

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Энергосбережение и энергоэффективность

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Разработка солнечной электростанции в Оренбургской области

Обучающийся

Е. Н. Моисейкина

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

к.п.н., доцент, М.Н. Третьякова

руководитель

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти, 2024

Содержание

Введение.....	3
1 Теоретические основы строительства солнечной электростанции	7
1.1 Теоретическое обоснование внедрения солнечной электростанции	7
1.2 Тенденции развития солнечной энергетики в России	14
1.3 Обоснование возможности и необходимости применения солнечных батарей как источника электрической энергии для электроснабжения ПАО «Орскнефтеоргсинтез» в Оренбургской области	21
2 Разработка проекта солнечной электростанции	27
2.1 Выбор солнечных батарей	27
2.2 Выбор схемы выдачи мощности на электростанции	36
2.3 Расчет токов короткого замыкания.....	38
2.4 Выбор электрооборудования солнечной электростанции.....	43
3 Анализ экономической эффективности разработки.....	63
Заключение	73
Список используемой литературы и используемых источников.....	76

Введение

Солнечная энергетика является одним из наиболее перспективных и быстро развивающихся направлений в области возобновляемой энергетики. Солнечная радиация является практически неисчерпаемым источником энергии, который может обеспечить потребности человечества в энергии на многие десятилетия и даже столетия. Оренбургская область, как один из крупнейших регионов России, обладает значительным потенциалом для развития солнечной энергетики.

«Но в последнее время, когда казалось, что перспективы традиционной энергетики на ископаемом топливе достаточно устойчивы, в нарастающем темпе стали проявляться ее негативные стороны – загрязнение окружающей среды в сочетании с быстрым уменьшением легкодоступных запасов угля, нефти, газа. Так, по данным ЮНЕСКО, при сохранении существующих тенденций потребления мировых запасов ископаемого топлива хватит на 40 – 100 лет» [1].

«Естественно, что человечество попыталось среагировать на появляющиеся проблемы и было выдвинуто ряд решений по их преодолению. В частности, были найдены возможности использования термоядерных реакций, которые могут обеспечить человечество энергией на многие тысячелетия. Однако, экологические проблемы при этом не снимаются, а наоборот, еще более обостряются из-за необходимости хранения радиоактивных отходов и возможности аварий атомных электростанций. Таким образом, можно полагать, что освоение атомной энергии не устраняет проблем энергообеспечения» [2].

В наше время многие страны обращают все больше внимания на возобновляемые источники энергии, изучая возможность использования солнечной, ветровой, речной энергии, силы приливов, биомассы и других ВИЭ. Эти источники находятся в природе в первозданном виде и,

следовательно, не загрязняют окружающую среду. Также они неисчерпаемы в силу своего постоянного возобновления [2].

Использование ВИЭ в качестве источников электрической энергии позволяет создать систему любой сложности, не зависящую от централизованной энергосистемы.

Однако стоит отметить, что возобновляемые источники энергии, такие как солнечная и ветровая энергия, имеют нестабильный характер выработки электроэнергии, что затрудняет их использование в больших масштабах. Тем не менее, они могут быть полезны для малых предприятий и изолированных систем электроснабжения в качестве микрогенерации.

Актуальность магистерской диссертации заключается в том, что у предприятия ПАО «Орскнефтеоргсинтез» планируется повышение потребляемой мощности, в связи с чем мощности Орской ТЭЦ будет не хватать в максимальном режиме работы предприятия. В связи с этим необходимо строительство нового объекта генерации электрической энергии, в качестве которого в рамках данной ВКР предлагается рассмотреть солнечную электростанцию, так как данный проект является приоритетным с точки зрения развития возобновляемой энергетики нашей страны.

Объект исследования – электроэнергетическая сеть Оренбургской области.

Предмет исследования – солнечная электростанция, расположенная в Оренбургской области.

Цель диссертационного исследования заключается в сокращении расходов на электроэнергию ПАО «Орскнефтеоргсинтез» за счет установки дополнительного источника питания – солнечной электростанции, которая будет обеспечивать максимальную эффективность и экономичность при эксплуатации.

В соответствии с поставленной целью определены следующие задачи:
– анализ теоретических основ использования солнечной энергетики и обоснование возможности и необходимости применения солнечных

батареи как источника электрической энергии в Оренбургской области;

- расчет мощности электростанции и выбрать солнечные батареи;
- выбор схемы выдачи мощности и электрооборудование солнечной электростанции;
- расчет срока окупаемости строительства солнечной электростанции.

Практическая значимость данной магистерской диссертации заключается в том, что ее результаты могут быть использованы для разработки и реализации проектов по созданию солнечных электростанций в Оренбургской области и других регионах России, а также для оценки эффективности и экономической обоснованности таких проектов. Это позволит привлечь инвестиции в развитие возобновляемой энергетики и обеспечить устойчивое развитие регионов.

Теоретическая значимость данной работы заключается в разработке методик и подходов к оценке эффективности и экономической обоснованности проектов создания солнечных электростанций, которые могут быть использованы в других регионах и странах с аналогичными климатическими условиями и ресурсами солнечной радиации.

Обзор исследований ученых по тематике магистерской диссертации.

«В настоящее время опубликовано достаточное количество исследований возобновляемой энергетики с точки зрения технических и экологических аспектов. Однако недостаточно исследований, раскрывающих тенденции и особенности возобновляемой энергетики с позиции экономики и особенно внешней торговли. В частности, в работах, отражающих процесс внедрения ВИЭ, практически отсутствуют оценка влияния использования ВИЭ на мировой рынок нефти и других энергоносителей, а также возможностей использования мирового опыта внедрения ВИЭ для разработки механизмов развития экономики Российской Федерации, поддержки и мониторинга процесса привлечения иностранных инвестиций в исследуемую отрасль» [2].

Теоретико–методологической основой работы послужили концепции и методы, представленные в трудах отечественных и зарубежных ученых по использованию альтернативных (возобновляемых) источников энергии.

Научная новизна данной работы заключается в комплексном подходе к разработке проекта солнечной электростанции, включая анализ климатических условий, оценку эффективности и экологической приемлемости, а также технико-экономическое обоснование. Получены новые результаты:

- проведен анализ текущего состояния солнечной энергетики в России и Оренбургской области, а также нормативных актов, действующих на территории Российской Федерации;
- разработана солнечная электростанция для возможности электроснабжения ПАО «Орскнефтеоргсинтез».

1 Теоретические основы строительства солнечной электростанции

1.1 Теоретическое обоснование внедрения солнечной электростанции

Ограниченность мировых запасов топлива, неравномерность их распределения по планете, ухудшение экологической ситуации всё острее ставят вопрос о всемирном применении нетрадиционных экологически чистых энергетических технологий и использования возобновляемых энергоресурсов.

В современном мире проблема поиска альтернативных источников энергии становится всё более актуальной. Одним из перспективных направлений является использование солнечной энергии. В данном разделе будет представлено теоретическое обоснование внедрения солнечной электростанции, включая анализ состояния отрасли солнечной энергетики, рассмотрение основных проблем и оборудования, используемого в этой сфере.

«Одним из основных экологически чистых источников энергии является Солнце. На сегодняшний день используют только относительно небольшую часть солнечной энергии вследствие того, что производимые в настоящее время солнечные батареи обладают относительно низким КПД и их производство требует больших капиталовложений. Однако не стоит сразу отказываться от почти не истощаемого источника чистой электроэнергии: согласно мнениям ряда специалистов, электроэнергия, получаемая посредством солнечных батарей могла бы одна перерыть все существующие потребности на планете на несколько тысяч лет вперед» [4].

«Есть возможность, также увеличить КПД солнечных установок в несколько раз, а при размещении их на крышах жилых домов и в непосредственной близости с ними, будет обеспечен обогрев жилья, подогрев воды и работа бытовых электроприборов даже в умеренных широтах, не говоря уже о тропиках. Для нужд промышленности, которая требует больших

затрат теплоты и электроэнергии, можно применять большие пустыри и пустыни, на которых можно сооружать мощные электростанции. Но перед солнечной энергетикой встает множество трудностей со строительством, размещением и эксплуатацией солнечных энергетических установок на тысячах квадратных километров земной поверхности. В связи с этим общая доля гелиоэнергетики была и останется достаточно скромной, по крайней мере, в ближайшем будущем» [31].

В течение миллиардов лет Солнце каждую секунду излучает огромную энергию. Примерно треть энергии солнечного излучения, которое попадает на Землю, отражается нашей планетой и рассеивается в пространстве между планетами. Большое количество «солнечной энергии расходуется на нагревание земной атмосферы, океанов и суши. В настоящее время в народном хозяйстве широко используются гелиотехнические установки, такие как солнечные теплицы, парники, опреснители, водонагреватели и сушилки. Солнечные лучи, собранные в фокусе вогнутого зеркала, способны плавить самые тугоплавкие металлы. Ведутся работы по созданию солнечных электростанций и использованию солнечной энергии для отопления жилых домов. Практическое применение находят солнечные полупроводниковые батареи, позволяющие напрямую преобразовывать солнечную энергию в электричество» [5].

«Косвенное преобразование может быть выполнено концентрацией радиации при помощи следящих зеркал для превращения воды в пар и дальнейшего применения пара для генерирования электроэнергии обычными способами. Данная система может работать лишь при прямом освещении солнечными лучами. Из этого можно сделать вывод, что выработка электроэнергии будет периодическая и что воспринимающая поверхность, которая предназначена для получения заданного количества энергии, должна изменяться в зависимости от интенсивности и продолжительности инсоляции рассматриваемой поверхности. Подсчитано, что для жарких сухих районов, таких, как Западная Америка, Северная Америка или Центральная Австралия,

электростанция для производства 1 тыс. МВт при ожидаемой эффективности преобразования потребует суммарную площадь коллекторов, равную 13–25 км². Это больше, чем площадь, которую занимает обыкновенная электростанция, но меньше, чем площадь, которую занимает непосредственно сама станция и открытый карьер в котором производятся работы по добыче угля, используемого на данной станции» [6].

«Прямое преобразование солнечной энергии в электричество может осуществляться с использованием фотоэлектрического эффекта. Элементы, изготовленные из специального полупроводникового материала, например кремния, обнаруживают разницу в напряжении на своей поверхности при прямом солнечном освещении. Преимущества этой системы заключаются в ее эффективности, независимо от того, используется ли она в малых установках для электроснабжения небольших жилых домов или в крупных системах для больших зданий. Однако они дороги, недостаточно эффективны и требуют системы аккумуляторов для обеспечения непрерывного электроснабжения в ночное время и в пасмурные дни» [6].

«Американские ученые предложили метод использования солнечной энергии без использования системы аккумуляторов, основанный на преобразовании разницы температур на поверхности и в глубине океана в электричество» [6]. Ожидается, что опытная электростанция, работающая на этом принципе, будет введена в эксплуатацию в США.

Американские эксперты отмечают перспективность солнечной тепловой энергии. Для ее выработки используются солнечные рефлекторы, собирающие и концентрирующие тепло и свет для нагрева воды [35].

Цена солнечных модулей довольно быстро уменьшается (в семидесятые годы прошлого века стоимость 1 кВт·ч электрической «энергии, которая вырабатывалась на солнечных электростанциях составляла 60 долларов США, в восьмидесятые годы прошлого века – 1 доллар США, на сегодняшний день уменьшилась до 20–30 центов и с каждым годом становится все меньше и меньше). Благодаря этому спрос на солнечные электростанции увеличивается

на 25 % в год, ежегодный объем их продажи превышает (по мощности) 40 МВт. КПД солнечных батарей, который составлял в семидесятых годах прошлого века в лабораторных условиях 18 % составляет в настоящее время 28,5 % для солнечных модулей из кристаллического кремния и 35 % для солнечных модулей из двухслойных пластин из арсенида галлия и антимода галлия. Разработаны многообещающие элементы из тонкопленочных (толщина которых составляет примерно 1–2 мкм) полупроводниковых материалов: хотя их КПД в настоящее время довольно низкий (не более 16 % даже в лабораторных условиях), стоимость их очень дешевая (не больше 10 % от цены современных солнечных батарей)» [36].

Фотовольтаика является очень перспективной технологией для сельских районов, удаленных от централизованных сетей, так как фотоэлектрические установки, учитывая весь их жизненный цикл, значительно выгоднее, чем дизельные генераторы, мощность которых не превышает 20 кВт. В Индии, где работает 4-5 миллионов дизельных водяных насосов мощностью в среднем 3,5 киловатта каждый, мощность солнечных панелей для их замены может составлять 1 гигаватт, что в 25 раз превышает текущий мировой объем их производства [37].

«Солнечное теплоснабжение получило развитие в большом количестве зарубежных стран. Большая часть установок солнечного теплоснабжения оборудуется солнечным коллектором. Только в США эксплуатируют солнечные коллекторы площадь которых составляет 10 млн. м², что обеспечивает годовую экономию топлива до 1,5 млн. т. В России аналогичная площадь не превышает 100 тыс. м²» [6].

Прямое преобразование солнечной энергии может стать ключевым элементом энергосистемы. Несмотря на то, что современные фотогальванические системы имеют низкую эффективность и вырабатывают энергию, которая в 4 раза дороже геотермальной, они все же используются во многих отдаленных регионах, и вполне вероятно, что стоимость электроэнергии, производимой таким образом, будет быстро снижаться. В

ближайшем будущем возможно появление систем с КПД, приближающимся к 40% [8].

«Солнечная энергия считается экспертами квинтэссенцией энергетики, поскольку солнечные панели не влияют на окружающую среду, работают бесшумно, не имеют движущихся частей, требуют минимального технического обслуживания и не используют воду. Они могут быть установлены в отдаленных или засушливых местах, их мощность варьируется от нескольких ватт (портативные модули для связи и контрольно-измерительных приборов) до десятков и сотен мегаватт (площади этих электростанций достигают нескольких миллионов квадратных метров)» [39].

«На сегодняшний день Россия обладает передовыми технологиями для преобразования солнечной энергии в электричество. Есть предприятия, которые разрабатывают и совершенствуют фотоэлектрические технологии, как на основе кремния, так и многопереходные структуры» [8].

«Законодательство в области поддержки развития солнечной энергетики России находится на ранней стадии, но уже сделаны первые шаги» [11]:

- 3 июля 2008г.: ПП РФ №426 «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии» [11];
- 8 января 2009г.: Распоряжение Правительства РФ N 1–р «Об Основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основании применения ВИЭ на период до 2035 г.» [12].
- в 2019 была принята программа по поддержке развития солнечной энергетики. Производителям солнечных панелей предоставляются субсидии и налоговые льготы.
- в 2021 был принят закон, стимулирующий использование возобновляемых источников энергии. Он поддерживает развитие солнечной и ветряной энергетики.

«Солнечная энергетика в России начала развиваться как отдельная отрасль только несколько лет назад и пока находится на начальном этапе развития. Основным стимулом для этого стало создание государственной системы поддержки развития производства энергии из возобновляемых источников. Сегодня уже действует механизм государственной поддержки использования возобновляемых источников энергии (включая солнечную энергию) на рынке электрической энергии. Этот механизм включает в себя несколько основных видов поддержки, которые представлены в таблице 1» [13].

Таблица 1 – Основные механизмы государственной поддержки солнечной энергетике в России

Механизм	Характеристика
Договор поставки мощности (ДПМ)	Экономический механизм не рыночного характера, перекладывающий на потребителей розничных рынков груз расходов на модернизацию действующей и строительство новой генерации
Обязательность для сетевых организаций покупки электроэнергии (мощности) у объектов ВИЭ	Продажа электрической энергии, произведенной функционирующими на основе ВИЭ квалифицированными генерирующими объектами, сетевым компаниям с целью компенсации потерь в размере 5% в электрических сетях.
Компенсация стоимости технологического присоединения к электрическим сетям объектов ВИЭ	Предоставление из федерального бюджета субсидий в порядке компенсации стоимости технологического присоединения генерирующих объектов в размере до 50%, с установленной генерирующей мощностью не более 25 МВт, признанных квалифицированными объектами.

«В России по механизму ДПМ вводится в работу наибольшее количество СЭС. По сути, механизм ДПМ позволяет возвращать инвестиции владельцам генерирующих активов за счет потребителей, которые не могут отказаться от инвестирования «в чужие активы». В основу данной поддержки легло ПП РФ №449, которое приняли в мае 2013 г. Оно утвердило механизм поддержки ВИЭ на оптовом рынке электроэнергии и мощности. В 2015 году был утвержден механизм поддержки ВИЭ на розничном рынке электроэнергии (ПП РФ от 23 января 2015 г. №47), а также ряд правовых актов,

которые нацелены на стимулирование развития ВИЭ в стране в целом. Проведение первого конкурсного отбора проектов по ДПМ ВИЭ в 2013 году позволило очертить первоначальную структуру отрасли, которая по истечении четырех лет не претерпела серьезных изменений» [18].

«Ежегодно в России проходит конкурсный отбор проектов нового строительства объектов альтернативной энергетики по договору поставки мощности, в том числе и СЭС на пять лет вперед. Отбор проектов ВИЭ выполняется отдельно для каждой технологии альтернативной энергетики и для каждого года начала поставки мощности. ОПВ выполняется по критерию минимальных капиталовложений. Невостребованные объемы и объемы расторгнутых договоров поставки мощности от электростанций на основе альтернативной энергетики возвращаются на последующие ОПВ. Предметом договора является поставка мощности построенным по итогам отбора проектов ВИЭ генерирующим объектам на протяжении 15 лет. По результатам отбора проектов ВИЭ до 2023 года было отобрано 222 электростанции мощностью более 5 ГВт, в том числе: СЭС 109 электростанций мощностью чуть меньше 2 ГВт» [38].

«Создание ДПМ явилось вынужденной мерой по той причине, что рыночный механизм – конкурентный отбор мощности (КОМ) оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) позволяет окупать лишь текущие затраты владельцев генерации на эксплуатационные нужды.

Формируемая на КОМ цена (порядка 110 – 150 тысяч рублей за 1 МВт в месяц), не содержит в себе инвестиционной составляющей. Значительную часть этой поддержки получают сегодня топливные станции России.

За счет ДПМ МОД должна осуществляться модернизация 41-го ГВт действующих мощностей, построенных в советское время, – базиса существующей энергетики России.

В сущности, ДПМ МОД является аналогом первой программы ДПМ-1 (строительство новых тепловых электростанций), но направлена на модернизацию самых старых тепловых генерирующих электрических

мощностей (старше 45 лет) с целью снижения операционных затрат и повышения топливной эффективности. Ресурс обновленных электростанций должен быть продлен на 15–20 лет» [18].

1.2 Тенденции развития солнечной энергетики в России

Солнечная энергетика является одним из наиболее перспективных направлений развития возобновляемых источников энергии в России. Основные тенденции и перспективы развития этой отрасли приведены кратко далее:

- государственная поддержка: Правительство России активно поддерживает развитие солнечной энергетики, предоставляя различные льготы и субсидии для производителей и потребителей солнечной энергии, что способствует снижению стоимости солнечных панелей и повышению их доступности для населения;
- развитие технологий: российские учёные и инженеры активно занимаются разработкой новых технологий в области солнечной энергетики, что позволяет создавать более эффективные и доступные солнечные панели, а также разрабатывать новые способы использования солнечной энергии;
- строительство солнечных электростанций: в России наблюдается рост числа солнечных электростанций, как крупных, так и малых, что позволяет снижать потребление традиционных источников энергии и повышать экологическую безопасность страны;
- локализация производства: в России активно развивается производство солнечных панелей, что позволяет снижать зависимость от импорта и повышать экономическую стабильность отрасли;
- международное сотрудничество: Россия активно сотрудничает с зарубежными странами в области солнечной энергетики, обмениваясь

опытом и технологиями, что способствует обмену знаниями и развитию отрасли в целом;

– экологическая безопасность: солнечная энергетика является экологически безопасным источником энергии, не выделяющим вредных веществ в окружающую среду, что делает солнечную энергетiku всё более привлекательной для населения и бизнеса.

Таким образом, солнечная энергетика в России имеет хорошие перспективы развития. Государственная поддержка, развитие технологий и международное сотрудничество способствуют росту отрасли и повышению энергетической безопасности страны.

«По данным Института энергетической стратегии, теоретический потенциал солнечной энергии в России составляет более 2300 миллиардов тонн условного топлива, экономический потенциал – 12.5 миллионов тонн. Возможности использования солнечной энергии на территории России за три дня превышают объемы всей годовой выработки электроэнергии в стране» [17].

«Ввиду расположения РФ (между 41⁰ с.ш. и 82⁰ с.ш.) уровень солнечной радиации очень сильно варьируется: от 810 $\frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{м}^2}$ в год в отдаленных северных районах до 1400 $\frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{м}^2}$ в год в южной части РФ. На уровень солнечной радиации оказывают влияние и большие сезонные колебания: на 55⁰ с.ш. солнечная радиация в январе составляет 1,69 $\frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{м}^2}$, а в июле – 11,41 $\frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{м}^2}$ в день» [20].

«Регионы с наибольшим потенциалом солнечной энергии в России включают Северный Кавказ, побережье Черного и Каспийского морей, Оренбургскую и Самарскую области, а также Южную Сибирь и Дальний Восток. Наиболее перспективные регионы России для использования солнечной энергетики включают Калмыкию, Ставропольский край, Ростовскую область, Краснодарский край, Волгоградскую область, Астраханскую область, Оренбургскую область и другие регионы на юго-западе. Также стоит отметить Алтай, Приморский край, Читинскую область,

Бурятию и другие регионы на юго-востоке. Важно отметить, что в ряде районов Западной и Восточной Сибири и Дальнего Востока уровень солнечной радиации превышает показатели южных регионов. Так, например, в Иркутске (52° с.ш.) уровень солнечной радиации достигает $1340 \frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{м}^2}$, тогда как в Республике Якутия–Саха (62° с.ш.) этот показатель составляет $1290 \frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{м}^2}$ » [20].

Уровень инсоляции по регионам России дан на рисунке 1.

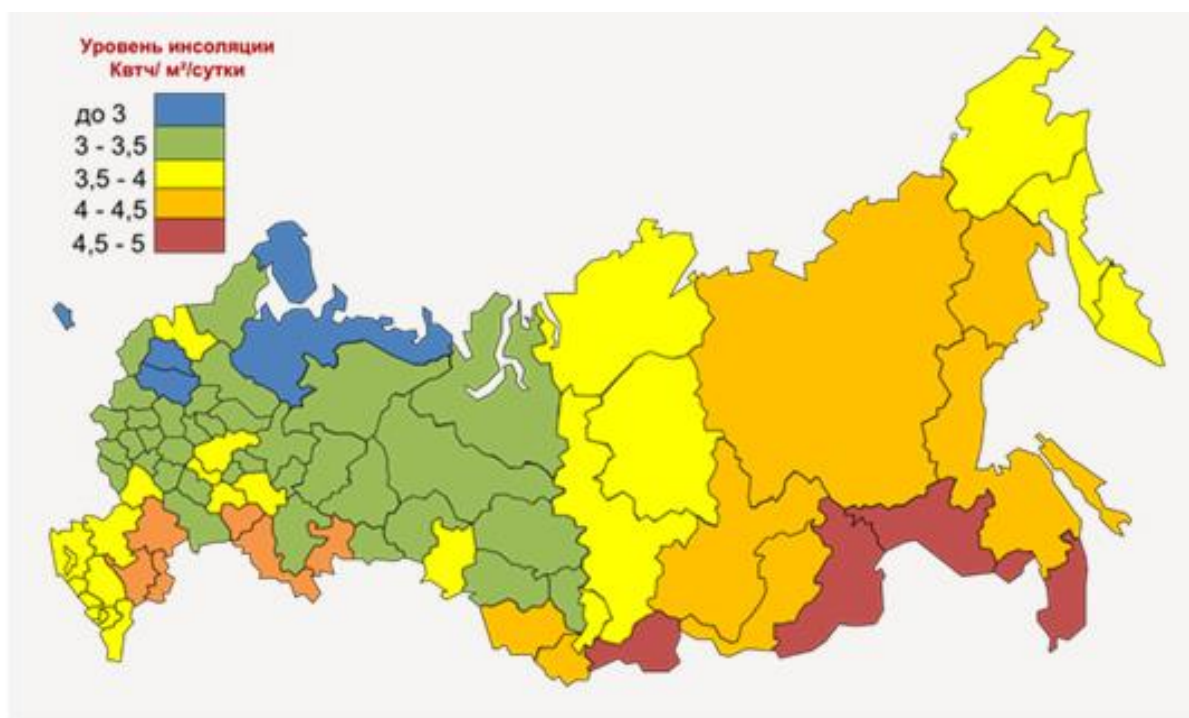


Рисунок 1 – Уровень инсоляции по регионам России [17]

«Основным факторами, влияющими на развитие солнечной энергетики в России, являются» [30]:

- «климатические условия играют важную роль в развитии солнечной энергетики. Они влияют не только на сроки достижения сетевого паритета, то есть момента, когда стоимость электроэнергии из возобновляемых источников становится равна стоимости электроэнергии из традиционных источников, но и на выбор

оптимальной технологии для солнечных установок в каждом конкретном регионе» [30];

- «государственная поддержка является одним из ключевых факторов, влияющих на развитие солнечной энергетики. Законодательное закрепление экономических стимулов для развития солнечной энергетики на региональном уровне играет решающую роль. Различные виды государственной поддержки успешно используются в Европе и США, включая льготные тарифы для солнечных электростанций, субсидии на их строительство, налоговые льготы и компенсацию части расходов на обслуживание кредитов для покупки солнечных установок. Федеральный закон от 27 декабря 2019 года № 471-ФЗ «О внесении изменений в федеральный закон «Об электроэнергетике» в части развития микрогенерации» является важным шагом в этом направлении. Этот закон вводит в федеральный закон № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» понятие «объект микрогенерации», упрощая таким образом установку, подключение к общей электросети и продажу электроэнергии для частных лиц (например, домашние фотоэлектрические системы)» [30];
- «стоимость солнечных фотоэлектрических установок (СФЭУ) является важным фактором, влияющим на развитие солнечной энергетики. В 2010 году солнечные электростанции были одними из самых дорогих технологий производства электроэнергии, и стоимость 1 киловатта установленной мощности составляла около 3000 долларов. Однако с тех пор стоимость 1 киловатт-часа произведенной электроэнергии снизилась, что сделало солнечную энергетику более конкурентоспособной. За последние 10 лет стоимость 1 киловатта установленной мощности СФЭУ снижалась более чем на 15% в год. По данным на 2020 год, стоимость 1 киловатта установленной мощности составляет около 600 долларов США» [21];

– «экологические стандарты также могут оказать положительное влияние на развитие солнечной энергетики. Ужесточение экологических норм, связанное с вероятным пересмотром Киотского протокола, может стимулировать развитие рынка солнечной энергетики. Улучшение механизмов продажи квот на выбросы также может создать новые экономические стимулы для рынка СФЭУ» [21].

«Баланс спроса и предложения на рынке электроэнергии также является важным фактором для развития солнечной энергетики. Реализация существующих планов по развитию генерирующих и сетевых мощностей компаниями, выделившимися из РАО «ЕЭС России» в ходе реформы отрасли, может привести к увеличению предложения электроэнергии и снижению цен на оптовом рынке. Однако, выбытие старых мощностей и увеличение спроса могут привести к росту цен» [30].

В современном мире проблема доступа к электроэнергии становится всё более актуальной. Особенно остро она стоит в отдалённых районах, где централизованная система электроснабжения развита слабо или отсутствует вовсе. В таких условиях использование солнечных электростанций становится одним из наиболее эффективных способов решения проблемы энергоснабжения.

«Инициативы местных органов власти также играют важную роль в развитии солнечной энергетики. Региональные и муниципальные органы власти могут реализовывать собственные программы развития солнечной энергетики или других возобновляемых источников энергии. Такие программы уже действуют в Красноярском и Краснодарском краях, Республике Бурятия и других регионах» [30].

«Развитие собственного производства СФЭУ в России может оказать положительное влияние на рост потребления солнечной энергии внутри страны. Во-первых, увеличение местного производства способствует повышению осведомленности населения о существовании и доступности солнечных технологий, что может способствовать увеличению их

популярности. Во-вторых, снижение стоимости СФЭУ для конечных потребителей может быть достигнуто за счет уменьшения числа посредников в дистрибьюторской цепочке и уменьшения транспортных расходов» [30].

«Плюсы солнечной энергетики включают доступность сырья, низкую себестоимость добычи, неисчерпаемость источника энергии и безопасность конструкций. Отрасль также имеет хорошие перспективы, поскольку параллельно с ней развиваются технологии и материалы с улучшенными характеристиками.

Минусы включают относительно низкий КПД (около 20%), дорогое на данный момент оборудование, зависимость от сезона, географического положения, времени суток и погодных условий» [30].

«Тем не менее, для обеспечения комфортной жизни населения, развития промышленных отраслей в России, особенно в регионах, неохваченных ЕЭС России, это, по данным Минэнерго России порядка 60–70% территории страны, для сохранения экологической чистоты уникальных природных областей России, необходимо обеспечить надежную, экологически чистую и значительную по объему энергообеспеченность. Поэтому, независимые источники энергоснабжения все в большей степени будут завоевывать пространство страны, обеспечивая теплом и электричеством глубинные и отдаленные регионы, а также частные домохозяйства» [30].

«Несмотря на быстрые темпы развития солнечной энергетики во всем мире, в России солнечная энергетика считается в настоящее время коммерчески не конкурентоспособной, а проекты с ее использованием — неустойчивыми в плане окупаемости. Поэтому она развивается исключительно благодаря государственной поддержке. По общему сложившемуся мнению, свободное развитие солнечной энергетики, да любой иной генерации на ВИЭ в регионах нашей страны, охваченных ЕЭС России, без поддержки государства невозможно. В этих местах уже налажена инфраструктура, построены электрические магистральные и распределительные электрические сети, протянуты газопроводы и ветки

железной дороги для доставки топлива и, именно поэтому, рыночная цена мощности не столь велика. Таким образом, принято считать, что на освоенных ЕЭС России территориях генерация на ВИЭ может быть конкурентоспособной только при наличии ДПМ ВИЭ. Развитие солнечной энергетики на этих территориях иницируется и происходит лишь постольку, поскольку Россия поддерживает Киотский протокол – международное соглашение, заключённое с целью сокращения выбросов парниковых газов в атмосферу Земли для противодействия глобальному потеплению» [29].

«Хотя Единая энергосистема России охватывает примерно четверть территории страны, три четверти остаются вне ее зоны действия, и это не случайно. Такие регионы, как тайга, тундра, арктический север, Якутия и Дальний Восток» [30], не имеют централизованной энергетики. Спрос на электроэнергию в этих областях весьма низок. Вместе с тем, эти районы обладают потенциалом для развития возобновляемых источников энергии.

Оренбургская область - признанный лидер в России по использованию возобновляемых источников, в частности солнечной энергии. Регион сформировал уникальную для страны систему региональной энергетики, где значительную роль играет альтернативная генерация. Из-за большого количества солнечных дней в году и созданных благоприятных условий для инвестиций, Оренбургская область занимает лидирующие позиции в России по темпам внедрения солнечной генерации. Географическое положение и климатические условия Оренбургской области прекрасно подходят для развития альтернативной энергетики [30].

В рамках масштабных проектов по созданию гелиоэлектростанций (ГелиоЭС) осуществляется поддержка со стороны Правительства России и Оренбургской области. Федеральная программа развития солнечной энергетики действует до 2022 года. «Развитие “зеленой” энергетики является ключевым направлением работы областного правительства в области освоения альтернативных видов топлива и сохранения окружающей среды. В Оренбургской области» [24] продолжается укрепление передовых позиций в

области развития альтернативной энергетики. Планируется строительство нескольких гелиоэлектростанций в рамках региональной целевой программы энергосбережения и повышения энергоэффективности Оренбургской области.

На сегодняшний день Оренбургская область является одним из лидеров по темпам строительства объектов солнечной генерации. «Пять солнечных электростанций уже функционируют в регионе. Самая крупная из них была построена в городе Орск компанией «Т Плюс», а после ввода второй очереди её мощность увеличилась до 40 МВт. Солнечные станции также действуют в Переволоцком, Грачёвском, Красногвардейском и Соль-Илецком районах. Общая мощность пяти солнечных электростанций, функционирующих в Оренбургской области, составляет 90 МВт, а их общий объем выработки за 2017 год составил 86.6 млн кВт·ч электроэнергии» [25], что равноценно ежегодному потреблению 30 тысяч домохозяйств (около 75 000 человек).

Реализация проектов «зеленой» энергетики позволила создать в Оренбургской области дополнительные рабочие места, привлекла в регион крупные инвестиции, увеличила базу налогообложения, усилила инфраструктуру энергосистемы области.

1.3 Обоснование возможности и необходимости применения солнечных батарей как источника электрической энергии для электроснабжения ПАО «Орскнефтеоргсинтез» в Оренбургской области

ПАО «Орскнефтеоргсинтез» — один из крупнейших нефтеперерабатывающих заводов России, основанный в 1935 году. Он расположен в городе Орске Оренбургской области и перерабатывает 6,6 миллиона тонн нефти в год. Предприятие входит в структуру АО «ФортеИнвест». Завод производит различные виды нефтепродуктов, такие как автобензин, дизельное топливо, масла, авиакеросин, битум и мазут. В планах компании модернизация и техническое переоснащение производства, включая

строительство новой эстакады налива и установки изомеризации пентан-гексановой фракции [26].

«На заводе в рамках Программы развития выполняется реконструкция производства, осуществляется внедрение прогрессивных технологий, выполняются инвестиционные проекты. Благодаря этому на предприятии уже добились существенных успехов по повышению объема выпуска высокооктановых марок бензина, по выпуску дизтоплива европейского качества, повышению глубины переработки, сокращению безвозвратных потерь» [26].

С каждым годом стоимость электроэнергии, поставляемой для нужд предприятия увеличивается, поэтому было решено для нужд предприятия построить новый объект генерации электрической энергии – солнечную электростанцию.

«В Оренбургской области из 365 дней в году 250 солнечных дней. Таким образом, Оренбургская область обладает огромным потенциалом солнечной энергетики. Также на территории области, в том числе и в непосредственной близости от города Орск есть много больших пространств земли, на которых возможно размещение солнечных электростанций. В связи с этим было принято решение о строительстве солнечной электростанции для обеспечения электроснабжения ПАО «Орскнефтеоргсинтез».

Строительство солнечной электростанции может быть экономически выгодным, поскольку позволяет генерировать электроэнергию с помощью собственных ресурсов. Для определения рентабельности строительства солнечной электростанции необходимо рассчитать период окупаемости инвестиций» [30].

Электрическая схема ГПП ПАО «Орскнефтеоргсинтез» приведена на рисунке 2. На рисунке 2 ячейки КРУ–10 кВ в ЗРУ–10 кВ не указаны так как их потребители не известны и являются закрытой информацией. Также для проектирования солнечной электростанции для электроснабжения завода они не играют никакой роли.

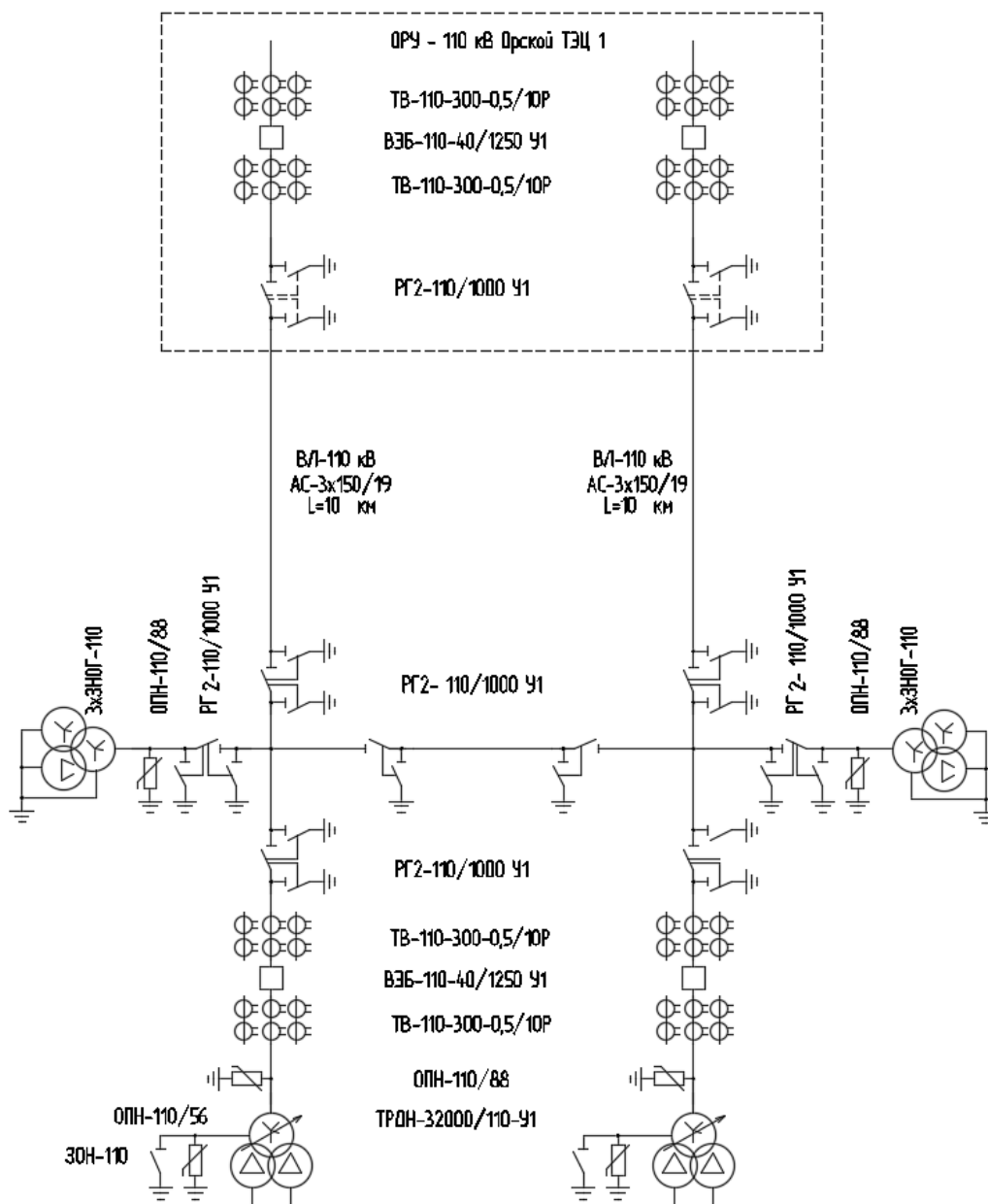


Рисунок 2 – Электрическая схема ГПП ПАО «Орскнефтеоргсинтез»

ПАО «Орскнефтеоргсинтез» получает электроснабжение по двум воздушным линиям, выполненным проводами АС–150/19 от Орской ТЭЦ–1.

График потребляемой мощности ПАО «Орскнефтеоргсинтез» приведен на рисунке 3.

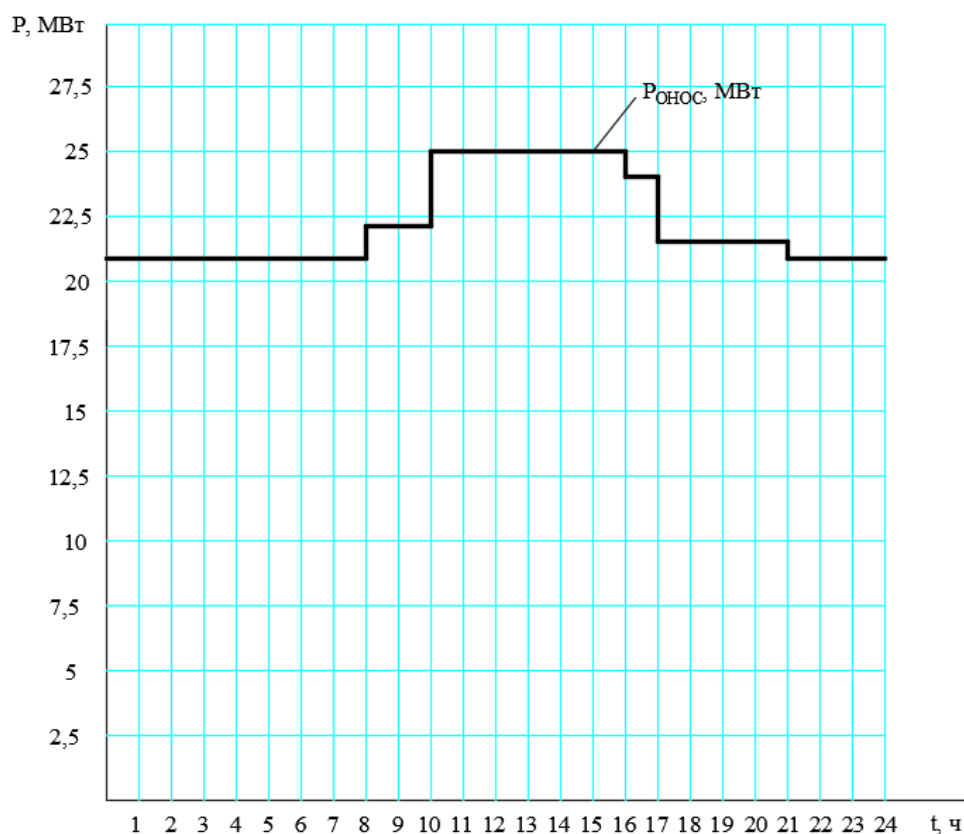


Рисунок 3 – График потребляемой мощности ПАО «Орскнефтеоргсинтез»

Мощность новой проектируемой солнечной электростанции определяется из двух условий: первой условие – это дополнительная мощность, которая необходима предприятию; второе – это наличие достаточных площадей для строительства солнечной электростанции (размещения фотоэлектрических солнечных модулей).

Из графика потребляемой мощности предприятием (рисунок 1.4) видно, что мощность необходимой подстанции должна составлять 25 МВт. Подключение проектируемой электростанции необходимо осуществить врезкой в существующую воздушную линию 110 кВ «Орская ТЭЦ–1 – Орскнефтеоргсинтез». Таким образом, всю недостающую мощность, которая будет необходима предприятию помимо мощности, вырабатываемой солнечной электростанцией, наш завод будет получать от Орской ТЭЦ–1.

Климатические условия площадки строительства приведены в таблице 2. Район расположения площадки характеризуется рельефом с колебанием абсолютных отметок от 248 до 260 м.

Таблица 2 – Климатические условия площадки строительства [27]

Климатические условия площадки	Значения
Средняя годовая температура воздуха	+ 5 °С
Средняя годовая относительная влажность воздуха	69 %
Абсолютная минимальная температура воздуха	– 44 °С
Абсолютная максимальная температура воздуха	+ 42 °С
Средняя температура наиболее холодной пятидневки	– 32 °С
Средняя температура наиболее холодного месяца	– 12,9 °С
Средняя температура наиболее жаркого месяца	+ 22 °С
Среднегодовое количество осадков	335 мм/год
Среднемесячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца	58 %
Среднемесячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца	79 %
Среднегодовое барометрическое давление	989 гПа
Вес снегового покрова на 1 м ² горизонтальной поверхности	244 кг
Нормативное значение ветрового давления	45 кг/м ²
Экстремальные отложения гололеда	15 мм
Сейсмичности по шкале MSK	6 баллов

На проектируемой солнечной электростанции с учетом имеющейся площади планируются к установке фотоэлектрические солнечные модули (ФСМ) AST–235–255, производства компании ООО «ХЕВЕЛ» с пиковой мощностью 255 Вт. Количество устанавливаемых ФСМ определяется мощностью, которая необходима ПАО «Орскнефтеоргсинтез» для нормальной работы в максимальном режиме, а также свободной площадью, которую можно занять солнечной электростанцией.

Максимальная мощность рассматриваемого предприятия составляет 25480,62 кВт, тогда количество модулей, которые необходимо установить на проектируемой солнечной электростанции определяется по формуле

$$n_{\text{ФСМ}} = \frac{P_{\text{ОНОС}}}{P_{\text{ФСМ}}} \quad (1)$$

где $P_{\text{ФСМ}}$ – пиковая мощность фотоэлектрического солнечного модуля AST–235–255. Данная мощность достигается при безоблачной погоде и попадании солнечных лучей на панели под прямым углом; $P_{\text{ОНОС}}$ – максимальная мощность предприятия ПАО «Орскнефтеоргсинтез»;

$$n_{\text{ФСМ}} = \frac{25480,62 \cdot 10^3}{255} = 99924 \text{ модуля.}$$

Однако необходимо отметить, что максимальную мощность электростанция будет вырабатывать только в дневное время при безоблачной погоде и попадании солнечных лучей на панели под прямым углом. В Оренбургской области и, в частности, в городе Орск количество солнечных дней в году составляет 250 дней, что позволяет получать максимальное количество электроэнергии от солнечной электростанции в течении данных 250 дней.

Вывод по главе 1.

В первой главе ВКР рассмотрены теоретические основы использования солнечной энергетики. С каждым годом стоимость электроэнергии, поставляемой для нужд предприятия увеличивается, поэтому было решено для нужд предприятия построить новый объект генерации электрической энергии – солнечную электростанцию.

Мощность будущей электростанции определяется двумя факторами: во-первых, это дополнительная мощность, необходимая предприятию после планируемого увеличения производства, а во-вторых, это наличие достаточного пространства для строительства солнечной электростанции (для размещения фотоэлектрических модулей). На проектируемой солнечной электростанции с учетом имеющейся площади планируется к установке 99924 фотоэлектрических солнечных модуля (ФСМ) AST–235–255, производства компании ООО «ХЕВЕЛ» с пиковой мощностью 255 Вт. Таким образом установленная мощность проектируемой солнечной электростанции составляет 25,48 МВт.

2 Разработка проекта солнечной электростанции

2.1 Выбор солнечных батарей

Солнечные батареи представляют собой устройства, преобразующие солнечную энергию в электрическую. Они состоят из фотоэлектрических элементов, соединённых между собой и образующих единую панель. Солнечные батареи используются в системах альтернативной энергетики и автономных источниках электроснабжения.

При выборе солнечных панелей необходимо учитывать следующие факторы:

- мощность солнечных панелей: она должна быть достаточной для обеспечения потребностей вашего дома или объекта;
- тип солнечных панелей: существуют различные типы солнечных панелей, такие как монокристаллические, поликристаллические и тонкоплёночные, каждый тип имеет свои особенности и преимущества;
- производительность солнечных панелей: важно выбрать солнечные панели с высокой эффективностью преобразования солнечной энергии;
- стоимость солнечных панелей: цена солнечных панелей может варьироваться в зависимости от производителя, качества и характеристик;
- гарантия и обслуживание: убедитесь, что солнечные панели имеют гарантию от производителя и доступ к сервисному обслуживанию.

Преимущества солнечных батарей включают экологичность, независимость от традиционных источников энергии и снижение затрат на электроэнергию. Однако следует учесть и некоторые недостатки, такие как высокая стоимость первоначальных инвестиций и зависимость от погодных условий.

ФСМ проектируемой солнечной электростанции собираются последовательно в группы по 22 модуля. Группы ФСМ подключаются параллельно, две группы в один стринг. Схема подключения ФСМ в стринг приведена на рисунке 4.

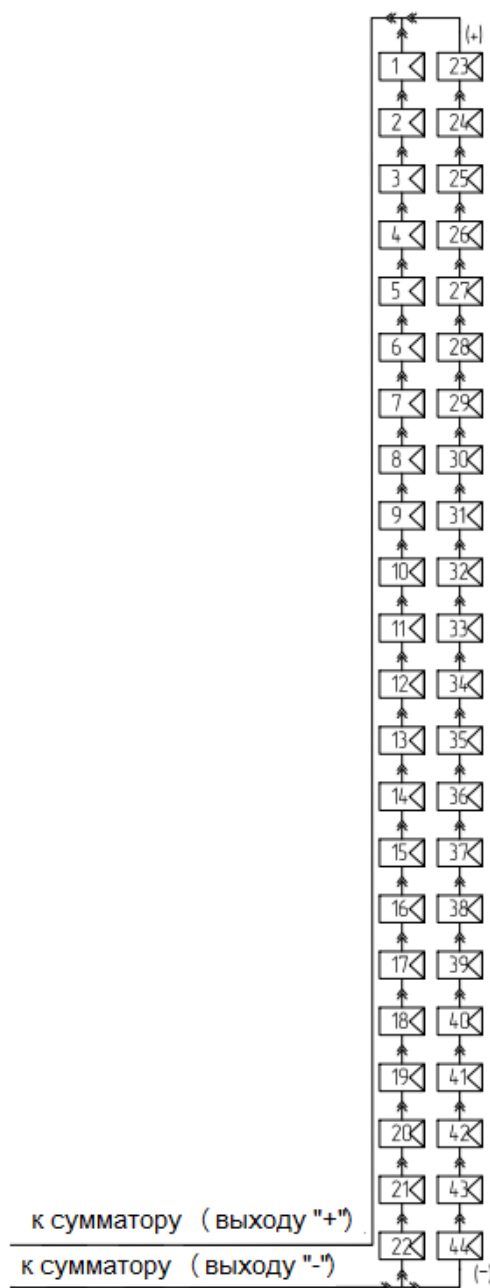


Рисунок 4 – Схема подключения ФСМ в стринг

Каждый стринг подключается к вводу сумматора по 14 (15) присоединений на один сумматор. Оставшиеся один – два ввода приняты

резервными. Сумматоры в наземном исполнении наружной установки в соответствии с требованиями ГОСТ Р 513215–2011.

ФСМ устанавливаются и крепятся на специальные металлоконструкции. Установка ФСМ производится на конструкции в два ряда с портретным расположением под углом 33 градуса с наклоном на север через 25 миллиметров друг от друга. Ряды металлоконструкций расположены с востока на запад, между рядами расстояние 10,5 метров.

Сумматоры устанавливаются возможно ближе к центру электрических нагрузок. Кабели от сумматоров до блочно–модульных инверторных установка (БМИУ) прокладываются в одной траншее с минимальным числом поворотов траншеи, поэтому отдельные сумматоры не в центре электрической нагрузки. Применяется сумматор фотоэлектрический с дистанционным контролем потоков ArrayBox16–300 1000 V DC ЗАО «Шнайдер–Электрик» (рисунок 5) – 160 шт.



Рисунок 5 – Сумматор фотоэлектрический с дистанционным контролем потоков ArrayBox16–300 1000 V DC

В сумматоре установлено оборудование мониторинга (формирующие сигналы о работоспособности групп ФСМ), защит диагностики (с точностью до отдельного стринга).

«Технические характеристики сумматора ArrayBox16–300 1000 V DC» [24] приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Технические характеристики сумматора ArrayBox16–300 1000 V DC

Техническая характеристика	Величина
Количество входов от ФСМ	16
Максимальное напряжение постоянного тока	1000 В
Максимальный входной ток (на одном вводе)	20 А
Максимальный выходной ток при температуре меньше 45 °С	280 А

Максимальное количество ФСМ, которые можно подключить к одному вводу сумматора можно определить исходя из максимального тока каждого ввода по формуле:

$$n_{\text{ФСМ}} = \frac{I_{\text{макс}} \cdot U_{\text{ном}}}{P_{\text{ФСМ}}}; \quad (2)$$
$$n_{\text{ФСМ}} = \frac{20 \cdot 1000}{255} = 78,4.$$

Таким образом, принятое в начале данного раздела число ФСМ на один стринг, равное 44 ФСМ, удовлетворяет техническим возможностям выбранного сумматора и значит может быть применено.

План прокладки кабелей постоянного тока к сумматору, а также схема установки ФСМ к металлоконструкциям приведена на рисунке 6.

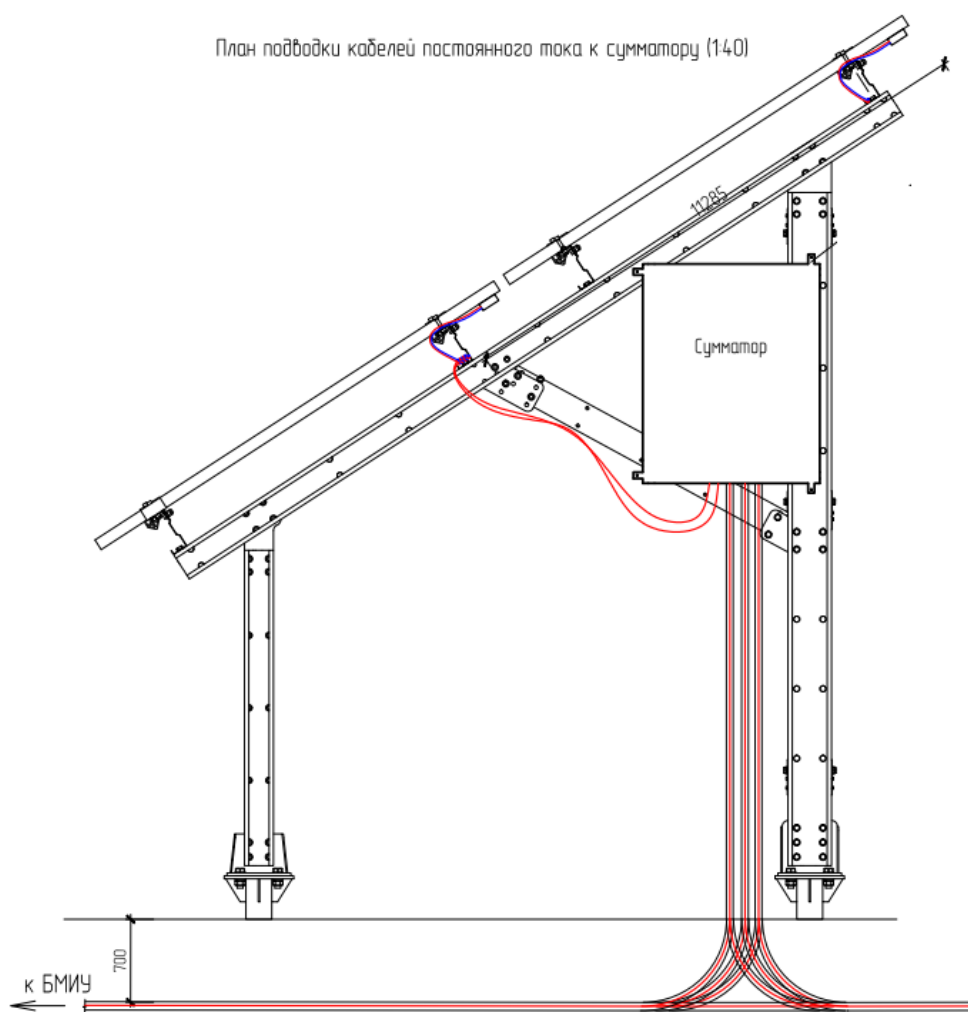


Рисунок 6 – План прокладки кабелей постоянного тока к сумматору, а также схема установки ФСМ к металлоконструкциям

Количество сумматоров, подключаемых к одному БМИУ определяется техническими возможностями БМИУ.

БМИУ представляет собой готовое к установке изделие, предназначенное для преобразования постоянного тока от фотоэлектрических модулей (ФСМ) в переменный, с последующей трансляцией и достижением стандартного напряжения в 10 кВ для передачи на повышающую подстанцию. Применяется блочно-модульная инверторная установка с инвертором максимальной входной мощностью 1610 кВт PV-Box RT ЗАО «Шнайдер-Электрик» (рисунок 7).



Рисунок 7 – Блочно–модульная инверторная установка с инвертором максимальной входной мощностью 1600 кВт PV–Box RT ЗАО «Шнайдер–Электрик»

Количество БМИУ, которые необходимо установить на электростанции определяется по формуле:

$$n_{\text{БМИУ}} = \frac{P_{\text{уст}}}{P_{\text{БМИУ}}}; \quad (3)$$

где $P_{\text{уст}}$ – номинальная мощность электростанции, кВт;

$P_{\text{БМИУ}}$ – максимальной входной мощностью PV–Box RT, $P_{\text{БМИУ}} = 1610$ кВт;

$$n_{\text{БМИУ}} = \frac{25,48 \cdot 10^3}{1610} = 15,8,$$

принимается для установки на проектируемой электростанции 16 блочно–модульных инверторных установок с инвертором максимальной входной мощностью 1600 кВт PV–Box RT ЗАО «Шнайдер–Электрик».

План электрического соединения стрингов с сумматорами БМИУ №13 приведен на рисунке 8. Электрические соединения стрингов с сумматорами остальных БМИУ выполняются аналогично. В работе все соединения не приведены, так как данные схемы очень объемные.

Схема электрическая соединений 44 ФСМ стринга №1 сумматора №1 БМИУ №1 приведена на рисунке 9.

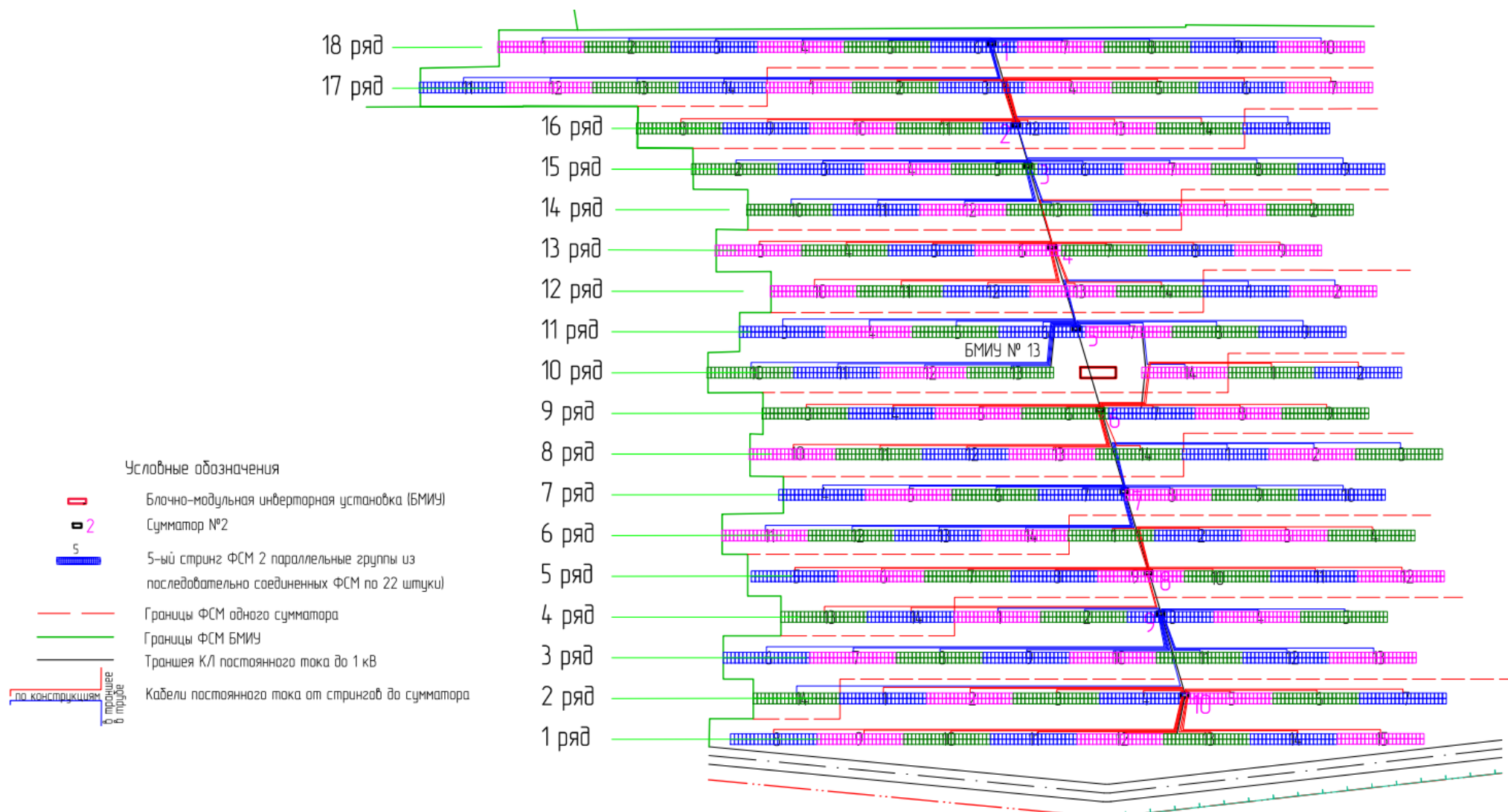


Рисунок 8 – План электрического соединения стрингов с сумматорами БМИУ №13

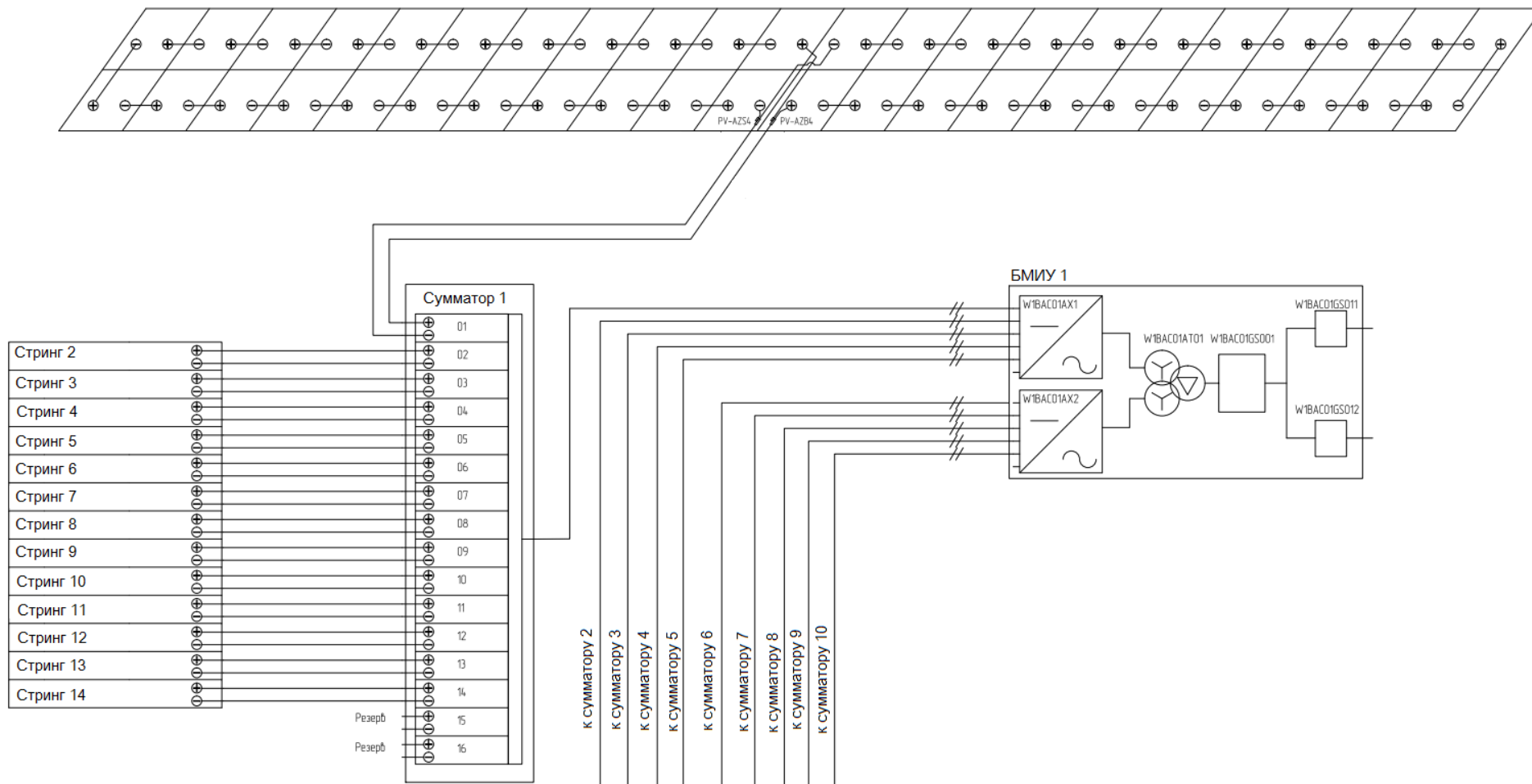


Рисунок 9 – Схема электрическая соединений 44 ФСМ стринга №1 сумматора №1 БМИУ №1

На СЭС применяются модули фотоэлектрические солнечные AST–(235–255) ООО «ХЕВЕЛ» – 99924 шт.

Распределение ФСМ по СЭС представлено в таблице 2.

Например, для БМИУ №1 число стрингов, подключаемым ко всем сумматорам, подключенным от данного БМИУ составляет

$$n_{\text{стр}} = 7 \cdot 14 + 3 \cdot 15 = 143.$$

Количество ФСМ, подключенных от каждого БМИУ определяется по формуле:

$$n_{\text{ФСМ.БМИУ}} = n_{\text{стр}} \cdot n_{\text{ФСМ.стр}}; \quad (4)$$

где $n_{\text{стр}}$ – количество стрингов, подключаемых ко всем сумматорам, подключенным от данного БМИУ;

$n_{\text{ФСМ.стр}}$ – количество ФСМ, подключенных от каждого стринга.

Так для БМИУ №1

$$n_{\text{ФСМ.БМИУ}} = 143 \cdot 44 = 6292.$$

Аналогично определяется количество ФСМ, подключенных от каждого БМИУ. Таким образом, получили распределение ФСМ по электростанции.

Таблица 4 – Распределение ФСМ по солнечной электростанции

№ БМИУ	Количество сумматоров	Число вводов в сумматор	Число ФСМ в стринге	Число стрингов	Итого число ФСМ
1	10	$7 \times 14 + 3 \times 15$	44	143	6292
2	10	$8 \times 14 + 2 \times 15$	44	142	6248
3	10	$9 \times 14 + 1 \times 15$	44	141	6204
4	10	10×14	44	140	6160
5	10	$8 \times 14 + 2 \times 15$	44	142	6248
6	10	$7 \times 14 + 3 \times 15$	44	143	6292
7	10	$7 \times 14 + 3 \times 15$	44	143	6292

Продолжение таблицы 4

№ БМИУ	Количество сумматоров	Число вводов в сумматор	Число ФСМ в стринге	Число стрингов	Итого число ФСМ
8	10	9×14+1×15	44	141	6204
9	10	9×14+1×15	44	141	6204
10	10	7×14+3×15	44	143	6292
11	10	7×14+3×15	44	143	6292
12	10	7×14+3×15	44	143	6292
13	10	9×14+1×15	44	141	6204
14	10	9×14+1×15	44	141	6204
15	10	8×14+2×15	44	142	6248
16	10	8×14+2×15	44	142	6248
ИТОГО	160	–	–	2271	99924

2.2 Выбор схемы выдачи мощности на электростанции

Проектируемая солнечная электростанция предназначена для удовлетворения нужд в дополнительной мощности ПАО «Орскнефтеоргсинтез». Таким образом, во всех режимах работы ПАО «Орскнефтеоргсинтез» вся мощность, вырабатываемая проектируемой солнечной электростанцией предназначена для питания данного предприятия. Мощность, которую ПАО «Орскнефтеоргсинтез» получает от ТЭЦ определяется как разность между потребной мощностью завода и мощностью, вырабатываемой проектируемой СЭС.

Для выдачи мощности солнечной электростанции в энергосистему на электростанции необходимо установить два повышающих трансформатора. Выдача мощности предусматривается на напряжении 110 кВ, и таким образом напряжение на ВН силового трансформатора составляет 110 кВ.

Выбор силовых трансформаторов является важным этапом при проектировании и эксплуатации электроэнергетических систем. От правильного выбора трансформаторов зависит надежность и качество электроснабжения потребителей, а также экономические показатели работы системы в целом. В данном разделе будет рассмотрена методика выбора силовых трансформаторов, основанная на определении их основных

параметров и характеристик. Также будут рассмотрены вопросы проверки выбранных трансформаторов на допустимые режимы работы и согласование их параметров с параметрами других элементов системы. Определение требуемой мощности трансформаторов. Для этого необходимо знать установленную мощность солнечной электростанции и коэффициент спроса, учитывающий неравномерность потребления электроэнергии. Мощность силовых трансформаторов на электростанции определяется по формуле:

$$S_{н.т.} \geq \frac{P_{уст}}{\cos\varphi \cdot K_{доп}} \quad (5)$$

где $P_{уст}$ – установленная мощность СЭС, МВт;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности БМИУ, $\cos\varphi = 0,8$;

$K_{доп}$ – допустимый коэффициент загрузки силовых трансформаторов,

$K_{доп} = 1,4$

$$S_{н.т.} \geq \frac{25,48}{0,8 \cdot 1,4} = 22,75 \text{ МВА.}$$

Следовательно, принимаются к установке два силовых трансформатора ТРДН–25000/110/10 номинальной мощностью $S_{н.т.} = 25000$ кВА. Технические характеристики выбранного силового трансформатора представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики силового трансформатора солнечной электростанции

Техническая характеристика	Значение
Номинальная мощность	25000 кВА
Номинальное напряжение ВН	115 кВ
Номинальное напряжение НН	10,5–10,5 кВ
Потери короткого замыкания	120 кВт
Потери ХХ	25 кВт
Напряжение КЗ	10,5
Ток ХХ	0,28

2.3 Расчет токов короткого замыкания

Током короткого замыкания называют ток, который протекает в электрической цепи в момент короткого замыкания. Он зависит от многих факторов, таких как параметры источника питания, схема и параметры электрической сети, тип и параметры оборудования. Расчет токов короткого замыкания (КЗ) является важной частью проектирования и эксплуатации электрических систем. Целью данного магистерской является определение параметров токов КЗ, которые необходимы для выбора и проверки оборудования, а также для оценки надежности и безопасности системы. В данном разделе ВКР будет рассмотрен порядок и методика проведения расчетов токов КЗ [4].

ФСМ защищены инвертором, потому расчет токов КЗ выполняется только в ОРУ–110 кВ и ЗРУ– 10 кВ.

Схема для расчёта ТКЗ показана на рисунке 10.

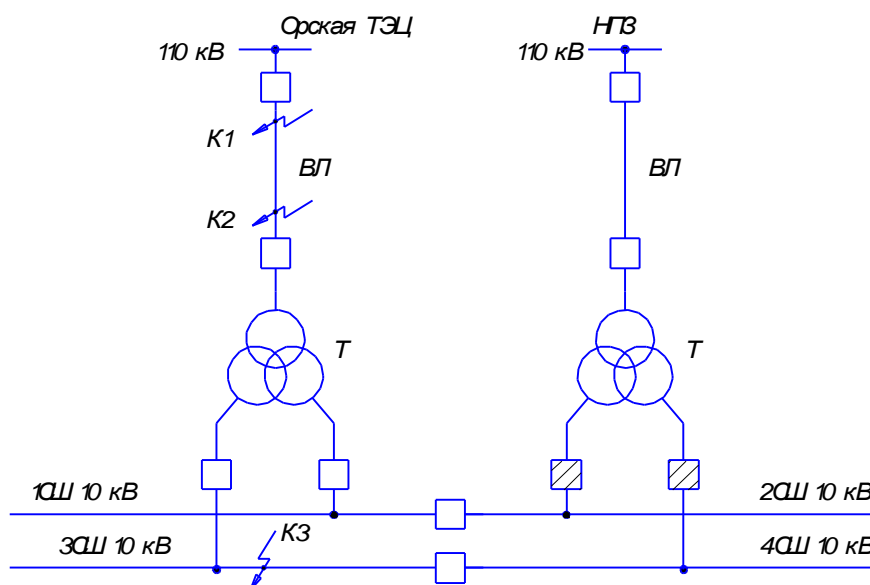


Рисунок 10 – Схема для расчета ТКЗ

Расчёт токов КЗ производится в следующих точках:

- К₁ – на СШ 110 кВ Орской ТЭЦ;
- К₂ – в ОРУ–110 кВ электростанции;

– K_3 – в ЗРУ 10 кВ электростанции;

Для расчета ТКЗ по расчетной схеме сети (рисунок 10) необходимо составить схему замещения (рисунок 11).

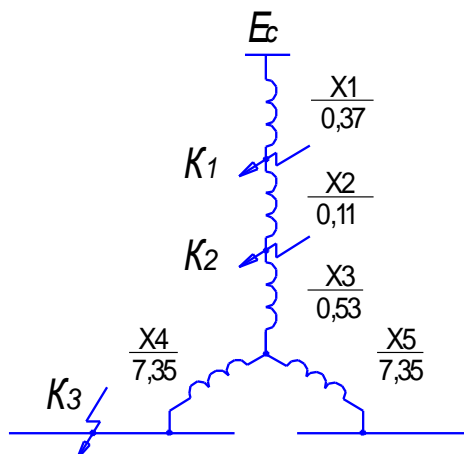


Рисунок 11 – Схема замещения для токов КЗ

«Определяются параметры схемы замещения в относительных единицах при $S_0 = 1000$ МВА и, принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло КЗ» [13].

«Сопротивление энергосистемы определяется по формуле» [13]:

$$x_1 = x_c = \frac{S_0}{S_c}, \quad (6)$$

где S_0 – «мощность КЗ на СШ Орской ТЭЦ, $S_c = 2700$ МВА» [4],

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{2700} = 0,37.$$

Сопротивление воздушных линий определяется длиной линии, площадью сечения провода, материалом провода и погодными условиями. Длина линии влияет на общее сопротивление, так как чем длиннее линия, тем больше ее сопротивление. Площадь сечения провода также влияет на

сопротивление, так как большее сечение означает меньшее сопротивление. Материал провода влияет на его сопротивление, так как разные материалы имеют разные удельные сопротивления. Погодные условия, такие как температура и влажность воздуха, также влияют на сопротивление воздушных линий, так как они могут изменять свойства материала провода и вызывать коррозию. «Сопротивление воздушных линий (ВЛ)» [4]

$$x_2 = x_{л} = x_{0\text{ВЛ}} \cdot L_{\text{ВЛ}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср1}}^2}, \quad (7)$$

где $U_{\text{ср1}}$ – среднее напряжение ВЛ, кВ;

$L_{\text{ВЛ}}$ – длина ВЛ, км;

$x_{0\text{ВЛ}}$ – «удельное реактивное сопротивление ВЛ, $x_{0\text{кЛ}} = 0,44 \text{ Ом/км}$ »

[13];

S_6 – базисная мощность, МВА.

$$x_2 = x_{л} = 0,44 \cdot 3,2574 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,11.$$

Сопротивление трансформатора солнечной электростанции зависит от многих факторов, включая мощность трансформатора, материал сердечника и обмоток, температуру окружающей среды и другие факторы. Для расчета сопротивления трансформатора используются специальные формулы и методики, которые учитывают эти факторы и позволяют определить сопротивление трансформатора [4]:

$$x_{т} = \frac{U_{к}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{н.т}}, \quad (8)$$

где $U_{к}$ – напряжение КЗ;

$S_{н.т}$ – «номинальная мощность трансформатора, кВА» [4].

$$x_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,20.$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения (ВН) трансформатора солнечной электростанции определяется материалом провода, диаметром провода и длиной обмотки. Чем меньше диаметр провода и длина обмотки, тем меньше сопротивление. Однако слишком маленький диаметр провода или слишком короткая длина обмотки могут привести к перегреву трансформатора. В данном случае сопротивление вычисляется по формуле [13]:

$$x_3 = 0,125 \cdot x_T. \quad (9)$$

$$x_3 = 0,125 \cdot 4,2 = 0,53.$$

Сопротивление обмотки низкого напряжения (НН) трансформатора солнечной электростанции определяется материалом провода, диаметром провода и длиной обмотки и вычисляется как [13]:

$$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot x_T. \quad (10)$$

$$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot 4,2 = 7,35.$$

«Ток КЗ в точке K_1 » [13]

$$I_{k1} = I_{nt1} = I_{n01} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_1}. \quad (11)$$

$$I_{k1} = I_{nt1} = I_{n01} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,37} = 13,6 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ. Он определяется параметрами источника питания, схемой и параметрами электрической сети и типом оборудования. Расчет

ударного тока КЗ необходим для проверки оборудования на устойчивость к токам КЗ и для оценки надежности системы электроснабжения [4]:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{k1}. \quad (12)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент,

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 13,6 = 33,1 \text{ кА}.$$

«Ток КЗ в точке К₂» [4]:

$$I_{k2} = I_{пт2} = I_{п02} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_1 + x_2)}. \quad (13)$$

$$I_{k2} = I_{пт2} = I_{п02} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,37 + 0,11)} = 10,5 \text{ кА},$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 10,5 = 25,5 \text{ кА}.$$

Базисный ток - это ток, который используется в качестве основы для расчета токов короткого замыкания. Он выбирается таким образом, чтобы результаты расчетов были наиболее удобными для использования и анализа:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (14)$$

$$I_6 = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

«Начальные значения тока КЗ в точке К₃» [13]

$$I_{k3} = \frac{E_c}{x_1 + x_2 + x_3 + x_4} \cdot I_6. \quad (15)$$

$$I_{k3} = \frac{1}{0,37 + 0,11 + 0,53 + 7,35} \cdot 55 = 6,6 \text{ кА}.$$

«Ударный ток КЗ» [13]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (16)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент,

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 6,6 = 17,9 \text{ кА}.$$

Мощность КЗ - это максимальная мощность, которая может выделяться в виде тепла при коротком замыкании. Она зависит от напряжения, тока и сопротивления цепи. Расчет мощности КЗ необходим для выбора оборудования, способного выдерживать кратковременные перегрузки, а также для оценки безопасности системы электроснабжения. Для точки К₃ [13]:

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_k. \quad (17)$$

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 6,6 = 120 \text{ МВА}.$$

2.4 Выбор электрооборудования солнечной электростанции

Выбор электрооборудования для солнечной электростанции является важным этапом при ее проектировании и строительстве. От правильности выбора электрооборудования зависит надежность и безопасность работы электростанции, а также ее экономические показатели.

В данной работе будет рассмотрена методика выбора электрооборудования для солнечной электростанции. Также будет проведен

анализ различных типов электрооборудования и их влияние на общую эффективность электростанции. Таким образом, выбор электрооборудования для солнечной электростанции должен быть основан на анализе требований к системе, параметров солнечной радиации и климатических условий, а также на учете надежности, безопасности и экономической эффективности работы электростанции.

Выбор оборудования ОРУ–110 кВ.

Выбор выключателей 110 кВ является важным этапом в процессе проектирования электрической подстанции. Он включает в себя определение типа выключателя, его основных параметров и проверку его на соответствие условиям эксплуатации. Существует несколько типов выключателей, используемых на подстанциях 110 кВ, включая воздушные, элегазовые, вакуумные и масляные. Выбор конкретного типа зависит от ряда факторов, таких как номинальное напряжение, ток, частота, условия окружающей среды и требования к безопасности. При выборе выключателя учитываются следующие параметры:

- по номинальному напряжению. Это максимальное напряжение, при котором выключатель может работать без повреждения изоляции:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (18)$$

- по номинальному току. Это максимальный ток, который может протекать через выключатель без его повреждения

$$I_{ном} \geq I_{max}; \quad (19)$$

где I_{max} – ток утяжеленного режима цепей питающих линий, А;

Ток утяжеленного режима цепей трансформатора

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}; \quad (20)$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 176 \text{ А.}$$

Ток утяжеленного режима цепей питающих линий

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}; \quad (21)$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 184 \text{ А.}$$

– «по отключающей способности, которая характеризуется номинальным током отключения в виде действующего значения периодической составляющей отключающего тока» [13]

$$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{отк.ном}}; \quad (22)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{\text{п,0}} < I_{\text{пр.скв.}} = I_{\text{дин}}; \quad (23)$$

$$i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.скв.}} = i_{\text{дин}}; \quad (24)$$

где $I_{\text{пр.скв.}}$, $i_{\text{пр.скв.}}$ – «действующее и амплитудное значения предельного сквозного тока КЗ, А» [17];

– «по возможности отключения аperiodической составляющей тока КЗ $i_{\text{а,т}}$ в момент τ расхождения контактов по условию» [17]:

$$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а,ном}}; \quad (25)$$

«Апериодическая составляющая тока КЗ вычисляется по нижеприведенной формуле» [17]:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}; \quad (26)$$

где τ – «время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с» [17];

T_a – «постоянная времени затухания апериодической составляющей КЗ, $T_a = 0,04$ с» [26].

Расчетное время

$$\tau = t_{р.з.min} + t_{с.в.}; \quad (27)$$

где $t_{р.з.min}$ – «минимальное время действия РЗ 0,01 с» [17];

$t_{с.в.}$ – «собственное время отключения выключателя 0,04 с» [17].

«Завод–изготовитель гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ » [17]:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном}; \quad (28)$$

– «по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ» [17]:

$$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (29)$$

где W_k – полный тепловой импульс КЗ, $кА^2 \cdot с$.

«Полный тепловой импульс» [17]

$$W_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a); \quad (30)$$

где $t_{отк}$ – время от начала короткого замыкания до его отключения, с.

«Время от начала короткого замыкания до его отключения» [17]:

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}}; \quad (31)$$

где $t_{\text{р.з.}}$ – «время действия основной защиты трансформатора, 0,1 с» [17];

$t_{\text{о.в.}}$ – «полное время отключения выключателя, 0,05 с» [17].

$$t_{\text{отк}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с};$$

$$B_k = 10,5^2 \cdot (0,15 + 0,03) = 20 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Также при выборе выключателя учитывается его механическая и электрическая прочность, надежность, безопасность и простота эксплуатации. Выключатель должен быть проверен на соответствие требованиям ГОСТ и других нормативных документов. «Сравнение расчетных величин и каталожных данных выбранных выключателей представим в таблице 6» [17].

Таблица 6 – Выбор выключателей цепей питающих линий

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ВЭБ-110/40/2500 УХЛ1
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$	$I_{\text{мах}} = 184 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	10,5 кА	$I_{\text{отк.ном}} = 40 \text{ кА}$
$I_{\text{п,0}} < I_{\text{пр.скв.}}$	10,5 кА	$I_{\text{пр.скв.}} = 40 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{\text{пр.скв.}}$	25,5 кА	$i_{\text{пр.скв.}} = 102 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	20 кА ² ·с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединители РУ 110 кВ солнечной электростанции предназначены для включения и отключения участков электрической сети без нагрузки, а также для выполнения оперативных переключений в энергосистеме. Они обеспечивают безопасность и надежность работы электростанции, а также предотвращают повреждение оборудования при коротких замыканиях и

перегрузках. Выбор разъединителя 110 кВ производится на основе следующих параметров [33]:

- по конструкции, роду установки;
- разъединитель выбирается с учетом номинального напряжения электрической сети:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (32)$$

- разъединитель должен быть способен пропустить номинальный длительный ток без перегрева и повреждений:

$$I_{ном} \geq I_{max}; \quad (33)$$

- по электродинамической стойкости

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин}; \quad (34)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв.} = i_{дин}; \quad (35)$$

- по термической стойкости к тепловому импульсу тока короткого замыкания (КЗ) проверяется оборудование, которое может подвергаться воздействию токов КЗ. Термическая стойкость оборудования определяется его способностью выдерживать тепловые нагрузки, возникающие при прохождении токов КЗ. Для проверки оборудования на термическую стойкость используются специальные методики и программы, которые позволяют определить допустимые значения токов КЗ и длительности их воздействия на оборудование:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}. \quad (36)$$

Кроме того, необходимо учитывать следующие параметры:

- тип привода - разъединители могут быть оснащены ручным, электрическим или пневматическим приводом. Выбор типа привода определяется требованиями к управлению разъединителями;
- номинальная частота - разъединители выбираются с учетом частоты электрической системы, в которой они будут использоваться;
- степень загрязнения - разъединители должны подбираться с учетом уровня загрязнения окружающей среды для предотвращения коррозии контактов и ухудшения характеристик изоляции;
- соответствие стандартам - разъединители должны соответствовать требованиям стандартов и правил, принятых в данной стране.

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [25] выбранных разъединителей представим в таблицах 7 и 8.

Таблица 7 – Выбор разъединителей в цепи трансформатора

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные РГП СЭЩ–2–110/1250–40УХЛ1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 92$ А	$I_{ном} = 1250$ А
$i_y \leq i_{пр.скв.}$	25,5 кА	$i_{пр.скв.} = 100$ кА
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	20 кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² ·с

Таблица 8 – Выбор разъединителей в цепях питающих линий

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные РГП СЭЩ–2–110/1250–40УХЛ1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 184$ А	$I_{ном} = 1250$ А
$i_y \leq i_{пр.скв.}$	25,5 кА	$i_{пр.скв.} = 100$ кА
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	20 кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² ·с

Трансформаторы напряжения используются в электрических сетях для измерения и контроля напряжения. Они служат для преобразования высокого напряжения в низкое, что позволяет использовать стандартные измерительные приборы и устройства защиты. Трансформаторы напряжения также

используются для обеспечения безопасности при работе с высоким напряжением. Выбор ТН представлен в таблице 9 [17].

Таблица 9 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	Q ₂ , вар
W	Цепи питающих линий	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	–
var		Д-335	1,5	2	0	1	1	–	3
РІК		СЭТ-4ТМ.03	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого:								3,8	3,6
ЗНОГ-110-3-У1 110/√3; 0,1/√3; 0,1/√3; 0,1 кВ [27]								S _{2.Σ} = 5,2 В	
U _{ном1} = 110кВ		S _{2.кл.т.чн.0,5} = 3 · 100 = 300 > S _{2.Σ}							
S _{2.кл.т.чн.0,5} = 300 ВА									

Ограничители перенапряжения (ОПН) используются в электрических установках для защиты оборудования от перенапряжений. Они представляют собой варисторы, соединенные параллельно с резисторами. ОПН ограничивают амплитуду перенапряжений и снижают их длительность, что позволяет снизить вероятность пробоя изоляции и повреждения оборудования. ОПН также улучшают характеристики электромагнитной совместимости оборудования и снижают потери электроэнергии. Выбираются по каталогу [20] следующие ограничители перенапряжения: ОПН-П/ЗЭУ-110/56/20/850, ОПН-П/ЗЭУ-110/88/20/850 УХЛ1.

Выбор трансформаторов тока. Трансформаторы тока используются в электрических системах для измерения тока и передачи сигнала на измерительные приборы. Они преобразуют ток высокого напряжения в ток низкого напряжения, что позволяет использовать стандартные измерительные приборы без необходимости их согласования с высоким напряжением сети. Трансформаторы тока также используются для защиты оборудования от токов короткого замыкания и перегрузок.

«Трансформаторы тока предназначены для подключения электроизмерительных приборов. Их следует выбирать учитывая:

- номинальное напряжение сети;
- номинальный ток сети;
- конструкцию и класс точности.

По номинальным параметрам сети принимается к установке трансформатор тока ТОГФ–110–III–200/5–0,5/10P/10P/10P УХЛ1. Проверяется выбранный трансформатор по вторичной нагрузке. Так как индуктивное сопротивление цепей тока мало принимается $Z_2 \approx r_2$.

Суммарное сопротивление на вторичной стороне ТТ» [29]:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр.}} + r_{\text{к.}} \quad (37)$$

В ОРУ–110 кВ устанавливаются:

- амперметр Э–335 класса точности 1,0. Потребляемая мощность обмотки тока равна 0,5 ВА.;
- ваттметр Д–335 класса точности 1,5. Потребляемая мощность обмотки тока равна 0,5 ВА.;
- варметр Д–335 класса точности 1,5. Потребляемая мощность обмотки тока равна 0,5 ВА.;
- счетчик активной энергии СА3–И674, класс точности 1,0. Потребляемая мощность обмотки тока равна 2,5 ВА.

Суммарная мощность приборов равна 4,0 ВА.

«Суммарное сопротивление приборов» [17]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{н}}^2}; \quad (38)$$

где $I_{2\text{н}}$ – вторичный ток ТТ, $I_{2\text{н}} = 5$ А.

$$r_{\text{приб}} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов приборов - это величина, характеризующая качество контакта между двумя проводниками. Оно зависит от материала контактов, площади контакта, силы сжатия контактов и температуры. Для уменьшения сопротивления контактов используются различные методы, например, применение контактов из благородных металлов, увеличение силы сжатия контактов, а также использование специальных смазок для контактов. «Сопротивление контактов равно $r_k = 0,1$ Ом при четырех приборах. Максимальное значение сопротивления проводов» [17]:

$$r_{пр.} = r_{2ном} - r_{приб} - r_k,$$

где $r_{2ном}$ - «номинальное значение сопротивления вторичной обмотки, $r_{2ном} = 1,2$ Ом» [17].

$$r_{пр.} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,94 \text{ Ом.}$$

Сечение соединительных проводов [11]:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}}; \quad (39)$$

где ρ - «удельное сопротивление материала провода, для меди $\rho = 0,0175$ » [17];

$l_{расч}$ - «расчетная длина проводов, для схемы полной звезды при номинальном напряжении 110 кВ $l_{расч} = 100$ м» [17].

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{0,94} = 1,86 \text{ мм}^2.$$

«Принимается кабель контрольный с медными жилами КРВГ сечением 2,5 мм², тогда сопротивление проводов равно» [17]:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q}; \quad (40)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,70 \text{ Ом};$$

$$r_2 = 0,16 + 0,70 + 0,1 = 0,96 \text{ Ом} < Z_{2\text{ном}} = 1,2 - \text{верно.}$$

«Все расчетные данные и каталожные параметры ТТ ВН электростанции представлены в таблицах 10 и 11» [17].

Таблица 10 – Параметры ТТ ОРУ–110 кВ в цепях трансформатора

Параметры	Тип трансформатора тока	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \text{ кВ}$	ТОГФ–110–III– 200/5–0,5/10P/10P УХЛ1	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{норм.расч.}} \approx I_{\text{1н}}, \text{ А}$		$I_{\text{норм.расч.}} = 92 \text{ А}$	$I_{\text{1н}} = 100 \text{ А}$
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.скв.}}, \text{ кА}$		25,5 кА	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$W_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$		20 кА ² ·с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 5625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \text{ Ом}$		$Z_2 = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,96 \text{ Ом}$

Таблица 11 – Параметры ТТ ОРУ–110 кВ в цепях питающих линий

Параметры	Тип трансформатора тока	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \text{ кВ}$	ТВ–110–III–400/5– 0,5/10P/10P УХЛ1	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{норм.расч.}} \approx I_{\text{1н}}, \text{ А}$		$I_{\text{норм.расч.}} = 183 \text{ А}$	$I_{\text{1н}} = 200 \text{ А}$
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.скв.}}, \text{ кА}$		25,5 кА	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$W_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$		20 кА ² ·с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 5625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \text{ Ом}$		$Z_2 = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,96 \text{ Ом}$

Схема РУ-110 кВ солнечной электростанции представляет собой электрическую схему РУ напряжением 110 кВ. Схема РУ-110 кВ солнечной электростанции может включать в себя различные элементы, такие как выключатели, разъединители, трансформаторы, шины, заземляющие устройства и другие компоненты. Выбор схемы РУ-110 кВ зависит от многих факторов, таких как количество присоединений, тип оборудования, требования к надежности электроснабжения и т.д. Одним из основных элементов схемы РУ-110 кВ являются выключатели. Разъединители также являются важными элементами схемы РУ-110 кВ солнечной электростанции. Трансформаторы также являются важной частью схемы РУ-110 кВ солнечной

электростанции. Трансформаторы используются для преобразования напряжения электроэнергии. Схема РУ–110 кВ приведена на рисунке 12.

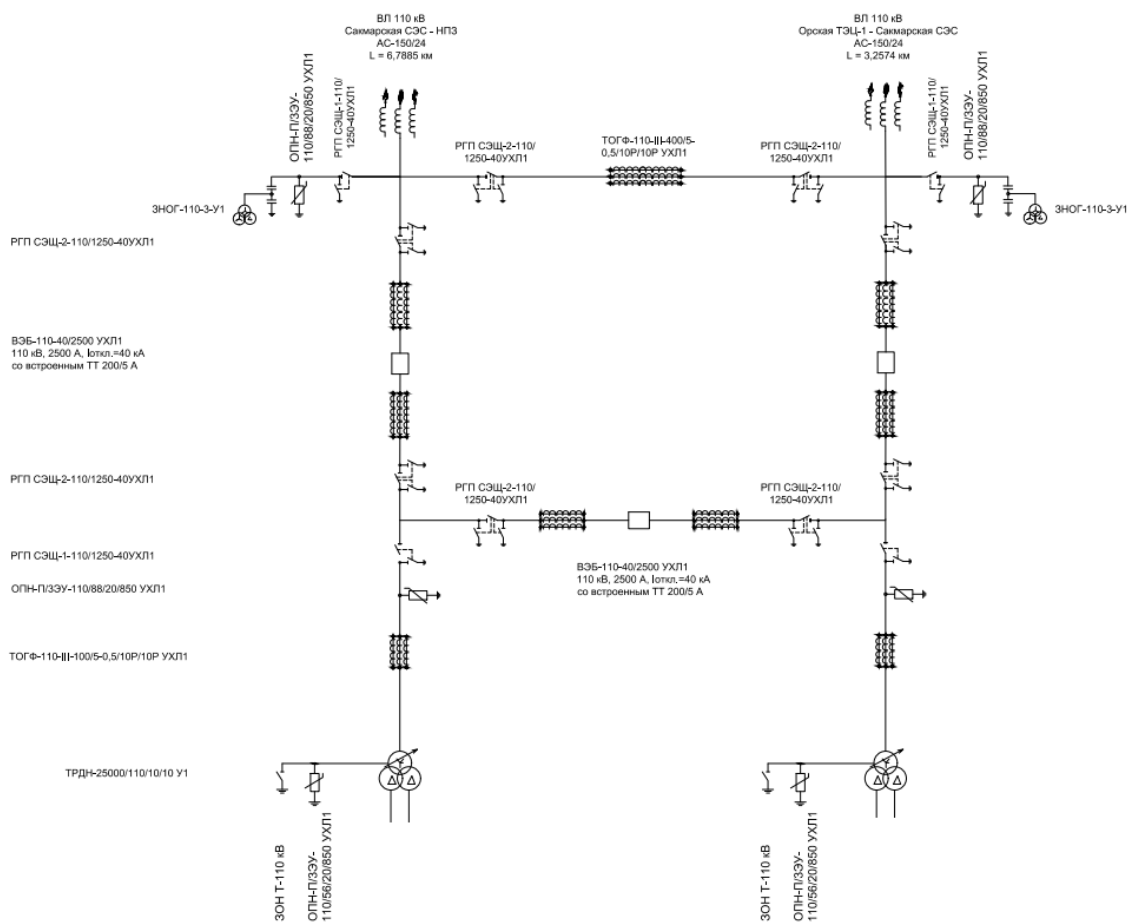


Рисунок 12 – Схема РУ–110 кВ

Выбор трансформаторов собственных нужд электростанции.

Потребители собственных нужд получают питание от щитов собственных нужд ,которые в свою очередь получают питание от сборных шин 0,4 кВ ТСН.

Выбор трансформаторов собственных нужд электростанции является важным этапом проектирования электростанции. Собственные нужды электростанции включают в себя питание оборудования, освещение, отопление, вентиляцию и другие системы, необходимые для функционирования электростанции.

Выбор трансформаторов собственных нужд зависит от следующих параметров:

- мощность собственных нужд: это мощность, потребляемая всеми системами собственных нужд электростанции. Мощность собственных нужд определяется на основе проекта электростанции и может изменяться в зависимости от типа оборудования и условий эксплуатации;
- напряжение собственных нужд: напряжение собственных нужд выбирается в зависимости от напряжения основного оборудования электростанции. Обычно используются напряжения 6, 10 или 35 кВ;
- тип трансформатора: трансформаторы собственных нужд могут быть масляными, сухими или заполненными элегазом. Выбор типа трансформатора зависит от условий эксплуатации, требований к безопасности и стоимости;
- коэффициент мощности: коэффициент мощности собственных нужд определяется как отношение активной мощности к полной мощности. Коэффициент мощности должен быть как можно ближе к единице, чтобы минимизировать потери в трансформаторе;
- потери в трансформаторе: потери в трансформаторе определяются как сумма потерь холостого хода, нагрузочных потерь и потерь короткого замыкания. Потери должны быть минимальными для снижения затрат на электроэнергию.

Мощность ТСН принимается равной 5 % от мощности солнечной электростанции [25]:

$$S_{\text{тсн}} = \frac{5\%}{100\%} \cdot \frac{P_{\text{уст}}}{\cos \varphi}. \quad (41)$$

где $P_{\text{уст}}$ – установленная мощность солнечной электростанции;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности БМИУ, $\cos \varphi = 0,8$;

$$S_{\text{тсн}} = \frac{5\%}{100\%} \cdot \frac{25,48}{0,8} \cdot 10^3 = 1593 \text{ кВА.}$$

«Выбираются два трансформатора типа ТМ–1600/10/0,4» [17].

Выбор электрооборудования ЗРУ–10 кВ. Выбор электрооборудования для ЗРУ-10 кВ солнечной электростанции включает в себя выбор выключателей, разъединителей, трансформаторов, шин, заземляющих устройств и других компонентов.

Выбор ячеек КРУ. Ячейки КРУ 10 кВ используются для коммутации, защиты и измерения параметров электрической энергии в РУ 10 кВ. Они состоят из сборных и соединительных шин, выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов, устройств релейной защиты и автоматики, а также других элементов. Ячейки КРУ 10 кВ обеспечивают высокую надежность и безопасность электроснабжения, а также удобство эксплуатации и обслуживания.

«Распределительное устройство РУ 10 кВ выполняется комплектным (КРУ) со шкафами типа К–104М. Тип выключателя для данных ячеек ВВЭ–10У, тип трансформаторов тока ТЛК» [29].

КРУ со шкафами типа К-104М предназначены для использования в распределительных устройствах электрических сетей напряжением 6-10 кВ и выполняют функции ввода, секционирования, защиты и управления. Шкафы К-104М изготавливаются из листовой стали и имеют сварную конструкцию. Внутри шкафа расположены коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы, устройства релейной защиты, а также аппараты управления и сигнализации. Шкафы типа К-104М обладают высокой надежностью, безопасностью и долговечностью, а также обеспечивают простоту монтажа и обслуживания.

«Рабочий ток в утяжеленном режиме вводной ячейки определяется» [17] по формуле (41):

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{HT}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}} \cdot 2}; \quad (42)$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 963 \text{ A.}$$

«Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек КРУ» [7] представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К–104М
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10\text{кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10\text{кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$	$I_{\text{мах}} = 963 \text{ A}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ A}$
$i_y \leq i_{\text{пр.скв.}}$	17,9 кА	$i_{\text{пр.скв.}} = 81\text{кА}$
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	2 кА ² с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$

Выбор выключателей КРУ.

«Подробный выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 11. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной. В ячейках КРУ типа К–104М устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВЭ–10–20/1000 УЗ. Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранных выключателей на вводе в КРУ представим в таблице 13» [27].

Таблица 13 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ВВЭ–10–20/1000 УЗ
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10\text{кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10\text{кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$	$I_{\text{мах}} = 963 \text{ A}$	$I_{\text{ном}} = 1000\text{A}$
$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	6,6 кА	$I_{\text{отк.ном}} = 20\text{кА}$
$I_{\text{п,0}} < I_{\text{пр.скв.}}$	6,6 кА	$I_{\text{пр.скв.}} = 20\text{кА}$
$i_y \leq i_{\text{пр.скв.}}$	17,9 кА	$i_{\text{пр.скв.}} = 81\text{кА}$
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	2 кА ² с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200\text{кА}^2\text{с}$

Выбор ТТ в ячейках КРУ.

«В ячейках КРУ типа К–104М устанавливаются ТТ типа ТЛК–10–2000–0,5/10Р–УЗ. ТТ в цепи секционного выключателя принимается того же типа.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ТТ на вводе в КРУ указаны в таблице 14» [28].

Таблица 14 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТЛК–10–1000–0,5/10Р–У3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10\text{кВ}$	$U_{ном} = 10\text{кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 963\text{ А}$	$I_{ном} = 1000\text{А}$
$i_y \leq i_{пр.скв.}$	17,9 кА	$i_{пр.скв.} = 81\text{кА}$
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	2 кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200\text{кА}^2\text{с}$

«Для проверки выбранного ТТ по вторичной нагрузке составляем схему включения ТТ и КИП, представленную на рисунке 13. Проверка выполняется по формулам (42) – (44). В цепи устанавливаются следующие измерительные приборы: амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии, включенные по схеме неполной звезды (таблица 15)» [24].

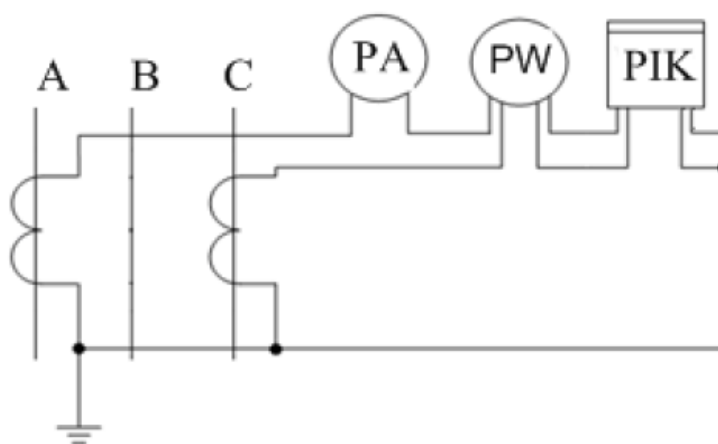


Рисунок 13 – Схема включения приборов в неполную звезду

Таблица 15 – Перечень измерительных приборов в цепи трансформаторов тока

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э–335	1,0	0,5	–	–
Ваттметр	Д–335	1,5	0,5	–	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЭТ 4.ТМ.03М	0,5	0,1	–	0,1
Итого			1,1	–	0,5

Сопротивление КИП:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}; \quad (43)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов [28]:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}; \quad (44)$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, Ом;

$Z_{2\text{ном}}$ – вторичная номинальная нагрузка, Ом.

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,04 - 0,1 = 0,26 \text{ Ом.}$$

«Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду» [17]:

$$q = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}; \quad (45)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,26} = 0,8 \text{ мм}^2.$$

«Выбор выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках отходящих линий, представлен в таблице 16» [17].

Таблица 16 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии (начало –конец)	$U_{ном},$ кВ	$I_{max},$ А	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
БМИУ 1	10,5	184	ВВЭ–10–20/630 У3	ТЛК–10–200–0,5/10Р У3
БМИУ 2	10,5	184	ВВЭ–10–20/630 У3	ТЛК–10–200–0,5/10Р У3
БМИУ 3	10,5	184	ВВЭ–10–20/630 У3	ТЛК–10–200–0,5/10Р У3
БМИУ 4	10,5	184	ВВЭ–10–20/630 У3	ТЛК–10–200–0,5/10Р У3
БМИУ 5	10,5	184	ВВЭ–10–20/630 У3	ТЛК–10–200–0,5/10Р У3
БМИУ 6	10,5	184	ВВЭ–10–20/630 У3	ТЛК–10–200–0,5/10Р У3
БМИУ 7	10,5	184	ВВЭ–10–20/630 У3	ТЛК–10–200–0,5/10Р У3
БМИУ 8	10,5	184	ВВЭ–10–20/630 У3	ТЛК–10–200–0,5/10Р У3

Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения играют важную роль в обеспечении точности учёта электрической энергии и измерений электрических параметров, а также в правильной и надёжной работе релейной защиты. Основные характеристики трансформаторов напряжения включают номинальный коэффициент трансформации и классы точности.

При выборе трансформаторов напряжения учитываются номинальные напряжения и токи, конструктивные особенности, вторичная нагрузка и кратность первичного тока по отношению к номинальному. Трансформаторы тока могут иметь различные классы точности, такие как 0,2; 0,5; 1; 3 и 10, что определяет допустимую погрешность в процентах от номинального тока при определённой нагрузке.

«ТН устанавливается один на каждую секцию СШ. Во вторичную обмотку трансформатора напряжения включаются катушки напряжения измерительных приборов всех присоединений данной секции СШ» [32].

«ТН выбираются по следующим условиям: по конструкции и схеме соединения обмоток; по напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$; по классу точности» [32].

«В ячейках типа КРУ К–104М к установке принимается ТН типа НАЛИ–10, так как данный трансформатор напряжения имеет ряд преимуществ перед аналогичными антирезонансными трансформаторами напряжения» [28].

«Для того, чтобы ТН работал в заданном классе точности, должно выполняться условие (45)» [30]:

$$S_{\text{ном}2} \leq S_{\text{нагр}}; \quad (46)$$

где $S_{\text{ном}2}$ – «номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения в заданном классе точности, ВА» [17].

$S_{\text{нагр}}$ – «мощность всех измерительных приборов и реле, которые присоединены к ТН, ВА» [17];

Выбор ТН устанавливаемых в ячейках КРУ, представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	P ₂ Вт	Q ₂ вар
PV	Секция СШ	Э-335	2,0	1	1	0	2	4	–
PW	Цепь силового трансформатора	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	–
РІК	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	СЭТ-4ТМ.03	3,0	2	0,38	0,93	10	15	20
Итого								22	20
НАЛІ-10У3		Трехфазный трансформатор напряжения						S _{2Σ} =30 ВА	
S _{2кл.т.чн.0,5} = 200 ВА		S _{ном2} = 200 > S _{2Σ}						–	

ТН подключается к СШ через предохранитель типа ПКН001-10У3 и втычной разъединитель.

Выводы по главе два.

Во второй главе ВКР разработан проект солнечной электростанции. ФСМ собираются последовательно в группы по 22 модуля. Группы ФСМ подключаются параллельно, две группы в один стринг. Каждый стринг подключается к вводу сумматора по 14 (15) присоединений на один сумматор.

Применяется сумматор фотоэлектрический с дистанционным контролем потоков ArrayBox16–300 1000 V DC ЗАО «Шнайдер–Электрик» – 160 шт. Представлено распределение ФСМ по СЭС. Выбрана схема выдачи мощности на электростанции. Для выдачи мощности солнечной электростанции в энергосистему на электростанции необходимо установить два повышающих трансформатора. Выдача мощности предусматривается на напряжении 110 кВ, и таким образом напряжение на ВН силового трансформатора составляет 110 кВ. Принимаются к установке два силовых трансформатора ТРДН–25000/110/10. Выбрано электрооборудование солнечной электростанции. В ОРУ–110 кВ электростанции применяются выключатели ВЭБ–110/40/2500 УХЛ1 со встроенными трансформаторами тока и разъединители РГП СЭЩ–2–110/1250–40УХЛ1. Также в цепях трансформаторов применяются трансформаторы тока ТОГФ–110–III–400/5–0,5/10P/10P УХЛ1, трансформаторы напряжения ЗНОГ–110–3–У1. Распределительное устройство РУ 10 кВ выполнено комплектным (КРУ) со шкафами типа К–104М с выключателями ВВЭ–10У, трансформаторами тока ТЛК. В ячейках типа КРУ К–104М к установке принимается ТН типа НАЛИ–10.

3 Анализ экономической эффективности разработки

В данном разделе ВКР определяется стоимость разработанного проекта. Суммарные капиталовложения в строительство солнечной электростанции зависят от множества факторов, включая размер электростанции, стоимость земли, стоимость оборудования, стоимость монтажа и подключения к сети, а также стоимость обслуживания. Чтобы определить точную сумму, необходимо провести детальный анализ и проектирование электростанции. В рамках данной магистерской диссертации капиталовложения разработанной системы электроснабжения силовой части электростанции (от выходов БМИУ до места врезки в существующую ВЛ 110 кВ) принимаются согласно сборника [30].

Для приведения базисных цен, представленных в данном сборнике к текущим ценам принимается индекс изменения сметной стоимости СМР – это коэффициент, который используется для пересчета сметной стоимости строительства из текущего уровня цен в базисный уровень цен или наоборот. Этот коэффициент определяется на основе анализа изменений цен на строительные материалы, заработную плату рабочих, эксплуатацию строительных машин и другие составляющие сметной стоимости. Согласно письма Минстроя РФ от 08.12.2023г. №76452–АЛ/09 для СМР электрических сетей в Оренбургской области данный индекс составляет 4,90 [17]. Таким образом стоимость оборудования электростанции в текущих ценах определяется по формуле:

$$C_{\text{тек}} = n \cdot C_{\text{баз}} \cdot И, \quad (47)$$

где n – количество единиц элемента сети;

$C_{\text{баз}}$ – стоимость элемента сети в базисных ценах, тыс. руб.;

$И$ – индекс изменения сметной стоимости СМР, $И = 4,90$.

Например, для ПС 110/10 с двумя силовыми трансформаторами ТРДН–25000/110/10/10 $C_{\text{баз}} = 44260$ тыс. руб. [28], тогда

$$C_{\text{тек}} = 1 \cdot 44260 \cdot 4,90 = 216874 \text{ тыс. руб.}$$

Для двухцепной ВЛ 110 кВ на свободностоящих стальных опорах проводом АС–150/24 $C_{\text{баз}} = 927,8$ тыс. руб. [28], тогда

$$C_{\text{тек}} = 0,3 \cdot 927,8 \cdot 4,90 = 1363,9 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично определяются капиталовложения разработанной системы электроснабжения силовой части электростанции. результаты расчета приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Капиталовложения разработанной системы электроснабжения силовой части электростанции

Элементы сети	Количество единиц	Базисная стоимость за единицу, тыс. руб.	Сумма в текущих ценах, тыс. руб.
ПС 110/10 с двумя силовыми трансформаторами ТРДН–25000/110/10/10	1 шт.	44260	216874
Двухцепная ВЛ 110 кВ на свободностоящих стальных опорах проводом АС–150/24	0,3 км	927,8	1363,9
Кабельные линии 10 кВ сечением 240 мм ² при одном кабеле в траншее	5 км	697,3	17083,9
Ито	–	–	235321,7

Для самой системы выработки электроэнергии (от ФСМ до БМИУ включительно) капиталовложения определяются в текущих ценах (таблица 19), так как базисных стоимостей данного оборудования не существует.

Таблица 19 – Капиталовложения системы выработки электроэнергии на электростанции

Элемент сети	Кол-во единиц	Стоимость за единицу, тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.	Стоимость монтажа за единицу, тыс. руб.	Итого за монтаж, тыс. руб.
БМИУ с инвертором максимальной входной мощностью 1610 кВт PV-Box RT ЗАО «Шнайдер-Электрик»	16 шт	8340	133440	820	13120
Сумматор фотоэлектрический с дистанционным контролем потоков ArrayBox16-300 1000 V DC ЗАО «Шнайдер-Электрик»	160 шт	125	20000	12	1920
Солнечные модули ФСМ 255 Вт	99924 шт	16	1598784	2	199848
Провод ПМТКлнг(А)F 1x6 в лотке	136,3 м	21	2862,3	50	6815
Основание под установку ФСМ	49962 шт	2	99924	1	49962
Итого	–	–	1855010	–	271665

Суммарные капиталовложения в строительство проектируемой солнечной электростанции определяются как сумма рассчитанных затрат и равны:

$$K = C_{\text{тек.сил}} + C_{\text{мат.выр}} + C_{\text{монт.выр}}; \quad (48)$$

где $C_{\text{тек.сил}}$ – капиталовложения разработанной системы электроснабжения силовой части электростанции (таблица 18), тыс. руб.;

$C_{\text{мат.выр}}$ – стоимость материалов системы выработки электроэнергии на электростанции (таблица 19), тыс. руб.;

$C_{\text{монт.выр}}$ – «стоимость монтажных работ системы выработки электроэнергии на электростанции (таблица 19), тыс. руб.» [30];

$$K = 235321,7 + 1855010 + 271665 = 2361996,7 \text{ тыс. руб.}$$

Годовые эксплуатационные расходы зависят от многих факторов, включая стоимость топлива, зарплату персонала, затраты на техническое обслуживание и ремонт, а также налоги и сборы. Для определения точной суммы эксплуатационных расходов необходимо провести анализ всех этих факторов и составить бюджет эксплуатации электростанции.

«Годовые эксплуатационные расходы вычисляются по формуле» [30]:

$$I_{\text{год.}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{т.р.обс}}, \quad (49)$$

где $I_{\text{ам}}$ – амортизационные отчисления, тыс. руб./год;

$I_{\text{т.р.обс}}$ – затраты на текущий ремонт и обслуживание, тыс. руб./год;

Амортизационные отчисления - это расходы, связанные с износом оборудования и других активов в процессе эксплуатации. Они учитываются при расчете прибыли и убытков и используются для обновления и замены изношенного оборудования. Амортизационные отчисления вычисляются по выражению:

$$I_{\text{ам}} = K \cdot \alpha_{\text{ам}} / 100 \quad (50)$$

где $\alpha_{\text{ам}}$ – норма амортизационных отчислений, принимается $\alpha_{\text{ам}} = 4,4 \%$;

$$I_{\text{ам}} = 2361996,7 \cdot 4,4 / 100 = 103927,8 \text{ тыс. руб/год.}$$

Издержки на обслуживание:

$$I_{\text{т.р.обс}} = K \cdot \alpha_{\text{т.р.обс}} / 100 \quad (51)$$

где $\alpha_{\text{т.р.обс}}$ – норма на ТОиР оборудования, принимается $\alpha_{\text{т.р.обс}} = 4,0 \%$;

$$I_{\text{т.р.обс}} = 2361996,7 \cdot 4,0 / 100 = 94479,9 \text{ тыс. руб/год.}$$

Годовые эксплуатационные издержки равны:

$$I_{\text{год}} = 103927,8 + 94479,9 = 198407,7 \text{ тыс. руб. / год.}$$

«При проектировании сетей для электроснабжения промышленных предприятий учитывается стоимость электроэнергии по двухставочному тарифу» [30]:

$$C_3 = (\Delta A_T + \Delta A_L) \cdot C_0', \quad (52)$$

где C_0' – удельная стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт·ч.

$$C_0' = \delta \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (53)$$

где δ – поправочный коэффициент;

α – основная ставка тарифа [4], $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$;

β – стоимость одного кВт·ч электроэнергии [4], $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$;

$K_M = 1$ – «отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_3 в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия» [30];

$$C_0' = 1,05 \cdot \left(\frac{1664,73 \cdot 12 \cdot 1}{5948} + 1,17 \right) = 5,58 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Доход от строительства солнечной электростанции предприятие ПАО «Орскнефтеоргсинтез» получает за счет использования собственной электроэнергии и непокупки электроэнергии от Орской ТЭЦ. Таким образом, для определения годового дохода от строительства необходимо определить какое количество электроэнергии будет вырабатывать проектируемая солнечная электростанция в течении года.

По данным сайта <https://www.meteoblue.com> [9] количество облачных и солнечных дней по месяцам приведено на рисунке 14 и в таблице 20.

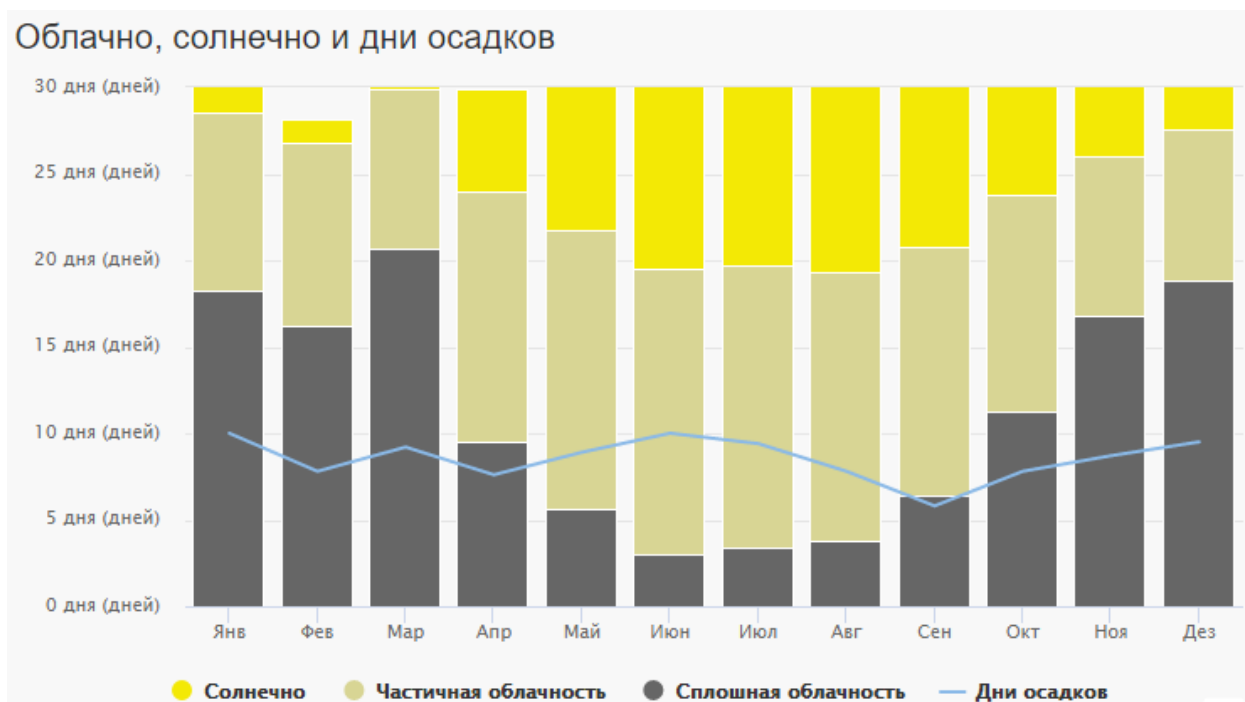


Рисунок 14 – Количество облачных и солнечных дней по месяцам

Таблица 20 – Количество облачных и солнечных дней по месяцам

Месяц	Солнечно, дней		Частичная облачность, дней		Сплошная облачность, дней	
	Число	Среднее	Число	Среднее	Число	Среднее
Январь	2,4	57,6	10,2	244,8	18,3	439,2
Февраль	1,4	33,6	10,6	254,4	16,2	388,8
Март	1,1	26,4	9,2	220,8	20,7	496,8
Апрель	5,9	141,6	14,5	348	9,5	228
Май	9,2	220,8	16,1	386,4	5,6	134,4
Июнь	10,5	252	16,5	396	3	72
Июль	11,3	271,2	16,3	391,2	3,4	81,6
Август	11,7	280,8	15,5	372	3,8	91,2
Сентябрь	9,2	220,8	14,4	345,6	6,4	153,6
Октябрь	7,3	175,2	12,5	300	11,3	271,2
Ноябрь	4	96	9,2	220,8	16,8	403,2
Декабрь	3,4	81,6	8,8	211,2	18,8	451,2
Итого	–	1857,6	–	3691,2	–	3211,2

В солнечные дни электростанция вырабатывает максимальную мощность, равную номинальной мощности проектируемой солнечной электростанции.

Согласно данным группы компаний «Хевел» [34] эффективность микроморфных модулей при затемнении (при частичной облачности) составляет 90 % от пиковой мощности. Мощность ФСМ при попадании солнечных лучей на панели под углами, отличными от прямого также можно принять равными 90 % от пиковой мощности. Таким образом, мощность, вырабатываемая электростанцией при частичной облачности составляет

$$P_{\text{част}} = 0,9 \cdot P_{\text{уст}}; \quad (54)$$

$$P_{\text{част}} = 0,9 \cdot 25480,62 = 22932,6 \text{ МВт.}$$

При сплошной облачности, к которой относится и ночное время солнечная электростанция не вырабатывает электрическую энергию.

Таким образом, количество электроэнергии, которую проектируемая солнечная электростанция выработает в течении года определяется по формуле:

$$W_{\text{год}} = P_{\text{уст}} \cdot t_{\text{солн}} + P_{\text{част}} \cdot t_{\text{част}}; \quad (55)$$

где $t_{\text{солн}}$ — длительность солнечных дней в месте строительства солнечной электростанции, ч;

$t_{\text{част}}$ — длительность времени с частичной облачности в месте строительства солнечной электростанции, ч;

$$W_{\text{год}} = 25480,62 \cdot 1857,6 + 22932,6 \cdot 3691,2 = 131981613 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Доход от снижения количества приобретаемой от ТЭЦ электроэнергии в течении года определяется по формуле

$$D = W_{\text{год}} \cdot C'_0; \quad (56)$$

$$D = 131981613 \cdot 5,58 = 736457400 \text{ руб.} = 736457,4 \text{ тыс. руб.}$$

«Для определения срока окупаемости строительства солнечной электростанции можно использовать чистый дисконтированный доход» [30]. Чистый дисконтированный доход (ЧДД) - это показатель, который используется для оценки экономической эффективности инвестиций. Он рассчитывается как разница между суммой дисконтированных будущих доходов и суммой дисконтированных инвестиций. Если ЧДД больше нуля, то инвестиции являются выгодными, если меньше нуля - невыгодными:

$$\text{ЧДД} = -3 + \sum_{t=1}^{T_{\text{ок}}} \frac{D-I}{(1+i)^t}; \quad (57)$$

где i – ставка дисконтирования - это процентная ставка, которая используется для приведения будущих доходов к текущей стоимости. Она отражает риск инвестиций и выбирается на основе рыночных условий, срока жизни проекта и других факторов, $i = 20\%$ [30].

Проект окупится при ЧДД больше 0. Расчет сведен в таблицу 21.

Таблица 21 – Расчет срока окупаемости внедрения строительства солнечной электростанции

Год эксплуатации	Капиталовложения, тыс. руб.	Доход, тыс. руб.	ЧДД, тыс. руб.
–	–2361996,7	–	–2361996,7
1	–	467869,3	–1894127,4
2	–	373645,6	–1520481,8
3	–	311371,4	–1209110,4
4	–	259476,1	–949634,3
5	–	216230,1	–733404,2
6	–	180191,8	–553212,4
7	–	150159,8	–403052,6
8	–	125133,2	–277919,5
9	–	104277,6	–173641,8

Продолжение таблицы 21

Год эксплуатации	Капиталовложения, тыс. руб.	Доход, тыс. руб.	ЧДД, тыс. руб.
10	–	86898,03	–86743,8
11	–	72415,03	–14328,8
12	–	60345,85	46017,1
13	–	50288,21	96305,3

График ЧДД по годам эксплуатации представлен на рисунке 15.

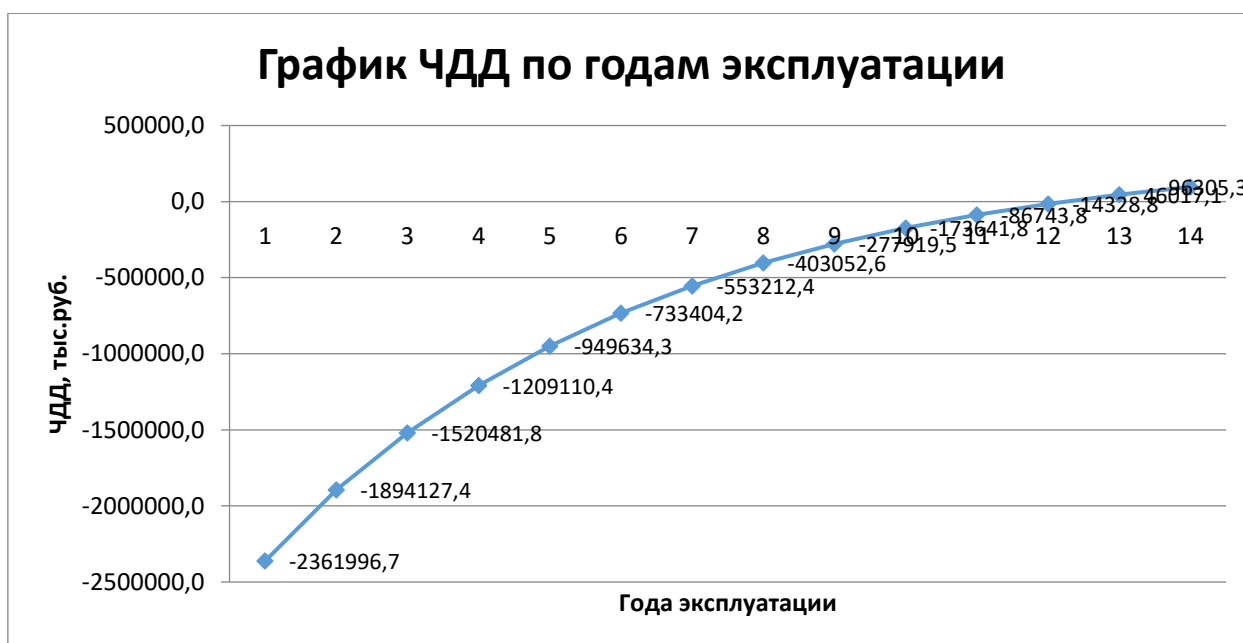


Рисунок 15 – График ЧДД по годам эксплуатации

Из графика окупаемости «строительства солнечной электростанции видно, что на двенадцатый год эксплуатации экономический эффект составит 16017,1 тыс. руб.» [30].

«Так как проект окупается на двенадцатом году эксплуатации, то строительство солнечной электростанции экономически эффективно» [30].

Выводы по главе 3.

В третьей главе ВКР проведен анализ экономической эффективности разработки. Капиталовложения разработанной системы электроснабжения силовой части электростанции составляет 235321,7 тыс. руб. Стоимость материалов системы выработки электроэнергии на электростанции составляет

1855010 тыс. руб. Стоимость монтажных работ системы выработки электроэнергии на электростанции составляет 271665 тыс. руб. Годовые эксплуатационные расходы составляют 198407,7 тыс. руб. / год. Доход от строительства солнечной электростанции предприятие ПАО «Орскнефтеоргсинтез» получает за счет использования собственной электроэнергии и непокупки электроэнергии от Орской ТЭЦ. Приведено количество облачных и солнечных дней по «месяцам в месте строительства солнечной электростанции. Доход от продажи выработанной проектируемой солнечной электростанцией электроэнергии в течении года составляет 736457,4 тыс. руб. Из графика окупаемости строительства солнечной электростанции определено, что на двенадцатый год эксплуатации экономический эффект составит 16017,1 тыс. руб. Так как проект окупается на двенадцатом году эксплуатации, то строительство солнечной электростанции экономически эффективно» [30].

Заключение

В данной магистерской диссертации было проведено исследование и проектирование солнечной электростанции, расположенной в Оренбургской области.

Рассмотрены теоретические основы использования солнечной энергетики. С каждым годом стоимость электроэнергии, поставляемой для нужд предприятия увеличивается, поэтому было решено для нужд предприятия построить новый объект генерации электрической энергии – солнечную электростанцию.

В Оренбургской области из 365 дней в году 250 солнечных дней. Таким образом, Оренбургская область обладает огромным потенциалом солнечной энергетики. Также на территории области, в том числе и в непосредственной близости от города Орск есть много больших пространств земли, на которых возможно размещение солнечных электростанций. Поэтому принято решение для электроснабжения ПАО «Орскнефтеоргсинтез» построить солнечную электростанцию.

Мощность будущей электростанции определяется двумя факторами: во-первых, это дополнительная мощность, необходимая предприятию после планируемого увеличения производства, а во-вторых, это наличие достаточного пространства для строительства солнечной электростанции (для размещения фотоэлектрических модулей). На проектируемой солнечной электростанции с учетом имеющейся площади планируется к установке 99924 фотоэлектрических солнечных модуля (ФСМ) AST-235-255, производства компании ООО «ХЕВЕЛ» с пиковой мощностью 255 Вт. Таким образом установленная мощность проектируемой солнечной электростанции составляет 25,48 МВт.

Разработан проект солнечной электростанции. ФСМ собираются последовательно в группы по 22 модуля. Группы ФСМ подключаются параллельно, две группы в один стринг. Каждый стринг подключается к вводу

сумматора по 14 (15) присоединений на один сумматор. Применяется сумматор фотоэлектрический с дистанционным контролем потоков ArrayBox16–300 1000 V DC ЗАО «Шнайдер–Электрик» – 160 шт. Представлено распределение ФСМ по СЭС. Выбрана схема выдачи мощности на электростанции. Для выдачи мощности солнечной электростанции в энергосистему на электростанции необходимо установить два повышающих трансформатора. Выдача мощности предусматривается на напряжении 110 кВ, и таким образом напряжение на ВН силового трансформатора составляет 110 кВ. Принимаются к установке два силовых трансформатора ТРДН–25000/110/10. Рассчитаны токи короткого замыкания. Выбрано электрооборудование солнечной электростанции. В ОРУ–110 кВ электростанции применяются выключатели ВЭБ–110/40/2500 УХЛ1 со встроенными трансформаторами тока и разъединители РГП СЭЩ–2–110/1250–40УХЛ1. Также в цепях трансформаторов применяются трансформаторы тока ТОГФ–110–III–400/5–0,5/10Р/10Р УХЛ1. «Для защиты оборудования электростанции от перенапряжений применяются ограничители перенапряжения. Для подключения измерительных приборов, устройств релейной защиты и автоматики применяются трансформаторы напряжения ЗНОГ–110–3–У1. Исходя из условий питания вспомогательных механизмов электростанции, выбраны два трансформатора типа ТМ–1600/10/0,4, которые подключаются к сборным шинам НН. Распределительное устройство РУ 10 кВ выполнено комплектным (КРУ) со шкафами типа К–104М с выключателями ВВЭ–10У, трансформаторами тока ТЛК» [17]. В ячейках типа КРУ К–104М к установке принимается ТН типа НАЛИ–10.

Капиталовложения разработанной системы электроснабжения силовой части электростанции составляет 235321,7 тыс. руб. Стоимость материалов системы выработки электроэнергии на электростанции составляет 1855010 тыс. руб. Стоимость монтажных работ системы выработки электроэнергии на электростанции составляет 271665 тыс. руб. Годовые эксплуатационные расходы составляют 198407,7 тыс. руб. / год. Доход от строительства

солнечной электростанции предприятие ПАО «Орскнефтеоргсинтез» получает за счет использования собственной электроэнергии и непокупки электроэнергии от Орской ТЭЦ. Приведено количество облачных и солнечных дней по месяцам в месте строительства солнечной электростанции. Доход от продажи выработанной проектируемой солнечной электростанцией электроэнергии в течении года составляет 736457,4 тыс. руб. Из графика окупаемости строительства солнечной электростанции определено, что на двенадцатый год эксплуатации экономический эффект составит 16017,1 тыс. руб. Так как проект окупается на двенадцатом году эксплуатации, то строительство солнечной электростанции экономически эффективно.

Таким образом, в данной работе были успешно решены все поставленные задачи и разработана проектная документация для создания солнечной электростанции в Оренбургской области, способной обеспечить надежное и экологически чистое электроснабжение потребителей.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Агеев В.А. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Курс лекций. 2004 г.
2. Аль-Ани о. А. Солнечная энергия и ее использование // Молодой ученый. 2015. №7. С. 80–82.
3. Вакуумные выключатели типа ВВЭ. URL: <http://www.konstalin.ru/?star-tid=3&id=161> (дата обращения 20.12.2023)
4. Децентрализованные системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями: учебное пособие / Б.В. Лукутин, И.О. Муравлев, И.А. Плотников Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. 100 с.
5. Дж. Твайделл, А. Уэйр. Возобновляемые источники энергии (Пер. с англ.). М.: Энергоатомиздат, 2020.
6. Дьяченко Е.С., Журба С.С. Гелиоэнергетика Оренбургской области // Научные механизмы решения проблем инновационного развития: сб. ст. Междунар. науч.–практ. конф. (28 нояб. 2017 г, г. Уфа). В 3 ч. Ч. 1. Уфа: ОМЕГА САЙНС, 2017. С. 207–210.
7. Измерительные трансформаторы тока. URL: http://www.czt.ru/transformator_to-ka.html (дата обращения 20.12.2023)
8. Информационно–технологическое обеспечение интегрированных систем малой энергетики в сфере электро– и теплоснабжения. Отчет о НИР // Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения РАН. Иркутск, 2011. 569 с.
9. Климат в городе Орск Оренбургской области. URL: https://www.meteoblue.com/ru/погода/прогноз/modelclimate/Орск_Россия_514734 (дата обращения 20.12.2023)
10. Комплектные токопроводы и шинопроводы. URL: http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinoprov2007.pdf (дата обращения 20.12.2023)

11. Лукутин Б.В. и др. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении. Монография. М. : Энергоатомиздат, 2008. 231 с.

12. Лукутин Б.В., Сурков М.А. Нетрадиционные способы производства электроэнергии. Учебное пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2011. 193 с.

13. Механизмы поддержки ВИЭ на рынках электроэнергии (мощности) и подходы к повышению их эффективности https://www.npsr.ru/sites/default/files/1_mehanizmy_podderzhki_vie.pdf

14. Нужна ли солнечная энергетика в России? /Газета "Энергетика и промышленность России" № 4 (80) апрель 2007 года. URL: <http://www.eprussia.ru/epr/80/5626.htm> (дата обращения 20.12.2023)

15. Ограничители перенапряжения нелинейные. URL: http://www.uik.ru/net-cat_files/696/638/h_4d82627dfea00289f4895db29b4c87fe (дата обращения 20.12.2023)

16. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учебное пособие. М. : Форум, 2018. 350 с.

17. Письмо Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 08.12.2023 г. №76452-АЛ/09 Рекомендуемые к применению в IV квартале 2023 года индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также индексах изменения сметной стоимости оборудования // Консультант плюс: справочно-правовая система

18. Постановление Правительства РФ от 29 августа 2020 г. N 1298 «О вопросах стимулирования использования возобновляемых источников энергии, внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации и о признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации» // Консультант плюс: справочно-правовая система

19. Потенциал солнечной энергетики. URL: <http://e-urok.ru/book/export/html/59> (дата обращения 20.12.2023)

20. Правила устройства электроустановок. 7–е изд., перераб. и доп // Консультант плюс: справочно–правовая система

21. Приказ №1 от 25.01.2024 «О внесении изменения в приказ департамента Оренбургской области по ценам и регулированию тарифов от 19 декабря 2023 года № 208-э/э» // Консультант плюс: справочно–правовая система

22. Проблемы, связанные с развитием альтернативной энергетики в России. URL: http://www.besp.by/docs/news/Prezentacii-Smart-Grid/Vagner_problemy-alternativnoy-energetiki.pdf (дата обращения 20.12.2023)

23. Разъединитель РГП–СЭЩ 35 кВ. URL: <http://www.electroshield.ru/rgp-seshch-35-kv> (дата обращения 20.12.2023)

24. Распоряжение Правительства РФ от 8 января 2009 г. N 1–р Об Основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 г. (с изменениями и дополнениями) // Консультант плюс: справочно–правовая система

25. РД 153–34.0–20.527–98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» // Консультант плюс: справочно–правовая система

26. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / П.П. Безруких, Ю.Д. Арбузов и др. СПб.: Наука, 2002. 314 с.

27. Рожков, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для ВУЗов / Л.Д. Рожков, В.С. Козулин. М.: Энергоатомиздат, 2007. 442 с.

28. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК» // Консультант плюс: справочно–правовая система

29. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учебное пособие. М. : КноРус, 2010. с. 227.
30. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий : учебник. М. : Инфра-М, 2017. 89 с.
31. Солнечная энергетика России: перспективы и проблемы развития. URL: <http://esto.tomsk.gov.ru/articles/sun/2764/> (дата обращения 20.12.2023)
32. Стребков Д. С. Солнечные электростанции: концентраторы солнечного излучения : учебное пособие для вузов ; под редакцией Д. С. Стребкова. 2-е изд., испр. Москва : Издательство Юрайт, 2023. 265 с.
33. Схема и программа развития электроэнергетики Оренбургской области на период 2021–2025 годы // Консультант плюс: справочно–правовая система
34. Технические характеристики гетероструктурного солнечного модуля. URL: <http://www.hevelsolar.com/modules/> (дата обращения 20.12.2023)
35. Dickinson E. W. Solar Energy Technology Handbook. Boca Raton : CRC Press, 2017. 821 p.
36. Enteria N., Akbarzadeh A. Solar Energy Sciences and Engineering Applications. Boca Raton : CRC Press, 2014. 692 p.
37. Gorjian S., Campana P. E. Solar Energy Advancements in Agriculture and Food Production Systems. London : Academic Press, 2022. 496 p.
38. Letcher T., Fthenakis V. M. A Comprehensive Guide to Solar Energy Systems. With Special Focus on Photovoltaic Systems. London : Academic Press, 2018. 540 p.
39. Urbina A. Sustainable Solar Electricity. Pamplona : Institute for Advanced Materials and Mathematics (INAMAT2) and Department of Sciences, Public University of Navarra (UPNA), 2023. 301 p.