

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФГАОУ ВО «Северо-Восточный федеральный университет имени М.К.
Аммосова»
Физико-технический институт
Кафедра «Электроснабжение»

Н.П. Местников, Е.И. Малеева, П.Ф. Васильев

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Учебное пособие:
методические указания к выполнению курсовых проектов. Часть 1.
по дисциплине «Системы электроснабжения»

Рекомендовано учебно-методическим советом СВФУ
в качестве курса лекций и практических занятий
для студентов по направлениям подготовки
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Профиль – Электроснабжение
13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»
Профиль – Энергообеспечение предприятий

Якутск 2021 г.

УДК 621.31
ББК 31.16

Утверждено учебно-методическим советом СВФУ

Рецензенты:

Н.С. Бурянина, д.т.н., рук-ль ЧФ СВФУ им. М.К. Аммосова, г. Анадырь
Д.В. Рыжков, к.т.н., доцент, рук-ль УИЦ «ЭиЭ» КГЭУ, г. Казань

Местников Н.П., Малеева Е.И., Васильев П.Ф.

Учебное пособие. Системы электроснабжения: Методические указания к выполнению курсовых проектов. Часть 1 / Н.П. Местников, Е.И. Малеева, П.Ф. Васильев – Якутск: Издательство: ООО РИЦ «Офсет».

Пособие содержит теоретический материал и описание выполнения практических заданий в рамках дисциплины «Системы электроснабжения» с применением технологий ВИЭ и учетом внешних условий Севера и Арктики по отдельным аспектам проектирования объектов автономной генерации и технико-экономическому расчету выбора определенного вида электростанции в том числе расчет токов короткого замыкания, а также краткую теорию об основных положениях проектирования объектов автономной генерации. Представлены основные понятия, термины и определения в сфере электроэнергетики.

Методические указания к выполнению курсовых проектов предназначены для студентов по направлениям 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» и 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника». Составлен в соответствии с рабочей программой дисциплины «Системы электроснабжения».

При разработке методических указаний использовались материалы кафедры «Электроснабжение» Физико-технического института СВФУ им. М.К. Аммосова и кафедры «Энергообеспечение предприятий и энергоресурсосберегающих технологий» Института теплоэнергетики Казанского государственного энергетического университета.

ISBN 978-5-91441-332-0

УДК 621.31
ББК 31.16

© Местников Н.П., Малеева Е.И., Васильев П.Ф. 2021
© Северо-Восточный федеральный университет, 2021

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	6
Образец формы титульного листа для курсового проекта	9
Требования к содержанию курсового проекта.....	10
ПЕРЕЧЕНЬ РЕКОМЕНДУЕМЫХ ДОКУМЕНТОВ	14
РАЗДЕЛ 1. ОБЗОР НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ	19
РАЗДЕЛ 2. СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА	35
2.1 Показатели общих потерь солнечной электростанции	37
2.2. Основные закономерности и определения системы накопления энергии	38
РАЗДЕЛ 3. ВЕТРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА.....	41
3.1. Показатели общих потерь ветровой электростанции.....	43
3.2. Основные закономерности и определения системы накопления энергии	44
3.3. Изменение плотности воздуха	46
РАЗДЕЛ 4. УСЛОВНО-ГРАФИЧЕСКИЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМАХ	47
4.1 Обозначения элементов в электрических схемах.....	47
4.2 Пример схемы электрических соединений в системе электроснабжения	50
РАЗДЕЛ 5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ ВЫШЕ 1 КВ.....	51
5.1 Расчет токов трехфазного короткого замыкания в системах бесконечно большой мощности (Метод базисной мощности).....	51
5.2 Расчёт ударного тока при коротком замыкании	55

5.3 Учёт подпитки мест КЗ от электродвигателей.....	56
5.4 Расчёт токов двухфазного короткого замыкания	58
РАЗДЕЛ 6. ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	61
6.1 Выбор требуемого числа трансформаторов	61
6.2 Выбор конструктивного исполнения трансформаторов	62
6.3 Выбор номинальных напряжений и способа регулирования вторичного напряжения трансформаторов	63
6.4 Выбор номинальной мощности трансформаторов	64
6.5 Выбор группы и схемы соединения обмоток трансформаторов	65
РАЗДЕЛ 7. ВЫБОР КОММУТАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	67
7.1 Выбор выключателей.....	67
7.2 Выбор разъединителей	68
ПРИМЕРЫ	70
ПРИМЕР РАСЧЕТА ЭКОНОМИИ ГСМ	75
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	80
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	81
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	82
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	83
РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА	84

ВВЕДЕНИЕ

В рамках реализации требований и условий Федерального государственного образовательного стандарта (далее – ФГОС 3++) и Федерального закона "Об образовании в Российской Федерации" от 29.12.2012 N 273-ФЗ высшими учебными заведениями (далее – ВУЗ) активно производятся процедуры обучения студентов по различным направлениям бакалавриата, магистратуры, аспирантуры и специалитета.

Однако необходимо отметить, что в условиях усиления степени цифровой трансформации с учетом направлений развития в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 года № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» внутри структурных подразделений потенциальных работодателей, а именно: производственные предприятия, исполнительные органы государственной власти, органы местного самоуправления и частных секторов экономики активно внедряют системы электронного документооборота и постоянно актуализируются действующие нормативно-правовые акты в зависимости от отраслевой принадлежности организации в том числе на процедуры проектирования объектов электроэнергетики.

На основании вышеизложенного авторами пособия представлены стандартные практические задания с указанием инструкций по ее выполнению с приоритетом на расчет технико-экономических показателей объектов автономной генерации на территории Севера и Арктики с применением лицензированных программ «MathCad 14» и «MS Office Excel».

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

№	Сокращенное название	Определение
1.	ФЗ	Федеральный закон
2.	СП	Свод правил
3.	СанПин	Санитарные нормы и правила
4.	СНиП	Строительные нормы и правила
5.	МинЖКХиЭ	Министерство жилищно-коммунального хозяйства и энергетики
6.	ДККЭиАР	Департамент коммунального комплекса, энергоэффективности и административной работы
7.	ДЭФ	Департамент экономики, финансов, имущества и информатизации
8.	ДЭ	Департамент энергетики, жилищной политики и оперативного контроля
9.	Центр ЖКХ	ГАУ РС(Я) «Центр развития жилищно-коммунального хозяйства и повышения энергоэффективности»
10.	Минстрой	Министерство строительства
11.	Справка	Справочная информация об определенном вопросе в зависимости от запроса руководства
12.	ВОС	Водоочистные сооружения
13.	КОС	Канализационно-очистные сооружения
14.	Указ 204 / Нацпроекты	Указ Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 года № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года»
15.	ТЗ	Техническое задание
16.	ПЗ	Пояснительная записка
17.	НПА	Нормативно-правовой акт
18.	ГИП	Главный инженер проекта
19.	ОВОС	Оценка воздействия на окружающую среду
20.	ЗУ	Земельный участок
21.	ДЖКХ	Департамент ЖКХ и энергетики
22.	ПО	Программное обеспечение

23.	КИУМ	Коэффициент использования установленной мощности
24.	УМП	Учебно-методическое пособие
25.	ТЭО	Технико-экономическое обоснование
26.	БП	Бизнес-план
27.	ПС	Подстанция
28.	ЭС	Электроснабжение
29.	ВИЭ	Возобновляемые источники энергии
30.	АРМ	Автоматизированные рабочие места
31.	ПК	Персональный компьютер
32.	ЛЭП	Линия электропередачи
33.	СН	Собственные нужды
34.	ВН	Высокое напряжение
35.	НН	Низкое напряжение
36.	ТЭР	Технико-экономический расчет
37.	ИЭИ	Инженерно-экологические изыскания
38.	ИГМИ	Инженерно-гидрометеорологические изыскания
39.	ИГИ	Инженерно-геодезические изыскания
40.	НИР	Научно-исследовательская работа
41.	САПР	Система автоматизированного проектирования
42.	ЗРУ	Закрытая распределительная установка
43.	ОРУ	Открытая распределительная установка
44.	РУ	Распределительная установка
45.	ГПП	Главная понизительная подстанция
46.	СМР	Строительно-монтажные работы
47.	ТУ	Технические условия
48.	НТД	Нормативно-техническая документация
49.	ПД	Проектная документация
50.	ПОС	Проект организации строительства
51.	ППР	Проект производства работ

52.	СДТУ	Средства диспетчерского и технологического управления
53.	ДЭС	Дизельная электростанция
54.	ДГУ	Дизель-генераторная установка
55.	э/э	Электрическая энергия
56.	о.е.	Относительные единицы

Образец формы титульного листа для курсового проекта

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФГАОУ ВО «Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова»
Физико-технический институт
Кафедра «Электроснабжение»

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ
по дисциплине: «Системы электроснабжения»
Вариант №1 ____

Выполнил:
ФИО (полностью в именительном падеже),
студент группы ЭС- ____

Проверил (а):
Фамилия И.О.,
ученая степень и должность преподавателя
ФТИ СВФУ им. М.К. Аммосова

(подпись)

Якутск, 202__ г.

¹ Номер варианта определяется по последнему номеру зачетной книжки в соответствии с Приложением №1

Требования к содержанию курсового проекта

В рамках выполнения курсового проекта по дисциплине «Системы электроснабжения» студенту **НЕОБХОДИМА** разработка и выполнение следующих контрольных пунктов:

1. «ВВЕДЕНИЕ» – полное описание задания курсового проекта, приведение внешних параметров и выдвижение предварительного описания предлагаемого технического решения. **НЕОБХОДИМО** указать цель (*только одна цель*) и задачи (не менее трех пунктов) курсового проекта. В основном целью курсового проекта является разработка комбинированной системы электроснабжения на территории Севера с применением объектов возобновляемых источников энергии в целях обеспечения экономии ГСМ. Рекомендуемый объем – 1-2 листа формата А4.

2. «Исходные данные курсового проекта» – приведение всех технико-экономических исходных данных в зависимости от номера варианта с **ОБЯЗАТЕЛЬНЫМ** указанием единиц измерения, возможное представление общей схемы электроснабжения. Рекомендуемый объем – 1 лист формата А4.

3. «Анализ внешних параметров населенного пункта» - приведение всех географических и климатических параметров, такие как: географические координаты; площадь населенного пункта, м²; температура воздуха, °С; относительная влажность, %; осадки, мм; дневная сумма солнечной радиации-горизонтальная, кВт*ч/м² в день; скорость ветра, м/с; температура земли, °С; градусо-дни отопительного сезона (18°С), °С-д; градусо-дни с отрицательной температурой (10°С), °С-д – для каждого месяца в течение года в том числе карты районирования. Кроме того, **НЕОБХОДИМО** указать количество населения в тыс. человек, перечень производственных (заводы, цехи и фабрики) и социальных (больницы, школы, детские сады и т.д.) объектов и т.д. **РЕКОМЕНДУЕТСЯ** применение таблиц и схем, разработанные на базе

лицензированной программы MS Office Excel. Рекомендуемый объем – 3-4 листа формата А4.

4. «Анализ энергопотребления населенных пунктов» - в данном разделе студенту **НЕОБХОДИМО** представить основные параметры топливо- (потребление дизельного топлива и масла) и электропотребления (выработка электроэнергии и отпуск шин) в населенном пункте в зависимости от номера варианта² и разработать обобщенный анализ на основании полученных данных по потреблению в том числе расчет экономии топлива за счет внедрения ВИЭ. Рекомендуемый объем – 3-4 листа формата А4.

5. «Выбор земельного участка» – в данном разделе студенту **НЕОБХОДИМО** проведение поиска земельного участка с применением Интернет-ресурса по ссылке: <https://egrp365.org/> в целях строительства комбинированной электростанции, где **НЕОБХОДИМО** соответствие требованиям и условиям СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 "Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов", Статьи 47 "Воздушного кодекса Российской Федерации" от 19.03.1997 N 60-ФЗ (ред. от 30.04.2021) и Статьи 51 Градостроительного кодекса Российской Федерации" от 29.12.2004 N 190-ФЗ (ред. от 30.04.2021). Кроме того, **НЕОБХОДИМО** приведение детального анализа по выбранному земельному участку. Вместе с тем выбранный земельный участок должен иметь значительную площадь в зависимости от мощности генерации комбинированной электростанции и находиться в республиканской собственности. Рекомендуемый объем – не менее 4 листов формата А4.

6. «Выбор источника энергии» - в данном разделе студенту **НЕОБХОДИМО** проведение детального анализа по 3 источникам возобновляемых источников энергии (ветер, солнце и гидро) с приведением графических интерпретаций, табличных данных, преимуществ и недостатков. В конце данного анализа студентом выбирается 1-2 источника энергии от ВИЭ

² Показания по выработке электроэнергии и потреблению ГСМ представлены в Приложении №2

с обоснованием данного выбора. Рекомендуемый объем – от 2 листов формата А4.

7. «Расчет мощности генерации электростанции» - в данном разделе студенту **НЕОБХОДИМО** проведение технических расчетов возможного объема производства электроэнергии с приведением графиков ежемесячной и годовой генерации электроэнергии от ВИЭ. В конце данного раздела студенту **НЕОБХОДИМО** представить установленную мощность электростанции от ВИЭ. Рекомендуемый объем – от 4 листов формата А4.

8. «Выбор силового оборудования» - в данном разделе студенту **НЕОБХОДИМО** произвести выбор генерирующего оборудования (модель солнечной панели, ветрового генератора, гидрогенератора, силового инвертора, контроллера заряда и т.д.) в зависимости от типа электростанции с указанием основных тактико-технических параметров. Рекомендуемый объем – от 4 листов формата А4.

9. «Разработка принципиальной схемы системы электроснабжения» - в данном разделе студенту **НЕОБХОДИМО** разработать принципиальную схему электроснабжения населенного пункта с подключением комбинированной электростанции к фидерам потребителей с учетом использования силовых трансформаторов, распределительных устройств, силовых шин, коммутационного оборудования и т.д. Также необходимо выполнение обзорного анализа схемы. Рекомендуемый объем – от 2 листов формата А4

10. «Выбор преобразовательного оборудования» - в данном разделе студенту **НЕОБХОДИМО** произвести выбор повышающего и понижающего силового трансформатора в целях обеспечения увеличения класса напряжения для последующей передачи по ЛЭП к потребителю с учетом определенных требований и условий в соответствии с ПУЭ 7 «Правила устройства электроустановок. Издание 7» и приведением всех технических параметров выбранного оборудования. Рекомендуемый объем – от 2 листов формата А4.

11. «Выбор оборудования ЛЭП» - в данном разделе студенту **НЕОБХОДИМО** произвести выбор типа и материала опоры ЛЭП, определить сечение и марку проводов на основании расчета экономической плотности тока и т.д. Рекомендуемый объем – от 4 листов формата А4.

12. «Расчет токов короткого замыкания» - в данном разделе студенту **НЕОБХОДИМО** произвести расчет токов короткого замыкания с помощью методов базисной мощности или удельных процедур. Рекомендуемый объем – от 10 листов формата А4.

13. «Выбор коммутационной системы» - в данном разделе студенту **НЕОБХОДИМО** произвести коммутационной системы в том числе систему релейной защиты для разработанной принципиальной схемы системы электроснабжения населенного пункта, а именно: высоковольтный выключатель, разъединитель, шины, измерительные трансформаторы (по току и напряжению) в соответствии с действующими правилами и требованиями. Рекомендуемый объем – от 15 листов формата А4.

14. «Технико-экономический расчет» - в данном разделе студенту **НЕОБХОДИМО** произвести расчет переменных и постоянных потерь электроэнергии в ЛЭП внутри системы электроснабжения населенного пункта с выведением годовых эксплуатационных издержек и минимальные приведенные затраты. Рекомендуемый объем – до 2 листов формата А4.

15. «Заключение» - в данном разделе студенту **НЕОБХОДИМО** произвести детальное описание произведенных работ в рамках курсового проекта. Рекомендуемый объем – до 1 листа формата А4.

16. «Список использованной литературы» - в данном разделе студенту **НЕОБХОДИМО** произвести детальное описание³ перечня использованной литературы в рамках выполнения курсового проекта в соответствии с ГОСТ Р 7.0.100-2018 СИБИД Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления. Рекомендуемый объем – до 1 листа формата А4.

³ Перечень использованных источников необходимо выполнить в соответствии с Приложением 3

ПЕРЕЧЕНЬ РЕКОМЕНДУЕМЫХ ДОКУМЕНТОВ

1. Статья 47 Воздушного кодекса Российской Федерации" от 19.03.1997 N 60-ФЗ (ред. от 30.04.2021).
2. Статья 51 Градостроительного кодекса Российской Федерации" от 29.12.2004 N 190-ФЗ (ред. от 30.04.2021).
3. ГОСТ 7.32-2017. МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ. Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу
4. ГОСТ Р 7.0.97-2016 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу (СИБИД). Организационно-распорядительная документация. Требования к оформлению документов (с Изменением N 1).
5. ГОСТ 7.12-93 СИБИД. Библиографическая запись. Сокращение слов на русском языке. Общие требования и правила.
6. ГОСТ 2.109-73 Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Основные требования к чертежам (с Изменениями N 1-11).
7. ГОСТ 16350-80 Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей.
8. ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».
9. ГОСТ Р 54531-2011 «Возобновляемые и альтернативные источники энергии»
10. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 "Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов".
11. ГОСТ 2.004–88 ЕСКД. Общие требования к выполнению конструкторских и технологических документов на печатающих и графических устройствах вывода ЭВМ.
12. ГОСТ 2.104–2006. ЕСКД. Основные надписи.
13. ГОСТ 2.105–95. ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.
14. ГОСТ 2.109–73*. ЕСКД. Основные требования к чертежам.

15. ГОСТ 2.301–68*. ЕСКД. Форматы. ГОСТ 2.303–68*. ЕСКД. Линии.
16. ГОСТ 2.304–81*. ЕСКД. Шрифты чертежные.
17. ГОСТ 2.316–2008. ЕСКД. Правила нанесения на чертежах надписей, технических требований и таблиц на графических документах. Общие положения.
18. ГОСТ 2.414–75*. ЕСКД. Правила выполнения чертежей жгутов кабелей и проводов.
19. ГОСТ 2.415–68*. ЕСКД. Правила выполнения чертежей изделий с электрическими обмотками.
20. ГОСТ 2.416–68*. ЕСКД. Условные изображения сердечников магнито-проводов.
21. ГОСТ 2.701–2008. ЕСКД. Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению.
22. ГОСТ 2.702–2011. ЕСКД. Правила выполнения электрических схем.
23. ГОСТ 2.705–70. ЕСКД. Правила выполнения электрических схем обмоток и изделий с обмотками.
24. ГОСТ 2.709–89. ЕСКД. Обозначения условные проводов и контактных соединений электрических элементов, оборудования и участков цепей в электрических схемах.
25. ГОСТ 2.710–81*. ЕСКД. Обозначения буквенно-цифровые в электрических схемах.
26. ГОСТ 2.721–74*. ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Обозначения общего применения.
27. ГОСТ 2.722–68*. ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Машины электрические.
28. ГОСТ 2.723–68*. ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Катушки индуктивности, дроссели, трансформаторы, автотрансформаторы и магнитные усилители.
29. ГОСТ 2.726–68. ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Токосъемники.

30. ГОСТ 2.727–68*. ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Разрядники, предохранители.
31. ГОСТ 2.728–74*. ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Резисторы, конденсаторы.
32. ГОСТ 2.729–68*. ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Приборы электроизмерительные.
33. ГОСТ 2.730–73*. ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Приборы полупроводниковые.
34. ГОСТ 2.731–81*. ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Приборы электровакуумные.
35. ГОСТ 2.732–68. ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Источники света.
36. ГОСТ 2.745–68*. ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Электронагреватели, устройства и установки электротермические.
37. ГОСТ 2.747–68*. ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Размеры условных графических обозначений.
38. ГОСТ 2.755–87. ЕСКД. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения.
39. ГОСТ 2.756–76*. ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Воспринимающая часть электромеханических устройств.
40. ГОСТ 2.767–89*. ЕСКД. Обозначения условные графические в электрических схемах. Реле защиты.
41. ГОСТ 2.768–90. ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Источники электрохимические, электротермические и тепловые.
42. ГОСТ Р 21.101-2020 НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. Система проектной документации для строительства.
43. ГОСТ 21.110-2013 СПДС. Спецификация оборудования, изделий и материалов.

44. ГОСТ 21.112–87. СПДС. Подъемно-транспортное оборудование. Условные изображения.
45. ГОСТ 21.204–93. СПДС. Условные графические обозначения и изображения элементов генеральных планов и сооружений транспорта.
46. ГОСТ 21.205–93. СПДС. Условные обозначения элементов санитарно-технических систем.
47. ГОСТ 21.206–93. СПДС. Условные обозначения трубопроводов.
48. ГОСТ 21.403–80. СПДС. Обозначения условные графические в схемах. Оборудование энергетическое.
49. ГОСТ 21.404–85. СПДС. Автоматизация технологических процессов.
50. ГОСТ 21.501-2018 Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации архитектурных и конструктивных решений.
51. ГОСТ 21.508–93. СПДС. Правила выполнения рабочей документации генеральных планов предприятий, сооружений и жилищно-гражданских объектов.
52. ГОСТ 21.601–79*. СПДС. Водопровод и канализация. Рабочие чертежи.
53. ГОСТ 21.602-2016 Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации систем отопления, вентиляции и кондиционирования.
54. ГОСТ 21.605–82*. СПДС. Сети тепловые (теплотехническая часть). Рабочие чертежи.
55. ГОСТ 21.607–82. СПДС. Электрическое освещение территории промышленных предприятий. Рабочие чертежи.
56. ГОСТ 21.608–84. СПДС. Внутреннее электрическое освещение. Рабочие чертежи.
57. ГОСТ 21.609–83. СПДС. Газоснабжение. Внутренние устройства. Рабочие чертежи.

58. ГОСТ 21.611–85. СПДС. Централизованное управление энергоснабжением. Условные графические и буквенные обозначения вида и содержания информации.
59. ГОСТ 21.613–88. СПДС. Силовое электрооборудование. Рабочие чертежи.
60. ГОСТ 21.210-2014. Система проектной документации для строительства. Условные графические изображения электрооборудования и проводок на планах.

РАЗДЕЛ 1. ОБЗОР НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Дефицит природных источников энергии побуждает ученых всех стран задуматься о поисках альтернативных видов энергии. К таким относятся нетрадиционные возобновляемые источники энергии – установки и устройства, использующие энергию ветра, солнца, биомасс, геотермальную энергию, а также тепловые насосы, использующие низко-потенциальное тепло, содержащееся в приземных слоях воздуха, воды, верхних слоях Земли и промышленных выбросах [1].

Нетрадиционная энергетика в России может эффективно использоваться для энергоснабжения потребителей, прежде всего в районах, не охваченных централизованным энергоснабжением. К этим зонам относятся обширные территории России, в которых проживает около 20 млн. чел., а также отдаленные районы Крайнего Севера, Сибири и Дальнего Востока и сельские районы в центральной части страны (Архангельская, Вологодская, Кировская, Ярославская и некоторые другие области) [2].

Таким образом, основными видами нетрадиционных источников энергии являются:

1. Геотермальная энергия.
2. Ветровая энергия.
3. Солнечная энергия.
4. Малая гидроэнергетика.

В целях электроснабжения малых и отдаленных потребителей активно эксплуатируются автономные объекты генерации, такие как:

1. Дизель-генераторные установки.
2. Газотурбинные установки.
3. Солнечные электростанции мощности от 2 кВт.
4. Ветровые электростанции мощности от 2 кВт.
5. Комбинированные электростанции [2].

Таким образом, становится наиболее актуальным и приоритетным рассмотрение и анализ возможности комбинации нескольких источников энергии в целях создания малогабаритных комбинированных электростанций для электроснабжения не только малых потребителей, но и потребителей II категории надежности электроснабжения (фабрики, производственные предприятия, заводы и т.д.). Как правило, наиболее отличительным параметром объектов II категории надежности электроснабжения является обязательное присутствие дополнительного источника электроэнергии и возможностью ручного включения. Дополнительным источником энергии могут являть дизель-генераторные установки, газотурбинные установки и комбинированные электростанции с использованием нетрадиционных источников энергии [3].

Основными возможными комбинациями внутри возобновляемых источников энергии с учетом возможности подключения к традиционным источникам энергии являются:

1. Солнце + Ветер.
2. Солнце + Дизель.
3. Ветер + Дизель.
4. Солнце + Ветер + Дизель.
5. Малая гидроэнергетика + Солнце + Ветер.
6. Малая гидроэнергетика + Солнце.
7. Малая гидроэнергетика + Ветер.
8. Биогазовые установки + дизель [4].

Также по практике эксплуатации комбинированных электростанций в условиях Российской Федерации при процессах проектирования, строительства, монтажа, наладки и эксплуатации применяется следующие пропорции по источникам производства электроэнергии:

- 65% от удельной мощности генерации из традиционного источника энергии + 35% от удельной мощности генерации из нетрадиционного источника энергии [5].

- 70% от удельной мощности генерации из традиционного источника энергии + 30% от удельной мощности генерации из нетрадиционного источника энергии [6].

Данное требование применяется для потребителей II и III категории надежности электроснабжения в условиях северных субъектов Российской Федерации [7].

Вслед за этим представляется краткое описание видов нетрадиционных источников энергии.

Геотермальная энергетика.

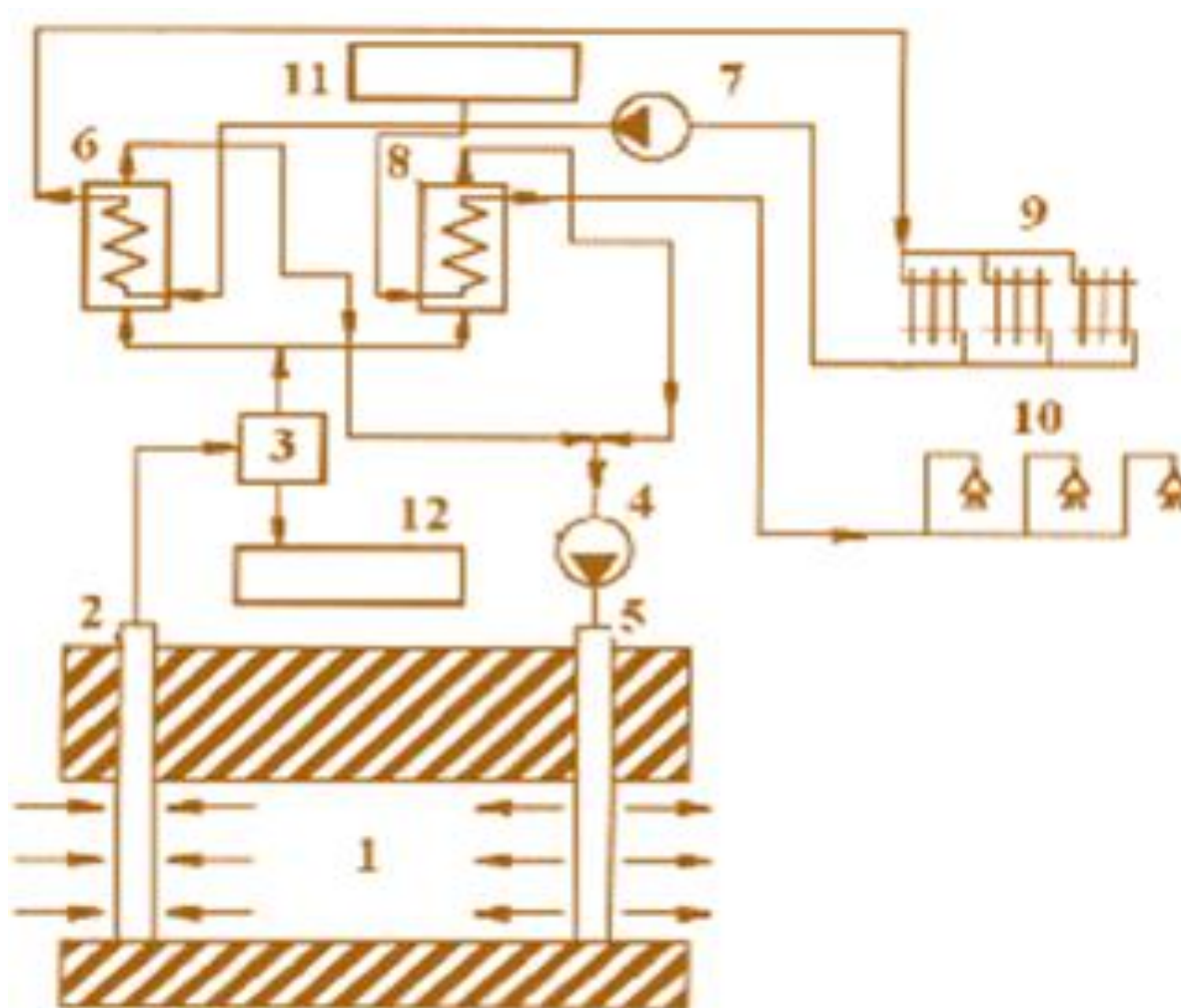
Выражение «геотермальная энергия» буквально означает, что это энергия тепла Земли («гео» – земля, «термальная» – тепловая). Основным источником этой энергии служит постоянный поток теплоты из раскаленных недр, направленный к поверхности Земли. Земная кора получает теплоту в результате трения ядра, радиоактивного распада элементов (подобно торию и урану), химических реакций. Постоянные времени этих процессов настолько велики относительно времени существования Земли, что невозможно оценить, увеличивается или уменьшается ее температура.

В 2004 г. в мире суммарная мощность геотермальных электростанций составила около 9 млн. кВт, а геотермальных систем теплоснабжения – около 20 млн. кВт (тепловых). По прогнозам мощность геоТЭС может составить около 20 млн. кВт, а выработка электроэнергии – 120 млрд. кВт*ч.

Различают пять основных типов получения геотермальной энергии:

- нормальное поверхностное тепло Земли на глубине от нескольких десятков до сотен метров.
- гидротермальные системы, то есть резервуары горячей или теплой воды, в большинстве случаев самовыливной.
- парогидротермальные системы – месторождения пара и самовыливной пароводяной смеси.
- петрогеотермальные зоны или теплота сухих горных пород.
- магма (нагретые до 1300°C расплавленные горные породы) [8].

В этой связи на рисунке 1.1 представляется структурная схема геотермальной тепловой электростанции.



1 – подземный коллектор; 2 – приемная скважина; 3 – газшламоотделитель; 4 – нагнетательный насос; 5 – нагнетательная скважина; 6 – теплообменник системы отопления; 7 – насос системы отопления; 8 – теплообменник системы горячего водоснабжения; 9 – отопительная система; 10 – система горячего водоснабжения; 11 – источник воды горячего водоснабжения; 12 – система утилизации газов и шламов.

Рисунок 1.1 – Схема геотермального теплоснабжения с использованием агрессивных геотермальных вод

Также на рисунке 1.2 представляется карта геотермальных ресурсов России с указанием наиболее возможных мест установки и эксплуатации.

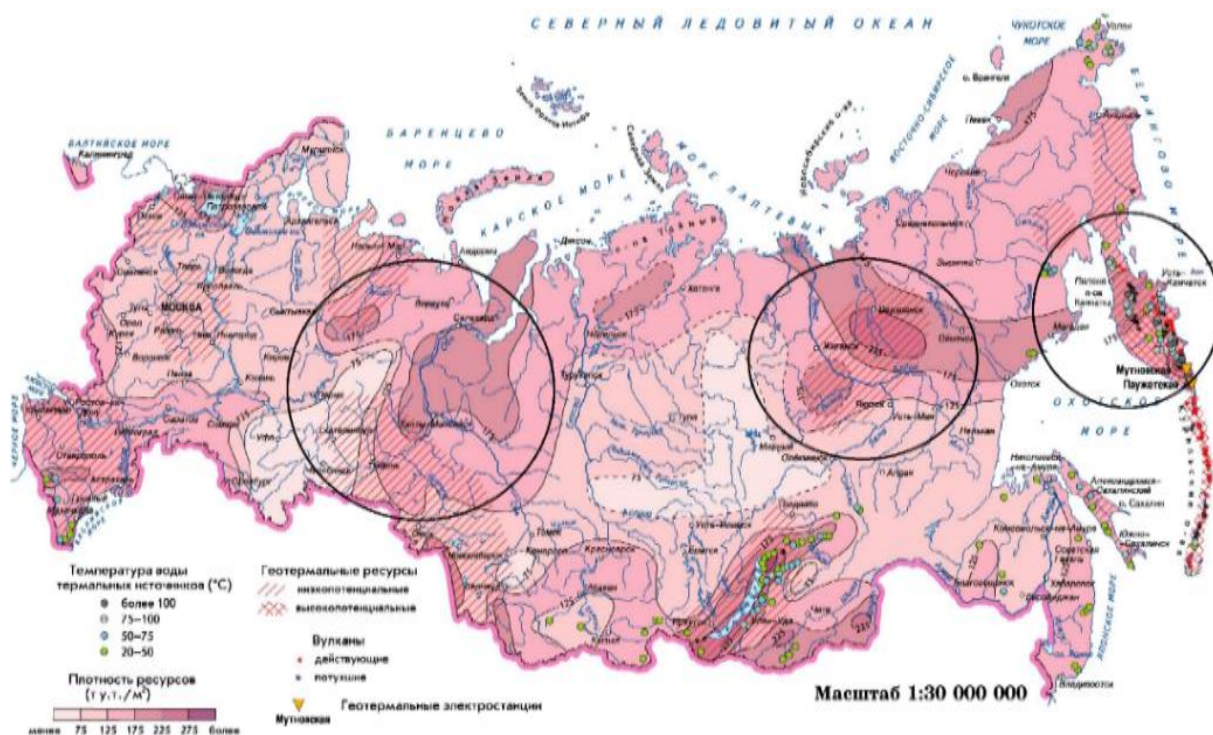


Рисунок 1.2 – Карта геотермальных ресурсов России

При проведении наглядного изучения вышеуказанной карты замечается, что возможными местами строительства геотермальных станции на территории России являются полуостров Камчатка, северная часть Дальнего Востока России и Уральская часть России. Однако в данных территориях низкая плотность населения и, следовательно, низкое потребление электроэнергии с учетом низкого уровня транспортной инфраструктуры.

Представляется краткий анализ геотермальных станций с учетом основных преимуществ и недостатков данного источника энергии.

Основные преимущества – экологическая безвредность производства электро- и теплоэнергии, значительный потенциал производства, относительно низкие эксплуатационные расходы при условии постоянного субсидирования со стороны государства, устойчивые режим производства энергии, незначительные габариты объектов геотермальной станции и низкое звуковое загрязнение окружающей среды.

Основные недостатки – небольшая география использования на фоне немногочисленности возможных источников геотермальной энергии,

значительное потребление пресной воды с учетом применения очистительных фильтров, высокие капитальные затраты при процедурах проектирования стадий «П» и «Р» с учетом проведения геологических, экологических, геодезических и гидрометеорологических инженерных изысканий, дороговизна проведения строительно-монтажных работ в особенности бурения глубоких скважин и высокий риск быстрого истощения геотермальных ресурсов извлечения тепловой энергии [9].

Таким образом, проектирование, строительство, монтаж, наладка и эксплуатация геотермальных электростанций имеют значительные преимущества и недостатки и в основном данный вид электростанции применяется в ограниченном количестве с учетом высоких капитальных затрат.

Ветровая энергия.

Ветроэнергетика (wind power) – отрасль энергетики, связанная с разработкой методов и средств преобразования энергии ветра в механическую, тепловую или электрическую энергию. Ветроэнергетике присущи все преимущества, характерные для альтернативной энергетики в целом (экологическая чистота, возобновляемость, низкие эксплуатационные затраты) [10].

В целях определения характеристик ветра, используемых в ветровой энергетике, используются следующие термины:

1. Среднегодовая скорость ветра (average annual wind speed) – средняя скорость ветра за год в конкретной местности, определяемая для заданной высоты над уровнем земной поверхности.
2. Распределение скоростей ветра (wind distribution) – функция статистической закономерности частот вариаций скоростей ветра за определенный период времени, аппроксимирующая статистические данные наблюдений.
3. Роза скоростей ветра (wind rose) – векторная диаграмма, характеризующая режим ветра в данном пункте, с длинами лучей,

расходящихся от центра в разных направлениях относительно стран света, пропорциональными повторяемости скоростей ветра для этих направлений.

4. Роза энергии ветра (wind energy rose) – векторная диаграмма, характеризующая распределение удельной мощности ветра по направлениям за определенный период времени, с длинами лучей, расходящихся от центра в разных направлениях относительно стран света, пропорциональными удельной мощности ветра [11].

На рисунке 1.3 представляется структурная схема ветровой электростанции, предназначенная потребителя III категории надежности электроснабжения.

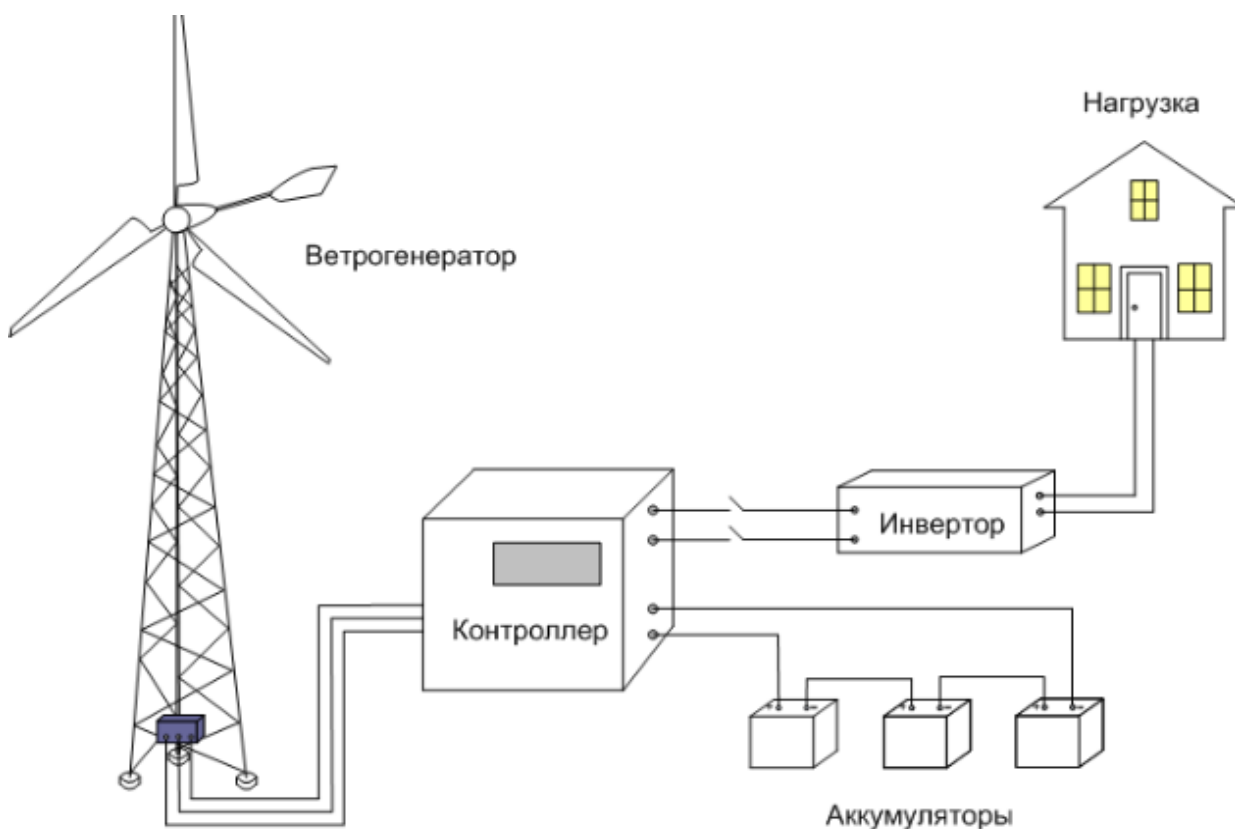


Рисунок 1.3 – Общая схема работы ветровой электростанции

Ветровая электростанция функционирует по одному основному принципу: преобразует линейную скорость ветра в угловую скорость вращения оси ветрогенератора. Генератор ветроэлектростанции преобразует вращательное движение в электроэнергию [12].

Направленный поток воздуха вращает лопасти ротора. Эффективность ветровой электростанции увеличивается с появлением новых материалов и систем трёхмерного проектирования. Затем ротор передает вращение на генератор, который подает выработанное электричество через контроллер на аккумуляторы (система накопления электроэнергии).

Инвертор преобразует электричество в переменный ток в основном 220/380 Вольт, которое пригодно для электроснабжения малых потребителей к примеру частного дома.

Представляется краткий анализ ветровых электростанций с учетом основных преимуществ и недостатков данного источника энергии.

Основные преимущества – отсутствие химического загрязнения окружающей среды, использование возобновляемых источников энергии, которые являются неисчерпаемыми, полная возможность использования территории ветровой электростанции для нужд сельского хозяйства, минимальные потери при передаче электроэнергии к потребителю с учетом высокого КПД генератора и ротора установки, простота в эксплуатации, низкие эксплуатационные затраты [13].

Основные недостатки – высокие капитальные затраты (1 кВт удельной мощности составит от 200 000 рублей), высокая зависимость генерации от скорости ветра, звуковое загрязнение окружающей среды при удельной мощности от 50 кВт, угроза для птиц, возможное искажение сетей интернет и телевидения [10].

Таким образом, проектирование, строительство, монтаж, наладка и эксплуатация ветровых электростанций имеют значительные преимущества и относительно небольшие недостатки и данный вид электростанции вполне возможно эффективно эксплуатировать для объектов автономной генерации при малой мощности потребления.

Солнечная энергетика.

Солнечная энергетика — направление альтернативной энергетики, основанное на непосредственном использовании солнечного излучения для

получения энергии в каком-либо виде. Солнечная энергетика использует возобновляемый источник энергии и является «экологически чистой», то есть не производящей вредных отходов во время активной фазы использования. Производство энергии с помощью солнечных электростанций хорошо согласовывается с концепцией распределённого производства энергии [14].

Генерация солнечной энергии для питания потребителей производится в солнечных электростанциях с помощью солнечных панелей, систем накопления энергии, преобразователей и инверторов.

Солнечные электростанции (СЭС) – это комплект оборудования, состоящий из одного или нескольких солнечных модулей и комплектующих (аккумуляторов, преобразователей, контроллеров и прочих). Установки предназначены для получения электроэнергии из солнечных лучей с ее последующим резервированием или подачей в сеть [15].

На рисунке 1.4 представляется простейшая схема солнечной электростанции, предназначенная для электроснабжения малых потребителей.

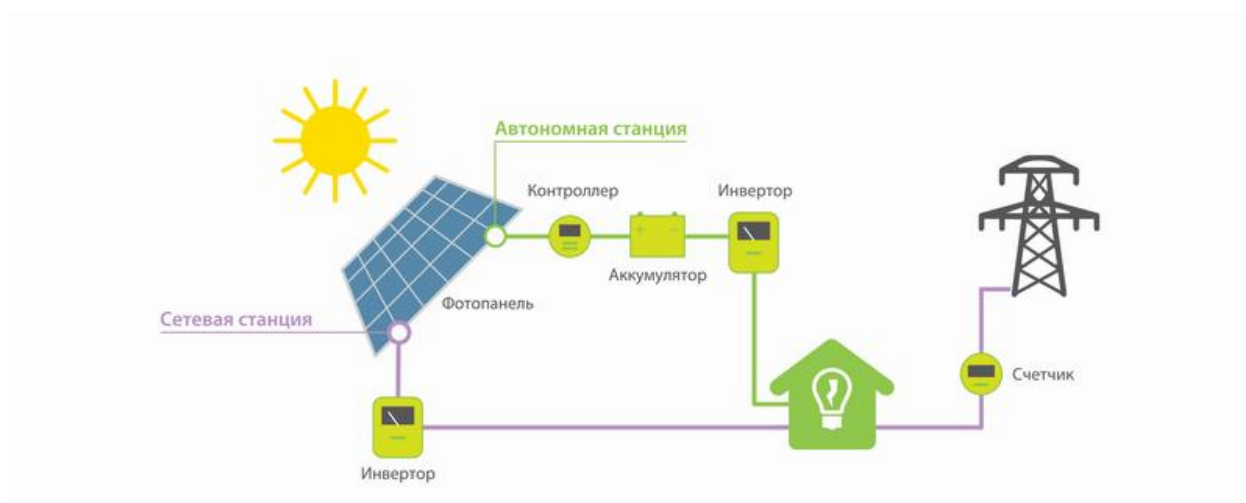


Рисунок 1.4 – Схема солнечной электростанции.

Фотоэлектрические лучи попадают в фотоэлектрические панели, которые в основном направлены под углом 45° градусов к горизонту относительно земной поверхности в целях увеличения вероятности перпендикулярного попадания солнечных лучей в панели. Также в

зависимости от времени года изменяется данный угол в пределах 30^0 - 44^0 градусов к горизонту [16]. Солнечная энергия, попавшая в панели, преобразуются в электрическую энергию и поступают в контроллер заряда в целях последующего преобразования с переменной на постоянный ток в основном под напряжением 220 Вольт. После преобразования в контроллере заряда электроэнергия поступает в систему накопления энергии (аккумуляторы) в основном при напряжении 12 Вольт с обязательной частотой тока 50 Гц [17]. При достаточном количестве заряда в системе накопления энергии подается питание в инвертор для подачи электроэнергии к потребителю. В инверторе электроэнергия преобразуется в переменный ток под напряжением 220-230 Вольт, как правило, для малых потребителей с частотой тока 50 Гц при абсолютной погрешности $\pm 0,2$ Гц [18].

Представляется краткий анализ ветровых электростанций с учетом основных преимуществ и недостатков данного источника энергии.

Основные преимущества – использование неиссякаемого источника энергии, высокий потенциал солнечной энергии, постоянство параметров освещенности от солнечного сияния, отсутствие вредного воздействия на окружающую среду и звукового загрязнения, обширная область применения, высокий потенциал для внедрения инновационных технологий [19].

Основные недостатки – высокие капитальные затраты (1 кВт удельной мощности составит от 150 000 рублей), отсутствие генерации при дождливой погоде и ночном времени суток, применение дорогостоящих компонентов и комплектующих и малая плотность генерации [20].

Таким образом, проектирование, строительство, монтаж, наладка и эксплуатация солнечных электростанций имеют значительные преимущества и относительно небольшие недостатки и данный вид электростанции вполне возможно эффективно эксплуатировать для объектов автономной генерации при малой мощности потребления с учетом значительной возможности внедрения инновационных технологий.

Малая гидроэнергетика.

Малые и микроГЭС - объекты малой гидроэнергетики. Эта часть энергопроизводства занимается использованием энергии водных ресурсов и гидравлических систем с помощью гидроэнергетических установок малой мощности (от 1 до 3000 кВт). Малая энергетика получила развитие в мире в последние десятилетия, в основном из-за стремления избежать экологического ущерба, наносимого водохранилищами крупных ГЭС, из-за возможности обеспечить энергоснабжение в труднодоступных и изолированных районах, а также, из-за небольших капитальных затрат при строительстве станций и быстрого возврата вложенных средств (в пределах 5 лет).

Гидроэлектростанции малой мощности – это оборудование, которое основано на гидроэнергетических установках мощностью от 1 до 3000 кВт. Установки для малой гидроэнергетики классифицируют по мощности на:

- оборудование для мини ГЭС мощностью до 100 кВт.
- оборудование для микроГЭС мощностью до 1 МВт.

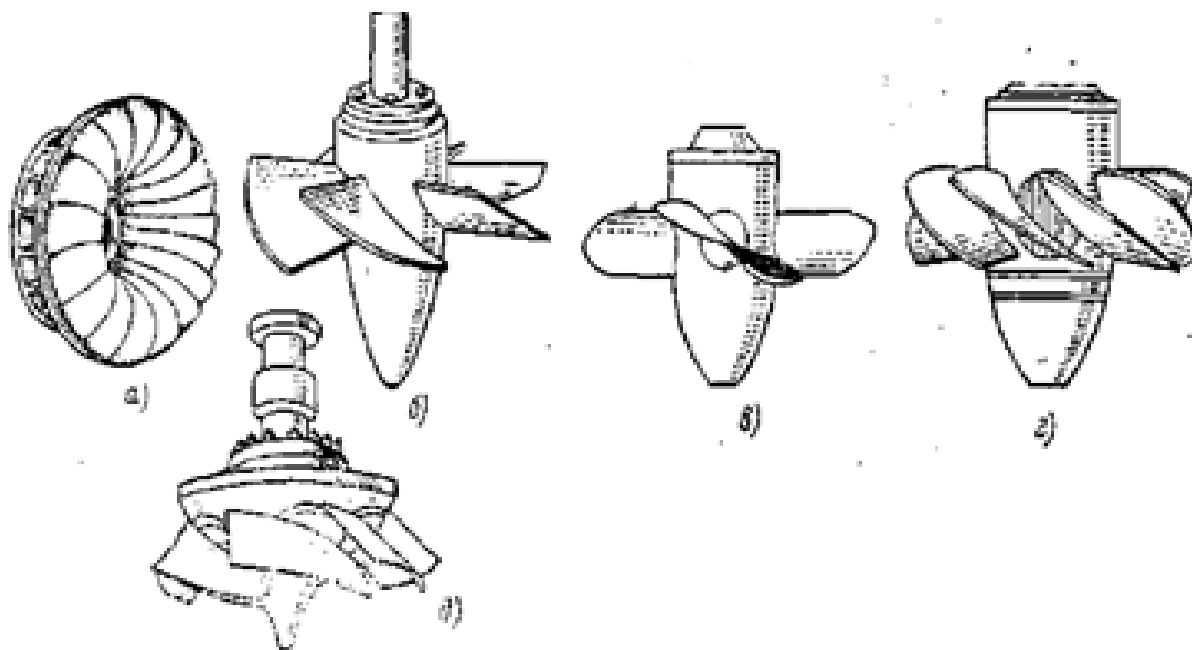
Конструкция малой ГЭС базируется на гидроагрегате, который включает в себя энергоблок, водозаборное устройство и элементы управления. В зависимости от того, какие гидроресурсы используются малыми гидростанциями, их делят на несколько категорий:

- русловые или приплотинные станции с небольшими водохранилищами.
- стационарные мини ГЭС, использующие энергию свободного течения рек.
- ГЭС, использующие существующие перепады уровней воды на различных объектах водного хозяйства.
- мобильные мини ГЭС в контейнерах, с применением в качестве напорной деривации пластиковых труб или гибких армированных рукавов [21].

Основой для малой гидростанции является гидроагрегат, который, в свою очередь, базируется на турбине того или иного вида. Существуют следующие виды гидротурбин:

- Пропеллерные.
- Радиально-осевые.
- Поворотно-лопастной.
- Двухперевой.
- Диагональный.

На рисунке 1.5 представляется внешний вид вышеуказанных видов гидротурбин.



а) – радиально-осевой, б) – пропеллерный, в) – поворотно-лопастной, г) – двухперевой, д) – диагональный

Рисунок 1.5 – Виды гидротурбин

Также ГЭС классифицируются и в зависимости максимального использования напора воды на:

1. высоконапорные — более 60 м.
2. средненапорные — от 25 м.
3. низконапорные — от 3 до 25 м.

От того, какой напор воды использует малая гидроэлектростанция, различаются и виды применяемых в оборудовании турбин. Ковшовые и радиально-осевые турбины разработаны для высоконапорных ГЭС.

Поворотно-лопастные и радиально-осевые турбины применяются на средненапорных станциях. На низконапорных ГЭС устанавливают в основном поворотно-лопастные турбины в железобетонных камерах [22].

Также на рисунке 1.6 представляется общая схема малой гидроэлектростанции плотинного типа.



Рисунок 1.6 – Общая схема малой гидроэлектростанции

Технологический цикл генерации малой гидроэлектростанции описывается следующим образом:

1. Из водохранилища через затвор и плотину подается вода под напором не менее 10 метров.
2. Поступившая вода из водохранилища направляется в турбину для приведения ее в движение.
3. При активном движении турбины с помощью ротора создается электромагнитное поле в генераторе, что и дает выработку электроэнергии.

4. Полученная электроэнергия направляется для преобразования в трансформатор с последующим распределением электричества в линию электропередачи в целях электроснабжения потребителей.

Общий (теоретический) гидроэнергетический потенциал рек России оценивается в 2 900 млрд кВт*ч в год, в том числе гидропотенциал крупных и средних рек — 2 400 млрд кВт*ч. Технически возможный к использованию гидропотенциал оценивается в 1 670 млрд кВт*ч (без малых рек), экономически целесообразный к использованию — в 850 млрд кВт*ч. Размещение гидропотенциала по территории страны неравномерно, где 80 % экономического потенциала приходится на восточную часть Российской Федерации и 20 % — на европейскую часть Российской Федерации. Также степень освоения экономического гидроэнергетического потенциала составляет около 20 %, в том числе на Дальнем Востоке России – более 6% соответственно. В этой связи на рисунке 1.7 представляется карта гидроэнергетического потенциала России, которая рассчитывается по баллам эффективности от 1 до 100 [23].

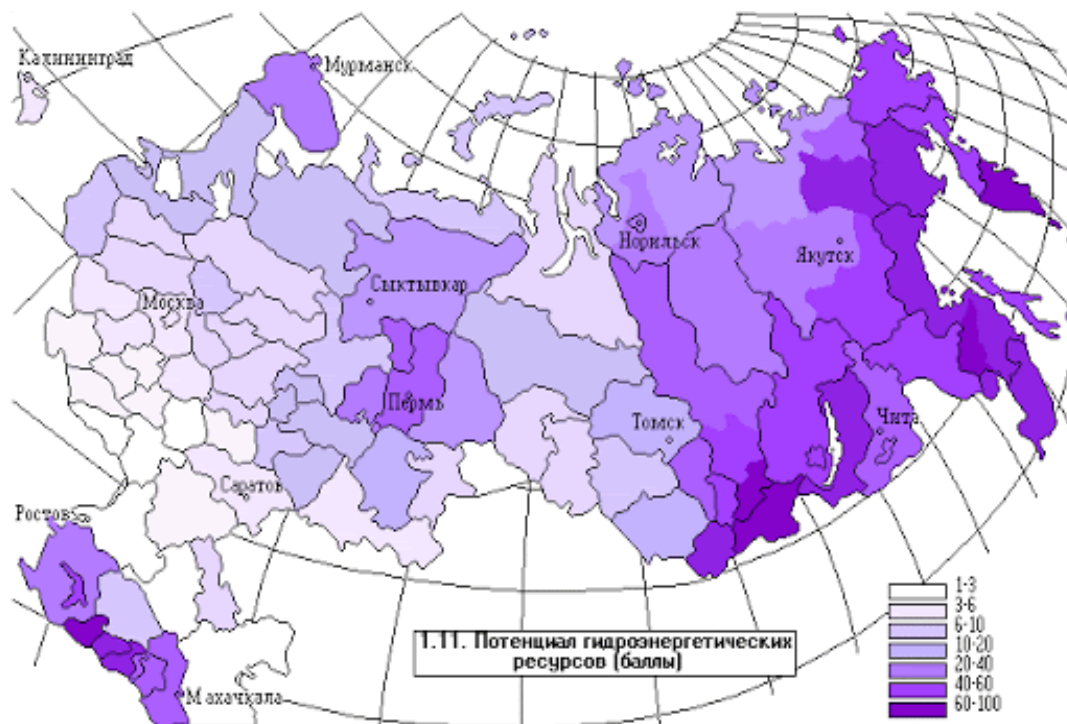


Рисунок 1.7 – Карта гидроэнергетического потенциала России по баллам.

Наиболее целесообразными местами эксплуатации объектов гидроэнергетики являются Закавказская, Сибирская и Дальневосточная части России, где показатель эффективности составляет не менее 60-80 баллов.

Представляется краткий анализ малых ГЭС с учетом основных преимуществ и недостатков данного источника энергии.

Основные преимущества – высокий показатель бесперебойности электроснабжения, стабильность показателей водного потока, отсутствие вредного воздействия на окружающую среду и возможность передачи электроэнергии на производство тепла.

Основные недостатки – высокие капитальные затраты (1 кВт установленной мощности составит от 300 000 рублей), высокие технические требования к конструкции плотины, периодичность параметра водного стока в зависимости от времени года, высокие требования к напору воды (не менее 10,00 метров) и значительные требования по проведению всех типов инженерных изысканий.

Таким образом, проектирование, строительство, монтаж, наладка и эксплуатация малых гидроэлектростанций имеют преимущества и значительные недостатки на фоне высоких капитальных затрат, непостоянности водного потока в зависимости от времени года и высоким требованиям к проектированию и проведению всех типов инженерных изысканий [24].

Обзор по нетрадиционным источникам энергии показывает, что в настоящий момент существуют разнообразные виды и способы получения электроэнергии. Однако опыт и практика эксплуатации объектов нетрадиционных источников энергии показывает, что наиболее рациональными, эффективными и востребованными являются ветровая и солнечная энергетика с возможностью параллельной генерации электроэнергии с последующим созданием комбинированных электростанций для потребителей III категории надежности электроснабжения с приоритетом на Дальневосточные регионы Российской Федерации, где активно

функционируют децентрализованные системы электроснабжения и существуют приемлемые точки в целях создания комбинированного электроснабжения для потребителей различного уровня.

РАЗДЕЛ 2. СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Для генерации электроэнергии от солнечной энергии в основном применяются фотоэлектрические элементы, представленный на рисунке 2.1.

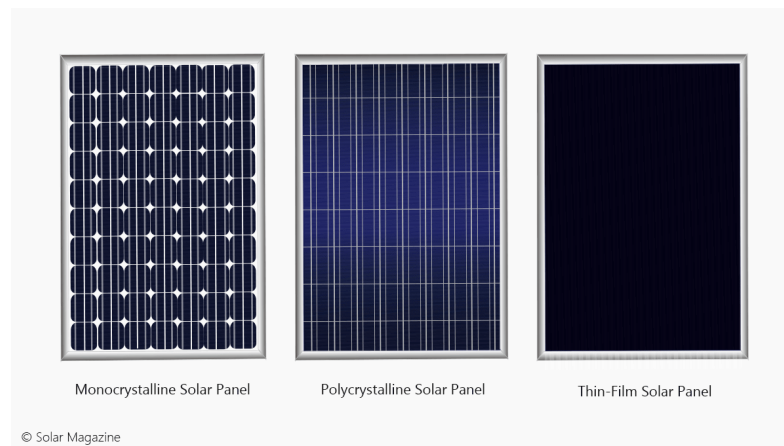


Рисунок 2.1 – Общий вид фотоэлектрических панелей (монокристаллический, поликристаллический и аморфный)

Более детальное описание фотоэлектрической панели представляется на рисунке 2.2.

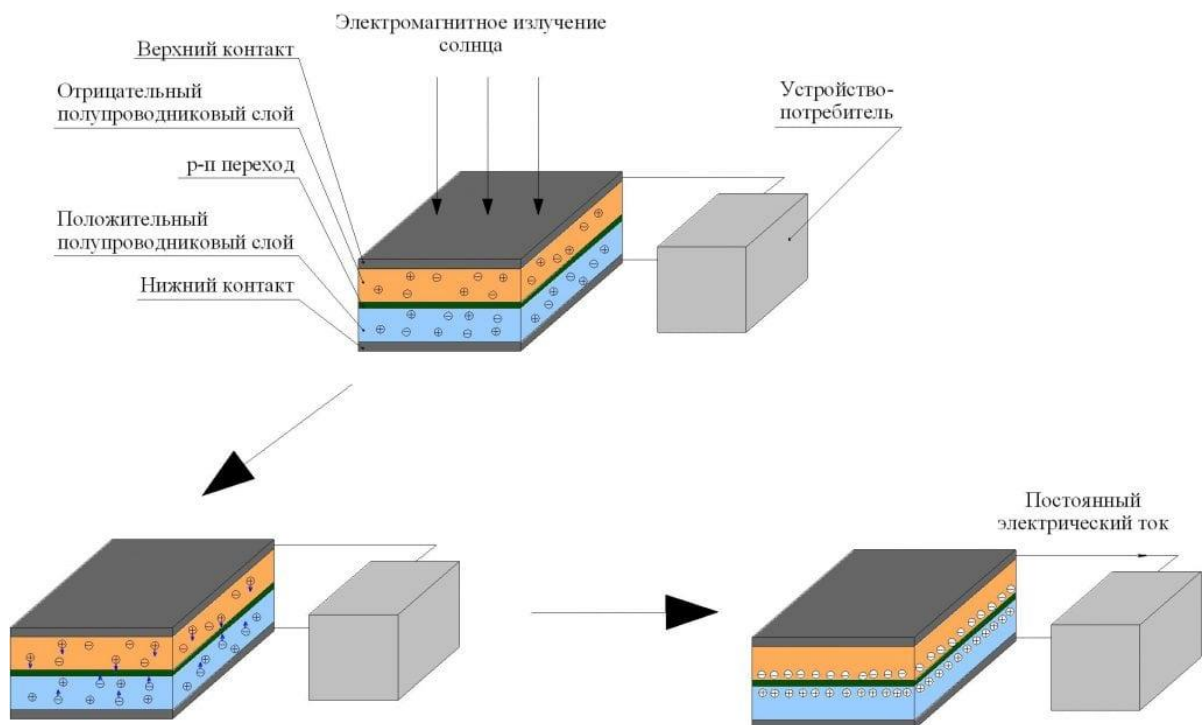


Рисунок 2.2 – Общая структура фотоэлектрической панели с приведением комплектующих внутренней части

Далее представляется формула расчета фотоэлектрических панелей:

$$P_{\text{сп}} = E_{\text{п}} * K * \frac{P_{\text{инс}}}{E_{\text{инс}}} \quad (1)$$

где $P_{\text{сп}}$ – мощность фотоэлектрической панели, Вт; $E_{\text{п}}$ – суточное количество энергии, необходимой для питания всех потребителей, Вт; K – коэффициент потерь, 1,2-1,4; $P_{\text{инс}}$ – мощность инсоляции на земной поверхности на 1 м², 1 кВт/м²; $E_{\text{инс}}$ – табличное значение среднемесячной инсоляции в данном регионе, кВт*ч/м², представленное на рисунке 2.3.

	Солнечная инсоляция, кВт*ч/м ₂	Оптимальный угол наклона, °
Январь	1,65	77
Февраль	1,78	75
Март	3,41	62
Апрель	4,86	45
Май	5,38	24
Июнь	5,64	16
Июль	5,60	21
Август	4,40	34
Сентябрь	3,15	54
Октябрь	2,24	71
Ноябрь	1,09	83
Декабрь	1,45	85
Среднее за год	3,38	53,9

Рисунок 2.3 – Таблица показателя солнечной инсоляции в г. Якутске по информации NASA

Учитывая вышеуказанный рисунок 2.3, отмечается, что угол наклона фотоэлектрической панели относительно поверхности земли необходимо изменять ежемесячно в целях повышения объема выработки электроэнергии.

Также необходимо учесть формулу расчета вырабатываемой энергии солнечными батареями:

$$E_v = \frac{E_{инс} * P_{сп}}{P_{инс} * K} \quad (2)$$

где $E_{инс}$ – табличное значение среднемесячной инсоляции в данном регионе, $кВт*ч/м^2$; E_v – вырабатываемая энергия фотоэлектрическими панелями, $Вт**ч/сутки$; $P_{сп}$ – мощность фотоэлектрической панели, $Вт$; $P_{инс}$ – мощность инсоляции на земной поверхности на $1 м^2$, $1 кВт/м^2$; K – коэффициент потерь на заряд-разряд аккумуляторов, преобразование постоянного напряжения в переменное, обычно принимают равным 1,2.

На рисунке 1.4 представляется общая схема комплектующих солнечной электростанции.



Рисунок 2.4 – Общая схема подключения солнечной электростанции

2.1 Показатели общих потерь солнечной электростанции

Однако одним из необходимых условий является учет общих потерь энергии при преобразовании солнечного излучения в фотоэлектрической системе, которые включают в себя:

- потери в проводах – 1%.
- потери в [инверторе](#) – 3-7%.
- потери связанные с ростом температуры фотоэлементов – 4-8%.
- потери в процессе работы солнечной батареи в период низкого уровня солнечного излучения – 1-3%.
- потери связанные с [затенением](#) и загрязнением солнечных батарей – 1-3% (в случае неоптимального ориентирования эти потери могут быть значительно выше).
- потери шунтирующих диодов – 0,5%.

При оптимальной компоновке оборудования эффективность солнечной системы в 85% считается очень хорошей. На практике возможны случаи, когда общие потери могут достигать значения 25-30 % из-за плохого качества оборудования или неправильного подбора компонентов системы и других факторов.

2.2. Основные закономерности и определения системы накопления энергии

В соответствии с рисунком 2.4 одним из главных комплектующих солнечной электростанции является система накопления энергии, состоящее из группы соединений силовых аккумуляторов. В связи с этим на рисунке 2.5 представляется общий вид системы накопления энергии из литий-ионовых аккумуляторов.



Рисунок 2.5 – Общий вид системы накопления энергии из Li-ion-ых аккумуляторов

На примере существующих объектов солнечной энергетически на территории нашего региона предприятия АО «Сахаэнерго» эксплуатируются в основном свинцовые и гелиевые аккумуляторы, служба работы которых составляет 2-4 года по факту. Также необходимо отметить, что система накопления энергии должна размещаться в отапливаемых помещениях, где температура помещения должно составлять не менее 15,00 °C. В этой связи на рисунке 2.6 представляется прямая зависимость емкости системы накопления энергии от температуры хранения на примере аккумулятора Delta DTM 12200L.

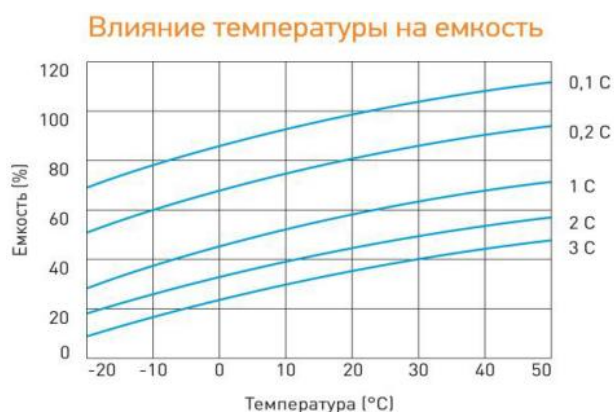


Рисунок 2.6 – Влияние температуры на емкость аккумулятора Delta DTM 12200L

Вместе с тем существуют определенные практические закономерности расчета системы накопления энергии, представленные на следующих формулах.

$$Q_0 = \frac{\sum P_{\text{сут}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}} * K}$$

где $\sum P_{\text{сут}}$ – это суммарное суточное потребление электроэнергии, Вт*ч; Q_0 – общая (суммарная) емкость система накопления энергии (силовых аккумуляторов), А*ч; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение выдаваемое инвертором из солнечной электростанции для питания нужд потребителя, Вольт; K – K – коэффициент потерь на заряд-разряд аккумуляторов, преобразование постоянного напряжения в переменное, обычно принимают равным 1,2.

РАЗДЕЛ 3. ВЕТРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Для генерации электроэнергии от ветровой энергии в основном применяются ветровые генераторы, представленные на рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 – Общая классификация ветровых генераторов (вертикальные и горизонтальные)

Более детальное описание горизонтального ветрогенератора представляется на рисунке 3.2.

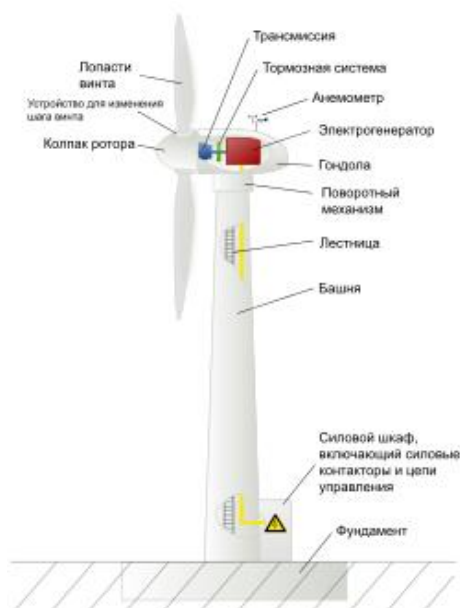


Рисунок 3.2 – Структура горизонтального ветрогенератора с приведением комплектующих внутренней части

Далее представляется формула расчета удельной мощности ветрового потока:

$$N_{\text{ветр}} = \frac{\rho * V^3}{2} \quad (1)$$

где $N_{\text{ветр}}$ – мощность ветрового потока, Вт; ρ – плотность воздуха, кг/м³; V – скорость ветра, м/с, величина которой представлена на рисунке 3.3.

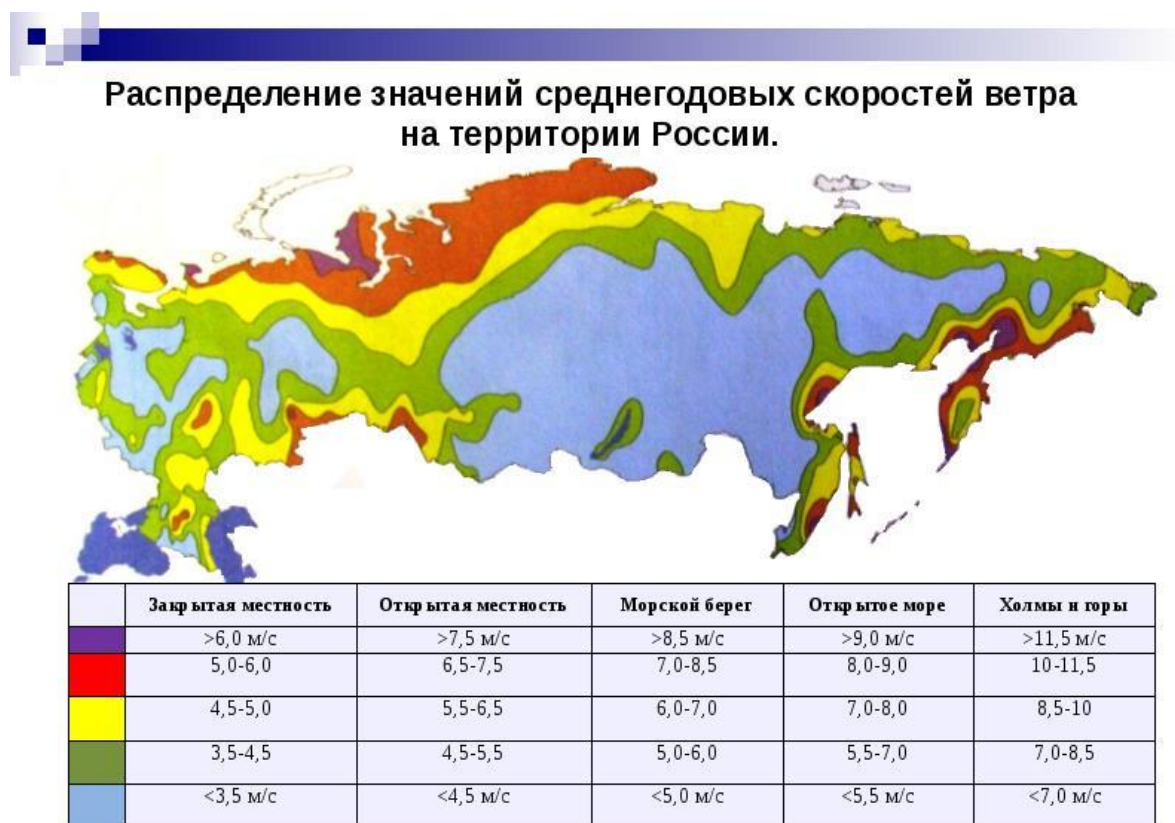


Рисунок 3.3 – Таблица показателя среднегодовой скорости ветра на территории России

На основании вышеуказанного рисунка 3.3 необходимо учитывать характер местности, где непосредственно устанавливается ветрогенератор.

Также необходимо учесть расчет реальной мощности ветрогенератора с учетом потерь при преобразовании энергии ветра в механическую, в самом ветроколесе, потерь на трение в подшипниках и затрат энергии на собственные нужды:

$$N = \frac{\pi * D^2}{4} * \frac{\rho * V^3}{2} * \eta_{\text{вэу}} \quad (2)$$

где N – реальная мощность ветрогенератора, Вт; D – диаметр лопасти ветрогенератора, м; ρ – фактическая плотность воздуха, кг/м³; V – скорость ветра; $\eta_{\text{вэу}}$ – действительный коэффициент мощности, принимается – 0,4.

На рисунке 3.4 представляется общая схема комплектующих солнечной электростанции.



Рисунок 3.4 – Общая схема подключения ветровой электростанции

3.1. Показатели общих потерь ветровой электростанции

Однако одним из необходимых условий является учет общих потерь энергии при преобразовании скорости ветра в ветровой системе, которые включают в себя:

- потери в проводах – 1%.
- потери в инверторе – 3-7%.
- потери шунтирующих диодов – 0,5%.
- потери изменении условий окружающей среды.

При оптимальной компоновке оборудования эффективность ветровой системы в 85% считается очень хорошей. На практике возможны случаи, когда общие потери могут достигать значения 25-30 % из-за плохого качества оборудования или неправильного подбора компонентов системы и других

факторов.

3.2. Основные закономерности и определения системы накопления энергии

В соответствии с рисунком 3.4 одним из главных комплектующих солнечной электростанции является система накопления энергии, состоящее из группы соединений силовых аккумуляторов. В связи с этим на рисунке 3.5 представляется общий вид системы накопления энергии из литий-ионовых аккумуляторов.



Рисунок 3.5 – Общий вид системы накопления энергии из Li-ion-ых аккумуляторов

На примере существующих объектов солнечной энергетически на территории нашего региона предприятия АО «Сахаэнерго» эксплуатируются в основном свинцовые и гелиевые аккумуляторы, служба работы которых составляет 2-4 года по факту. Также необходимо отметить, что система накопления энергии должна размещаться в отапливаемых помещениях, где температура помещения должно составлять не менее 15,00⁰С. В этой связи на рисунке 3.6 представляется прямая зависимость емкости системы накопления энергии от температуры хранения на примере аккумулятора Delta DTM 12200L.

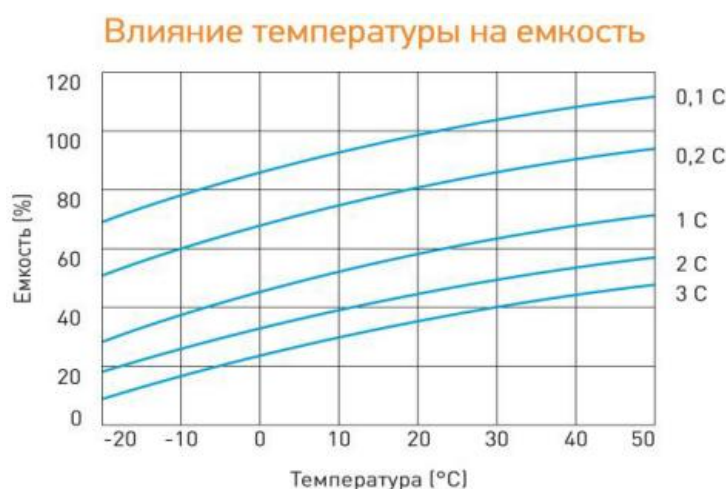


Рисунок 3.6 – Влияние температуры на емкость аккумулятора Delta DTM 12200L

Вместе с тем существуют определенные практические закономерности расчета системы накопления энергии, представленные на следующих формулах.

$$Q_0 = \frac{\sum P_{\text{сут}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}} * K}$$

где $\sum P_{\text{сут}}$ – это суммарное суточное потребление электроэнергии, Вт*ч;
 Q_0 – общая (суммарная) емкость система накопления энергии (силовых аккумуляторов), А*ч; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение выдаваемое инвертором из солнечной электростанции для питания нужд потребителя,

Вольт; $K - K$ – коэффициент потерь на заряд-разряд аккумуляторов, преобразование постоянного напряжения в переменное, обычно принимают равным 1,2.

3.3. Изменение плотности воздуха

Плотность воздуха (ρ) изменяется в зависимости от температуры окружающей среды (T) и влажности воздуха (ϕ), где в программе дисциплины «Тепломассообмен» существуют определенные физико-математические зависимости, которые представляются в следующих формулах [16].

$$P_{\text{нас}} = 6,1078 * 10^{\frac{7,5*(271,15+T)-2048,625}{(271,15-35,85)}}$$

где $P_{\text{нас}}$ – давление насыщенного пара, Па; T – температура воздуха, град. $^{\circ}\text{C}$.

$$P_{\text{н}} = P_{\text{нас}} * \frac{\phi}{100}$$

где $P_{\text{н}}$ – давление водяного пара, Па; ϕ – относительная влажность воздуха, %.

$$P_{\text{в}} = P_{\text{атм}} - P_{\text{н}}$$

где $P_{\text{в}}$ – парциальное давление воздуха, Па; $P_{\text{атм}}$ – атмосферное давление, Па ($\approx 101325,00$ Па).

$$\rho = \frac{\left(\frac{P_{\text{н}}}{287,058} + \frac{P_{\text{в}}}{461,495}\right)}{271,15 + T}$$

где ρ – расчетная плотность воздуха, кг/м^3 .

Непосредственно измеряются фактические показатели напряжения ($U_{\text{ВЭУ}}$) и силы тока ($I_{\text{ВЭУ}}$) ветрогенератора посредством использования мультиметра и скорость ветра посредством использования анемометра.




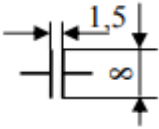




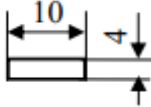
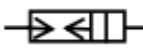
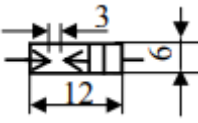
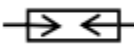

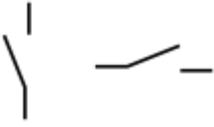
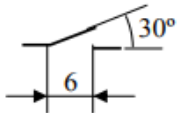
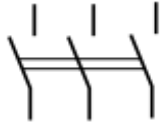
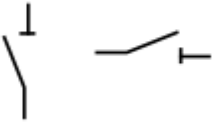
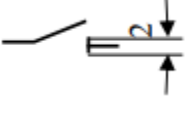
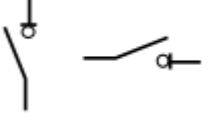
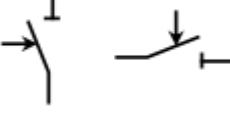
РАЗДЕЛ 4. УСЛОВНО-ГРАФИЧЕСКИЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМАХ

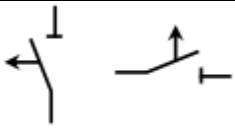
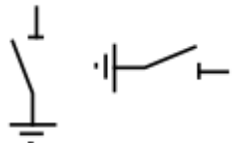

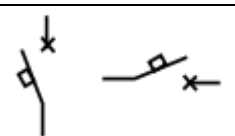
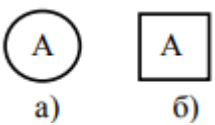
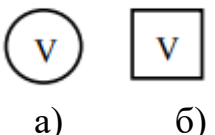
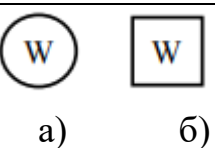
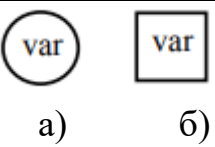
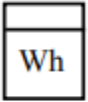
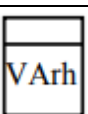

4.1 Обозначения элементов в электрических схемах

В данном разделе представлены основные условно-графические обозначения элементов системы электроснабжения с приведением графических интерпретаций в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Условно- графические обозначения элементов системы электроснабжения.

Наименование	Обозначение		Размеры в мм
	Графическое	Буквенное	
Двухобмоточный силовой трансформатор		Т	Диаметр – 10, длина стрелки – 20, угол наклона – 45°
Автотрансформатор		АТ	-
Трехобмоточный силовой трансформатор		Т	-
Силовой трехфазный двухобмоточный с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН)		Т	-
Трансформатор тока		ТА	Диаметр окружности – 10, радиус дуг – 2,5.
Трансформатор напряжения		ТВ	Диаметр окружности – 10, расстояние между центрами окружностей – 6
Кабельная линия		КЛ	-

Токоограничивающий реактор		LR	Диаметр – 12 мм
Сдвоенный реактор		LR	-
Батарея конденсаторная силовая		CB	
Генератор		Г (G)	Диаметр окружности – 10. Для основных элементов схемы размеры увеличивать в 2 раза.
Синхронный компенсатор		GS	-
Электродвигатель		M	-
Ограничитель перенапряжения		ОПН (FV)	
Разрядник вентильный		FV	
Разрядник трубчатый		FV	-
Плавкий предохранитель		FU	-
Рубильник		QS или SA	
Рубильник, выключатель низковольтный трехполюсный		-	-
Разъединитель		QS	
Выключатель нагрузки		QW	-
Короткозамыкатель		QN	-

Отделитель одностороннего действия		QR	
Заземляющий нож		QSG	
Заземление		-	-
Автоматический выключатель		QF	-
Амперметр: А – показывающий Б – регистрирующий		PA	Диаметр – 10; квадрат 10×10
Вольтметр: А – показывающий Б – регистрирующий		PV	Диаметр – 10; квадрат 10×10
Ваттметр: А – показывающий Б – регистрирующий		PW	-
Варметр: А – показывающий Б – регистрирующий		PVA	-
Счетчик активной энергии		PI	-
Счетчик реактивной энергии		PK	-
Линия проводки		Л	-

4.2 Пример схемы электрических соединений в системе электроснабжения

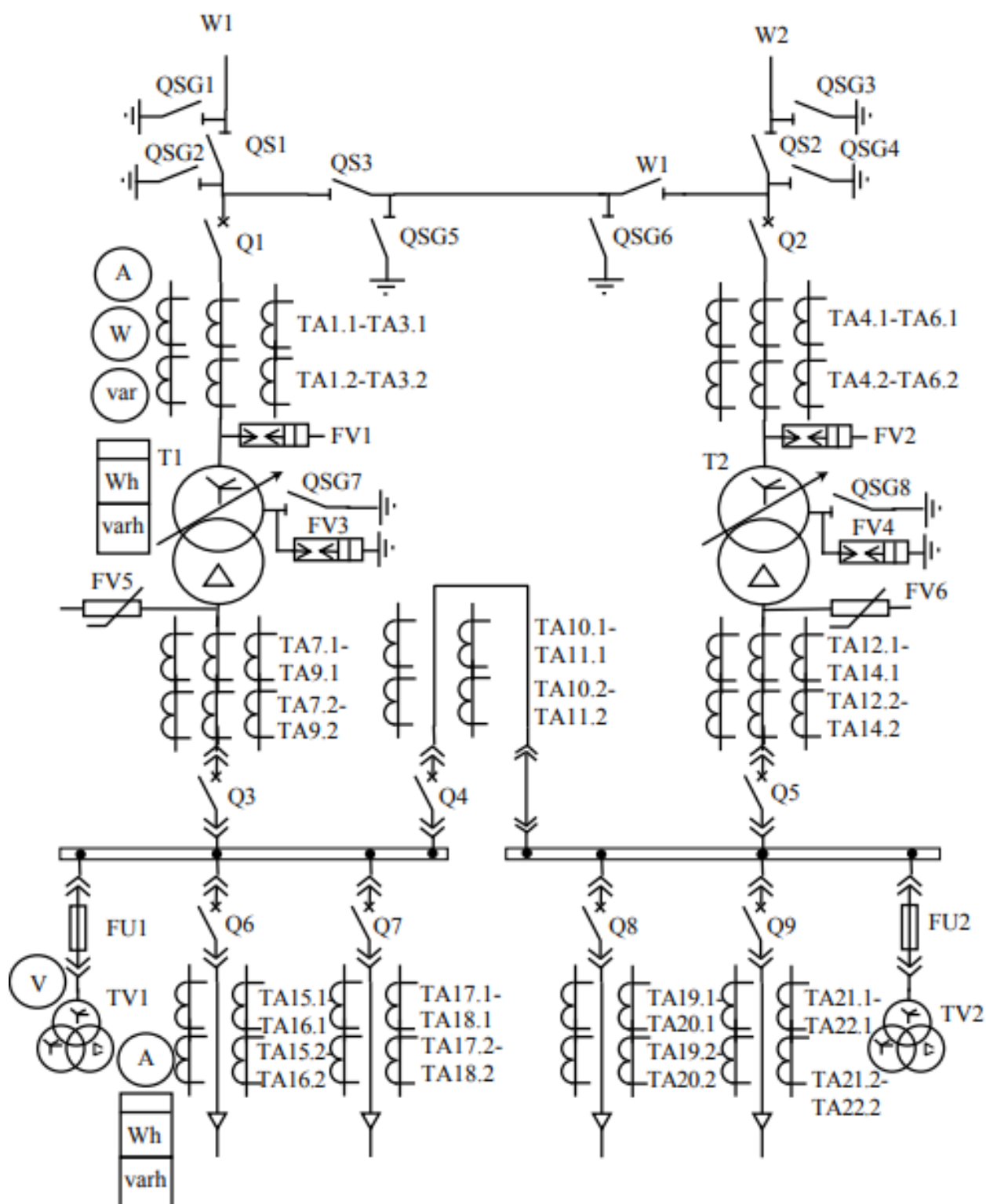


Рис. 4.1 Принципиальная однолинейная электрическая схема подстанции 110/10 кВ

РАЗДЕЛ 5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ ВЫШЕ 1 КВ

В электроустановках напряжением выше 1000В при расчёте токов КЗ учитывают индуктивные сопротивления генераторов, синхронных компенсаторов, синхронных и асинхронных двигателей, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий. Активные сопротивления следует учитывать только для воздушных линий с проводами малых площадей сечений и стальными проводами, а также для протяжённых кабельных сетей малых сечений с большим активным сопротивлением.

5.1 Расчет токов трехфазного короткого замыкания в системах бесконечно большей мощности (Метод базисной мощности)

Под электрической системой неограниченной мощности следует понимать такую относительно мощную систему, напряжение на шинах которой при КЗ практически не изменяется.

В практических расчётах за систему с неограниченной мощностью принимают такую, для которой выполняются условия:

$$\sum X_{\text{расч. (ист. пит.)}} \leq 0,1 * Z_{\text{рез. (цепи КЗ)}}$$

Также за систему неограниченной мощности принимают участок системы электроснабжения, электрически значительно удалённый от генерирующих источников:

$$Z_{*\text{рез(цепи КЗ)}} \geq 3$$

Удалённая от расчётной точки КЗ часть электроэнергетической системы (большая удалённость от генерирующих источников энергии – наличие трансформаций и соединительных элементов с большими сопротивлениями)

представляется в виде источника энергии с неизменной по амплитуде ЭДС и результирующим эквивалентным индуктивным сопротивлением. ЭДС этого источника следует принимать равным среднему номинальному напряжению сети, связывающей удалённую и остальную часть электроэнергетической системы, а его результирующее эквивалентное сопротивление X_c определяется, исходя из известного тока от системы при КЗ ($I_{кз} = I_c$) в какой-либо узловой точке сети:

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} * I_c}$$

где X_c – эквивалентное сопротивление, Ом; $U_{\text{ср.ном}}$ – номинальное напряжение сети, В; I_c – номинальный ток в сети, А.

Если для этой сети в качестве базисного напряжения принято соответствующее среднее номинальное напряжение, то в относительных единицах имеем:

$$X_{*c} = \frac{I_b}{I_c}$$

где X_{*c} – эквивалентное сопротивление, о.е.; I_b – базисный ток, А; I_c – номинальный ток в сети, А.

Расчёт токов трёхфазного КЗ при питании от системы неограниченной мощности производится в следующей последовательности:

1. По расчётной схеме составляется схема замещения.

Расчётная схема для определения токов КЗ представляет собой схему в однолинейном исполнении, в которую введены генераторы, компенсаторы, синхронные и асинхронные двигатели, оказывающие влияние на ток КЗ, а также элементы систем электроснабжения (линии, трансформаторы, реакторы и т. д.), связывающие источники электроэнергии с местом КЗ.

На расчётной схеме показывают расчётные точки КЗ, выбор которых

зависит от цели расчётов токов КЗ. На схеме замещения все элементы цепи КЗ заменены индуктивными сопротивлениями (в сетях до 1000В – индуктивными и активными) и соединены в той последовательности, которая имеется на расчётной схеме, при этом трансформаторные связи заменяются электрическими. Элементы систем электроснабжения, связывающие источники электроэнергии с местом КЗ, вводят в схему замещения сопротивлениями, а источники электроэнергии – сопротивлениями и ЭДС. Сопротивления и ЭДС схемы замещения должны быть приведены к одной ступени напряжения (основная ступень). В практических расчётах за основную ступень удобно принимать ступень, где определяются токи КЗ. На схеме замещения каждое сопротивление имеет цифровое обозначение в виде дроби: в числителе – порядковый номер сопротивления, а в знаменателе – расчётное значение его. Параметры элементов схемы замещения можно выражать в именованных или относительных единицах.

Обычно в сетях напряжением выше 1кВ применяют для расчёта токов КЗ относительные единицы, а в сетях до 1000В – именованные единицы.

При составлении схемы замещения в относительных единицах значения ЭДС и сопротивлений элементов схемы выражают в долях выбранных значений базовых величин ($E_* X_*$).

2. Принимаются базисные условия.

В качестве базовых величин принимаются базовая (базисная) мощность S_b и базовое (базисное) напряжение U_b . За базисную мощность принимается суммарная мощность генераторов (если мощности генераторов известны), мощность короткого замыкания на входе СЭС или принимается $S_b = 100$ МВА ($S_b = 1000$ МВА) при неизвестной мощности генераторов.

Для основной ступени, для которой производится расчёт токов короткого замыкания принимается $U_b = U_{ср}$.

Среднее значение напряжения ступени электрической цепи $U_{ср}$ берётся на 5% выше номинального напряжения сети:

$$U_{cp} = 0,23; 0,4; 0,525; 0,69; 3,15; 6,3; 10,5; 15,75; 21; 37 \text{ кВ}$$

Тогда базисные (базовые) токи и сопротивления на основной ступени определяются по выражениям (МВ·А, кВ, кА, Ом):

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_{cp}}; \quad X_6 = \frac{U_6}{\sqrt{3} * I_6} = \frac{U_{cp} * \sqrt{3} * U_{cp}}{\sqrt{3} * S_6} = \frac{U_{cp}^2}{S_6}$$

где S_6 – базисная мощность, ВА; U_{cp} – среднее напряжение, В; I_6 – базисный ток, А.

3. Определяются значения сопротивлений отдельных элементов цепи КЗ (по формулам и паспортным данным или по справочным данным) в именованных единицах или относительных единицах, приведённых к базисным условиям.

4. Определяется результирующие сопротивления цепи КЗ путём преобразования схемы замещения и приведения её к одному результирующему сопротивлению ($X_{*рез(цепи КЗ)}$ или $Z_{*рез(цепи КЗ)}$).

5. Находится отношение сопротивлений источников питания $\Sigma X_{расч.ИП}$ к полному результирующему сопротивлению цепи КЗ $Z_{рез.(цепи КЗ)}$ по значению отношения определяется вид системы (неограниченная или ограниченная) и алгоритм дальнейшего расчёта.

6. Определяется результирующие сопротивления цепи КЗ с учётом мощности системы (если базисная мощность не равна суммарной мощности генераторов системы электроснабжения).

7. Определяются необходимые значения токов КЗ.

Для проверки аппаратуры системы электроснабжения необходимо, как правило, определить следующие значения токов для режима КЗ:

- ток I'' – действующее значение сверхпереходного периодического тока в начальный момент КЗ;

- токи $I_{0,1}$, $I_{0,2}$ – действующее значение периодических токов соответственно через 0,1сек и через 0,2сек после начала процесса КЗ;
- ток I_{∞} – действующее значение установившегося периодического тока при КЗ;
- ток i_y – ударный ток;
- ток I_y – наибольшее действующее значение тока КЗ за первый период от начала процесса КЗ.

В процессе КЗ при питании от системы неограниченной мощности напряжение на шинах электростанции считается неизменным в любой момент времени КЗ. Тогда и значения периодических токов КЗ в любой момент времени КЗ остаются постоянными.

Токи КЗ в этом случае определяются по формуле:

$$I_{KЗ} = I'' = I_{0,1} = I_{0,2} = I_{\infty} = \frac{I_{\delta}}{X_{*рез}} = \frac{I_{\delta}}{Z_{*рез}}$$

Мощность КЗ определится:

$$S_{KЗ} = \frac{S_{\delta}}{X_{*рез}} = \frac{S_{\delta}}{Z_{*рез}}, \quad S_{KЗ} = \sqrt{3} \cdot U_{\delta} \cdot I_{KЗ}.$$

5.2 Расчёт ударного тока при коротком замыкании

Ударным током называют наибольшее возможное мгновенное значение тока короткого замыкания. Ударный ток определяется по формуле:

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I''.$$

Коэффициент k_y называется ударным коэффициентом. Значение ударного коэффициента зависит от постоянной времени цепи КЗ T_a , которая

в свою очередь определяется отношением индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ. Значение ударного коэффициента в общем случае следует определять по формуле:

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,5 \cdot \pi + \varphi_k}{X_{рез.КЗ} / R_{рез.КЗ}}} = 1 + e^{-\frac{0,5 \cdot \pi + \varphi_k}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot T_a}} = 1 + e^{-0,01 \cdot \frac{0,5 \cdot \pi + \varphi_k}{\pi \cdot T_a}},$$

где $T_a = \frac{L_k}{R_k} = \frac{X_k}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot R_k} = \frac{X_{рез.КЗ}}{314 \cdot R_{рез.КЗ}}, \text{ с.}; \quad \varphi_k = \arctg\left(\frac{X_{рез.КЗ}}{R_{рез.КЗ}}\right), \text{ рад.}$

В тех случаях, когда $\frac{X_{рез.КЗ}}{R_{рез.КЗ}} \geq 5$, ударный коэффициент допустимо определять по формуле:

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}.$$

Значение ударного коэффициента зависит от характера сопротивления цепи КЗ (изменяется в пределах: $1 \leq k_y < 2$). При КЗ на зажимах генераторов ударный коэффициент $k_y \approx 2$ (на выводах турбогенератора $k_y = 1,91$). В цепях электроустановок напряжением выше 1кВ с преобладанием индуктивного сопротивления (в тех случаях, когда не учитывается активное сопротивление) ударный коэффициент принимается равным 1,8. В сетях до 1000В из-за значительного активного сопротивления элементов происходит быстрое затухание апериодической составляющей тока КЗ и значение у k много меньше (на шинах цеховых ТП ударный коэффициент $k_y \approx 1,3 \div 1,4$, а для более удалённых точек $k_y \approx 1$).

5.3 Учёт подпитки мест КЗ от электродвигателей

Учёт подпитки мест КЗ от синхронных или асинхронных электродвигателей производится в тех случаях, когда электродвигатели непосредственно связаны с точкой КЗ и находятся в зоне малой удалённости.

Влияние электродвигателей напряжением больше 1кВ на токи КЗ не учитывают при единичной мощности до 100 кВт, если электродвигатели

удалены от точки КЗ одной ступенью трансформации или через обмотки сдвоенного реактора. Не учитывают влияние электродвигателей на токи КЗ при любой мощности, если они удалены от места КЗ двумя или более ступенями трансформации или если ток КЗ от них может поступать к месту КЗ через элементы сети, имеющие существенное сопротивление (длинные линии, кабели, трансформаторы, реакторы и т. д.).

Периодическая составляющая тока КЗ от электродвигателя, удалённого от точки КЗ на внешнее сопротивление $X_{*внешн}$ определится:

$$I_{n0\text{двиг}} = I_{\text{двиг}}'' = \frac{E''}{X_{*двиг} + X_{*внешн}} \cdot I_{\text{б}}.$$

Если двигатели подключены к точке КЗ кабельными линиями не более 300м и отсутствуют другие элементы, начальное значение периодической составляющей тока КЗ от двигателя определяется без учёта внешнего сопротивления:

$$I_{n0\text{двиг}} = I_{\text{двиг}}'' = \frac{E''}{X_{*двиг}} \cdot I_{\text{б}} = \frac{E''}{X_d''} \cdot I_{\text{ном}}.$$

Здесь: E'' , X_d'' - сверхпереходная ЭДС и сопротивление двигателя по каталожным данным (в о.е.); $X_{*внешн}$ и $X_{*двиг}$ – внешнее сопротивление и сопротивление двигателя в относительных единицах, приведённых к базисным условиям; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток двигателя, $I_{\text{б}}$ – базисный ток.

Апериодическая составляющая и ударный ток от двигателей:

$$i_{a\text{двиг}} = \sqrt{2} \cdot I_{n0\text{двиг}} \cdot e^{-\frac{t}{T_{a\text{двиг}}}}; \quad i_{y\text{двиг}} = \kappa_{y.d} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0\text{двиг}}; \quad \kappa_{y.d} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a\text{двиг}}}}.$$

При отсутствии данных для двигателей можно принять для АД: $T_{a\text{двиг}} = 0,04\text{с}$ ($\kappa_{y.d} \approx 1,6$); для СД: $T_{a\text{двиг}} = 0,06\text{с}$ ($\kappa_{y.d} \approx 1,8$).

Результирующие значения сверхпереходного и ударного токов в случае подпитки точки КЗ от электродвигателей определяются:

$$I_{\Sigma}'' = I_{\text{сист}}'' + I_{\text{двиг}}'' ; \quad i_{y\Sigma} = i_{y \text{ сист.}} + i_{y \text{ двиг}} .$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока при сложной разветвлённой схеме замещения определяется методом наложения составляющих от каждой радиальной ветви схемы замещения или путем преобразования схемы замещения относительно точки КЗ к простейшему виду и определения результирующей эквивалентной ЭДС ($E''_{*ЭК}$) и результирующего эквивалентного сопротивления ($X_{*ЭК}$):

$$I_{n0} = \frac{E''_{*ЭК}}{X_{*ЭК}} \cdot I_{\delta} ,$$

I_{δ} – базисный ток той ступени напряжения сети, на которой находится расчётная точка КЗ.

5.4 Расчёт токов двухфазного короткого замыкания

Двухфазное короткое замыкание является несимметричным КЗ. Для расчёта токов при двухфазном КЗ применяется метод симметричных составляющих. На основании метода симметричных составляющих несимметричное двухфазное КЗ заменяется условно симметричным, т.е. приводится к трёхфазным КЗ для всех последовательностей. Особенностью двухфазного КЗ является отсутствие составляющих нулевой последовательности.

Для динамических потребителей (электродвигателей и электрогенераторов) сопротивления прямой и обратной последовательностей

имеют разные значения, для остальных элементов системы электроснабжения они равны. Тогда на основании метода симметричных составляющих для двухфазного КЗ без учёта динамических потребителей имеем равенство результирующих сопротивлений цепи КЗ для прямой (при трёхфазном КЗ) и обратной последовательностей:

$$X_{*1\text{рез.}}^{(3)} = X_{*2\text{рез.}}^{(2)} = X_{*\text{рез.}(цепиКЗ)}.$$

Значение сверхпереходного тока при двухфазном КЗ определится:

$$I^{(2)} = I_{\kappa}^{(2)} = \frac{E''^{(2)}}{2 \cdot X_{*\text{рез.}(цепиКЗ)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot E''^{(3)}}{2 \cdot X_{*\text{рез.}(цепиКЗ)}},$$

где $X_{*\text{рез.}(цепиКЗ)}$ – результирующее сопротивление цепи КЗ, найденное для трёхфазного КЗ, $E''^{(2)}$ – сверхпереходная междуфазная ЭДС (линейная ЭДС), $E''^{(3)}$ – сверхпереходная фазная ЭДС.

Значение сверхпереходного тока при трёхфазном КЗ в этой же точке системы электроснабжения определится:

$$I^{(3)} = I_{\kappa}^{(3)} = \frac{E''^{(3)}}{\sqrt{3} \cdot X_{*\text{рез.}(цепиКЗ)}} = \frac{E''^{(3)}}{X_{*\text{рез.}(цепиКЗ)}}.$$

Отношение значений сверхпереходного и ударного токов при двухфазном КЗ к значениям токов при трёхфазном КЗ равно:

$$\frac{I^{(2)}}{I^{(3)}} = \frac{i_y^{(2)}}{i_y^{(3)}} = \frac{\sqrt{3}}{2} = 0,866.$$

Таким образом, сверхпереходный ток и ударный ток при трёхфазном КЗ в $\frac{2}{\sqrt{3}} = 1,155$ раза больше значений токов при двухфазном КЗ.

При КЗ в удалённой точке ($X_{*расч}^{(3)} \geq 3$) имеем: $I_{\infty} = I''$. Тогда величина установившегося тока КЗ при двухфазном КЗ в удалённой точке определится: $I_{\infty}^{(2)} = \sqrt{3}/2 \cdot I_{\infty}^{(3)} = 0,866 \cdot I_{\infty}^{(3)}$.

Экспериментально установлено, что установившийся ток при двухфазном КЗ на генераторном напряжении электростанции всегда больше, чем при трёхфазном КЗ ($I_{\infty}^{(2)} > I_{\infty}^{(3)}$) в силу влияния реакции статора генератора, а при сопротивлении $X_{*расч}^{(3)} = 0,6$ имеет место равенство: ($I_{\infty}^{(2)} = I_{\infty}^{(3)}$).

Таким образом, при расчётах токов КЗ со значением расчётного сопротивления цепи КЗ $X_{*расч}^{(3)} > 0,6$ находят установившийся ток при трёхфазном КЗ ($I_{\infty}^{(2)} < I_{\infty}^{(3)}$), а при $X_{*расч}^{(3)} < 0,6$ определяют установившийся ток двухфазного КЗ ($I_{\infty}^{(2)} > I_{\infty}^{(3)}$).

Для определения установившегося тока двухфазного КЗ при питании от системы с ограниченной мощностью пользуются теми же расчётными кривыми затухания, что и для определения токов при трёхфазном КЗ. По оси сопротивлений откладывают значение $2 \cdot X_{*расч}^{(3)}$ и для этого значения по кривой при $t = \infty$ определяют относительное значение установившегося периодического тока трёхфазного КЗ $I_{*\infty}^{(3)}$.

Относительное значение установившегося периодического тока двухфазного КЗ в именованных единицах определится:

$$I_{\infty}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot I_{*\infty}^{(3)} \cdot I_{\delta}.$$

РАЗДЕЛ 6. ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

6.1 Выбор требуемого числа трансформаторов

Обычно на подстанции выбирают один или два трансформатора. При этом однотрансформаторные подстанции выбирают:

- для питания электроприемников, допускающих питание только от одного нерезервированного источника (электроприемников III категории);
- для питания электроприемников любых категорий через замкнутые сети, подключенные к двум или нескольким подстанциям (или через незамкнутые сети, связанные между собой резервными линиями).

Два трансформатора устанавливают на подстанциях, питающих электроприемники I или II категории и не имеющих на вторичном напряжении связи с другими подстанциями.

Чтобы оба трансформатора могли надежно резервировать друг друга, их запитывают от независимых источников по не зависящим друг от друга линиям. Ввиду того, что взаимное резервирование трансформаторов должно быть равнозначным, их выбирают одинаковой мощности.

Главные понизительные подстанции (ГПП) предприятий, как правило, сооружают двухтрансформаторными.

Необходимость в большем числе трансформаторов встречается редко.

В соответствии с /1/, /2/ и /6/ однотрансформаторные подстанции рекомендуется применять при наличии в цехе электроприемников, допускающих перерыв электроснабжения на время доставки «складского» резерва, или при резервировании, осуществляемом по линиям низшего напряжения от соседних ТП, т.е. они допустимы для потребителей III и II категорий, а также при наличии в сети 380-660 В небольшого количества (до 20%) потребителей I категории.

Двухтрансформаторные подстанции рекомендуется применять в следующих случаях:

- при преобладании потребителей I категории и наличии потребителей особой группы (последним необходим третий источник);
- для сосредоточенной цеховой нагрузки и отдельно стоящих объектов общезаводского назначения (компрессорные и насосные подстанции);
- для цехов с высокой удельной плотностью нагрузок (выше 0,5-0,7 кВА/м²).

6.2 Выбор конструктивного исполнения трансформаторов

По конструктивному исполнению трансформаторы делят на масляные, заполненные синтетическими жидкостями и сухие [3]. Первые из них обладают хорошим отводом тепла от обмоток и сердечника, хорошей диэлектрической пропиткой изоляции, надежной защитой активных частей от воздействия окружающей среды, дешевизной. Их недостаток - возможность возникновения пожара, взрыва или выброса продуктов разложения масла при случайном повреждении изоляции, приводящая к дуговому короткому замыканию (КЗ) внутри бака трансформатора, особенно при отказе или неправильном срабатывании защиты. Поэтому такие трансформаторы используют для наружной установки или для установки в специальных трансформаторных помещениях подстанций.

Если трансформаторы должны устанавливаться внутри цеха в целях приближения ТП к центру электрических нагрузок, то по соображениям пожарной безопасности используют сухие (безмасляные) трансформаторы. Условия охлаждения таких трансформаторов хуже, чем у масляных, поэтому плотность тока в их обмотках меньше, а габариты, расход активных материалов и стоимость соответственно больше. Следовательно, выбор типа трансформатора (масляного или сухого) является технико-экономической задачей.

В сухих трансформаторах используют различные изоляционные материалы. Наиболее надежной считается литая изоляция из затвердевающих

синтетических смол и, обычно на две трети, кварцевого порошкового заполнителя.

Сухие трансформаторы повышенной пожарной безопасности выпускаются шведской фирмой «Мора трансформер». Их номинальная мощность от 50 до 5000 кВА. Благодаря воздушно-стекловолоконной витковой изоляции и керамическим опорно-изоляционным конструкциям количество сгораемых веществ в них сокращено до 0,9 - 1,6 процента от общей массы трансформатора. Самостоятельное горение таких трансформаторов невозможно, а тепловыделение при их сгорании в огне в 5 - 10 раз меньше, чем в случае сухих трансформаторов с литой эпоксидной изоляцией, или 40 - 80 раз меньше, чем в случае масляных трансформаторов.

Пожарная безопасность трансформатора обеспечивается и при применении синтетических негорючих заполняющих жидкостей. В настоящее время разработаны новые негорючие и при этом нетоксичные жидкости, например, тетрахлорбензилтолуол, которые пока не нашли широкого применения.

6.3 Выбор номинальных напряжений и способа регулирования вторичного напряжения трансформаторов

Для двухобмоточных трансформаторов в паспортных данных приводятся номинальные напряжения обмотки высшего и низшего напряжения

– $U_{ВН}$ и $U_{НН}$ соответственно. Для трехобмоточных – соответственно номинальные напряжения обмоток высшего, среднего и низшего напряжения - $U_{ВН}$, $U_{СН}$ и $U_{НН}$.

По способу регулирования вторичного напряжения трансформаторы делят на:

- регулируемые при помощи переключения отводов первичной обмотки при отключении трансформатора; такие трансформаторы снабжены устройством ПБВ (переключения без возбуждения);

- регулируемые под нагрузкой, т.е. при помощи переключения отводов первичной обмотки без отключения трансформатора; такие трансформаторы снабжены устройством РПН (регулирования под нагрузкой);

В первом случае возможны нечастые сезонные изменения коэффициента трансформации в пределах от -5 до +5%; обычно применяются пять ступеней переключения (-5; -2,5; 0; +2,5; +5%).

Во втором случае число ступеней больше (например, 13 ступеней в пределах от -9 до +9 % или 17 ступеней в пределах от -12 до +12%, или 19 ступеней в пределах от -16 до +16%).

Трансформатор с РПН снабжен внешним контактным устройством для автоматического переключения ступеней.

В обоих случаях нулевой отвод имеет напряжение, соответствующее $U_{ВН}$ трансформатора.

Первичное напряжение ГПП предприятий поддерживается энергосистемами настолько стабильным, что обычно необходимость применения трансформаторов с РПН отпадает.

6.4 Выбор номинальной мощности трансформаторов

Основным фактором, определяющим требуемую номинальную мощность трансформатора согласно /3/, является допустимая относительная аварийная нагрузка. По ГОСТ 14209-97 она определяется по соображениям допустимого дополнительного теплового износа изоляции трансформатора за время аварийного режима с учетом температуры охлаждающей среды, типа трансформатора и формы суточного графика нагрузки в аварийных условиях.

В зависимости от исходных данных различают два метода выбора номинальной мощности трансформаторов:

по заданному суточному графику нагрузки цеха за характерные сутки года для нормальных и аварийных режимов;

по расчетной мощности для тех же режимов.

В соответствии с ГОСТ 11920-85 и 12965-85 цеховые трансформаторы

имеют следующие номинальные мощности: 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500 кВА.

6.5 Выбор группы и схемы соединения обмоток трансформаторов

Группу соединения обмоток трансформаторов выбирают так, чтобы трансформаторы в максимально возможной степени отвечали следующим условиям:

- препятствовали возникновению высших гармоник в электрических сетях;
- выравнивали нагрузку между фазами первичной обмотки при несимметричной нагрузке вторичной обмотки;
- ограничивали сопротивление нулевой последовательности цепи КЗ в случае питания четырехпроводных сетей.

Для выполнения первого и второго условий одну обмотку трансформаторов соединяют в звезду (Y), а другую - в треугольник (Δ).

На ГПП предприятий в звезду, как правило, соединена обмотка высшего напряжения (35-220 кВ), так как это может потребоваться системой заземления нейтрали в сетях этого напряжения; обмотку низшего напряжения соединяют в треугольник. Соединение первичной обмотки в звезду облегчает, кроме того, регулирование напряжений путем переключения отводов. По этим причинам на ГПП промышленных предприятий используют преимущественно трансформаторы с группой соединения обмоток звезда-треугольник (Y/ Δ) или звезда с выведенной нейтральной точкой □ треугольник (Y0/ Δ). Такие же трансформаторы используют и на цеховых подстанциях, питающих трехпроводные сети низкого напряжения (например, сети напряжением 220 или 660 В без нейтрального проводника).

Для питания четырехпроводных сетей напряжением 220/380 или 380/660 В используют трансформаторы, у которых вторичная обмотка соединена в звезду с выведенной нейтральной точкой (Y0) или в зигзаг с

выведенной нейтральной точкой (Z_0). Для выполнения приведенных выше трех условий первичную обмотка следовало бы соединить в треугольник, и оптимальной группой соединения трансформатора была бы Δ/Y_0 ; этим же требованиям, особенно в части симметрирования, удовлетворяет также группа Y/Z_0 , используемая при номинальной мощности трансформаторов от 25 до 100 кВ·А.

Группа Y/Y_0 этими положительными свойствами не обладает и, в частности, отличается повышенным сопротивлением нулевой последовательности, что затрудняет защиту сетей от однофазных КЗ, возникающих при замыканиях на корпус и т.п. Поэтому трансформаторы с группой соединения обмоток Y/Y или Y/Y_0 в большинстве случаев не рекомендуют для питания цеховых сетей низкого напряжения.

РАЗДЕЛ 7. ВЫБОР КОММУТАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Выбор электрических аппаратов и проводников производится на основе сформулированных для них расчётных условий и данных электропромышленности о параметрах и технико-экономических характеристиках выпускаемого и осваиваемого перспективного электрооборудования.

Аппараты, шины и кабели на станциях и подстанциях выбираются по условиям длительной работы и проверяются по условиям короткого замыкания в соответствии с . Изоляция электрических аппаратов и кабелей должна соответствовать номинальному напряжению установки. При выборе аппаратов необходимо учитывать род установки (в помещении или на открытом воздухе), температуру окружающего воздуха, влажность и загрязнённость помещения и т. д.

Выбор и проверку оборудования производят по номинальным значениям тока и напряжения. Составляются таблицы сравнения расчётных и допустимых величин. При этом для обеспечения надёжной безаварийной работы расчётные величины должны быть меньше допустимых. Основными условиями выбора электрических аппаратов и токоведущих частей являются:

- условие длительного режима работы:
 - а) выбор по напряжению;
 - б) выбор по нагреву длительно протекающим номинальным током;
- условие устойчивости при протекании сквозных токов короткого замыкания:
 - а) проверка на электродинамическую стойкость;
 - б) проверка на термическую стойкость.

7.1 Выбор выключателей

Выключатели являются основными коммутационными аппаратами и служат для отключения и включения цепей в различных режимах работы.

При выборе выключателей необходимо учитывать основные требования, предъявляемые к ним. Выключатели должны надёжно отключать любые токи: нормального режима и КЗ, а также малые индуктивные и ёмкостные токи без появления при этом опасных коммутационных перенапряжений. Для сохранения устойчивой работы системы отключение коротких замыканий должно производиться как можно быстрее; выключатель должен быть приспособлен для быстродействующего АПВ. Конструкция выключателя должна быть простой, удобной для эксплуатации и транспортировки, выключатель должен обладать высокой ремонтпригодностью, взрыво- и пожаробезопасностью.

Выключатели выбирают по типу, номинальному напряжению установки, длительному номинальному току и проверяют по отключающей способности, динамической и термической стойкости.

Расчётным видом короткого замыкания при проверке выключателей на электродинамическую динамическую и термическую стойкость является трёхфазное короткое замыкание. Проверку по отключающей способности выполняют по большему току, в данном случае по току однофазного короткого замыкания.

Проверка выключателей по условиям короткого замыкания производится:

- 1) на электродинамическую стойкость.
- 2) на термическую стойкость.
- 3) на отключающую способность.
- 4) на включающую способность.
- 5) по параметрам восстанавливающего напряжения.

7.2 Выбор разъединителей

Разъединители предназначены для отключения и включения цепей без тока и для создания видимого разрыва цепи в воздухе. В установках небольшой мощности разрешается отключать разъединителем ненагруженные

трансформаторы, включать и отключать нагрузочный ток линий до 15 А при напряжении 10 кВ и ниже, отключать в определённых пределах зарядный ток воздушных и кабельных линий и ток замыкания на землю.

Для обеспечения надёжной и безопасной эксплуатации разъединителей следует стремиться к применению разъединителей преимущественно трёхполюсного типа. Чтобы исключить ошибочные действия с разъединителями, устанавливают блокировки (механические, электрические), которые разрешают оперировать с разъединителями только в том случае, если связанный с ними выключатель отключён.

Разъединители выбирают по номинальному напряжению и длительному номинальному току и проверяют в режиме короткого замыкания на динамическую и термическую стойкость.

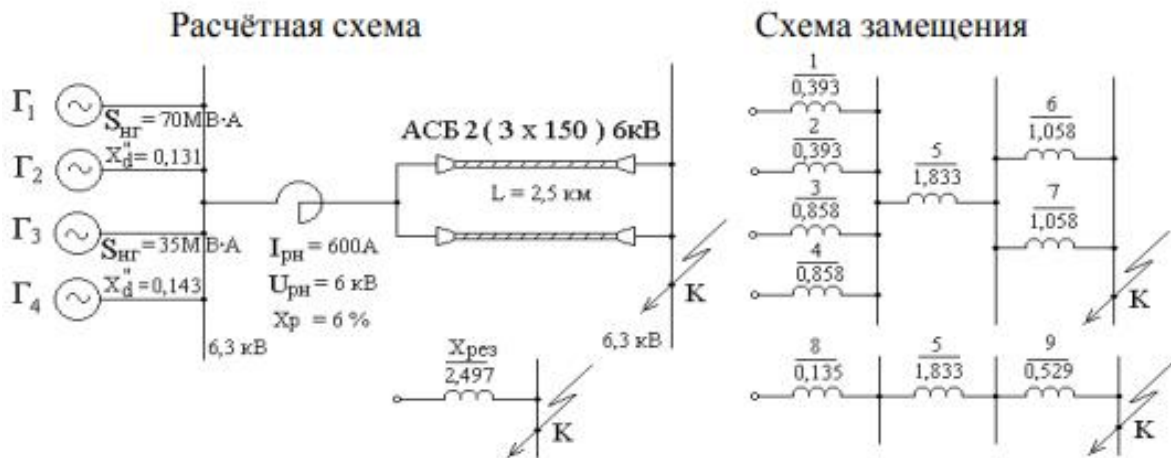
Выбор разъединителей производится:

- по напряжению установки.
- по длительному номинальному току:
- по конструкции, роду установки.

ПРИМЕРЫ

Пример №1

Рассчитать токи КЗ для схемы электроснабжения:



1. По расчётной схеме составляем схему замещения.
2. Принимаем базисные условия и определяем базисный ток:

$$S_{\delta} = \sum S_{н.г.} = 2 \cdot 70 + 2 \cdot 35 = 210 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad U_{\delta} = 6,3 \text{ кВ};$$

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{210}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 19,25 \text{ кА}.$$

3. Определяем сопротивления элементов цепи КЗ в относительных единицах, приведённых к базисным.

1) для генераторов:

$$X_{*1} = X_{*2} = X_d'' \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н.г.}} = 0,131 \cdot \frac{210}{70} = 0,393;$$

$$X_{*3} = X_{*4} = X_d'' \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н.г.}} = 0,143 \cdot \frac{210}{35} = 0,858.$$

2) для реактора:

$$X_{*5} = \frac{X_p \% \cdot I_{\delta.p.} \cdot U_{нр}}{100 \cdot I_{нр} \cdot U_{\delta.p.}} = \frac{6 \cdot 19,25 \cdot 6,0}{100 \cdot 0,6 \cdot 6,3} = 1,833;$$

3) для кабеля:

$$X_{*6} = X_{*7} = X_0 \cdot \ell \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср.ЛЭП}^2} = 0,08 \cdot 2,5 \cdot \frac{210}{6,3^2} = 1,058.$$

Активное сопротивление кабеля в именованных единицах (Ом) определится (удельная проводимость для алюминия $\gamma = 32 \text{ м} / \text{Ом} \cdot \text{мм}^2$):

$$R = \frac{\ell}{\gamma \cdot S} = \frac{2500}{32 \cdot 150} = 0,521 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах активное сопротивление кабеля равно:

$$R_{*6} = R \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср.ЛЭМ}}^2} = 0,521 \cdot \frac{210}{6,3^2} = 2,757.$$

4. Преобразуя схему замещения, получим новую схему и определим сопротивления:

$$\frac{1}{X_{*8}} = \frac{1}{X_{*1}} + \frac{1}{X_{*2}} + \frac{1}{X_{*3}} + \frac{1}{X_{*4}} = \frac{2}{0,393} + \frac{2}{0,858} = 5,089 + 2,331 = 7,42;$$

$$X_{*8} = \frac{1}{7,42} = 0,135; \quad X_{*9} = \frac{X_{*6}}{2} = \frac{1,058}{2} = 0,529.$$

5. После сложения всех сопротивлений окончательно имеем схему замещения с результирующими (суммарными) сопротивлениями: результирующее индуктивное сопротивление цепи КЗ:

$$X_{* \text{рез}} = X_{*8} + X_{*5} + X_{*9} = 0,135 + 1,833 + 0,529 = 2,497 \approx 2,50;$$

результирующее активное сопротивление цепи КЗ:

$$R_{* \text{рез}} = \frac{R_{*6}}{2} = \frac{2,757}{2} = 1,379.$$

6. Определим отношение результирующих активного сопротивления к индуктивному сопротивлению:

$$\frac{R_{* \text{рез}}}{X_{* \text{рез}}} = \frac{1,397}{2,497} = 0,552 > \frac{1}{3}.$$

Так как это отношение $> 1/3$, то при расчёте токов КЗ активное сопротивление следует учитывать. Тогда полное сопротивление определится:

$$Z_{* \text{рез}} = \sqrt{X_{* \text{рез}}^2 + R_{* \text{рез}}^2} = \sqrt{2,497^2 + 1,379^2} = 2,852.$$

7. Определим мощность системы (ограниченная или неограниченная) путём деления суммарного сопротивления генераторов на сопротивление цепи КЗ, т.е. находим соотношение:

$$\frac{X_{* \text{рез(ист. лим.)}}}{Z_{* \text{рез}}} = \frac{X_{*8}}{Z_{* \text{рез}}} = \frac{0,135 \cdot 100\%}{2,852} = 4,734\%.$$

Полученное отношение $< 10\%$, следовательно, мощность источника неограниченная. Тогда значения токов КЗ определяются:

$$I_{\text{к.з.}} = \frac{I_6}{Z_{* \text{рез}}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot Z_{* \text{рез}}};$$

$$I^* = I_{0,1} = I_{0,2} = I_{\infty} = \frac{19,25}{2,852} = 6,75 \text{ кА}.$$

Мощность короткого замыкания определится:

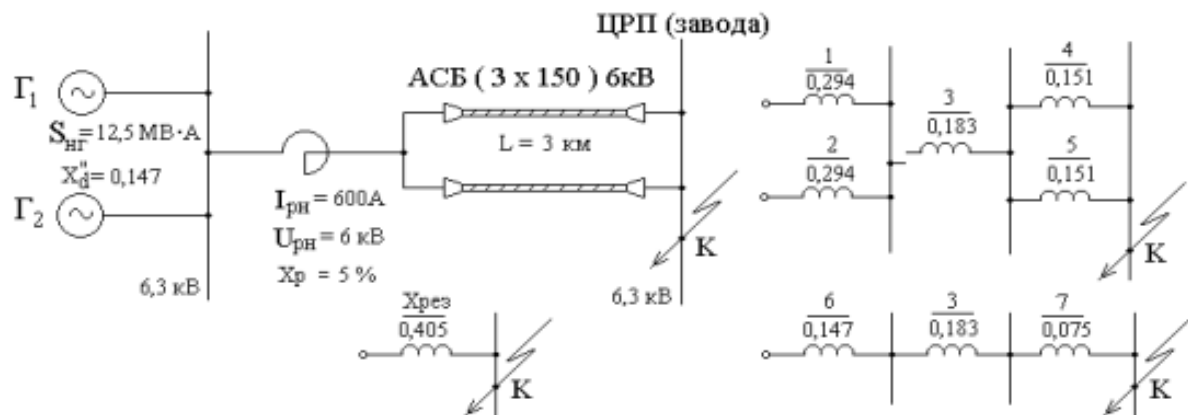
$$S_{\text{КЗ}} = \frac{S_6}{Z_{* \text{рез}}} = \frac{210}{2,852} = 73,63 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Пример №2

Рассчитать токи КЗ на шинах ЦРП завода, питающегося от электростанции по кабельной линии. На электростанции установлены турбогенераторы с АРВ.

Расчётная схема

Схема замещения



1. По расчётной схеме составляем схему замещения.
2. Принимаем базисные условия и определяем базисный ток:

$$S_б = 2 \cdot S_{нг} = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad U_б = 6,3 \text{ кВ};$$

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2,3 \text{ кА}.$$

3. Определяем сопротивления элементов схемы в относительных единицах, приведённых к базисным условиям:

1) генераторов

$$X_{*1} = X_{*2} = X_d^* \cdot \frac{S_б}{S_{н.г.}} = 0,147 \cdot \frac{25}{12,5} = 0,294;$$

2) реактора ($I_{б.р.} = I_б = 2,3 \text{ кА}$; $U_{б.р.} = U_б = 6,3 \text{ кВ}$)

$$X_{*3} = \frac{X_p^{\%} \cdot I_{б.р.} \cdot U_{НР}}{100 \cdot I_{НР} \cdot U_{б.р.}} = \frac{5 \cdot 2,3 \cdot 6,0}{100 \cdot 0,6 \cdot 6,3} = 0,183;$$

3) кабелей

$$X_{*4} = X_{*5} = X_0 \cdot \ell \cdot \frac{S_б}{U_{ср.ЛЭП}^2} = 0,08 \cdot 3 \cdot \frac{25}{6,3^2} = 0,151.$$

4. Преобразуя схему замещения, получим новую схему и определим сопротивления элементов:

$$X_{*6} = \frac{X_{*1}}{2} = \frac{0,294}{2} = 0,147; \quad X_{*7} = \frac{X_{*4}}{2} = \frac{0,151}{2} = 0,075.$$

5. После сложения всех сопротивлений окончательно имеем схему замещения с результирующим сопротивлением цепи КЗ:

$$X_{*рез} = X_{*6} + X_{*3} + X_{*7} = 0,147 + 0,183 + 0,075 = 0,405.$$

6. Рассчитываем активное сопротивление кабеля:

Активное сопротивление кабеля в именованных единицах (Ом) определится (удельная проводимость для алюминия $\gamma = 32 \text{ м / Ом} \cdot \text{мм}^2$):

$$R = \frac{\ell}{\gamma \cdot S} = \frac{3000}{32 \cdot 150} = 0,620 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах активное сопротивление кабеля равно:

$$R_* = R \cdot \frac{S_6}{U_{ср.ЛЭП}^2} = 0,620 \cdot \frac{25}{6,3^2} = 0,391.$$

Результирующее активное сопротивление цепи КЗ определится:

$$R_{*рез} = \frac{R_*}{2} = \frac{0,391}{2} = 0,195.$$

7. Определим отношение результирующих активного сопротивления к индуктивному:

$$\frac{R_{*рез}}{X_{*рез}} = \frac{0,195}{0,405} = 0,48.$$

Так как это отношение $> 1/3$, то при расчёте токов КЗ активное сопротивление следует учитывать. Тогда полное сопротивление определится:

$$Z_{*рез} = \sqrt{X_{*рез}^2 + R_{*рез}^2} = \sqrt{0,405^2 + 0,195^2} = 0,449 \approx 0,45.$$

8. Определим мощность системы (ограниченная или неограниченная) путём деления суммарного сопротивления генераторов на результирующее сопротивление цепи КЗ. Имеем:

$$\frac{X_{*рез(ист.пит.)}}{Z_{*рез}} = \frac{X_{*6}}{Z_{*рез}} = \frac{0,147 \cdot 100\%}{0,45} = 33\%.$$

Полученное отношение $> 10 \%$, следовательно, мощность системы ограниченная. Тогда значения токов КЗ следует определять по кривым затухания.

Так как $Z_{*рез} = 0,405 < 0,6$, то установившееся значение тока КЗ следует определять при двухфазном КЗ (как имеющее большее значение, чем при трёхфазном КЗ).

8. Значения токов КЗ для различных моментов времени, определённые по кривым затухания в относительных единицах:

$$\left. \begin{array}{l} I_*^* = 2,20 \\ I_{*0,1} = 1,90 \\ I_{*0,2} = 1,79 \\ I_{*\infty} = 1,95 \end{array} \right\} \text{ для трёхфазного КЗ } (Z_{*рез} = 0,45);$$

$$I_{*\infty}^{(3)} = 1,24 \quad \text{ для двухфазного КЗ } (2 \cdot Z_{*рез} = 0,90).$$

В именованных единицах значения токов при трёхфазном КЗ определяются:

$$\begin{aligned} I^* &= I_*^* \cdot I_\delta = 2,20 \cdot 2,3 = 5,06 \text{ кА}; \\ I_{0,1} &= I_{*0,1} \cdot I_\delta = 1,90 \cdot 2,3 = 4,37 \text{ кА}; \\ I_{0,2} &= I_{*0,2} \cdot I_\delta = 1,79 \cdot 2,3 = 4,12 \text{ кА}; \\ I_\infty^{(3)} &= I_{*\infty} \cdot I_\delta = 1,95 \cdot 2,3 = 4,49 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Установившийся ток при двухфазном КЗ:

$$I_\infty^{(2)} = \sqrt{3} \cdot I_{*\infty}^{(3)} \cdot I_\delta = \sqrt{3} \cdot 1,24 \cdot 2,3 = 4,94 \text{ кА}$$

9. Значение ударного тока КЗ определится по формуле:

$$i_y = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I^*.$$

Постоянная времени цепи КЗ:

$$T_a = \frac{L}{R} = \frac{X_{рез}}{\omega \cdot R_{рез}} = \frac{0,405}{314 \cdot 0,195} = 0,0066.$$

$$\text{Так как } \frac{X_{рез}}{R_{рез}} = \frac{0,405}{0,195} = 2,1 < 5, \text{ тогда } \varphi_k = \arctg \frac{X_{рез}}{R_{рез}} = \arctg \frac{0,405}{0,195} = 1,122 \text{ рад}$$

и ударный коэффициент для цепи КЗ определится:

$$k_y = 1 + e^{-0,01 \cdot \frac{0,5 \cdot \pi + \varphi_k}{\pi \cdot T_a}} = 1 + e^{-0,01 \cdot \frac{0,5 \cdot \pi + 1,122}{\pi \cdot 0,0066}} = 1 + 0,273 = 1,273;$$

$$(\text{по упрощённой формуле имеем: } k_y = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,0066}} = 1 + 0,22 = 1,22).$$

Значение ударного тока:

$$i_y = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I^* = 1,273 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,06 = 9,11 \text{ кА}.$$

ПРИМЕР РАСЧЕТА ЭКОНОМИИ ГСМ

Объектом для проведения технико-экономической оценки комбинированной электростанции является небольшое крестьянско-фермерское хозяйство «Нэлэгэр», находящееся в с. Кыстатыам (Северный бассейн р. Лена в Республике Саха (Якутия), которая имеет изолированную систему электроснабжения в виде одной единицы дизельного генератора модели АДП 2,2-230 ВЯ-Б мощностью 2,2 кВт [1].

Также в дизельном генераторе марки АДП 2,2-230 ВЯ-Б не предусмотрено изменение режима работы для управления объема генерации и в этой связи расход топлива постоянен без зависимости от объема потребления электроэнергии со стороны потребителя.

Отмечается, что в данной территории стоимость дизельного топлива составляет 100 рублей за один литр ввиду того, что топливо приобретается в г. Усть-Кут (Иркутская область) и завозится речной навигацией по р. Лене, что приводит к значительно удорожанию до 100% соответственно.

Основные исходные данные потребления электроэнергии и дизельного топлива объекта представляются в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Основные исходные данные объектов автономного электроснабжения в КФХ «Нэлэгэр»

Суточное потребление электроэнергии, в кВт*ч	6 600,00
Наименование ДГУ	АДП 2,2-230 ВЯ-Б
Мощность ДГУ, в Вт	2 200,00
Расход топлива, л/ч	0,80
Суточный период работы, ч	12,00

В целях повышения энергоэффективности в данный объект дополнительно внедряется комбинированная электростанция модели КЭ-650 при параллельной работе ветровой и солнечной энергии. Основные параметры генерации электроэнергии от КЭ-650 представляются в таблице 5.5.

Параметры генерации комбинированной электростанции вычисляются с помощью уравнений регрессии (4.6 и 4.9) для ветрогенератора и солнечной панели.

На основании этих исходных данных рассчитываем показатели экономической эффективности.

В начале определяем удельный расход топлива на генерацию электроэнергии от дизельного генератора по формуле:

$$Q_{\text{тс}} = \frac{q_{\text{тс}}}{P_{\text{дгу}}} \quad , \quad (5.1)$$

где $Q_{\text{тс}}$ – удельный расход топлива на генерацию от дизельного генератора, л/Вт.

$q_{\text{тс}}$ – расход топлива дизельного генератора марки АДП 2,2-230 ВЯ-Б, л/ч (таблица 5.4).

$P_{\text{дгу}}$ – номинальная мощность марки дизельного генератора марки АДП 2,2-230 ВЯ-Б, Вт (таблица 5.4).

Определяем годовую генерацию комбинированной электростанции марки КЭ-650 по следующей формуле:

$$P_{\text{кэс}} = P_{\text{час}} * T_{\text{д}} * T_{\text{м}} * N_{\text{г}} \quad , \quad (5.2)$$

где $P_{\text{кэс}}$ – суммарная годовая сгенерированная мощность от комбинированной электростанции, поданная к фидерам потребителя, Вт*ч.

$P_{\text{час}}$ – часовая генерация мощности от комбинированной электростанции, Вт*ч (в среднем берется 570 Вт*ч в соответствии с расчетом уравнений регрессии 4.6 и 4.9).

$T_{\text{д}}$ – количество часов генерации в день (в среднем берется в количестве 9 часов).

T_m – количество дней в месяц (в среднем принимается в количестве 30 дней).

N_r – количество месяцев периода активной эксплуатации комбинированной электростанции (в среднем принимается в количестве 6 месяцев).

Далее определяем годовую экономию дизельного топлива за счет параллельной работы дизельного генератора и комбинированной электростанции марки КЭ-650 по следующей формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{дт}} = P_{\text{кэс}} * Q_{\text{тс}} * \mathcal{C}_{\text{т}} , \quad (5.3)$$

где $\mathcal{E}_{\text{дт}}$ – годовая экономия дизельного топлива за счет параллельной работы дизельного генератора и комбинированной электростанции, руб.

$P_{\text{кэс}}$ – суммарная годовая сгенерированная мощность от комбинированной электростанции, поданная к фидерам потребителя, Вт*ч.

$\mathcal{C}_{\text{т}}$ – стоимость дизельного топлива, рублей/литр (цена дизельного топлива в с. Кыстатыам составляет 100,00 рублей за литр по состоянию на 15.06.2020 года) и $Q_{\text{тс}}$ – удельный расход топлива на генерацию от дизельного генератора, л/Вт.

После вычисления годовой экономии дизельного топлива в денежном эквиваленте через формулу (5.4) производится расчеты срока окупаемости и дисконтированного срока окупаемости с учетом показателя инфляции по ЦБ РФ по следующим формулам.

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_3}{\mathcal{E}_{\text{дт}}} , \quad (5.4)$$

где $T_{\text{ок}}$ – срок окупаемости, лет.

K_3 – капитальные затраты на проект, руб (принимается полная стоимость КЭ-650).

$\mathcal{E}_{\text{дт}}$ – годовая экономия дизельного топлива за счет параллельной работы дизельного генератора и комбинированной электростанции, руб.

$$DPP = \sum_{t=1}^n \frac{\mathcal{E}_{\text{дт}}}{(1+r)^t} \geq K_3 \quad (5.5)$$

где DPP – дисконтированный срок окупаемости, лет.

r – ставка дисконтирования (в среднем берется 7,5% по ставке Центрального Банка России по состоянию на 15.06.2020 года).

K_3 – капитальные затраты на проект, руб (принимается полная стоимость КЭ-650).

$\mathcal{E}_{\text{дт}}$ – годовая экономия дизельного топлива за счет параллельной работы дизельного генератора и комбинированной электростанции, руб и n – срок окупаемости [38].

В соответствии формулами 5.1 – 5.5 рассчитаны основные показатели и параметры технико-экономической оценки комбинированной электростанции марки КЭ-650 при параллельной работе с дизельным генератором, где результаты вычисления представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Результаты технико-экономической оценки эффективности эксплуатации комбинированной электростанции марки КЭ-650 при параллельной работе с дизельным генератором в КФХ «Нэлэгэр» [39]

Стоимость КЭС-650, в рублях	90 000,00
Удельная мощность, в Вт	650,00
Источник генерации	Ветер и Солнце
Объем часовой генерации, в Вт*ч	570,00
Объем суточной генерации, в Вт*ч	5 130,00
Объем годовой генерации КЭ-650, в кВт*ч	923,40
Удельный расход топлива на генерацию, л/Вт	$3,63 \cdot 10^{-4}$
Количество годового сэкономленного топлива, в л	335,74

Количество годовой экономии денежных средств, в рублях	33 574,82
Срок окупаемости, в годах	2,70
Дисконтированный срок окупаемости, в годах	4,00

Таким образом, выполненные расчеты показывают экономическую эффективность эксплуатации комбинированной электростанции с приведением годовая экономии топлива и денежных средств, срок окупаемости и дисконтированный срок окупаемости [40].

На основании вышеизложенного с учетом приведенных расчетов по экономии топлива для отдаленных и стационарных потребителей эксплуатация комбинированной электростанции КЭ-650 при условии параллельной работы с дизельным генератором является технически и экономически целесообразным, и достижимым ввиду того, что дисконтированный срок окупаемости составляет 4 года за счет экономии дорогостоящего дизельного топлива в условиях Крайнего Севера.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какие разделы должны быть обозначены в рамках выполнения данного курсового проекта?
2. Что такое ВИЭ?
3. Обозначьте преимущества и недостатки солнечной энергетики?
4. Обозначьте преимущества и недостатки ветровой энергетики?
5. Обозначьте преимущества и недостатки геотермальной энергетики?
6. Как сделать расчет токов короткого замыкания в объектах высокого напряжения?
7. Назовите основные требования к показателям качества электроэнергии.
8. Назовите условия параллельной работы трансформаторов.
9. Назовите условия параллельной работы генераторов.
10. Укажите перечень коммутационного оборудования выше 1 кВ.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

№ варианта	Населенный пункт
1.	Верхняя Амга
2.	Кутана
3.	Угоян
4.	Улуу
5.	Чагда
6.	Саскылах
7.	Юрюнг-Хая
8.	Абый
9.	Белая Гора
10.	Кенг-Кюель
11.	Кубергене
12.	Кюсюр
13.	Найба
14.	Намы
15.	Сиктях
16.	Таймылыр
17.	Алысардах
18.	Арылах
19.	Барылас
20.	Батагай

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

№	Населенный пункт	Выработка э/э, тыс. кВт*ч	ОШ, тыс. кВт*ч	Потребление ДТ, т.н.т	Удельный расход ДМ, гр/кВт*ч
1.	Верхняя Амга	16,255	15,936	9,791	12,37
2.	Кутана	687,413	681,708	202,641	3,35
3.	Угоян	350,393	344,867	104,278	2,83
4.	Улуу	485,663	480,216	154,051	3,57
5.	Чагда	455,146	453,166	128,456	3,34
6.	Саскылах	7391,541	7004,498	1837,225	2,99
7.	Юрюнг-Хая	3451,602	3347,223	857,230	1,59
8.	Абый	1073,381	1056,486	287,076	1,43
9.	Белая Гора	8298,609	8082,201	2069,717	3,86
10.	Кенг-Кюель	420,310	392,684	130,820	3,10
11.	Кубергене	847,600	840,640	237,149	3,80
12.	Кюсюр	3599,000	3218,060	874,469	5,90
13.	Найба	1040,754	975,306	301,871	2,07
14.	Намы	837,891	808,653	247,950	2,58
15.	Сиктях	300,290	273,243	90,024	3,88
16.	Таймылыр	1742,769	1621,539	494,004	7,53
17.	Алысардах	87,744	85,763	32,520	47,157
18.	Арылах	879,714	875,791	315,280	457,157
19.	Барылас	93,366	91,099	32,181	46,662
20.	Батагай	21645,139	20673,659	5350,053	7757,580

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Вид источника	Форма описания
Журнальные статьи	Автор. Статья / Авторы // Журнал. – Год. – Номер. – Страницы размещения статьи. Если над статьей работало более 4 человек, то в заглавии один из них не упоминается.
Монографии	Автор. Название. / Авторы – Номер. – Город и издательство, год выпуска. – Страницы, на которых размещена работа. Разрешается не использовать знаки тире при оформлении данного описания, а обходиться лишь точками для разделения отдельных частей. Если при написании использовались труды других авторов, то их можно упомянуть в общем перечислении, либо дописать в квадратных скобках в качестве отдельной части.
Авторефераты	Автор. Название работы: (регалии автора). – Город, год издания. – Количество страниц.
Диссертации	Автор. Название: (после двоеточия можно указать статус работы и регалии автора). – Город, год издательства. – Страницы, на которых размещена работа или общее количество страницы.
Обзоры (аналитика)	Название / Автор. – Город: Издательство, год выпуска. – Количество страниц.
Патенты	Патент РФ Номер, дата выпуска
	Авторы. Название // Патент России Номер, год. Номер бюллетеня.
Материалы конференций	Название. Тема конференции, Город, год выпуска. Количество страниц.
	Автор. Название // Тема конференции (Место и дата проведения) – Город, год выпуска. – Страницы, на которых напечатана работа, либо их количество.
Интернет-документы	URL, дата обращения к ресурсу.
	Название работы / Автор. URL (дата обращения по ссылке).
Учебники	Автор. Название / Авторы. – Город: Издательство, год выпуска. – Количество страниц. При авторстве 4-х и более человек оформление производится аналогично журнальным статьям.
Учебные пособия	Название / (Авторы работ) // Редактор. – Город: Издательство, год выпуска. – Количество страниц.
Словари	Автор. Название / Авторы. – Город: Издательство, год выпуска. – Количество страниц.

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Местников Н.П., Альзаккар А.М-Н. Учебно-методическое пособие «Общая энергетика». ISBN 978-5-91441-326-9. Изд-во: ООО РИЦ «Офсет», 2021. – С. 80.
2. Местников Н.П. Учебно-методическое пособие «Основы документооборота в промышленных предприятиях». ISBN 978-5-91441-330-6. Изд-во: ООО РИЦ «Офсет», 2021. – С. 80.
3. Местников Н.П. Практические рекомендации «Технический отчет о поиске методов и способов снижения влияния пыли на работу солнечных панелей в условиях Севера». ISBN 978-5-91441-324-5. Изд-во: ООО РИЦ «Офсет», 2021. – С. 16.
4. Воронков Э.Н. (2017), «Солнечная энергетика может стать одним из ключевых факторов формирования нового технологического цикла», в сборнике: Промышленная энергетика. 2017.
5. Бессель В.В., Кучеров В.Г., Мингалеева Р.Д. Изучение солнечных фотоэлектрических элементов: Учебно-методическое пособие. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016.
6. Местников Н.П., Нуруллин Э.Г. Исследование и моделирование процесса генерации ветровой и солнечной электростанции мощностью 650 Вт. В материалах X Международной научно-технической конференции «Инновационные машиностроительные технологии, оборудование и материалы – 2019» (МНТК «ИМТОМ–2019»). Ч. 2. – Казань, 2019. – С. 436-439.
7. Нуруллин Э.Г., Местников Н.П., Альзаккар А.М-Н. Исследование зависимости электроэнергетических процессов солнечной электростанции СЭ-150. Диспетчеризация и управление в электроэнергетике: матер. XV Всерос. открытой молод. науч.-практ. конф. (Казань 21–22 октября 2020 г.) / редкол. Э.Ю. Абдуллазянов (отв. редактор) [и др.]. – Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2020. – 403 с.
8. Лукутин Б.В., Муравлев И.О., Плотников И.А. Системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями: учебное пособие/ - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – С. 128.
9. Общая энергетика (электронный ресурс): уч. пособие\А.Ф.Константинов\.-Якутск: Издательский дом СВФУ, 2020.-1-электрон.опт. диск ISBN 978-5-7513-2905-1.
10. Нуруллин Э.Г., Основы научных исследований: Учебное пособие / Э.Г. Нуруллин, - Казань: Казанский ГАУ, 2017 – С. 108.

11. Д.В. Рыжков., Методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы магистра. Для магистров очной и заочной формы обучения направления подготовки 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника», по программе магистратуры «Энергообеспечение предприятий» и «Перспективные технологии эффективного использования топливно-энергетических ресурсов» / Сост.: Д.В. Рыжков. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2018. – 52 с.
12. Шерьязов. С.К., Шелубаев М.В. Использование ветроустановки в системе электроснабжения// Вестник КрасГАУ. 2010. — №4. С 210-213.
13. Соломин Е.В. Методологические основы разработки и создания вертикально-осевых ветроэнергетических установок для агропромышленного комплекса России: автореф.дис. на соиск. учен.степ. доктора техн. наук(12.11.12)/ Соломин Евгений Викторович; Барнаул,2012. – С.3-4.
14. Лаптева Е.А., Сайтбалов М.В. Монография / Тепломассообмен и энергоэффективность противоточных пленочных аппаратов; под ред. А. Г. Лаптева ; ФГБОУ ВПО "КГЭУ". - М. : Теплотехник, 2014. – С. 207.