени плочи за основа. Ако е потребно може да се постави и подметка одоздола за да се заштити кровната обвивка од остри рабови.

Кај овој вид на монтажни системи може да се користат и цементни основи со различни должини кои исто така ќе играат улога како и потпорните рамки. Тие содржат стандардни L блокови од локални набавувачи или цементни основи кои се специјално изработени за фотоволтаичните систем.

Слика 8.19. Фиксирање со цементи плочи

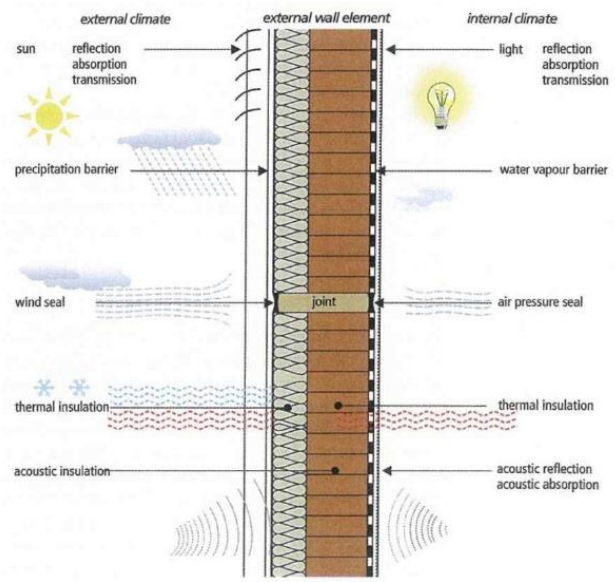
Најголемата предност при монтирање на овој тип системи е тоа што не мора да се навлегува во кровната конструкција. Сепак, ФВ низата и цементните плочи треба да се доволно тешки така што ќе обезбедат инсталацијата да остане фиксирана дури и ако е изложена на максимално оптоварување. Потребната тежи-

на произлегува од висината на градбата, локацијата и природата на субструктурата (коефициент на триење помеѓу рамката и кровната покривка). При тоа, апсолутно е потребно да се водиме според пропишаните регулативи на градба. Како дел од структурните спецификации за производите, многу набавувачи на монтажни системи даваат и табели од кои што може да се добијат различни карактеристики во врска со монтажата. За било какво двоумење при планирањето треба да се консултира градежен инженер.

8.2.4. Монтажни фасадни системи

Фасадата ја дава првичната импресија за градбата и поради тоа се посветува огромно внимание на нејзиниот надворешен изглед, кој треба да ја спроведе идејата и филозофијата на архитектите и градежниците, моменталните трендови, традиции и последните технологии кои се рефлектираат во дизајнот на фасадите. Во овој контекст, фотоволтаичните модули може да го разубаваат изгледот на фасадата кога се третираат како фасадни елементи. Во модуларните градби, стаклените фасади даваат поврзување со надворешниот свет. Иновативните сончеви ќелии може симултано да се интегрираат како стаклени листови. Притоа фасадните елементи може да станат и фасадни модули.

Фасадата формира надворешен ѕид или е надворешна компонента на носачите на товари.



Слика 8.20. Функции на индивидуални слоеви во надворешниот ѕид

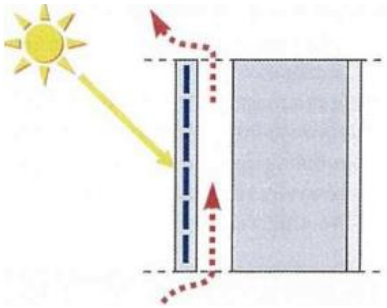
Модерните надворешни ѕидови се состојат од неколку индивидуални слоеви кои заедно ги обавуваат одделните функции. Фасадата ги обавува следните функции:

- Надворешно претставување на градбата и визуелна заштита,
- Ги одделува ефектите на надворешните климатски влијанија од внатрешните климатски влијанија (греење, влага, звуци, заштита од пожар...),
- Искористување на дневна светлина и сончева заштита (прегревање),
- Одредување на изгледот на градбата и импактот врз целокупниот изглед на градот,
- Конверзија на термална и електрична енергија.

Фасадата се дизајнира така да го носи сопственото оптоварување и оптоварувањата од ветар. Со текот на времето структурите на фасадите се развивале од ѕидни конструкции со конвенционално оптоварување до мултислоевити вентилирани конструкции. Градежниот материјал за фасадите се користи за повеќе функции, особено во мултислојните конструкции каде што секој слој има своја различна функција.

Типови на фасади

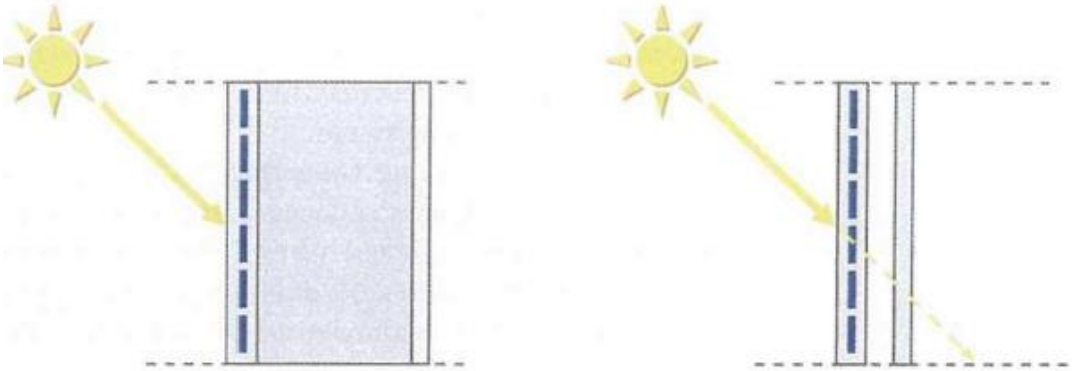
Ладни фасади – Ладните фасади се шупливи ѕидни структури каде што надворешниот дел се состои од обвивка или ѕидна облога која дава климатска заштита и надворешен изглед на градбата. Екстериерот кој што ги носи оптоварувањата е сместен на задната страна и дава структурна подршка и термална изолација. Помеѓу слоевите има воздушен простор кој ја дисперзира влагата. Сите делови на надворешната фасада се градени без некаква термална изолација и не постои конекција помеѓу топлите површини на зградата. Ладната фасада е добра за интегрирање на фотоволтаични елементи и при тоа најчесто се користат ламинати или стаклени модули.



Слика 8.21. Ладна фасада

Топли фасади – Топлите фасади нудат функција на климатска и акустична заштита, термална изолација и структурна заштита. Топлите фасади не се вентилаторни и користат секции со термална изолација, а фасадните елементи треба да имаат ниски U вредности. Тие може да бидат како нетранспарентни модули или семи-транспарентни стакла. Најважните технички карактеристики за овој тип на фасади се дадени во стандардот EN 13830.

Кај топлите фасади може да се замени конвенционалното стакло со фотоволтаични модули. Стаклените модули се користат за транспарентни или семи-транспарентни површини. Ламинатите или стаклените модули може да се користат наместо нетранспарентни глазури.



Слика 8.22. Топла фасада

Кај топлата фасада каблите и електричната мрежа се вградени во профилите. Бидејќи дупките треба да се издупчат низ профилните пресеци, треба да се обрне внимание да се обезбеди потребниот притисок помеѓу надворешноста и внатрешноста за да се избегне кондензација на фасадата.

Фасади со двојна обвивка (двојни фасади) – Кај овој тип фасади, се додава уште едно транспарентно гласно напред на постоечката фасада а да се подобри климатската или звучната изолација. Двојните фасадите дизајнирани да се адаптираат на амбиентални услови и да ги балансираат сезонските климатски функции. Притоа, топлината, светлината и ветрот се регулирани така што даваат оптимален комфор без комплексна технологија или користење на енергија. Понекогаш топлинската енергија која се насобира може да се користи за различни намени доста активно. Надворешната фасада е екстремно прикладна за интегрирање на фотоволтаични модули, бидејќи се состои од единствена глазура, а модулите од своја страна може да дадат соларно засенчување.

Фотоволтаични фасади

Фотоволтаичните модули може да се поставуваат на самите фасади или во фасадите. Ако скапите фасадни елементи како камени модули или нерѓосувачки челик се заменат со фотоволтаични елементи, не само што ќе се намалат дополнителните трошоци туку и самата фасада ќе изгледа поинтересна. ФВ модулите даваат огромни дизајнерски можности. Тие може да се произведат во секаква форма и големина и да се опремат со сите визуелни и функционални атрибути на нормална глазура. Фотоволтаичните елементи може да се фиксираат и како конвенционалната глазура. Со фотоволтаичните модули може да се обезбеди електричната мрежа и поврзувачките елементи да се лесно достапни доколку треба да се заменат.

Слика 8.23. Фотоволтаична фасада на индивидуален станбен објект

Слика 8.24. ФВ модули инсталирани на постоечка фасада на една болница во Њујорк

Монтажа на ФВ модули на постоечки фасади

Фотоволтаичните модули може лесно да се постават на постоечки фасади. Ѕидовите без прозорци во големи фабрики или индустриски поседи даваат огромен потенцијал. Ако нема специјални нареди во однос на форма или големина на модулите може да се користат стандардните модули. Поради тоа што модулите треба да даваат водоотпорност, тие може да се комбинираат (пример букви или лого за рекламни причини). Модулите треба исто така да ги исполнуваат и регулативите на градба.

Фасади со интегрирани модули

Со фасадна интеграција на модулите се заменуваат фасадните елементи и нивните функции кај ладни или топли фасади. Кај ладните фасади тие ја заменуваат надворешната обвивка, додека кај топли фасади тие ја заменуваат

комплетно надворешната обвивка. Модулите може да покријат делови од фасадата или целата фасада. Фотоволтаичните низи извршуваат три функции: генерирање на електрична енергија, надворешна обвивка (заштита од климатски влијанија и можност за топлинска изолација, како и маркетиншки инструмент. Фотоволтаичните модули мора да ги исполнат истите конструкциски, структурни и законодавни барања како и барањата околу корозивна заштита и трајност кај конвенционални фасадни елементи. Честопати за модулите кои се инсталираат на долната површина се користи композитно стакло кое дава дополнителна заштита од кршење.

Од структурен аспект, фасадите треба да го носат оптоварувањето од нивната тежина, температура и оптоварување од ветар.

Слика 8.25. Фасади со интегрирани модули

8.3. МОНТИРАЊЕ НА СОНЧЕВИ МОДУЛИ НА СТОЛБОВИ

Монтирање на столб на соларната низа може да биде практична опција и често може да биде поевтино од монтажа на кров. Некои системи поставени на столбови се дизајнирани да се монтираат на постоечки столбови, на пример бандерите, тие се погодни за еден или два соларни модули, други системи се дизајнирани да бидат наменски системи за соларно монтирање и на нив може да се монтира повеќе соларни модули.

Некои системи поставени на столб се дизајнирани да бидат лесно прилагодени така што аголот на модулите може да се прилагоди во текот на целата година со цел да се добие максимална генерирана моќност од достапната сончева светлина. Ова може значително да го зголеми износот на добиената електрична енергија од вашата соларна низа во период од една година. Големината и дебелината на столбот зависи од бројот на потребни модули и од висина на столбот. Столбот мора да биде вкотвен во земјата, поставен во бетон.

Длабочината на темелите мора да биде најмалку една половина од висината на столбот над земјата. На пример, ако вашето сончево полнење ќе биде високо на 2 метри, длабочината на дупката треба да биде најмалку 1 метар.

8.4. СОЛАРНИ ТРАКЕРИ

Соларните модули генерираат најголема енергија кога се соочуваат директно на сонце. Соларните тракери се монтирани на систем кој се монтира на столбот и ги поместува модулите во текот на денот со цел да го фати максималниот износ на сончева светлина.

Некои соларни тракери едноставно го поместуваат аголот на модулите од лево кон десно (тракери со единечна оска) , додека понапредните тракери го прилагодуваат и аголот од лево кон десно и навалувањето (тракери со двојно оски).

Додека производителите на соларни тракери тврдат дека бенефитот од овие изведби е помеѓу 35-50% за нивните производи, повеќето монтери тврдат дека бенефитот од овие изведби е околу 30% (±5%) за траки со една оска и околу 40% (±5%) за двојно осните тракери.

Подобрувањата во перформансите се најдобри во текот на летните месеци, кога може да се зароби енергијата и да се зголеми за дури 55%, додека за време на зимските месеци, зафаќањето на енергијата е подобрено за околу 15-20%.

Соларните тракери работат со помош на сензори и електрични мотори или хидраулика, трошат мала количина на електрична енергија. Количината на енергија што ја трошат е мал дел од дополнителна енергија што ја зафаќаат од сончевите зраци. Следствено, додавањето соларно следење за соларна низа може да има значителен реално подобрувања во перформансите. Ова ја објаснува нивната популарност со големи соларни фарми. Сепак, за помали инсталации, нивните придобивки треба да се измерат според нивните трошоци. Во многу случаи, за купување на многу повеќе соларни модули може да се направи многу поевтино од купување на помали низи и инсталирање во системи за соларни следење.

8.5. ИЗРАБОТКА НА СОПСТВЕНИ ДРЖАЧИ

Некои луѓе избираат да измислат сопствена монтажа за нивните соларни модули. Патем, ако инсталирате соларни модули во зграда, секогаш мора да користите професионално монтиран систем.

Ако го дизајнирате сопствениот монтажен систем, дизајнот мора да ја земе во предвид силата на ветерот, така што тој нема да се оштети или уништи при силни ветришта. Системите за монтирање мора исто така, да имаат соодветна вентилација зад плочата за да се избегне прекумерното загревање од топлината.

SCHLETTER GmbH

Check list for a roof-parallel PV-plant

Inquiry regarding a roof-parallel PV-plant

*Please fill in the required fields!

Customer/no.: _____

Project: _____

Roof

*Inclination: _____

Alignment: _____

*Roofing: _____

Substructure

☐ Rafters; girders (vertical)

*Distances: _____

*Material: _____

☐ Purlins (horizontal)

*Distances: _____

*Material: _____

Modules

are clamped to:

☐ L - long side

☐ S - short side

(Approval by module manufacturer)

*Arrangement:

☐ vertical ☐ horizontal

Modules per row: _____

Rows: _____

Module type: _____

*Measurements:

Length Width Thickness

Module power: _____

Geodetic data

*Postal code: _____

Height above sea level: _____

*Ridge height above top ground surface: _____

*Exposed location (for example isolated buidings on hills):

☐ Yes ☐ No

*☐ Terrain category 0	*☐ Terrain category I	*☐ Terrain category II	*☐ Terrain category III	*☐ Terrain category IV
Sea, coastal area exposed to the open sea	Lakes or area with negligible vegetation and without obstacles	Area with low vegetation such as grass and isolated obstacles (trees, buildings) with seperations of at least 20 obstacle heights	Area with regular cover of vegetation or buildings or with isolated obstacles with separations of max. 20 obstacle heights (such as villages, suburban terrain, permanent forest)	Area in which at least 15% of the surface is covered with buildings and their average height exceeds 15m

For plants outside of Germany: Basic snow load in kN/m² = _____ Wind load in kN/m² = _____

Module arrangement (Sketch of the roof area; positioning of the modules; with all required measures and data; consider shadowing; total length north-south, further information, vertical/ horizontal mounting)

Слика 8.26. Пример за контролна листа за инсталација на ФВ на покрив

Ако користите помали соларни модули – до околу 100 Wp модули – воздушен јаз од околу 2 – 2½ cm е доволно. За поголеми модули обично се препорачува, воздушен јаз од 5 – 8 cm.

Ќе треба да бидете сигурни дека вашиот монтиран систем е силно закотвен со земјата, или доволно тежок што не се движи при силни ветрови. Поради дизајнот на сончевиот панел, ветерот што дува под панелот низ воздушниот јаз ќе патува побрзо од ветерот што дува низ врвот на панелот. Ова создава област на низок притисок под модулите, создавајќи ефект на лифт, сличен на оној на крилото на воздухопловот. Лошо заштитените соларни модули може да се подигнат од нивните држачи или да ги повлечат своите држачи со нив, од силните ветришта. Следствено, треба да се осигурите дека монтажата е способна да издржи сила на кревање еднаква на двапати од тежината на сончевите модули.

8.6. БРОЈ И ПОЛОЖБА НА КУКИ И ШИНИ

Потребниот број на куки зависи од товарот и структурното однесување на куките и шините. За структурен дизајн, мора да се пополни формуларот за пребарување на производителот.

Прашалникот бара информации за локацијата – вклучувајќи висина над морското ниво и ветерот оптоварување во kN / m², категорија на теренот, ориентација на кровот и наклон, димензии и ориентација на модули и точки на стегање, како и растојанието помеѓу гредите и носачите. Ако локацијата е склона кон поголеми брзини на ветерот и поголеми товари, овие информации, исто така, мора да се додадат во анализата.

Структурната анализа базирана на ова испитување обично ја врши производителот. Инсталатерот е одговорен за обезбедување на точни информации. Како резултат на дизајнот ќе го утврди бројот на куки по квадратен метар и максималната должина на шините – или дури и детален план на покрив, вклучувајќи ја точната позиција за куки и шини. Инсталатерот мора да подготви план за кров ако ниту еден не е обезбеден од производителот на монтажниот систем.

Ако се сомневате, експерт за структурни анализата треба да ги изврши потребните пресметки.

Структурното однесување на дрвјата, потоа, може да биде зафатено од габи или од други причини. Пред и за време инсталација, сите абнормалности мора да се разгледуваат. Ако се сомневате, консултирајте се со експерт за структурни анализа.

Планот на покривот треба да се пренесе на самиот покривот. Со креда и технички молив (фломастер), може да се означи просторот каде ќе биде PV низата и исто така положбата на куките. Ако PV системот не може да се монтира како што

первично е планирано поради структури на покривот или од други причини, ќе биде потребно редизајн.

8.6.1. Монтажа на куки и шини

Извадете ја горната керамида во позиција за местење кука и поставете плочка за да спречите контакт помеѓу керамидата и куката.

Вообичаено, обликуваната керамида е заменета во нејзината положба и се наметнува за да ја закачи куката.

Куката е монтирана на шафер користејќи најмалку две завртки кои можат да го држат товарот. За да се осигура дека дрвото не е поделено, може да биде потребно претходно дупчење, како и обезбедување на доволно растојание до работ на рафтот.

Куката не смее да го допира долниот дел на керамидата; неопходно е да има јаз од 5 mm. По потреба, висината мора да се прилагоди со дрвени издржливи подметачикако што е иверицата на пример.

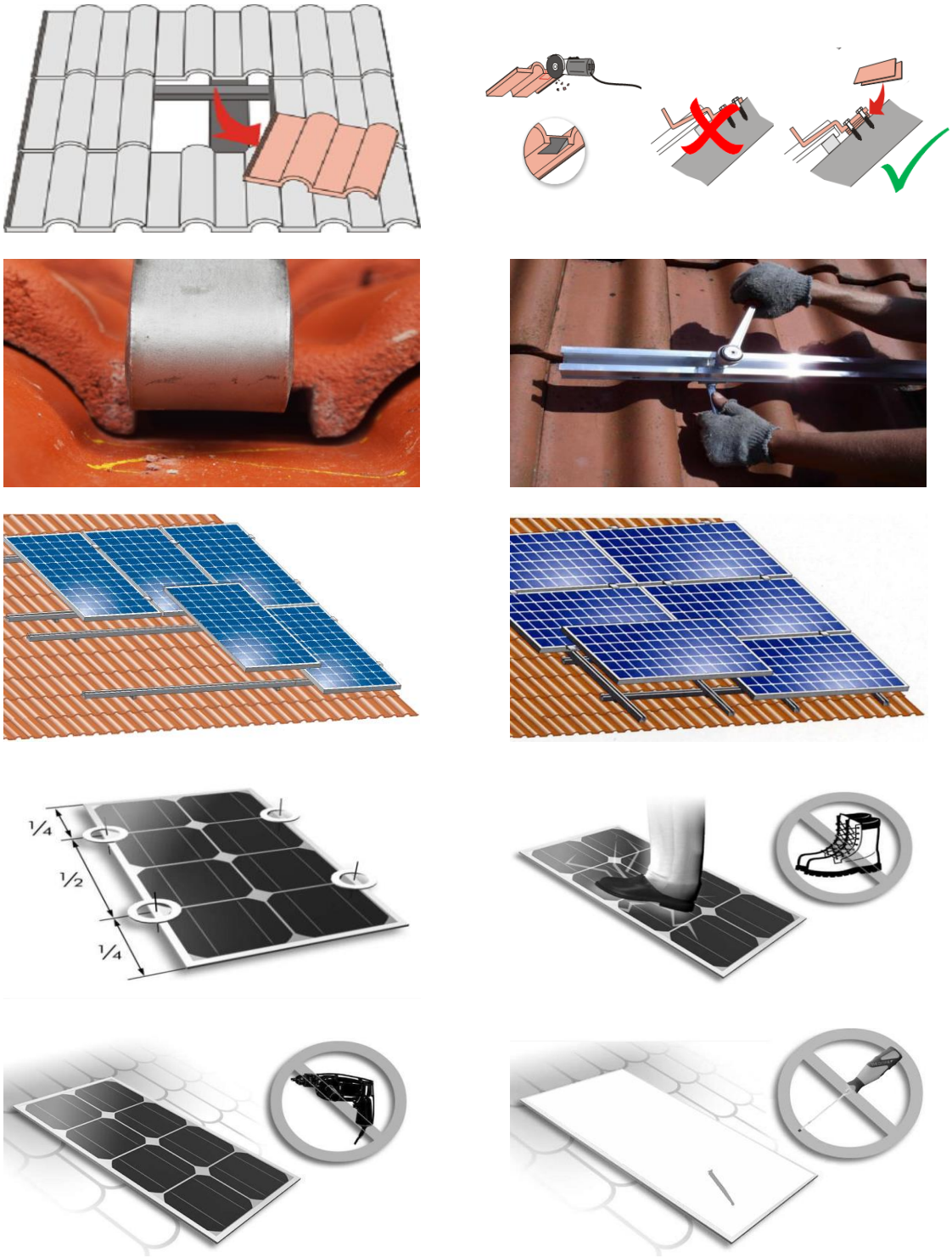
Откако куката е монтирана, горната керамида се повлекува назад во поранешната положба. Важно е дека да се почитува минималното преклопување на горните и долните керамиди, со цел да се избегне протекување при дожд. Препорачливо е да се почне со горните куки. За да добиете соодветен изглед, овие куки треба да бидат порамнети со горната линија на покривот, односно да го усогласите со покривот.

По монтажата на куките, шините се затегнуваат на куките. Позицијата на куките зависи од положбата на керамидите и лаисните на гредите. Куките имаат прилагодиви дупки така да се можни некои прилагодување на положбата на шините. Позицијата на шините мора да обезбеди правилно поставување на и стегање на модулите. Треба да се обезбеди минимално растојание меѓу редовите на модулот. Ако позицијата на куката не одговара на овие барања, може да биде подобро да се користи двослојна шинска инсталација.

Сечењето на шините мора да се врши на земја, со цел да се избегне метална прашина на покривот.

За покривите кои не се доволно цврсти(лим кој може да пропадне) можеби ќе треба да се користат плочи (алуминиум или нерѓосувачки челик) како дополнителен слој помеѓу куката и шината со цел да се избегне пролизгување на PV низата.

Некои производители обезбедуваат прилагодливи куки за лесно прилагодување. Кога се сомневате во врска со соодветноста на системот секогаш треба да се консултирате со производителот.



Слика 8.27. Примери за монтажа на кров и практични упатства за работа

8.7. УПАТСТВА ЗА РАКУВАЊЕ СО МОДУЛ

Следете го упатството за инсталација на модулот. Ако нема при рака прирачник, точките за стегање треба да бидат на четвртина од долгата страна на модулот.

Не чекори на модулот. Дури и да не дојде до оштетување на стаклото, може да се појават микро пукнатини или други видливи или невидливи оштетувања на модулите. Ако некоја работа во полето за низа на PV е неизбежна, користете специјални алатки како што се патеки или скалила заштитени со мек слој за да се избегнат високи статички оптоварувања на модулите.

Не вежбајте во рамките на панелот. Ова ќе ја поништи гаранцијата на производителот. Ако задниот дел е оштетен, исто така постои висок ризик од грешки во изолацијата.

Не дозволувајте алати да го гребат задниот дел. Бидете внимателни на крајот на шината додека го монтирате модулот. Избегнувајте прицврстување под модул за време на инсталацијата. Ако модулите се складирани еден врз друг, секогаш кревајте го модулот без лизгање од купот. Кога се лизгаат модули едни со други, рамката од долниот модул може да го гребе задниот лист на следниот модул.

Не дозволувајте модулите да паднат – особено на агол. Дури и за врамени модули може да се појави оштетување на стаклото или друго оштетување.

Ракувањето со модулите секогаш треба да го вршат две лица со цел да се избегнат ризиците споменати погоре. Најдобар начин за ракување со модулот е користење на вакумски рачки за дигање.

8.8. КАБЛИРАЊЕ НА СОЛАРНИ НИЗИ

Каблите на соларните низи ги поврзуваат соларни модули на соларен контролер. Овие кабли често се нарекуваат "низа на меѓусебни врски". Може да се купат веќе направени до одредена должина или да ги направите сами. Каблите се произведени за исклучително тешки и отпорни на високи температури и ултра-виолетова светлина услови.

Тие, исто така, имаат цврста, екстра-дебела изолација за да ги направат помалку склони кон оштетување од животните.

Ако планирате да ја каблирате соларната низа паралелно, а не во серија, треба да се осигурате дека вашите соларни кабли можат да се справат со струјата што треба да се генерира преку вашата соларна низа.

8.9. КОНЕКТОРИ ЗА СОЛАРНИ НИЗИ

Постојат стандардни конектори за поврзување на соларни модули заедно. За повеќето соларни модули, стандардниот конектор е MC4 конекторот, како што е прикажано на сликите подолу.

MC4 конекторот доаѓа како машки и женски компоненти кои се спојуваат цврсто заедно, создавајќи временски запечатен печат.

Слика 8.28. MC4 машки и женски конектори кои се заклучуваат помеѓу себе за да создадат водонепропустлив печат

За многу мали соларни модули, како што се 5Wp – 50Wp модули кои се користат за надворешна употреба и слично, алтернативните S-S конектори се прилично чести. Тие се евтини и едноставни конекции кои се погодни само за 12V системи, и обично се користат каде што само се користи една или две соларни модули, со пократки должини на кабелот до 3 метри.

Како и MC4 конекциите, S-S конекторите формираат долготрајни временски затегнати споеви. За разлика од MC4 конекциите, тие не се заклучуваат заедно и може лесно да се извлечат. Тие се погодни за многу мали инсталации и се многу лесни за употреба.

8.10. ОСИГУРУВАЧИ И ПРЕКИНУВАЧИ

Способноста да се изолираат делови од системот е важно, особено при инсталирање на систем кои потоа се одржува. Дури и релативно ниски напони

можат да бидат опасни кога се работи со нив. Дури и кај мали самостојни системи треба да се вклучат осигурувачи помеѓу батериите и контролорот и/или инверторот. Ако нешто тргне наопаку со системот, многу подобро е да се истроши евтин осигурувач отколку да прсне батерија или соларен контролер.

За сите, но и најмалите системи, исто така ќе треба да вклучите изолациски прекинувачи во вашиот соларен дизајн. Ова ќе овозможи банката за батерии да биде исклучена во случај на одржување. За било која инсталација со повеќе од еден соларен панел, и за сите системи поврзани со мрежа, исто така, треба да биде инсталиран изолиран прекинувач за исклучување на соларната низа инсталиран. Јас би препорачал да инсталирате прекинувач за изолација на соларната низа за сите соларни низи кои можат да генерираат над 100 вати на моќ. Ако вашите соларни модули се монтираат на некој начин од вашиот инвертер или контролер, исто така може да биде добра идеја да се стави прекинувач за изолација до соларни модули, како и еден прекинувач поставен до инверторот или контролорот. Потоа можете лесно да ги исклучите соларните модули од остатокот од системот при одржување или во случај на вонредна состојба.

Проверете дали прекинувачот за изолација е способен за ракување со високи напонски DC кола, со контакти кои нема да лачат. Прекинувачи за изолација од наизменична струја не се погодни за секоја сончева низа со потенцијален напон над 48 VDC. Погодни изолациони прекинувачи се достапни од било кој снабдувач на соларна опрема. Ако планирате систем поврзан со мрежа, исто така ќе ви требаат прекинувачи за изолација на AC за да можете да го исклучите инверторот од мрежата. Ќе ви треба еден изолационен прекинувач да поставите веднаш до инверторот, а вториот да се постави веднаш до панелот за дистрибуција.

8.11. ВАЖНОСТА ОД КОРИСТЕЊЕ НА СООДВЕТНИ КАБЛИ, КОНЕКТОРИ И ПРЕКИНУВАЧИ ЗА ИЗОЛАЦИЈА

Соларните низи често се со многу висок напон. Често може да се инсталира и мала инсталација од мрежа имаат напон од 100-150V, додека поголема станбена инсталација лесно може да има висок напон од 500-600V во еден сончев ден. За разлика од електричната енергија од мрежата, која користи наизменична струја, сончевата енергија е на еднонасочна струја. Ако добиете електричен шок од наизменична струја, веројатноста е дека силата на ударот ќе ве фрли назад, на тој начин осигурувајќи дека добивате само моментален шок. Со струен удар со електрична еднонасочна струја, нема да бидете фрлени назад.

Наместо тоа, многу е поголема веројатноста вашите мускули да се згрчат во иста позиција. Со тоа најверојатно е дека ќе бидеш зафатен од струјниот удар

многу подолго, што претставува многу поголем ризик. Поради многу високите напони, електричната енергија може да се издигне низ доста широки празнини помеѓу каблите. Можни се ел.лакови од 10-15см кога се исклучени конектори од соларни решетки, без прво да го пробијат колото преку прекинувач за изолација.

Од истите причини, мора да користите изолациски прекинувачи кои се оценети за високонапонски DC врски. Обичните станбени изолациски прекинувачи се наменети за наизменична струја и тие се несоодветни за истонасочната струја. Каблите и конекторите функционираат под извонредни тешки услови. Тие обично се надвор и се очекува да издржат сурово време, интензивно УВ светло, топлина, студ и потенцијален напад од глодари и мали животни, а од друга страна се очекува да траат од 30 до 40 години. Не треба да се паѓа во искушение и да се користат нестандардни кабли или конектори за вашата соларна инсталација, без разлика колку е мал вашиот систем. Трошоците за добивање на вистинска опрема во смисла на кабли, приклучоци и прекинувачи е мала, а потенцијалните ризици од користење на несоодветни кабли, конектори или изолациски прекинувачи не вреди да се земаат.

8.12. ГРЕШКИ НА СИСТЕМОТ ЗА ЗАЗЕМЈУВАЊЕ

Системот за заземјување обезбедува ако има краток спој во соларната низа, протокот на струјата да се отсече веднаш. Ова го спречува ризикот од оштетување на контролорот или на соларна низа, и значително го намалува ризикот од електричен удар. Заштитата на Системот за заземјување работи со мерење на струјата што влегува и излегува од колото. Ако се работи правилно, влезната струја треба да е еднаква со излезната. Меѓутоа, ако има "истекување" или делумно краток спој, системот ќе ја види разликата во струите и веднаш ќе затвори. Делумен краток спој може да се случи ако сончевиот панел е скршен или ако некој допрел изложен кабел.

Повеќето соларни инвертори и соларни контролери вклучуваат заштита од заземјување, користејќи го Резидуален тековен уред (RCD) вграден во единицата (забелешка: RCDs се познати како Ground Прекинувачи на грешки – ГФИ – во САД и во Канада). Многу експерти велат дека е важно да се инсталира посебна заштитна опрема за дефект на заземјувањето, дури и ако контролерот или инвертерот имаат вградена заштита. Трошокот на RCD или GFI е низок а придобивките што се обезбедуваат се високи, и затоа ова е добар совет. Ќе ви биде потребна посебна заштита за грешка на заземјувањето за вашите DC и AC кола: За поголемо моќ од 100Wp на соларни панелни системи, и за сите системи монтирани во зграда, треба да инсталирате заземјувачка заштита помеѓу вашите соларни модули и вашиот контролер или инвертер Ако инсталирате еднонасочна

струја за еднонасочна струја во зграда за апарати за работа, мора да ја инсталирате заштитата на висината на земјата помеѓу вашиот контролор и ова напојување. Ако користите инвертер, треба да инсталирате заземјувачка заштита од грешки помеѓу вашиот инвертер и секое оптоварување Постојат специфични RCD единици за DC кола и тие се полнат со снабдувачи со соларен панел.

8.13. ПОСТАВУВАЊЕ НА КАБЛИ И МОНТАЖА НА МОДУЛИ

Бидејќи каблите и влезот се под ФВ модулите, каблите на покривот мора да се изведуваат пред или за време на монтирањето на модулите. Детален план за каблирање треба да биде при рака за време на инсталацијата.

На влез, една плочка(ќерамида) може да се замени со плочка за вентилација или плочка која е обликувана така што каблите се заштитени со мек, но издржлив слој за да можат да поминат низ неа без да се подигнат горните плочки. Сите кабли од инверторот до влезот и стрингот треба да се постават на место и да се цврсто прикачени. Спојувањето на сите DC кабли треба да ги изведува квалификуван електричар. Неправилното спојување и употребата на некомпатибилни конектори од трети производители се главните причини за искрење и пожар.

Треба да се изврши сврзување на 6 mm² Cu (или споредливо) на металната конструкција за потенцијалното изедначување. Поради анодираниот алуминиум, рамката на модулот не може да се користи за изедначување. Инсталатерот мора да осигура дека сите шини се правилно врзани.

Откако каблирањето ќе заврши, модулите може да се постават и да се прицврстат на монтажната структура. Интерконекција на низите од еден панел во друг мора да се изврши паралелно – бидејќи позадината на модулите е недостапна откако ќе се монтираат. Инсталатерот мора да го стави панелот на место, да го приклучи кабелот што доаѓа од претходниот модул, да го закачи кабелот на модулот на монтажната конструкција, да го постави модулот до крајната положба и да ги зацврсти стегите – во еден работен чекор.

Приклучоците не смеат да го допираат покривот и каблите не треба да лежат на покривот. Монтажата мора да биде прицврстена на таков начин што нема да дојде до оштетување на кабелот и приклучоците за време на траењето на ФВ инсталацијата.

Минималниот јаз меѓу модулите може да зависи од димензиите на стегачот. Поради покривање на покривот или други причини, понекогаш јазот може да биде поширок. Инсталатерот треба да осигура дека стегачот лежи доволно на двете рамки на модулот и на шината, со цел да се обезбеди правилно стегање.

Крајната стега лежи на рамката на модулот и шината. За да се обезбеди правилно стегање, висината на стегачот мора да одговара на рамката. Понатаму, неопходна е доволна должина на шината за да се осигури дека крајната стега нема да се лизне од крајот на шината. Прицврстувачите на модулите треба да бидат затегнати со точниот вртежен момент со користење на вртежен момент. Ве молиме погледнете го упатството за инсталација на производителот.

Слика 8.29. Примери за поставување на кабли и заземјувачки спроводници

8.14. ИНСТАЛИРАЊЕ НА КОНТРОЛНА ОПРЕМА

Следниот чекор е да го инсталирате соларниот контролер и инверторот.

Монтирајте ги близу до батериите. Идеално треба да се монтираат во растојание од еден метар, со цел кабелот да е што е можно пократок.

Повеќето соларни контролери вклучуваат мал LCD екран и голем број на копчиња за конфигурирање контролорот. Осигурајте се дека соларниот контролер е лесно достапен и дека можете да го прочитате дисплејот. Некои соларни контролери кои работат на повеќе напони имаат прекинувач за поставување на напон во кој работат. Други се со автоматски сензори. Во секој случај, треба да се провери документација. Осигурете се дека го инсталирате соларниот контролер во согласност со инструкциите на производителот. Ако треба рачно да го наместите напонот, погрижете се да го направите пред монтажа, а не откога сте го поврзале вашиот систем.

Инвертерите при употреба можат да се загреат и треба да се обезбеди соодветна вентилација. Тие се нормално поставен вертикално на ѕид, со цел да се обезбеди природна вентилација. Упатството за инсталација на инверторот ќе ви ги даде потребните информации. Некои инвертори бараат заземјување како дополнување на заземјувањето на негативниот терминал на батеријата. Ако ова е случај, поврзете го зелено жолтиот кабел од 2.5mm² од заземјувањето на инвертер на заземјувањето. Ако инсталирате DC прекинувач за изолација помеѓу сончевите модули и вашата контрола опрема, прво поврзете го и осигурете се дека е исклучен.

Откако ќе го монтирате контролорот и инверторот, поврзете ги негативните кабли со батерија, внимавајќи дека ги поврзувате каблите со точниот поларитет. Потоа скратете ги позитивните и негативни кабли од соларната низа и поврзете ги негативните кабли од соларната низа со соларниот контролер, повторно внимавајќи да се осигурите дека кабелот е поврзан со точниот поларитет.

Сега двапати проверете ги каблите. Проверете дали сте ги поврзале каблите на вистинските места. Двапати проверете дали сте го поврзале вашиот негативен кабел од вашата соларна низа на негативната врска на соларниот влез на вашиот соларен контролер и инвертор. Потоа проверете дали го поврзавте вашиот негативен кабел од батеријата до негативниот влез на батеријата на вашиот соларен контролер и вашиот инвертер. Само тогаш може да почнете со поврзување на позитивните врски. Започнете со поврзување на батеријата. Ако планирате да инсталирате осигурувач и DC изолација вклучете го во овој кабел, осигурајте се дека вашиот осигурувач и прекинувачот работат и за сончевата енергија за контролорот и за инверторот. Поврзете ги завршетоците на инверторот и контролорот и двапати проверете дали сте ги поврзале вашите кабли, визуелно и со проверка на напон со волтметар, пред да ја поврзете батеријата(те). Конечно, поврзете ја позитивната врска од соларната низа до соларниот контролер. Во овој момент, вашиот соларен контролор треба да се засили и може да почнете да ги читате информациите од екранот.

Слика 8.30. Работна контролна опрема

8.15. ИНВЕРТОРСКА ИНСТАЛАЦИЈА И КОНЕКЦИЈА НА НАИЗМЕНИЧНА СТРУЈА

Позицијата за монтирање на инверторот зависи од влезната заштита (IP) рејтинг на инверторот. За надворешно монтирање, задолжително е IP рејтинг од најмалку 54. Дури и тогаш, заштитна инсталација е препорачана. Потребните компоненти во дистрибутивната табла – како што се AC изолатори, прекинувачи и мерач на енергија – зависи од барањата на мрежната компанија и применливите стандарди.

Иако тоа не е задолжително, знаците за предупредување треба да бидат прикачени во близина на инверторот и на дистрибутивната табла. Овие знаци треба јасно да покажат дека е монтирана ФВ инсталација на покривот и дека DC каблите се полни со енергија – дури и кога инверторот е изолиран од мрежата.

9. ПРОВЕРКИ, ОДРЖУВАЊЕ И ПРОБЛЕМИ ПРИ ФУНКЦИОНИРАЊЕ

Откако ФВ системот се стави во функција, тој треба да се користи за непрекината работа при конверзија на сончевата енергија во електрична во текот на долг временски период. За таа цел е потребен редовен мониторинг и редовно одржување на системот.

Сите безбедносни предупредувања кои се однесуваат на инсталацијата на ФВ системот, исто така се однесуваат и на можните проблеми при работа на истиот. Треба да се земе во предвид дека фотоволтаичните низи генерираат електрична енергија речиси цело време (освен кога е темнина), а батериите немаат прекинувач, што значи дека системот практично работи континуирано во подолг временски период.

9.1. ОПШТИ ГРЕШКИ

Ако не се врши редовна контрола и мониторинг на сончевиот енергетски систем, проблемите честопати не се откриваат со месеци. Во случај на самостоен систем (кој не е приклучен на мрежа) или кога системот не генерира електрична енергија со предвидената моќност, треба да се разгледаат можните проблеми во работата на системот. Грешките обично се јавуваат во една од следниве области:

- прекумерна потрошувачка на енергија – на пример, кога се користи повеќе енергија отколку што е очекувано;
- недоволно производство на електрична енергија – т.е. не се генерира толку енергија колку што е предвидено;
- оштетени жици / слаби конекции (врски);
- слаби батерии;
- препреки (засенчување);
- погрешно заземјување;
- грешки на инверторот; и др.

9.1.1. Прекумерна потрошувачка на електрична енергија

Ова е најчеста причина за појава на проблеми кај ФВ системите, каде што првичната анализа не дала точна проценка на моќноста што е потребна за правилно функционирање на системот.

Речиси сите сончеви контролери обезбедуваат основни информации на LCD екранот што овозможува да се види колку енергија е генерирана во споредба со тоа колку енергија се користи, и го покажува износот на полнење кој моментално е зачуван во батеријата. Контролорите вклучуваат подетални информации кои овозможуваат проверка на дневна основа на генерираната енергија и потрошувачката на енергија. Користејќи ги овие информации, може да се провери одливот на енергија за да се види дали е повисок од првично очекуваниот.

Ако се користи инвертор во системот, исто така треба да се проверат овие информации и преку инверторот. Некои инвертори имаат LCD дисплеј и можат да ги обезбедат овие информации, но ако ФВ системот не го обезбеди ова може да се користи посебен приклучок за мерење на моќноста и потрошувачката на енергија во одреден временски период.

Ако фотоволтаичниот систем или инверторот не ги доставува овие информации, може да се користи мултиметар со можност за внесување податоци. На овој начин може да се измери моменталниот излез од сончевиот контролер и/или од инверторот во одреден временски период (обично се мери за период од еден ден). Мултиметарот се прикачува преку каблите од батериите на контролерот и инверторот. Се собираат информациите најмалку 24 часа. Тоа овозможува да се идентификува колку енергија всушност се користи од системот.

Некои мултиметарски влезни податоци даваат табела во која се прикажува тековната потрошувачка во различни периоди од денот, што исто така може да помогне да се идентификува периодот кога потрошувачката е највисока.

Решенија

Ако е идентификуван проблем на прекумерно користење на електрична енергија во однос на првичните предвидувања, постојат три опции:

- да се намали напојувањето
- да се зголеми големината на ФВ низа (број на модули во системот)
- да се додаде друг извор на енергија (како што се горивни ќелии, ветерна турбина или генератор) за да се дополнува сончевиот ФВ систем кога е потребно.

9.1.2. Недоволно производство на електрична енергија

Ако системот е правилно проектиран и димензиониран, не би требало да има проблем со недоволно производство на енергија кога системот е релативно нов.

Меѓутоа, во период од неколку години, сончевите модули и батериите се деградираат и се јавуваат промени во нивните перформанси (батериите повеќе од сончевите модули), а од друга страна може да се појават и некои нови препреки што ја намалуваат или спречуваат сончевата светлина што паѓа на модулите.

Исто така може да се јави и прекумерна нечистотија на сончевите модули, што може значително да ја намали количината на енергија што може да се генерира во сончевата низа. Многу често птиците и некои животни се причина за зголемување на нечистотиите. Од друга страна, на локацијата може да се појави нова препрека што ја блокира сончевата светлина во одредено време од денот. На пример, дрво кое значително се зголемило откако било спроведено првичното истражување за локацијата на ФВ ситемот.

Алтернативно, може да биде направена грешка и при првичното истражување на локацијата за инсталирање на ФВ кога не била идентификувана препреката. За жал, ова е најчестата грешка направена од неискусни ФВ инсталатери. Исто така, тоа е најскапиот проблем за да се поправи. Затоа, треба особено внимание да се обрне при проектирањето на ФВ системот и изборот на неговата локација.

За да се идентификува дали системот не генерира електрична енергија колку што е проектирано, треба да се проверат влезните вредности на сончевиот контролер за да се види колку енергија е генерирана од сончевите модули на дневна основа. Ако контролерот не може да ги обезбеди овие информации, се користи мултиметар со логер на податоци за да се сними количеството на енергија зафатено од сончевите модули во период од три до пет дена.

Решенија

Ако се идентификува проблем на недоволно производство на електрична енергија, треба да се започне со проверка на сончевата низа. Прво треба да се провери дали има оштетување на сончевата низа, а потоа да се исчисти низата со топла, сапунска вода и средство за полирање стакло, или восок за отстранување на вода и нечистотија. Потоа треба да се проверат сите кабли и да се осигура дека не постои некоја висока отпорност на било кој од сончевите модули или на кој било проток на кабли. Може да се работи за погрешна врска или оштетен кабел што ги предизвикува проблемите. Треба да се направи нова проверка на локацијата, за да се види дали има појава на некои препреки меѓу сончевите модули и Сонцето. Двојно да се провери дали самата ФВ низа е ориентирана во правилна позиција кон Сонцето напладне. Конечно, треба да се провери и дали низата е поставена во оптимален агол за искористување на сончевата енергија.

Ако овие проблеми се јавуваат само во одредено време од годината, вреди да се прилагоди аголот на сончевиот панел за да се обезбеди максимално потенцијално производство на електрична енергија во ова време, дури и ако тоа значи компромитирање на излезната моќност во други периоди од годината.

Се проверува напонот на сончевата низа користејќи мултиметар. Потоа повторно се проверува на сончевиот контролер. Ако има значителен пад на напонот помеѓу низата и контролерот, отпорот во кабелот е превисок и поради тоа се губи значителен дел од ефикасноста. Ова може, на прво место да се должи на инсталирање на несоодветен кабел или оштетување на кабелот. Ако е можно, треба да се намали должината на кабелот и повторно да се тестира системот. Алтернативно, кабелот се заменува со поголем и поквалитетен кабел.

Ако ништо од горенаведеното не функционира, постојат три опции:

- Да се намали напојувањето,
- Да се зголеми големината на сончевата ФВ низа,
- Да се додаде друг извор на енергија (како што се горивни ќелии, ветерна турбина или генератор) за да се дополнува сончевиот електричен систем кога е потребно.

9.1.3. Оштетени кабли – слаби контакти

Ако се појави проблем со оштетени кабли или лоши контакти, тоа може да има големо влијание на ФВ системот. Ако се јавуваат чудни симптоми кои не изгледаат како да влијаат на ситемот, тогаш најверојатно проблемот е во поврзувањето или во лошите контакти (врски).

Примери за некои од симптомите на лабава врска или оштетени кабли се:

- Ненадеен пад на сончевата енергија во многу топло или многу студено време. Ова е често поради лабава врска или оштетени кабли во сончевата низа или помеѓу сончевата низа и сончевиот контролер.
- Ненадејна или наизменична загуба на моќност кога се работи за големи оптоварувања. Ова укажува на лабава врска меѓу батериите, или помеѓу батериите и сончевиот контролер или инверторот.
- Ненадејно или наизменично губење на моќност во особено топли денови, кога сончевата низа е на сонце за подолг временски период. Ова укажува на лабава врска некаде во низата, оштетен панел или висок отпор во кабелот.
- Значително пониски нивоа на енергија од сончевата низа сугерираат лабава жица или краток спој меѓу сончевите модули во рамките на низа.

- Значителен пад на напонот на кабелот помеѓу сончевата низа и контролорот сугерира или несоодветен кабел или оштетување на самиот кабел.

Исто така, значителен пад на напонот на кабелот помеѓу сончевиот контролер и нисконапонски уреди (потрошувачи) сугерираат несоодветен кабел или оштетување на самиот кабел. Ако се најде кабел што е многу топол на допир, тоа сугерира дека внатрешната отпорноста во тој кабел е висока. Кабелот треба веднаш да се замени.

За жал, точното дијагностицирање каде е грешката може да одземе многу време, а при тоа се користи мултиметар и други уреди за тестирање.

Прва задача е да се идентификува кој дел од системот има грешка. Сончевиот контролор кој може да ги покаже влезните и излезните параметри е доста корисен за таа цел. Информациите од него покажуваат дали сончевата низа е слаба (ложо димензионирана) или дали уредите едноставно не ја добиваат потребната моќност.

Откако се увиди на кој дел од системот се концентрира проблемот, се мери отпорот на секој кабел со користење на ом-метарско поставување на мултиметарот. Ако внатрешниот отпор е поголем во однос на очекувањата, истиот треба да се замени. Ако било кој кабел е презагреан, треба да се замени. Проблемот може да биде предизвикан најчесто поради поставување на несоодветен кабел на прво место (т.е. премногу мал кабел) или се работи за внатрешно оштетување на кабелот. Потоа треба да се проверат сите врски во делот на системот што се испитува и да се осигура квалитетот на врските (контактите). Исто така, треба да се провери дали сите кабли завршуваат со соодветни конектори или се добро залемени и при тоа да се осигура дека нема влез на вода.

9.1.4. Слаба батерија

Симптомите на слаба батерија се манифестираат кога системот не ја дава предвидената моќност, или при вклучување на уредот на наизменично напојување за струја. Во екстремни случаи, неисправната батерија всушност може да го смени поларитетот и да ја повлече ефикасноста на целата батериска банка.

Проблеми со слаба батеријата најпрво се јавува на ладно време и кога батериите работат под 50-60% капацитет. Во топло време, иако батериите се слаби, тие честопати можат да продолжат да даваат добра услуга во текот на многу месеци или години. Ако сончевиот контролер покажува дека се добива доволно енергија од инсталираната ФВ низа за да се покрие предвиденото оптоварување, тогаш најверојатно проблемот е во некоја слаба батерија во системот за складирање на енергијата или лоша врска помеѓу две батерии.

Прво треба да се исчистат сите батерии, да се проверат интерконективните кабли на батериите, да се проверат излезните врски на кабелот со батериите, и на секој излез се нанесува слој од вазелин за да се обезбеди добро поврзување и заштита од влез на вода. Потоа се проверува нивото на течноста во батериите (ако станува збор за таков тип на батерии). Се проверува дали секоја батерија во системот од батерии покажува сличен напон. Ако има разлика повеќе од 0,7 V, тоа сугерира дека можеби треба да се балансираат батериите.

Меѓутоа, ако се забележи разлика на една батерија од 2 V или повеќе, веројатно постои некоја оштетена ќелија во рамките на таа батерија. Ако се утврди дека батеријата е премногу жешка треба веднаш да се замени батеријата. Ако контролерот има можност да ги балансира батериите, тогаш се препорачува негова примена. Доколку не е така, треба да се дополнат послабите батерии со користење на соодветен полнач за батерии, сè додека сите батериите покажуваат сличен напон. Ако сеуште се јавуваат проблеми и по спроведувањето на овие тестови, потребно е да се изврши тест за оптоварување на сите батерии. За да се направи тоа батериите треба да се целосно полни, а потоа се исклучуваат батериите една од друга и се користи мерен уред за оптоварување на батеријата, кој ги идентификува сите слаби батерии во вашиот систем за складирање.

Менување батерии

Ако сите батерии во системот се стари неколку години и се претпоставува дека се блиску до крајот на нивниот корисен век, се препорачува да се замени целата батерија во еден чекор. Старите батерии и новите батерии многу често не пасуваат добро поради напоноската разлика. Ако се мешаат нови и користени батерии лесно може да се добие батериски систем во кој некои од батериите никогаш целосно не се полнат.

Ако во батерискиот систем една од батериите предвреме се испразни, тогаш може да се најде батерија од втора рака, со иста марка и модел. Таа не само што е поевтина, туку втората батерија има слични карактеристики за полнење и празнење со батериите во постоечкиот систем, и може да се прилагоди на системот.

Ако не може да се најде рециклирана батерија може да се користи нова, но најдобро е да биде од истата марка и модел како и другите батерии во системот. Никогаш не треба да се мешаат и спојуваат различни модели на батерии, бидејќи сите тие имаат различни карактеристики.

Пред да се смени батеријата треба сите батерии во системот (и нови и стари) да бидат целосно наполнети. При тоа се става етикета на новата батерија, забележувајќи го датумот на кој била заменета. Тоа е неопходно во случај на тестирање и замена на батериите во иднина.

Откако е заменета батеријата, старата батерија треба да се депонира на соодветно место или во компанија каде може да биде 100% рециклирана за нови батерии.

9.1.5. Проблеми со инверторот

Симптомите на проблеми со инвертер можат да вклучуваат:

- Зуење или звуци од некоја електронска опрема кога се напојува од инверторот,
- Грешка на некоја опрема што работи од инверторот,
- Редовно исклучување на кола,
- Ненадејна загуба на моќност.

Доколку се јаваи зуење или звуци од електронска опрема кога се напојува од инверторот или ако некоја опрема воопшто не работи, тоа сугерира дека инверторот не произведува чист АС синусоиден бран. Ако ФВ системот е приклучен на мрежа, АС чистиот синусоиден сигнал генериран од инверторот не може да биде совршено координиран со брановите од мрежата. Ова сугерира слаб квалитет на енергија од мрежата, проблем со заземјувањето или грешка на инвертерот.

Ако ФВ системот е самостоен и во него се користи инвертор со модифициран синусоиден бран (или квази-синусоиден бран), може да се случи решавањето на овие проблеми да води единствено кон замена на инверторот. Некоја електронска опрема, како што се лаптоп компјутерите и преносливите телевизори, може воопшто да не работи при користење на модифициран синусоиден бран инвертор, додека другата опрема може да зуи кога се приклучува на овие инвертори.

Ако се јавува ненадејно и необјасниво исклучување на струјата кога работи инверторот или ненадејно губење на моќност, постојат неколку работи кои треба да се проверат:

- Дали исклучувањето настанува кога се приклучуваат апарати со големи оптоварувања, како што е фрижидер и др.?
- Дали исклучувањето настанува кога инверторот се приклучува на почетокот на денот или кога се исклучува на крајот од денот?
- Дали алармот се јавува почесто во многу топли денови или по силен дожд?

За жал, исклучувањето на струја и ненадејната загуба на енергија често се појавуваат само кога се јавува комбинација на настани и проблеми, дијагнозата што може да ја направи одзема многу време и многу тешко е да биде прецизна.

Најчестите причини за исклучување на струја или ненадејно губење на струја се јавува поради проблеми со температурата. Инверторите можат да генерираат голема количина на топлина, така што колку се потопли толку помалку енергија произведуваат. Доколку инверторот е премногу загреан, ненадејната побарувачка за врвна моќност може да биде доволна за да го исклучи инверторот моментално. Доколку инвертерот премногу се загрее, тој ќе се исклучи подолг временски период за да може да се излади. Во тој случај треба да се обезбеди подобра вентилација на инверторот.

Ако инверторот постојано се загрева, тоа може да значи дека треба да се користи помоќен инвертор со цел да ги издржи оптоварувањата. Ако проблемот се случи за време на ненадеен дожд или во многу жешки денови, исто така може да постои проблем и со заземјувањето. Треба да се провери инверторот со PAT тестер за да осигура дека нема истекување на теренот од самиот инвертор. Ако тоа е случај, треба да се проверат сите врски од DC влезот на инверторот.

9.2. ОДРЖУВАЊЕ НА СИСТЕМОТ

Одржувањето на ФВ системите не претставува сложен процес, но секако претставува неопходен сегмен за правилното функционирање на системот. Постојат некои основни проверки кои треба да се спроведуваат редовно. Обично проверките треба да траат не повеќе од неколку минути.

Пропишани мерки

- Чистење на сончевата низа. Оваа мерка реално бара многу малку напор, бидејќи вообичаено дождот ја врши многу добра оваа работа со миење на сончевите модули. Во случај кога ФВ системот е поставен на локалитет во многу сув и прашлив регион, тогаш постапката за чистење треба да се спроведува на редовна основа.
- Телескопските комплети за чистење на прозорци се достапни за чистење и на сончеви низи на пониските делови на покривот. Ако може лесно да се пристапи до модулите, чистењето може да се изведува и со нанесување на соодветни пасти за полирање со цел се задржи сончевата низа почиста за подолг временски период.

- Ако има дебел слој снег на сончевата низа, треба да се исчисти веднаш! Дебел слој од снег многу брзо ја спречува сончевата низа да произведува електрична енергија.

Секој месец

- Ако контролерот или инверторот имаат дисплеј на кој се прикажува влезната и излезната моќност на системот, треба секој месец да се проверуваат перформансите на ФВ системот. Треба да се провери дали се совпаѓаат измерените со предвидените вредности за производство на електрична енергија во текот на годината. За таа цел треба да се води дневник на перформансите (во дигитална форма), со цел да се споредуваат податоците од една година со друга.
- Ако се појави необјаснето намалување на перформансите, прво треба да се исчисти сончевата низа, визуелно да се провери состојбата на каблите и да се балансираат батериите. Ако перфомансите не се подобруваат, тогаш се следи упатството за отстранување на проблеми при работа на ФВ системот.

На секои три месеци

- Се проверува вентилацијата во кутијата за батериите.
- Се проверува дали површината на батериите е непропусна и дали има протекување од батериите.
- Се отстранува нечистотијата и правот од горниот дел на батериите.
- Визуелно се проверуваат сите конектори за батериите. Треба да се осигура дека тие се добро зацврстени, а потоа да се исчистат и да се заштитат со нафтен вазелин на места каде што е потребно.
- Се проверува нивото на електролитот во батериите и се дополнува со дестилирана вода каде што е потребно.

На секои шест месеци

- Батериите треба да се балансираат во случај кога системот содржи повеќе батерии и доколку контролерот има можности за тоа.
- Откако батериите се избалансирани, се користи волтметар или мултиметар за да се провери напонот на секоја поединечна батерија. При тоа треба да се осигура дека разликите во напоните се во опсег од 0,7 V една во однос на друга.

- Ако една или повеќе батерии имаат голема разлика во напонот, треба да се следат инструкциите за слаби батерии, кои се дадени во делот за решавање проблеми од овој прирачник.

Секоја година

- Ако системот има склад на батерии со повеќе од две батерии, треба да се менува редоследот на батериите во него. Батериите што биле во средината на складот се ставаат на крајот, а батериите од крајните позиции се ставаат во средина. Потоа треба да се направи балансирање на батериите.
- Ова ќе осигури дека сите батерии се користат подеднакво во текот на целиот работен век и со тоа се зголемува вкупниот работен век на батериите.

На почетокот на секоја зимска сезона

- Се проверува изолацијата околу батериите.
- Се проверува дали областа околу батериите има глодачи. Глувците и стаорците сакаат топла средина, а изолацијата околу батериите е примамлива цел. Освен на батериите, тие може да направат оштетувања и на каблите.
- Се препорачува чистење на сончевата низа за да се добијат најдобрите можни перформанси на ФВ системот дури и во најлошото време од годината.

10. ЗАШТИТА ПРИ РАБОТА – БАРАЊА ЗА БЕЗБЕДНОСТ НА РАБОТНО МЕСТО

Безбедноста на местото на инсталација на фотоволтаичната опрема опфаќа:

– Проценка на ризик на местото на инсталирање на фотоволтаичната опрема;

– Опасности:

- Опасности од физичка природа
- Опасности од електрична природа
- Опасности од хемиска природа

– Електрична безбедност (заштита од струен удар)

– Добри работни навики

– Самостојни инвертори

– Практични примери и вежби

Пред да започне инсталирањето на ФВ системот, постојат неколку добри работни навики за безбедност и заштита при работа.

При инсталирање на ФВ опремата треба да се придржува кон правилата за безбедност и заштита при работа, особено поради фактот што се работи со електрична енергија, со опасни хемикалии и тешки, но и кршливи предмети.

10.1. КОМПЛЕТ ЗА ПРВА ПОМОШ

Неопходно е потребен при работата од безбедносен аспект добар прибор за прва помош, вклучувајќи и некои елементи што ги нема вообичаено во редовната опрема за прва помош. Поконкретно, потребно е да се поседува комплет за миење на очи или гел, кои можат да се нанесат на кожата во случај на контакт со батерија или киселина.

10.2. КОМПЛЕТ ЗА ХЕМИСКО ЧИСТЕЊЕ

Поради работа со оловни батерии кои содржат опасни хемикалии кои се многу штетни по здравјето потребно е да се обезбеди следното:

Апарат за чистење на хемикалии погоден за чистење на киселините на батериите во случај на истурање на киселина. Набавка на силни полиетиленски кеси. Набавка на доволна количина на крпи / крпи за бришење за еднократна употреба, за да се исчисти секакво разлевање на батеријата.

Приборот за хемиско чистење и Приборот за прва помош од хемикалии, кои се достапни кај сите продавачи на батерии и дилери на индустриски алатки, се неопходен и задолжителен прибор при работа на инсталирање на ФВ системи.

10.3. БЕЗБЕДНОСТ ПРИ РАБОТА

10.3.1. Работа на јавен простор

Ако се работи на јавен простор каде што имаат пристап и други луѓе, треба да се користат паравани (бариери) или огради, како и знаци за прикривање на работната област. Треба да постои јасен патоказ за пренасочување по алтернативен пат. Во таков случај, препорачливо е да се ангажира професионален тим на градежници за носење и инсталирање на опремата, бидејќи тие би требало да ги познаваат импликациите за работа во јавна област и релевантните прописи за здравје и безбедност при работа. Дури и ако не треба да се земе во предвид работењето на јавен простор, сепак треба да се предвиди движењето на луѓето при инсталирањето на системот. Децата секогаш се љубопитни за вакви проекти и оттаму навистина може да се појават некои безбедносни прашања, па затоа не треба да се пушта никој во близина и јасно да се стави ознака дека се работи со високи напони.

10.3.2. Работа на висина

Во поголемиот број случаи при инсталирање на ФВ системи монтажата се изведува на висина и најчесто е потребно искачување по искосени покриви. При тоа, треба да се осигура дека се користи соодветна опрема за качување (скали, безбедносни ремени, скелиња). Ако постои загриженост за работа на височини, или ако инсталатерот работи надвор од својата област на компетентност, во секој случај е подобро да се ангажира професионалец. Професионалните градежни

работници може да инсталираат низа на сончеви модули на покривот за само 2-3 часа, што е многу пократко од времето потребно за аматер ентузијаст.

За време на инсталацијата, па дури и за време на првите проценки на самото место, може да се јави потреба проектантот и инсталатерот заедно да работат на покривот. Затоа, треба да се придржува кон сите прописи од областа за здравје и безбедност при работа. Треба да се почитуваат сите прописи и упатства за да се обезбеди безбедно работење на висина. Ова вклучува известување и обезбедување на сите неопходни безбедносни мерки, како што е превенција од пад или лизгање. Работодавачот има должност да назначи компетентно лице како одговорно за подготовка на Планот за заштита од пад – вклучувајќи го следното како минимум:

- планот мора да биде специфичен за дадената локација (бара физичка идентификација на опасност на лице место)
- целиот план треба да биде документиран
- да се направи идентификација на опасностите (мора да присуствуваат на самата локација или во куќата)
- да се направи проценка на ризик (анализа и евалуација со тим)
- план за управување – управување и контрола (да се разгледаат промените доколку ги има)
- определување на контроли – на пример постапки за безбедна работа и изјави за методот
- писмена постапка за безбедна работа (WSWP) – вклучува "кој", "кога", "зошто", "што", "каде"
- метод – изјава за елиминирање на ризиците – се фокусира на "како"
- план за спасување (како да го спасите лицето, по пад од висина и за кратко време)
- план за вонредни состојби (како безбедно да се евакуира локацијата)
- спроведување, одржување, следење и преглед на плановите.
- Toolbox Talk е неформален состанок за безбедност кој се фокусира на теми за безбедност поврзани со специфичната работа, како што се опасностите на работното место и безбедните работни практики.
- Site induction е процес кој обезбедува работниците на градилиштата да бидат целосно информирани за организацијата и работата на локацијата и за нивните одговорности.

Планот за заштита од пад исто така, мора да ја вклучува и проценката за физичките и психолошките способности на работникот.

Многу ризици може да останат незабележани додека не се случи незгода. За правилна проценка треба да се земе во предвид ризикот од паѓање од покривот или преку покривот. Ако нема други мерки за безбедност, како што се оградување или привремено засилување на премините, треба задолжително да се користи скеле.

Слика 10.1. Користење на безбедносен појас за работа на висина

Слика 10.2. Безбедносни огради

10.3.3. Работа со батерии

Батериите содржат олово и киселина и се многу тешки, во некои случаи може да тежат и повеќе од 80 килограми. Заради тоа треба да се користи соодветна опрема за подигнување и преместување на батериите. Потешките батерии доста често имаат карики/обрачи во горниот дел. За да се крене батеријата, треба да се користи јаже низ овие обрачи и да се формира рачка за носење. Оловните батерии содржат киселина, која што најчесто е во течна форма, освен ако станува збор за батерии со гел. Тој е исклучително корозивен и исклучително опасен за здравјето. Бразди на течност од батериите можат да предизвикаат сериозни хемиски изгореници и мора веднаш да се отстранат. Кога се работи со оловни батерии СЕКОГАШ треба да се носи заштитна облека вклучувајќи комбинезон, заштита за очи (заштитни очила или маска за цело лице) и заштитни ракавици. Исто така се советува да се носат чевли со челичен врв. Батериите треба да се

чуваат исправено во секое време и не треба да се испушти батеријата. Ако тоа се случи, голема е веројатноста дека батеријата е оштетена. Во најлошо сценарио, обвивката може да биде распукана или скршена. Ако падне батеријата, треба веднаш да се стави во некој сад за истурање (по можност метален) за да се провери оштетувањето и протекувањето. Ако има оштетена батерија која што истекува, таа треба да се спакува во двојно запечатени полиетиленски кеси означени како опасен отпад. Ако има истурена киселина од батеријата, веднаш треба да се исчисти користејќи крпи за бришења за еднократна употреба. Потоа, овие крпи се ставаат во полиетиленска врќа, запечатени и означени како опасен отпад. Ако истекувањето од батеријата доаѓа во контакт со облека, облеката веднаш треба да се извади и да се фрли во полиетиленски кеси. Ако истекувањето од батеријата доаѓа во допир со очите, тие мора постојано да се исплакнуваат со вода и да се побара итна медицинска помош. Ако истекувањето од батеријата доаѓа во допир со кожата, местото веднаш треба да се измие со вода, се нанесува антикиселински крем или гел за да го сопре горењето, а потоа треба да се побара итна медицинска помош. Ако киселината на батеријата заврши во устата, треба итно да се плакне устата со млеко. ДА НЕ СЕ голта млекото. Потоа веднаж треба да се побара итна медицинска помош. Забрането е пушење во близина на батериите и треба да се осигура областа каде што се чуваат батериите со вентилација. Треба да се спречи искрење или краток спој на приклучоците на батеријата. Батериите можат многу брзо да предизвикаат висока струја. Треба да се отстранат сите прстени, нараквици или часовници, додека алатите треба да се чуваат на безбедно растојание од батериите.

10.3.4. Заштитна опрема – Ракавици

При инсталирање на ФВ системот потребно е да се користат два различни сета на ракавици.

Хемиски ракавици – за пренесување на батериите и електрични заштитни ракавици за поврзување на сончевиот систем. При изборот на соодветни хемиски ракавици за работа со батерии, ракавиците треба да бидат доста силни, бидејќи подигнувањето и поместувањето на батериите е тешко. Важно е да можат да издржат појак притисок врз нив. Ракавиците треба да имаат должина на средна или долга манжетна, со цел да се заштитат двете раце и лактите. Ракавиците треба да бидат направени од соодветен материјал за заштита од киселината на батеријата. Во прирачниците за здравје и безбедност при работа се укажува на тоа дека се потребни ракавици од неопрпоен со дебелина 0,4 мм за да обезбедат соодветна заштита преку целосна смена. Ако ракавиците се испрскаат додека се работи со батериите, веднаш треба да се измијат или заменат, за да се избегне пренесување на киселина во други делови од телото.

Електрично изолираните заштитни ракавици обезбедуваат заштита при работа со високи напони. Тие се од витално значење кога се работи на високонапонски сончеви низи и се препорачуваат за сите инсталации.

Електрично изолираните ракавици се делат на неколку класи со цел да обезбедат заштита од различни напони:

- Ракавиците од класа 00 обезбедуваат заштита до 500 V
- Ракавиците од класа 0 обезбедуваат заштита до 1.000 V
- Ракавиците од класа 1 обезбедуваат заштита до 7.500 V
- Ракавиците од класа 2 обезбедуваат заштита до 17.000 V
- Ракавиците од класа 3 обезбедуваат заштита до 26.500 V

За повеќето ФВ инсталации најсоодветни се ракавиците од Класа 00 или Класа 0.

Треба да се запомни дека напонот на отворено коло на сончева низа може да биде повеќе од двојно од номиналниот напон на сончевата низа: дваесет сончеви модули поврзани во серија може да имаат номинален напон од 240 V, но напонот на отворено коло може да биде и над 500 V. Како и кај хемиските ракавици, треба да се изберат ракавици со должина на средна или долга манжетна за да се заштитат и двете раце и подлактиците.

Ако електрично изолираните ракавици се испрскаат со киселина од батеријата, треба да се отстранат и да се заменат веднаш. Сите електрично изолирани ракавици треба визуелно да се проверат дали имаат дупки пред употреба. Класичните 1-3 ракавици бараат целосна електрична проверка на секои шест месеци.

10.3.5. Електрична безбедност (Заштита од струен удар)

Електричната безбедност е исклучително важна при инсталирање на ФВ системот. Сончевите модули генерираат електрична енергија секогаш кога се изложени на сончева светлина. Напонот на сончевиот панел на "отворено" коло е значително повисок од напонот на системот. 12-волтен сончев модул може да генерира напон од 22-26 V во случај кога не е поврзан. Кога ќе се поврзат неколку сончеви модули во серија напонот може многу брзо да дојде до опасни нивоа. Сончевата низа од 24 V може да генерира напони од 45-55 V, што може да направи непријатен шок во погрешни околности, додека ФВ низа со напон од 48-V лесно може да генерира напон од 90-110 V кога не е поврзана. Овие напони можат да бидат смртоносни за луѓе со срцево заболување, деца, постари луѓе или миленичиња.

Батериите можат да произведат струи мерливи во илјадници ампери. Краткиот спој генерира многу брзо огромни количини на топлина и може да резултира со пожар или експлозија. Треба да се отстранат сите прстени, нараквици или часовници што ги носат инсталатерите, додека алатките треба да бидат подалеку од батериите. Излезот од инверторот дава АС наизненичен напон исто како и мрежата, па може да биде смртоносен. Затоа треба да се постапува со многу внимание како и во случај на било која друга мрежа за снабдување со електрична енергија.

Во многу земји, законот условува поврзувањето на инвертор во електричен систем на едно домаќинство, да го изведува квалификуван електричар за да ја провери инсталацијата.

10.3.6. Содржина на кутијата за алат

Освен домашен сет на сигурни алатки DIY, потребен е електричен мулти-метар или волтметар со цел да се тестира инсталацијата во различни фази. Треба да се користат електрично изолирани шрафцигери за време на поврзување на ФВ низата. Исто така доста е корисно да има уред за тестирање на светлината. Неколку битни алатки задолжително треба да се поседуваат: 1. Кабелски стеги, кои се многу корисни за држење на кабли на едно место. Тие можат уредно да ги задржат каблите и често се добри за привремена, но и трајна употреба. 2. Полир паста отпорна на вода или нечистотија од стакло или восок за чистење на сончевите модули. 3. Вазелин од нафта кој се користи за електричните стеги на сончевите модули и батериите, со цел да ги запечатат од влага и да обезбедат добра врска.

10.4. БЕЗБЕДНОСТ ПРИ ИНСТАЛИРАЊЕ НА ФВ НИЗА

Како што беше споменато во претходното поглавје, при инсталирањето на ФВ низата треба да се размисли од безбедносен аспект за темелите во земјата или пол-монтажа на столбовите за ФВ низата, или пак зајакнување на постоечката покривна структура за инсталирање на ФВ низата на покривот. Ако се поставуваат батериите во област каде што нема соодветно заземјување, треба да се инсталира мини систем на стапесто заземјување колку што е можно поблизу до батериите.

10.5. Тестирање и монтажа на ФВ модулите на ФВ модулите

Тестирање

Прво се почнува со распакување на сончевите модули и нивна визуелна инспекција за да се осигура дека тие не се оштетени на било кој начин. Оштетеното или испукано стакло може значително да ги намали перформансите на сончевите модули, па затоа треба да се заменат ако има видливо оштетување на модулот. Оштетувањето на самата рамка на модулот не е таков проблем, се доколку штетата не предизвикува влез на вода во модулот и не пречи при безбедно монтирање на ФВ модулот во бараната положба.

Потоа, треба да се провери напонот на модулот со мултиметар, поставувајчи го на соодветен DC напонски опсег. Сончевите ФВ модули генерираат многу повисок напон на отворено коло (т.е. кога панелот не е поврзан) отколку кога се поврзани во 'затворен' круг. Затоа не треба да биде изненадување ако мултиметарот евидентира напон од 20-26 V на отоворено коло за еден модул.

Чистење на модулите

Добра идеја е прво да се исчисти стаклото на предната страна на модулот, користејќи вода и полир паста или восок отпорен на вода и нечистотија на стакло. Овие полирања на стаклото гарантираат дека подолг период дождот и нечистотијата нема да се задржат на стаклото, со што би се спречило намалување на перформансите на сончевата низа.

Монтажа и поврзување

Некои монтажни системи се дизајнирани така да прво тие се поставуваат на покривот, пред да се наместат сончевите модули. Другите се дизајнирани така што прво се фиксираат сончевите модули на монтажната рамка, а потоа се монтира целиот систем на покривот. Со систем монтиран на рамка, прво треба да се постави рамката на бараната позиција, а потоа се ставаат сончевите модули.

Најлесно е да се инсталира систем за монтирање поставен на земја, бидејќи во тој случај нема тешки подигнувања. Вообичаено, истовремено се монтираат и каблираат сончевите модули. Ако се димензионира напонот на ФВ системот со каблирање на модули во серија, прво треба да се направи поврзувањето со кабли на потребниот број модули во серија (односно комплети од два модули за 24 V, сетови од четири за 48 V). Откако се селектирани сет на модули во серија, тое се тестираат со мултиметар, за да се провери дали се добива очекуваниот напон (повеќе од 20 V за 12-волтен систем, повеќе од 40 V за систем од 24 V и повеќе од 80 V за систем од 48 V).

Треба да се внимава при овие мерења, бидејќи напони од 40 V и повеќе може да предизвикаат непријатен шок во дадени околности.

Откако ќе се поврзе секоја серија правилно, се прават паралелни врски, а потоа се тестира целата низа користејќи го мултиметарот за мерење на напон.

Ако има модули со различни капацитети, се третираат различните групи модули како посебни низи. Не се поврзуваат модули со различни капацитети, ниту во серија ниту паралелно. Наместо тоа, се поврзуваат низите заедно на контролерот.

Откако ќе биде завршено тестирањето, требада се обезбеди безбедност на ФВ низата така што никој не може да добие струен удар од системот. За да се направи тоа, се поврзуваат позитивните и негативните кабли од сончевата низа во куса врска. Ова нема да ја оштети низата, а може да спречи непријатен шок.

Кровна монтажа на ФВ низа

Ако ФВ низата се монтира на покрив, обично треба да се монтира на монтажна шина или шината да се монтира на покривот пред приклучување на низата.

При монтирање на ФВ низата треба да има доволно луѓе кои може да ја подигнат низата на покривот без да настанат деформации на извиткување или свиткување. Нјадобро е тоа да го изведат професионални градители користејќи скеле.

Конечно каблирање

Откако ФВ низата е поставена во дадената позиција, се насочува кабелот до местото каде треба да се инсталира сончевиот контролер. Од безбедносни причини, треба да се осигура дека каблите на ФВ низата остануваат безбедни, т.е. во куса врска.

Ако се инсталира DC прекинувач за изолација и уред за резидуална струја, тие се поставуваат помеѓу ФВ низата и контролерот. Откако ќе се постават каблите на дадена позиција, се откачуваат позитивните и негативните кабли и се проверува со мултимер колкав е напонот. Потоа каблите се врзуваат повторно во куса врска, се додека трае инсталирањето на сончевиот контролер.

10.6. Безбедност при инсталирање на батерии

Пред-инсталација

Пред да се инсталираат батериите, тие треба да се наполнат пред првата употреба. Тоа може да се направи на два начина. Прво, наједноставно е да се користи полнач за полнење на батеријата, или второ – може да се инсталира ФВ системот, а потоа да се остави сончевите модули целосно да ги наполнат

батериите за еден ден или повеќе, пред да се пушти остатокот од системот во функција. Се става налепница на секоја батерија со датум на инсталација. Ова е доста корисно во текот на експлоатација на системот при појава на некои проблеми или за правилно одржување на истиот.

За изолација и за греење, батериите не треба да бидат поставени директно на бетонски под. Во текот на зимските месеци, плочата од бетон може да биде исклучително ладна и нејзините ефекти на ладење може да имаат штетни ефекти врз батериите. Попрактично е да се монтираат батериите на дрвен под или полица.

Вентилација

Ако во областа каде се наоѓаат батериите има мала или воопшто нема вентилација, тогаш треба да се направат соодветни услови пред да се постават батериите. Бидејќи батериите се состојат од водород кој е полесен од воздухот, гасот се крева нагоре. Вентилацијата треба да биде дизајнирана така да го отстранува водородот од површината на батеријата.

Важно е областа каде се сместени батериите да биде лесно достапна, не само за инсталирање на батериите, туку и за рутински проверки на истите.

Изолација

Како што беше наведено претходно, во случај на инсталирање на батерии во област/просторија во која може да има многу ниски или високи температури, треба да се изолираат батериите. За таа намена може да се користат табли од полистирен (стиропор) или меур-фолија околу страните на батериите за да се изолираат. НИКАКО НЕ ТРЕБА ДА СЕ ИЗОЛИРА горниот дел на батериите, бидејќи тоа ќе го спречи правилното вентилирање, а може да предизвика искрење во батериите ако изолациониот материјал што се користи е спроводен.

Поврзувања

Откако батериите се постават на дадено место, се приклучуваат каблите за поврзување меѓу батериите за да се формира комплетниот батериски систем.

Секогаш при поврзувањето треба да се внимава на правилните изводи од батериите и дали каблите обезбедуваат сигурна врска. Треба да се користат професионално произведени кабли за меѓусебно поврзување на батериите што се користат. Исто така, треба да се користат маслени валци околу рамките на батериите за да се запечатат од влага и да се обезбеди добра врска. Ако нема достапно заземјување, се става држач за стапесто заземјување колку што е можно поблиску до батериите. Потоа се проверуваат излезите на двата краја на батериите користејќи мултиметар, за да се осигура дека се добива точниот напон.

Целосно наполнета батерија треба да покажува полнење од околу 13-14 V по батерија.

10.7. БЕЗБЕДНОСТ ПРИ ИНСТАЛИРАЊЕ НА КОНТРОЛНАТА ОПРЕМА

Следниот чекор е да се инсталира сончевиот контролер и инвертерот, во случај ако се користи само еден инвертор. При тоа, тие треба да се монтираат близу до батериите. Идеално би било да се монтираат во радиус од еден метар, со цел кабелот да биде што е можно пократок.

Повеќето сончеви контролери вклучуваат мал LCD екран и голем број на копчиња за конфигурирање на контролерот. Сончевиот контролер треба да биде лесно достапен со цел да се вршат редовните отчитувања и проверки на екранот. Некои сончеви контролери кои работат на повеќе напонски нивоа имаат прекинувач за поставување на напон на кој се работи, а други имаат автоматски сензори. Во секој случај, инсталирањето на сончевиот контролер треба да биде во согласност со инструкциите од производителот. Ако треба рачно да се намести напонот, тоа треба да се направи пред да се поврзе контролерот со системот.

Инверторите можат да станат многу жешки при употреба и затоа треба да се обезбеди соодветна вентилација. Тие нормално се поставуваат вертикално на ѕид, со цел да се обезбеди природна вентилација. Упатството за инсталација од производителот кој доаѓа со инверторот покажува што е потребно за таа цел. Некои инвертори бараат заземјување како дополнување на заземјувањето на негативниот пол на батеријата. Ако е таков случај, се поврзува кабел со пресек од 2.5mm² за заземјување од инвертерот до металната прачка за заземјување. Ако се инсталира DC прекинувач за изолација помеѓу сончевите модули и контролната опрема, прво се проверува дека е исклучен. Откако се монтираат контролерот и инверторот, се поврзуваат каблите со батеријата притоа внимавајќи дали се поврзани каблите со точниот поларитет. Потоа се поврзуваат позитивните и негативни кабли од сончевата низа, така што се врзува негативниот кабел од сончевата низа до сончевиот контролер, повторно внимавајќи дека кабелот е поврзан со точниот поларитет.

Поврзувањето на каблите треба да се провери два пати. Исто така, два пати се проверува поврзувањето на негативниот кабел од низата со негативната врска на влезот на контролерот, како и при поврзување со негативниот пол на инверторот. Само во тој случај може да започне каблирањето на позитивните полови.

Потоа започнува поврзување на батеријата. Ако се планира да се инсталира осигурувач и DC прекинувач на истонасочната струја, треба да се провери дека осигурувачот и прекинувачот работат и за контролерот и за инверторот (ако користите еден). Се поврзуваат краевите на инверторот и контролерот и двапати се проверува каблирањето, визуелно и со проверка на напонот со волтметар, пред да се поврзе батерискиот систем. Конечно, се поврзува позитивната врска од ФВ низата до сончевиот контролер. Во тој момент, сончевиот контролер треба да се стави под напон и треба да почне полнење со информациите од екранот.

10.8. БЕЗБЕДНОСТ ПРИ ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА МРЕЖА

Пред да започне процесот на приклучување на системот на мрежа, треба претходно да биде направен договор со снабдувачот со електрична енергија, за да се пријави кај операторот дека се приклучува нов генератор на обновлива енергија.

Регулативите и договорите варираат од регион до регион и во зависност од снабдувачот со електрична енергија, но во најмала рака тие треба да обезбедат приклучување на броило (двосмерно) кое ќе го бележи излезот на електрична енергија.

Снабдувачот, односно операторот на мрежата треба побарува сертификат за проверка од квалификуван електричар, за да потврди дека работата е направена според постоечките стандарди. Физички, приклучувањето на мрежа е многу слично со приклучување на која било друга централа.

Сепак, мора да се внимава при поврзување на високонапонската ФВ низа. Кога се поврзува ФВ системот може да се јави напон од неколку стотици V, што сосема лесно може да се покаже како фатално. Кога се инсталира високонапонската ФВ низа треба да се покријат сончевите модули додека се работи на нив, и треба да се носат електрично-изолирани ракавици во текот на целото време на инсталирање и поврзување во мрежата.

Програмирање на сончевиот контролер

Видот на сончевиот контролер го одредува начинот на неговата конфигурација. Во некои случаи нема потреба од конфигурирање, но секако би требало да се провери документацијата што доаѓа со контролерот за сончева енергија, за да се следи процедурата. Вообичаено, треба да се дефинира каков тип на батерии се користат. Исто така, би требало да се постават максималното и минималното ниво на напон на контролерот, за истиот да покаже кога батериите се целосно наполнети или целосно испразнети. Овие информации би требало да се

добијат од добавувачот на батерии или може да се превземат спецификациите за батерии од интернет.

Тестирање на ФВ системот

Тестирањето на сончевиот контролер со проверка на позитивните и негативните полови на излезните конектори се врши со помош на мултиметар. Се префрла мултиметарот на DC напон и се проверува дали се добива точниот напон надвор од сончевиот контролер. Ако има инвертор, се приклучува некој едноставен уред/потрошувач, како столна лампа во AC штекер и се проверува дали работи. Ако инверторот не работи, се исклучува и се проверуваат врските со батеријата. Ако сите се во ред, истата постапка се спроведува со друг уред.

Ако не е извршено претходно полнење на батериите пред да се инсталира системот, се исклучува инвертерот и се остава системот најмалку 24 часа да работи, за добро да ги наполни батериите.

Поврзување на уредите

Откако ФВ системот е во функција и батериите се целосно наполнети, треба да се поврзат потрошувачите на системот. Ако куќата е каблирана со нисконапонска опрема, логично е да се следат истите насоки како при инсталирање на мрежни напонски кола. За нисконапонските апликации не треба да се тестира инсталацијата со квалификуван електричар, но многу луѓе решаваат да го сторат тоа за да бидат сигурни дека нема несреќни случаи. Најголемата разлика помеѓу AC каблите и DC каблите е во заземјувањето за електрониката на права струја, бидејќи негативната врска е заземјена и на батеријата и на дистрибутивната табла. Ако се користи нисконапонско коло со напон од 12 или 24 V, може да се користат истите дистрибутивни модули, прекинувачи и светлосна опрема, како што се користат во куќа која се напојува од мрежа. Како што беше претходно кажано, не треба да се користат исти напојувања за нисконапонските апарати како што се користат за апаратите приклучени на мрежа. Ако се направи тоа, може да се случи апаратите со низок напон директно да се вклучат во високонапонски приклучок со катастрофални последици.

Откако се направени сите подготовки во однос на безбедноста при работа, инсталацијата на ФВ системот треба да биде едноставна. Особено треба да се внимава на безбедносните предупредувања и заштита при работа со правилна облека за заштита и опрема за хемиско чистење, како и соодветна прва помош во случај на истурање на киселина. Сончевите фотоволтаични низи се кршливи и скапи, па затоа треба да се внимава при нивната инсталација. Најчест проблем при инсталациите е погрешно поврзување на каблите. Затоа е потребна двојна проверка на секоја врска.

Конечно, треба да се провери секоја фаза со мерење на напонот со мултиметар, за да се осигура добивање на напонот што е предвиден при преоктирањето. Ако не се добива очекуваниот напон, се проверуваат каблите и се проверува секоја повратна врска.

ДОКУМЕНТИ

АНЕКС 1

ОПШТИ ТЕХНИЧКИ СПЕЦИФИКАЦИИ ЗА ФОТОВОЛТАИЧНИ СИСТЕМИ СО МОЌНОСТ ДО 500 KWp

Општи технички спецификации за фотоволтаични системи со моќност до 500 KWP

1. ЦЕЛ

Со ова се опишуваат основните и минималните потребни технички спецификации и детали за изградба на фотоволтаичен (ФВ) систем со моќност до 500 kWp при поврзување со електро дистрибутивната мрежа.

1.1. Концепт

Концептот на ФВ системот треба да ги задоволи следниве основни принципи:

- Достапност (> 98,5%)
- Минимални барања за одржување и тековно работење
- Комплетна изведба и мониторинг на перформансите
- Целосно усогласување со мрежните правила усвоени од операторот на дистрибутивниот систем (ОДС)
- Максимална безбедност за персоналот

Целта на проектот е да обезбеди услови за градба на фотоволтаична централа според принципот "клуч на рака", која се состои од нова опрема со висок квалитет, произведена познатите индустриски компании, која поседува експертиза и искуство за производство на опрема за ваков тип постројки. Опремата ќе ги поседува сите потребни сертификати кои ќе обезбедат гаранција и квалитет на целокупната инсталацијата.

Конфигурацијата и опремата на ФВ централата треба да бидат во согласност со најновите стандарди за секоја категорија на опрема или материјали.

Експлицитно да се нагласи дека додавањето на нова опрема нема да влијае на непречено функционирање на постојните објекти, како во фазата на градба, така и при функционирањето на ФВ системот.

2. ОПИС НА РАБОТА

Работите што треба да ги изврши изведувачот се состојат од:

2.1. Изведувач/понудувач на ФВ систем

2.1.1. Проект на изведена состојба

Треба да се направи детален инженерски опис (Detailed Engineering Design), кој ќе ги содржи следните елементи:

1. Технички опис на проектот и технички карактеристики на избраната опрема.
2. Елаборат за енергетските к-ки со софтверска алатка од производителот на инверторот.
3. Местоположбата на компонентите од ФВ системот (модули и помошна опрема).
4. Детални еднополни шеми и градежни цртежи на изведените работи.
5. Мерење на заштитното заземјување од соодветно национално тело или друга овластена лабараторија.
6. Елаборат за заштита од гром и заземјување според националните стандарди.

Проектната документација ќе биде проверена и одобрена од страна на надзорниот орган во согласност со Меѓународните стандарди и треба да биде во согласност со националните прописи.

Доколку техничкиот надзор или ревизорското тело бара некоја дополнителна документација, цртежи или појаснувања од инвеститорот/производителот, треба да се достават во најкус можен рок.

2.2. Спецификации и стандарди

Целокупната ФВ централа треба да биде изработена во согласност со националните прописи.

2.3. Фотоволтаични модули

2.3.1. Производител на ФВ модулите

Производителот на ФВ модули треба да исполнува:

- Сертификација според ISO 9001/14001/18001 и/или OHSAS 18001

2.3.2. Технички карактеристики

ФВ модулите треба да ги исполнуваат следните технички карактеристики:

- технологија моно-кристален, поли-кристален силициум (c-Si)
- Максимална номинална моќност (Максимална моќност – Pmax / PMPP) ≥ 275 Wp (60 ФВ ќелии) или 320 Wp (72 ФВ ќелии) и ефикасност ≥ 16,5% при STC (1000 W/m², 25 °C, AM 1.5).
- Работна температура во опсег: – 40 ˚C до 85 ˚C
- Максимален работен напон <= 1000 V DC
- Број на by-pass диоди ≥ 3.к
- Позитивна толеранција (positive tolerance): 0 до + 4.99W или 0 до + 3%.
- Температурен коефициент при максимална моќност (Peak Power Temperature Coefficient ≤ -0.43% / K)
- Механички стрес (IEC / EN 61215)/2016
  - Макс. притисок оптоварување на модулите – Max. module pressure load: 5400 Pa
  - Макс. оптоварување на модулите при ветер – Max. module wind load: најмалку 2.400Pa
- Должина на кабел ≥ 1000mm.
- Водонепропустлива разводна кутија (waterproof junction box) со степен на заштита најмалку IP67, која е цврсто прикачена на задната страна на модулите и приклучоци (connectors) MC4 / IP 67 кои ќе бидат во согласност со националните прописи. Овие кутии треба да ги содржат позитивни и негативни полови на излез, во кои завршуваат каблите од тип Multi Contact (MC) или еквиваленти, и “by pass” диоди за заштита од прегревање или наизменични струи.
- ФВ ќелиите треба да се поставени во материјал од пластика со висока прозирност кој е доволно еластичен за да се овозможи експанзија и контракција. Овој материјал не треба да биде изгребан и треба да нема меури и пукнатини.
- Предната површина на фотоволтаични ќелии ќе биде заштитена со калено стакло со ниска содржина на железо од дебелина ≥ 3,2 мм. Стаклената обвивка ќе издржи големо влијание, топлински стрес и високи ветрови (ветер со висока содржина на песок).

- Задниот дел на модулот треба да биде направен од непросирен флексибилен материјал. Модулот треба да биде опкружен со метална рамка изработена од анодизирана алуминиумска легура. Целата структура треба да биде погодна за да овозможи термички контракции на стаклениот капак и испарување на кондензатите на вода. Исто така, треба да биде погодно за да може да се изведе правилно заземјување.
- Натписната плоча со технички карактеристики ги содржи најмалку следните информации:
  - Име на производителот (Name of manufacturer)
  - Тип на модул (Module type)
  - Сериски број (Serial number)
  - Класа на безбедност / заштита од пожар (Safety Class/Fire safety)
  - Номинална моќност (Nominal power)(Pmpp), Voc, Isc вредности
  - Максимален системски напон (Max system voltage)
  - Датум на производство (Date of production)
  - Земја на потекло (Country of origin)

2.3.3. Година на производство

- ФВ модулите треба да се произведени 1 година пред испораката и тоа треба да е потврдено со:
  - Придружните документи за датумот на производство
  - Други извештаи (протокол со мерења).

2.3.4. Сертификати

ФВ панелите треба да ги имаат следните сертификати кои се во сила од меѓународните институции што се релевантни за производителот на панелите:

- CE наведени
- IEC 61215 2 второ издание: Дизајн квалификација и одобрение на тип – Design qualification and type approval
- IEC 61730 1/2: Безбедносни квалификации на фотоволтаичен модул- Photovoltaic module safety qualification
- IEC 61701: Отпорност на корозија во солена вода- Salt corrosion resistance
- IEC 62716: Отпорност на корозија на амонијак- Ammonia corrosion resistance

- IEC 62804: отпорност на PID- PID resistance

2.3.5. Гаранции за опремата и изведбата (Product and Performance Warranty)

- ФВ модули треба да бидат придружени со гаранција на производителот за:
- Гаранција за производот (product warranty) ≥ 10 години
- Гаранција за изведбата (performance warranty):
  - ≥ 97% во 1 та година
  - ≥ 90% во десеттата година
  - ≥ 80% на 25-тата година
- Линеарна гаранција за моќност (linear power guarantee), која укажува на процентуална деградација годишно (% degradation per year).

2.3.6. Управување со животната средина

Производителот или официјалниот увозник – препродавач треба да е целосно усогласен со националната легислатива.

2.3.7. Дополнителни информации

Опремата на производителите може да биде со спецификации различни од горенаведените, ако техничките спецификации се надградат во однос на горенаведените и бидат соодветно документирани во претходни проекти каде биле вградени. Таквата опрема ќе се земе предвид при евалуацијата на понудите.

2.4. Набавка и инсталација на инвертори (String Inverters)

Трифазни String Inverters ќе се користат за потребите на проектите.

2.4.1. Производител

Производителот на инверторот треба да има:

- Да има на располагање специјализирана локална техничка поддршка со можност за поддршка и испраќање техничар на лице место во одреден временски период (Repair on site). Алтернативно да ја има техничка подршка на одредено време од најблискиот центар на пример во Солун (ABB, Fronius) (swap in advance), Софиа, Белград итн.

2.4.2. Технички карактеристики

String инверторите задолжително ќе ги задоволуваат следните технички карактеристики:

- Да се без трансформатор (Transformerless)
- Најниска максимална ефикасност: ≥ 98,0%
- Ефикасност по ЕУ стандарди: ≥ 97,0%
- Максимален влезен напон DC (напон на отворено коло): 900-1000 V
- Број на MPPT: ≥ 2 (за подгенератори со различна големина и наклон)
- Напонски опсег на работа на MPPT: ≥ 400-800 V
- Прекинувач: Механички прекинувач за DC влез или Електронски DC инверторски прекинувач
- Софтверски надградби (пожелно на далечински начин)
- Целосна усогласеност со локалните мрежни и административни барања.
- Работен температурен опсег (˚C): -20 до +45

Заштита:

- Категорија на заштита (IEC 60529): ≥ IP 65
- Интегрирана заштита од прекумерна струја за секој MPPT
- Вградени осигурувачи за DC стриговите (ако има повеќе од две низи за MPPT)
- Способност да работи со несиметрични DC стрингови
- Начин на поставување: Монтажа на ѕид
- Да има вграден монитор за основните функции и информации за грешка. Алтернативно со безжично поврзување со контрола од страна на инсталатерот.
- Заштита од куса врска на AC страната
- Заштита од поврзување со спротивен DC поларитет
- Следење и реагирање при на дефект или грешка во заземјувањето
- Можност за вклучување на Type II громобранска заштита на DC и AC влез (пожелно)
- Интегриран уред за заштита според VDE 0126-1-1

2.4.3. Комуникација – мониторинг

- Можност за локално и далечинско управување со кабел (LAN Ethernet) или безжичен (WiFi).

- Способност за снимање и зачувување на основните енергетски податоци кои ќе бидат поврзани со слободна и доживотна платформа за следење (PORTAL) и графичка претстава за добрата работа на ФВ централата преку компјутер и мобилен.
- Способност веднаш да се ажурираат преку е-пошта за грешки, несовпаѓања, дневни извештаи, месечни извештаи итн.
- Мониторинг со паметни телефони (Android, iPhone) преку апликација на производителот на инверторот (не на трета страна).
- Можност за мулти-стринг мониторинг (multi string monitoring). Пожелно следење на стринг (string monitoring). Алтернативно.

2.4.4. Сертификати и усогласеност во согласност со националната и европска регулатива (Certifications & Compliance)

- Податоци и име на ознака за фотоволтаични инвертори (Data Sheet and Name Plate for Photovoltaic Inverters)
- Глобална ефикасност на фотоволтаични инвертори (Overall Efficiency of Photovoltaic Inverters)
- Безбедност на енергетски конвертори за употреба во фотоволтаични енергетски системи (Safety of power converters for use in photovoltaic power systems)
- Комунални-меѓусебно поврзани фотонапонски инвертори -Тест процедури на островски превентивни мерки) (Utility-interconnected photovoltaic inverters – Test procedure of islanding prevention measures)
- Електромагнетна компатибилност (Electromagnetic **compatibility)**
- Компатибилност со спецификациите на локалниот мрежен администратор/оператор.

2.4.5. Гаранција на производителот (Performance Warranty)

Инвертерите мора да бидат придружени со гаранција во писмена форма од производителот:

- Основна гаранција за дефект (product warranty) ≥ 5 години, што ќе вклучува замена на опрема во рок од 3 (три) работни дена, вклучувајќи превозот трошоци на новиот инвертер и трошоци за инсталација
- Продолжување на Правото на Гаранција на најмалку 10 години
- Услови за проширување на гаранцијата (на пример, рокот за продолжена гаранција)

- Достапност на резервни делови за најмалку 10 години

2.4.6. Година на производство

- Инверторите треба да се произведат 12 месеци пред испораката на предвиденото место, што ќе биде потврдено со придружните документи или запишано на техничката плочка.

2.4.7. Управување со животната средина (WEEE Compliance)

- Производителот односно понудувачот мора да соработува со локално одобрено тело за управување со животната средина (доколку постои) и да ја плати соодветната такса за рециклирање за секој инвертер, (доколку постои)така што слободното рециклирање на инверторот ќе се обезбеди на крајот од својот работен век.

2.4.8. Паметни мерачи

- Пожелно е понудувачот (производителот) на инверторот да има Smart метар, кој откако е инсталиран во GLPT на потрошувачот, ќе му овозможува на PORTAL постојано да го следи работењето на PV и потрошувачката на постројката.

2.5. Набавка и монтажа на носечка конструкција за ФВ модулите

2.5.1. Фиксна конструкција

Носечката конструкција за ФВ модули на покривот ќе биде во форма на триаголник со наклон за максимизирање на упадната енергија. Триаголниците од носачите ќе можат да прифатат и исправена и налегната позиција на модулите.

Носечката конструкција на ФВ модулите поставени на зграда треба да ги има следните технички карактеристики:

- галванизиран високо квалитетен челик со минимална дебелина на галванизација од 50 μm (врз основа на стандардот Qualicoat) или
- профил од алуминиумска легура (MgSi05 / EN AW 6063,EN AW 6005 или еквивалент) за полесна конструкција и заштита од корозија.

Завртките и навртките што се користат за поврзување на алуминиумските носачи ќе бидат нерѓосувачки.

- Стегачите (clamps) треба да бидат компатибилни со производителот на ФВ панели и со производителот на основата.
- Топло поцинкуван висококвалитетен челик (Hot dipped galvanised high grade steel)

Сите компоненти на металните носачи и нивните додатоци треба да бидат обезбедени со писмена гаранција на производителот од најмалку десет (10) години.

Носачите за покривот се прицврстуваат со прицврстувач или шибер за проширување на главата. Изборот на методот на дупчење ќе го има како критериум целосното запечатување на дупките и земање предвид на оптоварувањата што се потврдува со студија за статика.

2.6. Набавка и инсталација на контрола и далечинско управување (SCADA)

2.6.1. Систем за далечинско мерење

Далечинското мерење се спроведува преку инверторите и соодветниот веб портал со обезбеден бесплатен интернет пристап.

2.7. Градежништво

Градежништвото вклучува:

- Конфигурација на покривот за инсталација на ФВ системот.
- Обезбедување на соодветна дренажа и отстранување на вода по обилни врнежи.
- Отстранување на сите остатоци и други објекти во согласност со законската регулатива.

2.8. Набавка и монтажа на кабел / Електрични работи

2.8.1. DC (еднонасочни) кабли

а. Соларни кабли

Бакарни соларни кабли ќе се користат според спецификацијата PV1-F со потврдени карактеристики. Каблите ќе има висока отпорност на пожар и ниска емисија на токсичен чад, ќе работи во проширен температурен опсег (-40 / 120 ° C) и ќе имаат подобрени карактеристики во однос на триење. Конечно, тие треба да се со мала тежина, флексибилност и да се едноставни за поставување.

Проводниците на каблите се изработени од повеќежилен бакар со изолација од мрежест специфичен еластомер, отпорни на топлина и озон, и обвивка отпорна на топлина составена од мрежест специфични еластомер мешавина, отпорна на озон, ултравиолетови (УВ) зрачење, од минерални масла и хемикалии.

Каблите треба да се усогласат со барањата на Европската Директива 73/23 / ЕЕЗ и ќе ги следат стандардите IEC 60332-1, IEC 60502-1, EN 60228.

За DC каблите ќе се бара писмената гаранција на производителот:

б. За главни DC кабли

Не е потребно

в. За AC (наизменичните) XT кабли

Според инструкциите на производителот за инвертер и локалните прописи

г. AC MT кабли

Не е потребно

д. Комуникациски кабли

Треба да се користи директен уграден кабел, DIN VDE 0245, 0812, Li2YCYv (TP) или еквивалентни. Алтернативно, UTP5e за надворешна употреба.

Ако е во близина на енергетски кабли, треба да биде од заштитен тип.

За комуникациските кабли, ќе се бара писмената гаранција на производителот.

2.8.2. Канали и материјали за заштита и заштита на кабли

Дополнително кога е потребно кабелска поддршка или заштита:

- • Ќе се користат соодветно метални галванизирани топло-поцинкувани заштитни црева и/или канали/носачи на кабли. Внатрешната површина на носачите на кабли ќе биде целосно мазна. Сврзувачките елементи, разделниците, елементите за продолжување, итн. ќе бидат со соодветен материјален квалитет.
- • Комуникацискиот кабел исто така треба да биде заштитен и треба да биде поставен во цевки или спирали.

2.8.3. Систем за заштита од гром и заземјување

За да се заштитат од директен удар на молња и пренапони, ФВ централата (и сите потсистеми) треба да имаат комплетна заштита од гром и да бидат заземјени, во согласност со националните стандарди. Целокупниот систем од систем за заштита од гром и заземјување треба да биде изведен во согласност од основниот проект и националните стандарди.

Надворешната громобранска заштита ќе вклучува колекторски систем, катоден систем и систем за заземјување.

2.9. Знаци за обележување за безбедност

Сите хали, табли, потсистеми и електромеханичка опрема треба да бидат обележани со знаци на безбедност за заштита на вработените и посетителите. Обележувањето на горната опрема треба да биде од соодветен материјал (на пр. Винил) кој трае најмалку 15 години.

2.10. Пишување на проектно-техничка документација

По завршувањето на проектот, а во рок од еден месец од изведбата на системот, изведувачот треба да достави:

i) комплетен проект на изведена состојба вклучувајќи ги AC и DC електричните еднополни шеми

(ii) прирачници за одржување на целата основна опрема,

(iii) сите измени на постојните градежни мрежни проекти

2.11. Чистење и примопредавање на просторот на инсталацијата

Чистење и примопредавање на просторот за инсталација по завршување на работата и активирање на ФВ системите. Отстранување од градилиште и управување со отпадот од производството или пакувањето на материјали според релевантното законодавство, на одговорност и трошоци на изведувачот.

2.12. Обука на персоналот

Откако ќе се заврши инсталацијата на PV системот, персоналот на инсталацијата треба да биде обучен за работа и одржување на опремата што треба да се инсталира и ќе бидат обезбедени механички каталози кои ги опишуваат горенаведените процедури за работа и одржување.

2.13. Развој и имплементација на план за здравје и безбедност и правилник за безбедност и здравје

Пред да се започне со изградба на ФВ централата треба да се изработи план за здравје и безбедност (SAH) и здравје и безбедност според директивата PD. 305/96 кој ќе ги земе предвид:

- директиви од областа на регулативата за безбедност
- Регулатива за безбедност на градилиштата
- Барањата на производителите на опрема, кои ќе се користат во проектот
- Барања за добавувачи на материјал, кои ќе се користат во проектот

- Општи карактеристики на проектот (тип и употреба, инвеститорот, програмери, координатор за прашањата на безбедноста и здравјето при изработката на координаторот на студија проект за прашања од областа на безбедноста и здравјето при изведувањето на проектот, технички опис, тајмингот анализа работат во фази).
- Ризици и мерки за справување со нив за секоја работа што треба да се изврши во сите фази на изградба.
- Безбедносни упатства и мерки на претпазливост за работа во проектот.
- Општите безбедносни мерки со менаџерски карактер.
- Анекси на законодавството директно или индиректно применливо за проектот и други корисни елементи.
- Инструкции и корисни информации кои треба да се земат предвид за време на подоцнежниот век на проектот (одржување, чистење, конверзија, итн.)

2.14. Одржување

Изведувачот ќе обезбеди превентивни услуги за одржување, telemonitoring and faults repair на ФВ за 2 години со право на продолжување за уште 3 години, врз основа на фреквенцијата и времето на одговор како што е наведено во Тендерската документација.

Компаниите кои учествуваат мора да ги достават своите технички Детални понуди за планот на одржување, опишувајќи ја фреквенцијата и операции кои се вклучени во превентивното одржување, далечински методологијата за мониторинг на работата на станицата, времето за одговор во случај на појава на грешки за време на работата, достапните резервни делови или времето за нивно замена.

3. РАБОТНИ СПЕЦИФИКАЦИИ

Изведувачите мора да знаат и верно да ги спроведат прописите кои се препорачани во оваа техничка спецификација на работа и структури, да се применуваат условите наведени во овој опис, и да се применува за сите навестувања, кои произлегуваат од овие општи спецификации.

Стандардите и сертификатите за подобност на материјалите обезбедени од страна на изведувачот мора да бидат доставени на претставникот на инвеститорот за одобрување, најмалку една недела пред нивниот закажан ден за пристигнувањето на градилиштето.

Сертификатите за соодветност на машините (дигалки итн) и оператори треба да бидат претставени на претставникот на инвеститорот за преглед и одобрување барем една недела пред закажаниот почеток на работата.

4. ЛИЦЕНЦИ – Материјали – Инструменти – Алатки – ОБЈЕКТИ

Сите материјали ќе бидат нови и новоизградени. Датумот на производство ќе биде сертифициран со документ на производителот.

Сите материјали кои ќе бидат потребни за вршење на работата се на товар на Изведувачот.

Сите алатки и услуги потребни за извршување на работата се на товар на Изведувачот. Така е потребно Изведувачот меѓу другото треба да обезбеди:

- • Транспортни средства
- • Опрема за подигнување
- • Боја и опрема за изолација
- • Скеле
- • Опрема за лична заштита (шлемови, заштитни чевли, сигурносни појаси, заштитни очила, ракавици, итн)

Пред да започнете со работа листа на персонал ќе се бидат предадени на персоналот со сите потребни документи и професионални лиценци (дозволи Електричари според Уредба 108/2013, ИКА осигурување капацитет, ОАЕЕ итн.)

5. СОРАБОТКА СО МЕНЕЏЕР НА ПРОЕКТ

Изведувачот ќе комуницира и ќе ја проследи цела техничка документација и изјави за одговорност на одговорно лице поставено од инвеститорот потребни за навремено, целосно и конечно активирање и конечното прифаќање на системот на ФВ во рамките на своите договорни обврски.

6. БЕЗБЕДНОСТ

Проектот ќе се изработи во согласност со прописите на законот и безбедноста и прописите на држава за секоја инсталација.

На пример, градилиштата треба да ги почитуваат следниве закони за здравје и безбедност.

- локално законодавство

Сите опасности и мерки за безбедност треба да се пријават во Планот за безбедност и здравје (проценка на ризик).

Проект менаџер – Надзорниот инженер на Изведувачот имаат целосна одговорност за секојдневниот надзор на работата на екипажите и усогласеност со стандардите за безбедност наведени во OSH (проценка на ризик).

Во случај на непочитување на правилата за безбедност, работата ќе се прекине додека не се отстранат проблемите.

7. ПРЕКРШУВАЊЕ НА ТЕХНИЧКАТА ДОСИЈА

По завршувањето и конечното активирање на секој ФВ систем, Изведувачот во рок од триесет (30) календарски дена (во електронска форма и во печатена форма) ќе достави:

(i) Технички опис (Technical description)

(ii) Прирачници за работа и одржување за сите основни уреди,(Operations and Maintenance Manuals for all Basic Equipment)

(iii) Гаранции за основна опрема (Basic Equipment Guarantees)

(iv) Сите сертификати и гаранции што треба да ги испорачаат производителите на основната опрема, како и сите извештаи за тестови и извештаи од тестови (All certificates and warrants to be delivered by manufacturers of the Basic Equipments, as well as all Test Reports and Test Reports)

v) Сертификати за испорака (Испратница) и сертификати за сите материјали (Shipment certificates and certificates of all materials)

vi) Целосни дизајни на "како изградена" станица, вклучувајќи ги AC и DC електричните и еднополни дијаграми (Complete designs of the "as built" station including the AC & DC electrical and monolinear diagrams).

vii) Комплетни кабловски планови (по посетата на крајниот изведувач на Изведувачот) (Complete cable route plans (after final contractor's visit to the Contractor)).

viii) Поставки за телеметрија и интернет (Telemetry and Internet settings)

ix) Сите модификации на планови за изгледот на мрежата (во AutoCAD) (Any modifications to network layout plans (in AutoCAD))

x) копии од апликациите до DEDDEM / UCDE (Copies of the applications to the DEDDEM / UCDE)

xi) Спецификација на материјали и резервни делови (Bill of materials and spare parts)

xii) Изјава за одговорност за извршување од производител на PV според ДС 108/2013 (Responsible Statements of performance of a PV producer under DS 108/2013)

xiii) Извештаи за основната опрема на производителот (Manufacturer's Basic Equipment Statements)

xiv) Датотека за здравје и безбедност (Health & Safety File)

(xv) Програма за одржување (Maintenance program)

8. ПУШТАЊЕ ВО РАБОТА – КОНТРОЛА – ПРИЕМ

Одговорното лице на Инвеститорот и било кој друг инспектор овластен од страна на Инвеститорот го задржува правото да контролира се што смета дека е неопходно да се утврди квалитетот на изградбата и усогласеност со стандардите на трудот наведени во оваа спецификација. Во работата на Инспекторите, Изведувачот е должен да ги обезбеди сета можна помош и олеснување.

Меѓу контролите кои ќе се вршат под одговорност на Изведувачот се следните:

1. Мерење на големината на DC

- Напон на отворено коло (Voc)
- Струја на куса врска (Isc)
- Поларитет

2. Мерења на заземјување

Пред инспекцијата, под негова директна одговорност, Изведувачот е должен писмено да го извести својот овластен инвеститор најмалку три дена пред денот определен за одржување на ревизијата.

Каков било дефект или пропуст, како резултат на било која контрола, кој ќе се појави ќе биде ризик и на трошок на Изведувачот, а потоа по отклонувањето на пропустот или дефектот, истата контрола ќе се повтори од страна на изведувачот, со се што е потребно за да се потврди санацијата на дефектите или пропустите при контролите.

Процедурата на Приемот на проектот / сертификација на проектот се врши со целосно прифаќање и одобрување на овластен претставник на Инвеститорот во следните фази:

- По Завршување на изградбата на ФВ системот по завршувањето на градежните работи и извршување на тестови и контроли кои не бара достапноста на мрежата.
- Привремено прифаќање на ФВ системот по поврзувањето на проектот со дистрибутивната мрежа и успешна пробна работа во рок од 1 месец.
- По 6 месеци успешно функционирање на ФВ системот од Привремениот прием.

- Конечен прием на ФВ системот по 24 месеци од датумот на електрификација.

9. ГАРАНТЕН ПЕРИОД

Гарантниот период ќе започне од следниот ден по активирање ФВ систем (електрификација) и ќе биде со важност од две (2) календарски години и ќе ги покрие сите ФВ системи. Во финансиските понуди за секој проект треба да се вклучува трошоците за одржување за 2 години на Изведувачот. За време на гарантниот период, од инсталатерот / изведувачот ќе се бара:

i. да го следи нормалното функционирање и да ги одржува ФВ системите во согласност со соодветниот дел,

ii. за поправка и / или замена на било каков вид на делови, материјали или компоненти на опремата, без да се плати за потребната работата што ќе се бара во случај на дефект на опрема и / или несоодветна инсталација / поврзување.

iii. посредува за производителите на сите видови на делови, материјали или предмети од опремата, како и да се обезбеди снабдување со резервни делови или нови за замена на оштетени или уништени, според гаранциите на производителот

iv. за поддршка на работодавачот во било кој разумен начин на секое барање за бесплатна замена на сите видови на делови, материјали или предмети од опремата, според гаранциите на производителот, ако производителот не го прифати тој настан на загуба покриени со гаранциите .

10. ОПШТИ УСЛОВИ

Изведувачот ќе го изврши проектот со своите вработени и алатки. Лична заштитна опрема што е опишано од страна на регулативата за безбедност е на товар на Изведувачот.

Персоналот на Изведувачот е должен да ги почитуваат наредбите на претставникот на инвеститорот што произлегуваат од оваа техничка спецификација на проектот и на прописите од него.

Изведувачот треба да се усогласат со безбедносни мерки на календарот на проектот и одобрениот дневник одобрен или не од страна на Инспекторатот за труд како што е дефинирано од страна на сегашната постапката за имплементација на проектот (во зависност од големината на проектот), и плановите за безбедност и здравје (HSP / HSF) ако е потребно. Сообразност со сешто е погоре наведено, и која било друга обврска на Изведувачот која произлегуваат од законодавството е исклучива негова одговорност.

Изведувачот е единствено одговорен за каква било несреќа што се случува за време на извршувањето или спроведување на проектот од страна на

персоналот или работодавачот или било која трета страна. Тој е должен да ги преземе сите потребни мерки за безбедност за да се спречи ваквите несреќи. Меѓу другото потребно е Изведувачот:

- Внимателно да ги почитува правилата за безбедност и националното законодавство.
- Да го снабдува својот персонал само со тестиран алат и опрема.
- Да ја контролира соодветноста на употребените средства.
- Да им ја овозможи на вработените сета потребната лична заштитна опрема (очила, чевли, шлемови, ракавици, итн) и постојано да ја надгледува нивната правилна употреба.

Секоја работа надвор од договорот нема да се признае доколку претставникот на инвеститорот претходно не биде известен во писмена форма и додека Изведувачот не добие писмени налози од него.

Изведувачот ќе изработи номинална листа на вработени придружени со соодветни сертификати за осигурување. Никој друг нема да може да работи во градилиштето на проектот.

11. ГАРАНЦИИ ЗА ОПРЕМА

Изведувачот ќе обезбеди следење (мониторинг) и одржување и ќе гарантира правилно функционирање на ФВ централата за најмалку 2 години за (Performance Ratio) на ФВ станица ќе биде во согласност со оние наведени во Minimum PR and Criminal Clauses (Issue IV) (Издавање IV) на поканата.

- ФВ модули:
  - Гаранција за производот од најмалку 10 години
  - Гаранција на можност најмалку 90% во 10 години и најмалку 80% во 25 години
- Инвертори: Основни гаранција за дефект (гаранција за производ) 5 години со можност за проширување до 10 години
- Подстраници: 10 години
- Основи: 10 години
- Други материјали: 2 години
- Друга работа: 2 години

12. ГАРАНЦИИ ЗА ИЗВРШУВАЊЕ

Изведувачот ќе обезбеди следење и одржување и ќе гарантира правилно функционирање на ФВ станица за најмалку 2 години за Performance Ratio на ФВ станица во согласност Volume IV – Minimum PR and Criminal Clauses, на поканата.

13. ПЕРИОД НА ИЗВЕДБА

Задачите опишани во оваа техничка спецификација треба да се завршат најдоцна до ДД / ММ / ГГГГ.

Компаниите учесници ќе подготват и поднесат со својата понуда прелиминарен распоред (preliminary timetable) кој ги покажува главните фази на проектот. Овој распоред по договорот со инвеститорот пред доделувањето ќе биде обврзувачки за Изведувачот.

Пред почетокот на секоја фаза од проектот, ќе претходи заеднички состанок на претставникот на ОКТА Стратешко планирање и Изведувачот за најдобра можна координација. Координативните состаноци ќе бидат задолжителни пред:

- почетен состанок kick-off meeting
- инсталација на опремата

По доделувањето на проектот, Изведувачот ќе обезбеди детален временски распоред за следење на сите поединечни фази на изградбата.

Изведувачот ќе работи 8 часа (од 07:30 до 15:30) пет (5) дена во неделата, освен за време на викендите и празниците. Ако Изведувачот одлучи да работи повеќе часови во текот на денот или по истекот на периодот од 5 дена со цел да ги покрие можните одложувања и да го комплетира проектот до определениот датум, тогаш тој / таа треба соодветно да го извести Менаџерот на Проектот и да ја добие соодветната дозвола без дополнителни трошоци.

АНЕКС 2

СТУДИЈА НА СЛУЧАЈ ЗА ПРОЕКТИРАЊЕ И ГРАДЕЊЕ НА ФОТОВОЛТАИЧНИ СИСТЕМИ – ГЛОБАЛЕН ПИЛОТ ПРОЕКТ НА ИКЕА

1. Вовед

Овој проект првенствено се занимава со подобрување на перформансите на сончевите ФВ системи преку подобрени дизајн процеси. Пред да се подобрат овие процеси, прво треба тие да бидат разгледани и анализирани според основните принципи на системското инженерство, односно проблемот мора целосно да се разбере пред да се дизајнира решението. Овој проект ги разгледува тековните процеси кои се користат во предвидувањата за проектирање и перформансите на фотоволтаични (ФВ) системи поврзани на мрежа. Тие процеси вклучуваат генерички софтверски алатки како табеларни пресметки и компјутерски потпомогнати дизајни (CAD) и програми специфични за фотоволтаичната индустрија. Во некои компании процесот може да биде строго контролиран, но најчесто тоа не е случај, туку се потпираат на трудољубивоста на поединечни дизајнери. Оваа анализа на процесот на дизајн ја формира основата за архитектура на системот, развој и валидација на нов ФВ систем за моделирање. Посебен акцент е ставен на анализата на енергетските загуби идентификувани во процесот на дизајнирање за ФВ системите, за да се утврди кои аспекти на дизајнот на системот треба да бидат приоритети на оптимизацијата.

Во рамки на глобалниот пилот проект на IKEA Solar PV се развиени четири кровни фотоволтаични системи, во четири различни земји во светот. Проектот е искористен како студија на случај, за да се набљудуваат постојните практики на дизајнирање на големи ФВ системи и да се идентификуваат недостатоците во одделни процеси на проектирање кои може да се подобрат во подоцнежните фази. Оваа студија нуди важен увид во дизајнот, користените процеси и нивните ограничувања, како и примената на софтверската алатка SolaSIM PV дизајн. Главни цели на анализата во овој проект се:

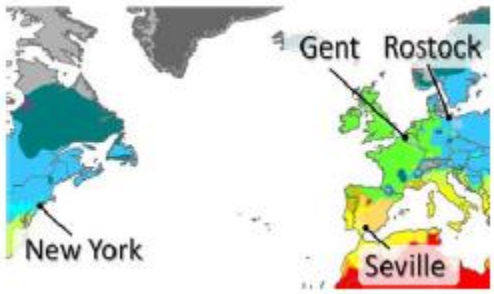
- Разбирање на процесите и алатките кои се користат во дизајнот на ФВ системот;
- Идентификување на ограничувањата во користените процеси и алатки;
- Вклучување на систем за следење во дизајнот кој ќе генерира научно корисни податоци за валидација на моделите за перформансите на ФВ системот.

1.1. Основа на пилот проектот ИКЕА

ИКЕА имаше за цел да користи 100% обновлива енергија во сите нејзини згради под франшизата “ИКЕА – Обновлив проект”. Ова првично беше постигнато со купување на енергија "комплетно" од обновливи извори на енергија, со постепена транзиција кон самостојно производство на енергија од ОИЕ. Искористувањето на сончевата енергија преку инсталирање на фотоволтаични системите е многу добра идеја за ИКЕА поради големите површини достапни на нивните покриви, фасади и паркинзи. Сончевите ФВ системи исто така бараат незначителен ангажман на луѓе и многу мали барања за одржување. ИКЕА сакаше да ги разбере проблемите поврзани со инсталирањето на сончевите ФВ системи во големите згради, како на пример на нивните складиштата.

За време на физибилити студијата за овој проект, беа идентификувани четири локации за инсталација на ФВ систем.

Локациите беа сите продажни места на ИКЕА на географски ширини од 37 до 54 степени северна географска ширина (Слика 1 и Слика 2).

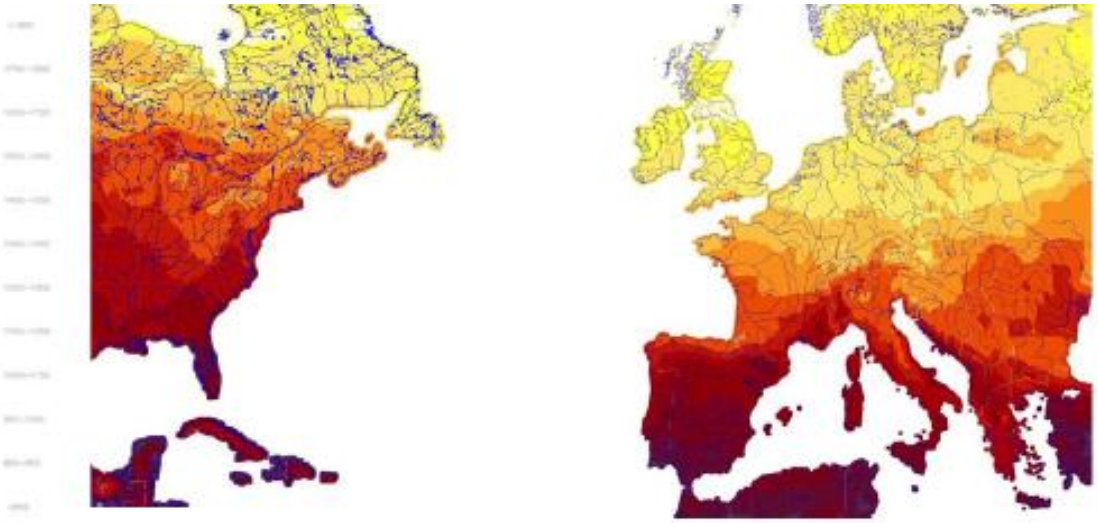


Слика 1: Географска локација на ФВ системите; **Слика 2:** Класификација Köppen-Geiger

Локациите можат да бидат класифицирани според нивните климатски зони според Köppen-Geiger на следниов начин:

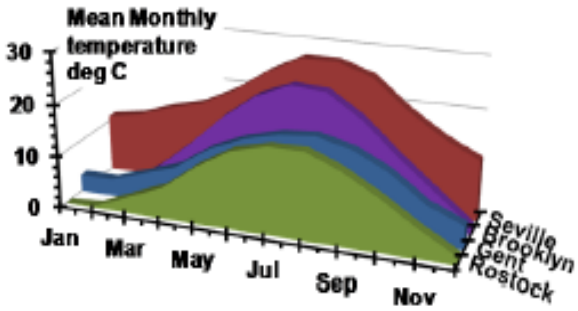
- • Влажни континентални, кои се граничат со суптропски (Њу Јорк, САД).
- • Океански (Гент, Белгија).
- • Влажна континентална (Росток, Североисточна Германија).
- • Медитеран (Севиља, Јужна Шпанија).

Класификациите Köppen-Geiger се добиени од густината на локалните видови на флора и не секогаш добро одговараат на реалните соларни ресурси, како што е прикажано на Слика 3. На пример, растот на растенијата е функција не само на ирадијација, туку и на влага во почвата и концентрации на хранливи материи.

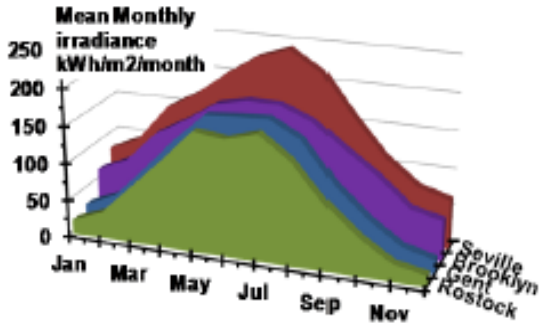


Слика 3: Глобално средно годишно зрачење (kWh/m^2) за Северна Америка и Европа; слики добиени од Метеонорм.

Вистинскиот соларен ресурс за четирите локации е прикажан на Сликаите 4 и 5 (податоци од НАСА ССИ).



Слика 4: Средна месечна температура на околината за четирите локации



Слика 5: Средно месечно зрачење за четирите локации

Изборот на локациите значеше дека проектот ќе овозможи споредба на ФВ технологиите во опсег низ целиот свет, за различни климатски можни сценарија во Европа и Северна Америка.

1.2. Цели на проектот IKEA

Целите на проектот може да се сумираат како:

1) Споредете на перформансите на различни ФВ технологии;

2) Постигнување на максимална внатрешна стапка на поврат (IRR) преку оптимизирање на трошоците наспроти перформансите;

3) Анализа на факторите кои влијаат врз трошоците и перформансите;

4) Анализа на прашањата на инженерингот при инсталација на ФВ системи на продавници на IKEA во различни земји.

1.2.1. Споредба на перформансите на различни ФВ технологии.

Во проектот е направена споредба на финансиските перформанси при употреба на флексибилно интегрирани ФВ панели од аморфен Si или употреба на традиционални ФВ модули поставени на рамки.

Избрани се ФВ модули од седум производители (Табела 1) кои ги користат следните типови ќелии:

- Поликристален силициум (mcSi).
- Моно-кристален силициум(scSi).
- Тандемски спој микроаморфен силициум (+ aSi).
- Тројна врска аморфен силициум (3J-aSi).
- Бакар Индиум Диселенид (CIS).

Табела 1: *Карактеристики на различните ФВ технологии кои се користат во проектот*

Technology	3J aSi	Micro morph µc+aSi	CIS	mcSi1	mcSi2	scSi BC
Efficiency %	4.69	8.53	10.97	12.36	13.03	18.09
Power (Wp at STC)	544	90	80	210	210	225
Length	5800	934	1205	1650	1665	1559
Width	2000	1129	605	1030	991	798
Weight	56.3	18	12.7	18.7	22	15
Max' Voltage (Voc)	185	75	44	36	36.4	48.5
Max' Current (Isc)	5.1	2.11	2.5	7.8	8.2	5.87

Технологиите беа конфигурирани како системи поврзани на мрежа со истиот тип на инвертер. Системот за монтажа, наклонот на низата и правилата за дизајн на засенчување беа стандардизирани за секое место, така што може да се направи реална споредба на технологиите (Слика 6).

Слика 6. Микроаморфни и поликристални силициумски модули во ИКЕА Гент

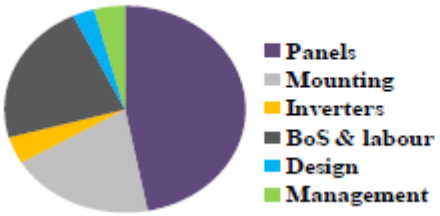
1.2.2. Оптимизирање за максимална внатрешна стапка на поврат (IRR).

ИКЕА е голема и богата компанија, но политиките на ИКЕА за внатрешни финансии бараат секоја од локациите во пилот проектот да генерира доволно профит за време на нивниот животен циклус, за да го отплати капиталниот трошок плус камата за комерцијални стапки. Достапноста на повластените тарифи (FiTs), грантовите или даночните олеснувања беа значаен фактор во изборот на локациите, во прилог на желбата да се работат тест проекти во различни климатски услови и регулаторни системи. Проектот овозможи споредба од четири различни национални регулаторни рамки и шеми за ФВ стимулации. Примарниот предизвик за секој дизајнер на фв системи е да се постигне подобра внатрешна стапка на поврат (IRR) што го прави системот доволно атрактивен за инвеститорот.

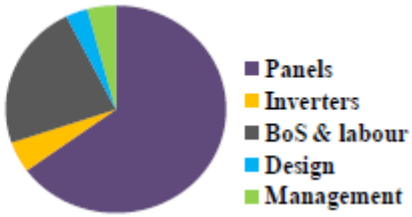
1.2.3. Анализа на факторите кои влијаат врз трошоците и перформансите

Изборот и цената на ФВ модулите е главен фактор во финансискиот поврат.

На слика 7 се прикажани трошоците за инсталирање на системот. Трошокот за ФВ модулите претставува речиси половина од трошоците за инсталирање на системот, а следна голема компонента претставува монтажата на системот и балансирањето на системските компоненти. Трошоците за научна опрема за вршење мониторинг се исклучени од овие графикони, но интегрирањето на опремата во дизајнот и користење на шест различни типови на модули додаде комплексност на проектот со значителни импликации врз вкупните трошоци. Затоа, трошоците за дизајн, инсталација и управување со проекти би биле значително пониски за ФВ систем со слична големина со еден модулски тип и без научен мониторинг. Исто така, трошоците се менуваат со текот на времето.



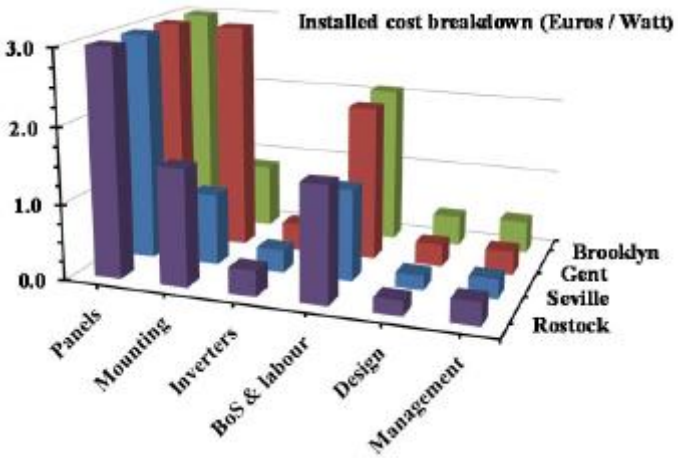
Слика 7. Распределба на трошоците за инсталирање на конвенционални алуминиумски врамени модули, дадени како просек за сите локации.



Слика 8. Распределба на трошоците за инсталираните на флексибилни аморфни модули, за сите локации

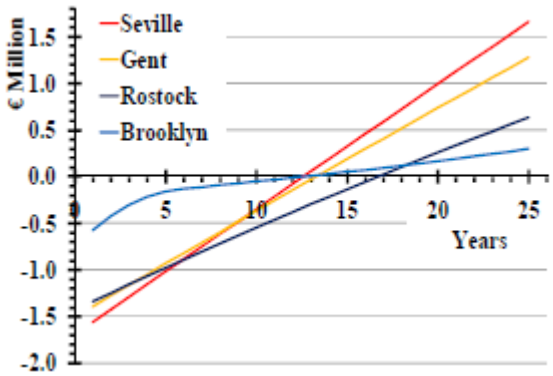
Слика 8 ја прикажува истата распределба на трошоците за аморфните модули со тројна врска кои се поставуваат фиксирани на покривот. Ова покажува дека останатите трошоци се константни, но заштедата од системите за монтирање била апсорбирана од повисоките трошоци за цената на ФВ модулите по ват. Овие графикони сугерираат дека добавувачите на аморфните модули со тројна врска може да имаат додадено профитна маргина на нивните цени претпоставувајќи дека и понатаму ќе бидат конкурентни со стаклените модули. Од графиконите погоре беше јасно дека цената на сончевите ФВ модули е најголем трошок и затоа е очигледна цел за преговарање во однос на оптимизирање на трошоците. Сепак, при расчленување на главните трошоци на системот за секоја локација (Слика 9) се покажува покомплексна слика. Најголемата варијација на трошоците помеѓу локациите беше за монтажата на ФВ системите. Росток и Гент локалитетите имаа потешки монтажни системи фиксирани за структурата на зградата, но Бруклин и Севилските локации користеле полесни и затоа поевтини аеродинамични монтажни системи. Кај аеродинамичните монтажни системи се прават одредени компро-

миси, бидејќи нивниот агол на навалување често е помал отколку оптималниот агол за северните географски ширини.



Слика 9. Распределба на сите трошоци за инсталација, за секоја локација одделно.

Тешките системи за монтажа што се користени во Росток и Гент сега многу ретко се користат за системи поставени на покрив, освен за истражувачки цели. Значајната разлика во трошоците за монтирање на системот помеѓу Гент и Росток на Слика 9 се должи на послабата градежна структура во Гент што бара употреба на алуминиум наместо челични под-рамки. Слика 10 го прикажува кумулативниот поврат на инвестицијата за секоја локација. Приходот за системите е пресметан врз основа на предвидените податоци за перформанси од програмата PVSyst. Градиентот на линијата го претставува приходот од системот, добиен како производ на енергетската моќност (kWh) и вредноста на енергијата (€ / kWh).



Слика 10. Кумулативно враќање на инвестицијата за секоја локација

Точката во која секоја линија карактеристична за одделна локација ја преминува временската оска на слика 10 претставува време на враќање на инвестицијата. Времето на враќање (финансиски) е мерка за економска остварливост на проектот и го покажува бројот на години што системот треба да го плати за сопствените трошоци при инсталирање, а потоа сите приходи од системот за преостанатите години за кои функционира системот се чиста добивка.

$$\text{Payback period (years): } Y = \frac{C_{syst} + C_{int}}{(E_{prod} T_{fit}) - C_{maint}}$$

каде што:

C_{syst} – системски трошоци (€);

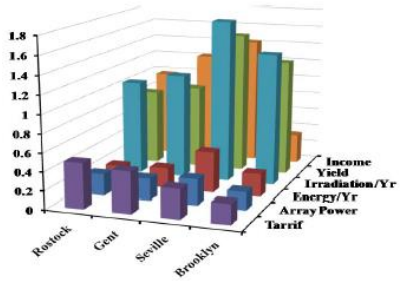
C_{int} – вкупна сложена камата во текот на периодот на кредитот (€);

E_{prod} – производство на енергија во текот на работниот век на системот;

T_{fit} – повластена тарифа (€/kW);

C_{maint} – трошоци за работа и одржување (€).

Почетокот на секој график на слика 10 претставува почетен капитален трошок, а највисоката точка на секој график ја претставува нето-добивката генерирана од системот. Графиците за европските локации ја следат правата линија, бидејќи тие се поттикнати од повластените тарифи за секој генериран kWh. Овие тарифи се обично фиксирани за работниот век на системот. Градиентот на графикот за Бруклин се намалува по четвртата година од работењето, бидејќи системот добива попуст на градскиот данок на имот за првите четири години. На слика 11 се прикажани факторите кои влијаат на приходот од ФВ системот. Јасно е дека најчувствителна варијабла која влијае врз приходот на системот е сончевото зрачење. Годишното сончево зрачење во Севиља е речиси двојно поголемо од Росток, така да и покрај повисоката повластена тарифа во Германија, Севиља сè уште го покажува најдобриот годишен приход од проектот.



Слика 11. Однос помеѓу факторите на приход за секоја локација.

1.2.4. Анализа на инженерски проблеми при инсталирање на ФВ системи на продавниците на ИКЕА во различни земји.

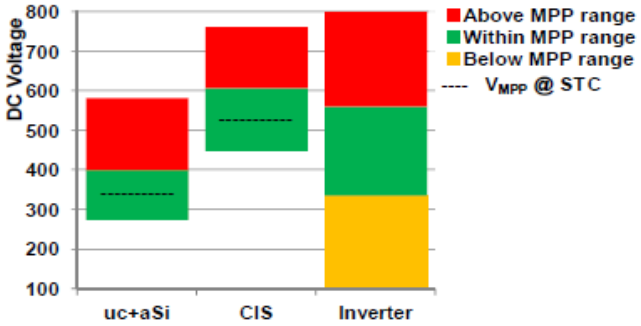
За подготовка на физибилити студија за првични предвидувања на перформансите беше користен програмскиот пакет PVSyst, но при тоа беа идентификувани неколку негови ограничувања, што значи дека истиот нема да се користи за детален дизајн на ФВ системот. Овие ограничувања кои се заеднички за сите софтверски пакети за дизајн на ФВ системи беа земени во предвид при креирање на барањата за примена на SolaSIM моделирање, како што е прикажано во Табела 2.

Табела 2. *Ограничувања на употребливоста на софтверот за дизајн на ФВ*

Наоди од студијата	Изведени Барања
Неможност од употреба на различни модули	Алатката ќе овозможи увоз на стандардни и посебни компоненти на ФВ системот
Неможност да се има различни должини па АСи DC кабли за соседни стрингови и поднизи	Алатката ќе овозможи увоз на стандардни и посебни компоненти на ФВ системот
Неможност да се генерира предмер пресметка	Алатката ќе овозможи проектната документација да се извезе во стандарден формат
Неможност да се направи детален ценовник на трошоци	Алатката ќе овозможи проектната документација да се извезе во стандарден формат
Проектната документација сочувана во нарачан формат на датотека-неможе да се влезе во друг софтвер	Алатката ќе овозможи проектната документација да се извезе во стандарден формат
Неможност за влез/излез на физички електричен дизајн во други CAD пакети	Алатката ќе овозможи проектната документација да се извезе во стандарден формат

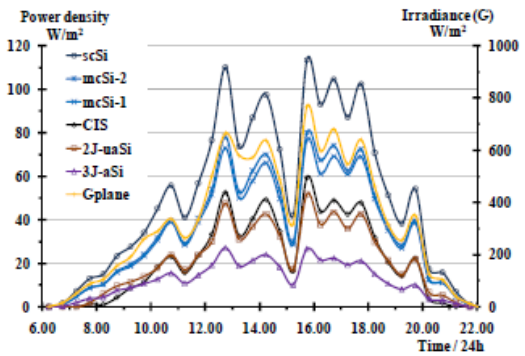
Првата задача во електричниот дизајн на ФВ системот е да се усогласат модулите и инверторите; овој процес мора да осигура дека напонот за секоја низа модули функционира во рамките на оперативниот опсег на максималниот трагач за моќност на инверторот. Напонот на струјата варира обратно пропорционално со температурата, како и со сончевото зрачење. Ако напонот на низата е надвор од опсегот на инвертори MPPT, излезната моќ може да се намали или исклучи. Во IKEA пилот проектот тоа беше одлучено да се стандардизира за еден тип на инвертор, за да се минимизираат варијациите во ефикасноста на инверторот. Имаше значителни варијации во напонските рејтинзи на модулите што се користат, па ова е значителен предизвик во дизајнот. Слика 12 го покажува опсегот на MPP на стрингови во зелена боја од -10 ° C до + 70 ° C, а опсегот на напоните Voc за ист температурен интервал во црвена боја. Исто така опсегот MPPT на инверторот е прикажан со зелена боја и максималниот DC напон на инверторот е прикажан со црвена. За системот да работи во рамките на границите на инверторот во секое време, основата на зелениот дел за ФВ низата не треба да се прошири пониско од основата на зелениот дел за инвертерот. Спротивно на тоа, врвот на црвените и зелените делови за каблите не треба да се проширува повисоко од црвениот и зелениот регион за инверторот, соодветно. Ова не е случај за CIS и uc + aSi

модули прикажани на овој графикон, може да има моменти кога CIS модулите работат надвор од опсегот на MPPT на инверторот и обратно uc + aSi модули може да бидат на пренизок напон за инверторот да се вклучи. Ова усогласување го менува дизајнерот кога одлучува колку модули треба да се поврзат во серија и кој тип на инвертер да се употреби. Ако модулите имаат висок напон, тогаш може да биде тешко да се усогласи напонот од низата кон средината на опсегот на напон на инверторот. Конкретно, не беше можно да се усогласат напоните за овие подсистеми без да се загрози соодносот на инверторска моќност на низата.



Слика 12. График кој покажува ФВ низа (uc + aSi) со малку понизок напон и ФВ низа (CIS) со висок напон во однос на MPP опсегот на инверторот.

Слика 13 ги прикажува вистинските перформанси на петте различни технологии за еден типичен ден во Гент со нерамномерен облак. Модулите од типот на тенкослојните (CIS) и микроморфен силициум (aSi) започнуваат да генерираат моќност подоцна во текот на денот. Ова се должи на недоволното усогласување на напонот на овие под-низи.



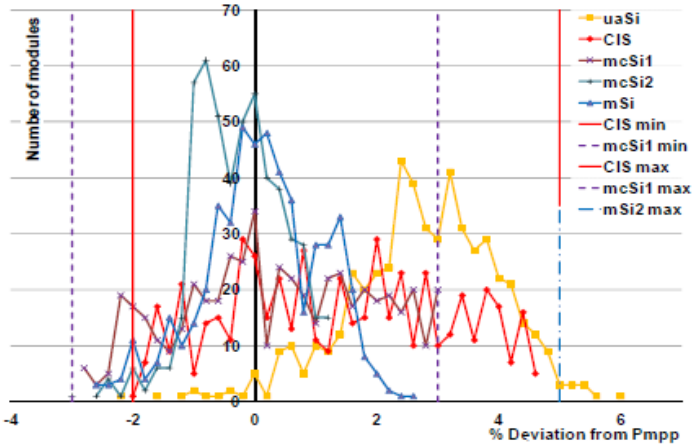
Слика 13. Густина на моќност на ИКЕА Гент (во W / m2) за петте различни технологии, за ден 19 јули, 2009 (ден со повремени облаци).

Ефикасноста на Слика 13 е прикажана како моќност на единица површина, а не по инсталиран ват, за да се нормализираат толеранциите при споредба на моќноста на модулите. Максималната моќност на ФВ модулите (PMPP на STC2 измерена во Wp) е дадена на листите со податоци за модули, во граници на процентуална толеранција. Толеранцијата може да биде симетрична (на пр. +/-5%) или асиметрична (+ 3%), како што е прикажано во Табела 3.

Табела 3. *Толеранции за модулите што се користат во ИКЕА ФВ проектот дадени од производителите*

Technology	uaSi	CIS	mcSi1	mcSi2	scSi
PMPP Tolerance %	+/-10	-2/+5	+/-3	+/-5	+/-5

Овие граници на толеранција не секогаш ја означуваат вистинската распределба на моќноста на модулот како што е прикажано на слика 14 за отстапувањето од максимална моќност 2 P_{MPP} и во стандардни услови на тестирање (STC), како што се ирадијација од 1000 W/m2, температура на келија на модул од 25°C; воздушна маса (Air Mass) = 1,5.



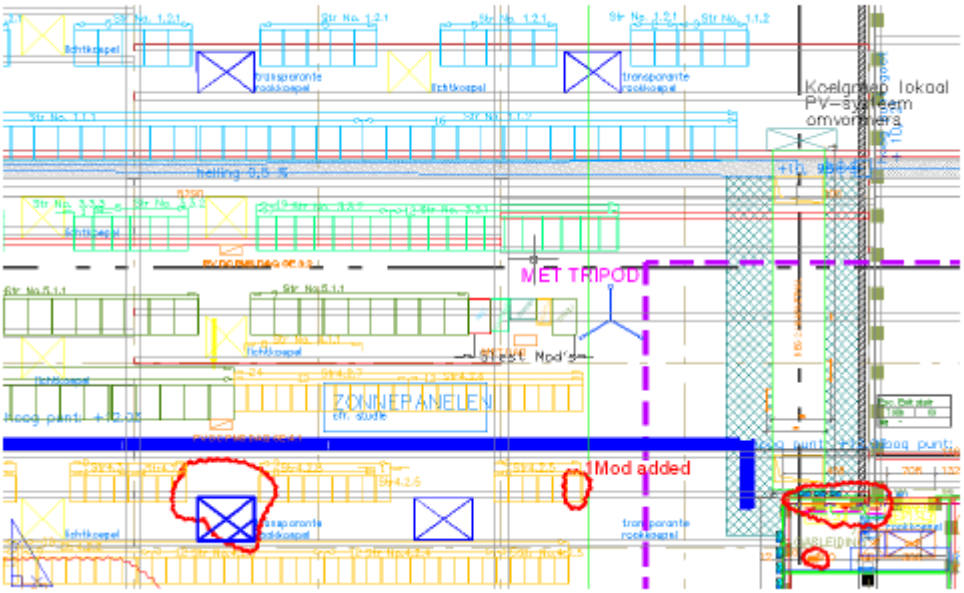
Слика 14. Дистрибуција на % отстапување од моќноста на податоците во табелата (P_{MPP}).

Слика 14 покажува податоци за тестирање од 4000 модули кои се користат во IKEA PV Pilot проектот, обезбедени од производителите. Податоците не беа достапни за аморфните модули со тројна врска и за модули кои се користат на локацијата во Бруклин. Добро би било да се разгледа варијацијата помеѓу моќноста пресметана од податоците и просечната моќност на модулот, кога ќе се

споредат приносите на различните брендови на модули користејќи принос во kWp / kWp / год како индикатор за изведба. Доколку се јави брза првична деградација на модулите со тенки филмови, тоа додава дополнителна несигурност во споредбите. Податоците од тестовите кои беа користени за оваа проценка беа од производителите кои беа свесни дека податоците ќе се користат за истражувачки проект, што можеби влијае врз изборот на модули во сериите за целите на проектот.

1.2.5. Структурен и механички дизајн

Распоредот на ФВ модулите во низи е даден технички со користење на софтверот AutoCAD. Дел од цртежот од проектот е прикажан на слика 15.



Слика 15. Дел од технички цртеж на покрив со распоред за фотоволтаикот

Изборот на AutoCAD (за техничките цртежи) и Excel (за пресметки на низа електрични параметри во согласност со прописите за електрични инсталации) му овозможува на дизајнерот поголема флексибилност за додавање дополнителни детали неопходни за проектот, но доведува до повторување на податоците за влез и ризик од грешки при внес на податоци. Постои простор за подобра софтверска интеграција на овие задачи што не било можно со алатките достапни во тој период.

ФВ низите мора да бидат поставени на покривот со соодветни празнини, за да се избегнат сенките кои ги фрлаат разни видови препреки (види слика 16). На

нов покрив, идеално би било да се групирани големите препреки од една област во северниот дел од покривот. Дизајн на систем каде засенчувањето не влијаее врз IRR беше предизвик, делумно поради тоа што беше тешко да се утврди колку засенчување може да се толерира без да влијае на IRR. Ниту една од софтверските алатки (AutoCAD, Excel, PVSyst не понудија полезна помош за овој проблем.

Слика 16. Фотографија која покажува пречки што би предизвикале засенчување на ФВ системот.

Слика 17. Фотографија на ФВ систем со под рамка поставен на кровна конструкција.

Слика 18. Фотографија на ФВ систем монтиран на самиот покрив без подрамки

Системи за монтирање со помал агол на навалување и ветерни прегради за да се постигне поаеродинамичен облик стана норма за ФВ системите монтирани на покрив. Овие системи со низок профил може да бараат компромис со користење на понизок агол во однос на оптималниот агол на навалување, особено за Северните географски ширини со повисоки агли на висина на сонцето. ИКЕА

Росток и Гент локациите користеле системи за монтирање со пробивање на покривот, за да го оптимизираат аголот на навалување, но Севиљските и Бруклинските локации користат нископрофилни системи поради структурни ограничувања. За споредба беа инсталирани и флексибилни аморфни сончеви панели, кои сепоставуваат со заварување на покривот (Слика 19).

Слика 19. Аморфни силициумски и сончеви термални низи (од врвот) на покривот на ИКЕА Росток.

1.3. Главни заклучоци

Со цел да се развие подобрена рамка за моделирање на ФВ системите, важно е да се разберат потребите на дизајнерот и како системите се дизајнираат во реални проекти. За да се користи робустен систем инженеринг пристап во развојот на оваа алатка, беше потребно прво да се идентификува кои се барањата на алатката. Прегледот на дизајнерската работа за проектот ИКЕА PV опишан во ова поглавје дава важен увид во процесот на дизајнирање и ограничувањата од моментално достапните алатки. Прегледот на дизајнот во оваа студија на случаи ги даде ограничувањата на тековните методи на дизајнирање и начините за нивно надминување.

Основната архитектура на голем систем на ФВ е едноставна, таа се состои од монтирање на рамка; ФВ панели; инвертер (и) и мрежно поврзување. Сепак, факторите кои влијаат на системот и економијата на работниот циклус и нивните составни делови се комплексни и имаат сложени односи. Овие фактори вклучуваат економија на циклусот на работниот век; капиталните трошоци; оперативната достапност на системот; принос на енергија; системски работен век; трошоците за работа и одржување; и, конечно, трошоците за затворање или реновирање. Оваа комплексност се манифестира како недостаток на јасни и концизни насоки за

дизајнерите за тоа како да дизајнираат ФВ системи со оптимални економски перформанси. Моментално достапните софтверски алатки не овозможуваат овие фактори да бидат лесно оптимизирани за оптимална IRR (внатрешна стапка на поврат). Тековната тенденција е дизајнерите на системи да дизајнираат ФВ низи за максимална производство на енергија или минимален капитален трошок, без детална анализа на ефектот на прецизноста врз целосната економија на циклусот на работниот век. Таму каде што одлуките за дизајн на системот бараат компромис помеѓу зголемената ефикасност и зголемените капитални трошоци, одлуката често се донесува врз основа на поедноставени упатства или сирови правила на бизнисот.

Дизајнирањето на ФВ низи, така што загубата на приходите поради засенчување е сведена на минимум во прифатливите граници, е идентификувана како клучна област за развој на софтверски алатки кои може да дадат повеќе информации на дизајнерите. Со оглед на повеќето информации, дизајнерите ќе можат да направат подобри дизајн одлуки, без да поминат низ бавен итеративен процес на обиди за различни аранжмани на моделирање на исходот. Алгоритмите кои се користат за моделирање на засенчување во алатките за дизајнирање на ФВ системи се чини дека се прилично груби, претпоставувајќи дека засенувањето има униформно влијание врз целата низа или под-низа. Освен тоа, студијата покажа дека соларните ФВ симулациски софтвери често не помогаат во оптимизирање на системите за минимизирани трошоци за енергија и максимум враќање на инвестицијата. Напротив, дизајнерот е принуден да усвои бавен процес на обиди и грешки, што не може да доведе до оптимален резултат. Клучен резултат на оваа работа беше дека анализата и толкувањето на засенчувањето треба да биде приоритетна област на истражувања за технички решенија и моделирања на ФВ системите во иднина.

Анекс 3

ПРОЕКТИРАЊЕ НА МРЕЖНО ПОВРЗАНИ ФОТОНАПОНСКИ СИСТЕМИ СО ПОМОШ НА ACCA SOLARIUS PV СОФТВЕР

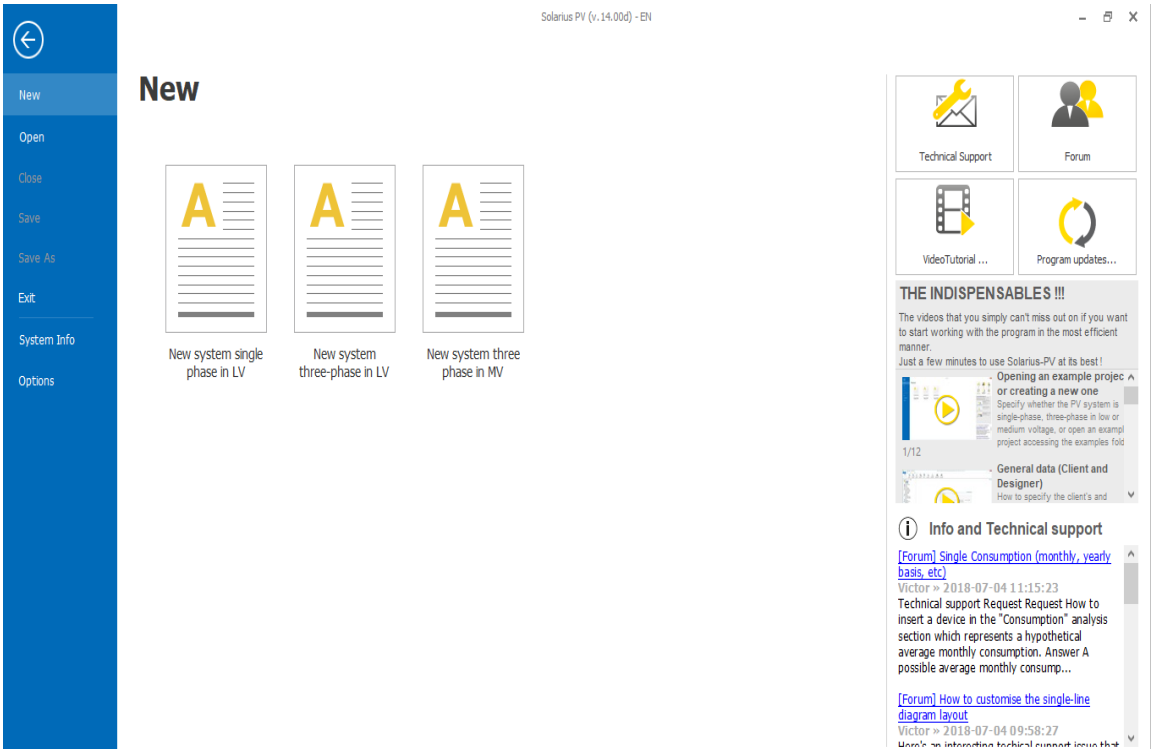
1. Инсталирање на софтверот Solarius ACCA

На следниот линк https://www.accasoftware.com/en/solar-design-software, може да се спушти бесплатна пробна 30 дневна верзија на Solarius ACCA софтверот. После пробниот период истиот софтвер може да се користи за 14 долари месечно и 99 долари годишно. За да се започне пробниот период потребно е секој корисник да има свој профил преку кој ќе го инсталира софтверот. Чекорите за инсталација се лесни и недвосмислени. На еден компјутер пробен период може да се користи само еднаш.

Слика 20. Изглед на страната за инсталација на SOLARIUS ACCA софтверот

2. Генерални податоци (избор на тип на систем, податоци за клиент и дизајнер)

После инсталирање на софтверот, истиот е спремен за работа. Со избирање на New од менито на левата страна, како што е прикажано на Слика 131 се дефинира типот на проект, односно дали тоа ќе биде еднофазен систем на низок напон, трифазен систем на низок напон или трифазен систем на среден напон.



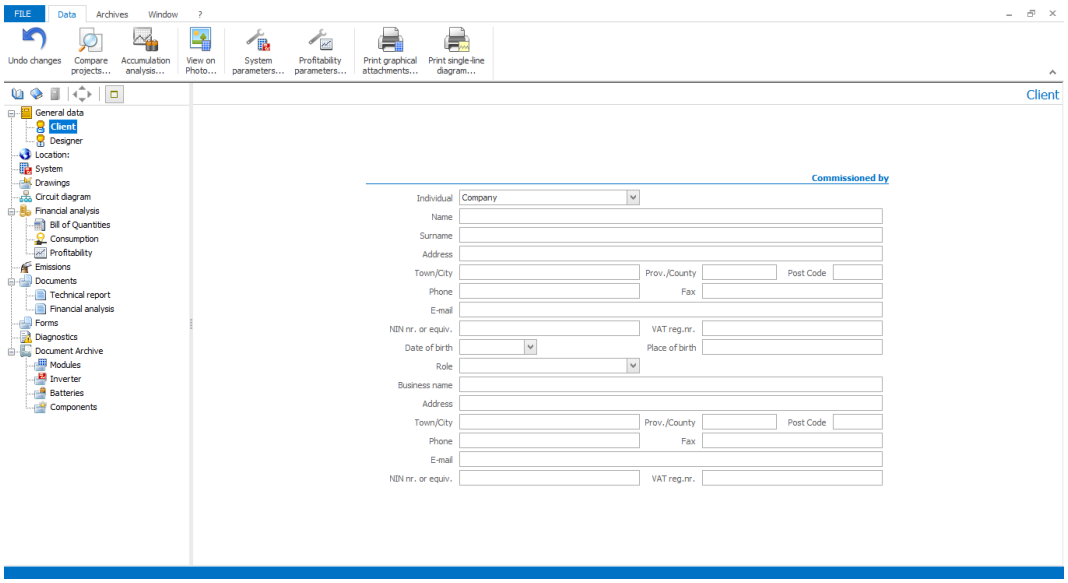
Слика 131. Избор на типот на систем

Според германските правила за проектирање на фотонапонски системи, системите кои имаат инсталирана моќност до 4,6 kVA можат да бидат приклучени на монофазен инвертор, поголемите системи мораат да бидат приклучени на повеќе фазни инвертори. Инверторите кои најчесто се користат кај фотонапонски централи за сопствена употреба имаат опсег од 20 kW до 60 kW,со што може да се претпостави дека кај централа со инсталирана моќност од 30 kW и сл. ќе се употребува само еден инвертор, а над оваа моќност се користат повеќе инвертори.

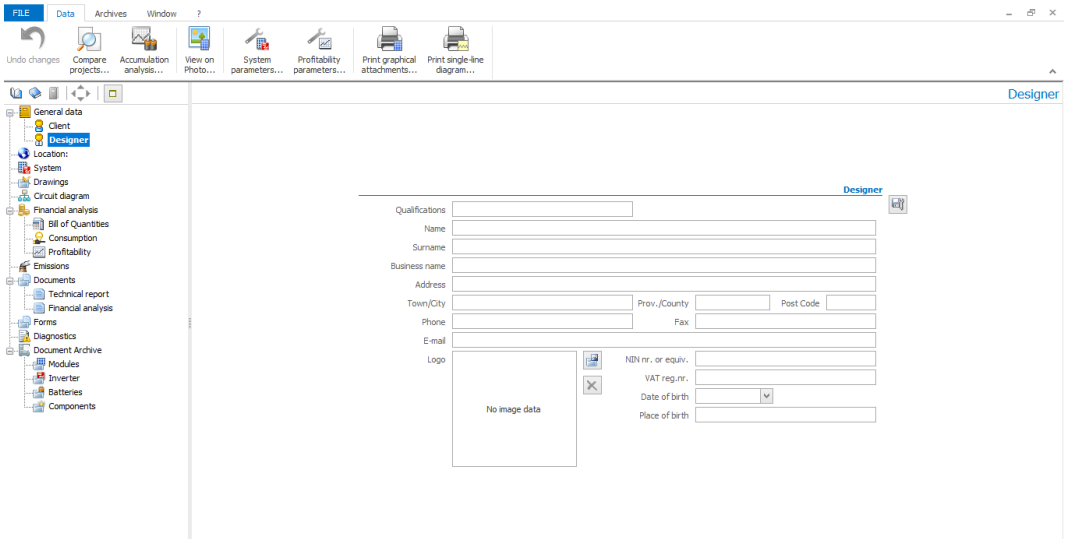
Поврзување на фотонапонски систем за сопствена употреба на средно напонска мрежа е реткост, заради тоа што најчесто производството на електрична енергија и потрошувачката се на исто место. Приклучокот на средно напонска мрежа би бил поскап, а воедно енергетски понеефикасен, освен ако производството и потрошувачката на енергијата се одвива на различни места.

Заради споменатите работи, во наредниот текст ќе се разгледува случај на трофазен систем поврзан на ниско напонска мрежа.

Откако ќе се избере типот на систем, најпрво се внесуваат генералиите на клиентот како што е прикажано на Слика , а потоа генералиите на дизајнерот како што е прикажано на Слика 23.



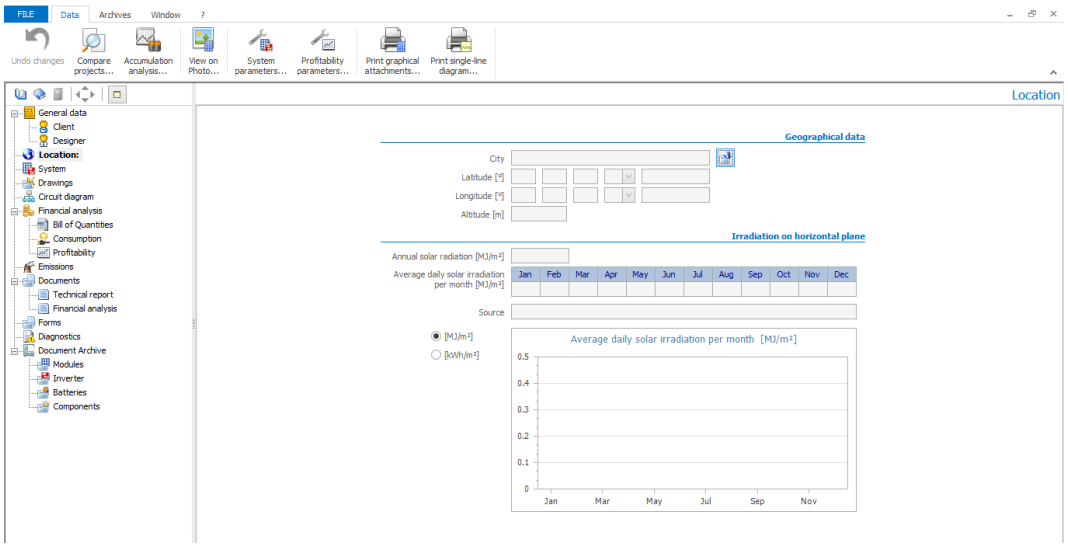
Слика 22. Внесување податоци на клиентот



Слика 23. Внесување податоци на дизајнерот

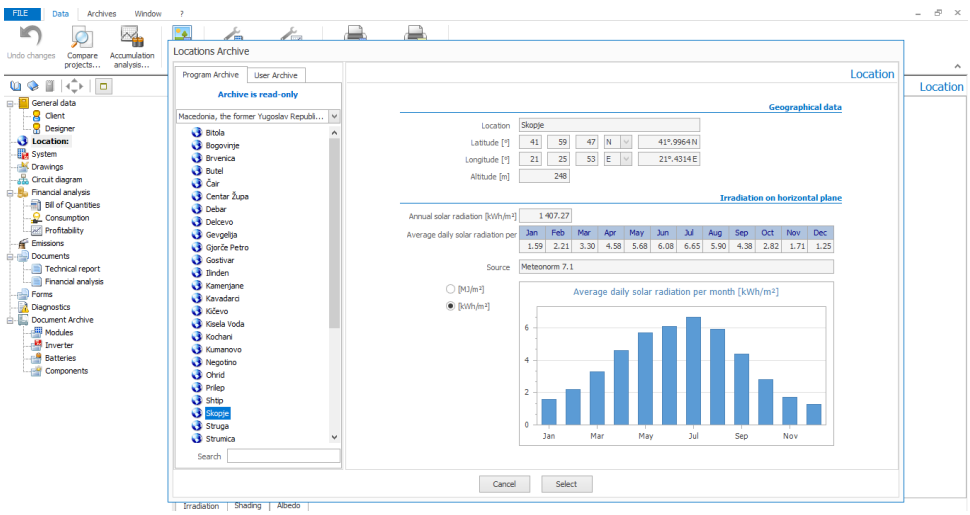
3. Избор на локација, коефициент на сенка и фактор на албедо (рефлексија)

Следен чекор е избор на локација каде што ќе се поставува фотонапонскиот систем. Од менито од лева страна се избира Location. Од кога ќе се избере Location се отвора прозорец како што е прикажано на Слика 24.



Слика 24. Избор на локација

За да се избере соодветниот град се користи иконата која се наоѓа веднаш до полето City. Софтверот Solarius за карактеристиките на соодветниот град ја користи базата на податоци на софтверот Meteonorm 7.1 (германски софтвер за комплексна пресметка на сончевото зрачење). Со избирање на градот Скопје, ги добиваме вредностите за годишната енергија на Сончевото зрачење, просечна дневна енергија на сончевото зрачење по месеци и месечна енергија на Сончевото зрачење прикажана графички, како што е прикажано на Слика 25.

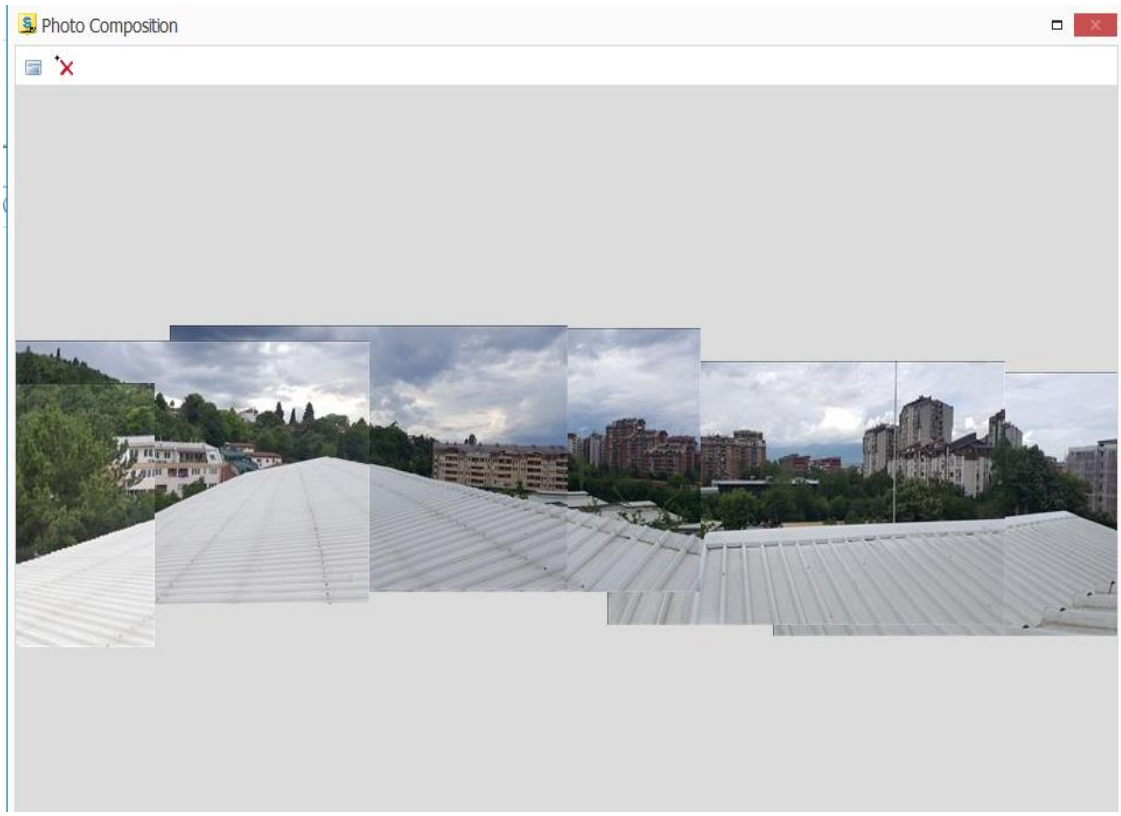


Слика 25. Вредности за енергијата на сончевото зрачење на територија од град Скопје

Со притискање на копчето Shading се прави анализа за морфологијата на локацијата за поставување на фотонапонскиот систем. Најпрво со избирање на иконата се продолжува кон внесување на фотографии од панорамата на самиот терен, кои треба да бидат фотографирани при посета на самата локација. Најчесто правење на добра панорамска фотографија од кровот претставува предизвик, поради непристапност и пречки на теренот, сепак било каква фотографија е подобро отколку истата воопшто да ја нема.

Во нашиот случај ќе се разгледува хипотетички случај на фотонапонска централа на кровот на Јавна установа во скопската населба Капиштец.

Панорамската слика од достапниот дел на кровот е прикажана на Слика .



Слика 26. Паноромска фотографија од кров, Скопје

За да се дефинира точната локација и поставеноста на кровот добро е да се користат и други извори како Google Earth.

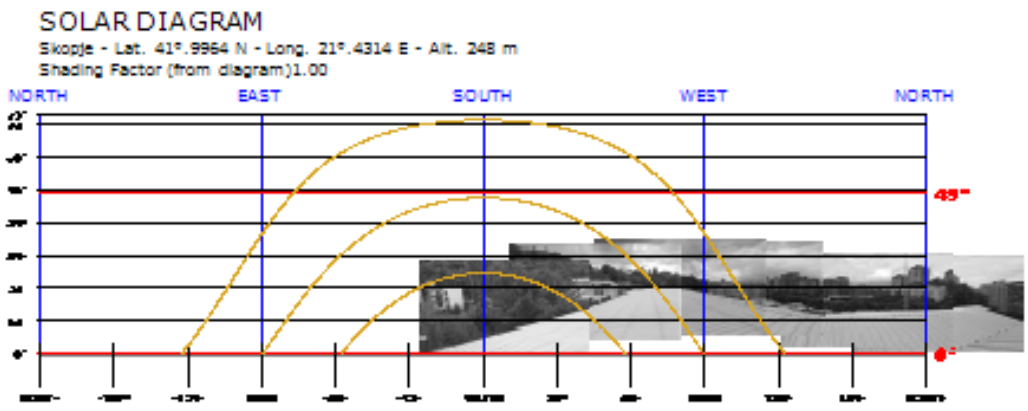
Слика 27. Слика на кровот од Google Earth

Кругот со црвена боја на сликата го означува кровот каде што би се монтирале фотонапонските модули. Може да се забележи дека половина е спрема Југ, а половина спрема Север, што носи логичен заклучок дека половина од кровот е искористив.

Следен чекор е дефинирање на страните на Светот на хоризонтот направен на фотографиите.

Со помош на вертикалната и хоризонталната оска прикажани на таск барот се дефинираат страните во однос на референтната точка каде што ќе се поставува фотонапонската централа. Со вертикалната оска се дефинира на каде се страните на Светот, а со хоризонталната на колку степени референтната точка се наоѓа од нив.

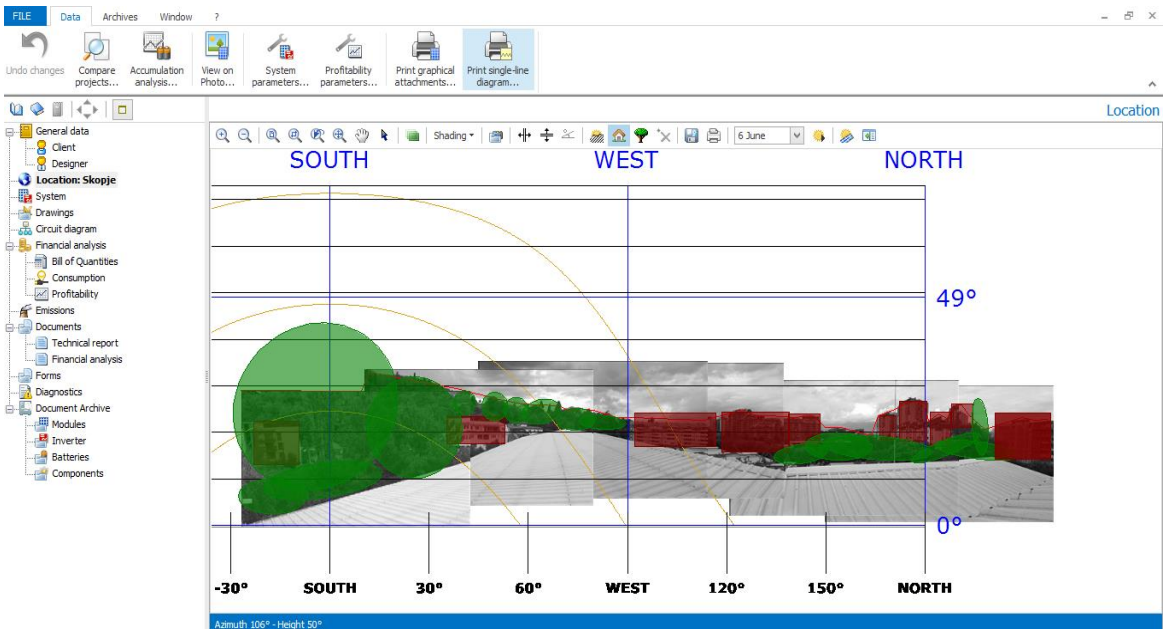
Со иконата се дефинира висината на Сонцето на небото, која достигнува максимална вредност на 81 ден во годината, односно на пролетната рамноденица, кога се пресметува како разлика помеѓу 90° и географската широчина, што значи дека во Скопје најголемата висина на Сонцето би била 49°.



Слика 28. Сончев дијаграм на избраната локација

Со иконите се дефинираат сите можни пречки на дадената локација, како вегетација или згради.

Фотографијата со обележани пречки е прикажана на Слика .



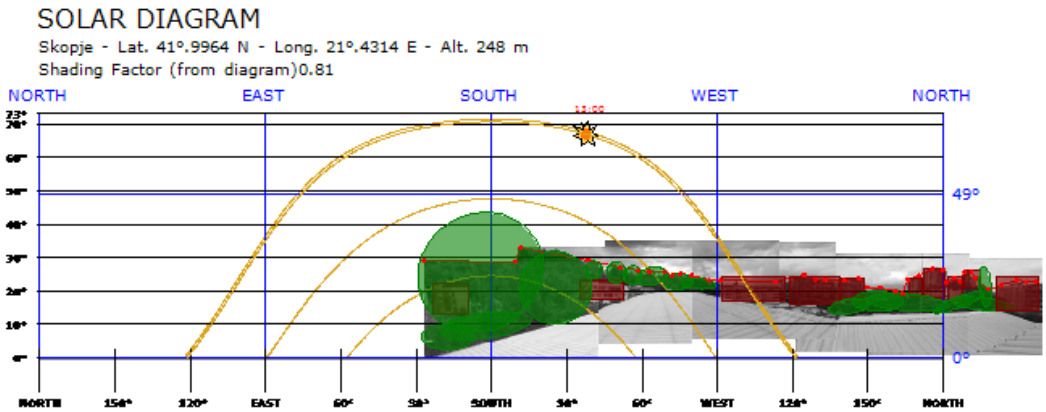
Слика 29. Хоризонт со обележани пречки на сончевата патека

Откако се внесени сите пречки на сончевата патека, со притискање на иконата може да се види енергијата на сончевото зрачење без и со засенувањето на околината.

Average daily solar irradiation per month [kWh/m²] (with shading/without shading)	
January	0.27 / 1.59
February	0.44 / 2.21
March	2.90 / 3.30
April	4.25 / 4.58
May	5.44 / 5.68
June	5.78 / 6.08
July	6.34 / 6.65
August	5.71 / 5.90
September	4.12 / 4.38
October	1.36 / 2.82
November	0.31 / 1.71
December	0.20 / 1.25

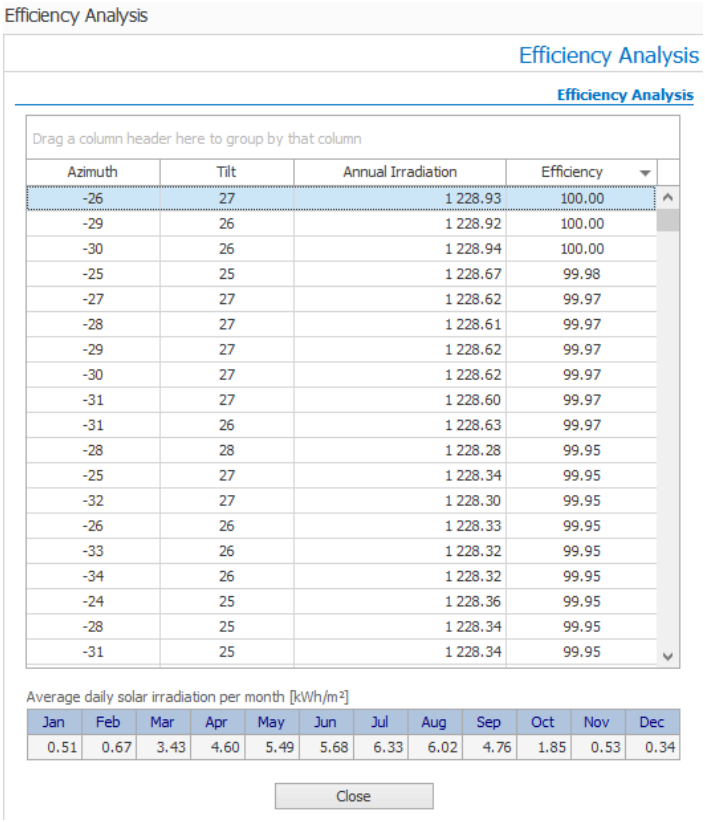
Слика 30. Енергија на сончевото зрачење без и со засенување на околината

Со притискање на иконата може да се направи симулација на сончевото движење на дадениот ден.



Слика 31. Симулација на сончевото движење

Со притискање на иконата се прави анализа на ефикасност во зависност од наклонот и азимутот, како што е прикажано на **Слика** .



Efficiency Analysis

Efficiency Analysis

Efficiency Analysis

Drag a column header here to group by that column

Azimuth	Tilt	Annual Irradiation	Efficiency
-26	27	1 228.93	100.00
-29	26	1 228.92	100.00
-30	26	1 228.94	100.00
-25	25	1 228.67	99.98
-27	27	1 228.62	99.97
-28	27	1 228.61	99.97
-29	27	1 228.62	99.97
-30	27	1 228.62	99.97
-31	27	1 228.60	99.97
-31	26	1 228.63	99.97
-28	28	1 228.28	99.95
-25	27	1 228.34	99.95
-32	27	1 228.30	99.95
-26	26	1 228.33	99.95
-33	26	1 228.32	99.95
-34	26	1 228.32	99.95
-24	25	1 228.36	99.95
-28	25	1 228.34	99.95
-31	25	1 228.34	99.95

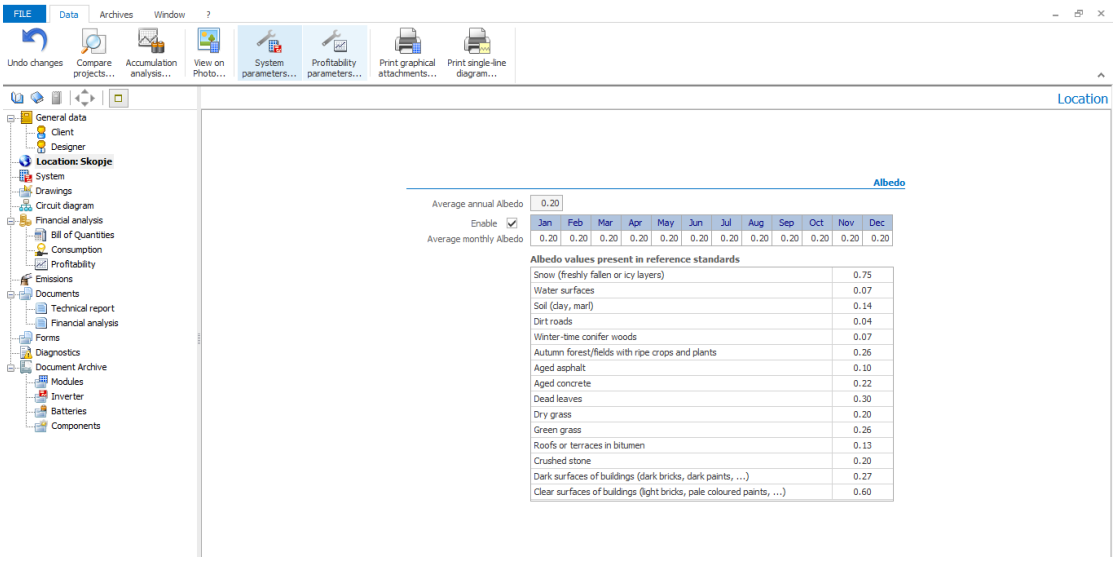
Average daily solar irradiation per month [kWh/m²]

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0.51	0.67	3.43	4.60	5.49	5.68	6.33	6.02	4.76	1.85	0.53	0.34

Close

Слика 32. Анализа на ефикасност во зависност од наклонот и азимутот

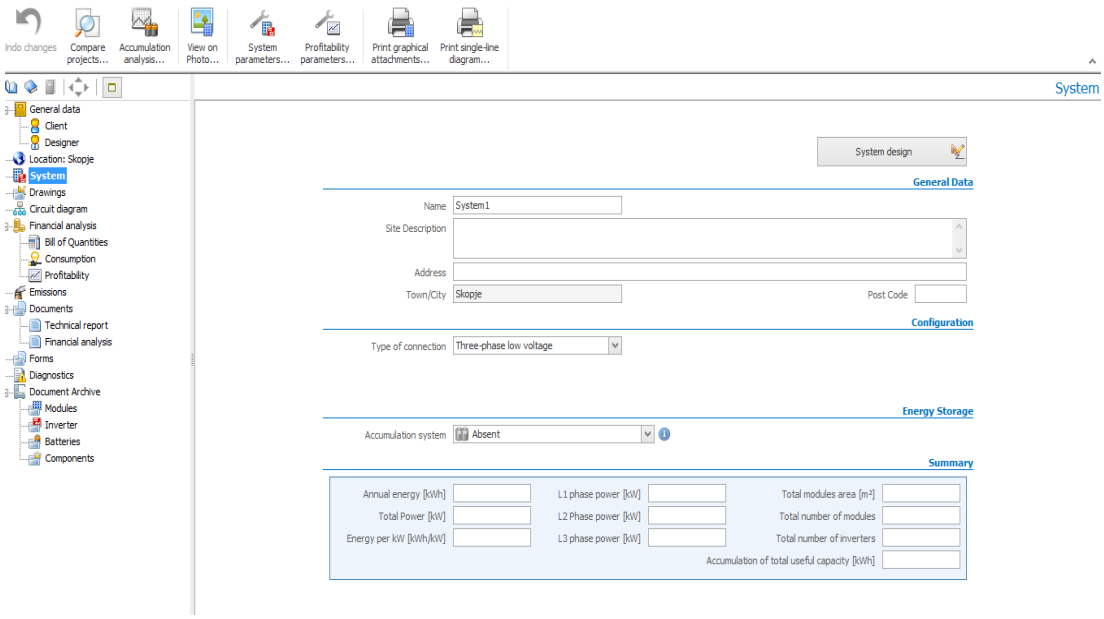
Накрај, анализата на сенка се завршува со потврдување на коефициентот на албедо на различни материјали.



Слика 33. Коефициент на албедо на различни материјали

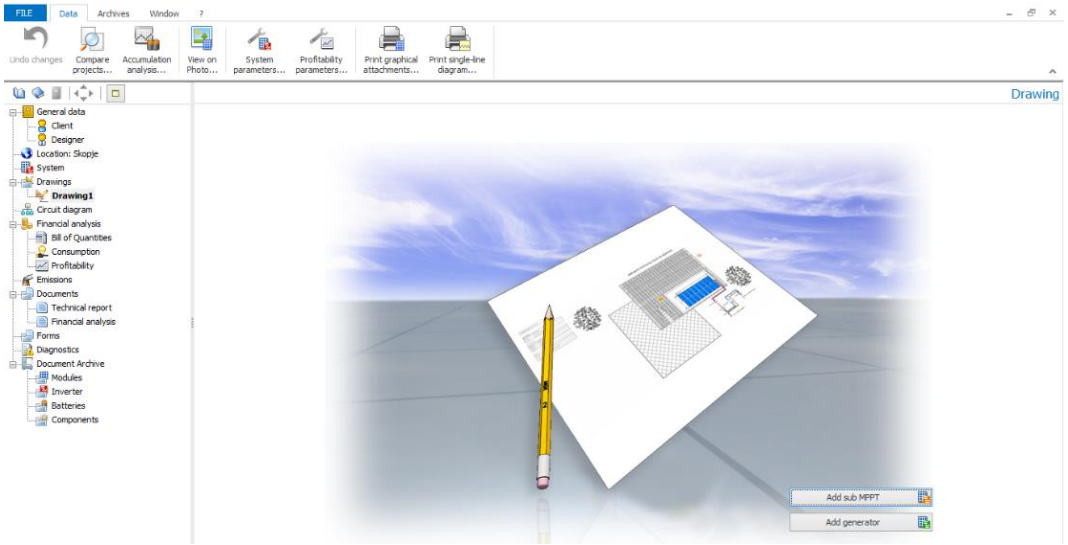
4. Дизајнирање на фотонапонска централа- 1ва фаза

Во следната фаза се дефинираат техничките спецификации на системот и истиот се дизајнира.



Слика 34. Поле каде се одредуваат техничките спецификации на системот

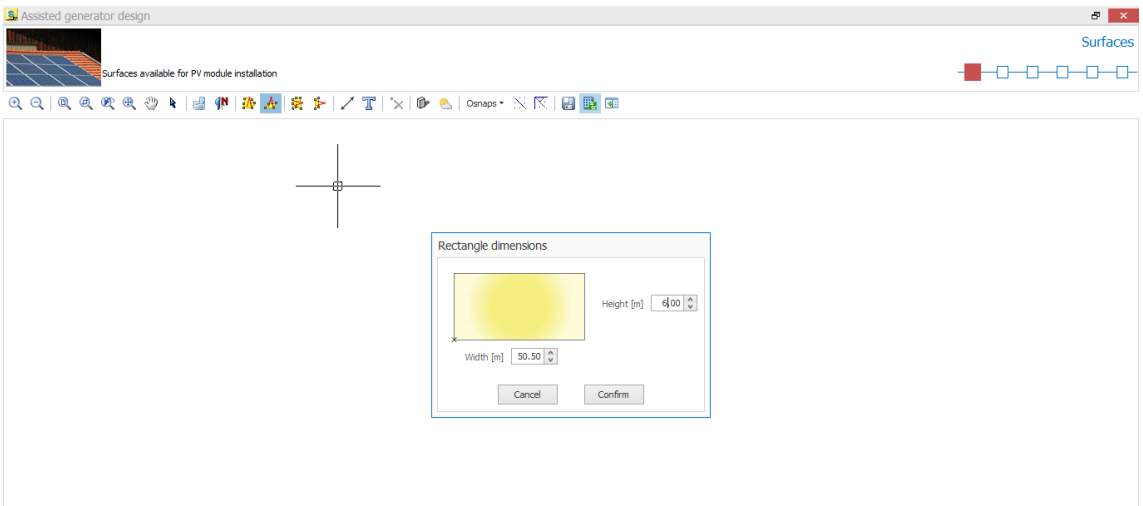
Со притискање на копчето Add generator се отвора поле каде што се креира дизајнот на системот.



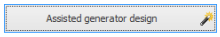
Слика 35. Поле каде што се креира дизајн на системот

Со притискање на копчето се отвора поле каде што се креира генераторот на системот.

При дизајнирање на системот може да се внесат димензиите на кровот (доколку се познати однапред) како што е прикажано на **Слика 36**.

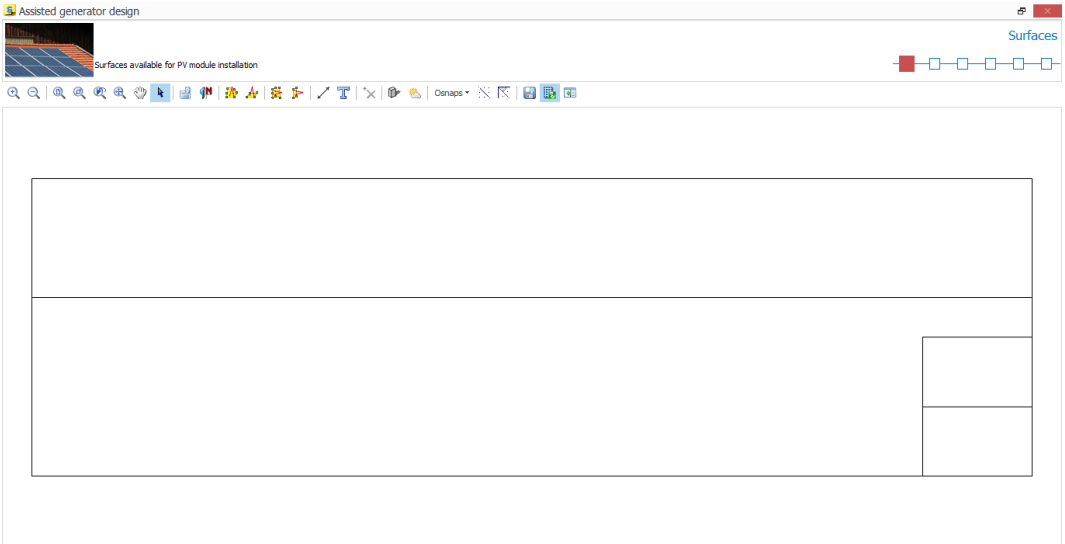


Слика 36. Димензии на кровот

Освен внесување на димензиите на кровот, за подетална анализа, може да се користи помошниот дизајн кој се избира со притискање на копчето 

. Пред да се премине на користење на помошниот дизајн, треба да се има избрано типот на поврзување, односно Connection type.

Следен чекор е дефинирање на површината слободна за поставување на фотонапонски модули. Според претходно споменато, цела јужна на избраната страна е слободна за поставување на истите. За дефинира овој простор потребно е претходно да се измери должината, ширината и аголот на кровот, а најдобро кровот да се внеси како скица во Auto CAD. Според скицата основата на јужната страна на избраниот објект има ширина од 50,5 m и височина од 6 m, односно површина од 303 m^2 (доколку се работи за рамен кров).



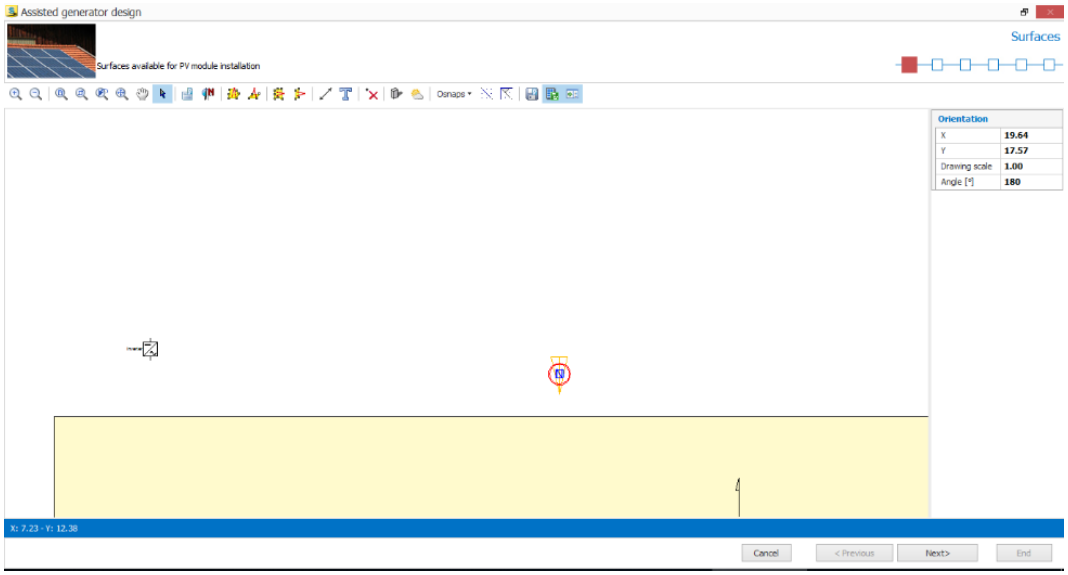
Слика 37. Скица од кровот во AutoCad

Со кликање на иконата може да се пристапи кон внесување на скица на кровот која претходно е нацртана во AutoCad. Откако ќе се внесе скицата, со избирање на иконите

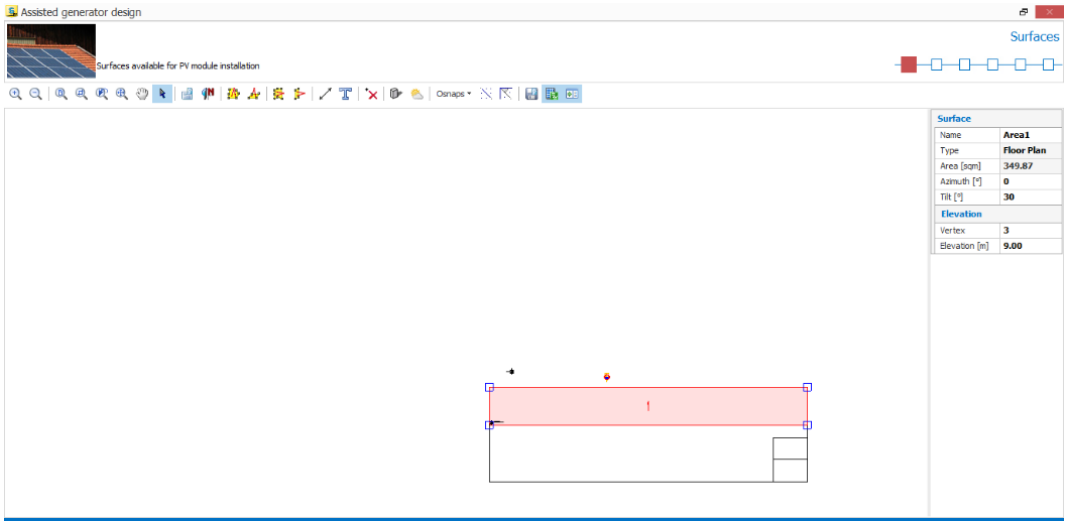
и се селектира достапната површина. Откако површината ќе биде селектирана, се одредуваат страните на светот, азимутот, наклонот и висината, како што е прикажано на **Слика** .

Во повеќето алатки за калкулирање на фотонапонски систем, азимут со вредност 0, означува дека системот е насочен спрема екваторот и во јужната и северната хемисфера, додека аглите на компасот означуваат обратно односно 180 ° за југ, 90 ° за исток и 270 ° за запад. Бидејќи во овој случај кровот е насочен спрема југ, значи дека азимутот ќе изнесува 0, наклонот е 30 °, а висината е 9 m.

Со додавање на наклонот, софтверот ја пресметува плоштината на кровот која во овој случај изнесува 349,87 m^2.



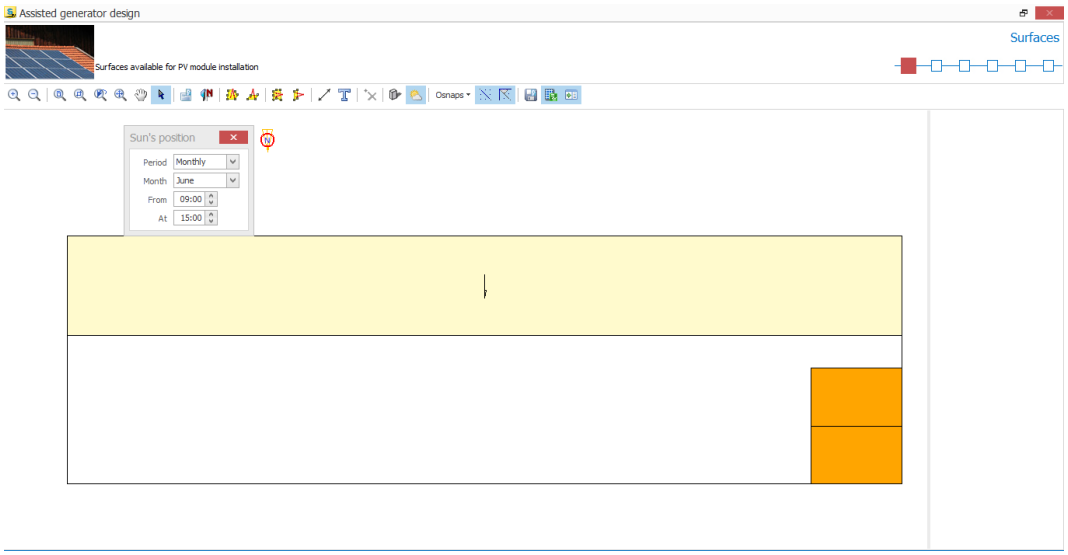
Слика 38. Дефинирање на страните на Светот



Слика 39. Дефинирање на достапната површина, наклонот, аголот и висината

Со помош на иконата се симулираат објектите кои што би предизвикале сенка, се со цел да се добие најпрецизен резултат.

После дефинирање на објектите, со кликање на иконата може да се види како тие ќе влијаат врз засенување на достапната површина. Меѓутоа во овој случај малиот објект од северна страна не предизвикува никакво засенување, како што е прикажано на Слика 40.



Слика 40. Скица на кровот со симулирана сенка од пречките

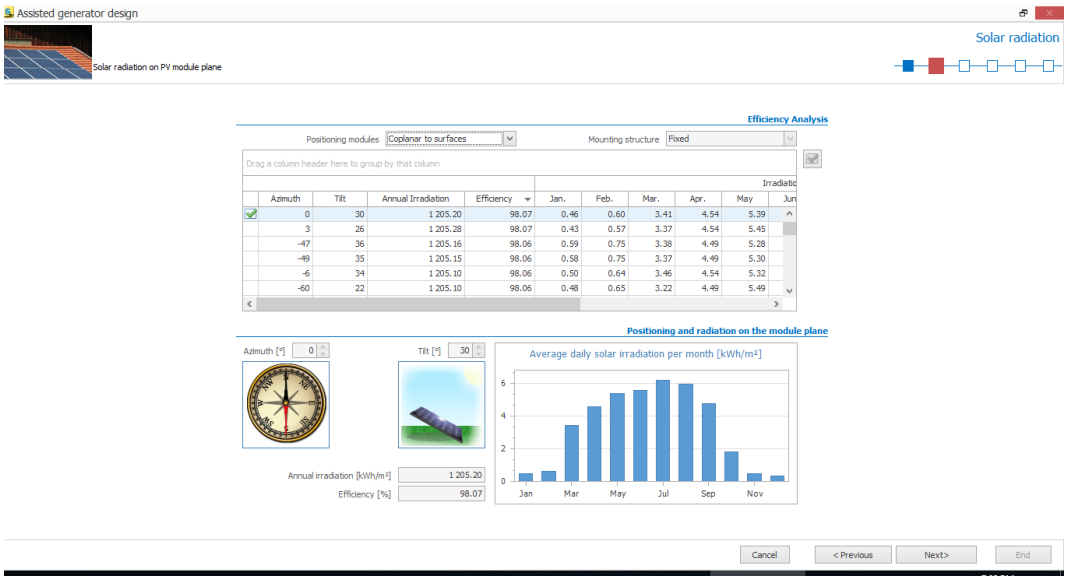
5. Дизајнирање на фотонапонска централа- 2ра фаза

Поправило, доколку се работи за фотонапонски систем за сопствени потреби, истиот треба да биде димензиониран оптимално според едновремената пикова потрошувачката, бидејќи на тој начин инвестицијата се враќа најбрзо. За таа цел секогаш се разгледува лоад профилот на потрошувачот во месеците кога централата има најголемо производство.

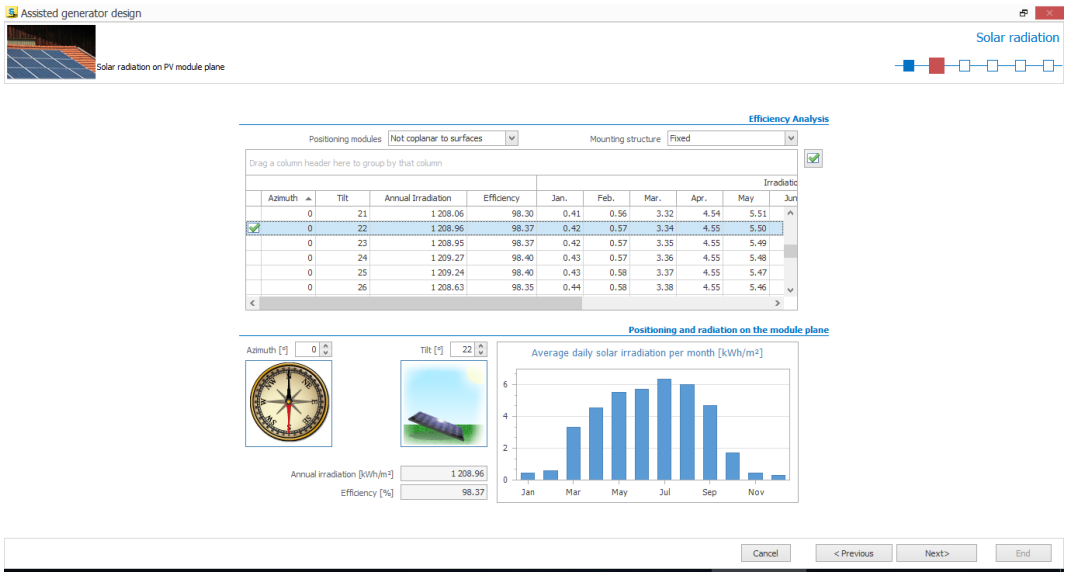
Според лоад профилот на дадениот објект, часовната потрошувачка во месеците кога централата произведува изнесува нешто под 100 kW на час, што значи дека централа со инсталирана моќност од 100 kWp би била идеална за овој објект. Меѓутоа, за жал, имаме ограничување од достапноста на покривот која видовме дека изнесува 349,87 m^2. Во следната фаза на дизајнирање се одредува номиналната моќност на централата, а со тоа и типот и бројот на модули.

Прво нешто што се одбира е тоа дали системот ќе биде поставен на шини на самиот кров или ќе има дополнителна носечка конструкција . Доколку поставеноста на кровот не е добра, тогаш дополнителна носечка конструкција е задолжителна, меѓутоа доколку кровот е релативно добро поставен како што во

овој случај дополнителна носечка конструкција би значела дополнителен трошок и отпретување на кровот, а мало зголемување на ефикасноста. На **Слика 41** е прикажана ефикасноста доколку модулите се поставени директно на кровот, а на **Слика** доколку се поставени под оптимален агол.



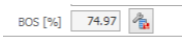
Слика 41. Ефикасност на модулите доколку се поставени директно на кровот



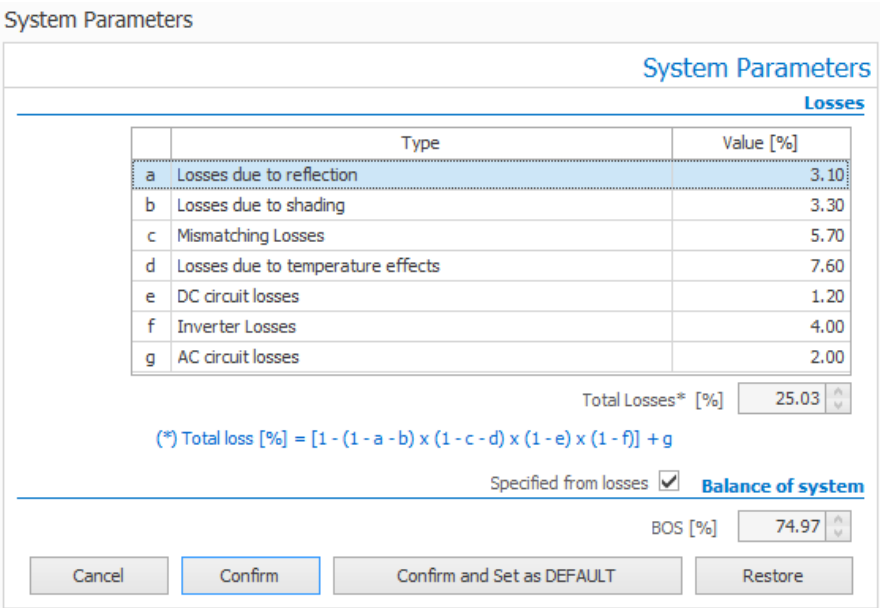
Слика 42. Ефикасност на модулите доколку се поставени на дополнителна конструкција

Бидејќи ефикасноста се зголемува минимално, дополнителна конструкција не е оправдана и модулите ќе бидат поставени директно на кровот.

Следен чекор е одбирање на типот и бројот на модули. Бидејќи едновремената потрошувачка е поголема од максималната моќност која што може да се инсталира на дадениот кров, како услов за оптимизирање се поставува Maximum power.

Иконата 

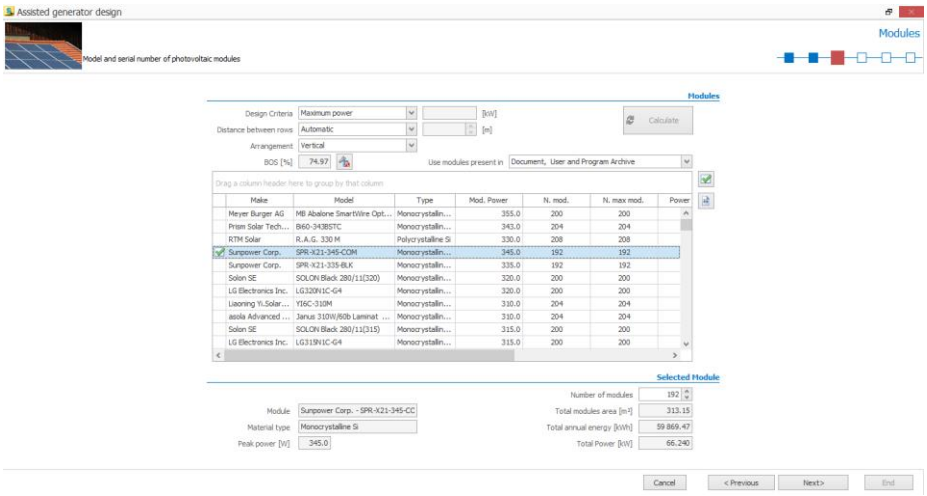
ја преставува ефикасноста на системот, односно загубите на системот.



Слика 43. Ефикасност односно загуби на системот

На Слика софтверот ги дава стандардните загуби кои што се јавуваат кај фотонапонските системи. Оваа табела се генерира автоматски, но истата може мануелно да се нагоди, со внесување за различна вредност за секој тип на загуби.

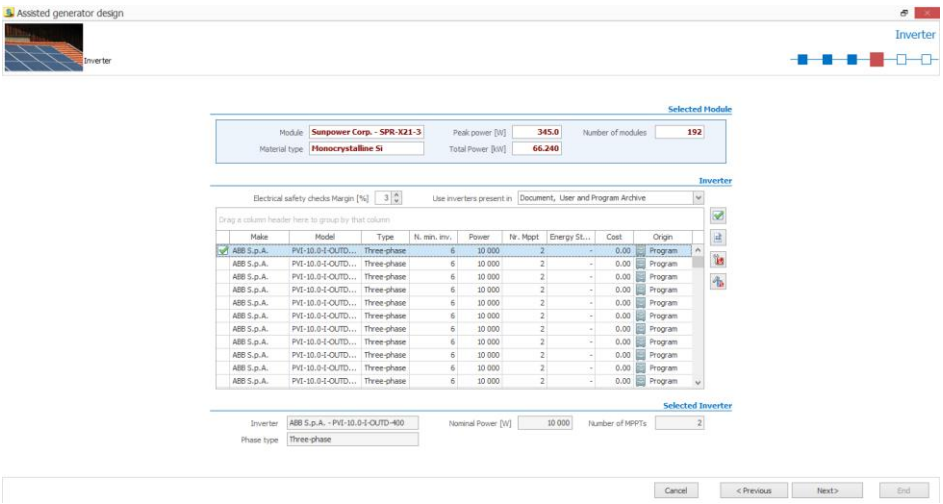
Следен и најважен чекор е изборот на модули, бидејќи тие го дефинираат целиот систем. Бидејќи во овој случај критериум, како што беше претходно споменато е максималната моќност, а просторот е ограничен, најдобро е да се изберат модули изработени со монокристална технологија, и поголема излезна моќност. Од кога ќе се изберат модулите, софтверот пресметува колку максимално модули од соодветниот тип можат да се сместат на кровот, а со тоа ја се одредува и максималната моќност.



Слика 44. Избор на тип на модули и пресметување на инсталираната моќност на системот

Според овие податоци нашиот систем е изработен со монокристални модули од брендот Sunpower SPR-X21-345-COM So номинална моќност од 345 W, вкупниот број на модули е 192, а вкупната инсталирана моќност на системот P= 66,240 kWp.

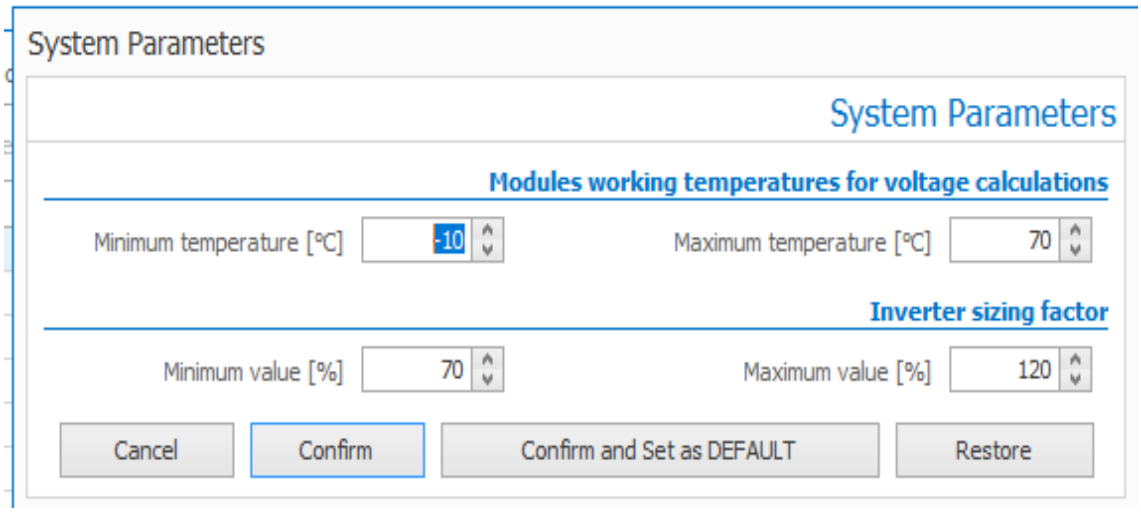
Следен чекор е избирање на инверторот или мозокот на системот. Од инверторот зависи целиот концепт на системот, неговото функционирање и цената на истиот. Софтверот нуди најразлични решенија за инвертори во согласност со претходно дефинираните карактеристики на системот, односно типот на приклучок, модули и инсталирана моќност.



Слика 45. Избор на типот на инвертор

Со избирање на посакуваниот инвертор, системот го оптимизира бројот на инвертори. Во овој случај се избрани инверторите од типот ABB S.p.A. – PVI-10.0-I-OUTD-400 со номинална моќност од 10 kW секој, односно 60 kW вкупно, што значи дека факторот на димензионирање на системот изнесува 1,1, односно системот би бил под димензиониран за 10% што ги задоволува германските стандарди за димензионирање на инвертори. Инверторите имаат два тракери на максимална моќност, кои служат за добро оптимизирање за совпаѓање на волт- амперските карактеристики на системот со волт- амперските на мрежата. Бидејќи има два тракери тоа значи дека може да бидат поврзани различни низи, на кои од било каква причина (парцијално засенување, поинаков агол) има модули кои што имаат различни работни точки, без да си пречат едни на други во работа.

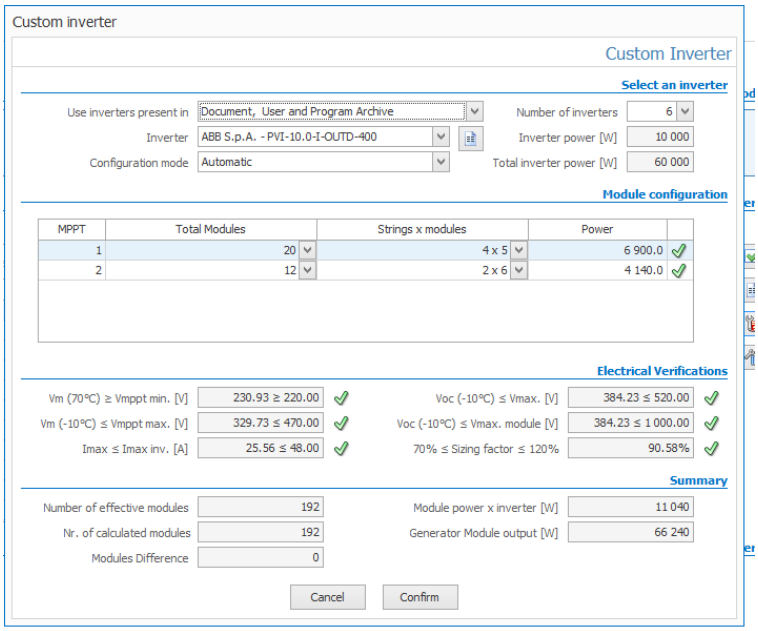
Со притискање на иконата може да се видат параметрите на системот како што е прикажано на **Слика** .



Слика 46. Параметри на системот

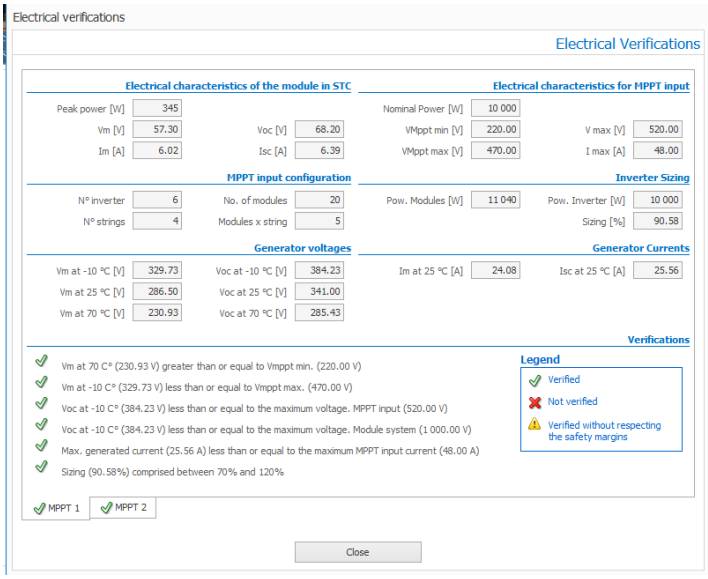
Вредностите на минималната и максималната температура се многу битни, бидејќи од нив зависи максималниот и минималниот број на модули во низата. Тие се менуваат во зависност од околината во која што се инсталира фотонапонскиот систем.

Доколку имаме поинаква замисла за концептот на системот од автоматски понудената, тоа може да се направи со притискање на иконата со која се пристапува до поле за мануелно пополнување на техничките спецификации на инверторот, како што е прикажано на Слика .

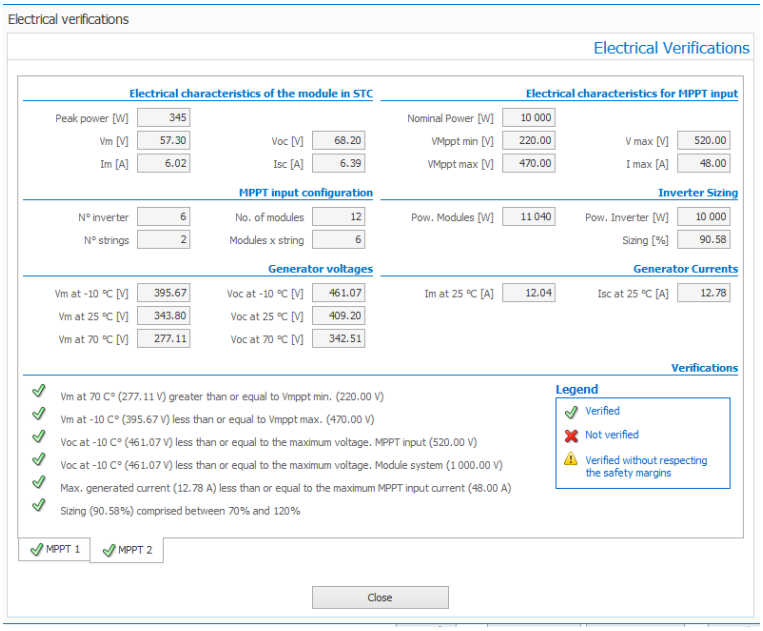


Слика 47. Поле за мануелно нагодување на инверторот

Со притискање на иконата се пристапува кон полето каде што се наведени техничките спецификации на системот како што е прикажано на **Слика** и **Слика** .



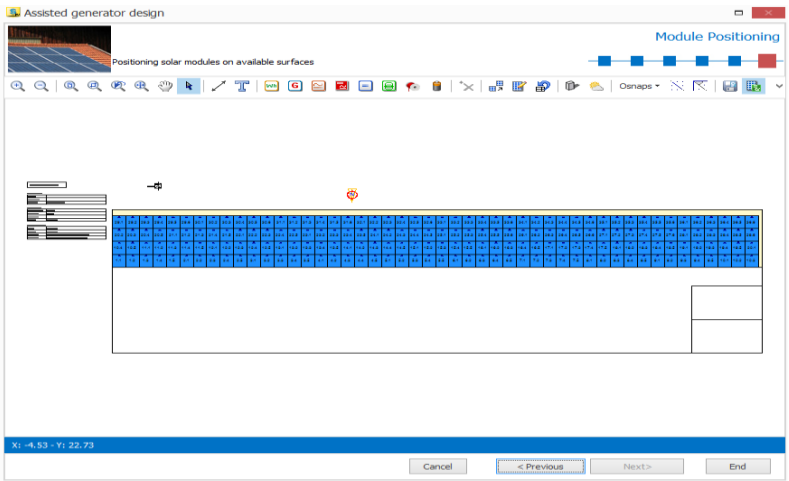
Слика 48. Технички спецификации на системот MPPT 1



Слика 49. Технички спецификации на системот MPP 2

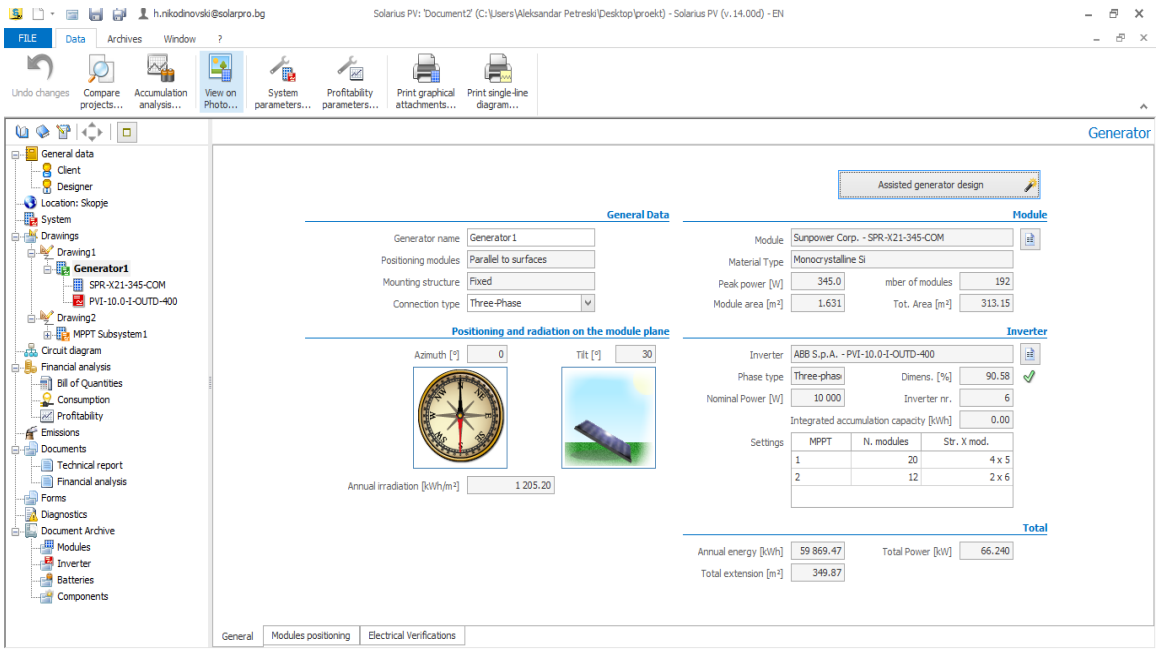
Од карактеристиките се гледа дека концептот ќе биде со 6 инвертори за низи со две MPPT. На првиот MPPT се поврзани 4 низи, на секоја по 5 модули во серија, односно вкупно 20 модули, а на вториот MPPT се поврзани две низи со по 6 модули во серија, односно вкупно 12 модули.

Накрај се добива изгледот на системот, односно на кровот со поставени модули, како што е прикажано на Слика .



Слика 50. Изглед на кровот со поставени модули

Односно, од кога ќе се заврши помошниот дизајн, полето со техничките спецификации за фотонапонскиот генератор ќе го добие изгледот прикажан на **Слика** .

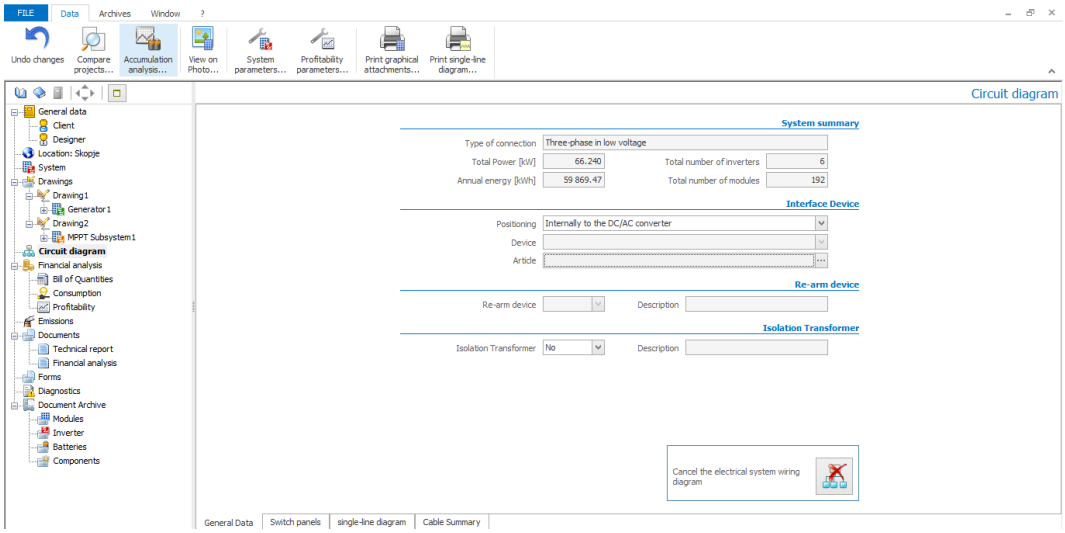


Слика 51. Изгледот на полето со техничките спецификации после завршување на дизајнирањето со помошниот генератор

6. Дизајнирање на електричната мрежа

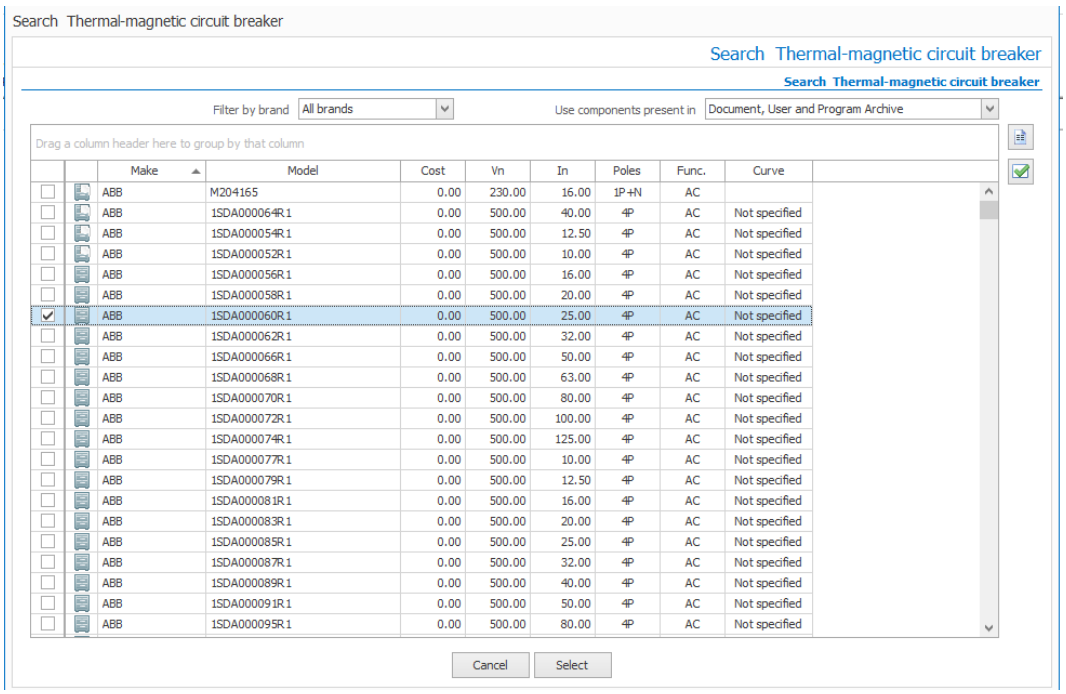
Заради безбедносни причини, мрежно поврзани инвертори мора да го имаат изолиран DC делот од AC, се со цел да се спречи несакан тек на еднонасочна моќност во мрежа која би ги оштетила трансформаторите и броилата во близина. Во принцип има два типа на инвертори, со и без трансформатор. Доколку има трансформатор во самиот инвертор, тоа е доволна заштита од претекување на DC моќност во мрежата, во спротивно се користат интерфејси кои освен за изолација служат и за мониторинг на системите и спречуваат и дисторзија на хармониците.

Системот кој што се разгледува има инвертори без трансформатор и тоа треба да се дефинира во следниот чекор, каде што исто така се избира типот на заштита на инверторот, или главниот DC прекинувач. Заштита го заштитува инверторот како еден од најскапите елементи на фотонапонскиот систем од грешки што би се случиле во генераторот. Прекинувачот може да биде интегриран внатре во инверторот со што се намалува комплексноста на мрежата.



Слика 52. Избирање на типот на интерфејс

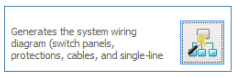
Главниот DC прекинувач доколку е мора да биде дизајниран за максимален напон на отворено коло при температура од -10 ° и за зголемена струја за 1,25 од номиналната.



Make	Model	Cost	Vn	In	Poles	Func.	Curve
ABB	M204165	0.00	230.00	16.00	1P+N	AC	
ABB	1SDA000064R1	0.00	500.00	40.00	4P	AC	Not specified
ABB	1SDA000054R1	0.00	500.00	12.50	4P	AC	Not specified
ABB	1SDA000052R1	0.00	500.00	10.00	4P	AC	Not specified
ABB	1SDA000056R1	0.00	500.00	16.00	4P	AC	Not specified
ABB	1SDA000058R1	0.00	500.00	20.00	4P	AC	Not specified
ABB	1SDA000060R1	0.00	500.00	25.00	4P	AC	Not specified
ABB	1SDA000062R1	0.00	500.00	32.00	4P	AC	Not specified
ABB	1SDA000066R1	0.00	500.00	50.00	4P	AC	Not specified
ABB	1SDA000068R1	0.00	500.00	63.00	4P	AC	Not specified
ABB	1SDA000070R1	0.00	500.00	80.00	4P	AC	Not specified
ABB	1SDA000072R1	0.00	500.00	100.00	4P	AC	Not specified
ABB	1SDA000074R1	0.00	500.00	125.00	4P	AC	Not specified
ABB	1SDA000077R1	0.00	500.00	10.00	4P	AC	Not specified
ABB	1SDA000079R1	0.00	500.00	12.50	4P	AC	Not specified
ABB	1SDA000081R1	0.00	500.00	16.00	4P	AC	Not specified
ABB	1SDA000083R1	0.00	500.00	20.00	4P	AC	Not specified
ABB	1SDA000085R1	0.00	500.00	25.00	4P	AC	Not specified
ABB	1SDA000087R1	0.00	500.00	32.00	4P	AC	Not specified
ABB	1SDA000089R1	0.00	500.00	40.00	4P	AC	Not specified
ABB	1SDA000091R1	0.00	500.00	50.00	4P	AC	Not specified
ABB	1SDA000095R1	0.00	500.00	80.00	4P	AC	Not specified

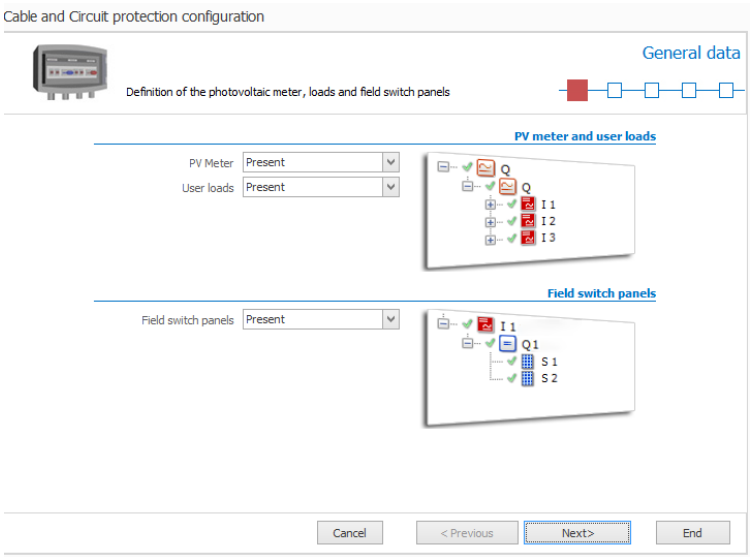
Слика 53. Избор на главен DC прекинувач

Откако се избра заштитата на инверторот, се избираат каблите и заштитата не секој елемент на централата.

И за креирање на електричната мрежа софтверот нуди помошен модел, кој се пристапува со избирање на иконата 

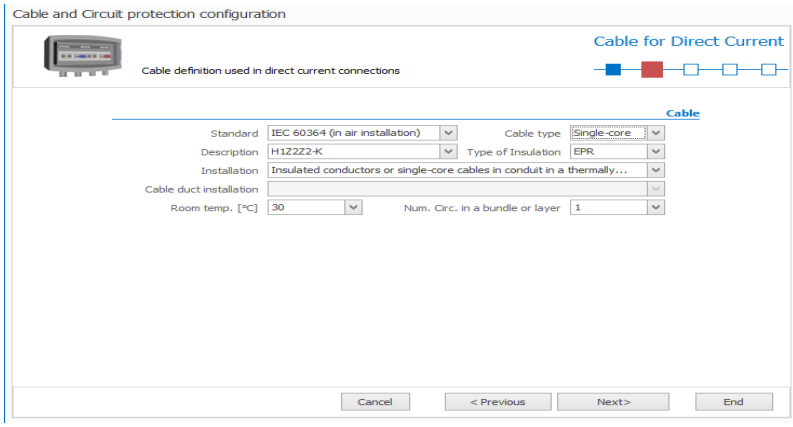
.

Потоа се избираат основните работи како тоа дали системот има броило, сопствен товар и прекинувачи.

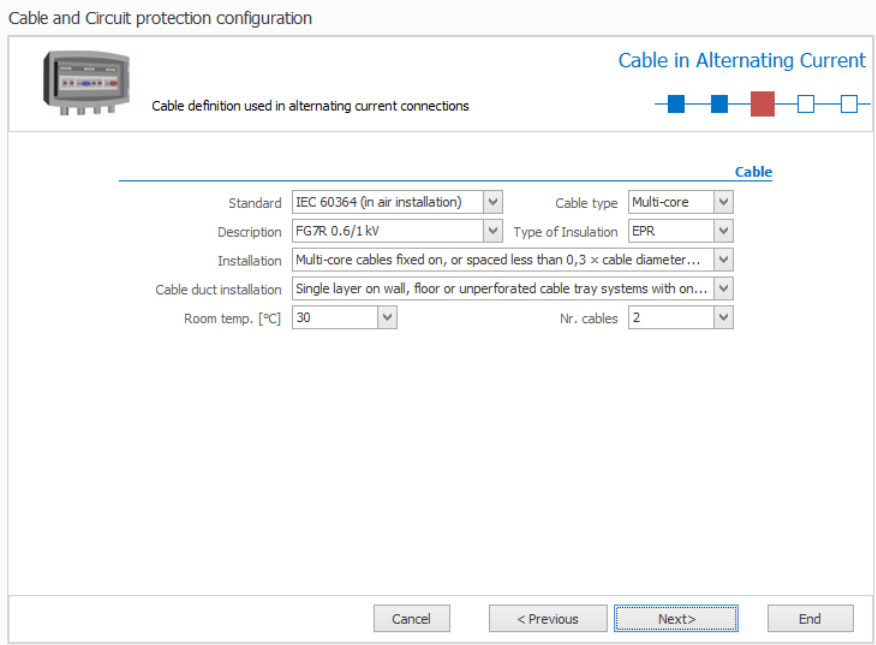


Слика 54. Дефинирање на броило, сопствен товар и прекинувачи

Потоа се дефинираат DC каблите, а потоа AC конекциониот кабел.

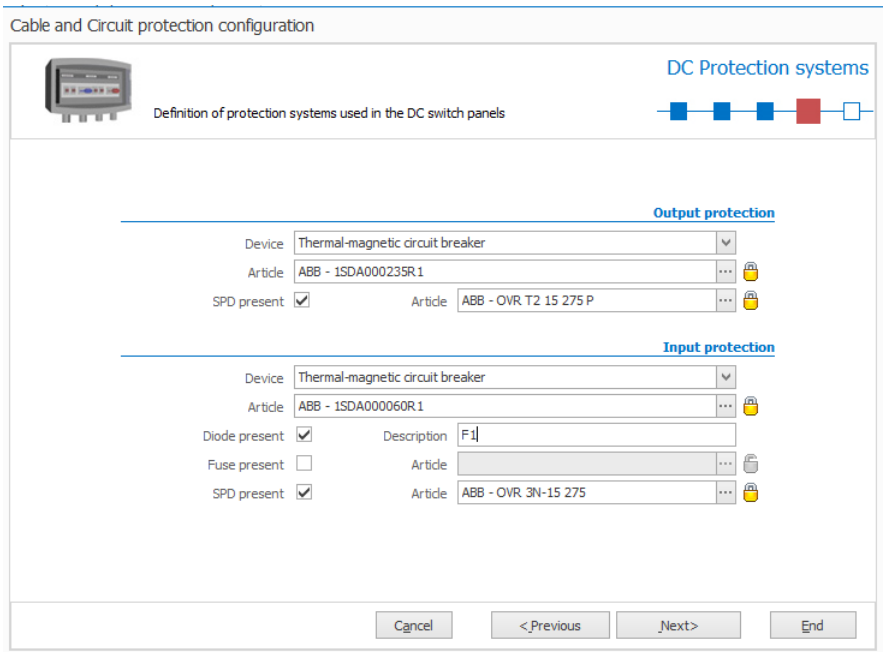


Слика 55. Избор на DC кабли

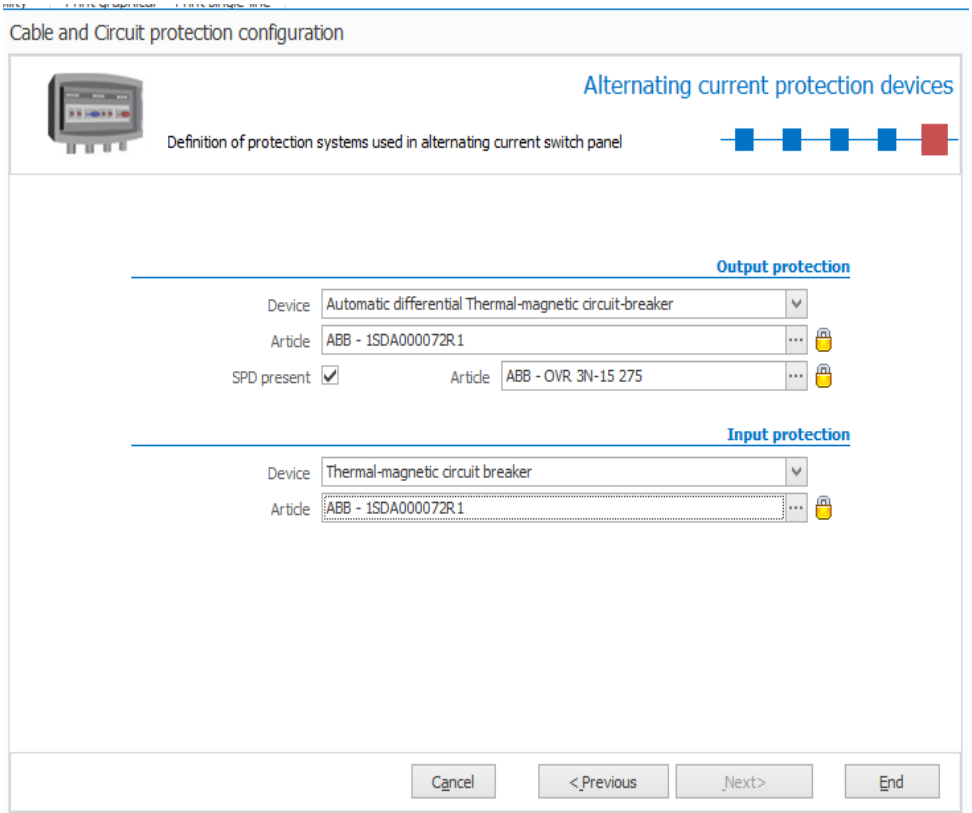


Слика 56. Избор на АС конекциониот кабел

Следно се избира заштита за DC и AC системите соодветно.



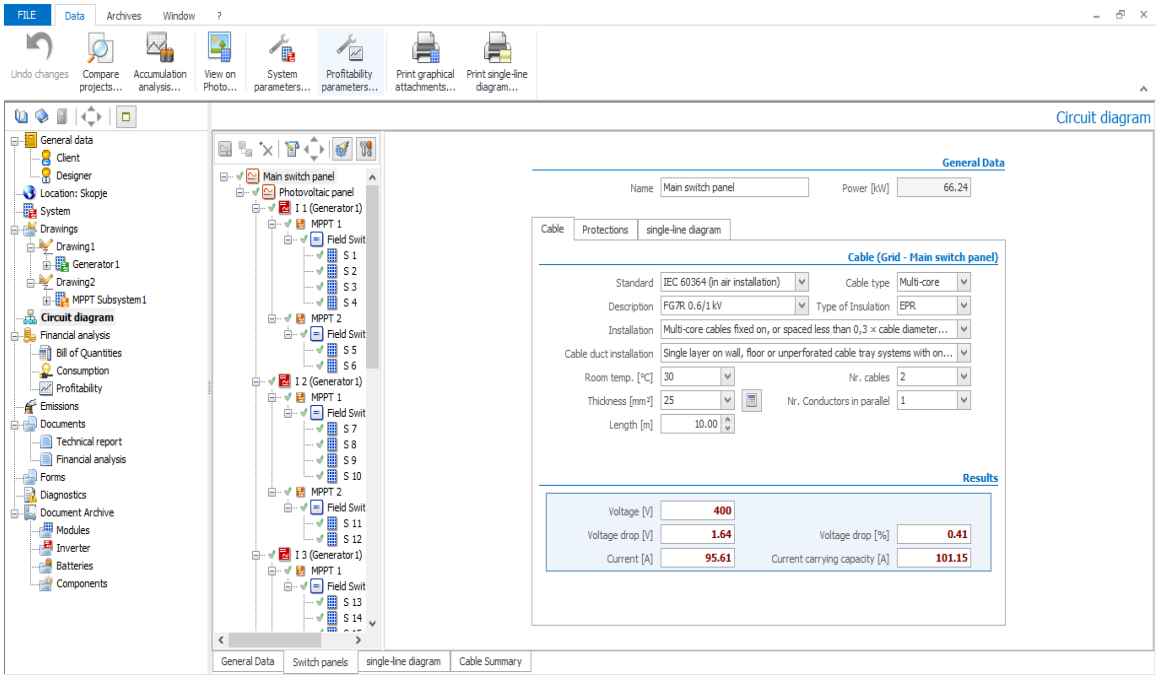
Слика 57. Избор на заштита за DC системот



Слика58. Избор на заштита за АС системот

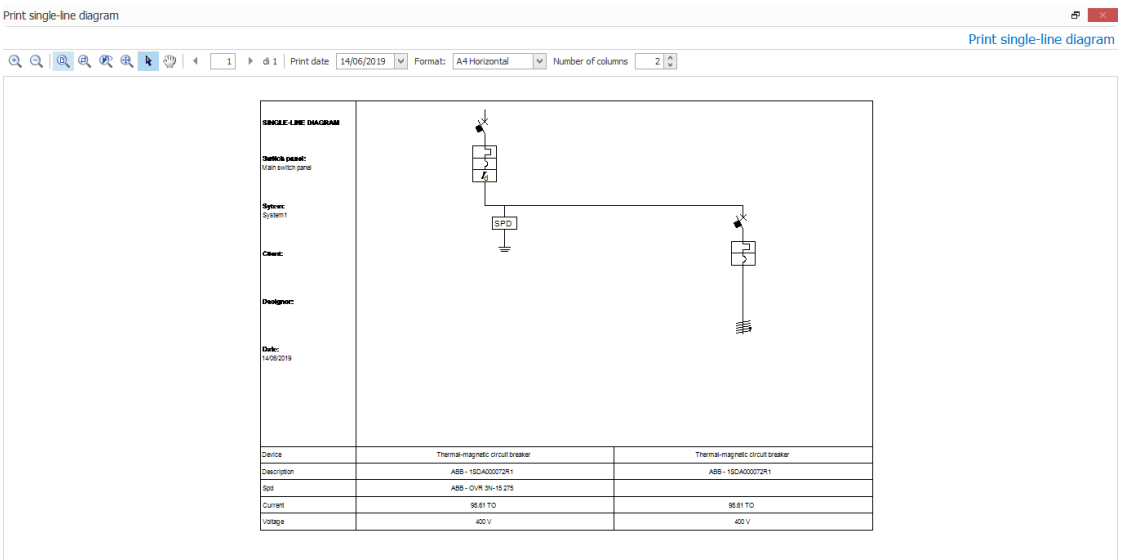
Кога ќе се внесат основните податоци со користење на помошниот дизајн, се внесуваат деталите за сите кабли водејќи сметка да би бидат задоволен падот на напонот и отпорноста.

Наредно се димензионира АС конекциониот кабел и неговата заштита. При димензионирање на АС конекциониот кабел треба да се води сметка дека дозволениот пад на напон е 4 % и притоа таквиот напон треба да одговара на напонот на мрежата. Должината на секој од каблите зависи од самата локација и елементите треба да бидат дизајнирани да бидат што поблиску, со што се намалува падот на напонот и се зголемува заштедата. Кај трофазните инвертори напречните пресеци на овој кабел обично се движат над 6 mm^2 . Трофазен АС конекциониот кабел приклучен на ниско напонска мрежа има 5 јадра и отпорноста не треба да биде поголема од 1,25 Ω.

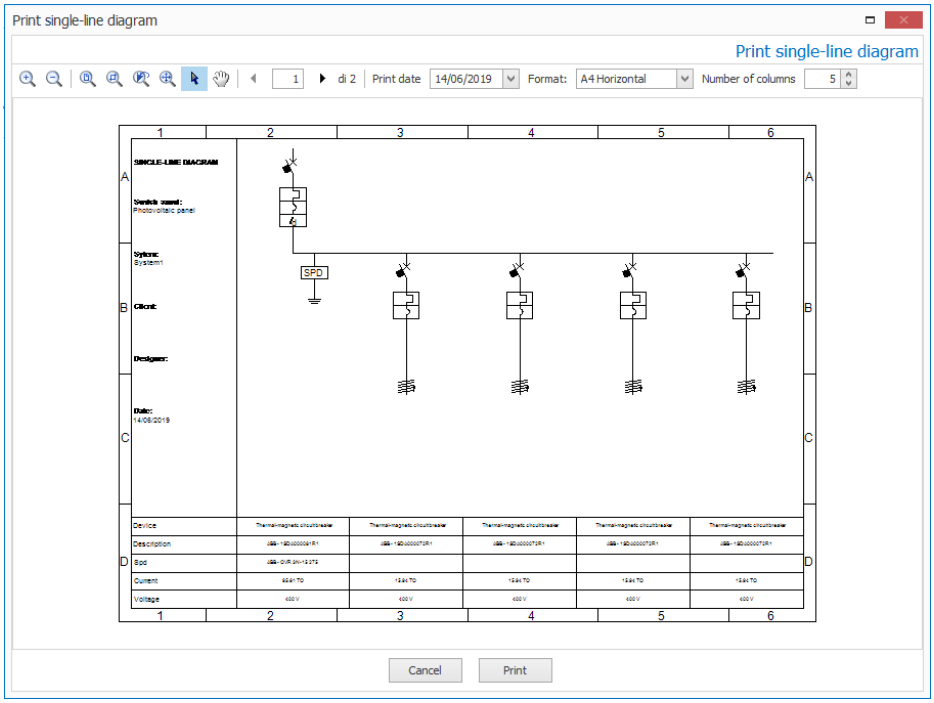


Слика 59. Избор на големина и должина на АС конекциониот кабел

За секој дел посебно, како и големина и должина на кабел, може да се разгледаат дополнително, и ако потребно, да се изменат и заштитите за секој дел одделно. Исто така, за секој дел одделно може да се види електричната шема.

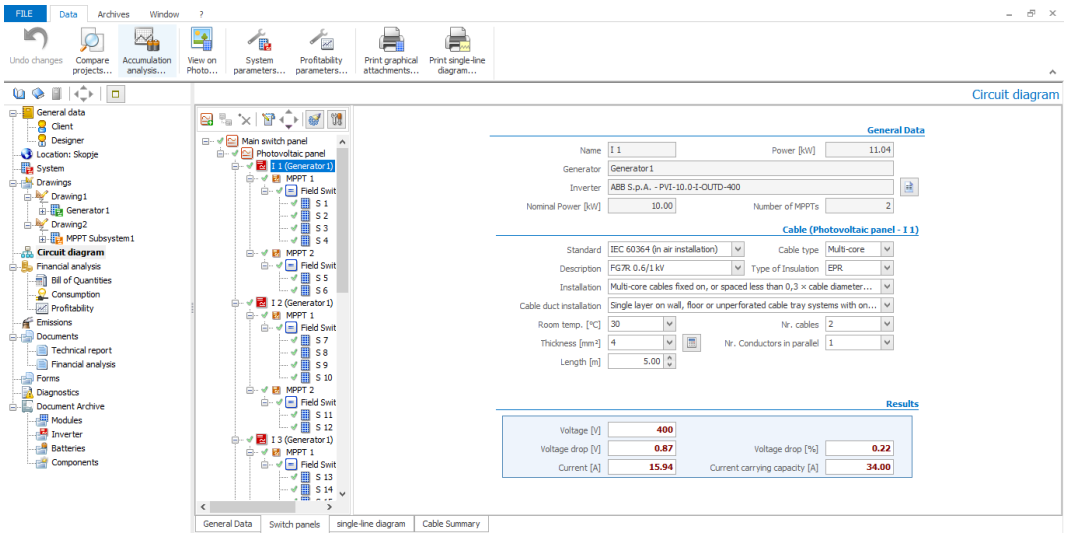


Слика 60. Електрична шема на АС конекционен кабел



Слика 51. Електрична шема на фотоволтаичниот панел

Следно се одредуваат типовите на кабли и должината на секој генератор и на секој модул оделно во зависност од топологијата на теренот и желбата на дизајнерот.

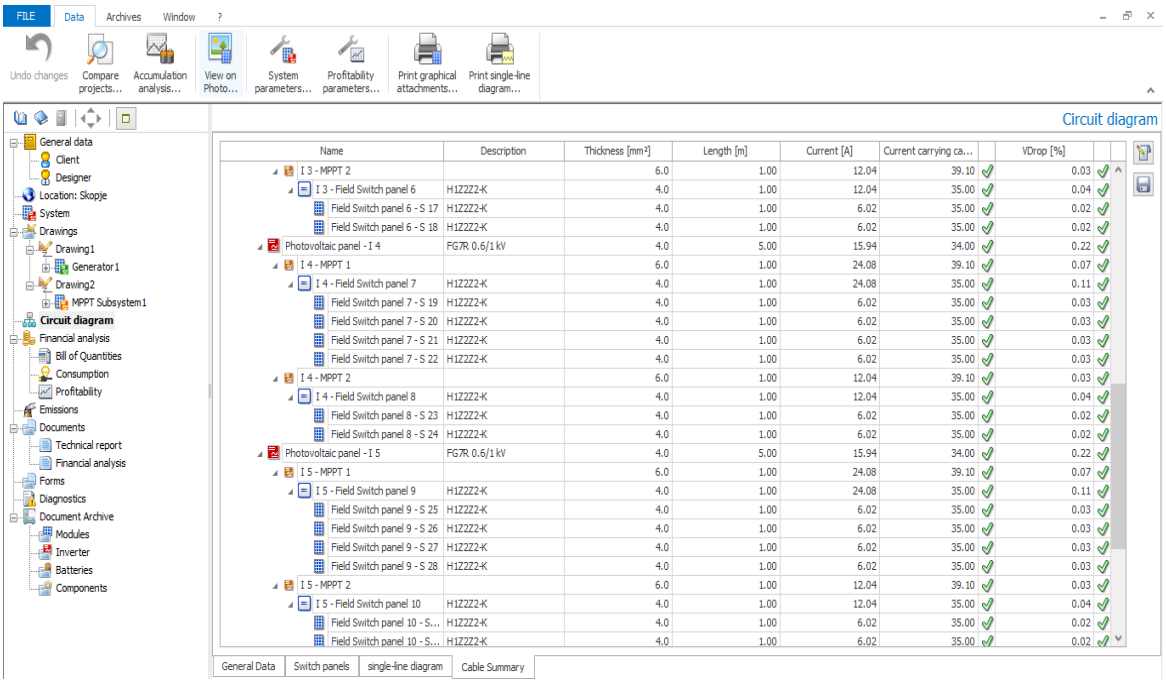


Слика 62. Избор на DC кабел за секој генератор

Со избирање на полето Single- line diagram, може да се види цела електрична шема на системот, прикажана на **Слика 63.** Електрична шема на фотонапонскиот систем

Слика 63. Електрична шема на фотонапонскиот систем

Со избирање на полето Cable summary може табеларно да се видат сите избрани кабли и дали истите го задоволуваат критериумот за пад на напон.



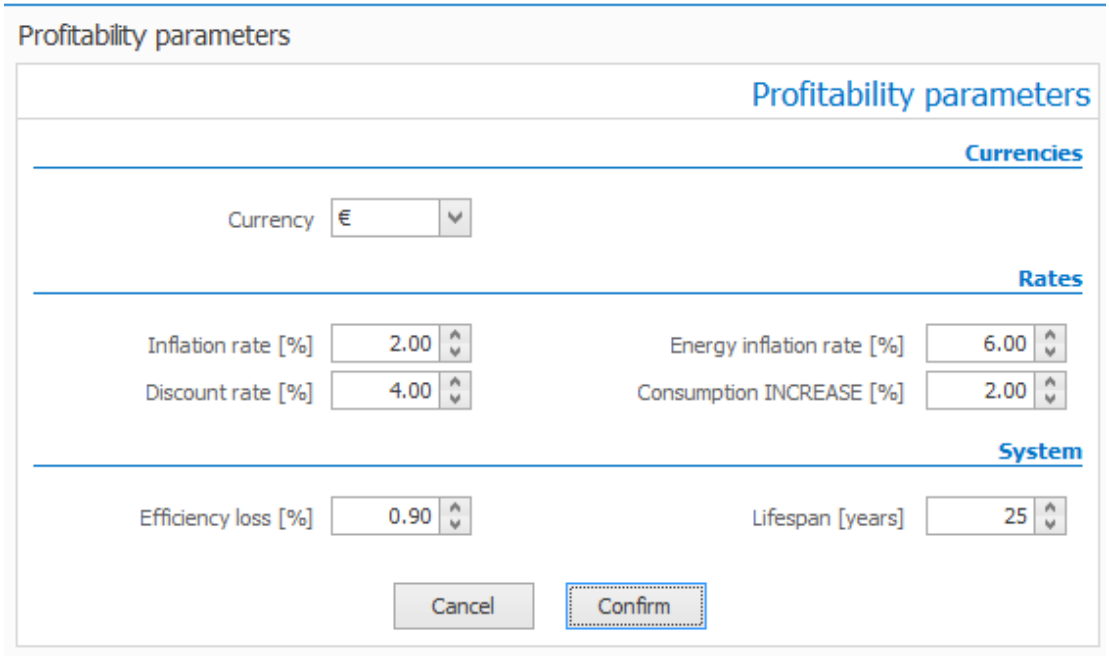
Name	Description	Thickness [mm²]	Length [m]	Current [A]	Current carrying ca...	VDrop [%]
I 3 - MPPT 2		6.0	1.00	12.04	39.10	0.03
I 3 - Field Switch panel 6	H1Z2Z2-K	4.0	1.00	12.04	35.00	0.04
Field Switch panel 6 - S 17	H1Z2Z2-K	4.0	1.00	6.02	35.00	0.02
Field Switch panel 6 - S 18	H1Z2Z2-K	4.0	1.00	6.02	35.00	0.02
Photovoltaic panel - I 4	FG7R 0.6/1 kV	4.0	5.00	15.94	34.00	0.22
I 4 - MPPT 1		6.0	1.00	24.08	39.10	0.07
I 4 - Field Switch panel 7	H1Z2Z2-K	4.0	1.00	24.08	35.00	0.11
Field Switch panel 7 - S 19	H1Z2Z2-K	4.0	1.00	6.02	35.00	0.03
Field Switch panel 7 - S 20	H1Z2Z2-K	4.0	1.00	6.02	35.00	0.03
Field Switch panel 7 - S 21	H1Z2Z2-K	4.0	1.00	6.02	35.00	0.03
Field Switch panel 7 - S 22	H1Z2Z2-K	4.0	1.00	6.02	35.00	0.03
I 4 - MPPT 2		6.0	1.00	12.04	39.10	0.03
I 4 - Field Switch panel 8	H1Z2Z2-K	4.0	1.00	12.04	35.00	0.04
Field Switch panel 8 - S 23	H1Z2Z2-K	4.0	1.00	6.02	35.00	0.02
Field Switch panel 8 - S 24	H1Z2Z2-K	4.0	1.00	6.02	35.00	0.02
Photovoltaic panel - I 5	FG7R 0.6/1 kV	4.0	5.00	15.94	34.00	0.22
I 5 - MPPT 1		6.0	1.00	24.08	39.10	0.07
I 5 - Field Switch panel 9	H1Z2Z2-K	4.0	1.00	24.08	35.00	0.11
Field Switch panel 9 - S 25	H1Z2Z2-K	4.0	1.00	6.02	35.00	0.03
Field Switch panel 9 - S 26	H1Z2Z2-K	4.0	1.00	6.02	35.00	0.03
Field Switch panel 9 - S 27	H1Z2Z2-K	4.0	1.00	6.02	35.00	0.03
Field Switch panel 9 - S 28	H1Z2Z2-K	4.0	1.00	6.02	35.00	0.03
I 5 - MPPT 2		6.0	1.00	12.04	39.10	0.03
I 5 - Field Switch panel 10	H1Z2Z2-K	4.0	1.00	12.04	35.00	0.04
Field Switch panel 10 - S...	H1Z2Z2-K	4.0	1.00	6.02	35.00	0.02
Field Switch panel 10 - S...	H1Z2Z2-K	4.0	1.00	6.02	35.00	0.02

Слика 64. Табеларен приказ на сите избрани кабли

7. Финансиски анализи

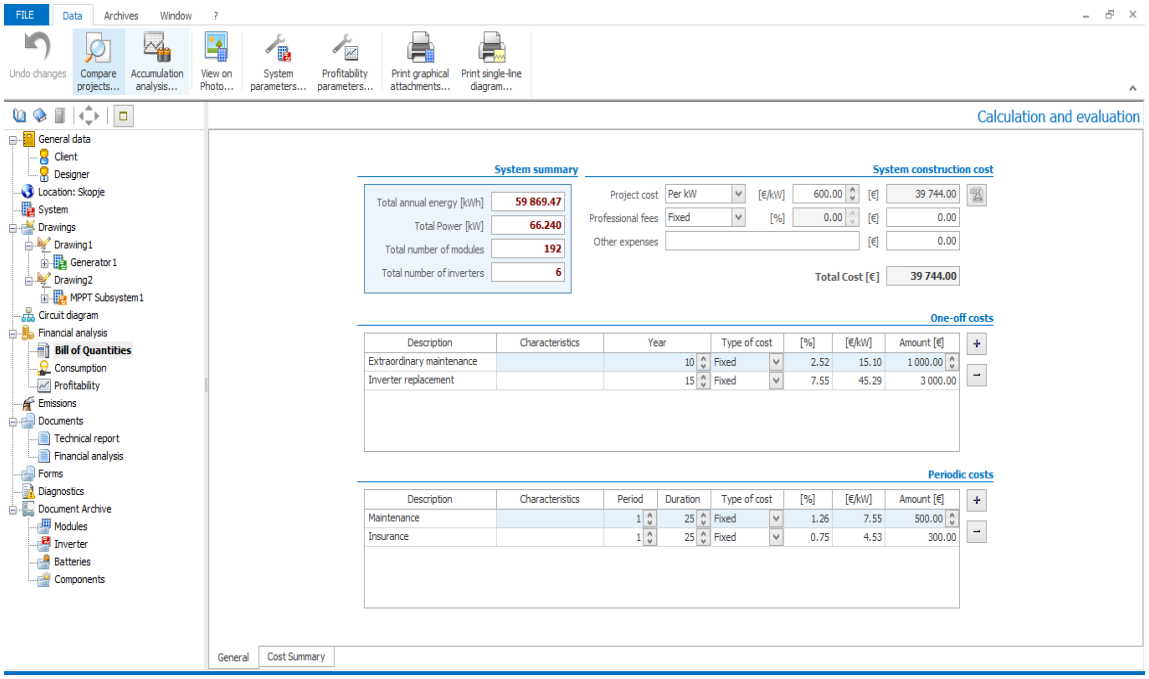
7.1. Вкупни трошоци

Следен чекор е финансиската анализа, која е најбитна бидејќи на крајот на работите заштедата е она што ги мотивира инвеститорите да вложуваат во фотонапонски системи. Со избирање на иконата која што се наоѓа во горниот таск бар се избира валутата во која што ќе се прават финансиските анализи, стапката на инфлација, стапката на попуст, инфлација на електричната енергија, зголемување на потрошувачката на електрична енергија и намалување на ефикасноста на системот.

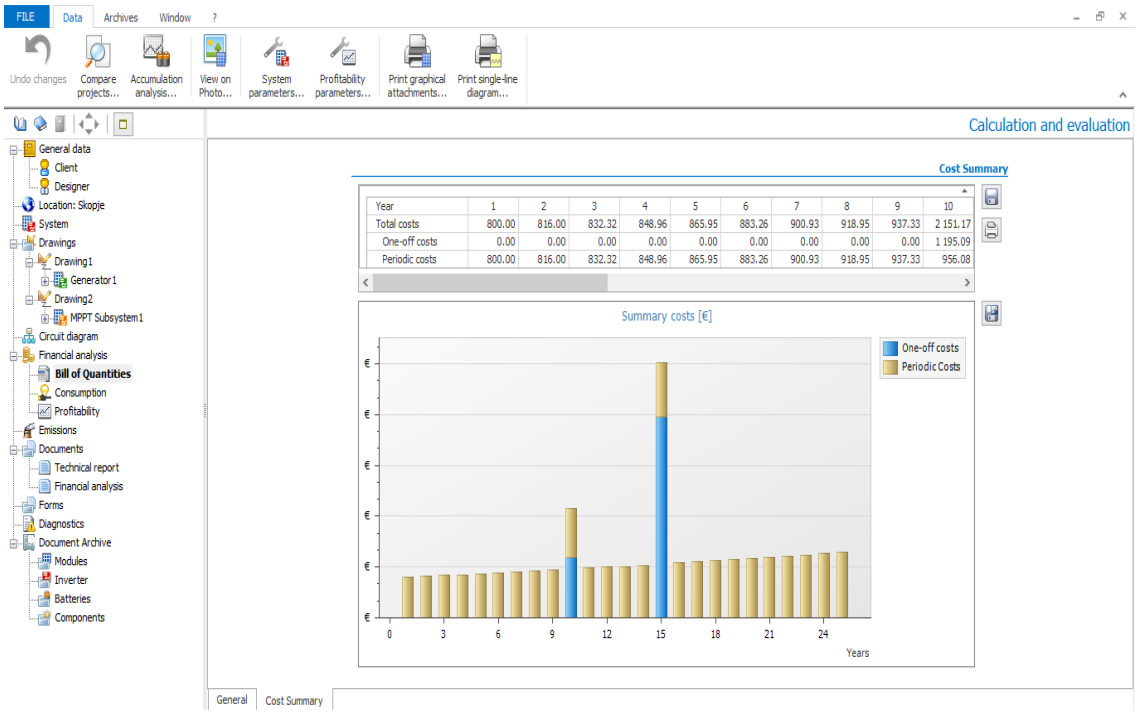


Слика 65. Финансиски параметри

Од кога ќе се нагодат финансиските параметри се дефинираат трошоците по инсталиран kWp како и трошоците за одржување. Во овој дел се внесуваат трошоците кои се јавуваат за осигурување, редовно и вонредно одржување. Инверторите имаат пократок работен век од модулите, чиј работен век е 25 години, кои во одреден период треба да се заменат.



Слика 66. Прогнозирање на трошоците за целиот работен век на централата



Слика 67. Графички приказ на трошоците за целиот работен век на централата

7.2. Потрошувачка на електрична енергија

За да се види профитабилноста на централата и тоа колкав дел од потрошувачката на електрична енергија ќе биде задоволен од системот, потребно е да се внесе часовната потрошувачка на субјектот. Со избирање на делот Consumption од левата страна на прозорецот, се отвора поле каде што може да се внесуваат сите електрични уреди и нивната часовна потрошувачка. Ваквиот дел на дефинирање на потрошувачката по уреди е многу непрактичен, особено ако се работи за правен субјект, а не домаќинство. Поради тоа, најдобро е од операторот на дистрибутивниот систем да се лоад профилот на субјектот, кој потоа се средува часовно. Откако ќе се дефинира уредот како Load profil во првиот дел на полето, како што е прикажано на Слика , се дефинирана неговата часовна потрошувачка по квартали или по месеци, за работен ден или викенд како што е прикажано на Слика .

Devices list

Description	Annual consumption
Load profile	493 208.83

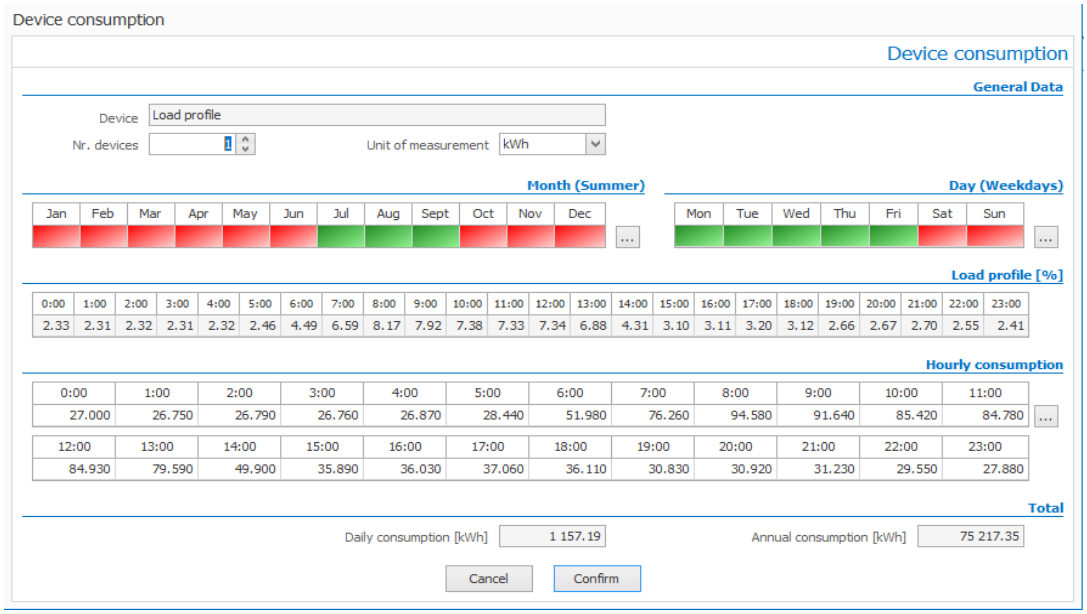
Слика 68. Дефинирање на уреди кои што имаат потрошувачка на електрична енергија

Device consumption

Nr. devices	Unit Measu...	Power	Minutes	Daily consu...	Annual consu...	Days	Months
1	kWh	--	--	1 825.72	118 671.80	Mon - Fri	Jan - Mar
1	kWh	--	--	1 328.65	86 362.25	Mon - Fri	Apr - June
1	kWh	--	--	863.89	22 461.14	Sat ; Sun	Apr - June
1	kWh	--	--	1 157.19	75 217.35	Mon - Fri	July - Sept
1	kWh	--	--	719.13	19 416.51	Sat ; Sun	July - Sept
1	kWh	--	--	1 699.78	112 185.48	Mon - Fri	Oct - Dec
1	kWh	--	--	1 105.30	28 737.80	Sat ; Sun	Oct - Dec

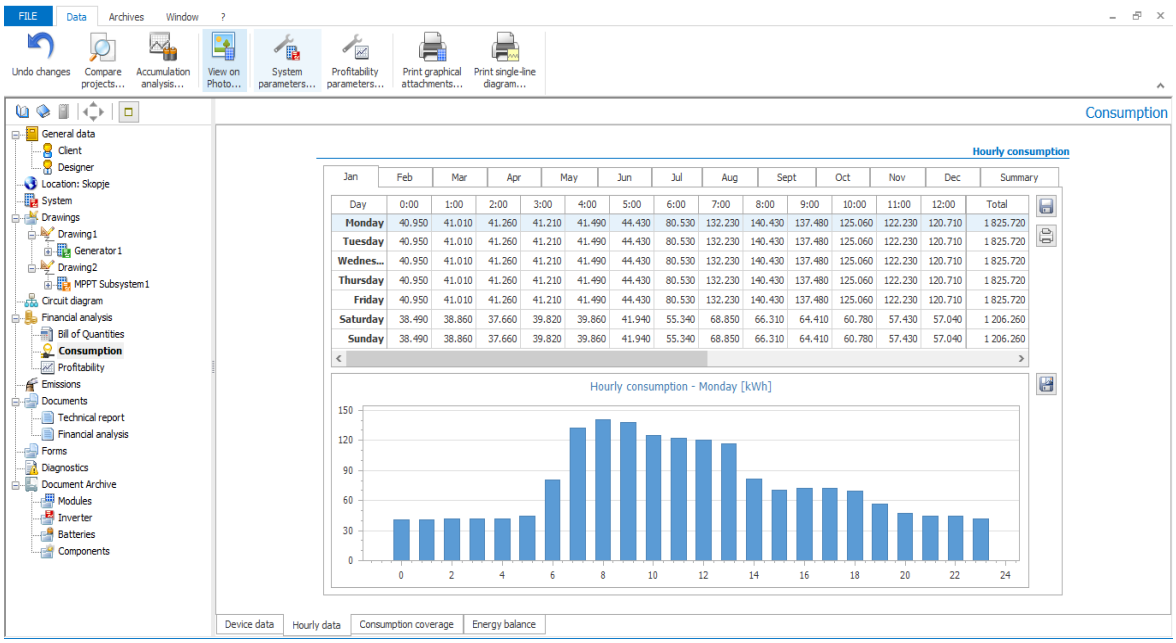
Слика 69. Дефинирање на часовната потрошувачка на уредите

Негативна страна на овој дел е тоа што дефинирањето на часовната потрошувачка се прави со внесување рачно на вредности за секој час, наместо да може да се прави со импортирање на вредност од excel или xml (Слика 70).



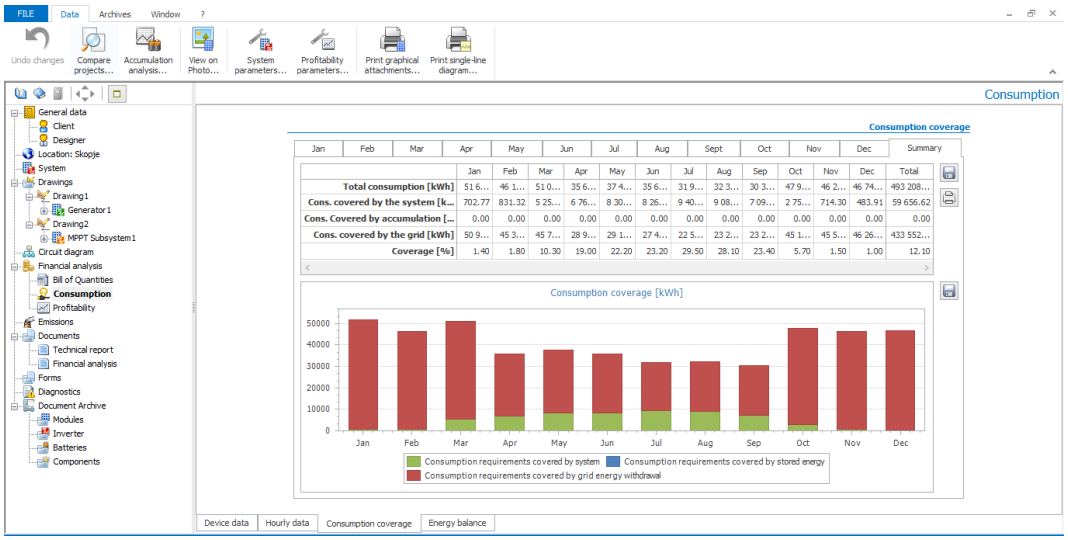
Слика 70. Внесување на часовни вредности за одреден профил

Со избирање на полето Hourly data, графички и табеларно може да се види часовната потрошувачка за секој ден во годината (Слика 71).



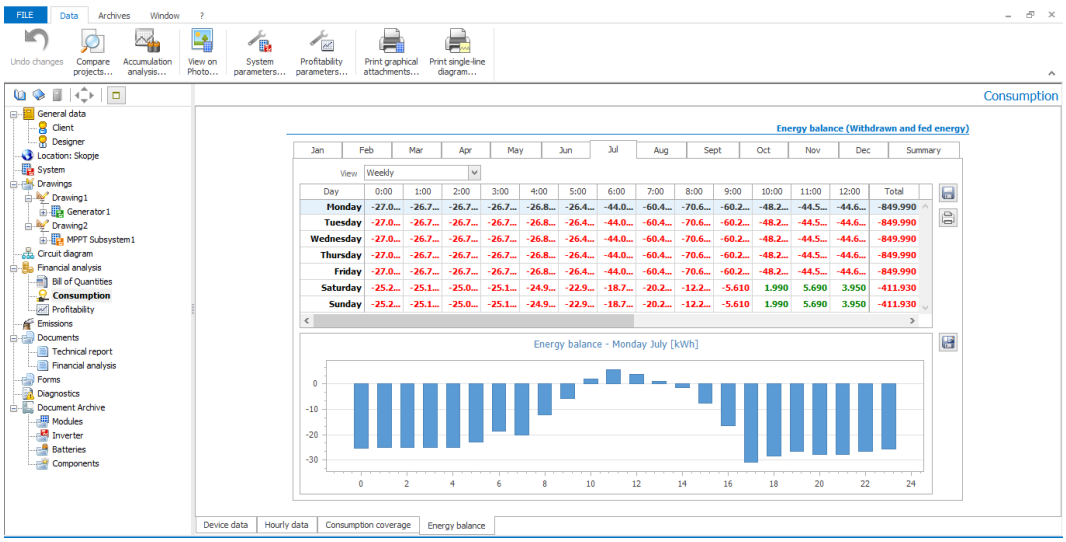
Слика 71. Графички и табеларен приказ за секој ден во годината

Со избирање на Consumption coverage може графички и табеларно да се види колкав дел од вкупните потреби на електрична енергија низ годината е задоволен од фотонапонскиот систем (Слика 72).



Слика 72. Графички и табеларен приказ за делот од потребите за електрична енергија кој е покриен од фотонапонскиот систем

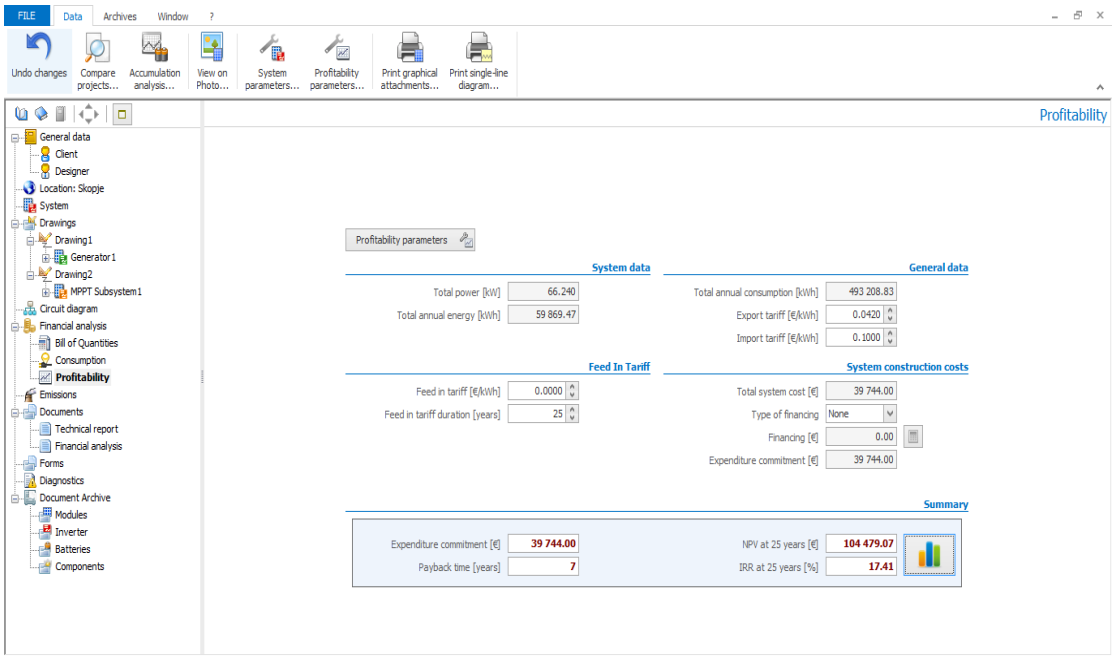
Со избирање на Energy balance може да се види енергетскиот часовен баланс, односно во кои часови систем има суфицит, а во кои има дефицит на енергија за покривање на енергетските потреби на субјектот (Слика 73).



Слика 73. Графички и табеларен приказ на енергетскиот баланс

7.3. Профитабилност

Следен чекор е дефинирање на пазарните цени на електрична енергија. Според моменталните цени на македонскиот пазар вишокот на електрична енергија произведена од фотонапонски системи се откупува по околу 0,042 €/kWh, а цената на електричната енергија на слободен пазар, со додадени трошоци за дистрибуција на електрична енергија и активна моќност изнесува околу 0,1 €/kWh. Во Република Македонија не се даваат feed-in-tariffs за системи за сопствена употреба поставени на кров. Во софтверот може да се внеси и типот на финансирање и доколку се работи за кредит и каматната стапка се зема во предвид кога се пресметува периодот на исплата. Според пресметките на софтверот периодот на исплата на нашиот систем е 7 години и потоа секој произведен kWh е бесплатен (Слика 74).



Слика 74. Финансиска анализа и период на повраток на инвестицијата

NPV за 20 година ја преставува разликата помеѓу заштедата и трошокот за период од 25 години, а IRR ја преставува внатрешната стапка на повраток на инвестицијата.

Со притискање на иконата може да се пристапи кон полето кое нуди табеларен и графички приказ на паричниот проток низ годините (Слика 75).

Profitability Analysis

Profitability Analysis

Summary

Expenditure commitment [€] 39 744.00 | Payback time [years] 7 | NPV at 25 years [€] 104 479.07 | IRR at 25 years [%] 17.41

Annual budget table

Produced energy	59 869.47	59 330.60	58 796.66	58 267.49	57 743.08	57 223.40	56 708.37	56 198.02	55 692.25	55 191.00	54 694.28	54 202.05
Exported energy	212.85	138.12	88.35	51.23	22.86	4.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Self consumed energy	59 656.62	59 192.48	58 708.30	58 216.27	57 720.22	57 219.19	56 708.37	56 198.02	55 692.25	55 191.00	54 694.28	54 202.05
Withdrawn energy	433 552.21	443 880.52	454 426.16	465 180.91	476 144.91	487 323.23	498 724.88	510 343.86	522 180.53	534 239.20	546 524.52	559 041.15
Exchanged energy	212.85	138.12	88.35	51.23	22.86	4.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Consumptions (*)												
Total consumption	493 208.83	503 073.01	513 134.47	523 397.18	533 865.13	544 542.42	555 433.25	566 541.88	577 872.77	589 430.20	601 218.80	613 243.20
Self-consumption	59 656.62	59 192.48	58 708.30	58 216.27	57 720.22	57 219.19	56 708.37	56 198.02	55 692.25	55 191.00	54 694.28	54 202.05
Heteroconsumption	433 552.21	443 880.52	454 426.16	465 180.91	476 144.91	487 323.23	498 724.88	510 343.86	522 180.53	534 239.20	546 524.52	559 041.15
Annual Budget (**)												
Total revenue	8.94	5.94	3.89	2.31	1.03	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Feed in tariff revenue	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Exported energy revenue	8.94	5.94	3.89	2.31	1.03	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bill savings	5 965.66	6 274.40	6 575.33	6 927.74	7 272.75	7 667.37	8 052.59	8 429.70	8 855.07	9 327.28	9 790.28	10 298.39
Operating costs	800.00	816.00	832.32	848.96	865.95	883.26	900.93	918.95	937.33	2 151.17	975.20	994.70
One-off costs	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1 195.09	0.00	0.00
Periodic costs	800.00	816.00	832.32	848.96	865.95	883.26	900.93	918.95	937.33	956.08	975.20	994.70
Income	5 174.60	5 464.34	5 746.90	6 081.09	6 407.83	6 784.30	7 151.66	7 510.75	7 917.74	7 176.11	8 815.08	9 303.69
Cash flow	5 174.60	5 464.34	5 746.90	6 081.09	6 407.83	6 784.30	7 151.66	7 510.75	7 917.74	7 176.11	8 815.08	9 303.69
Cumulative cash flow	-34 569.40	-29 105.06	-23 358.16	-17 277.07	-10 869.24	-4 084.94	3 066.72	10 577.47	18 495.21	25 671.32	34 486.40	43 790.09
NPV	-34 768.42	-29 716.33	-24 607.36	-19 409.22	-14 142.45	-8 780.72	-3 346.05	2 141.99	7 704.89	12 552.81	18 278.92	24 089.97
IRR	-86.98%	-55.84%	-33.55%	-19.06%	-9.49%	-2.89%	1.79%	5.21%	7.77%	9.48%	11.06%	12.30%

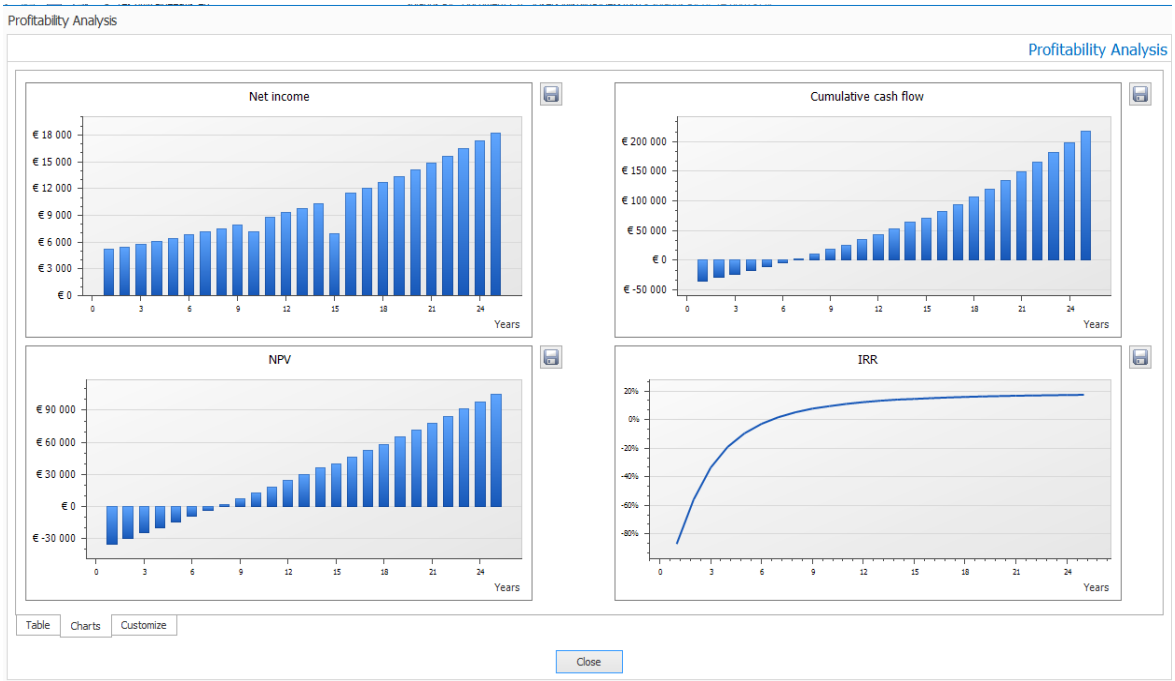
(*) Energy is Expressed in kWh

(**) The annual budget amounts are expressed in [€]

Table | Charts | Customize

Close

Слика 75. Табеларен приказ на паричниот проток низ годините

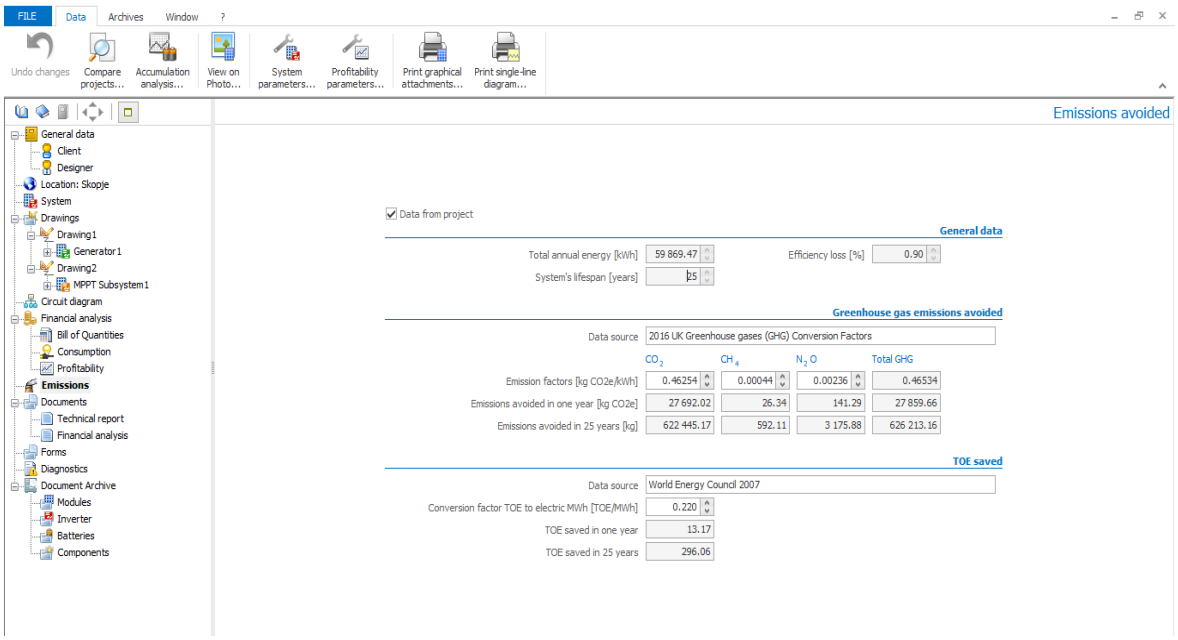


Слика 76. Графички приказ на паричниот проток низ годините

8. Заштита на животната средина

Со селектирање на Emissions од левата страна прозорецот може да се види колкава количина на штетни гасови ќе се заштеди со тоа што оваа електрична енергија ќе биде произведена со обновлив извор на енергија, наместо со конвенционален. Софтверот ги користи податоците за системот кои беа претходно дефинирани. Во првиот дел користи податоци од конвенцијата 2016 UK Greenhouse gases (GHG) Conversion Factors и се кажува колку се заштитува животната средина, односно колку се намалува нивото на јаглерод диоксид, метан, азотен оксид. Наместо факторите за конверзија дефинирани на оваа конвенција можат да се користат и некои други и истите рачно да се нагоди.

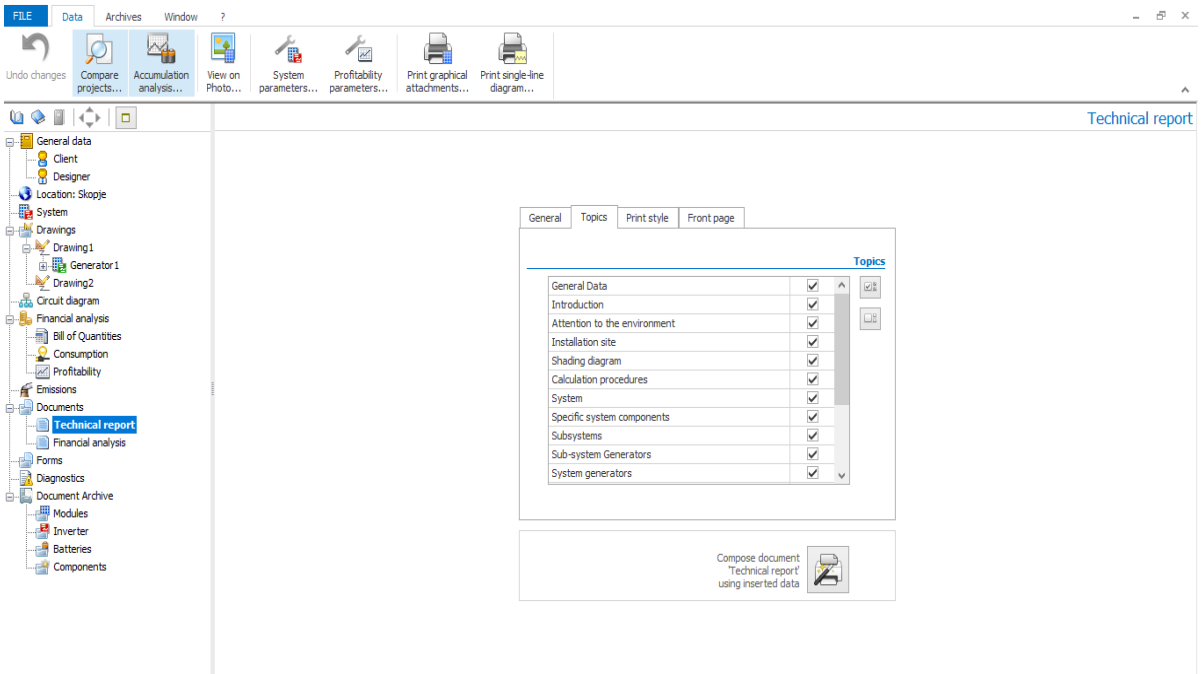
Во вториот дел се содржат податоците за тоа колку сурово гориво се заштедува за периодот за кој работи централата, користејќи го факторот на конверзија според World Energy Council 2007. И тука, исто така, факторот може рачно да се нагоди.



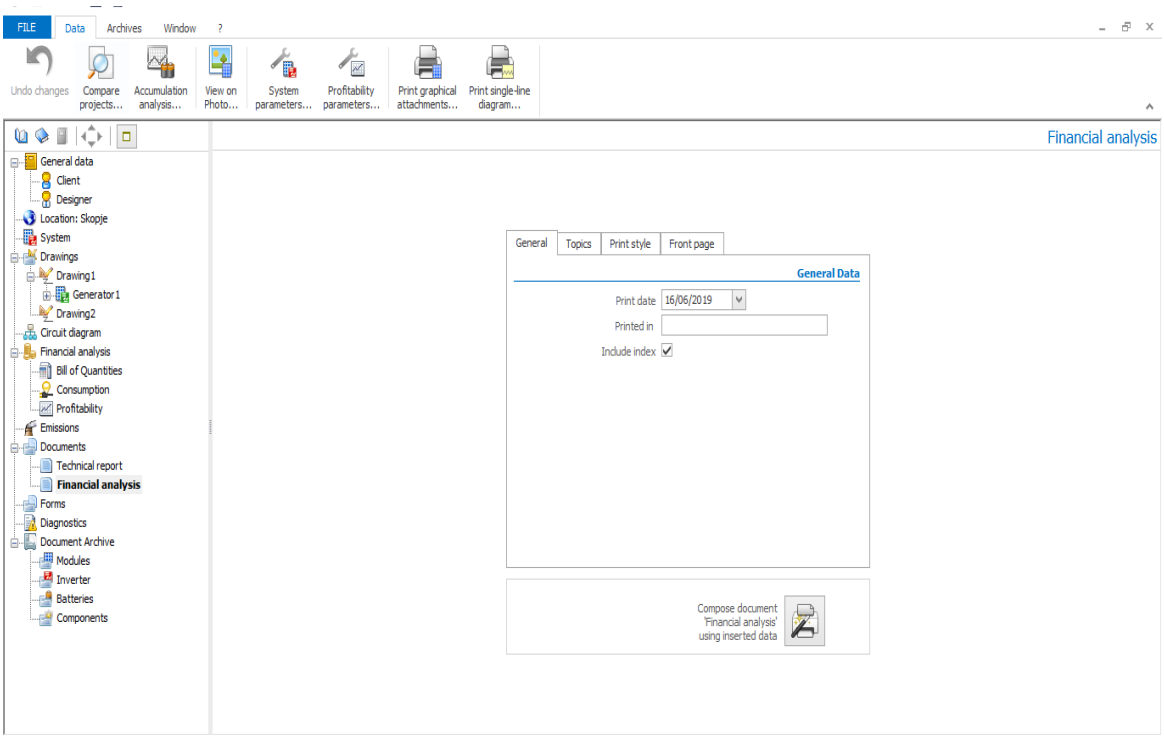
Слика 77. Заштита на животната средина

9. Документи

Од кога ќе се завршат сите фази на дизајнирање софтверот овозможува автоматско генерирање на Техничкиот извештај и Финансиските анализи. Истите ги содржат сите работи кои што претходно беа споменати (Слики 59 и 60).



Слика 78. Генерирање на техничкиот извештај



Слика 79. Генерирање на финансиските анализи

Во овој дел може графички и визуелно да се дефинираат и уредат крајните извештаи. Од како истите ќе се направат можат да се зачуваат во pdf и автоматски да се печатат. Извештаите ги содржат сите детали и потребни содржини што треба да ги знае дизајнерот и инвеститорот. Со генерирање на овие извештаи Вие го направивте Вашиот прв фотонапонски проект.

Наслов
ПРОЕКТИРАЊЕ И ИНСТАЛИРАЊЕ НА ФОТОВОЛТАИЧНИ СИСТЕМИ :
Прирачник за обука за инженери и техничари
*
Издавач
Центар за менаџирање на знаење и вештини
*
За издавачот
Проф. д-р Христина Спасевска
*
Автори
Ристо Јаневски
Маргарита Гиновска,
Христина Спасевска,
Лихнида Стојановска-Георгиевска,
Ивана Сандева,
Александар Крлески,
Николина Шутиноска
*

Лектор

Кпоректор

*
Печати
ДИГИПРИНТ ДООЛ - Скопје
*
Тираж
100 примероци

CIP - Каталогизација во публикација
Национална и универзитетска библиотека "Св. Климент Охридски", Скопје

621.311.243-11(035)

ПРОЕКТИРАЊЕ и инсталирање на фотоволтаични системи : прирачник за обука за инженери и техничари / [автори Ристо Јаневски ... и др.]. - Скопје : Центар за менаџирање на знаење и вештини К&С, 2019

Начин на пристап (URL): http://www.trainee-mk.eu. - Текст во PDF формат, содржи 315 стр., илустр. - Наслов преземен од екранот. - Опис на изворот на ден 11.12.2019. - Други автори: Маргарита Гиновска, Христина Спасевска, Лихнида Стојановска-Георгиевска, Ивана Сандева, Александар Крлески, Николина Шутиноска

ISBN 978-608-4903-00-0
1. Јаневски, Ристо [автор] 2. Гиновска, Маргарита [автор] 3. Спасевска, Христина [автор] 4. Стојановска-Георгиевска, Лихнида [автор] 5. Сандева, Ивана [автор] 6. Крлески, Александар [автор] 7. Шутиноска, Николина [автор]
а) Фотоволтаични системи - Проектирање - Инсталирање - Прирачници
COBISS.MK-ID 111840010