

**О. В. ЛЕШТАЕВ
Н. А. СТУШКИНА**

**ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
В СЕЛЬСКИХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ**

МОНОГРАФИЯ

Москва
Мегаполис
2026

УДК 629.064.5
ББК 31.280 + 40.76
Л 53

Рецензенты:

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры электроснабжения и теплоэнергетики имени академика И. А. Будзко ФГБОУ ВО РГАУ–МСХА имени К. А. Тимирязева **В. И. Загинайлов**

кандидат технических наук, доцент, технический директор ООО «Вилма Торг» **А. В. Дранный**

Лештаев О. В., Стушкина Н. А.

Л 53 Повышение качества электроэнергии в сельских системах электроснабжения с распределенной генерацией / О. В. Лештаев, Н. А. Стушкина / ФГБОУ ВО РГАУ–МСХА имени К. А. Тимирязева; МТУСИ. – М. : ООО «Мегаполис», 2026. – 101 с.

ISBN 978-5-6053089-5-9

В учебном пособии представлены разделы гидромеханики, посвященные основным законам равновесия и движения жидкостей и газов, методам измерения, устройству и принципу действия приборов для измерения основных физических свойств жидкостей, давления и расхода жидкостей.

Каждая тема сопровождается задачей с разбором методики решения, а также задачами, тестами и контрольными вопросами для самостоятельной работы студентов.

В приложении даны справочные материалы, перечень использованной и рекомендуемой литературы.

Учебное пособие предназначено для студентов высших учебных заведений по укрупненным группам направлений подготовки 35.00.00 – «Сельское, лесное и рыбное хозяйство», 13.00.00 – «Электро- и теплоэнергетика».

УДК 532+533(075.8)
ББК 22.253

ISBN 978-5-6053089-5-9

© Лештаев О. В.,
Стушкина Н. А., 2026
© ООО «Мегаполис», 2026

Введение

В последнее время все более очевидными становятся преимущества электроснабжения сельскохозяйственных потребителей от систем распределенной генерации. Такие системы могут обеспечить надежность и качество электроснабжения сельскохозяйственных потребителей в соответствии с нормативами, при этом возможно уменьшить длину линий электропередач и потери электроэнергии в них, снизить стоимость их строительства и обслуживания, уменьшить стоимость и потребление электроэнергии из централизованной сети, а также влияние на экологическую ситуацию в мире. Несоответствие показателей качества электроэнергии в подобных системах может привести к росту ущербов из-за устранения несоответствия качества электроэнергии, компенсаций потребителям за нарушение качества электроэнергии, ускоренному износу оборудования у сельскохозяйственных потребителей.

При использовании систем распределенной генерации особое внимание уделяется возобновляемым источникам энергии, которые по сравнению с традиционными обеспечивают экологичность производства электроэнергии при возобновляемости используемых энергетических ресурсов. Кроме того, применение генерирующих установок на базе возобновляемых источников электроэнергии соответствует концепции 4-го энергетического перехода и развитию эпохи 3D – Decarbonization, Decentralization, Digitalization (декарбонизация – снижение выбросов углеводородов, децентрализация – переход от централизованного производства энергоресурсов к более гибким и децентрализованным, цифровизация – внедрение цифровых технологий в энергетический сектор, переход к «умным» сетям).

Одними из наиболее перспективных вариантов систем распределенной генерации, использующих возобновляемые источники энергии, являются системы, включающие генерирующее оборудование на основе прямого преобразования солнечной энергии в электрическую – солнечные фотоэлектрические установки (СФУ). При-

менение СФУ, работающих параллельно с сетью, для электроснабжения сельских зданий и предприятий агропромышленного комплекса, их внедрение, а также исследование влияния СФУ на качество электроэнергии на шинах сельскохозяйственного потребителя – актуальные вопросы в современных системах электроснабжения.

Глава 1. Современное состояние сельских электрических систем и возможность их преобразования в системы с распределенной генерацией

1.1. Особенности построения сельских систем электроснабжения

1.1.1. Общее описание сельских сетей

Анализ литературы [18, 45, 53, 83, 88] показывает, что сельские электрические сети с уровнем напряжения 0,38...110 кВ монтируются с учетом минимальных экономических затрат в отличие от систем электроснабжения напряжением 220...750 кВ (системообразующих). Это объясняется большой протяженностью линий электропередачи (ЛЭП). Так, общая протяженность ЛЭП с уровнем напряжения 0,38...110 кВ, по данным ПАО «Россети», составляет 2 109 693,7 км, что более чем в 5 раз превышает общую протяженность ЛЭП с уровнем напряжения 220...750 кВ. Обширные территории, особенности ландшафта, удаленность сельских населенных пунктов друг от друга и от систем централизованного электроснабжения приходится компенсировать протяженностью и разветвленностью ЛЭП напряжением 10 кВ (до 50 км). Это создает проблемы обеспечения потребителей качественной электроэнергией с нормативным уровнем надежности электроснабжения. Распределительные сельские воздушные линии (ВЛ) напряжением 10 и 0,38 кВ являются самыми проблемными в электроэнергетике страны и требуют серьезных инженерных преобразований и крупных финансовых инвестиций [29].

Вот ряд особенностей этих сетей:

1) малая плотность электрических нагрузок, равная 3, 7, 15, 25...35 кВт/км² (в городах – 20...40, 120 кВт/км²);

2) алюминиевые провода и малые сечения АС35, АС50, АС70 и т. д.;

3) надежность электроснабжения потребителей второй категории, оцениваемая количеством часов перерывов в год в электроснабжении, составляет 70...120...140 ч/год, что явно недостаточно (за рубежом – 7...10 ч/год);

4) ВЛ 0,38...10 кВ – радиальные, у большинства линий отсутствует резервное питание от второго источника (от соседних подстанций); около 70 % всех повреждений в ВЛ 10 кВ обусловлено замыканиями на землю [53];

5) время поиска и обнаружения аварийных и ненормальных режимов на ВЛ 10 кВ увеличено из-за большой протяженности линий и недостаточного оснащения обслуживающего персонала переносными приборами поиска;

6) потери электроэнергии в сетях 0,38...10 кВ завышены из-за малых сечений проводов и низкого коэффициента загрузки трансформаторов подстанций 10/0,4 кВ ($K_3 = 0,2...0,3$), что увеличивает составляющую потерь холостого хода;

7) несимметрия фазных напряжений по обратной и нулевой последовательности достигает 35...52 % (при норме 2...4 %) [88].

С развитием энергетической промышленности для продления срока службы сельских электрических сетей, повышения надежности электроснабжения потребители и ПКЭ разрабатываются и внедряются новые виды оборудования (изолированные провода, вольтодобавочные трансформаторы, реклоузеры, вакуумные выключатели, полимерные изоляторы, ограничители перенапряжения, микропроцессорная релейная защита, герметичные силовые трансформаторы) [45, 88].

Около 98 % релейной защиты и автоматики оснащены электромеханическими реле, имеющими значительное время срабатывания, разброс параметров срабатывания по току и времени, большие габариты, значительное потребление мощности. Более 50 % всех устройств релейной защиты и автоматики находятся в эксплуатации более 25 лет, морально и физически устарели. Релейная защита от однофазных замыканий на землю действует на сигнал, и режим не считается аварийным, но при больших не скомпенсированных емкостных токах и длительном их протекании представляет опасность для оборудования, людей [53].

Для устранения обозначенных недостатков необходимо реконструировать и преобразовать существующие системы электроснаб-

жения из централизованных в системы распределенной генерации. Такое преобразование позволит:

- повысить надежность электроснабжения, качество передаваемой электроэнергии;
- снизить технические и коммерческие потери электроэнергии за счет уменьшения расстояния от генерирующих установок до потребителя;
- обеспечить должный уровень экологической безопасности [53].

1.1.2. Особенности сельских электрических сетей напряжением 0,38 кВ

Распределительные линии и сети низкого напряжения делают четырехпроводными, магистральные линии выполняются пятипроводными (три фазных, нулевой и фонарный провод). Режим нейтрали сети 380/220В – глухозаземленная нейтраль. От магистральной линии отходят двухфазные трехпроводные или однофазные двухпроводные ответвления. Согласно руководящим документам ПАО «Россети» минимальное сечение, применяемое в ВЛ 0,38 кВ, у проводов (А50, АС50, СИП-2 3×50+1×50). В одном населенном пункте рекомендуется использовать не более четырех сечений проводов. Сечение нулевого провода линий, питающих однофазных потребителей, а также животноводческие комплексы и птицефабрики, выбирается не менее фазного. Длина одной ВЛ 0,38 кВ обычно не превышает полукилометра. ВЛ 0,38 кВ располагаются вдоль улиц. Повторное заземление нулевого провода производится на всем протяжении линии, через каждые 100...150 м, а также на вводах зданий, в которых есть рабочее заземление электроустановок. В сетях низкого напряжения устанавливаются железобетонные опоры или деревянные на железобетонных приставках, используют стеклянные, штыревые и фарфоровые изоляторы [9, 13]. Распределительные трехфазные четырехпроводные электрические линии в сети напряжением 0,38 кВ питаются от трансформаторных подстанций 6-10/0,4кВ. Трансформаторные подстанции могут быть одно- и двухтрансформаторными, мощностью, как правило, от 25 до 1000 кВА. Система охлаждения ТП 10/0,4кВ –

масляная с естественной циркуляцией воздуха. Наиболее часто применяемыми схемами соединения обмоток высшего и низшего напряжения являются «треугольник–звезда с нулем» (Δ/Y_n) и «звезда – звезда с нулем» (Y/Y_n) [13]. От одной трансформаторной подстанции 6-10/0,4 кВ отходит обычно три воздушных или кабельных линий. Трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ по типу исполнения подразделяются на комплектные трансформаторные подстанции, мачтовые трансформаторные подстанции и закрытые трансформаторные подстанции. Сельскохозяйственное электроснабжение обладает некоторыми особенностями: необходимостью подводить электрическую энергию к большому количеству сравнительно маломощных потребителей, расположенных на большой территории, радиальным построением сетей. Таким образом, сельские электрические сети характеризуются малой плотностью нагрузки ($2...20 \text{ кВт/м}^2$) и большой протяженностью линий. Что требует применения проводов меньших сечений и трансформаторов меньшей мощности, в сравнении с городскими распределительными сетями, это приводит к повышенному расходу электрической мощности и увеличению потерь напряжения в сетях низкого напряжения. В результате, значительная доля общих затрат снабжающих организаций приходится на распределительные сети низкого напряжения [9].

1.2. Характерные особенности сельскохозяйственных потребителей электроэнергии

Основными факторами, затрудняющими электроснабжение сельскохозяйственных производителей, являются большая рассредоточенность таких потребителей и низкая плотность нагрузки [45]. В настоящее время существует большое количество мелких хозяйств, которые подключены к системам централизованного электроснабжения, но сталкиваются с целым рядом проблем:

- нестабильное напряжение (в некоторых случаях отклонение напряжения достигает 18 %);
- превышение срока службы электрических сетей и электрооборудования;

- несогласованность в вопросах оплаты за электроэнергию между сельскохозяйственными потребителями и местными энерго-сбытовыми компаниями [18].

Для решения указанных проблем руководители сельскохозяйственных предприятий вынуждены рассматривать варианты параллельного электроснабжения от альтернативных источников энергии (например, СФУ) и систем распределенной генерации [44]. В качестве объектов, которые могут снабжаться от СФУ параллельно с сетью, можно рассмотреть крестьянские (фермерские) хозяйства, личные подсобные хозяйства с поголовьем до 40 КРС (крупный рогатый скот) и частные теплицы малой площади. Фермерские хозяйства потребляют сравнительно небольшое количество для обеспечения электроэнергией:

- производственного и охранного освещения;
- бытовых электроприборов;
- ручного и стационарного электроинструмента.

На рисунках 1.1 и 1.2 представлены примеры суточных графиков нагрузки сельскохозяйственных потребителей.

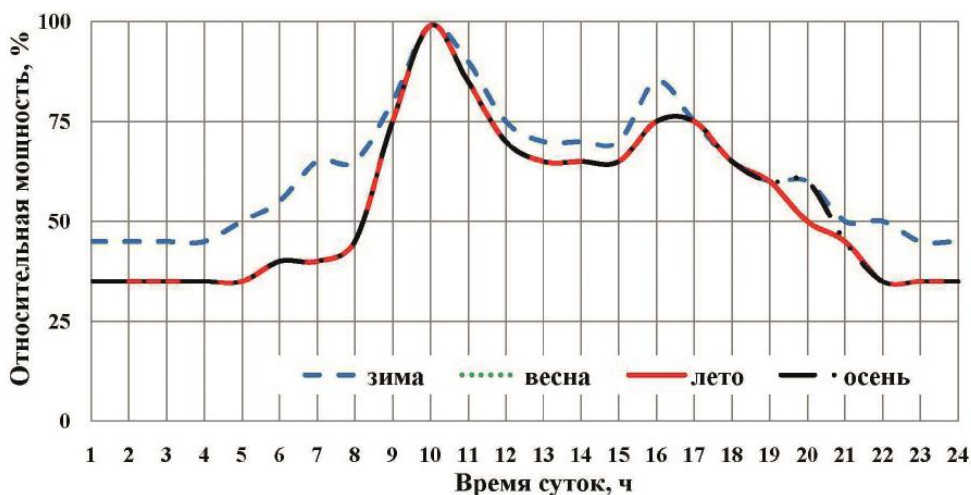


Рисунок 1.1 – Суточный график активной нагрузки фермерского (крестьянского) подсобного хозяйства

В зависимости от вида сельскохозяйственного потребителя и графика его нагрузки будет меняться процентное соотношение выработанной СФУ энергии и энергии, необходимой потребителю [2, 87, 60].

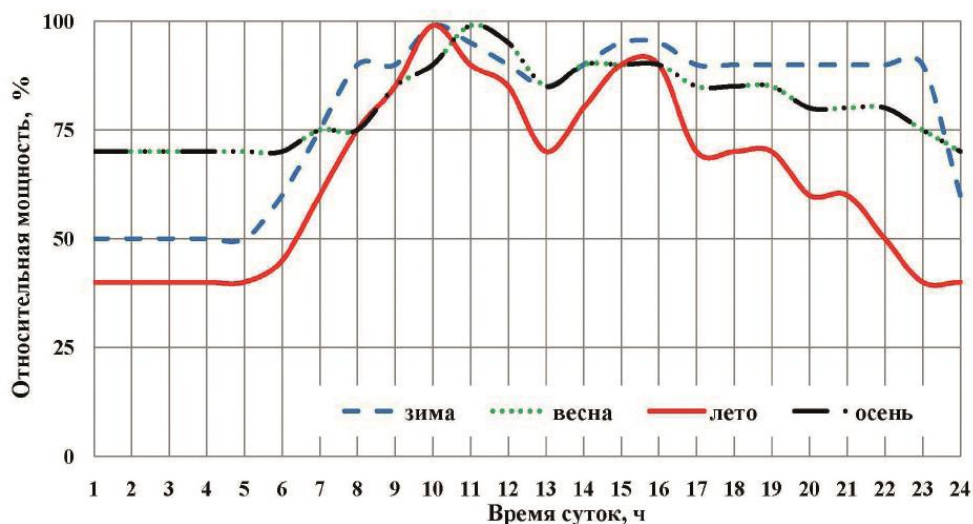


Рисунок 1.2 – Суточный график активной нагрузки теплицы малой площади

Таким образом, смешанное электроснабжение малых сельскохозяйственных предприятий, которые имеют проблемы с питанием от сети или хотят оптимизировать потребление электроэнергии, является актуальным. В настоящее время существует ряд вариантов реализации систем электроснабжения такого потребителя [89, 87].

1.3. Системы распределенной генерации с возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ)

1.3.1. Использование генерирующих установок на базе ВИЭ в России

Согласно данным [62] на 01.12.2021 года общая мощность, генерируемая электрическими станциями различных типов в Единую энергосистему России (ЕЭС России), составляет 110,1 ГВт. При этом 1 % из всей мощности генерируется установками, работающими от ВИЭ.

На 01.12.2021 год в Российской Федерации эксплуатируется порядка 60 альтернативных энергоустановок (16 установок – для розничных покупателей энергии, 29 – для оптовых покупателей энергии, 25 – частные установки) [77].

К ВИЭ согласно ФЗ-35 «Об электроэнергетике» [57] относятся: «энергия солнца, энергия ветра, энергия вод (в том числе энергия сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии

на гидроаккумулирующих электростанциях, энергия приливов, энергия волн водных объектов, в том числе водоемов, рек, морей, океанов, геотермальная энергия с использованием природных подземных теплоносителей, низкопотенциальная тепловая энергия земли, воздуха, воды с использованием специальных теплоносителей, биомасса, включающая в себя специально выращенные для получения энергии растения, в том числе деревья, а также отходы производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива, биогаз, газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов, газ, образующийся на угольных разработках».

Солнечная энергетика является одним из наиболее перспективных и быстро развивающихся направлений возобновляемой энергетики [80]. Подтверждено различными исследованиями, что количество солнечного излучения, которое получает наша планета, численно гораздо больше энергии всех энергоценных земных запасов. Солнечная энергия не только чистый с экологической точки зрения энергоресурс, но также бесплатный, неисчерпаемый, доступный для преобразования и использования источник энергии [1, 7, 12, 101]. Стоимость электричества, полученного потребителем, определяется исключительно стоимостью и эффективностью генерирующего оборудования, условиями его эксплуатации.

Российские энергогенерирующие установки, функционирующие в составе ЕЭС России, в 2021 году произвели 1,11 ТВт·ч энергии. Фотоэлектрические станции выработали порядка 2,3 ГВт·ч из всей произведенной энергии [62]. По данным 2020 года суммарная мощность солнечных станций увеличилась на 272 МВт, что составило 14 % от установленной мощности СЭС (1960,62 МВт) за 2021 год [63]. Это можно объяснить увеличением числа генерирующих установок, работающих на энергии Солнца. Но, несмотря на рост числа солнечных фотоэлектрических станций (СЭС) в системе энергоснабжения страны, доля их от общего количества энергогенерирующих станций по-прежнему составляет 1 %.

Государство считает одним из перспективных развитие данного направления генерирования электрической энергии, разрабатывает и предоставляет различные варианты поддержки для строительства и эксплуатации солнечных электростанций.

Анализ схемы и программы эффективного развития энергосистемы (СиПРЭ) Саратовской области на период 2021–2025 года, показал, что суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Саратовской области по состоянию на 1 января 2021 года составляет 6598,0 МВт. Из них доля энергии, полученной от солнечных электростанций, составила около 1 %. На территории Саратовской области функционируют 3 СЭС установленной мощности 45 МВт.

Внедрение и эксплуатация СЭС в единой системе электроснабжения российских регионов (Крым [5], Астраханская область, республика Алтай, Краснодарский край и другие субъекты РФ) актуальны, необходимость их использования оправдана ранее обозначенными проблемами электрических сетей страны. Территориальное распределение СЭС в России представлено в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Развитие СЭС в России по состоянию на 01.10.2021 [63]

Территория, где расположена СЭС	Количество СЭС	Суммарная мощность, МВт	Период ввода в эксплуатацию, год
Астраханская область	6	135	2017–2018
Волгоградская область	1	10	2017
Оренбургская область	7	195	2015–2018
Республика Алтай	4	40	2014–2017
Республика Башкортостан	3	44	2015–2017
Республика Бурятия	1	10	2017
Республика Крым	6	297	2011–2015
Республика Хакасия	1	5,2	2015
Самарская область	1	50	2018
Саратовская область	3	45	2017–2018
ЕЭС России	34	844,2	2011–2018

По имеющимся данным около 10 млн россиян проживают в районах без централизованного энергоснабжения (рисунок 1.3). Активное строительство и использование СЭС и СФУ поможет решить эту проблему надлежащим образом [82]. По данным статистики на некоторых территориях нашей страны количество солнечных дней в году доходит до 300, именно здесь (регионы Сибири, Якутия, юг России) использование гелиоэнергетики наиболее оправдано. Отдаленные районы Сибири и Дальнего Востока, учитывая годовое ко-

личество солнечных дней, так же могут быть обеспечены электроэнергией от СФУ, что менее затратно, чем присоединение их к централизованной сети. Кроме того, использование солнечных электростанций там, где есть централизованные сети так же экономически обоснованно [56, 68, 70, 71, 72]. В качестве примера можно рассмотреть использование солнечной энергетики в странах Южной Европы для нужд малого и среднего бизнеса, автономного освещения различных объектов и др.



Рисунок 1.3 – Карта электроснабжения Российской Федерации [83]

Электрическая энергия, полученная с помощью фотоэлектрических систем, может значительно упростить решение задач электроснабжения как крупных сельскохозяйственных объектов, в том числе отдельных территорий, так и индивидуальных потребителей. Использование СФУ даже в районах с имеющейся централизованной сетью электроснабжения экономически выгодно для нужд населения, малого и среднего бизнеса, сельского хозяйства и индивидуальных предприятий [67, 69, 82].

Факторы, определяющие перспективность использования солнечной энергии для сельской электрификации в России, следующие:

- экологическая чистота и неисчерпаемость источника энергии;
- неисчерпаемость исходных материалов для изготовления комплектующих СФУ (запасы кремния в сотню тысяч раз больше запасов топлива для атомных станций);
- длительный срок службы фотоэлектрических компонентов СФУ, надежность и простота при эксплуатации;

- постоянная работа ученых и технологов над снижением стоимости комплектующих СФУ (рисунок 1.4).

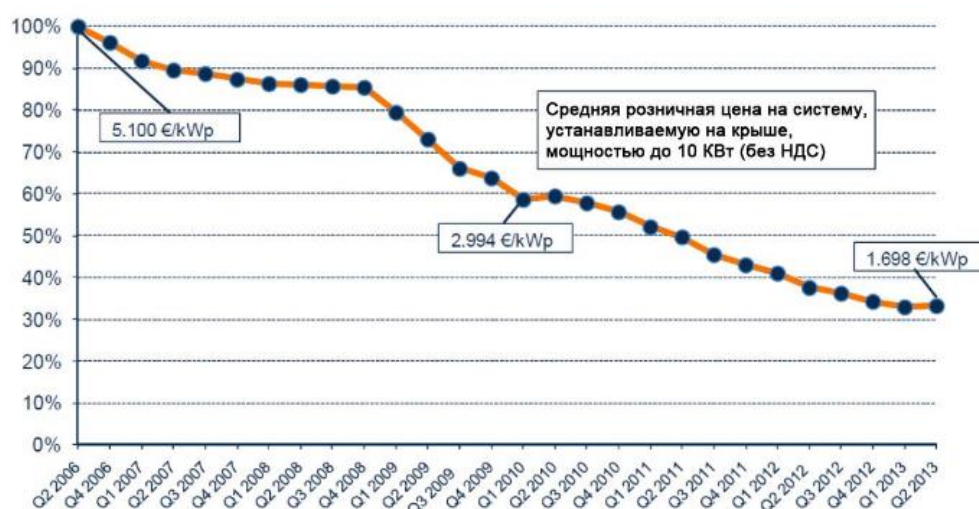


Рисунок 1.4 – Стоимость СФУ, работающих параллельно с сетью и устанавливаемых на крыше (Германия) [101]

Но вместе с позитивными моментами следует отметить и существенные проблемы, препятствующие внедрению СФУ для электроснабжения сельских потребителей. Прежде всего это такие взаимосвязанные проблемы как высокая стоимость СФУ (рисунки 1.4, 1.5), их недостаточная эффективность и зависимость выработки СФУ от погодных условий в месте расположения; от сезонов года [49]. Кроме того, в последние годы на первый план вышли проблемы обеспечения соответствия заявленных изготовителем значений выходных характеристик их реальным значениям в месте эксплуатации установки.

Основным оценочным показателем эффективности фотоэлектрического оборудования является КПД преобразования солнечной энергии. Однако большое количество случайных, индивидуальных для каждой фотоэлектрической системы факторов потерь, связанных с ее конструкцией и нефотоэлектрическими компонентами, не имеющих на сегодняшний день четких общих оценочных алгоритмов, не позволяют использовать рассматривать КПД систем как параметр сравнения. На сегодня эффективность фотоэлектрических систем сравнивают по эффективности их фотоэлектрической части, по КПД ФБ или КПД фотоэлектрических модулей. В настоящее время КПД фотоэлектрических модулей для массового производ-

ства составляет порядка 18 %, исследования и разработки последних лет позволяют говорить о повышении КПД для массового производства в ближайшем будущем до 22 % [81, 38, 42, 50, 51], увеличении срока службы модулей с 25–30 лет до 50 лет при снижении деградации характеристик в конце срока службы до не более 12,5 %. Потери до выхода фотоэлектрической системы снижают КПД преобразования еще как минимум на 6...7 %.



Рисунок 1.5 – Затраты на производство электроэнергии на СФУ [101]

1.3.2. Классификация солнечных фотоэлектрических установок

На сегодняшний день и в обозримом будущем наиболее перспективным и реализуемым является способ получения электроэнергии путем прямого преобразования энергии солнца в электрическую – фотоэлектрическое преобразование. И, соответственно, использование в качестве генерирующего оборудования фотоэлектрических систем.

В [10] приведена наиболее полная классификация фотоэлектрических систем. В частности, как показано на рисунке 1.6, по взаимодействию с электрической сетью фотоэлектрические системы разделяются на три подгруппы. СФУ, исследованиям которых посвящена настоящая работа, относятся к третьей подгруппе фотоэлектрических систем в этой классификации.

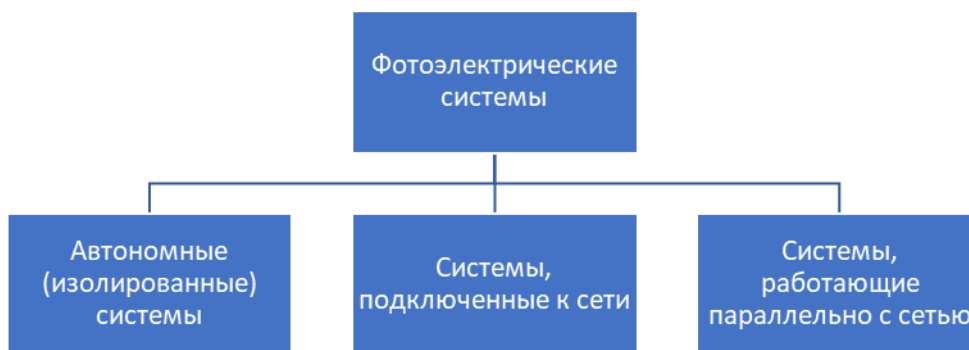


Рисунок 1.6 – Классификация фотоэлектрических систем по взаимодействию с электрической сетью

В таблице 1.2 показан общий состав фотоэлектрических систем – четыре уровня компонентов [118]. Для решения вопросов повышения качества электроэнергии у потребителей прежде всего необходимы исследования взаимодействия компонентов четвертого, а также третьего уровней, т.е. исследования функционирования на объекте и взаимодействия фотоэлектрической батареи (ФБ) и компонентов контура потребления системы, а также компонентов ФБ. Последние исследования и опыт создания фотоэлектрических систем показали, что такие системы в обязательном порядке должны включать потребителя как часть системы в явном (например, фотоэлектрические насосные системы) или неявном (детальное описание в технической документации) виде [23, 119–121]. И таким образом исследование взаимодействия фотоэлектрического оборудования и других компонентов фотоэлектрических систем с потребителем является обязательным условием создания эффективных систем.

Принцип действия каждого из уровней иерархии (таблица 1.2) описывается в литературе [4, 10, 11, 16, 19, 34, 66, 100, 111].

Таблица 1.2 – Общий состав фотоэлектрических систем

Уровень иерархии	Фотоэлектрические компоненты	Показатель	Контур потребления						Нагрузка (оборудование, потребление)	
			Устройство (а) управления	Аппараты и средства коммутации	Аппараты и средства защиты	Проводка	Средства объединения	Средства объединения		Системы заземления, уравнивания потенциалов и молниезащиты
4-й уровень иерархии	Фотоэлектрические батареи	Устройства преобразования и накопления	Устройство (а) управления	Аппараты и средства коммутации	Аппараты и средства защиты	Проводка	Средства объединения	Средства объединения	Системы заземления, уравнивания потенциалов и молниезащиты	Нагрузка (оборудование, потребление)
3-й уровень иерархии	Фотоэлектрические модули	Система слежения или установочные конструкции	Аппараты и средства коммутации	Аппараты и средства защиты	Контрольно-измерительное оборудование	Проводка	Средства объединения	Средства объединения		
2-й уровень иерархии	Фотоэлектрические элементы	Покрытия, герметики, коммутационные коробки и т. п.								
1-й уровень иерархии	Технология структуры	Материалы								

Солнечные фотоэлектрические установки без аккумуляторных батарей, работающие параллельно с сетью, получили наибольшее распространение за рубежом. СФУ такого типа надежны и практически не требуют обслуживания. На рисунке 1.7 представлена структурная схема таких СФУ. Кроме того, они обладают максимальной эффективностью использования энергии от ФБ. Типовая СФУ включает в себя кроме ФБ с фотоэлектрическими модулями сетевой (grid-tie) инвертор со встроенным устройством слежения за точкой максимальной мощности и систему мониторинга (проводное или Wi-Fi подключение инвертора к ПК). В таких системах применяются специальные инверторы, управляемые сетью, использующие сеть для формирования выходного сигнала (для запуска и синхронизации). Например, концерн SOFAR SOLAR производит сетевые солнечные инверторы, имеющие КПД порядка 98 % с функций слежения за точкой максимальной мощности на входе, что дополнительно существенно повышает выработку энергии. В этом случае практически вся преобразованная солнечная энергия от выхода ФБ подается в общую линию потребления нагрузок объектом электроснабжения после узла учета. Такое подключение снижает потребление из централизованной сети. Система связана с внутренней электросетью и является ведомой: при отключении (плановом или аварии) вводной электросети генерация электроэнергии от солнечных модулей прекращается.

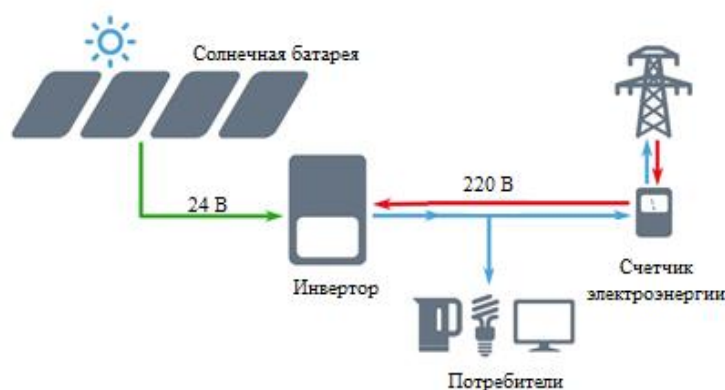


Рисунок 1.7 – Структурная схема СФУ, работающей параллельно с электрической сетью

Использование таких СФУ при наличии сети позволяет не только избежать некоторых недостатков автономных СФУ, но и снизить экономические вложения в проект.

Существенным преимуществом данной системы является отсутствие в ней аккумуляторных батарей, самого ненадежного и дорогостоящего звена автономной системы с солнечными модулями. Система функционирует полностью в автоматическом режиме. Вся энергия от фотоэлектрических модулей идет на питание электрооборудования потребителя и используется приоритетно, если выработка от солнечных модулей превышает потребление, то излишки поступают в общую сеть (если отключена функция «запрет» у инвертора).

Недостатком подобных систем является прекращение питания потребителей при отключении сети. Прекращение генерации электросетевых СФУ при пропадании напряжения в сети связано так же с обеспечением безопасности при проведении ремонтных работ. Однако, при проектировании, изготовлении и эксплуатации таких станций имеют место самые минимальные экономические затраты по сравнению с другими типами фотоэлектрических станций. Так же успешное использование этих типов систем возможно при условии, если энергия, преобразованная инвертором, соответствует требованиям качества электроэнергии в централизованной сети или в сетях распределенной генерации.

Исследованию показателей качества электроэнергии от СЭС и СФУ, работающих параллельно с сетью, посвящены работы российских и зарубежных авторов. В данных работах рассматривается качество энергии как от СЭС, работающих с сетями высокого напряжения, так и от СФУ, работающих на электроснабжение конкретного потребителя. В статье [122] рассматривается реальный участок сети электроснабжения Египта напряжением 11 кВ. Авторами проводится моделирование четырех различных случаев работы данного участка. В первом случае в сети электроснабжения отсутствует СФУ, в остальных случаях СФУ подключается тремя различными узлами линии по мере удаления от генерирующей системы. По результатам моделирования отмечен рост гармонических искажений по току и напряжению при наличии в сети СФУ и необходимы дополнительные фильтры гармоник для их снижения.

В работе [123] авторы рассматривали влияние СФУ на гармонические искажения в сети низкого напряжения (400 В). Как и в предыдущей работе рассматривается четыре варианта:

1) в сети отсутствуют СФУ – при таком варианте коэффициент гармонических искажений по напряжению $TDH_v = 5,5 \%$, по току – $TDH_I = 8,8 \%$.

2) 33 % узлов в сети оснащены СФУ ($TDH_v = 5,7 \%$, $TDH_I = 10,1 \%$);

3) 50 % узлов сети оснащены СФУ ($TDH_v = 5,8 \%$, $TDH_I = 12,4 \%$);

4) 100 % узлов оснащены СФУ ($TDH_v = 6,2 \%$, $TDH_I = 13,2 \%$)

Авторы приходят к выводу, что подключение к сети низкого напряжения инверторов приводит к повышению гармонических искажений по току и напряжению с увеличением количества инверторов.

Следует отметить, что основой для получения выводов в данных работах служат данные, полученные только при моделировании. На достоверность полученных результатов будет влиять адекватность используемой модели, используемые математические зависимости.

1.4. Анализ нормативных документов по подключению и работе СФУ с электрическими сетями разного уровня напряжения

1.4.1. Анализ нормативных документов по работе СФУ и систем большой мощности

В связи с увеличением доли энергии, получаемой от использования возобновляемых источников, возникает ряд проблем при подключении установок, работающих на основе этих источников, к энергосистеме [3, 30, 31, 37, 64]. Основные проблемы: обеспечение требований к качеству электроэнергии [26, 41], обеспечение надежности энергосистемы с сетевыми СФУ [40, 43], ограничение мощности, меры безопасности, системы защиты, процесс синхронизации, снижение инерционности системы и т. д.

Основным документом, нормирующим внедрение и развитие энергогенерирующих установок на базе возобновляемых источников энергии, является Энергетическая стратегия, принятая в 2020 году [58, 76]. Данный документ определяет задачи до 2035 года, связанные с энергогенерирующими установками на базе ВИЭ:

- совершенствование национальных стандартов, касающихся возобновляемых источников энергии, с учетом лучших мировых практик;
- совершенствование механизмов стимулирования развития возобновляемой энергетики на среднесрочную и долгосрочную перспективу;
- стимулирование добровольного спроса на электрическую энергию, выработанную на основе возобновляемых источников энергии.

Начальный этап разработки и внедрения энергогенерирующих установок на базе ВИЭ в системы электроснабжения РФ был нормирован в федеральном законе ФЗ № 250 «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России» [55]. Закон определил эффективные технологические процессы по преобразованию возобновляемой энергии в электрическую и тепловую.

Анализируя мировой опыт и зарубежные и международные стандарты, можно выявить ряд общих закономерностей, определяющих основы работы объектов малой генерации на основе ВИЭ в энергосистемах отдельных стран (Германия, Япония, США, Египет, Израиль, Испания и др.) и методы учета и оплаты выработанной такими станциями электрической энергии [96, 99, 104, 107–108, 111–112, 115–117].

В нашей стране на данный момент действует ряд ГОСТов, устанавливающих требования к проектированию таких объектов распределенной генерации, приемо-сдаточным испытаниям, правилам эксплуатации [20, 22–25].

Согласно поправкам, внесенным в Федеральный закон № 35-ФЗ [57], от 27 декабря 2019 года нетрадиционным источникам энергии, принадлежащим частным или юридическим лицам разрешено присоединение к централизованной электросети с возможностью выдачи избытков электроэнергии в сеть [85]. В законе указано несколько ограничений для таких объектов: присоединение возможно к объектам электросетевого хозяйства с уровнем напряжения до 1000 В, техническое присоединение объекта микрогенерации должно обеспечивать ограничение мощности не более чем 15 кВт.

Закон рассматривает только вопросы подключения частных электростанций к сети, при этом нормативные документы, требования по нормированию качества электроэнергии, надежности электроснабжения, экологичности, синхронизации сети и объектов распределенной генерации не указаны. Так же, отсутствуют нормы фиксации количества отданной электроэнергии в сеть и ее оплаты.

1. Требования к установленной мощности

Объект генерации (чаще промышленный) мощностью, превышающей 1000 кВт, подключается к сетям среднего или высокого напряжения. В большинстве стран максимальная мощность для сетей напряжением до 35 кВ определена в пределах 6...15 МВт (рисунок 1.8).

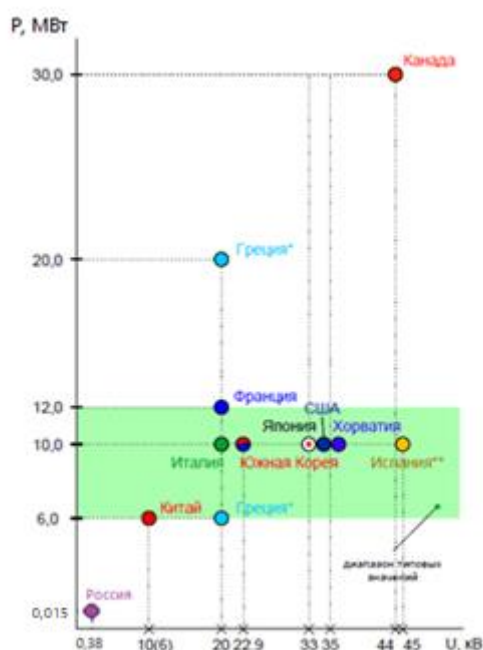


Рисунок 1.8 – Максимально допустимая мощность при подключении к сети

Специфика построения сетей и различия в классах напряжения являются причиной необходимости разработки различных технических требований для подключения объектов на основе ВИЭ к централизованной сети. Например, в Канаде частные мощные генерирующие установки на базе ВИЭ разрешено присоединять к сетям напряжением 44 и 69 кВ [97]. В ряде европейских стран [99, 108, 112] не нормируется мощность энергогенерирующих установок распределенной генерации, которые могут быть присоединены к сетям среднего напряжения. Сравнение допустимой мощности уста-

новоков распределенной генерации, которые могут быть присоединены к электрическим сетям различного напряжения представлено на рисунке 1.8.

2. Учет пропускной способности электрической сети

Для нормирования максимальной предельной мощности энергогенерирующих установок (традиционных и альтернативных), работающих параллельно с распределительной электрической сетью, за рубежом ограничивают номинальной мощностью распределительных трансформаторов среднего и низкого напряжения и допустимой пропускной способностью воздушных и кабельных электрических линий [95].

В ряде стран [113, 114] номинальная полная мощность трансформатора $S_{ном}$, к которому подключается сеть низкого напряжения, ограничивает нагрузку в этой сети. Запрет на реверсивные перетоки энергии через трансформатор в сеть среднего напряжения – наиболее частое техническое ограничение при подключении генерирующих установок потребителей. Допустимым считается потребление энергии от систем распределенной генерации на уровне напряжения, к которому подключена генерирующая установка.

В европейских странах вводится ограничение мощности генерирующей установки в пределах 35...45 % от номинальной мощности трансформаторов, установленных на подстанции. В Южной Корее допустимый предел мощности установки распределенной генерации составляет до 20 % от мощности трансформатора низкого и среднего напряжения [95]. В некоторых странах энергоснабжающие организации разрешают краткую перегрузку масляных силовых трансформаторов, если данный режим работы не приводит к длительному перегреву оборудования.

В некоторых странах (ЮАР, Южная Корея, США) допустимую мощность генерирующей установки ограничивают в пределах 15...25 % от максимальной токовой нагрузки ЛЭП [95, 110, 116], в Испании пределом считается 50 % от пропускной способности электрической сети среднего напряжения [96].

В случае превышения пропускной способности электрической сети в результате подключения генерирующего источника, допускается возможность замены существующего провода на провод большего сечения при условии, что после замены провода механические нагрузки на опоры линии не будут превышать допустимых значе-

ний. Также при оценке допустимости загрузки сети учитываются ограничения по номинальному току подстанционного оборудования (силовой выключатель, разъединитель, трансформатор тока и др.)

3. Влияние на потери мощности в сети

Во многих случаях в качестве дополнительного критерия рассматривается влияние на потери мощности в электрической сети [78]. Сетевыми организациями проводятся дополнительные расчеты электрических режимов, чтобы выявить влияние генерирующего объекта на потери в электрической сети в различных схемно-режимных ситуациях. При этом, согласно существующим требованиям, объект генерации не должен приводить к росту потери мощности.

С точки зрения распределения потоков мощности в электрической сети подключение генерации вблизи центра питания будет оказывать несущественное влияние на уровень потерь в линиях электропередачи. В тоже время при подключении генерирующих объектов к удаленным точкам фидеров, реверсивный поток мощности может приводить к увеличению потерь. На рисунке 1.9 представлены технические ограничения на подключение СФУ к трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ.

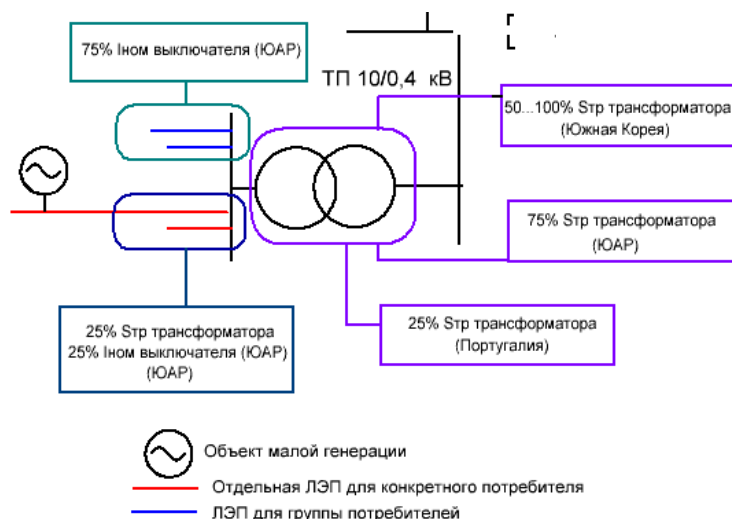


Рисунок 1.9 – Технические ограничения по подключению объектов распределенной генерации к централизованной сети

4. Обобщение технических требований и международный опыт Самым проработанным на сегодняшний день стандартом на

подключение малой генерации является международный стандарт американского происхождения IEEE 1547, состоящий из восьми частей [105].

Первые четыре похожи на Правила устройства электроустановок. Остальные части включают руководство по проектированию установок собственной генерации, а также научно-технические приложения для исследований влияния малой генерации на энергосистему.

IEEE 1547 содержит подробное описание технологических проблем внедрения генерации малой мощности, в том числе на базе ВИЭ, в энергосистему и носит скорее научно-технический характер, чем инженерный. Стандарт задает типовую структуру выполнения проектов и различной деятельности в области собственной генерации, в которую вписываются национальные стандарты с конкретными характеристиками и численными значениями. Следует отметить, что стандарт не является обязательным даже в США, а наиболее широко используется в соседней Канаде [64].

1.4.2. Анализ нормативных документов по качеству электроэнергии в системах электроснабжения с солнечными фотоэлектрическими установками, работающими параллельно с сетью

Требования по качеству электроэнергии в централизованной сети определяются ГОСТ 32144–2013 [21] (приложение 1).

Качество электроэнергии в сети объектов распределенной генерации нормирует документ [25] который описывает ограничения по отклонению частоты, напряжения, гармонических искажений т.д. (таблица 1.3).

1. Отклонения частоты переменного тока

Согласно ГОСТ 32144–2013 [21] значение частоты переменного тока в электрической сети определено и считается номинальным – 50 Гц. Для указанного показателя частоты данный нормативный документ устанавливает следующие ограничения:

- изменение частоты в синхронизированных системах электроснабжения должно быть не более $\pm 0,2$ Гц в течение 95 % времени интервала в семь дней, $\pm 0,4$ Гц в течение 100 % времени интервала в семь дней;

- изменение частоты в изолированных системах электроснабжения с автономными генераторными установками, не подключенными к синхронизированным системам передачи электрической энергии, должно быть не более ± 1 Гц в течение 95 % времени интервала в семь дней, ± 5 Гц в течение 100 % времени интервала в семь дней.

Таблица 1.3 – Показатели качества электроэнергии

Требуемый класс	Показатели качества электроэнергии						
	Продолжительность услуги, ч/день	Обеспечение электроэнергией, %/год			Требуемое качество электроэнергии		
		1	2	3	1	2	3
A	≈ 24	≥ 99	≥ 98	≥ 97	$ \pm \Delta U \leq 0,1 U_N$ $ \pm \Delta f \leq 1$ Гц $TDN \leq 3 \%$	$ \pm \Delta f \leq 0,15 U_N$ $ \pm \Delta f \leq 2$ Гц $TDN \leq 5 \%$	$ \pm \Delta f \leq 0,2 U_N$ $ \pm \Delta f \leq 3$ Гц $TDN \leq 10 \%$
B	$16 \leq x \leq 24$						
C	$8 \leq x \leq 16$						
D	$4 \leq x \leq 8$						
E	$x < 4$						

Согласно нормативным документам и данным некоторых энергетических компаний (ENTSO-E, E.ON, ГОСТ Р МЭК 61727–2016), характеризующим подключение и синхронизацию автономных систем электроснабжения (солнечных электростанций), для различных ступеней напряжения (0,38, 35, 110 кВ и т. д.) указаны различные временные промежутки отключения солнечных электростанций от централизованной сети при различных отклонениях частоты (таблица 1.4). Во всех документах нормальным режимом параллельной работы электростанции с сетью является частота 49...50 Гц, что соответствует ГОСТ 32144–2013. В Европе и Германии требования для солнечных электростанций являются более мягкими, чем в рекомендациях и требованиях в России [24, 73]. Но согласно [24] в России СФУ должна отключаться от сети при отклонении частоты на уровне 0,2 Гц [21, 25].

Таблица 1.4 – Требования к СФУ по отклонению частоты

Частота, Гц	ENTSO-E (110кВ) [73]	E.ON (110кВ) [73]	АО «СО ЕЭС» рекомендации (110кВ) [73]	ГОСТ Р МЭК 61727–2016 (0,38кВ) [24]	Предложение АО «НТЦ ЕЭС» (110кВ) [73]
	Время отключения				
46...47	–	–	1 с	0,2 с	не менее 1 с
47...47,5	–	–	1 мин	0,2 с	не менее 1 мин
47,5...48	30 мин	10 мин	1 мин	0,2 с	не менее 1 мин
48...48,5	30 мин	20 мин	5 мин	0,2 с	не менее 5 мин
48,5...49	30 мин	30 мин	5 мин	Обязательно отключается	не менее 5 мин
49...50	Без огр.	Без огр.	Без огр.	Без огр.	Без огр.
50...50,2	Без огр.	Без огр.	Без огр.	Обязательно отключается	не менее 5 мин
50,2...51	Без огр.	30 мин	3 мин	0,2 с	Завод изготовитель
51...51,5	30 мин	30 мин	Завод изготовитель	0,2 с	Завод изготовитель

2. Отклонения напряжения

В электрических сетях низкого напряжения одиночные быстрые изменения напряжения составляют не более 5 %, в электрических сетях среднего напряжения не более 4 %. Но в некоторых случаях могут происходить несколько раз в день изменения напряжения с малой продолжительностью до 10 и до 6 % соответственно [21]. Исходя из требований для Евросоюза и нормативных документов, характеризующих работу СФУ и централизованной сети в России, мгновенное отключение СФУ от сети должно происходить при отклонении напряжения не более чем 25 % (таблица 1.5) [24].

Таблица 1.5 – Требования к СФУ по отклонению напряжения

Напряжение, В	ENTSO-E (110кВ) [73]	АО «СО ЕЭС» рекомендации (110кВ) [73]	ГОСТ Р МЭК 61727–2016 (0,38кВ) [24]	Предложение АО «НТЦ ЕЭС» (110кВ) [73]
	Время отключения			
$U < 0,5 U_0$	–	–	0,1 с	–
$50 \% < U < 85 \%$	60 мин	–	2 с	–
$85 \% < U < 110 \%$	Без огр.	–	Без огр.	20 мин
$110 \% < U < 135 \%$	≤ 20 мин	–	2 с	20 с
$135 \% < U$	–	–	0,05 с	1 с

3. Несинусоидальность

Причинами появления высших гармоник являются подключенные к электросети потребители, имеющие нелинейные входные цепи и вследствие этого потребляющие импульсный ток. Нелинейный характер цепи определяется наличием в ней полупроводниковых нелинейных элементов (выпрямительных мостов, диодов, тиристоров и т. д.). Эффект искажения третьей гармонической составляющей показан на рисунке 1.10. Компоненты гармонических токов будут взаимодействовать с токами источника, вызывая тем самым гармоники напряжения. Гармонические составляющие напряжения накладываются на основную синусоиду напряжения, что приводит к искажению формы сигнала напряжения (рисунок 1.10). Она может быть математически описана уравнением формы Фурье [6, 20]:

$$f(t) = \alpha_0 + \sum_{n=1}^{\infty} \alpha_n \cos(n\omega_0 t) + \sum_{n=1}^{\infty} b_n \sin(n\omega_0 t), \quad (1.1)$$

где α_0 , α_n , b_n – функции тригонометрического ряда; n – номер гармоники; ω_0 – угловая частота основной составляющей.



Рисунок 1.10 – Влияние 3-й гармоники

$$\alpha_0 = \frac{1}{T} \int_0^T f(t) dt; \quad (1.2)$$

$$\alpha_n = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \cos\left(\frac{k}{N} \omega_0 t\right) dt; \quad (1.3)$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \sin\left(\frac{k}{N} \omega_0 t\right) dt; \quad (1.4)$$

где T – длительность временного интервала измерения; k – порядковый номер (порядок) спектральной составляющей, относящийся к разрешению по частоте; N – число периодов основной частоты во временном интервале измерения.

Суммарные гармонические искажения в напряжении (THD_v) и токе (THD_i) определяются следующим образом [21]:

$$\text{THD}_V = \frac{\sqrt{U_2^2 + U_3^2 + U_4^2 + U_5^2 + \dots}}{U_1}, \quad (1.5)$$

где U_1 – действующее значение междуфазного (фазного) напряжения l -ой гармоники (основной частоты); $U_2, U_3 \dots U_n$ – действующие значения междуфазного (фазного) напряжения высших гармоник, кратных по частоте основной гармонике:

$$\text{THD}_i = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + I_5^2 + \dots}}{I_1}, \quad (1.6)$$

где I_1 – действующее значение междуфазного (фазного) тока l -ой гармоники (основной частоты); $I_2, I_3 \dots I_n$ – действующие значения междуфазного (фазного) тока высших гармоник, кратных по частоте основной гармонике.

Протекание гармонических токов в электрооборудовании может вызвать такие проблемы, как нагрев оборудования, неправильное срабатывание автоматических выключателей, и т. д. Следовательно, электрические стандарты устанавливают соответствующие ограничения на общую и индивидуальную гармоники в сетях.

1.5. Технические проблемы обеспечения качества электроэнергии

Централизованное электроснабжение определяется как система генерирующих установок и потребителей электроэнергии, которые объединены между собой за счет воздушных или кабельных ЛЭП. Особенности электроснабжения сельских районов России рассматривались выше. С учетом этих особенностей существует проблема обеспечения качества электроэнергии, которое контролируется посредством измерения показателей качества электроэнергии (ПКЭ) в точках присоединения потребителей. Основными причинами, влияющими на ПКЭ у потребителя электроэнергии являются:

- несимметричность нагрузки – несимметричную нагрузку при значительном количестве электроприемников затруднительно равномерно распределить по фазам;

- нелинейность электроприемников – электрически связанные электроприемники с нелинейными характеристиками вызывают гармонические искажения, которые усиливаются, суммируясь в узлах сети, и распространяются как от высшего напряжения к низшему, так и наоборот;

- протяженность системы – значительная протяженность электрической сети вызывает дополнительные потери напряжения, и при увеличении количества потребителей возникают отклонения напряжений от допустимых значений.

Современное состояние сельских электрических сетей для обеспечения и регулирования ПКЭ требует использования специальных устройств (симметрирующие устройства, батареи конденсаторов, вольтодобавочные трансформаторы).

Для устранения перечисленных отклонений ПКЭ без использования корректирующих устройств необходимо значительно сократить количество электроприемников и протяженность системы. С учетом постоянного роста потребности в электроэнергии сокращение количества электроприемников не представляется возможным. Сократить протяженность линий электропередачи возможно с помощью подключения к централизованной сети дополнительных генерирующих установок (создание системы распределенной генерации). Под распределенной генерацией (РГ) понимается совокупность потребительских энергоустановок как индивидуального использования, так и объединенных в микроэнергосистемы. С учетом подобной схемы электроснабжения сельскохозяйственных потребителей возможны варианты со значительным повышением показателей качества у близкорасположенных потребителей электроэнергии. В частности, снижение отклонения напряжения от номинальных значений, снижение гармонических искажений напряжения и тока. Так же в зависимости от характера нагрузки возможно влияние СФУ на коэффициент мощности из-за появления дополнительных мощностей у потребителя.

Кроме описанных выше характеристик электроэнергии, СФУ может влиять на ПКЭ не только в нормальных режимах работы централизованной сети, но и в аварийных и временно допустимых режимах работы централизованной сети. Возможна как подпитка короткого замыкания от СФУ, так и повышение напряжения при его

резких отклонениях от номинального. Частичная оценка влияния аварийных режимов сети на СФУ проводилось в работе [36]. Авторы показали как искажения тока и напряжения на стороне переменного тока, так и значительное изменение параметров на стороне постоянного тока. Однако, изменение напряжения и тока на входе инвертора может означать либо опрокидывание, либо прорыв сетевого инвертора. Опрокидывание инвертора возникает, если по тем или иным причинам не происходит коммутации тока на очередном транзисторе. Прорыв инвертора возникает, если в проводящем состоянии оказываются два транзистора, подключенные к одной фазе и э.д.с. генератора оказывается закороченной через два последовательно включенных транзистора. Поэтому встроенная защита отключает инвертор при любом отклонении параметров сети от номинальных. С учетом состояния сельских сетей, такое может происходить довольно часто, поэтому необходимо исследовать параметры качества электроэнергии от солнечной электростанции при ее запуске при снятии аварийного режима, т. к. возможны значительные отклонения напряжения и частоты. Также возможно возникновение значительных ударных токов как при возникновении короткого замыкания в сети, так и при его снятии.

Если рассматривать допустимые ГОСТ 32144–2013 отклонения напряжения и частоты, то качество энергии от СФУ так же необходимо оценить. Для этого необходимо провести аналитические и экспериментальные исследования показателей качества электроэнергии у сельскохозяйственных потребителей при работающей и отключенной СФУ, причем как в нормальных режимах работы централизованной сети, так и во временно допустимых и аварийных режимах.

Глава 2. Математическая и имитационная модели солнечной фотоэлектрической установки параллельно с электрической сетью

2.1. Основные элементы СФУ

Перед составлением математической и имитационной модели работы СФУ необходимо выделить основные элементы, работа которых будет описываться. Солнечная фотоэлектрическая установка по составу представляет собой стандартную СФУ, работающую параллельно с сетью, основными компонентами которой являются ФБ и соединенный с ней инвертор. ФБ в общем случае состоит из фотоэлектрических модулей, соединенных по выбранной схеме (последовательно, параллельное или смешанное соединение). Инвертор содержит в своей конструкции кроме силовой электроники (IGBT – транзисторов) повышающий преобразователь и устройство слежения за точкой максимально мощности.

2.2. Математическая модель

Исследование режимов при параллельной работе СФУ и сети производится на основе анализа электромагнитных переходных процессов на инверторе. Для описания процессов на входе инвертора необходимо рассмотреть математическое описание: работы фотоэлектрических модулей и логику соединения их в батарею; повышающего преобразователя постоянного тока и устройства слежения за точкой максимально мощности.

На вход инвертора поступает постоянный ток с выхода ФБ. Модель фотоэлектрического модуля разрабатывалась на основе традиционной однодиодной схемы замещения (рисунок 2.1).

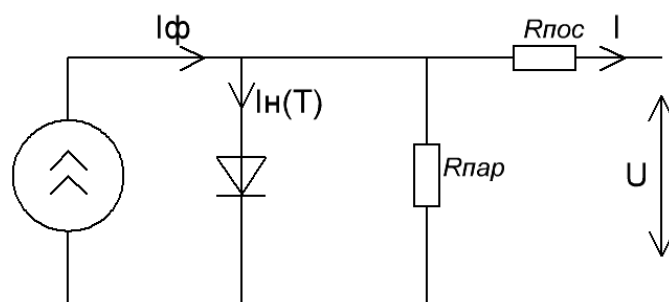


Рисунок 2.1 – Схема замещения фотоэлектрического модуля

Вольт-амперную характеристику работы фотоэлектрического модуля можно описать формулой (2.1) [4]:

$$I = I_{\phi} - I_0 \left(e^{\frac{q(U+IR_{\text{пос}})}{AkT}} - 1 \right) + \frac{U + IR_{\text{пос}}}{R_{\text{пар}}}, \quad (2.1)$$

где I_{ϕ} – фототок (А); I_0 – ток насыщения диода (А); q – заряд электрона (Кл), $q = 1,6 \times 10^{-19}$ Кл; $R_{\text{пос}}$ – последовательное сопротивление (Ом); A – фактор неидеальности диода; k – постоянная Больцмана (Дж/К), $k = 1,38 \times 10^{-23}$ Дж/К; $R_{\text{пар}}$ – шунтирующее сопротивление (Ом).

Влияние освещенности солнечного модуля на величину фототока рассчитывается согласно:

$$I_{\phi} = \frac{E}{E_{\text{СУИ}}} [I_{\text{кз}} + \alpha_{\text{кз}} (T_i - T_{\text{СУИ}})], \quad (2.2)$$

где E – текущая энергетическая освещенность (Вт/м²); $E_{\text{СУИ}}$ – энергетическая освещенность при стандартных условиях испытаний (СУИ, 1000 Вт/м², 25 °С элемента, АМО 1,5) (Вт/м²); $I_{\text{кз}}$ – ток короткого замыкания модуля при СУИ (А); $\alpha_{\text{кз}}$ – температурный коэффициент тока короткого замыкания при СУИ; T_i – текущая рабочая температура модуля в условиях эксплуатации (°С); $T_{\text{СУИ}}$ – температура модуля при СУИ, °С, (принимают $T_{\text{СУИ}} = 25$ °С).

Влияние температуры на работу солнечного модуля учитывается при расчете тока насыщения I_0 согласно:

$$I_0 = I_{0\text{об}} \left[\frac{T_i}{T_{\text{СУИ}}} \right]^3 \times e^{\left[\frac{qE_{\text{СУИ}}}{Ak} \left(\frac{1}{T_i} - \frac{1}{T_{\text{СУИ}}} \right) \right]}, \quad (2.3)$$

где $I_{0\text{об}}$ – обратный ток насыщения диода (А).

Так как на вход инвертора подключается ФБ, то необходимо учесть количество фотоэлектрических модулей и схему их соединения. Количество и схема соединения ФМ будет влиять на ВАХ ФБ (2.1) согласно следующим зависимостям:

$$\begin{cases} I_{\text{ф.батареи}} = I_{\text{ф}} \times N_{\text{пар}}; \\ I_{0.\text{батареи}} = I_0 \times N_{\text{пар}}; \\ R_{\text{пос.батареи}} = R_{\text{пос}} \frac{N_{\text{пос}}}{N_{\text{пар}}}; \\ R_{\text{пар.батареи}} = R_{\text{пар}} \frac{N_{\text{пос}}}{N_{\text{пар}}}, \end{cases} \quad (2.4)$$

где $N_{\text{пос}}$ – количество фотоэлектрических модулей в цепочке, соединенных последовательно, шт.; $N_{\text{пар}}$ – количество цепочек фотоэлектрических модулей, соединенных параллельно, шт.

На основании ВАХ фотоэлектрического модуля (2.1) и системы (2.4) запишем ВАХ фотоэлектрической батареи:

$$I = N_{\text{пар}} I_{\text{ф}} - N_{\text{пар}} I_0 \left[e^{\frac{\frac{U}{N_{\text{пос}}} + \frac{IR_{\text{пос}}}{N_{\text{пар}}}}{A_{\text{кт}}}} - 1 \right] - \frac{U}{N_{\text{пос}}} - \frac{IR_{\text{пос}}}{N_{\text{пар}}}. \quad (2.5)$$

В известной формуле (2.5) вольт-амперной характеристики ФБ ток I на выходе батареи присутствует в обеих частях уравнения, что усложняет дальнейшее применение данной формулы. Для описания зависимости тока на выходе ФБ от напряжения преобразуем формулу (2.5) относительно тока I на выходе ФБ:

$$I = N_{\text{пар}} I_{\text{ф}} - N_{\text{пар}} I_0 e^{\frac{qU}{N_{\text{пос}} A_{\text{кт}}}} e^{\frac{IR_{\text{пос}}}{N_{\text{пар}} A_{\text{кт}}}} + N_{\text{пар}} I_0 - \frac{U}{N_{\text{пос}}} - \frac{IR_{\text{пос}}}{N_{\text{пар}}}. \quad (2.6)$$

Перенесем в левую часть уравнения (2.6) все составляющие с током I :

$$I + N_{\text{пар}} I_0 e^{\frac{qU}{N_{\text{пос}} A_{\text{кт}}}} e^{\frac{IR_{\text{пос}}}{N_{\text{пар}} A_{\text{кт}}}} + \frac{IR_{\text{пос}}}{N_{\text{пар}}} = N_{\text{пар}} I_{\text{ф}} + N_{\text{пар}} I_0 - \frac{U}{N_{\text{пос}}}. \quad (2.7)$$

Преобразуем уравнение (2.7) относительно тока I :

$$I \left(1 + \frac{R_{\text{пос}}}{N_{\text{пар}}} \right) + N_{\text{пар}} I_0 e^{\frac{qU}{N_{\text{пос}} A_{\text{кт}}}} e^{\frac{IR_{\text{пос}}}{N_{\text{пар}} A_{\text{кт}}}} = N_{\text{пар}} I_{\text{ф}} + N_{\text{пар}} I_0 - \frac{U}{N_{\text{пос}}}; \quad (2.8)$$

$$I \left(\frac{N_{\text{пар}} R_{\text{пар}} + R_{\text{пос}}}{N_{\text{пар}} R_{\text{пар}}} \right) + N_{\text{пар}} I_0 e^{\frac{qU}{N_{\text{пос}} \text{АкТ}}} e^{\frac{IR_{\text{пос}}}{N_{\text{пос}} \text{АкТ}}} = N_{\text{пар}} I_{\phi} + N_{\text{пар}} I_0 - \frac{U}{N_{\text{пос}} R_{\text{пар}}}; \quad (2.9)$$

$$I + \frac{N_{\text{пар}} I_0 N_{\text{пар}} R_{\text{пар}}}{N_{\text{пар}} R_{\text{пар}} + R_{\text{пос}}} e^{\frac{qU}{N_{\text{пос}} \text{АкТ}}} e^{\frac{IR_{\text{пос}}}{N_{\text{пос}} \text{АкТ}}} = \frac{N_{\text{пар}} I_{\phi} + N_{\text{пар}} I_0 - \frac{U}{N_{\text{пос}} R_{\text{пар}}}}{\frac{N_{\text{пар}} R_{\text{пар}} + R_{\text{пос}}}{N_{\text{пар}} R_{\text{пар}}}}. \quad (2.10)$$

Прологарифмируем обе части уравнения (2.10):

$$\ln I + \ln \left(\frac{N_{\text{пар}} I_0 N_{\text{пар}} R_{\text{пар}}}{N_{\text{пар}} R_{\text{пар}} + R_{\text{пос}}} e^{\frac{qU}{N_{\text{пос}} \text{АкТ}}} e^{\frac{IR_{\text{пос}}}{N_{\text{пос}} \text{АкТ}}} \right) = \ln \left(\frac{N_{\text{пар}} I_{\phi} N_{\text{пар}} I_0 - \frac{U}{N_{\text{пос}} R_{\text{пар}}}}{\frac{N_{\text{пар}} R_{\text{пар}} + R_{\text{пос}}}{N_{\text{пар}} R_{\text{пар}}}} \right). \quad (2.11)$$

Преобразуем произведение под натуральным логарифмом в левой части уравнения (2.11) согласно свойствам логарифмов и перенесем логарифмы, в которых отсутствует ток I , в правую часть уравнения:

$$\begin{aligned} \ln I + \ln e^{\frac{IR_{\text{пос}}}{N_{\text{пос}} \text{АкТ}}} &= \ln \left(\frac{N_{\text{пар}} I_{\phi} N_{\text{пар}} I_0 - \frac{U}{N_{\text{пос}} R_{\text{пар}}}}{\frac{N_{\text{пар}} R_{\text{пар}} + R_{\text{пос}}}{N_{\text{пар}} R_{\text{пар}}}} \right) - \\ &- \ln \left(\frac{N_{\text{пар}}^2 I_{\phi} I_0 - R_{\text{пар}}}{N_{\text{пар}} R_{\text{пар}} + R_{\text{пос}}} \right) - \ln \left(e^{\frac{qU}{N_{\text{пос}} \text{АкТ}}} \right). \end{aligned} \quad (2.12)$$

Упростим правую часть уравнения (2.12):

$$\ln I + \ln e^{\frac{IR_{\text{пос}}}{N_{\text{пос}} \text{АкТ}}} = \ln \left(\frac{\left(N_{\text{пар}} I_{\phi} + N_{\text{пар}} I_0 - \frac{U}{N_{\text{пос}} R_{\text{пар}}} \right) N_{\text{пар}} R_{\text{пар}}}{N_{\text{пар}} R_{\text{пар}} + R_{\text{пос}}} \right) \quad (2.13)$$

$$- \ln \left(\frac{N_{\text{пар}}^2 I_0 R_{\text{пар}}}{N_{\text{пар}} R_{\text{пар}} + R_{\text{пос}}} \right) - \ln \left(e^{\frac{qU}{N_{\text{пос}} \text{АкТ}}} \right).$$

$$\ln I + \ln e^{\frac{IR_{\text{пос}}}{N_{\text{пос}} \text{АкТ}}} = \ln \left(\frac{(N_{\text{пар}}^2 (I_{\phi} + I_0) N_{\text{пос}} R_{\text{пар}} - U)}{N_{\text{пос}} (N_{\text{пар}} R_{\text{пар}} + R_{\text{пос}})} \right) - \quad (2.14)$$

$$- \ln \left(\frac{N_{\text{пар}}^2 I_0 R_{\text{пар}}}{N_{\text{пар}} R_{\text{пар}} + R_{\text{пос}}} \right) - \ln \left(e^{\frac{qU}{N_{\text{пос}} \text{АкТ}}} \right);$$

$$\ln I + \ln e^{\frac{IR_{\text{пос}}}{N_{\text{пос}}AkT}} = \ln \left(\frac{(N_{\text{пар}}^2 (I_{\phi} + I_0) N_{\text{пос}} R_{\text{пар}} - U) \times (N_{\text{пар}} R_{\text{пар}} + R_{\text{пос}})}{N_{\text{пос}} (N_{\text{пар}} R_{\text{пар}} + R_{\text{пос}}) \times (N_{\text{пар}}^2 I_0 R_{\text{пар}}) e^{\frac{qU}{N_{\text{пос}}AkT}}} \right); \quad (2.15)$$

$$\ln I + \ln e^{\frac{IR_{\text{пос}}}{N_{\text{пос}}AkT}} = \ln \left(\frac{(N_{\text{пар}}^2 (I_{\phi} + I_0) N_{\text{пос}} R_{\text{пар}} - U)}{N_{\text{пос}} N_{\text{пар}}^2 I_0 R_{\text{пар}} e^{\frac{qU}{N_{\text{пос}}AkT}}} \right). \quad (2.16)$$

Преобразуем левую часть уравнения (2.16) в логарифм произведения на основании свойства логарифмов:

$$\ln I e^{\frac{IR_{\text{пос}}}{N_{\text{пос}}AkT}} = \ln \left(\frac{(N_{\text{пар}}^2 (I_{\phi} + I_0) N_{\text{пос}} R_{\text{пар}} - U)}{N_{\text{пос}} N_{\text{пар}}^2 I_0 R_{\text{пар}} e^{\frac{qU}{N_{\text{пос}}AkT}}} \right). \quad (2.17)$$

Пропотенцируем обе части уравнения (2.17):

$$I e^{\frac{IR_{\text{пос}}}{N_{\text{пос}}AkT}} = \frac{(N_{\text{пар}}^2 (I_{\phi} + I_0) N_{\text{пос}} R_{\text{пар}} - U)}{N_{\text{пос}} N_{\text{пар}}^2 I_0 R_{\text{пар}} e^{\frac{qU}{N_{\text{пос}}AkT}}}. \quad (2.18)$$

Преобразуем степенную функцию к виду:

$$a = \frac{R_{\text{пос}}}{N_{\text{пар}} AkT}. \quad (2.19)$$

Тогда уравнение (2.18) будет иметь вид:

$$I e^{aI} = \left(\frac{I_{\phi} + I_0}{I_0} - \frac{U}{N_{\text{пос}} N_{\text{пар}}^2 I_0 R_{\text{пар}}} \right) e^{\frac{-qU}{N_{\text{пос}}AkT}}. \quad (2.20)$$

Разложим левую часть уравнения (2.20) в ряд Макларена, тогда:

$$I + \sum_{n=2}^{\infty} \frac{a^{n-1} I^n}{(n-1)!} = \left(\frac{I_{\phi} + I_0}{I_0} - \frac{U}{N_{\text{пос}} N_{\text{пар}}^2 I_0 R_{\text{пар}}} \right) e^{\frac{-qU}{N_{\text{пос}}AkT}}. \quad (2.21)$$

Доработанная математическая модель ФБ будет иметь вид:

$$I_{\text{Б}} = \left(\frac{I_{\phi} + I_0}{I_0} - \frac{U}{N_{\text{пар}}^2 R_{\text{пар}} I_0} \right) e^{\left(\frac{-q}{AkTN_{\text{пос}}} \right) U}, \quad (2.22)$$

где $I_{\text{Б}}$ – ток на выходе ФБ (А), $I_{\text{Б}} = \sum_{n=2}^{\infty} \frac{a^{n-1} I^n}{(n-1)!}$.

Далее повышающий преобразователь поднимает низкое напряжение, поступившее от ФБ, до уровня, соответствующего максимальной (оптимальной) мощности СФУ.

Для первой ступени системы генерации сигналов от ФБ схема повышающего прерывателя используется в качестве повышающего преобразователя постоянного тока. Уравнение, описывающее работу преобразователя, можно представить как:

$$U_{\text{вых}} = \frac{U_{\text{мин}} \eta}{1 - D}, \quad (2.23)$$

где D – коэффициент заполнения; $U_{\text{мин}}$ – минимальное значение напряжения на входе в повышающий преобразователь (В); η – коэффициент полезного действия повышающего преобразователя.

$$D = 1 - \frac{U_{\text{мин}} \eta}{U_{\text{вых}}}. \quad (2.24)$$

Коэффициент заполнения можно рассчитать из формулы (2.24), зная значение напряжения на выходе повышающего преобразователя (380 В) и пределы напряжения на входе в повышающий преобразователь ($U_{\text{мин}}$). Величина $U_{\text{мин}}$ может изменяться в зависимости от параметров солнечных панелей, поэтому примем пределы для СФУ малой мощности $U_{\text{мин}} = 110 \dots 150$ В. Для расчета можно использовать значение КПД повышающего преобразователя 80 % (которое является вполне реальным значением КПД для наихудшего случая повышающего преобразователя), или взять значение КПД из раздела «типовые характеристики» в документации на выбранный преобразователь. Тогда, подставляя значения в формулу (2.24) получим пределы коэффициента заполнения для СФУ малой мощности $D = 0,68 \dots 0,76$.

Основным заложенным требованием к СФУ является максимально возможное повышение эффективности и возможно более полное использование вырабатываемой ею энергии. Для эффективной работы СФУ необходимо, чтобы выходная мощность ФБ всегда соответствовала точке максимальной мощности ВАХ ФБ для данных внешних условий. И, соответственно, система должна иметь возможность отслеживать точку максимальной мощности ФБ. Исходя из проведенного анализа современных возможностей учета факторов, влияющих на работу фотоэлектрического оборудования,

и возможных условий работы исследуемой СФУ при электроснабжении сельскохозяйственных потребителей, было выбрано достаточным учет влияния энергетической освещенности, рабочей температуры фотоэлектрических модулей/ФБ и нагрузки. И опосредованно – температуры окружающей среды.

Логика построения модели: выходная характеристика ФБ нелинейна, и ее выходная мощность зависит от интенсивности солнечного излучения, температуры и нагрузки. В зависимости от интенсивности солнечного излучения и температуры ФБ может работать с различным выходным напряжением, но только при заданном выходном напряжении выходная мощность солнечной электростанции может достигать максимума. Следовательно, для повышения общей эффективности фотоэлектрической системы генерации энергии важным способом является регулировка рабочей точки фотоэлектрических панелей в реальном времени, чтобы она всегда работала вблизи точки максимальной мощности.

ФБ через инвертор с повышающим преобразователем постоянного тока подключается к сети переменного тока. Инвертор используется для преобразования постоянного тока и напряжения от СФУ в переменные, выравнивания и модуляции выходного напряжения в соответствии с напряжением сети. Используемая схема трехфазного инвертора с ШИМ модуляцией напряжения, преобразующего напряжение от СФУ, показана на рисунке 2.2.

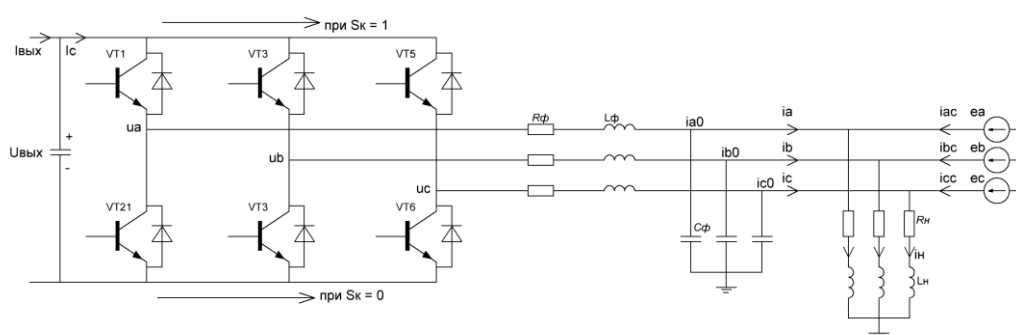


Рисунок 2.2 – Схема трехфазного сетевого инвертора

В данной схеме замещения: $U_{\text{вых}}$ – напряжение на шине инвертора на стороне постоянного тока после повышающего преобразователя (В), L_{ϕ} – катушка индуктивности фильтра со стороны сети (мГн), R_{ϕ} – эквивалентное сопротивление фильтра (Ом), L_{H} – катуш-

ка индуктивности нагрузки (мГн), R_H – эквивалентное сопротивление нагрузки (Ом) i_a , i_b и i_c – выходной фазный ток инвертора со стороны сети (А), i_{a0} , i_{b0} и i_{c0} – токи фильтра (А), e_a , e_b и e_c – напряжение источника питания (В), u_a , u_b и u_c – фазные напряжения на выходе инвертора на стороне сети (В), $i_{\text{ВЫХ}}$ – ток, текущий в инвертор со стороны повышающего преобразователя (А), i_c – ток, текущий в сеть (А), i_H – суммарный ток нагрузки сети и СФУ (А). Определим функцию переключения транзисторов S_k ($k = a, b, c$). Когда $S_k = 1$ – открыты транзисторы верхнего плеча инвертора. Когда $S_k = 0$ – открыты транзисторы нижнего плеча инвертора. Используя рисунок 2.3, составим схему замещения для фазы А (рисунок 2.3).

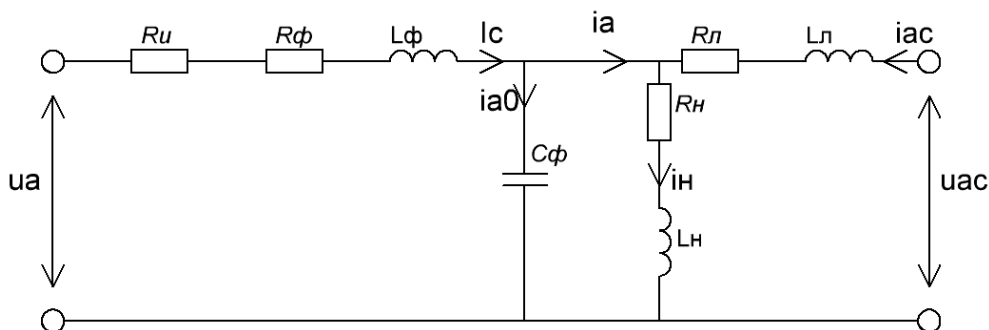


Рисунок 2.3 – Схема замещения фазы А

В схеме замещения u_{ac} – напряжение фазы А на шинах трансформатора 10/0,4 кВ (В).

При направлениях напряжения и тока, показанных на рисунке 2.3, и в соответствии с первым и вторым законами Кирхгофа запишем математическую модель фазы А инвертора, основанную на функции переключения инвертора, подключенного к сети, и входных параметрах инвертора (2.22, 2.23):

$$\begin{aligned}
 i_H &= i_a + i_{ac}; \\
 i_a &= i_c + i_{a0}; \\
 u_a &= i_c R_H + i_c R_\phi + L_\phi \frac{di_c}{dt} + \frac{1}{C} \int i_c(t) dt; \\
 \frac{1}{C} \int i_c(t) dt &= i_H R_H + L_H \frac{di_H}{dt}; \\
 u_{ac} &= i_{ac} R_L + L_L \frac{di_{ac}}{dt} + i_H R_H + L_H \frac{di_H}{dt}.
 \end{aligned} \tag{2.25}$$

Упростим зависимости, описывающие напряжения:

$$\begin{cases} u_a = i_c R_{\text{и}} + i_c R_{\text{ф}} + L_{\text{ф}} \frac{di_c}{dt} + i_{\text{н}} R_{\text{н}} + L_{\text{н}} \frac{di_{\text{н}}}{dt}; \\ u_{\text{ac}} = i_{\text{ac}} R_{\text{л}} + L_{\text{л}} \frac{di_{\text{ac}}}{dt} + i_{\text{н}} R_{\text{н}} + L_{\text{н}} \frac{di_{\text{н}}}{dt}. \end{cases} \quad (2.26)$$

В системе (2.26) $i_{\text{н}} R_{\text{н}} + L_{\text{н}} \frac{di_{\text{н}}}{dt} = u_{\text{н}}$ – напряжение активно-индуктивной нагрузки. Преобразуем систему относительно напряжения нагрузки:

$$\begin{cases} u_{\text{н}} = u_a - \left(i_c R_{\text{и}} + i_c R_{\text{ф}} + L_{\text{ф}} \frac{di_c}{dt} \right); \\ u_{\text{н}} = u_{\text{ac}} - \left(i_{\text{ac}} R_{\text{л}} + L_{\text{л}} \frac{di_{\text{ac}}}{dt} \right). \end{cases} \quad (2.27)$$

Из системы (2.27) получим уравнение, описывающее взаимосвязь между постоянным напряжением на входе инвертора, напряжением сети и напряжением потребителя электроэнергии:

$$2u_{\text{н}} = u_a - \left(i_c R_{\text{и}} + i_c R_{\text{ф}} + L_{\text{ф}} \frac{di_c}{dt} \right) + u_{\text{ac}} - \left(i_{\text{ac}} R_{\text{л}} + L_{\text{л}} \frac{di_{\text{ac}}}{dt} \right); \quad (2.28)$$

$$u_{\text{н}} = \frac{1}{2} (u_a + u_{\text{ac}}) - \frac{1}{2} \left(i_c R_{\text{и}} + i_c R_{\text{ф}} + L_{\text{ф}} \frac{di_c}{dt} + i_{\text{ac}} R_{\text{л}} + L_{\text{л}} \frac{di_{\text{ac}}}{dt} \right), \quad (2.29)$$

где $u_a = kU_{\text{вых}} \sin(\omega t + \varphi_a)$ – напряжение на выходе инвертора с учетом функции переключения транзисторов и постоянного напряжения на входе инвертора (В); $\Delta U_{\text{и}} = i_c R_{\text{и}}$ – потери на внутреннее сопротивление инвертора (В); $U_{\text{ф}} = i_c R_{\text{ф}} + L_{\text{ф}} \frac{di_c}{dt}$ – напряжение пассивного фильтра гармоник (В); $\Delta U_{\text{с}} = i_{\text{ac}} R_{\text{л}} + L_{\text{л}} \frac{di_{\text{ac}}}{dt}$ – потери в линии электропередачи (В).

Запишем уравнение (2.29) с учетом введенных переменных:

$$u_{\text{н}} = \frac{1}{2} (u_a + u_{\text{ac}}) - \frac{1}{2} (\Delta U_{\text{и}} + U_{\text{ф}} + \Delta U_{\text{с}}). \quad (2.30)$$

Для фаз В и С получим аналогичные уравнения, тогда уравнение трехфазной системы для напряжения нагрузки у потребителя будет записано так:

$$\begin{cases} u_{HA} = \frac{1}{2}(u_A + u_{Ac}) - \frac{1}{2}(\Delta U_{и} + U_{\phi} + \Delta U_c); \\ u_{HB} = \frac{1}{2}(u_B + u_{Bc}) - \frac{1}{2}(\Delta U_{и} + U_{\phi} + \Delta U_c); \\ u_{HC} = \frac{1}{2}(u_C + u_{Cc}) - \frac{1}{2}(\Delta U_{и} + U_{\phi} + \Delta U_c). \end{cases} \quad (2.31)$$

Данная система уравнений описывает взаимосвязь между постоянными током и напряжением, приходящими на инвертор от ФБ после повышающего преобразователя, и переменными током и напряжением на выходе инвертора, с учетом параметров централизованной сети.

Рассмотрим влияние СФУ на отклонение напряжения у потребителя электроэнергии и на гармонические искажения напряжения. Заменим напряжение фазы А инвертора и напряжение сети на соответствующие синусоидальные зависимости:

$$\begin{aligned} u_{и} &= \frac{1}{2}(kU_{\text{вых}} \sin(\omega t + \varphi_a) + U_{c0} + U_{c1}(\sin(\omega t + \varphi_a) + U_{c3}(\sin(3\omega t + \varphi_3) + \\ &+ U_{c5}(\sin(5\omega t + \varphi_5) + \dots) - \frac{1}{2}(\Delta U_{и} + U_{\phi} + \Delta U_c) = \\ &= \frac{1}{2}((kU_{\text{вых}} + U_{c1})\sin(\omega t + \varphi_a) + U_{c0} + \sum_{n=1}^{\infty} U_{cn}(\sin(n\omega t + \varphi_n)) - \\ &- \frac{1}{2}(\Delta U_{и} + U_{\phi} + \Delta U_c). \end{aligned} \quad (2.32)$$

На основании уравнений 1.15 и 2.32 можно оценить влияние СФУ на гармоническую составляющую напряжения потребителя:

$$\begin{aligned} TDH_v &= \frac{\sqrt{\left(\frac{U_{c2}}{2\sqrt{2}}\right)^2 + \left(\frac{U_{c2}}{2\sqrt{2}}\right)^2 + \left(\frac{U_{c2}}{2\sqrt{2}}\right)^2 + \left(\frac{U_{c2}}{2\sqrt{2}}\right)^2 + \dots}}{\frac{kU_{\text{вых}} + U_{c1}}{2\sqrt{2}}} = \\ &= \frac{2\sqrt{2} \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} \left(\frac{U_{cn}}{2\sqrt{2}}\right)^2}}{kU_{\text{вых}} + U_{c1}} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} U_{cn}^2}}{kU_{\text{вых}} + U_{c1}}. \end{aligned} \quad (2.33)$$

На основании системы уравнений (2.31) можно сделать вывод о снижении влияния потерь напряжения в линии электропередачи на напряжение у потребителя электрической энергии и снижении отклонения напряжения у потребителя. Из уравнения (2.33) видно снижение коэффициента гармонических искажений за счет дополнительного напряжения в первой гармонике.

2.3. Имитационная модель в программном комплексе Simulink

На основе разработанной математической модели, представленной в пункте 2.1, и анализа литературы [8, 46, 93] в программном комплексе Simulink разработана имитационная модель СФУ, работающей параллельно с сельскими сетями. Структурная схема имитационной модели представлена на рисунке 2.4.

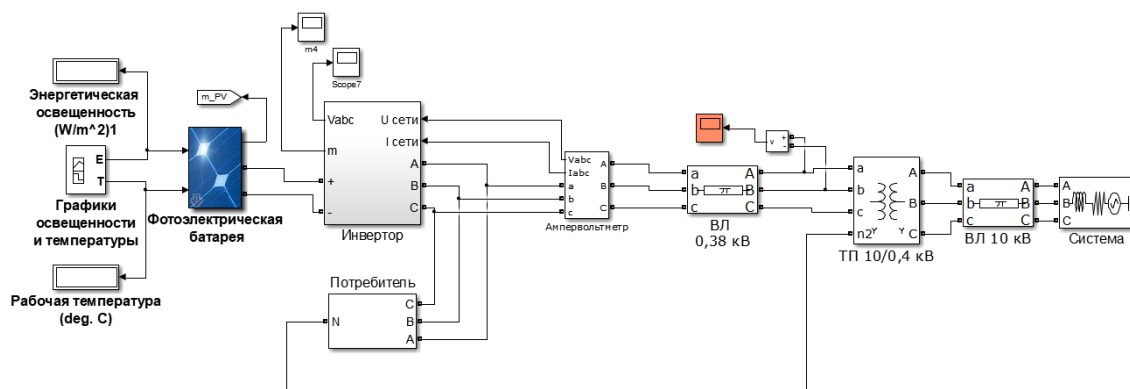


Рисунок 2.4 – Структурная схема имитационной модели СФУ, работающей параллельно с электrorаспределительной сетью, для электроснабжения сельскохозяйственных потребителей

Модель состоит из следующих блоков: ФБ; инвертора, включающего повышающий преобразователь постоянного тока, устройство слежения за точкой максимальной мощности (MPPT-контроллера), управление инвертором; потребителя электрической энергии; линии 0,38 кВ; трансформатора 10/0,4 кВ; линии 10 кВ и генерирующей системы.

2.3.1. Фотоэлектрическая батарея

Блок ФБ состоит из фотоэлектрических модулей. Схема замещения фотоэлектрического модуля (рисунок 2.5) строится на основе схемы (рисунок 2.1) и состоит из источника тока, диода, параллельного и последовательного сопротивлений. Работа схемы замещения фотоэлектрического модуля основана на уравнении (2.1). В данной схеме идеальный источник тока вырабатывает ток I_{ϕ} пропорциональный энергетической освещенности ФМ и температуре окружающей среды. На величину шунтирующего сопротивления $R_{\text{пар}}$, под-

ключенного параллельно источнику тока, могут влиять различные дефекты солнечного модуля. Величина сопротивления $R_{\text{пос}}$, включенного последовательно в схему замещения, будет зависеть от сопротивления контактов в фотоэлектрическом модуле и полупроводниковых материалов, из которых изготовлен модуль.

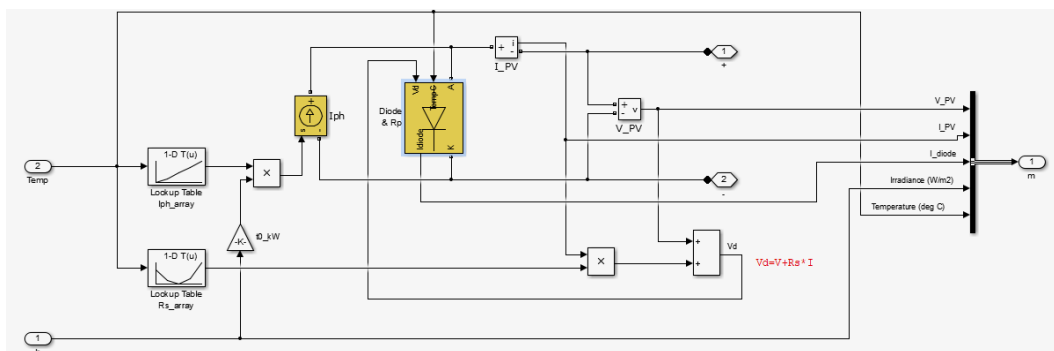


Рисунок 2.5 – Структурная схема фотоэлектрического модуля

На рисунке 2.6 представлена схема, описывающая изменение выходных параметров шунтирующего диода, с учетом влияния температура. Данная зависимость описывается формулой (2.3).

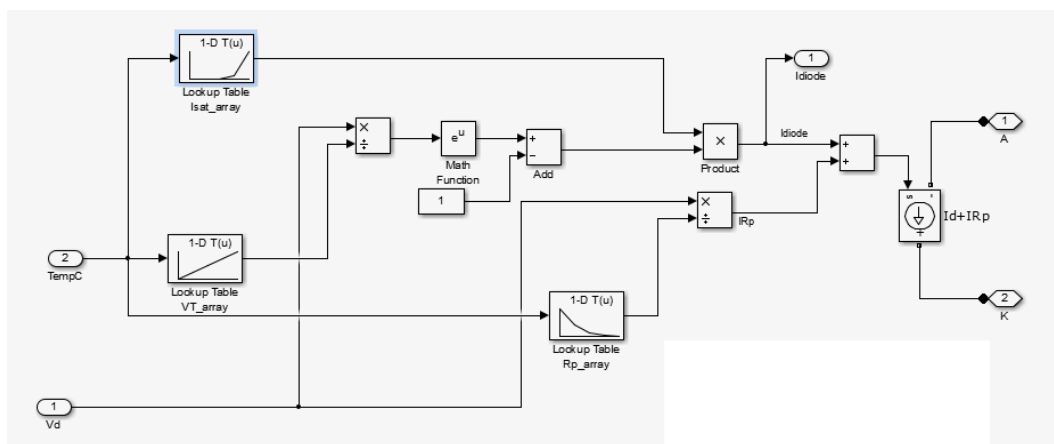


Рисунок 2.6 – Схема изменения выходных параметров шунтирующего диода

Выходные параметры блока ФБ рассчитываются на основании уравнения (2.4) при задаваемых параметрах ФБ (количество фотоэлектрических модулей, последовательно соединенных в цепочки и количество цепочек, соединенных параллельно между собой).

2.3.2. Повышающий DC-DC преобразователь и MPPT-контроллер

На рисунке 2.7 представлена совмещенная схема повышающего преобразователя постоянного тока и устройства слежения за точкой максимальной мощности. Работа данного блока основана на формулах (2.6).

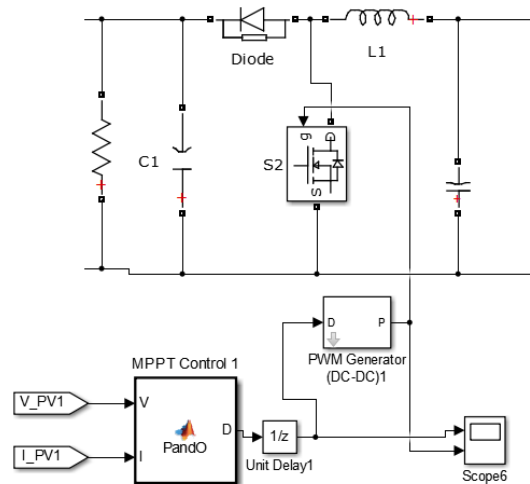


Рисунок 2.7 – Совмещенная схема блоков повышающего преобразователя и устройства слежения за точкой максимальной мощности

Точка максимальной мощности путем регулирования рабочего цикла α используется для управления повышающим преобразователем. Алгоритм P&O используется для нахождения точки максимальной мощности СФУ. В основе алгоритма лежит слежение за выходной мощностью фотоэлектрической батареи и подбор оптимальных значений тока и напряжения на входе инвертора. Устройство слежения за точкой максимальной мощности (MPPT-контроллер) измеряет значения тока и напряжения солнечных панелей и управляет ключом S2.

2.3.3. Сетевой инвертор

В основе модели инвертора лежит блок Universal Bridge, предлагаемый программой Simulink. Традиционная схема трехфазного инвертора напряжения [78], представленная в указанном элементе программы получена за счет объединения общего входного напряжения источника для трех полумостовых однофазных инверторов

(рисунок 2.8). В таком подключении не требуется наличия средней (нулевой) точки у источника выходного напряжения.

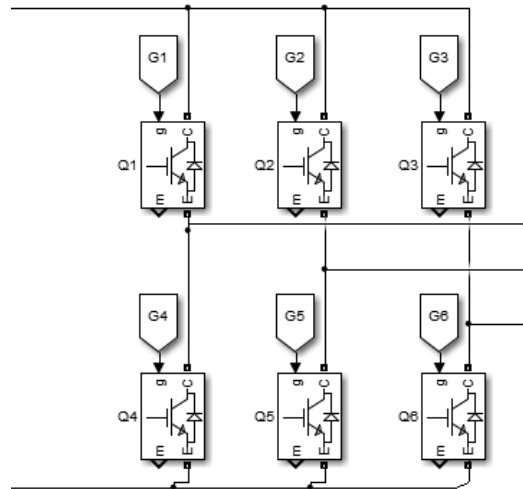


Рисунок 2.8 – Схема блока инвертора

Для управления инвертором определен 180-градусный режим. Сигналы, необходимые для его работы, подаются на верхний и нижний транзисторы каждого плеча моста. Это происходит в каждом полупериоде выходного напряжения с определенными сдвигами по фазам для получения трехфазной системы [35].

В представленной модели выбраны биполярные транзисторы с изолированным затвором, так как они имеют низкие потери в открытом состоянии и могут работать при мощности свыше 5 кВт.

Так как предлагается модель СФУ, работающей параллельно с сетью, в ее основе отсутствуют аккумуляторные батареи. В связи с этим инвертор синхронизирует свой выходной сигнал с эталонным сигналом централизованной сети на основе формул. Синхронизация проводится на основе блока управления инвертором (рисунок 2.9).

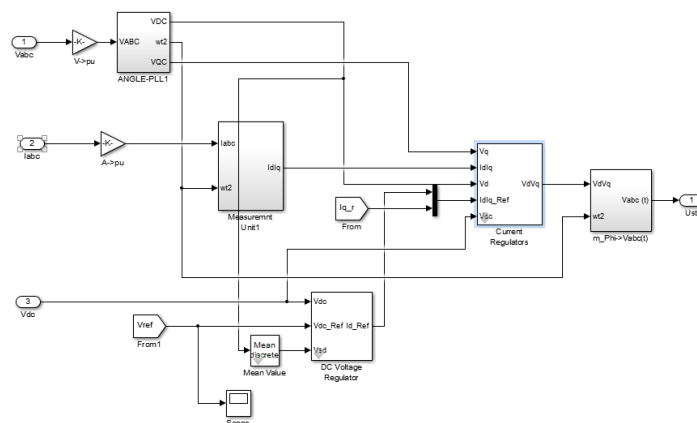


Рисунок 2.9 – Схема управления инвертором

Блок управления работает на основе нескольких сигналов: напряжения и мощности фотоэлектрической батареи, трехфазного тока и напряжения централизованной сети.

Особенности модели:

Энергетическая освещенность и рабочая температура фотоэлектрических модулей задается вручную графиком. Такой способ установки данных выбран для получения возможности оценить эффективность работы СФУ при различных критических и промежуточных значениях входных сигналов. Модель позволяет выбирать типы фотоэлектрических модулей из предложенного списка (рисунок 2.10). При выборе фотоэлектрических модулей происходит автоматическая смена рабочих характеристик, которые можно просмотреть в разделе Module. Рабочие характеристики фотоэлектрических модулей взяты из паспортных данных. Так же модель позволяет учесть количество фотоэлектрических модулей и конфигурацию их соединения в ФБ: какое количество фотоэлектрических модулей в цепочке соединено последовательно (пункт «Number of series-connected modules per strings») и сколько таких цепочек соединено параллельно (пункт «Number of parallel strings»). На сегодня модель учитывает возможность соединения модулей последовательно, параллельно и последовательно-параллельно.

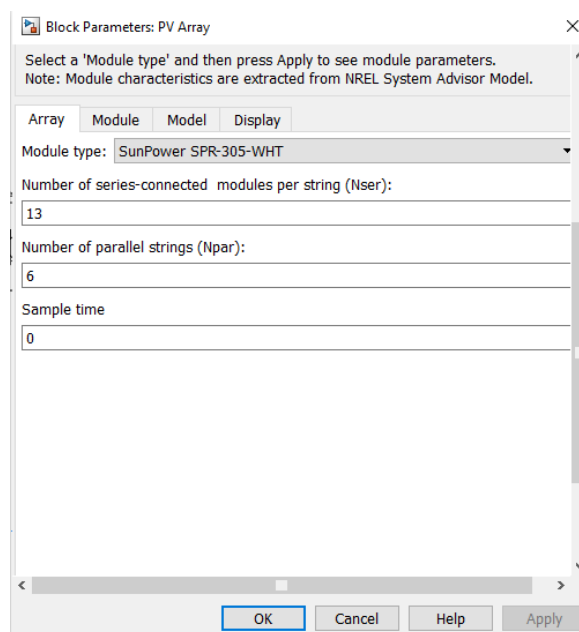


Рисунок 2.10 – Экран модели «Выбор типа фотоэлектрических модулей, их количества и варианта соединений»

Модель определяет влияние энергетической освещенности на эффективность работы фотоэлектрических модулей и ФБ на основе заданного семейства ВАХ данного типа фотоэлектрических модулей, собранных в ФБ. Аналогично учитывается влияние рабочей температуры ФБ. Такое семейство ВАХ в разработанной модели показано на рисунках 2.11 и 2.12.

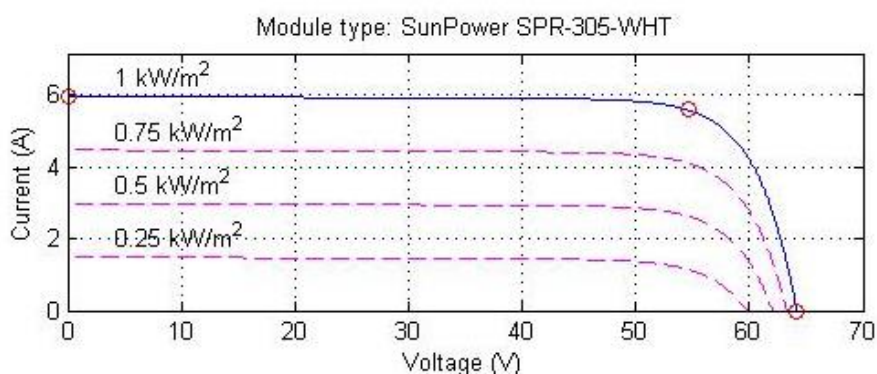


Рисунок 2.11 – Пример задаваемых графиков ВАХ фотоэлектрического модуля при различных значениях энергетической освещенности

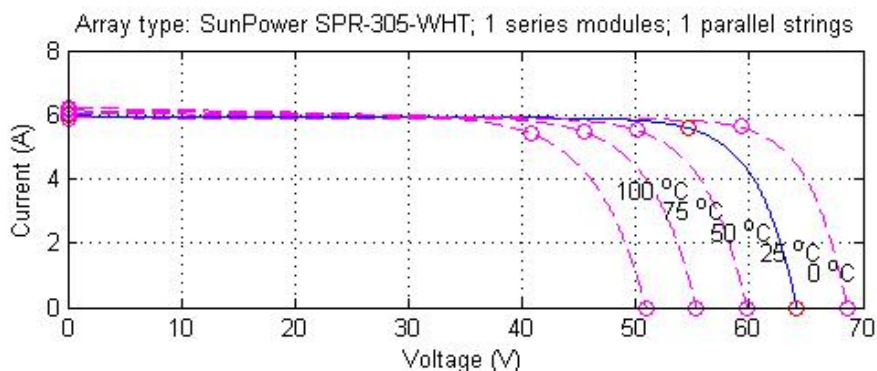


Рисунок 2.12 – Пример задаваемых графиков ВАХ фотоэлектрической батареи при различных значениях ее рабочей температуры

В модели приняты следующие допущения:

- характеристики и свойства ФМ соответствуют заявленным в технической документации;
- СФУ спроектирована таким образом, что отсутствует затенение от соседних объектов;
- небольшая общая площадь рабочей поверхности всех модулей ФБ, их размещение и особенности монтажных конструкций позволяют считать, что рабочая температура в любой точке фотоэлектрических модулей равна задаваемому значению;

- отклонение рабочей температуры модулей от заданного значения находится в допустимых пределах и их можно не учитывать при моделировании;

- по мере необходимости проводятся процедуры по очистке рабочих поверхностей ФМ и других поверхностей ФМ, загрязнение которых может повлиять на выходные характеристики (например, на температуру ФМ), а также проводится контроль состояния ФМ (повреждение птицами, градом и т. п.).

Глава 3. Солнечная фотоэлектрическая установка, работающая параллельно с сетью в системе электроснабжения действующего сельскохозяйственного потребителя

3.1. Место размещения действующей установки

В целях подтверждения полученных теоретических зависимостей и проверки правильности работы имитационной модели СФУ была смонтирована действующая солнечная фотоэлектрическая установка. Установка спроектирована и смонтирована в Саратовской области (51.750065 с.ш, 42.758712 в.д). Согласно данным NASA количество солнечных дней в данной местности – 86, количество солнечных часов в год – 2054. Период времени для наиболее эффективного использования СФУ составляет 8 месяцев (с марта по октябрь).

Для оценки поступления солнечной энергии на единицу поверхности Земли и других параметров окружающей среды на месте эксплуатации использовались статистические данные NASA – американского национального управления по воздухоплаванию, аэронавтике и исследованию космического пространства. Наблюдение за уровнем облачности и солнечной активности осуществляется с помощью метеорологических спутников.

Исследования проводились 4 мая 2021 года из-за равномерной освещенности территории расположения СФУ и плавного нарастания и уменьшения генерируемой энергии в течении дня. Согласно данным NASA на 4 мая 2021 года по указанным координатам максимальная величина энергетической освещенности составила 670,75 Вт·ч/м², минимальная величина – 11,06 Вт·ч/м²; максимальное значение температуры в дневное время – 13 °С, минимальное значение – 7 °С; среднесуточная скорость ветра на высоте 2 метра – 5,26 м/с (рисунок 3.1).

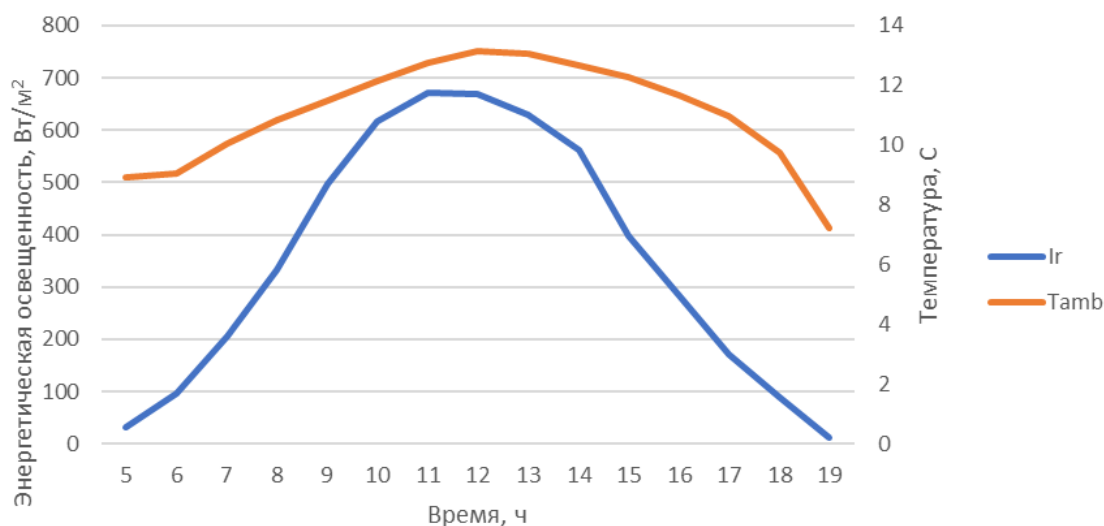


Рисунок 3.1 – Изменение энергетической освещенности и температуры окружающей среды 4 мая 2021 г., Саратовская область, р.п. Романовка, 51.750065 с.ш, 42.758712 в.д

На рисунке 3.2 представлена месячная энергетическая освещенность для места эксплуатации СФУ для мая 2021 года.

В таблице 3.1 представлены данные по годовому изменению освещенности территории (Саратовская область, р.п. Романовка, 51.750065 с.ш, 42.758712 в.д).

Таблица 3.1 – Данные NASA по энергетической освещенности Саратовская область, р.п. Романовка, 51.750065 с.ш, 42.758712 в.д

Year	GlobHor, kWh/m ²	DiffHor, kWh/m ²	T Amb, °C	GlobInc, kWh/m ²	GlobEff, kWh/m ²
January	24,1	12,10	-6,45	47,5	45,9
February	42,0	25,42	-6,97	62,8	60,7
March	89,6	46,03	-0,65	120,6	116,9
April	141,7	49,74	8,14	169,7	164,9
May	177,9	80,76	15,03	186,0	179,9
June	177,8	80,33	18,01	178,3	172,5
July	174,4	84,11	21,67	176,3	170,3
August	163,7	69,46	20,39	185,5	179,9
September	95,9	52,02	14,29	119,8	115,9
October	56,8	29,90	7,19	82,1	79,5
November	23,9	15,50	0,11	39,0	37,5
December	16,8	11,97	-5,84	29,3	28,1
Total	1184,4	557,35	7,16	1396,8	1352,1

где G_{hor} – энергетическая экспозиция солнечного облучения на горизонтальную поверхность, $\text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$; D_{hor} – энергетическая экспозиция диффузного солнечного облучения на горизонтальную поверхность, $\text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$; T_{amb} – температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$; G_{inc} – суммарное значение экспозиции солнечного облучения в зависимости от G_{hor} и D_{hor} , $\text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$; G_{eff} – эффективное суммарное значение экспозиции солнечного облучения (учитываются потери на затенение и т. д.), $\text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$.

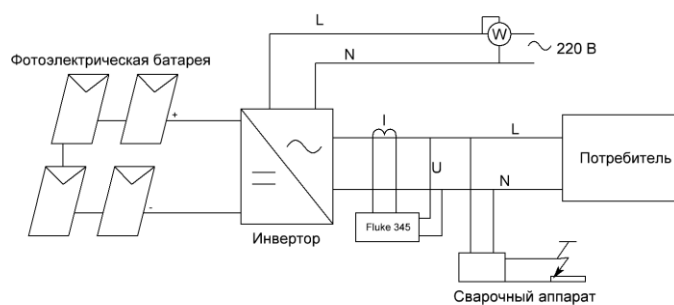
Таким образом эффективное использование СФУ на указанной территории возможно в течении 8 месяцев в год (с марта по октябрь).

3.2. Основные элементы и характеристики действующей установки

Объектом электроснабжения является частный дом в сельской местности с характерными нагрузками (освещение, 2 холодильника, морозильная камера, 2 телевизора, компьютер, электрический чайник, водонагреватель). С учетом нагрузки, потребляемой ежедневно, и освещенности места строительства было принято решение о строительстве СФУ с выходной установленной мощностью 1,1 кВт.

Солнечная фотоэлектрическая установка (рисунок 3.2, а) включает 4 солнечных монокристаллические кремниевых модуля марки TW Solar TW310MWP-60-N мощностью 310 Вт каждый. Один модуль содержит в себе 60 солнечных элементов. Коэффициент полезного действия модуля составляет 18,94 %. Основные технические параметры ФМ представлены в паспорте (приложение 3).

Монтаж фотоэлектрических модулей проводился на крыше дворовой постройки. Место монтажа выбиралось исходя из направления солнечных модулей на юг, отсутствия факторов, влияющих на затенение ФМ и удобства проведения работ по установке и подключению модулей. В качестве основы для строительства несущего каркаса модулей выбран деревянный брус. Площадь рабочей поверхности солнечной батареи составляет $6,55 \text{ м}^2$. Для каждого ФМ собран собственный твердый неподвижный каркас, обеспечивающий угол наклона панели в 30° . Модули закреплены на каркасах жестко, с возможностью естественной вентиляции (рисунок 3.2, б).



a



б

Рисунок 3.2 – Солнечная фотоэлектрическая установка:

a – схема экспериментальной установки;

б – солнечные модули на месте эксплуатации

Модули соединены последовательно. Соединение модулей выполнено с помощью стандартных коннекторов MC4. Данные коннекторы обеспечивают герметичность соединения панелей, а также его надежность, скорость и простоту выполнения.

Для соединения ФМ с инвертором выбран сертифицированный (сертификат соответствия № ЕАЭС RU С-CN.АД71.В.0156419) одножильный солнечный кабель марки FRCABLE сечением 4 мм^2 с медной жилой. Кабель предназначен для эксплуатации в уличных условиях и его изоляция обладает повышенной защитой от влияния солнечного излучения. Фотоэлектрическая батарея подключена к инвертору через автомат постоянного тока марки KEAZ на 10 ампер. Автомат включен в разрыв плюсового провода и выполняет функции видимого разрыва в цепи постоянного тока ФМ и защиты от короткого замыкания.

Для преобразования постоянного тока в переменный выбран инвертор марки Sofar 1100TL-G3 производства компании Sofar Solar (рисунок 3.3). Установленная мощность инвертора – 1,1 кВт.



Рисунок 3.3 – Установленный инвертор Sofar

Инверторы серии TL могут самостоятельно снижать мощность по команде делимитера (устройства, отслеживающего передачу электроэнергии в сеть). Датчики делимитера устанавливаются перед счетчиком. Делимитер дает команду инвертору снизить вырабатываемую мощность, если фиксируется превышение разрешенного значения электроэнергии, выдаваемой в сеть.

Данный инвертор содержит повышающий преобразователь и один встроенный контроллер слежения за точкой максимальной мощности. Инвертор включен непосредственно в электрическую сеть дома через два автомата переменного тока АВВ по 16 ампер после счетчика электрической энергии. Инвертор монтируется жестко на стене. Обязательным условием его эксплуатации является отсутствие прямых солнечных лучей и влияния дождя и снега. Инвертор должен быть установлен вертикально с возможным углом положительного наклона не более 15° . Так как инвертор не снабжен системой активного охлаждения, то для его нормального функционирования необходимо свободное пространство не менее 50 см с торцевых и нижней стороны и не менее 80 см с верхней стороны.

Передача данных с инвертора о выработанной энергии, параметрах на выходе инвертора (напряжении, частоте, токе, мгновенной мощности), ошибках в работе, а также о входных параметрах энергии с батареи передаются с помощью Wi-Fi в интернет на сайт

solarmanpv.com где автоматически строятся графики выработки электроэнергии (дневные, месячные, годовые) и формируется ежедневный отчет о рабочих параметрах установки на входе и выходе инвертора.

3.3. Выходные характеристики действующей установки

Средняя продолжительность работы СФУ в весеннее время 12...13 часов в сутки. Среднедневная выработка электроэнергии составляет 5,5 кВт·ч, максимальное значение – 7,7 кВт·ч. Результаты эксплуатации СФУ в течении одного дня представлены на рисунке 3.4.



Рисунок 3.4 – Эксплуатация станции в течение одного дня (4 мая 2021 года)

Результаты выработки электроэнергии представлены на рисунке 3.5.

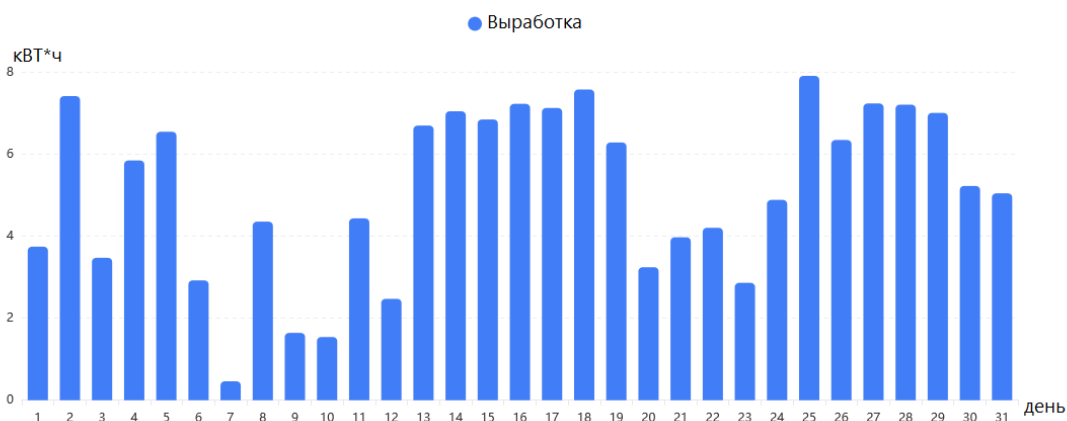


Рисунок 3.5 – Выработанная СФУ электроэнергия в мае 2021 по дням

Как можно увидеть из графика при равномерной освещенности в течении дня СФУ достигает своей установленной мощности во временном промежутке с 12.00 до 15.00.

Для оценки эффективности работы рассматриваемой установки необходимы данные по ее работе хотя бы за год эксплуатации станции. С учетом наличия данных только за несколько месяцев воспользуемся прогнозируемыми данными по работе данной станции в Саратовской области из комплекса PVsyst. Сравнивая количество выработанной станцией электроэнергии за сентябрь и октябрь с предложенными программой, можно сделать вывод о возможности такой замены при расчете. В таблице 3.2. представлены результаты программной оценки работы СФУ. Полные результаты представлены в отчете (приложение).

Таблица 3.2 – Результаты работы СФУ в программе PVsyst

Year	GlobHor, kWh/m ²	E Load, kWh	E User, kWh	E Grid, kWh
January	24,1	230,6	36,1	18,55
February	42,0	208,3	49,9	22,82
March	89,6	230,6	80,9	55,07
April	141,7	223,2	89,3	89,75
May	177,9	230,6	104,9	85,93
June	177,8	223,2	100,4	80,37
July	174,4	230,6	103,7	73,12
August	163,7	230,6	102,3	84,87
September	95,9	223,2	78,5	46,50
October	56,8	230,6	57,2	30,98
November	23,9	223,2	32,1	10,69
December	16,8	230,6	27,9	5,08
Total	1184,4	2715,6	863,2	603,72

где E Load – энергия, необходимая потребителю (кВт·ч); E User – энергия от солнечной электростанции к потребителю (кВт·ч); E_Grid – энергия от солнечной электростанции в централизованную сеть (кВт·ч).

Коэффициент энергетической эффективности ($K_э$) работы СФУ можно представить отношением энергии, поступающей к потребителю W_H к энергии $W_{СБмакс}$ (максимальная энергия, вырабатываемая солнечной панелью, при отслеживании точки максимума) [12]:

$$K_3 = \frac{W_H}{W_{\text{СБмакс}}} = \frac{\int_0^T P_H dt}{\int_0^T P_{\text{СБмакс}} dt}, \quad (3.1)$$

где $P_{\text{СБмакс}}$ – экстремальное текущее значение мощности СБ; P_H – текущее значение мощности нагрузки; T – период функционирования

$$W_H = W_{\text{СБ}} - \Delta W_{\text{П}} - \Delta W_{\text{АБ}}, \quad (3.2)$$

где $W_{\text{СБ}}$ – энергия, выработанная солнечной батареей в соответствии с законом регулирования напряжения солнечной панели; $\Delta W_{\text{П}}$ – потери энергии в преобразующих устройствах; $\Delta W_{\text{АБ}}$ – потери аккумуляторных батареях.

Отказ от аккумуляторных батарей в системе солнечного электроснабжения позволит добиться снижения потерь энергии, произведенной СФУ, исходя из формулы (3.2), что повысит коэффициент эффективности солнечной электростанции. Кроме того, снизятся затраты на приобретение оборудования (не приобретаются аккумуляторы), его эксплуатацию, обслуживание и замену [12].

Рассмотрим формулу (3.1). Согласно ей численное значение энергии, поступающей к потребителю, определяется разностью энергии, вырабатываемой солнечной панелью и потерь в преобразующих устройствах и аккумуляторных батареях.

$$W_H = W_{\text{СБ}} - (\Delta W_{\text{П}} - \Delta W_{\text{АБ}}), \quad (3.3)$$

При предлагаемой безаккумуляторной конструкции СФУ можно увеличить энергию, поступающую к потребителю (W_H) за счет отсутствия потерь на заряд/разряд аккумуляторных батарей ($\Delta W_{\text{АБ}}$). Тогда формула (3.2) примет вид:

$$W_H = W_{\text{СБ}} - \Delta W_{\text{П}}, \quad (3.4)$$

На основании уравнений (3.2) и (3.4) можно записать формулу для оценки коэффициента эффективности предлагаемой безаккумуляторной СФУ в следующем виде:

$$W_H = \frac{W_{\text{СБ}} - \Delta W_{\text{П}}}{W_{\text{СБмакс}}}. \quad (3.5)$$

Согласно отчету программы PVsyst (приложение № 2) получены следующие данные: $W_{\text{СБ}} = 1539$ кВт·ч/год – энергия, вырабатываемая солнечными панелями, с учетом контроля точки максимума.

$$\Delta W_{\text{П}} = \frac{1539 \times 4,7}{100} = 72,3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год} - \text{потеря энергии в преобразующем}$$

устройстве (инвертор); $W_{\text{СБмакс}} = 1650$ кВт·ч/год – максимальная энергия, вырабатываемая солнечной панелью, при отслеживании точки максимума

$$K_{\text{э}} = \frac{1539 - 72,3}{1650} = 0,89.$$

Используя простые математические рассуждения, приходим к выводу, что $W_{\text{СБ}} - \Delta W_{\text{П}} < W_{\text{СБ}} - (\Delta W_{\text{П}} + \Delta W_{\text{АБ}})$. Значит коэффициент энергетической эффективности безаккумуляторной СФУ выше, чем у станции с аналогичными техническими параметрами, но с использованием аккумуляторных батарей.

Для более реальной оценки эффективности работы станции необходимо сравнить данные за два года: 2019 год – обычное потребление из сети и 2020 год – потребление от сети и от СФУ. Исходя из результатов эксперимента, представленных в таблице 3.3, можно оценить эффективность работы станции на основании данных за 2019 и 2020 года и сделать вывод об экономии энергии.

Таблица 3.3 – Реальные результаты работы СФУ

Месяц	Энергия от СФУ, кВт·ч	Энергия по счетчику (2020 год), кВт·ч	Энергия по счетчику (2019 год), кВт·ч	Экономия электроэнергии, кВт·ч
Август	171,54	80	268	188
Сентябрь	131,08	50	211	161
Октябрь	79,12	30	104	74
Ноябрь	16,1	95	117	22

Энергетическую эффективность работы СФУ кроме коэффициента эффективности можно определить с помощью суточных графиков выработки СФУ и графиков нагрузки сельскохозяйственных потребителей. Проведем анализ энергоэффективности работы СФУ на основе рисунков 1.1, 1.2 Приложений для различных времен года.

3.3.1. Анализ годовой выработки СФУ при работе на электроснабжение сельскохозяйственного потребителя

1) Проанализируем график выработки СФУ (рисунок 3.6). Необходимо оценить площадь фигуры, представленной дан-

ным графиком. Для этого зададимся фиксированными точками по периметру данного графика представленными в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Значения, описывающие график выработки СФУ

$P, \%$	0	25	50	100	50	25	0
$t, \text{ч}$	8	9	10	13,5	17	18	19

В программе Microsoft Excel построим точечную диаграмму по выбранным точкам (синий) (рисунок 3.6). Зададимся условием, что график выработки СФУ представляет из себя квадратичную зависимость. Применим к данному графику функцию *Линия тренда* и выберем вид линии тренда – полиномиальная функция 2 степени. Получим график, описывающий выработку СФУ, (синий). В меню настройки линии тренда активируем функцию *показать уравнение на диаграмме*.

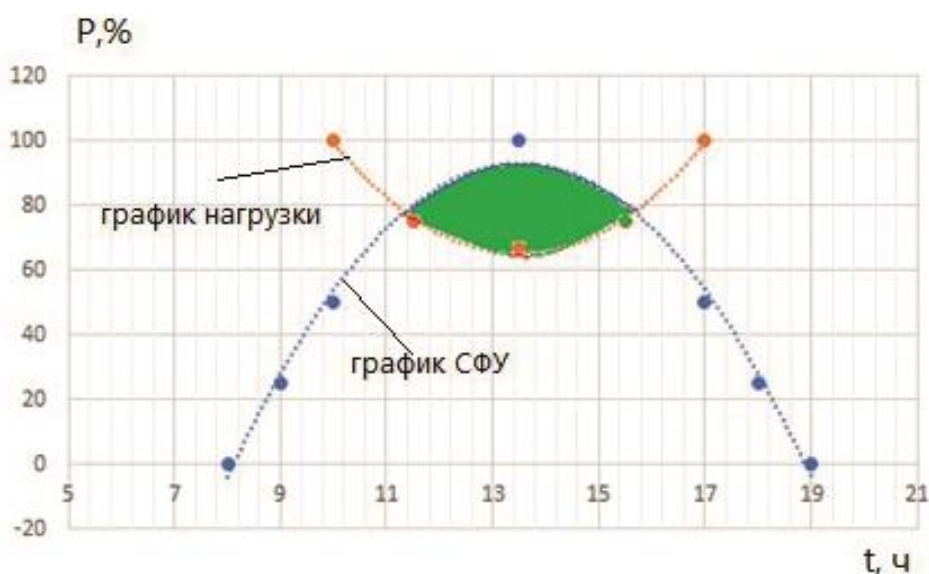


Рисунок 3.6 – График выработки СФУ и нагрузки потребителя

Тогда уравнение, описывающее выработку солнечной фотоэлектрической установки, полученное с помощью Microsoft Excel, будет иметь вид:

$$y_1 = -3,2t^2 + 87t - 491. \quad (3.6)$$

2) Определим площадь фигуры выработки СФУ, описываемой квадратичной зависимостью (3.6).

Для этого проинтегрируем по времени выражение (3.6) для того, чтобы определить площадь фигуры, описывающей выработку СФУ. Промежуток времени интегрирования составит $8 \leq t \leq 19$:

$$S_1 = \int_8^{19} (-3,2t^2 + 87t - 491) dt = 748,3 \text{ кв. ед.} \quad (3.7)$$

3) Проанализируем часть графика выработки СФУ, превышающую график нагрузки потребителя.

Для определения площади этой части графика выработки в начале необходимо описать часть графика нагрузки, ограничивающую график выработки СФУ. Зададимся фиксированными точками, описывающими часть графика нагрузки (таблица 3.5).

Таблица 3.5 – Значения, описывающие часть графика нагрузки потребителя

$P, \%$	100	75	67	75	100
$t, \text{ч}$	10	11,5	13,5	15,5	17

В программе Microsoft Excel построим точечную диаграмму по выбранным точкам (красный) (рисунок 3.8). Зададимся условием, что часть графика нагрузки потребителя представляет из себя квадратичную зависимость. Применим к данному графику функцию *Линия тренда* и выберем вид линии тренда – полиномиальная функция 2 степени. Получим график, описывающий выработку СФУ (красный). В меню настройки линии тренда активируем функцию *показать уравнение на диаграмме*. Тогда уравнение, описывающее данный график имеет вид:

$$y_2 = 2,8t^2 - 76t + 577. \quad (3.8)$$

1) Определим площадь фигуры, описывающей превышение нагрузки потребителя выработкой СФУ (зеленый).

Указанная фигура на рисунке (зеленая) является симметричной относительно значения 80 % по шкале мощности. Тогда на основании уравнений (3.6) и (3.8) уравнения описывающие части данной фигуры с учетом линии симметрии имеют вид:

$$y_2' = 80 - (2,8t^2 - 76t + 577); \quad (3.9)$$

$$y_2'' = -3,2x^2 + 87t - 491 - 80. \quad (3.10)$$

5) Определим площадь фигуры, описывающей избыток выработанной СФУ энергии.

Для этого проинтегрируем по времени выражения (3.9) и (3.10) для того, чтобы определить площадь фигуры, описывающей выработку СФУ. Промежуток времени интегрирования составит $11 \leq t \leq 16$:

$$S_2' = \int_{11}^{16} 80 - (2,8t^2 - 76t + 577) dt = 64,5 \text{ кв. ед}; \quad (3.11)$$

$$S_2'' = \int_{11}^{16} (-3,2t^2 + 87t - 491) dt = 68,2 \text{ кв. ед}. \quad (3.12)$$

Суммарная площадь фигуры составит:

$$S_2 = S_2' + S_2'' = 64,5 + 68,2 = 132,7 \text{ кв. ед}. \quad (3.13)$$

6) Определим площадь фигуры, описывающей полезную выработку СФУ для потребителя электроэнергии.

На основании уравнений (3.7) и (3.13) определим площадь фигуры, описывающей полезную выработку СФУ:

$$S_{\text{пол}} = S_1 - S_2 = 748,3 - 132,7 = 615,6 \text{ кв. ед}. \quad (3.14)$$

7) Проанализируем суточный график нагрузки потребителя.

Необходимо определить площадь фигуры ограниченной суточным графиком нагрузки потребителя. Для этого дискретизируем данный график по времени на семь участков для повышения точности расчетов. На каждом участке отметим фиксированные точки (таблица 3.6).

Таблица 3.6 – Значения, описывающие график нагрузки потребителя

$P, \%$	35	35	38	38	43	75	100	80	72	67	67	67	77	75	67	62	50	42	35	35
$t, \text{ч}$	0	5	6	7	8	9	10	11	12	13,5	14	15	16,5	17	18	19	20	21	22	24

На основании указанных точек построим точечную диаграмму семи указанных графиков (представлены цветом). Результирующий график представлен на рисунке 3.7.

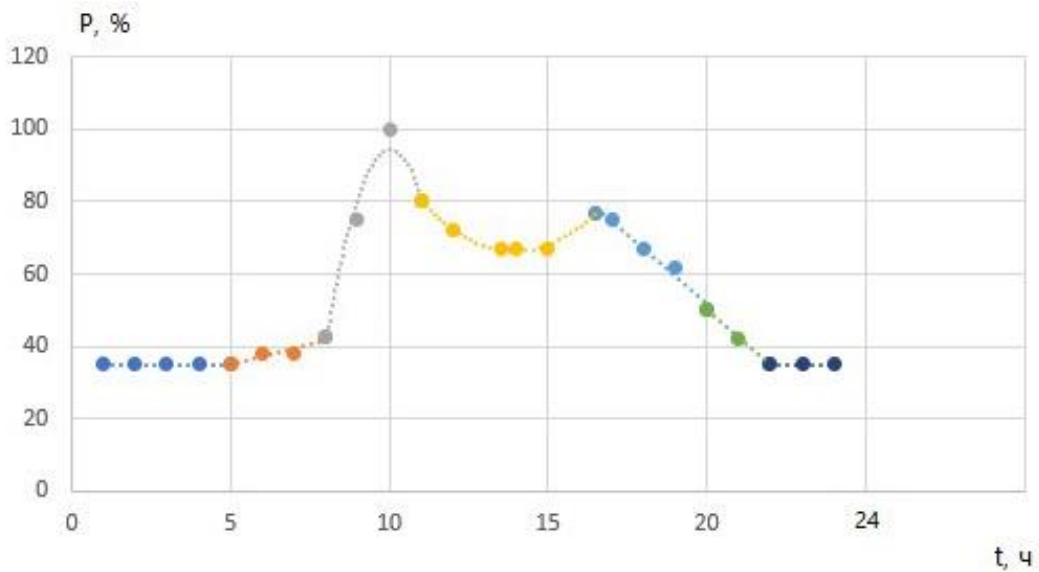


Рисунок 3.7 – Расчетный суточный график нагрузки потребителя

Применим к каждому точечному графику функцию *Линия тренда*. В меню настройки линий тренда активируем функцию *показать уравнение на диаграмме*. Тогда уравнения, описывающие графики по промежуткам времени, имеют вид:

$$y = \begin{cases} 35; & 1 \leq t \leq 5 \\ 2,4t + 23; & 5 \leq t \leq 8 \\ -13t^2 + 261t - 1212; & 8 \leq t \leq 11 \\ 1,5t^2 - 44t + 374; & 11 \leq t \leq 16,5 \\ -7,5t + 202; & 16,5 \leq t \leq 20 \\ -7,5t + 200; & 20 \leq t \leq 22 \\ 35; & 22 \leq t \leq 24 \end{cases} \quad (3.15)$$

8) Определим площадь фигуры ограниченной летним графиком нагрузки комплексов по производству свинины и птицефабрик.

Проинтегрировав уравнения системы (3.15) по указанным промежуткам времени, получим суммарную площадь фигуры, ограниченную графиком нагрузки предприятия $S_{\text{пред}} = 1245,3$ кв. ед. Определим процентное соотношение выработки СФУ и нагрузки предприятия:

$$\frac{S_{\text{пол}}}{S_{\text{пред}}} = \frac{615,6}{1245,3} \times 100 \% = 49,4 \% \quad (3.16)$$

Согласно уравнению (3.16), солнечная фотоэлектрическая установка обеспечит приблизительно 50 % энергии, необходимой

комплексам по производству свинины или птицефабрикам в летнее время, при условии, что максимальная вырабатываемая мощность СФУ будет соответствовать максимальной мощности нагрузки потребителя. При этом собственник станции получит возможность выдачи в сеть $\frac{S_2}{S_1} = \frac{132,7}{748,3} \times 100 \% = 17,7 \%$ энергии от выработанной СФУ за сутки эксплуатации.

Для графика на рисунке 1.2 проведен аналогичный математический анализ. Согласно полученным данным площадь фигуры, описывающая полезную выработку СФУ составит $S_{\text{пол}} = 560,8$ кв. ед. Площадь фигуры, ограниченной летним суточным графиком нагрузки тепличных комбинатов с обогревом от котельных составит $S_{\text{пред}} = 1917$ кв. ед. Тогда процентное соотношение полезной выработки СФУ и нагрузки предприятия при условии, что максимальная вырабатываемая мощность СФУ будет соответствовать максимальной мощности нагрузки потребителя, составит:

$$\frac{S_{\text{пол}}}{S_{\text{пред}}} = \frac{361}{1917} \times 100 \% = 29,3 \% . \quad (3.17)$$

и этом собственник станции получит возможность выдачи в сеть $\frac{S_2}{S_1} = \frac{187,5}{560,8} \times 100 \% = 33 \%$ энергии от выработанной СФУ за сутки эксплуатации.

Таблица 3.7 – Анализ эффективности работы СФУ на сельскохозяйственных потребителях

Время года	Комплексы по производству свинины и птицефабрики		Тепличный комбинат с обогревом от котельных	
	$\frac{S_{\text{пол}}}{S_{\text{пред}}}, \%$	$\frac{S_2}{S_1}, \%$	$\frac{S_{\text{пол}}}{S_{\text{пред}}}, \%$	$\frac{S_2}{S_1}, \%$
зима	13	0	10	0
весна	40	8,5	31	0
лето	49,4	22	29	33
осень	40	8,5	31	0

где $S_{\text{пол}}$ – площадь суточного графика выработки СФУ (полезная выработка), ограниченная графиком нагрузки потребителя, кв. ед.; $S_{\text{пред}}$ – площадь фигуры ограниченной суточным графиком нагрузки потребителя электрической энергии, кв. ед.; $\frac{S_{\text{пол}}}{S_{\text{пред}}}, \%$ – отношение, описывающее какую часть суточного графика

ка нагрузки потребителя электроэнергии обеспечит выработка СФУ, %; s_2 – площадь фигуры ограниченной суточным графиком выработки СФУ и графиком нагрузки потребителя, превышающая график нагрузки потребителя, кв. ед.; s_1 площадь фигуры, ограниченной суточным графиком выработки СФУ, кв. ед.; $\frac{S_2}{S_1}, \%$ – отношение, описывающее какую часть суточной выработки СФУ, можно передать в централизованную сеть, %.

Как можно видеть из таблицы 3.7 $\frac{3}{4}$ времени года СФУ перекрывает в пределах 40 % нагрузки фермерского (крестьянского) подсобного хозяйства и в пределах 30 % нагрузки теплиц малой площади. При этом от СФУ, снабжающих фермерские хозяйства в весенний и осенний период, можно выдать в централизованную сеть в пределах 8,5 % от всей генерируемой энергии, в летнее время – 22 %, а от СФУ теплиц в летний период – 33 % от всей генерируемой энергии.

Кроме данных по выработке электроэнергии необходимо сравнить данные по оценке показателей качества энергии (отклонение напряжения и коэффициент гармонических искажений) и характера нагрузки (коэффициент мощности). В таблице 3.8 представлены результаты сравнения параметров качества электроэнергии на выходе построенной экспериментальной СФУ и разработанной модели.

Таблица 3.8 – Сравнительный анализ показателей качества электроэнергии

$t, \text{ч}$	СФУ			Модель			$\delta, \%$		
	$U, \text{В}$	$\text{TDHu}, \%$	$\cos\phi$	$U, \text{В}$	$\text{TDHu}, \%$	$\cos\phi$	$\delta u, \%$	$\delta \text{tdh}, \%$	$\delta \cos, \%$
11.00	227,1	2,7	0,989	230,2	2,8	0,981	1,365	3,703	0,808
12.00	227,7	2,9	0,994	231,3	3	0,993	1,581	3,448	0,101
13.00	223,1	3,4	0,973	227,5	3,6	0,985	1,972	5,882	1,233
14.00	232,4	2,5	0,997	229,6	2,6	0,989	1,204	4	0,802
15.00	233	3,1	0,997	231,8	2,9	0,993	0,515	6,451	0,401
16.00	227,6	3	0,996	224,6	3,2	0,999	1,318	6,666	0,301

Графические данные по расчету погрешности измерения показателей качества электроэнергии в разработанной модели представлены на рисунке 3.8.

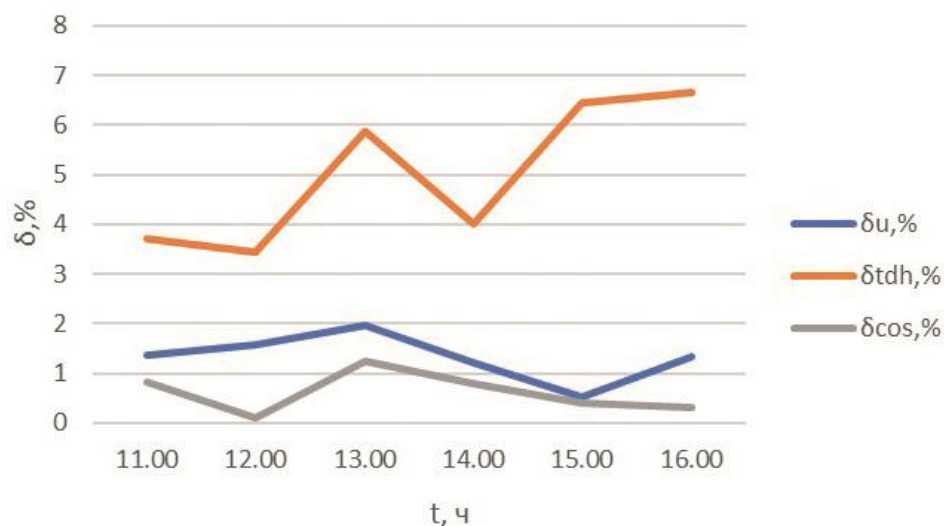


Рисунок 3.8 – Погрешность определения показателей качества электроэнергии

Относительная погрешность в данном случае не превышает 2 % при измерении напряжения и коэффициента мощности на модели и не превышает 7 % при измерении коэффициента гармонических искажений.

Глава 4. Показатели качества электроэнергии в системе электроснабжения сельскохозяйственного потребителя сетевой СФУ в различных режимах работы

При эксплуатации электрических сетей возможны различные режимы их работы:

1) нормальные режимы, при которых отклонение приведенных ранее параметров от их номинальных (нормируемых) значений не превышают длительно допустимые;

2) временно допустимые режимы, при которых отклонения приведенных ранее параметров допустимы на определенное ограниченное время без существенного ущерба для сети и питаемых от нее приемников (например, систематические перегрузки силовых трансформаторов);

3) аварийные режимы, характеризующиеся опасными для элементов сети сверхтоками или другими недопустимыми явлениями (например: КЗ, обрывы проводов); они имеют, как правило, переходный (неустановившийся) характер;

4) послеаварийные режимы, в которые входят как переходные процессы (например, вызванные одновременным самозапуском большого числа двигателей), так и установившиеся режимы в новых условиях питания, часто ограниченных по мощности.

Временно допустимые режимы возникают при:

- 1) отклонении напряжения генератора;
- 2) отклонении частоты генератора;
- 3) неравномерности нагрузок по фазам;
- 4) нелинейности нагрузок по фазам.

Такой режим может возникнуть при одном из перечисленных условий или при сочетании их.

Причинами аварийных режимов можно считать следующие неисправности:

1) все виды коротких замыканий (одно-, двух-, трехфазное замыкание, обрыв линии, замыкание фаз на землю);

2) перенапряжение (к примеру, от поражения ЛЭП или трансформаторной подстанции разрядом молнии).

Перечисленные выше режимы работы сети, характеризующиеся отклонениями от нормального режима работы сети, требуют детального изучения, возможности прогнозирования и корректного подбора и использования различных видов защит. Все эти режимы влияют как на качество параллельной работы солнечных фотоэлектрических установок с централизованной электрической сетью, так и на сохранность, время эксплуатации, стабильность работы оборудования СФУ.

Для оценки эффективности и влияния некоторых из перечисленных режимов на работу СФУ параллельно с электрической сетью проведены исследования с помощью смонтированной солнечной фотоэлектрической установки, описанной в главе 3, и с использованием разработанной и описанной в главе 3 модели в программе Matlab пакете Simulink.

4.1. Нормальный режим работы системы электроснабжения

При исследовании режимов работы сетевой СФУ возник вопрос о ее влиянии на качество электрической энергии у сельского потребителя. Для определения наличия данного влияния и его оценки была сконструирована экспериментальная схема на базе действующей СФУ мощностью 1 кВт (рисунок 3.4, а).

Кроме СФУ в схему был подключен анализатор качества электрической энергии Fluke 345 (подключен на шинах инвертора) для анализа качества электроэнергии в нормальном режиме работы централизованной сети и сварочный аппарат, для анализа влияния СЭС на качество электроэнергии в ненормальных режимах работы централизованной сети.

В связи с тем, что качество электроэнергии от СФУ, а также эффективность ее работы напрямую зависят от качества электроэнергии в централизованной сети, необходимо сформировать допустимые пределы отклонения ПКЭ по подключению СФУ к сети для эффективной работы установки.

Данные пределы можно конкретизировать на основе данных о качестве электроэнергии, полученных от построенной станции и

анализе существующих нормативных документов. Частично данные, зафиксированные инвертором, представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1. – Данные по качеству электроэнергии от солнечной электростанции

Время	Напряжение на выходе инвертора, В	Частота на выходе инвертора, Гц
12.00	234,7	49,97
12.30	228,9	49,96
13.00	235,5	50,02
13.30	236,6	49,97
14.00	231,7	49,98
14.30	230,8	49,98

Кроме данных инвертора было проведено исследование качества электроэнергии на выходе инвертора с помощью анализатора качества электроэнергии Fluke 345. Измерительный трансформатор тока Fluke 345 (клещи) подключены на фазный провод, контакты для измерения напряжения подключены параллельно на фазный и нулевой провод.

Эксперимент проводился в несколько этапов. На первом этапе с помощью прибора были записаны изменения тока, напряжения, мощности (активной, реактивной и полной) и гармонические искажения (напряжения и тока) при работающей параллельно с сетью солнечной в фотоэлектрической установке. В данном эксперименте изучалось несколько режимов работы СФУ:

- 1) СФУ выдает энергию только потребителю;
- 2) СФУ выдает энергию потребителю и в сеть.

Рассмотрим указанные режимы работы СФУ. Условно их можно выделить следующим образом: только на потребителя установка будет работать если она вырабатывает в данный момент времени энергии меньше, чем необходимо потребителю (утренние и вечерние часы, недостаточная энергетическая освещенность модулей) или если потребление энергии у потребителя будет выше максимальной генерации энергии от СФУ; на потребителя и сеть установка будет работать, если генерация энергии от СФУ будет превышать необходимую энергию потребителя.

На втором этапе были записаны напряжение и гармонические искажения энергии, поступающей к потребителю, при отключенной СФУ.

При анализе полученных данных установлено, что СФУ значительное влияет на параметры качества энергии.

1) Сравнение напряжения и гармонических искажений

На основе графиков, полученных с помощью Fluke 345 (приложение 2 и 3), составлены таблицы с основными показателями качества электроэнергии.

По графикам видно, что при работе СЭС происходит сглаживание пиковых значений напряжения. В таблице 4.2 представлены максимальные и минимальные значения напряжения.

Таблица 4.2 – Отклонения напряжений у потребителя

СФУ работает на потребителя		СФУ работает на потребителя и сеть		СФУ отключена	
U_{\min} , В	U_{\max} , В	U_{\min} , В	U_{\max} , В	U_{\min} , В	U_{\max} , В
214,9	234,3	216,6	235,4	212,1	240,3
f_{\min} , Гц	f_{\max} , Гц	f_{\min} , Гц	f_{\max} , Гц	f_{\min} , Гц	f_{\max} , Гц
49,9	50	49,9	50	49,9	50

Согласно данным таблицы 4.3 при работающей СФУ заметно значительное снижение коэффициента гармонических искажений TDH_U на 1,6 % как четных, так и нечетных гармоник (приложения 4 и 5).

Таблица 4.3 – Гармонические искажения напряжения у потребителя

	Станция работает, %		Станция отключена, %	
	min	max	min	max
TDH_U	0,1	4	1,2	4,5
2 гармоника	0	4	0	1,6
3 гармоника	0,5	3	0	4,4
4 гармоника	0	0,7	0	0,8
5 гармоника	1,4	3,6	0,9	2,9
6 гармоника	0	0,2	0	0,5
7 гармоника	0	1,7	0	1,5
8 гармоника	0	0,4	0	0,4
9 гармоника	0	1,2	0	0,9
10 гармоника	0	0	0	0
11 гармоника	0	0,6	0	0,5

Кроме результатов, полученных от анализатора качества электроэнергии, проводился анализ осциллограмм напряжения при электроснабжении потребителя только от электрической сети и от электрической сети и СФУ. При снятии осциллограмм шаг дискретизации составил 5 микросекунд, период – 20 миллисекунд. Для сравнения двух полученных синусоидальных сигналов проведем спектральный анализ сигналов с помощью быстрого преобразования Фурье, доступного в Microsoft Excel. Результат спектрального анализа одного периода синусоид в полосе пропускания 50 Гц (1 гармоника) – 1250 Гц (25 гармоника) представлен на рисунке 4.1.

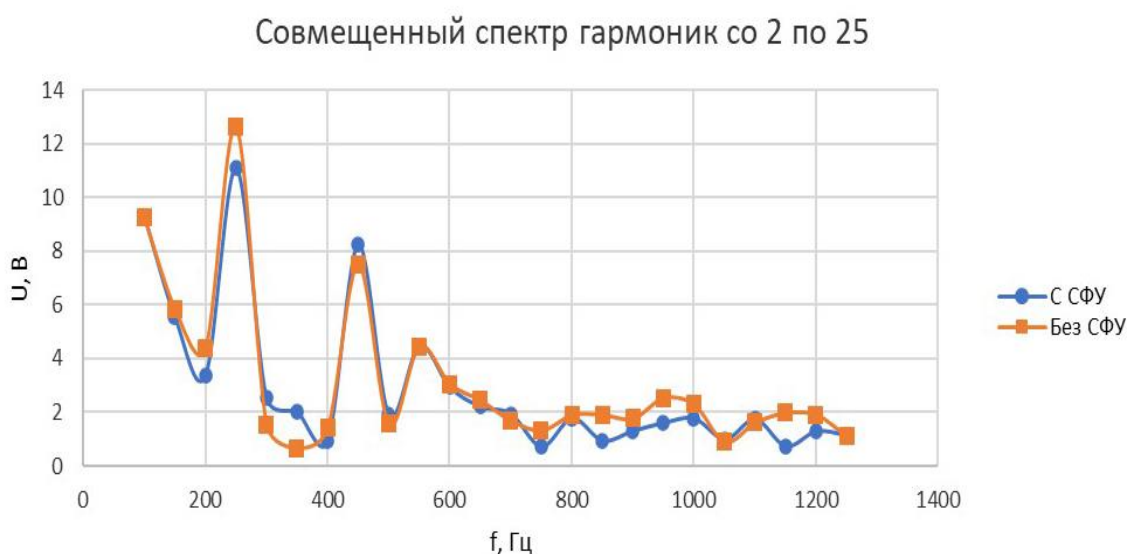


Рисунок 4.1 – Спектральный анализ напряжения у потребителя электроэнергии

Согласно графику на рисунке 4.1, при работающей СФУ заметно снижение амплитудных значений гармонических искажений напряжения для 3-5, 12, 13, 15-20 и 23-24 гармоник и рост для 6, 7, 10 гармоник. Однако, снижение коэффициента гармонических искажений аналогично данным, полученным с помощью анализатора качества электроэнергии (1,5 %).

2) Анализ мощности на выходе СФУ

Изменения мощности и коэффициент мощности на выходе солнечной электростанции представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Значения мощности и коэффициента мощности на выходе СФУ

Время, ч	Активная мощность, Вт	Реактивная мощность, ВАр	Полная мощность, ВА	cosφ
10.00	912	64	914	0,996
10.30	209	45	214	0,976
11.00	324	47	328	0,988
11.30	989	74	992	0,996
12.00	232	44	236	0,98
12.30	300	48	304	0,986
13.00	196	42	201	0,976
13.30	1067	72	1069	0,997
14.00	1040	66	1042	0,997
14.30	1043	65	1045	0,997
15.00	1059	73	1061	0,997

Согласно результатам, представленным в таблице 4.4, фотоэлектрическая установка вырабатывает в основном активную мощность. При этом коэффициент мощности cosφ не снижается более значения 0,98.

4.2. Временно допустимый режим работы системы электроснабжения

Для оценки влияния станции на качество электроэнергии исследовалась работа установки при ненормальных режимах работы централизованной сети. Такой режим работы создавался с помощью сварочного трансформатора.

Результаты опыта по изменению напряжения при работающей и отключенной СФУ, представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Отклонения напряжения при ненормальных режимах работы в сети

Станция работает на потребителя		Станция отключена	
U_{min} , В	U_{max} , В	U_{min} , В	U_{max} , В
191,3	234,5	158,7	225,4
f_{min} , Гц	f_{max} , Гц	f_{min} , Гц	f_{max} , Гц
49,9	50	49,9	50,1

Согласно данным таблицы 4.5 при работающей солнечной электростанции отклонение напряжение у потребителя заметно ниже (порядка 33В), при работающем сварочном аппарате. Сетевая солнечная электростанция при снижении напряжения в централизованной сети не отключается и продолжает вырабатывать электроэнергию.

В таблице 4.6 представлены гармонические искажения при работающей солнечной электростанции и работающем сварочном аппарате.

Таблица 4.6 – Гармонические искажения напряжения у потребителя

	Станция работает, %		Станция отключена, %	
	min	max	min	max
TDH _U	2,2	3,4	2,7	4,5
2 гармоника	0	7,2	0	8,7
3 гармоника	1	5,9	1,1	5,3
4 гармоника	0	1,4	0	3,2
5 гармоника	1,8	4,4	2,3	4
6 гармоника	0	2,1	0	1
7 гармоника	0,4	1,4	0,5	2
8 гармоника	0	0,9	0	0,4
9 гармоника	1	1,4	0,5	0,9
10 гармоника	0	0	0	0
11 гармоника	0	0,4	0,4	0,7

Согласно данным таблицы 4.6, заметно снижение коэффициента гармонических искажений при работающей СФУ и сварочном аппарате на 1,6 %.

Таблица 4.7 – Изменение мощности от солнечной электростанции при ненормальных режимах работы

Время, ч	Активная мощность, Вт	Реактивная мощность, ВАр	Полная мощность, ВА	cosφ
11:19:39	971	70	974	0,996
11:19:49	612	200	616	0,947
11:19:59	750	225	755	0,942
11:20:19	652	222	689	0,946
11:20:29	799	44	801	0,994

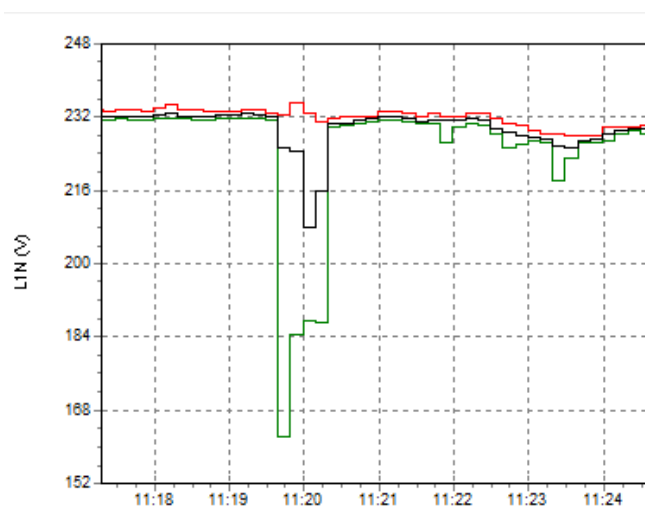
Согласно представленным в таблице 4.7 данным при включении сварочного аппарата, на выходе солнечной электростанции происходит снижение выработки активной мощности и увеличение выработки реактивной мощности. Так же происходит незначительное снижение коэффициента мощности. Станция автоматически вырабатывает недостающую в сети реактивную мощность.

4.3. Аварийный режим работы системы электроснабжения

1) Режим, приближенный к однофазному короткому замыканию.

В качестве режима работы сети приближенному к однофазному короткому замыканию можно рассматривать пригорание электрода сварочного аппарата к свариваемой поверхности.

Оценка влияния такого режима так же проводилась экспериментально с помощью СФУ. Результаты эксперимента представлены на рисунках 4.2, 4.3.



**Рисунок 4.2 – Результаты эксперимента:
напряжение на шинах инвертора**

На рисунке 4.2 представлено напряжение во время короткого замыкания на выходе инвертора. Можно выделить существенное снижение напряжения от солнечной электростанции при возникновении замыкания и пригорании электрода к свариваемой поверхности.

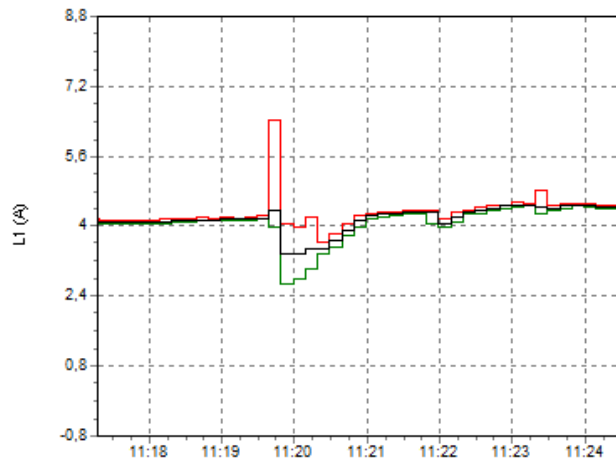


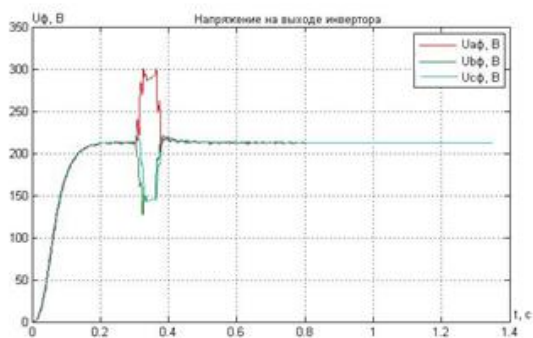
Рисунок 4.3 – Результаты эксперимента: ток на шинах инвертора

При рассмотрении графика описывающего изменение тока можно видеть кратковременный переходный процесс на шинах инвертора в момент пригорания электрода.

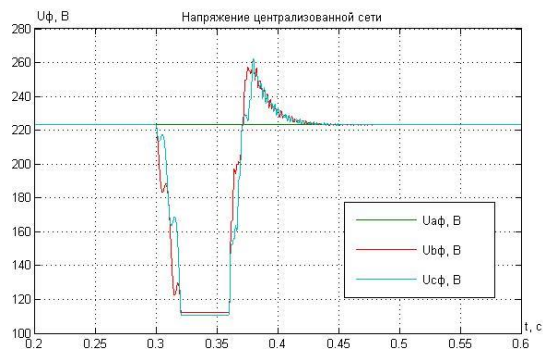
2) Двухфазное короткое замыкание на стороне 0,38 кВ.

Двухфазное короткое замыкание – короткое замыкание между двумя фазами в трехфазной электроэнергетической системе. При двухфазном КЗ токи и напряжения разных фаз неодинаковы. Рассмотрим соотношения токов и напряжений, характерные для двухфазного КЗ между фазами *B* и *C*. При таком замыкании напряжение между поврежденными фазами *B* и *C* на выходе инвертора снизится до 150 В, а напряжение в неповрежденной фазе *A* поднимется до 300 В (рисунок 4.4, *a*). Напряжение в централизованной сети в поврежденных фазах снизится до 120 В, в неповрежденной фазе напряжение не изменится (рисунок 4.4, *б*). При снятии короткого замыкания происходит незначительный скачок напряжения (до 260 В) в поврежденных фазах в централизованной сети и кратковременный переходный процесс (приблизительно 0,1 секунды). На выходе инвертора напряжение при снятии КЗ возвращается к номинальному.

На основании рисунка 4.4 можно сделать вывод, что суммарное напряжение у потребителя электрической энергии будет выше, чем в централизованной сети, за счет добавочного напряжения от СФУ



a

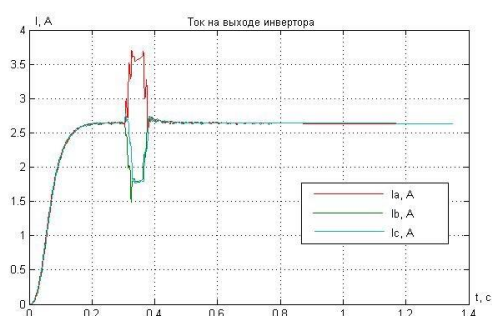


б

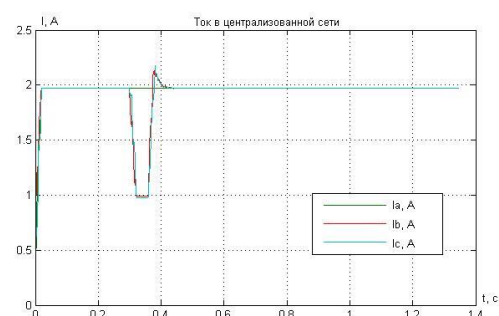
Рисунок 4.4 – Напряжение при двухфазном КЗ

a – шины инвертора; *б* – централизованная сеть

Проанализируем, как ведет себя ток в фазе *A* на выходе инвертора. Согласно проведенному моделированию, ток в поврежденных фазах незначительно снижается (рисунок 4.5, *a*), но при этом наблюдается отсутствие ударного тока. Ток в неповрежденной фазе на выходе инвертора незначительно вырастет (приблизительно до 3,5 А). Ток в централизованной сети в неповрежденной фазе остается неизменным, а в поврежденных фазах снижается приблизительно в 2 раза (рисунок 4.5, *б*). При снятии короткого замыкания происходит незначительный скачок тока в поврежденных фазах в централизованной сети и выравнивание тока на инверторе. При этом суммарный ток у потребителя электроэнергии будет выше тока в централизованной сети.



a



б

Рисунок 4.5 – Ток при двухфазном КЗ:

a – шины инвертора; *б* – централизованная сеть

3) Трехфазное короткое замыкание на стороне 0,38 кВ
Симметричное трехфазное короткое замыкание – наиболее

простой для расчета и анализа вид повреждения. Он характерен тем, что токи и напряжения всех фаз равны по значению как в месте КЗ, так и в любой другой точке сети.

В данном случае напряжение на выходе инвертора на замкнутых фазах аналогично значениям при двухфазном коротком замыкании (рисунок 4.6, *а*). В централизованной сети напряжение снижается до нуля (рисунок 4.6, *б*) и после снятия короткого замыкания наблюдается повышение напряжения по всем трем фазам в пределах 300 В и переходный процесс приблизительно 0,15 секунды.

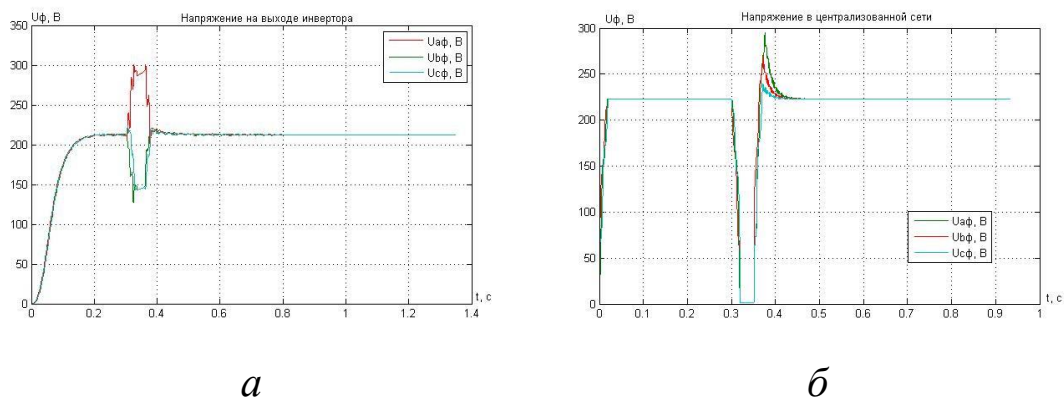


Рисунок 4.6 – Напряжение при трехфазном КЗ:
а – шины инвертора; *б* – централизованная сеть

Токи при трехфазном коротком замыкании в централизованной сети так же снижаются до 0, причем при появлении короткого замыкания в сети отсутствует ударный ток (рисунок 4.7, *б*). Фазные токи инвертора в момент короткого замыкания незначительно снижаются. В данном случае не отключенная от сети солнечная электростанция выступает в качестве подпитки короткого замыкания.

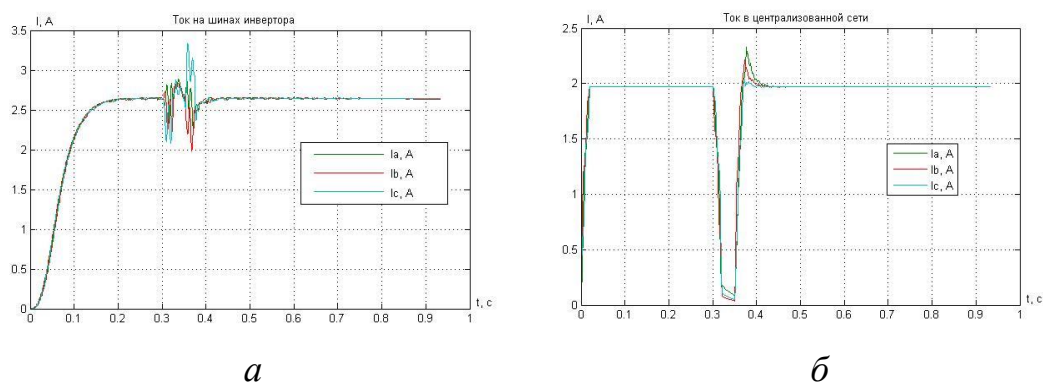


Рисунок 4.7 – Ток при трехфазном КЗ:
а – фаза А инвертора; *б* – потребитель

Таким образом даже при трехфазном КЗ мы получаем повышение напряжения у потребителя электрической энергии. На основании этого можно сделать вывод о повышении качества электроэнергии у сельскохозяйственного потребителя при аварийных режимах работы сети.

4.4. Рекомендации по настройке допустимых пределов отклонения напряжения и частоты в сетевом инверторе

Исходя из вышеизложенного, СФУ должна быть подключена к электросети и работать неограниченное время только в том случае, если частота и напряжение в точке общего соединения находятся в пределах, указанных в таблице 4.7. Если происходит отклонение напряжения или частоты в сети в пределах, указанных в таблице 4.8, время эксплуатации станции должно быть ограничено в соответствии с указанными временными промежутками.

Таблица 4.8 – Допустимые пределы отклонения частоты и напряжения

Время допустимой эксплуатации	Напряжение, В	Частота, Гц
5 секунд	$0,70 U_n \leq U \leq 0,90 U_n$	$49,6 \text{ Гц} \leq f \leq 49,8 \text{ Гц}$
Без ограничений	$0,90 U_n \leq U \leq 1,10 U_n$	$49,8 \text{ Гц} \leq f \leq 50,2 \text{ Гц}$
5 секунд	$1,10 U_n \leq U \leq 1,20 U_n$	$50,2 \text{ Гц} \leq f \leq 50,4 \text{ Гц}$

Для подключения к сетям солнечной электростанции можно определить пределы индивидуального и полного гармонического искажения сигналов напряжения и тока в точке общего присоединения, в соответствии со стандартами [20, 21] и согласно данным таблицы 4.3, т. е. для соблюдения требуемого качества электроэнергии максимальные гармонические искажения не должны превышать 4 %.

Объекты гелиоэнергетики, находящиеся в эксплуатации, не оказывают вредного химического воздействия на окружающую среду. Единственное требование (которое должно соблюдаться еще на этапе проектирования станции) – определение места ее строительства. Следует использовать территории, не относящиеся к сельскохозяйственным угодьям, сохранять лесной фонд, не затрагивать территории заповедников, заказников, не нарушать природное сообщество выбранной территории.

4.5. Срок окупаемости сетевой СФУ при электроснабжении сельскохозяйственного потребителя

При параллельной работе с распределительной электрической сетью СФУ снижает потребление электрической энергии из распределительной сети сельскохозяйственным потребителем. Согласно полученным данным от действующей СФУ, построенной в Саратовской области и снабжающей частный дом, установка мощностью 1,1 кВт может сгенерировать 2,04 МВт·ч электроэнергии за год эксплуатации. Срок окупаемости подобной СФУ будет рассчитывать согласно:

$$CO = \frac{C_{\text{СФУ}}}{C_{\text{эк}}}, \quad (4.1)$$

где $C_{\text{эк}}$ – годовая экономия на оплате электроэнергии, потребленной из сети, руб./год; $C_{\text{СФУ}}$ – стоимость солнечной фотоэлектрической установки, руб.

Стоимость СФУ будет складываться из стоимости генерирующего и коммутационного оборудования:

$$C_{\text{СФУ}} = C_{\text{ФМ}} + C_{\text{и}} + C_{\text{ком.об}}, \quad (4.2)$$

где $C_{\text{ФМ}}$ – стоимость фотоэлектрических модулей, руб.; $C_{\text{и}}$ – стоимость инвертора, руб.; $C_{\text{ком. об}}$ – стоимость коммутационного оборудования, руб.

Данные по стоимости оборудования представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Стоимость СФУ

Наименование	Марка	Количество, шт.	Стоимость за ед., руб.	Сумма, руб.
Инвертор SofarSolar	Sofar 1100TL – G3	1	30 939	30 939
Фотоэлектрические модули TW Solar	TW 310 MWP-60-H	4	12 500	50 000
Кабель	FR-Cable 4 мм ²	5	83	415
Коннекторы	МС-4	5	90	450
Итого				81 804

Годовая экономия по оплате за электроэнергию рассчитывается согласно:

$$C_{\text{эк}} = W \times T,$$

где W – количество электроэнергии, выработанной СФУ за год, кВт·ч/год; T – тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч.

$$C_{\text{эк}} = 2040 \times 4,2 = 8568 \text{ руб./год}$$

Тогда срок окупаемости СФУ составит:

$$CO = \frac{81\,804}{8568} \approx 9 \text{ лет.}$$

При таком сроке окупаемости с 10 года эксплуатации СФУ начнет приносить прибыль с учетом срока службы фотоэлектрических модулей – 25...30 лет и инвертора – 25 лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе работы дано решение актуальной задачи повышения качества электроэнергии за счет электроснабжения сельскохозяйственного потребителя от СФУ, параллельно с централизованной сетью и получены следующие результаты:

1. Проведенный анализ существующих технических решений и нормативных документов, связанных с подключением и параллельной работой солнечных фотоэлектрических установок малой мощности и распределительной сети показал, что:

- основные технические и нормативные ограничения распространяются на СФУ, работающих в системах электроснабжения 6 кВ и более;

- в соответствии с поправками в законе «Об электроэнергетике» от 27 декабря 2019 года частные СФУ могут быть подключены только к распределительной сети напряжением 0,38 кВ с ограничением мощности, выдаваемой в сеть, до 15 кВт;

- не проводились исследования влияния СФУ малой мощности на ПКЭ на шинах потребителя на реальных объектах.

2. Разработана математическая модель СФУ малой мощности, работающей параллельно с распределительной электрической сетью низкого напряжения, с оценкой влияния СФУ на показатели качества электроэнергии на шинах сельскохозяйственного потребителя. В частности, аналитически доказано снижение отклонения напряжения за счет снижения потерь электроэнергии в питающей линии и напряжения от инвертора и снижение коэффициента гармонических искажений за счет увеличения напряжения первой (основной) гармоники. На базе математической модели разработана имитационная модель параллельной работы СФУ малой мощности с распределительной сетью низкого напряжения, с возможностью проектирования СФУ и оценки ПКЭ на шинах сельскохозяйственного потребителя.

3. Разработана экспериментальная СФУ, на базе которой проведено экспериментальное исследование влияния СФУ на ПКЭ у сельскохозяйственного потребителя в нормальном и аварийном ре-

жиме работы сети. Экспериментально установлено снижение отклонения напряжения порядка 4 % от номинального напряжения и снижение коэффициента гармонических искажений по напряжению порядка 1,6 % при нормальном и временно допустимом режимах работы сети и работающей СФУ, кроме того, при временно допустимом режиме работы снизилось отклонение частоты на 0,1 Гц. При аварийном режиме работы сети зафиксировано меньшее снижение напряжения от номинального при работающей солнечной электростанции (184,3 В), чем при отключенной (158,7 В).

4. На основе результатов проведенного теоретического и экспериментального исследований определены допустимые пределы отклонения ПКЭ от номинальных значений для работы СФУ, параллельно с распределительной электрической сетью, при электропитании сельскохозяйственного потребителя. Согласно полученным данным для обеспечения эффективной работы СФУ при отклонении напряжения в распределительной сети $\pm 10\%$ от номинального или при отклонении частоты $\pm 0,2$ Гц солнечная фотоэлектрическая установка может работать без ограничений по времени, при отклонении напряжения в распределительной сети $\pm 20\%$ от номинального или при отклонении частоты $\pm 0,4$ Гц время отключения солнечной электростанции от сети должно составлять 5 с.

5. Проведенная технико-экономическая оценка работы СФУ малой мощности параллельно с распределительной сетью показала, что эксплуатация данной СФУ в Саратовской области в течение года позволяет сгенерировать 2,04 МВт·ч электроэнергии. Тогда годовая экономия за счет снижения потребления электроэнергии из централизованной сети составит 8568 руб., а срок окупаемости СФУ составит 9 лет.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алферов Ж. И., Андреев В. М., Румянцев В. Д. Тенденции и перспективы развития солнечной фотоэнергетики // Физика и техника полупроводников. 2004. Т. 38. № 8. С. 937–948. EDN: RCZDNJ.
2. Амерханов Р. А. Совершенствование методов оценки сельскохозяйственных энергоустановок на основе возобновляемых источников энергии: дис. ... доктора техн. наук : 05.14.08 / Амерханов Роберт Александрович. Краснодар, 2003. 318 с. EDN: NMXLFF.
3. Анисимов А. П. Правовое регулирование использования возобновляемых источников энергии в Российской Федерации // Юристъ-Правоведъ, 2014. 58 с. EDN: SNORPH.
4. Арбузов Ю. Д., Евдокимов В. М. Основы фотоэлектричества. М. : ВИЭСХ, 2007. 292 с. EDN: QMRAYP.
5. Афлятонов Р. Ф., Насипов Р. В. Развитие солнечной энергетики в Крыму в постсоветский период // Исследование различных направлений современной науки. Астрахань : Научный центр «Олимп», 2016. С. 88–94. EDN: VPMQIR.
6. Барутсков И. Б., Вдовенко С. А., Цыганков Е. В. Гармонические искажения при работе преобразователей частоты // Главный энергетик. 2011. № 6. С. 5–15.
7. Безруких П. П., Стребков Д. С. Возобновляемая энергетика: стратегия, ресурсы, технологии. М. : ГНУ ВИЭСХ, 2005. 264 с.
8. Беляков П. Ю. Особенности преобразования энергии и задачи управления в электроэнергетических установках на базе возобновляемых источников энергии // Электротехнические комплексы и системы управления. 2007. С. 24–29. EDN: JUFMXP.
9. Боков Г. С. Современные проблемы электрических сетей для электрификации сельского хозяйства // Энергообеспечение и энергосбережение в сельском хозяйстве: труды 8-й международной научно-технической конференции. Часть 1. Проблемы энергообеспечения и энергосбережения. М. : ГНУ ВИЭСХМ, 2012. С. 93–101. EDN: PFOTJH.
10. Васильев А. Н. Разработать методы и модели построения систем электроснабжения сельских потребителей. Выполнить научное обоснование параметров и режимов работы новых системообразующих технических средств теплоэнергообеспечения сельскохозяйственных объектов / А. Н. Васильев, Е. В. Халин, А. И. Некрасов,

О. В. Шеповалова, А. А. Некрасов, Е. Е. Михайлова, Д. А. Дурнев, А. В. Соколов, Л. Ю. Юферев, В. З. Трубников, О. А. Роцин, Н. И. Лактионова, Д. А. Тихомиров, С. С. Трунов, А. В. Кузмичев, А. В. Тихомиров, Е. К. Маркелова, В. Ю. Уханова, Н. И. Свентицкий, В. А. Казакова и др. // Отчет о НИР (Федеральное агентство научных организаций). 2017. Регистрационный номер НИОКТР в ИКРБС: АААА-А17-117091540019-2. 104 с.

11. **Васильев А. М., Ландсман А. П.** Полупроводниковые фотопреобразователи. М. : Сов. Радио, 1971. 248 с.

12. Солнечная энергетика: Учебное пособие для вузов / В. И. Виссарионов, Г. В. Дерюгина, В. А. Кузнецова, Н. К. Малинин / Под ред. В. И. Виссарионова. М. : Издательский дом МЭИ, 2008. 320 с. EDN: QMKGVT.

13. **Воронин С. М.** Формирование автономных систем электроснабжения сельскохозяйственных объектов на основе возобновляемых источников энергии: дис. ... доктора техн. наук : 05.20.02 / Воронин Сергей Михайлович. Зерноград, 2009. 338 с. EDN: NQLDTR.

14. **Воронов И. В., Политов Е. А.** Повышение эффективности эксплуатации систем электроснабжения предприятий путем комплексного использования Smart Grid и нейронных сетей [Электронный режим]. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/povyshenie-effektivnosti-ekspluatatsii-sistem-elektrosnabzheniya-predpriyatiy-putem-kompleksnogo-ispolzovaniya-smart-grid-i/viewer>.

15. Электротехнологии для сельскохозяйственного производства с устройствами аккумулирования гелиоэнергии: монография / В. С. Газалов, В. Н. Беленов, Е. Ю. Абеленцев, А. В. Брагинец, А. Ю. Евдокимов. Зерноград, 2016. 192 с. EDN: VTOTRT.

16. **Гаман В. И.** Физика полупроводниковых приборов. Томск : Изд-во Томского университета, 1989. 336 с.

17. Развитие солнечной энергетики / В. Гимади, А. Амирагян, И. Поминова [и др.], под ред. Л. Григорьев. 44 изд. М. : Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, 2017. 27 с.

18. **Головин П. И.** Энергосистема и потребители электрической энергии. М. : Изд-во Мосэнерго, 1984. 260 с.

19. **Городецкий А. Ф., Кравченко А. Ф., Самойлов Е. М.** Основы физики полупроводников и полупроводниковых приборов. Новосибирск : Наука, 1966. 240 с.

20. ГОСТ 30804.4.7–2013 (IEC61000-4-7:2009) Совместимость

технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним техническим средств. Введ. 2014–01–01. Стандартиформ, 2013. 40 с.

21. ГОСТ 32144–013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 2014–01–01. Стандартиформ, 2014. 19 с.

22. ГОСТ Р 51594–2000. Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Термины и определения. Введ. 2000–04–21, 2000–01–01. М. : ИПК Изд-во стандартов, 2000. 16 с.

23. ГОСТ Р 56978–2016. Батареи фотоэлектрические. Технические условия. Стандартиформ, 2016. 77 с.

24. ГОСТ Р 61727–2016. Системы фотоэлектрические. Подключение к распределительным электрическим сетям. Введ. 2017–03–01. Стандартиформ, 2016. 15 с.

25. ГОСТ Р 56124.2–2014 (IEC/TS 62257-2:2004). Возобновляемая энергетика Гибридные электростанции на основе возобновляемых источников энергии, предназначенные для сельской электрификации. Рекомендации. Часть 2. Введ. 2016–07–01. Стандартиформ, 2016. 54 с.

26. **Грозовский Г., Попов В., Полякова Е.** Нормативно-техническое регулирование в области возобновляемых источников энергии // Стандарты и качество. 2010. № 10. С. 34–41 EDN: TLLXWD.

27. **Джелайни А. Т., Немихин Ю. Е., Щеклеин С. Е.** Исследование производительности фотоэлектрической установки малой мощности в климатических условиях Екатеринбурга / Энерго- и ресурсоэффективность малоэтажных жилых зданий: Материалы II Всероссийской научной конференции с международным участием, Новосибирск, 24–26 марта 2015 г. Новосибирск : Институт теплофизики СО РАН, 2015. С. 203–207.

28. **Елистратов В. В., Аронова Е. С., Шварц М. З.** Оптимизация фотоэлектрических модулей при проектировании солнечных электростанций // Труды Кубанского государственного аграрного университета. 2012. № 37. С. 259–263. EDN: PDEQAB.

29. Разработка адекватных технических условий для технологического присоединения генерирующих объектов малой мощности к электрической сети / Ерохин П. М., Ерошенко С. А., Паздерин А. В. [и

др.] // Промышленная энергетика. 2016. № 2. С. 6–12. EDN: VPGEPX.

30. Технические вопросы подключения малой генерации на параллельную работу с энергосистемой / С. А. Ерошенко, А. И. Хальясмаа, С. А. Дмитриев, А. В. Паздерин, А. А. Карпенко // Журнал «Научное обозрение». 2013. № 6. С. 49–56. EDN: QOSKCT.

31. Опыт эксплуатации солнечной электростанции в Московской области / В. И. Загинайлов, О. В. Лештаев, Т. А. Мамедов, А. А. Самсонов. В сборнике: ДОКЛАДЫ ТСХА // Материалы международной научной конференции. 2018. С. 181–183. EDN: ХОАОНV.

32. **Закиров И. В.** Автономная ветроэлектростанция с комбинированным аккумулированием энергии для сельскохозяйственных объектов : дис. ... канд. техн. наук : 05.20.02 / Закиров Илья Валерьевич. Зеленоград, 2016. 132 с. EDN: YKVULD.

33. **Зи С.** Физика полупроводниковых приборов. М. : Мир, 1984. Т. 2. С. 399–405.

34. **Зиновьев Г. С.** Основы силовой электроники: Учебник. Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2000. Ч. 2. 197 с. EDN: NEAELV.

35. Исследование параллельной работы солнечной электростанции с сетью / Ф. Р. Исмагилов, Б. Н. Шарифов, Б. М. Гайсин, Т. Р. Терегулов, Н. Л. Бабкина // Вестник УГАТУ. 2016. Т. 20, № 4 (74). С. 71–79. EDN: ХННIXF.

36. **Обухов С. Г.** использованием возобновляемых энергоресурсов: учебное пособие. Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2008. 140 с.

37. **Камышанский В. П., Ксиропулос С. Г.** Гражданско-правовые формы государственной поддержки энергоснабжения с использованием возобновляемых источников энергии // Современное право. 2013. № 10. 82 с. EDN: RDLZOJ.

38. **Каргиев В. М.** КПД солнечных элементов и модулей // Возобновляемая энергия. 1998. № 2. С. 23.

39. **Колтун М. М.** Солнечные элементы. М. : Наука, 1987. 192 с.

40. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике / Н. И. Воропай, Г. Ф. Ковалев, Ю. Н. Кучеров [и др.]. М. : ООО ИД «Энергия», 2013. 212 с. EDN: RUCKIH.

41. **Кузнецов А. В.** Повышение качества электроэнергии и снижение потоков реактивной мощности в электроэнергетической системе за счет стимулирующих тарифов. Сборник докладов междунаучно-практической конф. «Электрические аппараты и элек-

тротехнические комплексы и системы». Ульяновск, УлГТУ, Т. 2. 2012. С. 332–339.

42. **Кузнецов Ф. А., Резниченко М. Ф.** Кремний для солнечной энергетики // *Материалы электронной техники*. 2008. № 4. С. 4–7. EDN: KHQXNP.

43. **Кучеров Ю. Н., Утс С. А.** Обеспечение устойчивости и надежности ЭЭС с нарастающей долей объектов распределенной генерации, включая ВИЭ // *Электроэнергетика глазами молодежи. Труды VI международной научно-технической конференции*. Издательство: Ивановский государственный энергетический университет им. В. И. Ленина (Иваново), 2015. С. 350–355. EDN: VJZUVD.

44. Энергетическая стратегия сельского хозяйства России на период до 2020 года / Ю. Ф. Лачуга, Д. С. Стребков, А. В. Тихомиров [и др.]. М. : ГНУ ВИЭСХ, 2009. 64 с.

45. **Левин М. С., Мурадян А. Е., Сырых Н. Н.** Качество электроэнергии в сетях сельских районов. М. : Энергия, 1985. 225 с.

46. **Левшов А. В., Федоров А. Ю.** Математическое моделирование фотоэлектрических систем в Matlab/Simulink // *Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія «Електротехніка та енергетика»*. 2013. № 1 (14). С. 153–158.

47. **Лештаев О. В., Стушкина Н. А.** Аспекты проектирования солнечных электростанций. В сб. : *Материалы международной научной конференции молодых ученых и специалистов, посвященной 150-летию А. В. Леонтовича*, 2019. С. 461–464. EDN: AGWPOY.

48. **Лештаев О. В., Навроцкая Л. В., Стушкина Н. А.** Влияние двунаправленной отражательной способности зеркал на теплообмен излучением // *Международный технико-экономический журнал*. 2019. № 6. С. 57–61. EDN: SSWKYW.

49. **Лештаев О. В.** Влияние солнечного излучения на работу солнечной электростанции. В сб. : *Приоритеты мировой науки: эксперимент и научная дискуссия / Сборник материалов IV Международной научно-практической конференции*. 2019. С. 56–59. EDN: NPXCCI.

50. **Лештаев О. В.** Обзор технологий и материалов используемых для производства солнечных модулей. В сб. : *Экспериментальные и теоретические исследования в современной науке. Сборник статей по материалам XXVII международной научно-практической конференции*. 2018. С. 23–27. EDN: YQFOXJ.

51. **Лештаев О. В.** Обзор технологий и материалов используе-

мых для производства солнечных модулей / В сб. : Экспериментальные и теоретические исследования в современной науке. Сборник статей по материалам XXVII международной научно-практической конференции. 2018. С. 23–27. EDN: YQFOXJ.

52. **Лештаев О. В., Стушкина Н. А.** Прогнозирование эффективности солнечной электростанции. В сб. : Экспериментальные и теоретические исследования в современной науке // Сборник статей по материалам XXXVI–XXXVII международной научно-практической конференции. 2019. С. 47–50.

53. **Лещинская Т. Б., Наумов И. В.** Практикум по электроснабжению сельского хозяйства. М. : БИТКОМ-Транслог, 2015. 455 с.

54. **Лукутин Б. В., Суржикова О. А., Шандарова Е. Б.** Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении: монография. М. : Энергоатомиздат, 2008. 231 с.

55. О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России: Федеральный закон от 04.11.2007 № 250-ФЗ (последняя редакция). URL: <https://www.garant.ru/>.

56. О схеме и программе развития электроэнергетики Оренбургской области на 2020–2024 годы // Новости Оренбурга и Оренбургской области. URL: <http://orenburg.bezformata.com/listnews/razvitiyaelektroenergetiki-orenburgskoj/75472620/>.

57. Об электроэнергетике: федеральный закон № 35-ФЗ: принят Государственной Думой 21 февраля 2003 года: одобрен Советом Федерации 12 марта 2003 года: ред. от 29.12.2017. М. : Российская газета, 2003. № 60.

58. Об Энергетической стратегии России на период до 2020 года: Распоряжение Правительства Российской Федерации от 28.08.2003 № 1234-р (ред. от 15.06.2009). URL: <https://www.garant.ru/>.

59. **Обухов С. Г.** Системы генерирования электрической энергии с использованием возобновляемых энергоресурсов. Томск : Изд-во ТПУ, 2008.

60. **Овсянников Н. С.** Аккумуляторная резервная солнечная электростанция для летнего лагеря КРС : дис. ... канд. техн. наук : 05.20.02 / Овсянников Николай Сергеевич. Зерноград , 2012. 140 с. EDN: QGAAVV.

61. **Осадчий Г. Б.** Факторы эффективного использования воз-

обновляемых источников энергии для электроснабжения // Энергетик. 2015. № 3. С. 25–28. EDN: TNJSUP.

62. Отчет о функционировании ЕЭС в 2021 году, промежуточные итоги: офиц. сайт. Системный Оператор Единой Энергетической Системы. URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/ups-review/2021/ups_review_1221.pdf.

63. Отчеты о функционировании ЕЭС России в 2021 году / АО «СО ЕЭС» в соответствии с «Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики» (утверждены постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823) // АО «СО ЕЭС». URL: <https://www.so-ups.ru>.

64. Периодический открытый семинар «Проблемы подключения и эксплуатации малой генерации» // НП РНК СИГРЭ. URL: http://cigre.ru/activity/conference/seminar_cb/.

65. **Плеханов С. И., Наумов А. В.** Оценка возможностей роста производства солнечных элементов на основе CdTe, CIGS и GaAs/Ge в период 2010–2025 годы. URL: <http://aenergy.ru/2701>.

66. Полупроводниковая оптоэлектроника. М. : Мир, 1976. С. 56–102.

67. **Попель О. С.** Исследование и разработка систем энергоснабжения с использованием возобновляемых источников энергии : дис. ... доктора техн. наук : Попель Олег Сергеевич. М. , 2007. 314 с. EDN: TNJSUP.

68. **Попель О. С., Реутов Б. Ф., Антропов А. П.** Перспективные направления использования возобновляемых источников энергии в централизованной и автономной энергетике // Теплоэнергетика. 2010. № 11. С. 2–11. EDN: NBKOZV.

69. Попель О. С. Перспективные ниши и технологии использования возобновляемых источников энергии в России // Ползуновский вестник. 2012. № 4. С. 164–172. EDN: PYQVIF.

70. Постановление Главы республики Хакасия «Схема и программа перспективного развития электроэнергетики в Республике Хакасия на 2016–2020 годы» от 16 мая 2016 года № 36-ПП // Официальный портал Правительства Республики Хакасия. URL: <https://khakassia-gov.ru/doc/39933>.

71. Постановление Губернатора Белгородской области «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на 2017–2021 годы» от 29 апреля 2016 года № 44

// Официальный интернет-портал правовой информации № 3100201605050001. URL: <https://belg-gov.ru/doc/57267>.

72. Постановление Правительства РФ от 28 мая 2013 года № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности». URL: <https://base.garant.ru/70388616/>.

73. Протокол совместного заседания секции «Управления режимами энергосистем РЗиА» и секции «Проблем надежности и эффективности релейной защиты и средства автоматического системного управления ЕЭС России». От 11 августа 2017 года. URL: https://www.rosseti.ru/upload/iblock/424/zql0v7z57tf7d4yz1v4fwp927ntdz33p/pr-5_18.pdf.

74. Развитие солнечной энергетики / В. Гимади, А. Амирагян, И. Поминова [и др.] / под ред. Григорьев Л. 44 изд. М. : Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, 2017. 27 с.

75. Распоряжение Главы Республики Башкортостан «Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Башкортостан на период 2016–2020 годы» от 29 апреля 2016 года // Министерство промышленности и инновационной политики Республики Башкортостан. Уфа, 2016. URL: <https://base.garant.ru/44204596/>.

76. Распоряжение Правительства РФ от 13 ноября 2009 года № 1715-р «Энергетической стратегии России на период до 2030 года». URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_94054/4db e8d2b6538460d472104439bb7f3ca65ab81cc/.

77. Рынок электроэнергии и мощности // Ассоциация «НП Совет рынка». URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/vie/index.htm>.

78. **Семенов Б. Ю.** Силовая электроника: от простого к сложному. 2-е изд. М. : СОЛОН-Пресс, 2005. 416 с.

79. Система нормативов [Электронный ресурс]. URL: <https://normacs.net/Doclist/folder/271600005.html>.

80. **Стребков Д. С.** Технологии крупномасштабной солнечной энергетики // Светотехника. 2008. № 3. С. 4–9. EDN: KVMAJH.

81. **Стребков Д. С., Панченко В. А., Филиппченкова Н. С.** Обзор различных конструкций солнечных теплофотоэлектрических модулей (гибридных коллекторов) // Инновации в сельском хозяйстве. Теоретический и научно-практический журнал. 2015. № 3 (13). С. 199–203. EDN: SBKAVC.

82. **Стребков Д. С.** Перспективы развития возобновляемой

энергетики // Энергообеспечение и энергосбережение в сельском хозяйстве: труды 8-й международной научно-технической конференции. Часть 1. Проблемы энергообеспечения и энергосбережения. М. : ГНУ ВИЭСХ, 2012. С. 3–13.

83. **Ушаков В. Я.** Современные проблемы электроэнергетики: учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. 448 с.

84. **Фаренбрух А., Бьюб Р.** Солнечные элементы. Теория и эксперимент. М. : Энергоатомиздат, 1987. 277 с.

85. Федеральный закон от 27 декабря 2019 г. № 471-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» в части развития микрогенерации» URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_341801/.

86. **Соснина Е. Н., Филатов Д. А.** Исследование эксплуатационно-технологических параметров энергоустановок на возобновляемых источниках энергии // Инженерный вестник Дона. 2015. № 2-2 (36) ч. 135 с. EDN: UICKJP.

87. Микросеть на основе ВИЭ для энергоснабжения сельских территорий / В. В. Харченко, В. Б. Адомавичюс, В. А. Гусаров, Д. С. Стребков // International conference «Energy of Moldova – 2012. REGIONAL ASPECTS OF DEVELOPMENT» October 4-6, 2012-Chisinau, Republic of Moldova. pp. 562–567.

88. **Шевляков В. И.** Концептуальные подходы к реконструкции и техническому перевооружению распределительных электрических сетей сельских территорий // Сб. научн. трудов ВИЭСХ. М. : Изд-во ВИЭСХ, 2001. Т. 78. С. 12–18.

89. **Шеръязов С. К., Пташкина-Гирина О. С.** Особенности использования возобновляемой энергии в сельском хозяйстве // АПК России. 2013. Т. 66. С. 95–101. EDN: RSCPYN.

90. **Шиняков Ю. А., Шурыгин Ю. А., Аркатова О. Е.** Повышение энергетической эффективности автономных фотоэлектрических энергетических установок // Электроника, Измерительная Техника, Радиотехника и Связь. Доклады ТУСУРа. 2010. № 2 (22). С. 102–107. EDN: NQVQYT.

91. **Штраус В., Мэйнуорринг С. М.** Контроль загрязнения воздушного бассейна. Стройиздат, 1989. 139 с.

92. **Воронов И. В., Политов Е. А.** Электроснабжения путем

комплексного использования Smart Grid и нейронных сетей // Вестник КузГТУ. 2012. № 2. С. 63–66. EDN: OXWNLV.

93. **Юрченко А. В., Охорзина А. В., Саврасов Ф. В.** Эффективность работы фотоэлектрического устройства в натуральных условиях // Известия высших учебных заведений. Физика. 2012. Т. 55. № 8-2. С. 114–118. EDN: PEONPX.

94. **Ярмухаметов У. Р., Ахметшин А. Т.** Имитационное моделирование режимов работы солнечных установок с фотоэлектрическими преобразователями в зависимости от внутренних и внешних факторов в среде MATLAB (Simulink) // Вестник Красноярского государственного аграрного университета. 2014. № 8. С. 195–200. EDN: SNFCQP.

95. **André Mermoud, Bruno Wittmer** PVsyst Tutorial PVsyst SA. 2017. p. 105

96. Capacity of Distribution feeders for hosting DER / S. Papatthanassiou (Chair) [et al.] // CIGRÉ WG C6.24, CIGRE Publications, Technical Brochure. June 2014. 149 p.

97. Deliverable 7.2. DG in European interconnected grids / Navarro E., A. Badelin, F. Schlogl [et al.] // Projet europeen DISPOWER, Livrable D7.2. Doc. No. del_2005_0071. Spain, 2005. URL: www.dispower.org.

98. Distributed Generation Technical Interconnection Requirements Interconnections at Voltages 50 kV and Below) / Hydro One Networks Inc. Canada, 2011.

99. Fraunhofer ISE, Pholippe Welter (Photon); EPIA; 2013.

100. Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network". Guideline for generating plants connection to and parallel operation with the medium-voltage network: BDEW Technical Guideline / German Association of Energy and Water Industries (BDEW). 2008.

101. **Rauschenbach H. S.** The principle and technology of photovoltaic energy conversion. New York: Van Nostrand Reinhold Company, 1980.

102. **Hansen C. J., Bower J.** An economic evaluation of small-scale distributed electricity generation technologies. Oxford Institute for Energy Studies & Dept. of Geography, Oxford University, 2004. 59 p.

103. Системный оператор единой энергетической системы: URL: https://so-ups.ru/index.php?id=tech_disc2019ups/.

104. Fraunhofer. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/info->

material.html.

105. IEC/TR 61000-3-7(2008) Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-7. Нормы. Оценка норм электромагнитной эмиссии для подключения установок, создающих колебания напряжения, к системам электроснабжения среднего, высокого и сверхвысокого напряжения, 2008. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200173821>.

106. IEEE 1547-2018. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems. 2018-04-06. SASB/SCC21 SCC21 Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage, 2018. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8332112>.

107. **Leshtayev O. V.** Increasing efficiency power supply f farm enterprises system using solar power plants // Международная научная конференция молодых ученых и специалистов, посвященная 150-летию со дня рождения В. П. Горячкина. Москва, 06–07 июня 2018 года. М. : РГАУ–МСХА, 2018. 819 с. EDN: XWKPSP.

108. **Moreno M. A.** Grid interconnection of Distributed Generation: The Spanish normative / Moreno-Munoz, Antonio & de la Rosa, Juan José & Lopez, Madeline & Castro, A. R. // Proceedings of the International Conference on Clean Electrical Power. ICCEP. 2009. pp. 466–470.

109. Office for Energy Regulation: Energy Agreement for Sustainable Growth. URL: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/>.

110. Solar power station model in Matlab Simulink program / O. V. Leshtayev, N. A. Stushkina, V. I. Zaginailov, N. A. Sergeeva // International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE) Year: 2020 / Conference Paper / Publisher: IEEE.

111. Standardization of Small Generator Interconnection Agreements and Procedures: 2005.22.11. United States of America Federal Energy Regulatory Commission (FERC). 2006.

112. **Markvart T., Castafier L.** Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications|| Elsevier Science Ltd. p. 985, 2003.

113. Technical and organizational rules for carriers and users of distribution and transmission networks (Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Verteil- und Übertragungsnetze – TOR).

114. Technical requirements for connection of dispersed generating systems operating in parallel on the distribution network: 2002.07.05. Document C10/11 of the FPE/BFE. Belgium. 2002.

115. Technical Specification for Independent Power Producers:

офици. сайт. Energie NB Power. URL: <https://www.nbpower.com/Welcome.aspx> (Canada).

116. The impact of Renewable Energy Sources And Distributed Generation on Substation Protection and Automation / CIGRE Working Group B5.34 Report, 2010, 233 p.

117. The South African Grid Code – Network Code. Rev 7.0 – March 2008 офици. сайт: National Energy Regulator of South Africa. URL: http://www.nersa.org.za/Admin/Document/Editor/file/Electricity/ComplianceMonitoring/SAGC_Network_Version_7_March_2008.pdf.

118. **Shepovalova O. V.** Mandatory Characteristics and Parameters of Photoelectric Systems, Arrays and Modules and Methods of their Determining // Energy Procedia. 2019. Vol. 157. pp. 1434–1444. doi: 10.1016/j.egypro.2018.11.308. EDN: DLSDRE.

119. **Izmailov A. Yu., Lobachevsky Y. P., Shepovalova O. V.** Complex Energy Supply Systems for Individual Sites // Energy Procedia. 2019. Vol. 157. pp. 1445–1455. doi: 10.1016/j.egypro.2018.11.309. EDN: YUIVDF.

120. **Shepovalova O. V.** PV systems photoelectric parameters determining for field conditions and real operation conditions // AIP Conf. Proc. 2018. Vol. 1968, 030002. doi: 10.1063/1.5039189. EDN: OUBZSV.

121. Towards 50 years lifetime of PV panels laminated with silicone gel technology / V. Poulek, D. S. Strebkov, I. S. Persic, M. Libra // Solar Energy. 2012. Vol. 86(10). pp. 3103–3108. doi: 10.1016/j.solener.2012.07.013. EDN: RGCRON.

122. **Ragab A. EI-Sehlemey, Adel A. Abou EI-Ela** Effect of Photovoltaic System on Power Quality in Electrical Distribution networks, ResearchGate, Conference Paper. December 2016.

123. **Syed Muhammad Ahsan, Hassan Abbas Khan, Akhtar Hussain 2, Sarmad Tariq and Nauman Ahmad Zaffar** Harmonic Analysis of Grid Connected Solar PV Systems with Nonlinear Household Loads in Low-Voltage Distribution Networks.

124. Sustainability 2021, 13, 3709. <https://doi.org/10.3390/su13073709>. EDN: HDGUFJ.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
Глава 1. Современное состояние сельских электрических систем и возможность их преобразования в системы с распределенной генерацией	5
1.1. Особенности построения сельских систем электроснабжения.....	5
1.1.1. Общее описание сельских сетей.....	5
1.1.2. Особенности сельских электрических сетей напряжением 0,38 кВ.....	7
1.2. Характерные особенности сельскохозяйственных потребителей электроэнергии.....	8
1.3. Системы распределенной генерации с возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ).....	10
1.3.1. Использование генерирующих установок на базе ВИЭ в России.....	10
1.3.2. Классификация солнечных фотоэлектрических установок.....	15
1.4. Анализ нормативных документов по подключению и работе СФУ с электрическими сетями разного уровня напряжения.....	20
1.4.1. Анализ нормативных документов по работе СФУ и систем большой мощности.....	20
1.4.2. Анализ нормативных документов по качеству электроэнергии в системах электроснабжения с солнечными фотоэлектрическими установками, работающими параллельно с сетью.....	25
1.5. Технические проблемы обеспечения качества электроэнергии.....	29
Глава 2. Математическая и имитационная модели солнечной фотоэлектрической установки параллельно с электрической сетью	32
2.1. Основные элементы СФУ.....	32
2.2. Математическая модель.....	32
2.3. Имитационная модель в программном комплексе Simulink.....	42
2.3.1. Фотоэлектрическая батарея.....	42
2.3.2. Повышающий DC-DC преобразователь и MPPT-контроллер.....	44
2.3.3. Сетевой инвертор.....	44
Глава 3. Солнечная фотоэлектрическая установка, работающая параллельно с сетью в системе электроснабжения действующего сельскохозяйственного потребителя	49
3.1. Место размещения действующей установки.....	49
3.2. Основные элементы и характеристики действующей установки.....	51
3.3. Выходные характеристики действующей установки.....	54
3.3.1. Анализ годовой выработки СФУ при работе на электроснабжение сельскохозяйственного потребителя.....	57
Глава 4. Показатели качества электроэнергии в системе электроснабжения сельскохозяйственного потребителя сетевой СФУ в различных режимах работы	65

4.1. Нормальный режим работы системы электроснабжения.....	66
4.2. Временно допустимый режим работы системы электроснабжения.....	70
4.3. Аварийный режим работы системы электроснабжения.....	72
4.4. Рекомендации по настройке допустимых пределов отклонения напряжения и частоты в сетевом инверторе.....	76
4.5. Срок окупаемости сетевой СФУ при электроснабжении сельскохозяйственного потребителя.....	77
Заключение.....	79
Список литературы.....	81
Приложения.....	93

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Требования по качеству электроэнергии

Название	Формула	Значение
Отклонение частоты	$\Delta f = f_m - f_{\text{ном}}$	отклонение частоты в синхронизированных системах электроснабжения не должно превышать $\pm 0,2$ Гц в течение 95 % времени интервала в одну неделю и $\pm 0,4$ Гц в течение 100 % времени интервала в одну неделю
Медленные изменения напряжения	$\delta U_{(-)} = \left[\frac{U_0 - U_{m(-)}}{U_0} \right] \times 100$	положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю
Фликер		кратковременная доза фликера Pst не должна превышать значения 1,38, длительная доза фликера Plt не должна превышать значения 1,0 в течение 100 % времени интервала в одну неделю
Одиночные быстрые изменения напряжения		одиночные быстрые изменения напряжения не превышают 5 % в электрических сетях низкого напряжения и 4 % – в электрических сетях среднего напряжения, но иногда изменения напряжения с малой продолжительностью до 10 % $U_{\text{ном}}$ и до 6 % U_c соответственно могут происходить несколько раз в день

Продолжение приложения 1

<p>Несимметрия напряжений в трехфазных системах</p>		<p>значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности KU_2 и несимметрии напряжений по нулевой последовательности KU_0 в точке передачи электрической энергии, усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать 2 % в течение 95 % времени интервала в одну неделю; значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности KU_2 и несимметрии напряжений по нулевой последовательности KU_0 в точке передачи электрической энергии, усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать 4 % в течение 100 % времени интервала в одну неделю</p>
<p>Провалы напряжения</p>		<p>Длительность провала напряжения может быть до 1 мин</p>
<p>Перенапряжения</p>		<p>Длительность перенапряжения может быть до 1 мин.</p>

Приложение 2

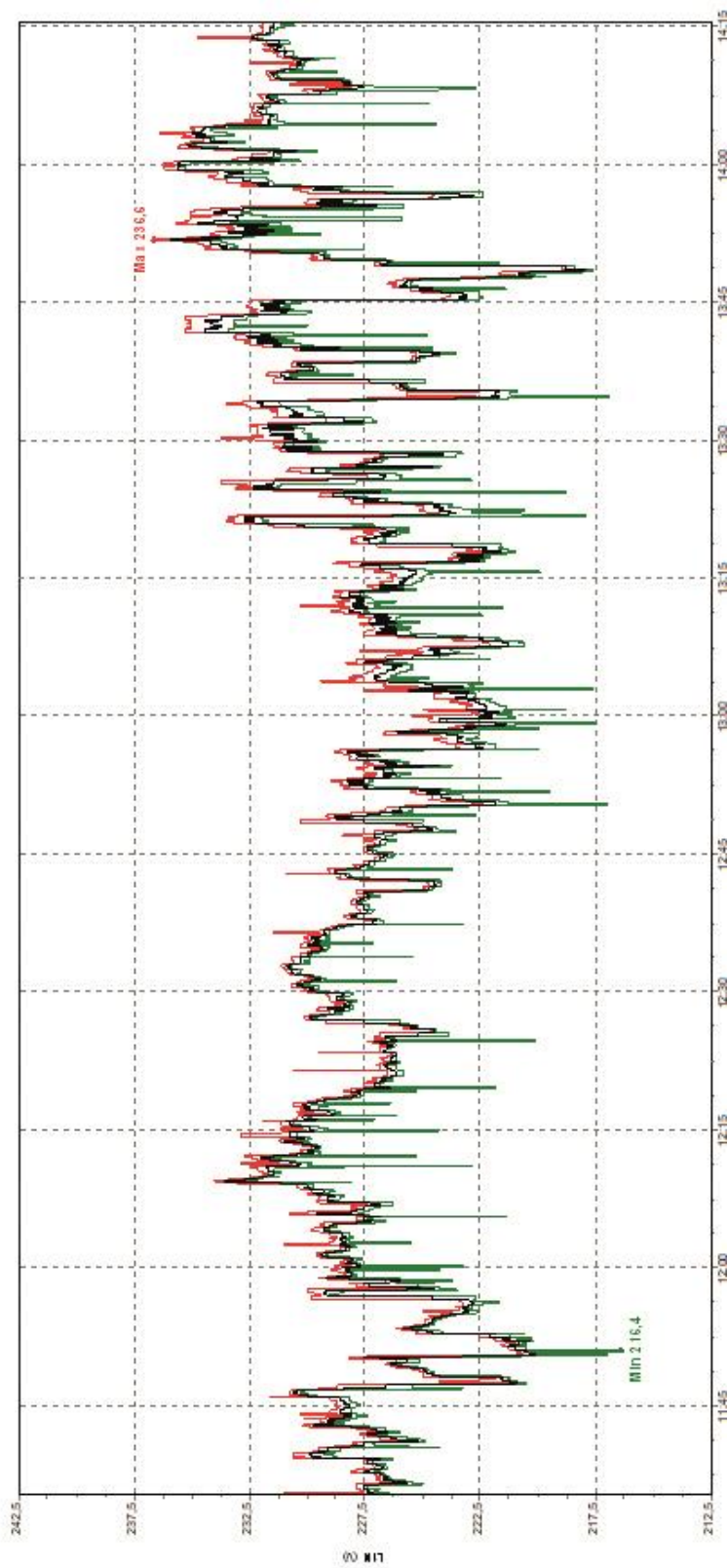
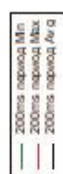


График отклонения напряжения при работающей солнечной электростанции.

Приложение 3

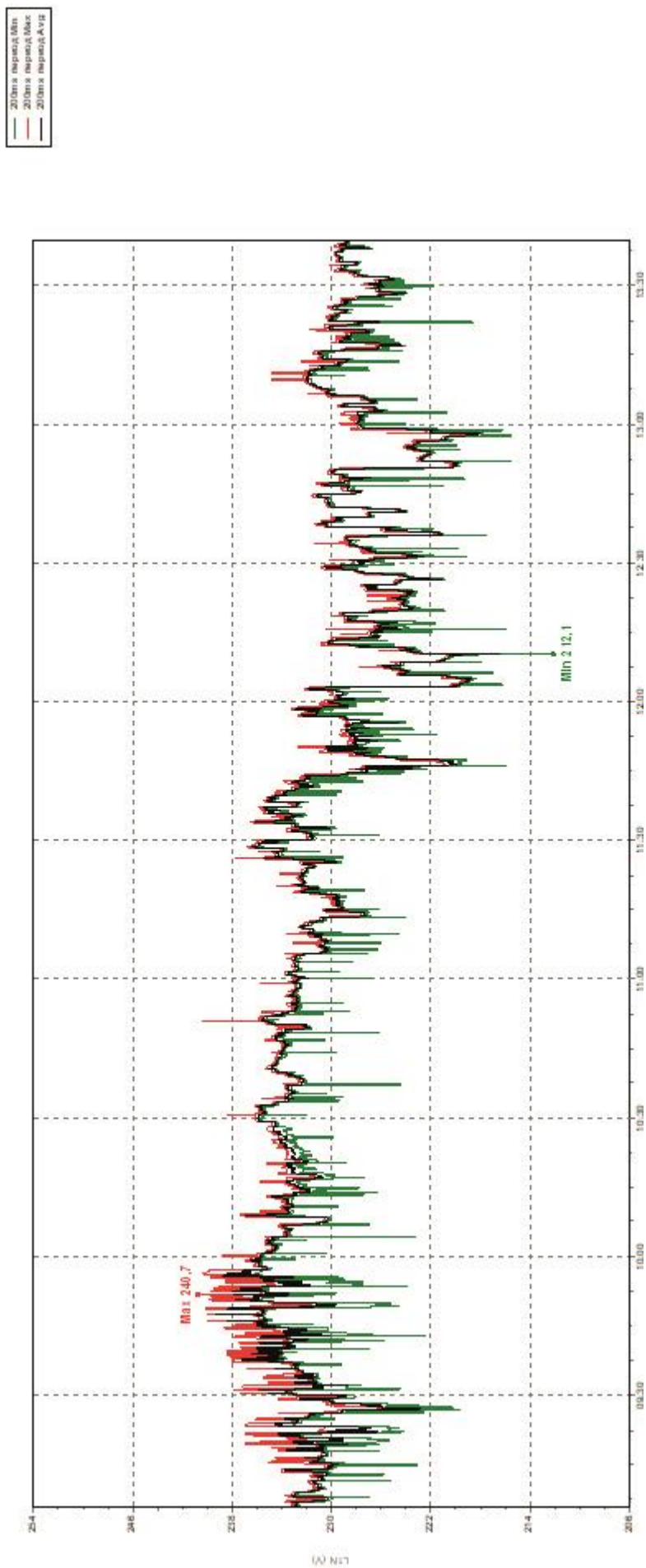
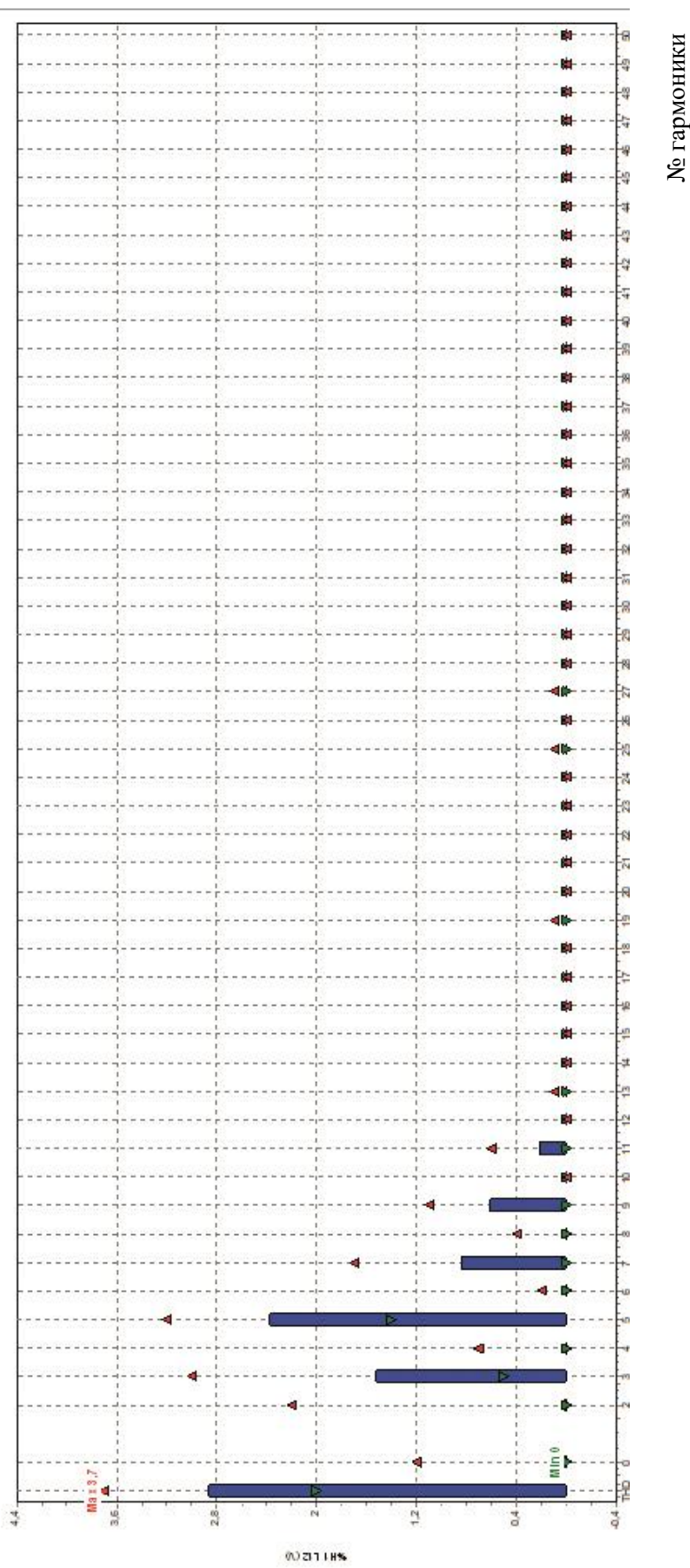


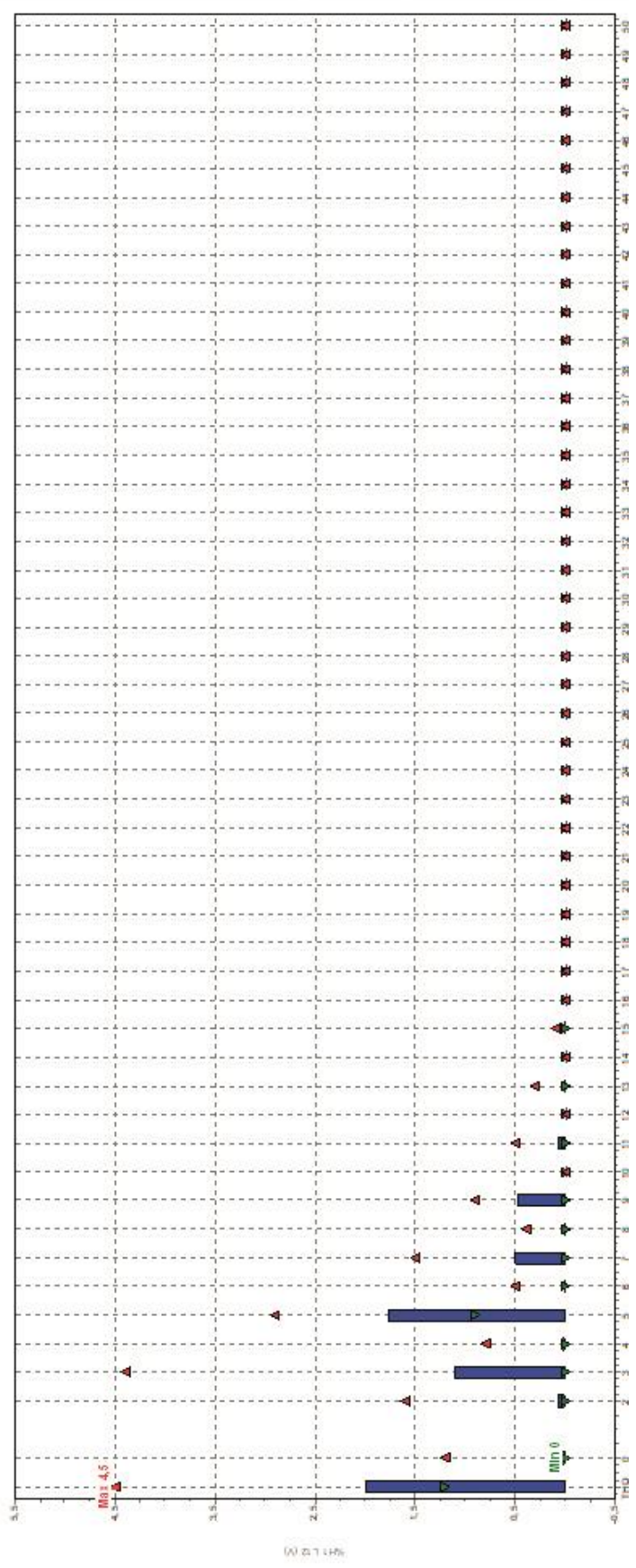
График отклонения напряжения при отключенной солнечной электростанции.

Приложение 4



Гармонические искажения напряжения при работающей солнечной электростанции.

Приложение 5



№ гармоники

Гармонические искажения напряжения при отключенной солнечной электростанции.

Научное издание

**Лештаев Олег Валерьевич
Стушкина Наталья Алексеевна**

**ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
В СЕЛЬСКИХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ**

Монография

Издается в авторской редакции
Оригинал-макет *Светлана Должикова*
Дизайн обложки *Роман Бурак*

Подписано в печать 30.03.2026. Формат 60х90/16
Усл.-печ. л. 6,31. Тираж 500 экз. Заказ № 30

ООО «Мегаполис»
www.mmegapolis.ru
Тел. 8 (495) 643-28-71
E-mail: mmegapolis.ml@gmail.com
127550, Москва, ул. Прянишникова, д. 23 А

Отпечатано в ПАО «Т8 Издательские технологии»
Тел.: +7 (499) 322-38-31
109316, Москва, Волгоградский проспект, д. 42, корп. 5