

## ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЕ ВОПРОСОВ ПРИ ИНТЕГРИРОВАННЫЕ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ К ЭЛЕКТРОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМ СЕТЯМ

Эргашев Азизжон Абдурасул ўғли-магистрант,  
к.т.н., А.Г.Салиев-Научный руководитель.  
Ташкентский Государственный Технический Университет  
имени Ислама Каримова

### АННОТАЦИЯ

В этой статье рассмотрена организационно и технические вопросы при интегрировании фотоэлектрической системы в электрическую сеть, с учетом их выходных параметров. В качестве примера рассмотрена отклонений напряжения и частоты при параллельной работе их на нагрузку с учетом баланса мощности. Проанализирована параметры синхронной работы их трехфазной системе. Рассмотрена схема управления мощностью солнечной фотоэлектрической станции подключенную в электрическую сеть.

**Ключевые слова:** Солнечная фотоэлектрическая станция(СФЭС), параметры фотоэлектрической системы и сети, точка максимальной мощности(ТММ), коэффициент гармонических составляющих тока и напряжения, выходные параметры трехфазного инвертора.

### 1. Постановка вопроса.

Фотоэлектрическая система (ФЭС) которое преобразующая солнечную энергию в электрическую с помощью прямого преобразования и использования ее для частичного или полного покрытия электрических нагрузок потребителя и передачи ее в сеть.

ФЭС состоит из электрически соединенных фотоэлектрической батареей, контура потребления, а также компонентов, обеспечивающих механические соединения внутри системы и ее установку на месте эксплуатации.

Контур потребления ФЭС, соединенной с электrorаспределительных сетью (ЭРС), включают все инверторы (один или несколько), регулирующие устройства, нагрузка объекта для электроснабжения которого она установлена, компоненты, обеспечивающие электрические и механические соединения, аппараты защиты и коммутации, в том числе устройства коммутации с электrorаспределительной сетью. Также данный контур потребления может включать устройства накопления энергии.

При работе ФЭС должна быть обеспечена ее синхронизации с распределительной электрической сетью и должна соответствовать качество электроэнергии, отдаваемой ФЭС в нагрузку переменного тока на объекте, должна соответствовать требованиям действующего стандарта, предъявляемых к частоте, значениям и форме напряжения, симметрии напряжению эмиссии гармонических составляющих тока. Отклонение параметров от допустимых значений рассматривается как отклонение от нормальных режима работы.

ФЭС должна контролировать отклонения значений всех параметров качества генерируемой электроэнергии и реагировать соответствующим образом для синхронизации между ФЭС и ЭРС

- напряжения, ток и частота;
- диапазон рабочие напряжения;
- колебания напряжения;
- диапазон рабочей частоты;
- не синусоидальность напряжения и блока;
- коэффициент мощности :

Напряжение, ток и частота на выходе переменного тока ФЭС должна соответствовать параметрам ЭРС.

При нормальных условиях работы выходные напряжение переменного тока ФЭС не должно отличаться от номинального или согласованного значения напряжения более чем на 10%.

Диапазон рабочего напряжения на выходе переменного тока инвертора (ов) должен соответствовать допустимым отклонением номинального напряжения ЭРС, для того чтобы обеспечить правильное срабатывание защиты ФЭС при отклонении напряжения ЭРС от допустимых значение.

Функционирование ФЭС не должно проводить к возникновению колебания напряжения и фликера, превышающих уровни, установленные требованиями соответствующего раздела МЭК 61000-3-3 для систем номинальным током до 16А и МЭК/10 61000-3-5 для систем с номинальным током 16А и более.

Постоянная составляющая тока ФЭС, поступающего с вводов ФЭС в ЭРС, не должно превышать 1% от номинального значения выходного переменного тока инвертора.

Искажение формы выходного тока и напряжения ФЭС относительно формы тока и напряжения ЭРС должно быть по возможности минимальным. При повышенном уровне искажений качество генерируемой ФЭС электроэнергии может негативно влиять на другие оборудование, подключенное к ЭРС [1].

Допустимые коэффициенты гармонических составляющих тока и напряжения определяются характеристиками подключенных нагрузок аппаратов и существующей практикой ГОСТу 32144-2013.

Суммарный коэффициент гармонических составляющих тока должен быть менее 5% от номинального тока на выходе переменного тока инвертора, а значения коэффициентов отдельных гармонических составляющих (гармоник) должен быть менее значений, установленных в таблице 1 (пределах значения коэффициентов четных гармоник должны быть не менее чем на 25% меньше значений коэффициентов нечетных гармоник)

Таблица 1- допустимые значения коэффициентов гармонических составляющих тока

Гармоники	Предельное допустимое значение, % от номинального тока на выходе переменного тока инвертора, менее
Нечетные гармоники	
С 3-й по 9-ю	4,0
С 11-й по 15-ю	2,0
С 17-й по 21-ю	1,5
С 23-й по 33-ю	0,6
Четные гармоники	
Со 2-й по 8-ю	4,0
С 10-й по 32-ю	2,0

Примечание-1 Измерение гармонических составляющих представляет собой сложную задачу, поскольку искажения формы напряжения могут вызвать значительные искажения формы тока. Необходимо отделить гармоники тока на выходе из инвертора от гармоник тока, вызванных гармониками напряжения, присутствующими в электросредительной сети независимо от подключения системы.

Значение коэффициента мощности ФЭС при отстающим (индуктивном) токе должно быть более 0,9 при выходной мощности переменного тока инвертора более 50% номинального значения.

ФЭС должна контролировать отклонения значений всех параметров качества генерируемой электроэнергии и отключается от ЭРС в установленном порядке при выходе значений этих параметров за допустимые пределы.

В случае прерывания напряжения в ЭРС ФЭС должна быть отключена от ЭРС в течении нормируемого интервала времени, независимо от наличия нагрузок, подключенных к ФЭС, или других генерирующих устройств.

ФЭС должна быть отключена от ЭРС, если значения напряжения ЭРС сети  $U$  выедет за пределы диапазонов, указанных в таблице 2, в процентах от номинального значения напряжения 230/400 В или согласованного напряжения. ФЭС должна обнаруживать отклонения напряжения от нормы и отключаться за указанное в таблице 2 время.

**Таблица 2**

Напряжение (в точке соединения с электрораспределительной сетью)	Максимальное срабатывание защиты
$U < 0,5U_0$	0,1
$50 \% \leq U < 85\%$	2,5
$85\% \leq U < 110\%$	Непрерывная работа
$110 \% \leq U < 135\%$	2,0
$135 \% \leq U$	0,55
Время срабатывания определяется как интервал с момента обнаружения отклонения напряжения электрораспределительной сети от нормы до момента фотоэлектрической системы. Примечание- $U_0$ - напряжение, равное стандартному номинальному напряжению $U_{ном}$ или напряжению согласно договорным условиям (согласованное напряжение $U_c$ )	

ФЭС должна быть отключена от ЭРС если отклонение частоты ЭРС превысит  $\pm 0,2$  Гц.

При отклонении частоты на  $\pm 0,1$  Гц от номинального значения ФЭС должна быть отключена от ЭРС в течении 0,2 сек. Задержка срабатывания устанавливается для того, чтобы избежать неоправданного срабатывания защиты ФЭС при непродолжительных отключениях частоты от нормы в ЭРС-

## **2.Подключение фотоэлектрических систем к электрораспределительной сеть с учетом их выходных параметров.**

Подключений солнечных фотоэлектрических систем к распределительной сети с учетом их параметров показывает, что потенциал солнечных фотоэлектрических инверторов поддерживать номинальное напряжение и повышать эффективность их рабочих режимов [2].

Основываясь на типах солнечных фотоэлектрических станций определено, что следует внедрить алгоритм максимальной выдаче электроэнергии и

управления мощностью от солнечных фотоэлектрических станций, подключенных распределительным электросетям.

Фотоэлектрическая система состоит из солнечных батарей, а также инвертора, подключенного к сети, вся вырабатываемая электроэнергия отдается в внешнюю сеть. Когда питание от внешней сети пропадает, то и выработка электроэнергии солнечными батареями также прекращается. Её преимущество – высокая эффективность и высокая надежность.

Принцип работы фотоэлектрической системы: солнечная батарея преобразует солнечную радиацию в электрическую энергию постоянного тока, в дневное время с помощью контроллеров заряжается аккумуляторная батарея (если она предусмотрено). Инвертор преобразует напряжение постоянного тока в переменный ток.

Общее суточное электропотребление системы производится для нагрузок, использующих постоянный ток, и отдельно для нагрузок переменного тока, поскольку нужно будет учитывать и потери в инверторе, составляющие 5-10%.

Мощность инвертора подбирается, исходя из суммарной мощности подключенных одновременно электроприемников плюс не менее 25% запас мощности. Количество необходимых солнечных модулей зависит от размера площади для размещения модулей, требуемого количества электроэнергии, а также стоимости.

Если необходимо увеличивать выработку энергии солнечными батареями то нужно использовать МРРТ со сложением за точкой максимальной мощности (ТММ) солнечной батареи.

Типичный МРРТ-контроллер постоянно отслеживает ток и напряжение на солнечной батарее, перемножает их значения и определяет пару ток-напряжение, при которых мощность солнечной батареи будет максимальной. Встроенный процессор также следит на кой стадии заряда и сходится АБ (наложение, насыщение, выравнивание, поддержка), и на основании этого определяет, какой ток должна подаваться в неё. Одновременно процессор может давать команду на индикацию параметров на что, хранение данных, и т.п.

Точка максимальной мощности (ТММ) может вычисляться разными способами. Методы поиска ТММ тоже различны. Положение ТММ зависит от освещенности панелей, температуры, разнородности используемых панелей и т.д. контроллер периодически пытается немного «отойти» от найденной на предыдущей стадии точки в обе стороны, и если мощность при этом увеличивается, то он переходит на работу в этой точке. Теоретически, при поиске ТММ теряется немного энергии, но это потеря очень незначительна, по сравнению с той дополнительной энергией, которую обеспечивает МРРТ-контроллер.

Количество дополнительно полученной энергии при этом трудно определить однозначно. Основными факторами, влияющими на дополнительную выработку, являются температура и степень заряженности АБ. Наибольшая добавка к выработке будет при низких температурах панели в разряженных батареях рис.1[3].

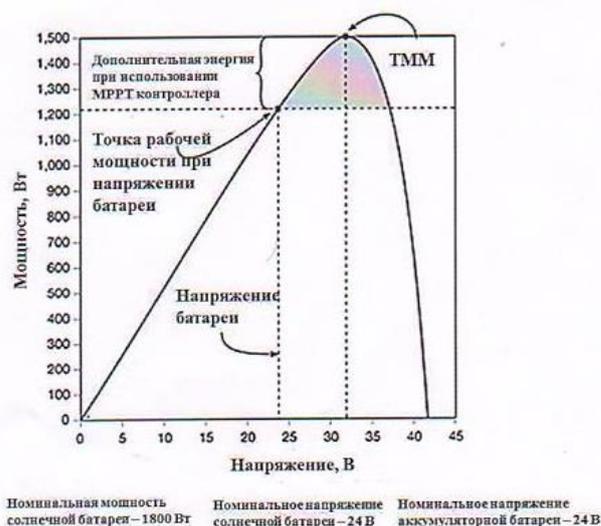


Рис 1. Количество дополнительно полученной энергии при использовании МРРТ-контроллера

### 2.1.Отклонение напряжений фотоэлектрической системы подключенные к электрическую сеть.

На основании вышеизложенных, рассмотрим управления напряжения фотоэлектрической системы посредством составления баланса мощности. Одним из основных параметров электрической энергии является отклонение напряжения, которое не должно превышать определенного значения, а допустимые значения отклонения указаны в нормативных документах. Отклонение напряжения выражается следующей формулой [4].

$$\Delta U_0 = \frac{U_{от} - U_T}{U_c} \cdot 100\% \quad (1)$$

где  $\Delta U_0$ -отклонение напряжения (В) при подключении сети ФЭС:

$U_c$ -сетевые напряжение (В);

$U_{от}$ -напряжение в общей точки подключения.

Параметры ФЭС зависимости от номинального напряжения при подключении в сети можно снять с помощью измерительных приборов и определить от нормативных данных.

Аналогично можно провести измерено по частоте, где можно определить различия между частотой инвертора ФЭС, сети и номинальной частотой.

Для повышения мощности, которую солнечная фотоэлектрическая станция передает в сеть, электрическая сеть был изучена в соответствии требованиям теории сетей.

Поток мощности переменного тока между двумя источниками показан на рис 2.

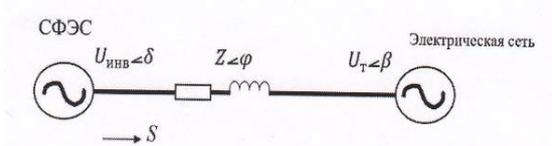


Рис2. Поток переменного тока между солнечной фотоэлектрической станцией и электросетью

На рисунке показаны два источника питания, подключенные через резистор  $Z=R+jX$

$$\text{где } |Z| = \sqrt{R^2 + x^2} \quad (2)$$

$$\varphi = \tan^{-1} \cdot \left(\frac{x}{R}\right); \quad (3)$$

Источник 1 и 2 относятся к солнечной фотоэлектрической станции и к электросети, соответственно.

Источник 1 представлен как  $U_{инв} \angle \delta$ , источник 2 представлен как  $U_T \angle \beta$  где:  $U$ -среднеквадратичное значение напряжения, расположение угловых меток указывает на то, что эти величины находятся в векторной форме.

Если мощность передается от источника 1 к источнику 2 через резистор  $Z$ , а ток  $I$ , это можно выразить следующим образом.

$$I = \frac{U_{инв} \angle \delta - U_T \angle \beta}{R + jx} = \frac{U_{инв} \angle \delta - U_T \angle \beta}{Z \angle \varphi} \quad (4)$$

$$S = \frac{U_{инв}^2}{Z} \cos \varphi - \frac{U_{инв} \cdot U_T}{Z} \cos(\delta - \beta - \varphi) + j \left( \frac{U_{инв}^2}{Z} \sin \varphi - \frac{U_{инв} \cdot U_T}{Z} \sin(\delta - \beta - \varphi) \right) \quad (5)$$

$$P = \frac{U_{инв}^2}{Z} \cos \varphi - \frac{U_{инв} \cdot U_T}{Z} \cos(\delta - \beta - \varphi); \quad (6)$$

$$Q = \frac{U_{инв}^2}{Z} \sin \varphi - \frac{U_{инв} \cdot U_T}{Z} \sin(\delta - \beta - \varphi) \quad (7)$$

При напряжении распределительной сети 0,4 кВ фазное напряжение составляет 220 В, получена реалистичная оценка угла нагрузки как  $\beta=0^0$ .

Если предположить, что активное сопротивление соединения между солнечной фотоэлектрической станции и электросети близко к нулю, рассеяние мощности вокруг активной мощности также соответственно равно нулю. С учетом вышеизложенного можно сделать следующие установки в низковольтные распределительные электрические сети:

- передаваема активная мощность в основном зависит от угла нагрузки;
- передаваемая реактивная мощность в основном зависит от квадратного корня из выходного напряжения инвертора  $U_{инв}$ .

Поскольку низковольтные распределительные электросети обладает более активным свойством, напряжение электросети больше зависит от активной мощности, чем от реактивной мощности.

Обычно инверторы, подключенные к сети, управляются вместе с алгоритмом МРРТ в качестве источника питания. Мощность передаваемая через инвертор характеризуется напряжением переменного тока ( $U$ ), поступающим от солнечных модулей (рис 3).

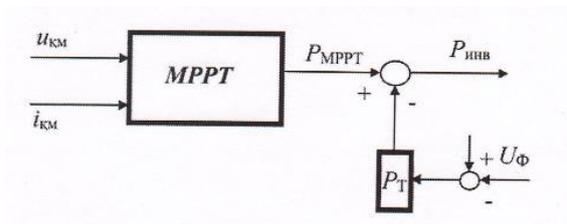


Рис 3.Блок-схема снижения активной мощности на выходе инвертора

$$P_{инв} = P_{MPPT} - P_T = P_{MPPT} - K(U - U_ф) \quad (8)$$

где  $k$ -коэффициент, определяется отношением мощности, которая должна быть уменьшения в определенном диапазоне, к изменяемому напряжению,  $U \geq U_{ср}$  и  $P_{инв} \geq 0$ ;

$P_{MPPT}$ -мощность в единицах максимальной кВт, передаваемая солнечными модулями (ниже определенного количества солнечной радиации);

$U_{ср}$ -величина напряжения, определяемая мощностью , которую необходимо уменьшить. В случае  $U \leq U_{ср}$   $P_{MPPT}$  продолжит передаваться в сеть через инвертор.

В соответствии с алгоритмом ТММ программа определяет мгновенные значение тока ( $I_{км}$ ) и напряжения ( $U_{км}$ ) от солнечных модулей, вычисляет мгновенные значение мощности ( $P_{км}$ ), проходящей через солнечные модули.

Затем она определяет значения тока и напряжения, проходящие через солнечные модули в следующий момент времени, и вычисляет мощность в тот же момент времени. На основе обнаруженных различий отправляется информация для уменьшения или увеличения значения напряжения, поступающего от солнечных модулей.

## 2.2. Параметры синхронной работы солнечной фотоэлектрической станции и их изменение с параметрами распределительных сетей.

Солнечная фотоэлектрическая станция может работать синхронно с сетью, в том числе в условиях изменения выходных параметров инвертора и в режиме «Antislanding».

Одним из основных условий передачи мощности СФЭС в распределительную сеть является соответствие параметров мощности, передаваемой через инвертор, параметрам сетевого питания.

В трехфазной системе, если изменения напряжения является синусоидальным, модуль напряжения и скорость изменения остаются постоянными.

$$U_{abc} = \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} = U \begin{bmatrix} \cos(\omega t + \varphi) \\ \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \varphi) \\ \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3} + \varphi) \end{bmatrix} \quad (9)$$

В методе «симметричных составляющих» параметры симметричных линий электропередачи делятся на три части: положительную, отрицательную и нулевую последовательность, с учетом вышеизложенным, можно использовать уравнение уравнение вырешающие тока и напряжения:

$$\begin{bmatrix} i_0 U_0 \\ i_1 U_1 \\ i_2 U_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a V_a \\ i_b V_b \\ i_c V_c \end{bmatrix} \quad (10)$$

где  $a = e^{j120^\circ}$  и числа 0,1,2-представляют собой нулевую, положительную и отрицательную последовательности соответственно.

В электрических сетях системы пассивной защиты с высоким током, низким или высоким напряжением и низкой или высокой частотой препятствуют работе инвертора СФЭС. При этом система должна использовать «Antislanding» защиту (рис 4).

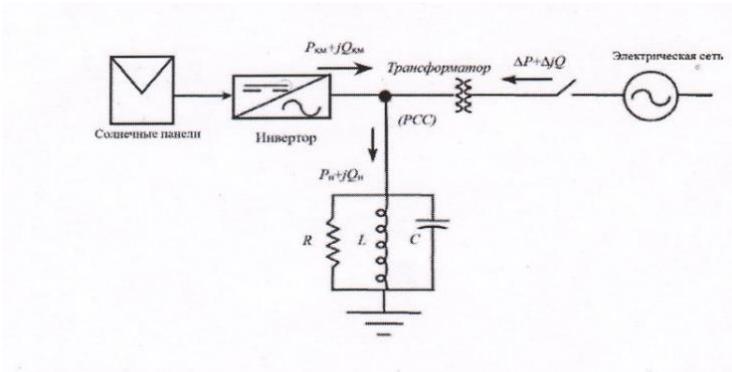


Рис.4. Схема питания СФЭС, подключенная к сети

Выходной ток инвертора, подключенного к сети, подается от солнечной панели. Диодные устройства с концентрацией катушки L1 выполняют функцию изменения постоянного напряжения с одного значения на другое. Конденсатор C и диоды S1, S2, S3,...S6 составляют основу трехфазного инвертора. Содержание процесса выражается путем анализа выходных факторов, таких как L, LC, RiLCL, а также работы индуктивной катушки.

Рассмотрим векторную диаграмму сетевого выражения и угла нагрузки ( $\delta$ ) (рис 5).

Зависимость выходного напряжения (E), выходного тока инвертора (I), падения напряжения на индуктивном резисторе ( $\Delta E = jX_s I - j\omega LI$ ) и составляющей сетевого напряжения (U) принимается за основу.

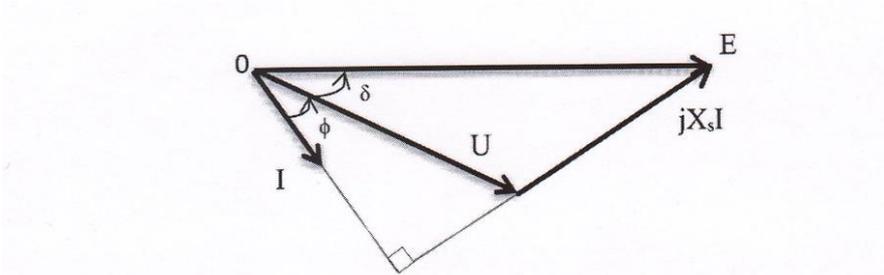


Рис.5. Векторная диаграмма сетевого напряжения (U) и угла нагрузки ( $\delta$ )

где  $\phi$ -угол между напряжением сети и выходным током инвертора.

$\delta$ -угол нагрузки, угол между напряжением сети и выходным напряжением инвертора.

Из векторной диаграммы (рис 5) получены следующие выражения:

$$\vec{E} = \vec{U} + jX_s I \quad (11)$$

$$E_{\sin(\delta)} = X_s \cdot I_{\cos(\phi)} \quad (12)$$

Измерение напряжения в точке подключения СФЭС к электросети проводятся в два этапа:

- а) значение передачи мощностью в сеть СФЭС равно нулю и
- б) значение составляющие не рано нулю

Когда, передавая мощность составляет определенной величины проводится изменением в точке подключение СФЭС в сеть (при том измерения проводится по каждому фазе) и определяет процентном соотношении изменение в каждой фазе распределительном сети. Она не должно выходить за пределы предусмотренной нормы.

### 3. Способы управления мощностью СФЭС, подключенной к распределительной сети.

Рассмотрим систему состоящей из фотоэлектрических модулей (PV), преобразователя ДС/АС с МРРТ, трехфазного инвертора, устройства контроля активной и реактивной мощности.

Схема управления состоит из двух частей: первая часть регулирует активную мощность, передаваемую в сеть через угол нагрузки ( $\delta$ ). Вторая часть регулирует реактивную мощность через значение выходного напряжения инвертора ( $E$ ) (рис.7)

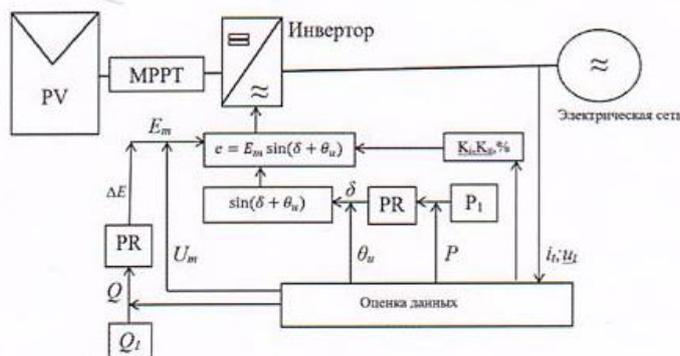


Рис.7. Схема управления мощностью СФЭС, подключенная к трехфазному источнику питания

Активная мощность ( $P$ ), передаваемая в сеть через инвертор, выражена следующем образом:

$$P = UI_{cos} = \frac{UE}{X_s} \sin(\delta) \quad (13)$$

Реактивная мощность ( $Q$ ), передаваемая инвертором в сеть, выражается следующем образом:

$$Q = \frac{UE}{X_s} \cos(\delta) - \frac{U^2}{X_s} = \frac{U}{X_s} (E \cos \delta - U) \quad (14)$$

Как показано на рис 7, устройство управления сравнивает предложенную векторную мощность ( $Q$ ) с реактивной мощностью ( $Q$ ) передаваемой в сеть. Разница реактивной мощности в результате сравнения проходит через выпрямитель PR и добавляется к амплитуде сетевого напряжения [ $U_m = \text{const}$ ]. Полученное значение является значением амплитуды ( $E_m$ ) выходного напряжения инвертора. С другой стороны, устройство управления сравнивает выходящую из инвертора активную мощность ( $P$ ) с требуемой активной мощностью ( $P_1$ ).

Разница активной мощности проходит через другой выпрямитель PR, и эта разница создает угол нагрузки ( $\delta$ ). Угол нагрузки в свою очередь, влияет на разность фаз ( $\Theta_u$ ) между напряжением и разность фаз ( $\delta + \Theta_u$ ) выходного напряжения инвертора. В результате выходное напряжение ( $e$ ) инвертора ДС/АС определяется путем умножения амплитуды выходного напряжения инвертора ( $E$ ) на разность фаз  $\sin(\delta + \Theta_u)$ .

По мере увеличения температуры окружающей среды можно наблюдать снижение эффективности СФЭС, в то время увлечение реактивной мощности, производимой СФЭС.

### Выводы

1. Рассмотрен алгоритм определения точки максимальной мощности (ТММ) для инверторов солнечных фотоэлектрических станций, подключенные к распределительной сети, в результате чего появилось возможность управлять мощностью.

2. Установлено, что инвертор солнечной фотоэлектрической станции, подключенной к электрическую сеть может обеспечить реактивную мощность, что дает возможность контролировать реактивную мощность, передаваемую через инвертор.

3. На основании вышеизложенных, можно разработать компьютерная программа обеспечивающая контролировать суточные режимы работы солнечной фотоэлектрической установки, подключенной к распределительной электросети, в результате чего создается баланс мощности, основанной на мощности потребителя.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Системы фотоэлектрические. Подключение к распределительным электрическим сетям. ГОСТ Р МЭК 61727-2016.
2. Коволенко А.П. Проектирование солнечных фотоэлектрических станций для систем электроснабжения промышленных предприятий. Актуальные проблемы энергетики, 2017г. Стр 340-343.
3. В.В.Бессель, В,Г,Кучеров, Р.Д.Мингаллева. изучение солнечных фотоэлектрических элементов. Учебно-методические пособие,-Москва, 2016 стр 44-47.
4. А.И.Тураев. Обоснование подключения солнечной фотоэлектрической станции к распределительным сетям системы электроснабжения сёл. Автореферат диссертации доктора философа (PhD) по техническим наукам,- Ташкент, 2021 стр 25-42.