

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
Санкт-Петербургский горный университет**

Кафедра электроэнергетики и электромеханики

**НЕТРАДИЦИОННЫЕ И
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ
ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ**

РАСЧЕТ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

*Методические указания к практическим работам
для студентов магистратуры направления 13.04.02*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2023**

УДК 621.31.622(073)

НЕТРАДИЦИОННЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ. Расчет фотоэлектрических систем: Методические указания к практическим занятиям / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *С.Е. Лозовский, Д.А. Устинов*. СПб, 2023. 32 с.

В методических указаниях рассмотрены варианты структур солнечных фотоэлектрических систем, изложен порядок их расчета. Приведенные материалы могут быть использованы при выполнении выпускной квалификационной работы магистра.

Методические указания предназначены для студентов всех форм обучения, обучающихся в Горном университете и его филиалах по направлению подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», программа подготовки: «Системы электроснабжения». Могут быть использованы бакалаврами, магистрами и аспирантами данного профиля.

Научный редактор проф. *А.Е. Козярук*

Рецензент к.т.н. *В.А. Соловьев* (ООО «НПК «ЭНЕРГОПРОГРЕСС»)

© Санкт-Петербургский
горный университет, 2023

ВВЕДЕНИЕ

Цель изучения дисциплины «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии» – приобретение студентами знаний о современном подходе к проблемам энергетики, базирующихся на новых технологиях в области нетрадиционных и возобновляемых источников электроэнергии, знакомство с современной проблематикой.

Основные задачи дисциплины:

- изучение основных возобновляемых энергоресурсов;
- изучение основных принципов использования, конструкций и режимов работы соответствующих энергоустановок;
- изучение мирового и отечественного опыта их эксплуатации, перспектив развития энергетики на нетрадиционных и возобновляемых энергоисточниках.
- изучение методов преобразования природной энергии и энергии вторичных источников в тепловую и электрическую;
- формирование умения производить расчеты по оценке параметров видов энергии из нетрадиционных и возобновляемых источников энергии;
- формирование умения расчетов по определению возможной мощности энергетических установок получения, основных конструктивных параметров для оценки возможности их сооружения;
- формирование навыков составлять принципиальные схемы установок использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

Дисциплина «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии» относится к вариативной части Блока 1 «Дисциплины (модули) «по выбору» основной профессиональной образовательной программы по направлению подготовки «13.04.02 Электроэнергетика и электротехника (уровень магистратуры)» по программе подготовки «Системы электроснабжения».

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Варианты построения фотоэлектростанций

Солнечные фотоэлектрические станции (СЭС, ФЭС, PV farms или PV plants) – это один из видов электростанций, генерирующий электричество путем непосредственного преобразования энергии солнечного излучения в электроэнергию.

Для надежного обеспечения потребителя электричеством с использованием солнечной энергии в состав ФЭС кроме фотоэлектрических панелей (ФП) входит ряд дополнительных элементов, состав которых во многом зависит от типа и назначения солнечной электростанции.

Различают два основных типа солнечных фотоэлектрических систем:

- автономные системы;
- системы, работающие параллельно с сетью.

Автономная ФЭС, кроме солнечных панелей, как правило, содержит аккумуляторные батареи (АБ) и контроллер заряда/разряда. При необходимости электроснабжения потребителей, требующих стандартного напряжения 220/380 В переменного тока, в состав ФЭС необходимо включить инвертор (рис. 1.1).

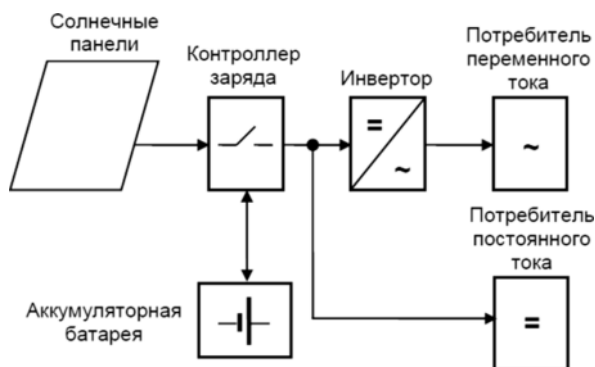


Рис. 1.1. Автономная фотоэлектрическая система

Параметры элементов ФЭС (тип и количество ФП, емкость АБ, мощность инвертора), а соответственно, и ее стоимость зависят от многих факторов: состава электрической нагрузки и среднесуточ-

ного электропотребления, характера работы ФЭС (сезонный или круглогодичный), среднемесячного прихода солнечной радиации и числа последовательных дней без солнца в месте установки фотоэлектрических модулей, системы ориентации солнечных панелей на солнце и некоторых других факторов.

Так как ФП способны вырабатывать электроэнергию только в светлое время суток, величина их установленной мощности должна выбираться с расчетом на то, что запасенной за день энергии хватит на гарантированное обеспечение потребителей в течение суток. Это приводит к необходимости значительно увеличивать установленную мощность ФП и емкость аккумуляторов.

Очевидным недостатком автономных ФЭС является потеря излишков энергии в режимах малых нагрузок. В большинстве стандартных автономных фотоэлектрических систем солнечная батарея просто отключается, когда аккумуляторы полностью заряжены. Можно использовать избытки энергии на балластных сопротивлениях для подогрева воды или воздуха, что позволяет несколько повысить эффективность полезного использования генерируемой энергии, однако проблема полностью не решается.

Серьезным недостатком автономных ФЭС является необходимость использования аккумуляторных батарей, работающих в циклическом режиме. Число рабочих циклов распространенных кислотно-свинцовых аккумуляторов невелико (1500-2000), что требует их частой замены. Применение промышленных аккумуляторов с большим сроком службы, например никель-кадмиевых или литий-ионных, требует значительного увеличения финансовых вложений на построение энергетической системы.

Кроме того, необходимо учитывать, что в аккумуляторах также имеют место потери энергии. В лучшем случае эффективность процессов заряда-разряда аккумуляторов составляет 90%, и она ухудшается по мере их старения.

Использование ФЭС при наличии сети позволяет избежать многих, если не всех, недостатков автономных систем. По сути, сеть является большим аккумулятором со 100%-м КПД, который может принять все излишки энергии.

Структурная схема сетевой фотоэлектрической электростанции приведена на рис. 1.2. Электрическая сеть может быть как децентрализованной, так и локальной, образованной дизельной электростанцией.

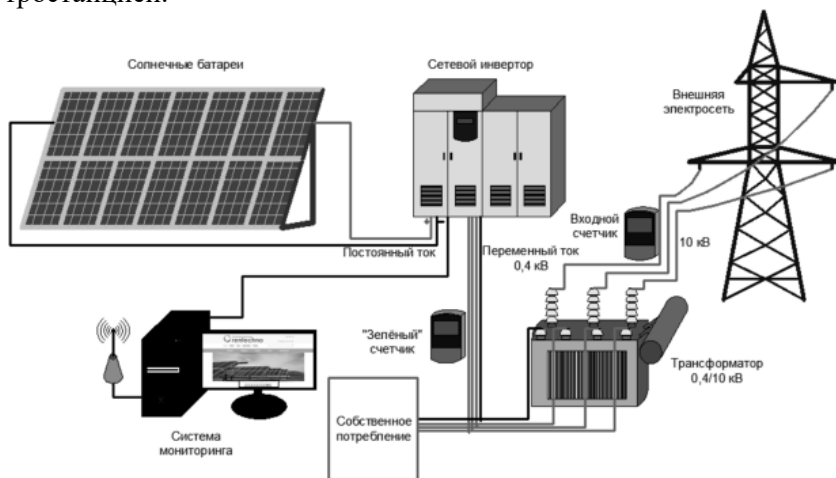


Рис. 1.2. Структурная схема сетевой фотоэлектрической электростанции

В состав сетевой фотоэлектрической системы, кроме солнечных батарей, также обычно входят:

- сетевые инверторы, преобразующие постоянный ток, генерируемый солнечными панелями, в переменный;
- контроллеры максимального отбора мощности с солнечных батарей;
- система мониторинга, позволяющая отслеживать параметры рабочего режима солнечной электростанции;
- централизованная сеть - линия электропередач, к которой подсоединена электростанция;
- собственные потребители электроэнергии (промышленные или бытовые электроприборы).

В свою очередь, сетевые ФЭС по способу построения подразделяются на два основных типа:

- без аккумуляторных батарей;
- с аккумуляторными батареями.

На практике наибольшее распространение получили фотоэлектрические системы без аккумуляторных батарей. Безаккумуляторные ФЭС очень надежны и практически не требуют обслуживания. Кроме того, они обладают максимальной эффективностью использования энергии от солнечных батарей - от 90 до 98 %. В таких системах применяются специальные инверторы, ведомые сетью, которые используют сеть для формирования опорного напряжения для их запуска и синхронизации.

Недостатком подобных систем является прекращение питания потребителей при отключении центральной сети. Так как сетевые инверторы вырабатывают напряжение, идентичное сетевому, то при его потере инвертор перестает работать. Прекращение генерации сетевых инверторов при пропадании напряжения в сети связано также с обеспечением безопасности при проведении ремонтных работ (необходимо обеспечить отсутствие напряжения на линии, если подача напряжения отключена электриком на подстанции).

Для локальных систем электроснабжения на основе дизельных электростанций дополнительными ограничениями на использование сетевых ФЭС являются невозможность отключения ДЭС и требование обеспечения потребителей электрической мощностью ДЭС не менее 40% от мощности гибридной солнечно-дизельной электростанции.

При ненадежной электрической сети применяют ФЭС с аккумуляторными батареями, которые являются гораздо более сложными, но позволяют создавать системы бесперебойного электроснабжения потребителей.

Мощность инвертора в таких системах определяется по суммарной мощности нагрузки, которую нужно питать во время аварий в сети, а длительность аварий определяет емкость АБ и установленную мощность солнечной батареи.

Для обеспечения максимально эффективной работы аккумуляторная фотоэлектрическая система, соединенная с сетью, требует использования специализированного автономного (батарейного) инвертора. Возможны 3 варианта построения таких систем [12]:

1. Солнечные батареи заряжают АБ через контроллер заряда, а затем энергия через инвертор передается в нагрузку или сеть.

2. Солнечные батареи работают на сетевой фотоэлектрический инвертор, от которого питается нагрузка, излишки энергии идут на заряд аккумуляторов, и если АБ заряжены, то направляются в сеть.

3. Гибридная система, включающая элементы обоих вышеперечисленных типов.

Структурная схема сетевой фотоэлектрической системы с контроллером заряда приведена на рис. 1.3.



Рис. 1.3. Сетевая фотоэлектрическая система электроснабжения с контроллером заряда постоянного тока

Данный вариант построения системы является наиболее простым и распространенным. В данной системе заряд аккумуляторов от солнечных батарей производится через контроллер заряда постоянного тока.

При использовании стандартного источника бесперебойного питания (ИБП) при наличии сети заряд аккумуляторов происходит от сети, и солнечные батареи практически не используются. Для максимального использования энергии, вырабатываемой солнечными батареями, применяют контроллер и специальный инвертор с функцией передачи электроэнергии в нагрузку или сеть при напряжении на АБ выше заданного. В этом случае, даже если АБ полностью заряжены, энергия от ФП направляется в нагрузку, тем самым, уменьшая потребление от сети.

Если нагрузка потребляет меньше энергии, чем вырабатывают солнечные батареи, такой инвертор может или направлять излишки в сеть, или уменьшать выработку солнечных батарей за счет повышения напряжения на аккумуляторах.

Достоинствами таких систем является возможность использования энергии солнца как при наличии сети, так и во время отключений; возможность восстановления работы при длительных перерывах в электроснабжении и глубоком разряде аккумуляторов путем заряда АБ от ФП.

К недостаткам следует отнести двойное преобразование солнечного электричества, что приводит к дополнительным потерям в контроллере, инверторе, частично в аккумуляторах; циклический режим работы аккумуляторов при перерывах в централизованном электроснабжении, что приводит к их быстрому износу.

Для построения ФЭС данного типа могут быть использованы следующие модели инверторов: Xtender XTH/XTM, SMA Sunny Island, Xantrex XW, RichElectric CombiPlus, Outback GFX/GVFX и др.

При авариях в сети инвертор начинает преобразовывать энергию от аккумуляторов. Если солнечные батареи подключены через контроллер заряда к аккумуляторам, то инвертор использует солнечное электричество и, если его не хватает, энергию из аккумуляторов. Если солнечной энергии больше, чем нужно для потребителей, она идет на заряд аккумуляторов.

Фотоэлектрическая система электроснабжения с сетевым инвертором на входе ИБП представлена на рис. 1.4.

Достоинствами данной схемы построения ФЭС является возможность применения сетевого и автономного инверторов с минимальным набором опций, широко представленных на рынке многочисленными производителями. Аккумуляторы все время находятся в заряженном состоянии, эксплуатируются в буферном режиме и используются только при отключениях сетевого электричества.

ФЭС такого типа целесообразно использовать в системах электроснабжения, в которых основное потребление солнечного электричества имеет место днем, а отключения централизованного электроснабжения редкие и недолгие.



Рис. 1.4 Сетевая фотоэлектрическая система электроснабжения с сетевым инвертором на входе ИБП

В дневное время суток сетевой инвертор обеспечивает энергией всех потребителей, в том числе и резервируемых. Излишки энергии направляются в общую сеть только в тех случаях, если потребление меньше, чем генерируют солнечные батареи, при этом энергия солнца используется и на заряд АБ. Эффективность сетевых инверторов, как правило, составляет более 90%, что обеспечивает хорошие энергетические показатели всей системы электроснабжения. Единственным недостатком является прекращение использования энергии солнца при авариях в сети.

Мощность ИБП в таких системах выбирается по мощности резервируемой нагрузки и не зависит от мощности солнечных батарей. Мощность сетевого инвертора может быть как больше, так и меньше мощности ИБП. Для обеспечения восстановления системы при глубоком разряде аккумуляторов в схеме электростанции можно предусмотреть небольшую солнечную батарею, которая подключается к АБ через контроллер заряда (показан пунктиром). Если отключения кратковременные, то данные элементы можно не использовать.

Наиболее универсальными являются фотоэлектрические системы с сетевым инвертором на выходе ИБП (рис. 1.5).



Рис. 1.5. Сетевая фотоэлектрическая система электроснабжения с сетевым инвертором на выходе ИБП

В данной схеме построения электростанции также используется высокоэффективный сетевой инвертор, но, в отличие от предыдущей схемы, при отсутствии напряжения сети солнечные батареи продолжают питать резервируемую нагрузку и заряжать аккумуляторы.

В нормальном режиме, при наличии напряжения в сети, сетевой инвертор снабжает энергией резервируемую нагрузку, при этом КПД преобразования инвертора очень высокий - более 90-95 %. Если нагрузка потребляет меньше, чем вырабатывают солнечные батареи, излишки энергии идут на заряд аккумуляторов. Если нагрузка потребляет больше - то недостающая энергия берется из сети. После полного заряда аккумуляторов излишки энергии направляются в общую сеть и питают остальную нагрузку.

При аварии в сети ИБП переключается на работу от аккумуляторов и обеспечивает одновременно опорное напряжение для сетевого инвертора. Поэтому энергия солнца продолжает использоваться и при авариях в сетях. Как и при наличии сети, излишки солнечного электричества направляются на заряд аккумуляторов.

Если напряжение в сети не пропало, но вышло за пределы допустимого, то инвертор отключается от такой сети и продолжает питать ответственную нагрузку качественным током - от СБ и от АБ. Нагрузка, подключенная до инвертора, питается тем напряжением, которое есть в сети.

Достоинствами системы является эффективное использование аккумуляторных батарей (работа в буферном режиме), эффективное использование возобновляемой солнечной энергии, возможность восстановления при глубоком разряде аккумуляторов при использовании небольшой СБ, подключенной к АБ через контроллер заряда (показан пунктиром).

К недостаткам следует отнести необходимость применения специальных гибридных автономных инверторов, которые могут заряжать АБ с выхода, а также направлять излишки солнечной энергии в сеть. Такой инвертор должен или давать сигнал на отключение сетевого инвертора, или повышать частоту на выходе для управления сетевым инвертором (большинство сетевых инверторов прекращают работу при выходе параметров частоты за заданные пределы). Для построения таких систем необходимы модели инверторов, обеспечивающие выполнение вышеперечисленных функций, например Steca Xtender XTH/XTM, SMA Sunny Island, Xantrex XW, RichElectric CombiPlus и др.

Выполненный сравнительный анализ схем построения ФЭС показывает, что применение сетевых инверторов и схем включения, показанных на рис. 1.4 и 1.5, в большинстве случаев повышает эффективность системы, особенно, если большая часть солнечной энергии потребляется в дневное время. Применение специальных ИБП с возможностью заряда АБ с выхода позволяет использовать сетевые фотоэлектрические инверторы даже во время перерывов в электроснабжении от централизованной сети.

Проведенный анализ показал, что схемы построения фотоэлектрических систем достаточно разнообразны и требуют применения специализированного энергетического оборудования. При этом эффективность всей энергетической системы будет во многом определяться составом и характеристиками используемого энергетического оборудования.

2. РАСЧЕТ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

2.1. Определение номинальной мощности солнечных модулей

Необходимо вначале определить суммарную (расчетную) мощность всех потребителей, подключаемых одновременно. Эта мощность указана в паспортах изделий. Количество потребляемой энергии W (кВт·ч) в течение времени T определяется по формуле:

$$W = P_{\text{расч}} \cdot T, \quad (2.1)$$

где $P_{\text{расч}}$ – расчетная мощность нагрузки, кВт.

Расчетную мощность нагрузки определим статистическим методом.

По исходным данным построим суточный график нагрузки (рис. 2.1).

На рис. 2.1. использованы следующие обозначения: P_c – средняя активная мощность, кВт; P_d – среднеквадратичное значение активной мощности, кВт; P_{max} – максимальное значение мощности за сутки, кВт; P_i – значение мощности за i -ый период, кВт.

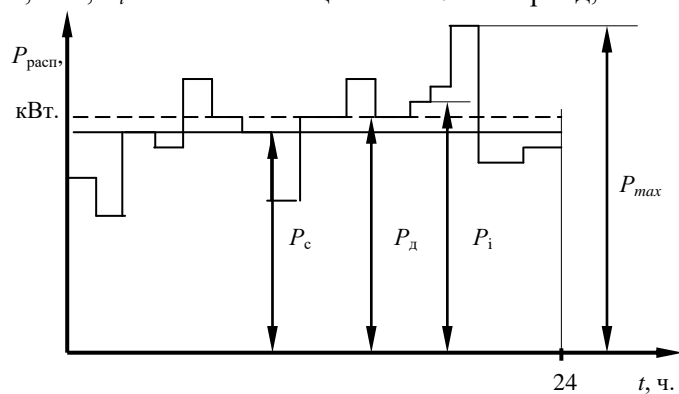


Рис. 2.1. Суточный график нагрузки

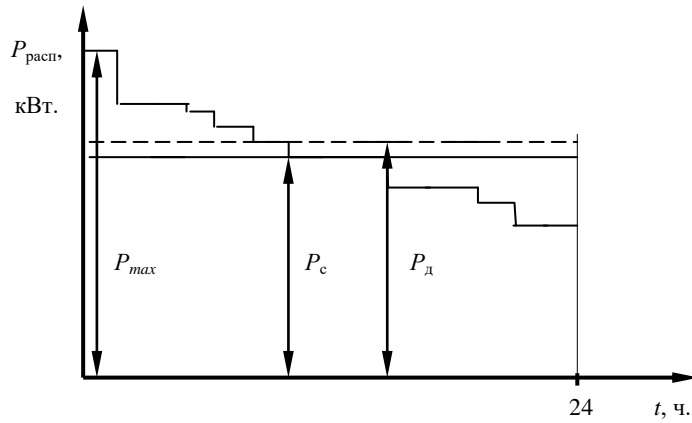


Рис. 2.2. График нагрузки по продолжительности

На основании суточного графика нагрузки построим график нагрузки по продолжительности (рис. 2.2), который получается из суточного графика путем суммирования продолжительностей существования каждой из мощностей (токов). Ординате графика по продолжительности соответствует суммарное время, в течение которого нагрузка будет не ниже интересующей нас величины.

Для характеристики графиков нагрузки применяют следующие показатели:

- коэффициент заполнения графиков активной $k_{з.а}$ нагрузки:

$$k_{з.а} = \frac{P_c}{P_{max}}, \quad (2.2)$$

- коэффициент максимума

$$k_{max} = \frac{P_{max}}{P_c}, \quad (2.3)$$

- число часов использования максимума активной нагрузки, равное отношению расхода энергии за соответствующее время к величине максимума нагрузки:

$$T_{и} = \frac{W}{P_{max}} = \frac{P_c \cdot T}{P_{max} \cdot P_c} = \frac{T}{P_{max}} = \frac{T}{k_{max}} = k_{з.а} \cdot T, \quad (2.4)$$

- коэффициенты формы графика:

$$k_{\phi,a} = \frac{P_d}{P_c} \quad (2.5)$$

- среднее значение мощности нагрузки для группы из “n” ЭП, потребляемое за сутки, определяется по формуле:

$$P_c = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot \Delta t_i}{24}, \quad (2.6)$$

- среднеквадратичное значение мощности нагрузки для группы из “n” ЭП, потребляемое за сутки, определяется по формуле:

$$P_d = \sqrt{\frac{1}{24} \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot \Delta t_i}, \quad (2.7)$$

где n и i – соответственно число и номер ступеней упорядоченного суточного графика активной нагрузки.

Перестроим суточный график нагрузки по продолжительности (см. рис. 2.1) следующим образом: по оси абсцисс будем откладывать величину мощности, а по оси ординат – величину функции распределения $F(P) = t/T$ вероятностей случайной величины P . Переменную t/T можно рассматривать как вероятность того, что величина нагрузки P_i будет превышать соответствующую величину расчетной мощности P_p .

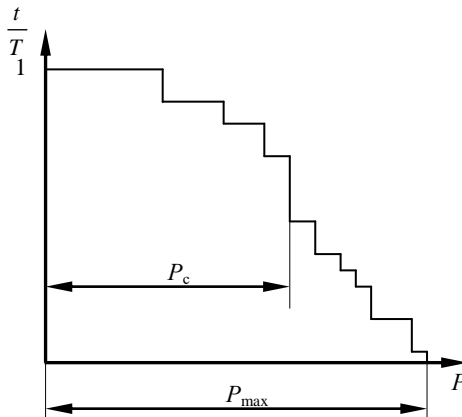


Рис. 2.3. Зависимость вероятности P_i превышения нагрузки от ее величины

Многочисленные исследования показали, что распределение вероятностей случайной величины нагрузки P_i с достаточной для практики точностью описывается нормальным законом. Функцию распределения можно аппроксимировать выражением:

$$F(P) = 1 - \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \int_0^P e^{-\frac{(P-P_c)^2}{2\sigma^2}} dP, \quad (2.8)$$

где σ – среднеквадратичное отклонение случайной величины нагрузки P ,

$$\sigma = \sqrt{P_d^2 - P_c^2} = P_c \cdot \sqrt{k_\phi^2 - 1}.$$

Обозначим

$$z = \frac{P-P_c}{\sigma} = \frac{P-P_c}{P_c \cdot \sqrt{k_\phi^2 - 1}} = \frac{\frac{P}{P_c} - 1}{\sqrt{k_\phi^2 - 1}}. \quad (2.9)$$

Так как коэффициент k_ϕ обычно незначительно превышает единицу, то с достаточной для практики точностью

$$F(z) = 1 - \frac{1}{2\pi} \cdot \int_{-\infty}^z e^{-\frac{z^2}{2}} dz. \quad (2.10)$$

Исходя из изложенного определение величины расчетной мощности P_p в зависимости от заданной вероятности ее превышения ее производится следующим образом:

- принимается допустимая величина вероятности $F(z)$ превышения расчетной нагрузки P_p ;
- по табл. 2.1. определяется соответствующая $F(z)$ величина переменной z ;
- определяется величина расчетной мощности P_p :

$$P_p = P_c \cdot \left(1 + z \cdot \sqrt{k_\phi^2 - 1} \right). \quad (2.11)$$

Табл. 2.1.

Зависимость вероятности превышения расчетной нагрузки от переменной z

$F(z)$	0,001	0,005	0,010	0,050	0,10	0,500
z	3,10	2,58	2,33	1,65	1,28	0,00

Например, для величины нагрузки, вероятность превышения которой составит 0.050, $z = 1,65$ и $P_p = P_c \cdot \left(1 + 1.65 \cdot \sqrt{k_\phi^2 - 1}\right)$.

2.2. Выбор инвертора

По известной мощности нагрузки выбирается мощность инвертора, которая с учетом потерь в инверторе должна быть не менее чем на 25% больше расчетной мощности, т.е.,

$$P_{\text{инв}} \geq 1,25P_p. \quad (2.12)$$

Номинальный ряд мощностей инверторов 150, 300, 500, 800, 1500, 2500, 5000 Вт. Для мощных станций (более 1 кВт) напряжение станции выбирается не менее 48 В, т.к. на больших мощностях инверторы лучше работают с более высоких исходных напряжений.

Количество потребляемой энергии W (кВт·ч) в течение времени T определяется по формуле:

$$W = P_p \cdot T. \quad (2.12)$$

При определении количества потребляемой энергии W в течение суток $T = 24$ ч.

2.3. Определение емкости аккумуляторной батареи

Наиболее широко распространены аккумуляторы на 12 В, и именно из них обычно собираются аккумуляторные батареи на любое напряжение, кратное этой величине, в том числе 24, 48 и 96 В. Аккумуляторный блок системы автономного электроснабжения характеризуется такими основными параметрами, как рабочая ёмкость, ток заряда и ток разряда.

При рабочем напряжении, превышающем 12 В, несколько аккумуляторов соединяются последовательно таким образом, чтобы сумма их номинальных напряжений соответствовала необходимому номинальному напряжению блока. Если силы тока или запаса энергии одной такой сборки не хватает, то несколько сборок соединяются параллельно, пока их суммарные параметры не достигнут требуемого порога. Схемы соединения аккумуляторов представлены на рис. 2.4.

Во избежание возникновения проблем, чреватых не только быстрым выходом аккумуляторов из строя, но даже взрывом и пожаром, все аккумуляторы должны быть не только одного типа и одной номинальной ёмкости, но очень желательно, чтобы они принадлежали к одной и той же партии! Для аккумуляторов, соединённых последовательно и входящих в одну сборку, это требование обязательно. Менять между собой аккумуляторы из разных сборок после даже не очень длительной эксплуатации крайне нежелательно. Нельзя заменять новым только один аккумулятор в сборке – всю сборку следует менять целиком, и в новой сборке аккумуляторы также должны быть из одной и той же партии.

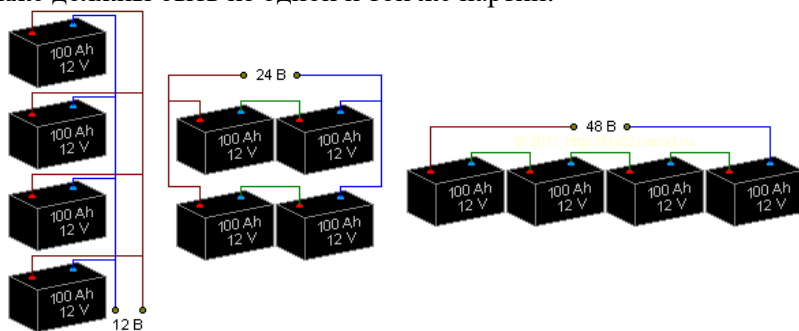


Рис. 2.4. Схема сборки блока аккумуляторов на напряжение 12, 24, 48 В

В связи с этими ограничениями, чем ниже номинальное напряжение блока аккумуляторов, тем удобнее его обслуживать – в блоке на 12 В аккумуляторы можно заменять и добавлять по одному, на 24 В – только парами, на 48 В – сразу четвёрками, а на 96 В – по 8 штук одновременно.

Ёмкости аккумуляторов бывают 100 А·ч, 200 А·ч. Более мощные обычно слишком тяжелые для того, чтобы использовать их в домашних условиях.

В настоящее время экономически оправданной альтернативы мощным свинцово-кислотным аккумуляторам нет. Наиболее предпочтительными по соотношению цена-качество в настоящее время являются необслуживаемые гелиевые кислотно-свинцовые аккумуляторы с заявленным сроком службы в 10–12 лет при условии раз-

мещения их в отапливаемом помещении, где температура не будет опускаться ниже +10... +15 °С.

Заявленный срок службы имеет важное значение, определяя долговечность системы. В зависимости от технологии, современные кислотно-свинцовые аккумуляторы имеют срок службы 3–5, 10–12 и 20–25 лет. Разница между двумя первыми категориями невелика – «долгожители» всего на 5–10 % тяжелее и дороже своих менее долговечных собратьев, так что выигрыш здесь очевиден. Модели с заявленным сроком службы в 20 и более лет существенно дороже, и покупка их в нашем случае не имеет смысла – срок службы электронных блоков системы (инвертора и контроллера) также следует оценивать в 10–12 лет, поэтому нет необходимости переплачивать за потенциальную долговечность аккумуляторов – всё равно систему придётся модернизировать и, возможно, к тому времени появятся принципиально новые технологии.

Емкость аккумуляторной батареи (АБ) выбирается из стандартного ряда емкостей с округлением в сторону, большую расчетной. При расчете емкости АБ в полностью автономном режиме необходимо принимать во внимание и наличие пасмурных дней, в течение которых аккумулятор должен обеспечивать работу потребителей. За максимальное число последовательных «дней без солнца» можно принять установленное количество дней, в течение которых АБ будет питать нагрузку самостоятельно без подзаряда.

Емкость аккумуляторной батареи зависит также от температуры окружающей среды. Уменьшение емкости АБ при понижении температуры учитывает температурный коэффициент k_c , значения которого берутся из графика (рис. 2.5).

Расчетная емкость АБ (А·ч) определяется по формуле:

$$C_{AB} = \frac{W_{сут} \cdot N \cdot k_c}{U_{и} \cdot \delta}, \quad (2.13)$$

где $U_{и}$ – входное напряжение инвертора; δ – допустимая глубина разряда АБ, N – количество дней, в течение которых АБ будут питать нагрузку самостоятельно без подзаряда.

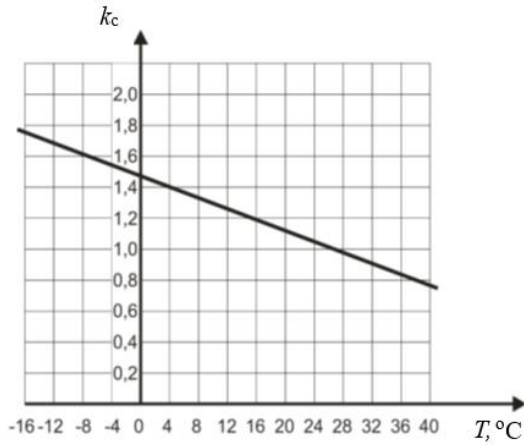


Рис. 2.5. Зависимость $k_c = f(T)$.

От глубины разряда АБ δ зависит срок службы аккумуляторной батареи. Чем больше δ , тем быстрее АБ выйдут из строя. Рекомендуемое значение глубины разряда 20% (не более 30%). Это значит, что возможно использование 20% от значения номинальной емкости АБ. Ни при каких обстоятельствах разряд батареи не должен превышать 80%. Время полного разряда $T_{\text{разр}}$ батареи емкостью $C_{\text{АБ}}$ под воздействием нагрузки мощностью P можно определить по формуле:

$$T_{\text{разр}} = \frac{C_{\text{АБ}} \cdot 8,5}{P}. \quad (2.14)$$

Разделив значение $C_{\text{АБ}}$ на номинальную емкость аккумулятора, получим количество аккумуляторов, соединенных параллельно:

$$m = \frac{C_{\text{АБ}}}{C_{\text{ном}}}. \quad (2.15)$$

Рекомендуется выбирать аккумуляторы со следующими параметрами ($C_{\text{ном}}$, $U_{\text{КБ}}$): 100 А·ч 12 В, 200 А·ч 12 В, 200 А·ч 24 В. Значение m округляется до ближайшего большего целого.

Чтобы получить количество последовательно соединенных аккумуляторов, необходимо разделить значение входного напряже-

ния инвертора на номинальное напряжение выбранного аккумулятора:

$$n = \frac{U_{и}}{U_{АБ.ном}}. \quad (2.16)$$

Общее число аккумуляторов в батарее равно произведению $n \cdot p$.

Напряжение системы подбирается исходя из начальных параметров мощностей системы. В табл. 2.2 представлены особенности выбора напряжения. Соответственно, чем мощнее система, тем большее напряжение необходимо взять, что снизит потери на проводах и позволит снизить затраты на сечение провода. Чаще всего берется 24 В или 48 В.

Табл. 2.2

Выбор напряжения системы

Номинальное напряжение постоянного тока, В	Номинальная мощность инвертора	Особенности низковольтной сети
12	До 0,5 кВт, реже до 1 кВт	нет опасности поражения электротоком; совместимо с огромным ассортиментом электрооборудования и дополнительных аксессуаров для легковых автомобилей
24	от 0,5 до 2 кВт, реже до 3 кВт	практически нет опасности поражения электротоком; совместимо с электрооборудованием и дополнительными аксессуарами для многих грузовых автомобилей и пр.
48	от 2 до 5 кВт, реже до 10 кВт	имеется опасность поражения электротоком

2.4. Выбор сечения кабеля

По кабелям, соединяющим инвертор и аккумуляторные батареи, протекает очень большой ток. Поэтому необходимо правильно выбрать сечение кабеля исходя из максимальных токов, которые может потреблять инвертор.

Для того чтобы минимизировать потерю напряжения в проводах между аккумуляторной батареей и инвертором и тем самым увеличить эффективность использования инвертора, кабель должен иметь достаточное сечение наименьшую длину.

Для того чтобы рассчитать необходимое сечение провода для конкретной установки, нужно знать мощность инвертора или зарядного устройства, или максимальный протекающий ток через эти провода. Также нужно знать расстояние от АБ до инвертора и напряжение постоянного тока в системе.

Обычно большинство систем с напряжением 12 В работают при напряжении в диапазоне от 11 до 12 В. Но, если это возможно, нужно выбирать кабель таким образом, чтобы потеря напряжения в проводах было не более 2%, т.е. не более 0,25 В (табл. П.1.2).

Для систем с 24 или 48 В длина кабеля может быть в 2 или 4 раза больше. Для напряжения 220 В длина может быть в 20 раз больше.

Зная расчетную мощность нагрузки и напряжение аккумуляторной батареи, рассчитать ток провода, А:

$$I = \frac{P}{U}. \quad (2.17)$$

Для расчета сечения провода можно также воспользоваться формулой:

$$r = \frac{\Delta U}{I \cdot L}, \quad (2.18)$$

где r – удельное сопротивление провода, Ом/м; ΔU – максимально допустимое падение напряжения в проводе, В; I – пропускаемый ток, А; L – общая длина кабеля в системе в метрах (умножить на 2 для положительного и отрицательного провода).

Удельное сопротивление не должно быть меньше 0,0024 Ом/м. По таблице П.1.3 определяется минимальное сечение провода – 6 мм². Чем толще провод, тем меньше будут потери при передаче энергии от АБ к нагрузке.

2.5. Расчет количества фотоэлектрических модулей

Для фотоэлектрической установки вырабатываемая мощность будет зависеть от суточного прихода солнечной радиации, суммарной площади и КПД ФЭП, а также положения относительно горизонта.

Чтобы рассчитать, сколько выработает установка электроэнергии в сутки, нужно воспользоваться следующей формулой:

$$W_{\text{фэп.сут}} = E \cdot S \cdot N_{\text{фэп}} \cdot \eta_{\text{фэп}} \cdot \eta_{\text{тепл}}, \quad (2.19)$$

где $W_{\text{фэп.сут}}$ – выработка системой электроэнергии, Вт·ч в день;
 E – среднемесячный приход радиации, Вт·ч/м² в день, табл. П.1.5;
 S – площадь фотоэлектрического модуля, м²;
 $N_{\text{фэп}}$ – число фотоэлектрических модулей;
 $\eta_{\text{фэп}}$ – коэффициент полезного действия фотоэлектрического модуля;
 $\eta_{\text{тепл}}$ – тепловой коэффициент фотоэлектрического модуля, учитывает потери при нагреве ФЭП в дневное время летом, принимается равным 85%. В зимние месяцы принимается равным 1.

Из формулы можно определить количество требуемых фотоэлектрических преобразователей, округлять до ближайшего большего целого значения:

$$N_{\text{фэп}} = \frac{1,2W_{\text{сут}}}{E \cdot S \cdot \eta_{\text{фэп}} \cdot \eta_{\text{тепл}}}, \quad (2.20)$$

1.2 – коэффициент, учитывающий потери на заряд-разряд аккумуляторной батареи (обычно 20% при использовании специальных батарей), Вт·ч/сутки.

Число модулей, соединенных последовательно, для обеспечения требуемого выходного напряжения постоянного тока определяется по формуле:

$$N_{\text{фэп.посл}} = \frac{U}{U_{\text{фэп}}}, \quad (2.21)$$

где $N_{\text{фэп.посл}}$ – число модулей, соединенных последовательно, шт.;

U – номинальное напряжение системы, В;

$U_{\text{фэп}}$ – номинальное напряжение выбранной панели, В.

Между собой цепочки последовательно соединённых ФЭП соединяются параллельно. При параллельном соединении ФЭП суммируется ток, выдаваемый цепочкой последовательно соединённых ФЭП. Количество цепочек рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{фэп.парал}} = \frac{N_{\text{фэп}}}{N_{\text{фэп.посл}}}, \quad (2.22)$$

где $N_{\text{фэп.парал}}$ – число цепочек, соединенных параллельно, шт.;

$N_{\text{фэп}}$ – общее количество панелей, шт.

ПРИЛОЖЕНИЯ
Приложение 1. Справочные данные

Таблица П1.1

Модельный ряд инверторов (UPS)1000-5000 кВ·А

Модель инвертора	SKN(z)-1000	SKN(z)-2000	SKN(z)-3000	SKN(z)-4000	SKN(z)-5000
Входное напряжение, В	12	24	48	48	48
Мощность продолжительная, В·А	1000	2000	3000	4000	5000
Мощность продолжительная, Вт	700	1400	2100	2800	3500
Мощность пиковая, Вт	2100	4200	6300	8400	10500
Выходное напряжение, В	220±2%				
Частота, Гц	50				
Форма выходного напряжения	чистая синусоида				
Время переключения, мс	< 4				
Электронная защита	от высокого напряжения сети, перегрузки, короткого замыкания, перегрева				
КПД, %	90				
Рекомендуемые аккумуляторы	Panasonic LC-XB12120, герметизированный, необслуживаемый, 120 А·ч				
Количество аккумуляторов, шт	1/2	2/4	4	4	4
Напряжение аккумуляторной батареи, В	12	24	48	48	48
Зарядный ток, А	1-15				
Защита аккумулятора	от переразряда, от перезаряда				
Вес комплекта UPS+аккумуляторы+стеллаж, кг	99	178	185	189	194
Стоимость инвертора (без аккумуляторов), руб	13500	22500	34000	42000	48500

Таблица П1.2

Сечение кабеля (мм²) от инвертора до АБ

Мощность инвертора, Вт	Напряжение АБ, В		
	12	24	48
150	10	6	-
250	16	6	-
500	35	10	-
1000	50	25	-
1500	50	35	-
2000	70	50	-
2500	95	70	50
3000	-	95	50
3500	-	95	70
4500	-	-	70

Таблица П1.3

Удельное сопротивление и сечение провода

Сечение провода, мм ²	Максимальный допустимый ток, А		Удельное сопротивление на жилу, Ом/м
	Количество проводов в кабеле		
	2-жильный	3-жильный	
1,0	11	9	0,018
1,5	13	12	0,012
2,5	18	16	0,0074
4,0	24	22	0,0047
6,0	30	27	0,0031
10,0	40	37	0,0018
16,0	53	47	0,0012
25,0	60	53	0,00073
35,0	74	65	0,00049

Таблица П1.4

Технические характеристики солнечных модулей

Характеристики модулей	Тип модуля					
	M30/12	M85/40	MSW 100/50- 12	MSW 120/60- 12	MSW 150/75- 24	MSW 175/80- 24
Пиковая мощность, Вт	30	85	100	120	150	175
Номинальное напряжение, В	12	12	12	12	24	24
Напряжение в точке максимальной мощности, В	17	17	17	17	34	34
Ток в точке максимальной мощности, А	1,77	1,77	5,8	7,0	4,4	4,4
Напряжение холостого хода, В	21	21	21	21	42	42
Ток короткого замыкания, А	2	2	7	8,4	5,3	5,3
Размеры, мм	630x600x 28	650x960x 32	680x1330 x40	1415x695 x42	810x1580 x40	810x1580 x40
Масса, кг	4,6	7,0	10,0	11,5	17,0	17,0

Таблица ПИ.5

Дневная сумма солнечной радиации, кВт·ч/м², горизонтальная площадка

Город	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
Санкт-Петербург	0,35	10,8	2,36	3,98	5,46	5,78	5,61	4,31	2,6	1,23	0,5	0,2	2,8
Москва	0,5	0,94	2,63	3,07	4,69	5,44	5,51	4,26	2,34	1,08	0,56	0,36	2,63
Казань	0,68	1,44	2,82	4,29	5,52	5,93	5,72	4,49	2,86	1,51	0,83	0,54	3,06
Ростов-на-Дону	1,27	2,09	2,98	4,09	5,53	5,76	5,86	5,17	3,85	2,38	1,31	1,0	3,45
Нижний Новгород	0,64	1,45	2,75	3,95	5,34	5,6	5,5	4,27	2,69	1,45	0,75	0,45	2,91
Екатеринбург	0,64	1,5	2,94	4,11	5,11	5,72	5,22	4,06	2,56	1,36	0,72	0,44	2,87
Новосибирск	0,69	1,37	3,02	4,08	5,05	5,48	5,01	4,29	2,93	1,44	0,8	0,62	2,91
Хабаровск	1,64	2,72	4,11	4,61	5,39	5,86	5,42	4,53	3,81	2,56	1,72	1,28	3,64
Ереван	2,04	2,91	3,85	4,69	5,68	6,76	6,75	6,04	4,96	3,53	2,31	1,71	4,28

Приложение 2. Варианты заданий

t, ч. ↓	№ Варианта; P, МВт.														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0-1	1	3	2.5	0.5	2.5	0.5	3.7	3.2	1.2	1.5	3.2	3.2	2.2	2.5	0.7
1-2	1.1	3	2.2	1	2	0.7	3.5	3	1.2	1.9	3.2	3.7	2.5	2.5	0.7
2-3	1.1	2.7	2.7	1.2	1.2	0.5	4	3.5	1.5	1.9	3	3.8	2.5	2.6	1.2
3-4	1.2	3.2	3	2	2	0.5	3.2	3.2	1.5	1.9	2.7	3.8	2.5	2.6	1.2
4-5	1.1	3.2	2.7	2.5	1.7	0.5	3.5	3.2	1	1.7	3	4.2	2.4	2.6	1.2
5-6	1	3	2.5	3.5	1.7	0.7	3	3.2	1	1.7	3.5	4.2	2.4	2.4	2
6-7	1.1	2.2	2.2	3	2	1	2.5	3	1.2	2.2	3.2	3.7	2.2	2.4	2
7-8	1.2	2.1	1.7	3.2	2.5	1.7	2	2.2	1.9	3	3	3.5	2.2	2.4	1.5
8-9	1.7	1.7	1.7	3	3	2.5	2.5	2	2.7	3.5	3	2.5	2	2	2.2
9-10	2.7	1.7	2	2.7	3.5	2.7	3	2.5	2.5	3.2	2.2	2.5	2	1.7	3
10-11	2.7	2	2	2	3.5	3	3.5	3.7	2.5	3	1.7	2.2	1.2	1.7	2.7
11-12	3.2	2	2.2	1.7	3.2	2.7	4.2	3.5	1.5	3.1	1.9	3.5	1.5	2	3
12-13	2.5	2.2	2.7	1.5	3.5	3.2	4.2	3.5	1.7	2.7	2	3.5	1.5	2.5	3.2
13-14	2.7	2.2	2.5	2	3.7	2.5	3.7	4	2.6	3.5	2.7	3.7	1.2	2.5	3
14-15	2.2	2.5	3	2.5	4	3	3.7	3.7	3	2.5	2.7	4.5	1.7	3.2	3.2
15-16	2.5	3	3.7	3	3.7	3.5	3.5	3.5	2.7	2.2	4	4.2	2.7	3.2	3.2
16-17	2.9	3.2	3.5	3.2	3.5	2.5	3.5	2.5	1.7	2.7	4	3.7	3	3	2.5
17-18	3	3.1	3.5	3.7	3.2	2	3.2	3	2.2	3.1	3.6	3	2.9	2.7	2
18-19	3.2	3.3	3.2	3	3	2	3	3.2	2.5	3.2	3.5	3	2.7	2.7	2.2
19-20	2.9	3.2	3.7	2.5	2.5	1.2	3.2	3.7	2.7	3.2	3.5	3.2	2.7	3	2.7
20-21	2.9	3.5	3.7	2	2.5	1	2.5	3.8	2.7	3	3.5	3.5	3	3	3
21-22	3.5	3.7	3.5	1.2	2.2	0.7	2.5	3.6	2.4	3	3.3	3.5	2.7	3	3
22-23	2.7	3.5	3	1.5	2	0.5	3	3.2	1.7	2	3.7	3.6	2.5	2.7	2.7
23-24	2	3.2	2.5	1.5	2.5	0.5	3.5	3	1.2	1.7	3.7	3	2.7	2.5	2.2

Приложение 2.(продолжение)

t, ч. ↓	№ Варианта; P, МВт.														
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
0-1	1.5	1	3.5	1.5	2.5	2.7	2.2	4	3.2	1.4	0.7	1	3.2	3.7	1.2
1-2	1.7	1.2	3.5	1.7	3	2.7	2.2	4	3.7	1.4	0.7	1.5	3.2	3.7	1.2
2-3	1.9	1.2	3.2	3	3.2	3	2	3.5	3.7	1.2	0.9	1.2	3	3.5	1.2
3-4	1.9	1	3.2	2.5	3	3	2	3.5	3.7	1.2	0.9	1.2	3	3.5	1
4-5	1.9	0.7	3.2	3	2.5	3.2	2.5	3.5	3.5	1.2	0.7	1.2	3.5	3.7	1
5-6	2	0.7	3.3	4	3	3.2	2.5	3.2	3.5	1.5	0.7	1.5	3.5	3.7	1.2
6-7	2	1.1	3.1	3.7	3.2	3	2.7	3.2	3.1	1.5	1.1	1.7	3.5	3.7	1.5
7-8	2.5	1.7	3.1	3.2	2.5	3	2.7	2.7	2.2	2	1.7	3.5	3.5	3.2	2.2
8-9	3.2	3.7	2.7	1.7	3	2.6	2.2	2	2.5	2.7	2.5	3.3	3.2	2.5	3.2
9-10	3.7	3.5	2	2	3.2	1.7	1.5	2	2.5	3.7	2.4	3.5	.5	2	4
10-11	3.3	4	2.1	2.5	3.5	2	1.2	2.1	2.5	3.7	2.2	3	1.7	2	3.7
11-12	3.3	3.2	2.1	2.7	3	2	1.7	2.1	3.2	3.5	2.5	2.2	1.7	2.2	4.2
12-13	2.7	2.5	1.7	2.5	3.2	2	2.2	2.6	4	3.8	1.7	3	2	3.2	3.7
13-14	3	3	1.7	3.2	2.5	2.5	3	3.2	4.5	3.5	1.5	4	2	4	3
14-15	3.5	3.5	2	3.7	2.7	3	2.7	3.7	4.5	3.2	2.7	3.7	2.7	3.7	3.5
15-16	2.7	2.5	2.2	3.2	3	3.7	2.7	4.2	4.5	3.2	2.5	2.2	4	3.7	4
16-17	2.5	2	2.7	2.5	2.7	3.7	3	4	4.2	3	1.7	1.7	4	3.6	3.7
17-18	3	1.5	3.5	2	3	3.5	3	3.7	4	2.2	1.2	3.2	3.8	2.7	2.5
18-19	3.5	1.5	3.2	3	3.2	4	2.9	3.5	3.7	2.2	2	3.7	3.6	3	3
19-20	3.5	1.2	3.6	3	3.5	4	2.5	3.5	3.7	2.5	2.5	3.7	3.8	3.7	3.7
20-21	3.7	1	3.6	3.2	3.2	3.5	2.5	4.1	4	2.5	2.2	3.5	3.8	3.8	4
21-22	3.2	1.5	3.3	3.5	3	3.2	2.7	4.1	4	2.2	2.2	2.7	4	3.8	4
22-23	3	1.5	3.3	2.5	2.5	3	2.7	4.2	3.7	2	1.7	2.5	3.8	3.5	3.8
23-24	1.7	1	3.1	2	2.5	3	2.5	4.2	3.5	1.7	1	2.2	3.5	3.5	2.5

РЕКОМЕНДАТЕЛЬНЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Основной

1. Абрамович Б.Н. Современные проблемы электротехнических наук [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Б.Н. Абрамович, Ю.А. Сычев, Д.А. Устинов. - СПб.: Горн. ун-т, 2012. - 89 с.: ил. - Библиогр.: с. 87. - Режим доступа: http://irbis.spmi.ru/jirbis2/index.php?option=com_irbis&view=irbis&Itemid=374&task=et_static_req&bns_string=NWPIB,ELC,ZAPIS&req_irb=<>I=%D0%90%2088418%2F%D0%90%2016%2D026547<> - Загл. с экрана.
2. Тетельмин В.В. Физические основы традиционной и альтернативной энергетики [Электронный ресурс]: учебное пособие / В.В. Тетельмин, В.А. Язев. - Долгопрудный: Интеллект, 2016. - 176 с. - Режим доступа: <http://znanium.com/catalog/product/552448> - Загл. с экрана.
3. Энергосбережение на предприятиях минерально-сырьевого комплекса [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Б.Н. Абрамович [и др.]. - СПб.: Горн. ун-т, 2013. - 73 с. - Библиогр.: с. 72 (14 назв.) - Режим доступа: http://irbis.spmi.ru/jirbis2/index.php?option=com_irbis&view=irbis&Itemid=374&task=et_static_req&bns_string=NWPIB,ELC,ZAPIS&req_irb=<>I=%D0%90%2088695%2F%D0%AD%2065%2D303886<> - Загл. с экрана.
4. ГОСТ Р 54100-2010 Нетрадиционные технологии. Возобновляемые источники энергии. Основные положения. М.: ИПК Издательство стандартов, 2010. 4 с.
5. ГОСТ Р 54531-2011 Нетрадиционные технологии. Возобновляемые и альтернативные источники энергии. Термины и определения. М.: ИПК Издательство стандартов, 2011. 16 с.
6. ГОСТ Р 51594-2000 Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Термины и определения. М.: ИПК Издательство стандартов, 2000. 18 с.
7. ГОСТ Р 51595-2000 Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Коллекторы солнечные. Общие технические условия. М.: ИПК Издательство стандартов, 2000. 6 с.
8. ГОСТ Р 51596-2000 Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Коллекторы солнечные. Методы испытаний. М.: ИПК Издательство стандартов, 2000. 21 с.
9. ГОСТ Р 51597-2000 Нетрадиционная энергетика. Модули солнечные фотоэлектрические. Типы и основные параметры. М.: ИПК Издательство стандартов, 2000. 5 с.
10. Велькин В.И. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2008. 117 с.
11. Безруких П.П., Арбузов Ю.Д., Борисов Г.А., Виссарионов В.А., Евдокимов В.М., Малинин Н.К., Огородов Н.В., Пузаков В.Н., Сидоренко Г.И., Шпак А.А. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России. СПб: Наука, 2002. 314 с.
12. Валов М.И., Казанджан Б.И. Использование солнечной энергии в системах теплоснабжения: монография. М.: Изд-во МЭИ, 1991. 140 с.

Дополнительный

1. Энергосбережение и энергоэффективность в электроэнергетике. Фотоэлектрические установки "SolarLab", SL.305-1 [Текст, электронный ресурс]: метод. указания к лаб. занятиям для магистрантов направления подготовки 140400 / сост. Б. Н. Абрамович [и др.]. - СПб.: Горн. ун-т, 2014. - 59 с. – Режим доступа: http://irbis.spmi.ru/jirbis2/index.php?option=com_irbis&view=irbis&Itemid=374&task=static_req&bns_string=NWPiB.ELC.ZAPIS&req_irb=<>I=%D0%90%2088767%2F%D0%AD%2065%2D032612<> – Загл. с экрана.
 2. Семиколенных А.А. Оценка воздействия на окружающую среду объектов атомной энергетики [Электронный ресурс] / А.А. Семиколенных, Ю.Г. Жаркова. – М.: Инфра-Инженерия, 2013. – 368 с – Режим доступа: <http://znanium.com/catalog/product/520363> – Загл. с экрана.
 3. Ола Дж. Метанол и энергетика будущего. Когда закончатся нефть и газ [Электронный ресурс] / Дж. Ола, А. Гепперт, С. Пракаш; пер. с англ. - 2-е изд. (эл.). - Электрон. текстовые дан. 419 с. – М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2014. – Режим доступа: <http://znanium.com/catalog/product/541191> – Загл. с экрана.
 4. Ергин Д. В поисках энергии: Ресурсные войны, новые технологии и будущее энергетики [Электронный ресурс] / Д. Ергин. - М.: Альпина Паблиш, 2016. - 712 с – Режим доступа: <http://znanium.com/catalog/product/912389> – Загл. с экрана.
- Жуковский Ю.Л. Энергосбережение и энергоэффективность [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Ю.Л. Жуковский. - СПб.: Горн. ун-т, 2013. – 100 с. – Режим доступа: http://irbis.spmi.ru/jirbis2/index.php?option=com_irbis&view=irbis&Itemid=374&task=static_req&bns_string=NWPiB.ELC.ZAPIS&req_irb=<>I=%D0%90%2088767%2F%D0%AD%2065%2D032612<> – Загл. с экрана.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1. Общие положения.....	3
1.1. Варианты построения фотоэлектростанций	4
2. Расчет фотоэлектрических систем	13
2.1. Определение номинальной мощности солнечных модулей .	13
2.2. Выбор инвертора.....	17
2.3. Определение емкости аккумуляторной батареи	17
2.4. Выбор сечения кабеля	21
2.5. Расчет количества фотоэлектрических модулей.....	22
Приложения.....	24
Приложение 1. Справочные данные	24
Приложение 2. Варианты заданий	28
Рекомендательный библиографический список	30

**НЕТРАДИЦИОННЫЕ
И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ
ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ**

РАСЧЕТ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

*Методические указания к практическим работам
для студентов магистратуры направления 13.04.02*

Сост.: *С.Е. Лозовский, Д.А. Устинов*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой
электроэнергетики и электромеханики

Ответственный за выпуск *С.Е. Лозовский*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 02.02.2023. Формат 60×84/16.
Усл. печ. л. 1,9. Усл.кр.-отт. 1,9. Уч.-изд.л. 1,5. Тираж 50 экз. Заказ 40.

Санкт-Петербургский горный университет
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2