Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт

Электрические станции и электроэнергетические системы

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

И.В. Коваленко
подпись
« » 2020г.

# БАКЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02.04 – Электрические станции

Разработка электрической станции на базе ВИЭ в пос. Палана

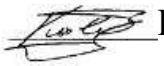
Руководитель доцент, канд. техн. наук 16.06.2020г .А.В. Бобров
подпись, дата

Выпускник ФЭ16-03Б, 071624075 12.06.2020г .А.Н. Шимохин
подпись, дата

Красноярск 2020

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт

Электрические станции и электроэнергетические системы

УТВЕРЖДАЮ
Завелующий кафедрой

И.В. Коваленко
подпись
« » 2020г.

**ЗАДАНИЕ**
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**
**в форме бакалаврской работы**

Студенту: Шимохину Александру Николаевичу.

Группа: ФЭ16-03Б. Направление: 13.03.02.04 – Электрические станции

Тема выпускной квалификационной работы: «Разработка электрической станции на базе ВИЭ в пос. Палана»

Утверждено приказом по университету № 20661/с от 10 декабря 2019 г.

Руководитель ВКР: А.В. Бобров, доцент кафедры «Электрические станции и электроэнергетические системы», кандидат технических наук, Сибирский федеральный университет, Политехнический институт.

Задачи ВКР:

– разработать систему электроснабжения поселка Палана на базе ВИЭ;
– произвести выбор основного оборудования;
– произвести расчёт токов короткого замыкания;
– выбрать коммутационную аппаратуру и проводники;
– выполнить компоновку основных элементов в виде чертежей.

Перечень разделов ВКР:

– место расположения объекта электроснабжения;
– анализ потребления электрической энергии;
– выбор основного оборудования;
– выбор проводников;
– расчёт токов короткого замыкания;
– электрическая схема системы электроснабжения;
– выбор коммутационных аппаратов, предохранителей и шин;
– технико-экономические показатели проекта.

Руководитель ВКР _____ А.В. Бобров
подпись

Задание принял к исполнению _____ А.Н. Шимохин
подпись

«6» декабря 2019г.

# РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка электрической станции на базе ВИЭ в пос. Палана»» содержит 49 страниц текстового документа, 16 рисунков, 16 таблиц, 21 использованный источник, 3 листа графического материала.

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИГА, ВЕТРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА, СОЛН ВЕТРОГЕНЕРАТОРЫ, ДИЗЕЛЬГЕНЕРАТОРЫ, ГЛАВНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ, СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, КОМПОНОВКА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ПУНКТА, ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН, ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ.

Целью данной выпускной квалификационной работы была разработка электрической станции на базе ВИЭ в пос. Палана.

В ходе работы выбраны количество и тип ветрогенераторов, дизельные генераторы, коммутационная аппаратура и прочее электрооборудование. Составлены электрическая схема системы электроснабжения, генеральный план и компоновка распределительного пункта.

## СОДЕРЖАНИЕ


Введение..... 4
1 Поселок Палана..... 5
1.1 Историческая справка..... 5
1.2 Перспективы развития..... 6
2 Анализ возможностей развития систем генерации поселка Палана ..... 6
2.1 Солнечная энергетика..... 6
2.2 Ветровая энергетика..... 7
2.3 Другие виды ВИЭ ..... 8
3 Выбор генерирующих устройств ..... 8
3.1 Выбор ветроустановок..... 9
3.2 Выбор дизельных генераторов ..... 11
4 Проектирование ВЭС..... 12
4.1 Выбор структурной схемы ВЭС..... 12
4.2 Электрическая схема..... 13
4.3 Выбор силовых трансформаторов ..... 13
5 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры, кабельных линий и шинопроводов..... 14
5.1 Выбор высоковольтных выключателей и разъединителей. ..... 14
5.2 Выбор автоматических выключателей ..... 17
5.3 Выбор сечений кабельных линий..... 19
5.4 Выбор шин..... 20
5.5 Выбор измерительных трансформаторов тока на стороне 10кВ.... 20
5.6 Выбор сечения кабельных линий электропередач 10кВ..... 21
6 Расчет токов короткого замыкания..... 21
6.1 Определение параметров схемы замещения..... 22
6.2 Расчет трехфазного тока короткого замыкания..... 27
7 Проверка основного оборудования на токи короткого замыкания..... 36
7.1 Проверка высоковольтных выключателей..... 36
7.2 Проверка измерительных трансформаторов тока..... 39
7.3 Проверка кабельных линий..... 40
7.4 Проверка автоматических выключателей..... 41
8 Место размещения ВЭС..... 43
8.1 Территория и строительная площадка под ВЭС..... 43
8.2 Размещение оборудования..... 43
9 Технико-экономические показатели..... 45
ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... 47
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ..... 48

# ВВЕДЕНИЕ

Электрическая энергия один из самых важных видов энергии. Сегодня без нее невозможно представить жизнь и деятельность современного человека. От ее количества (выработки) зависит не только комфортные условия существования человека, но и развитие всех сфер производства, науки и техники. На сегодняшний день в России насчитываются тысячи населенных пунктов, которые не имеют централизованного электроснабжения, и в настоящее время снабжаются энергией от дизельных и бензиновых электростанций. В таких населенных пунктах электроснабжение ненадежно, полностью зависит от завоза топлива, требует высоких эксплуатационных затрат как на топливо, так и на техническое обслуживание и ремонт. Такая ситуация способствует ухудшению комфортности проживания, оттоку жителей в города, опустению целых деревень, расположенных в удаленных районах России. Ярким примером данной проблемы является поселок Палана.

Целью данной работы является разработка технического решения по модернизации электроснабжения поселка Палана.

Основной задачей данного проекта является создание электростанции на основе нетрадиционных возобновляемых источников энергии.

# 1 Поселок Палана

## 1.1 Историческая справка

Посёлок Палана – это посёлок городского типа, расположенный в северо-западной части Камчатки на берегу одноимённой реки недалеко от побережья Охотского моря. Его площадь составляет пятнадцать квадратных километров, а население – чуть более 3.000 человек. Первое упоминание о посёлке относятся к 1697 году.

Русские люди впервые появились в окрестностях реки Паланы в 1697 году, когда сибирский казак и землепроходец Владимир Атласов, считающийся первооткрывателем Камчатки, прошел с отрядом казаков и промышленных людей по западному берегу полуострова.

В 1876 году Палана была небольшим селом, где, по воспоминаниям современников, были церковь, лавка, 11 зимних землянок с входом через отверстие в крыше, откуда валил дым костра, 16 маленьких деревянных домиков и 61 балаган. Освещали жилища с помощью жирников (лучин). Население собирало ягоды, травы и коренья, занималось охотой и рыболовством. Основным средством передвижения служили нарты, запряженные собаками.

В 1924 году в Палане образовалась комсомольская ячейка. В январе 1925 года здесь, а также в ряде других окрестных населенных пунктов, были организованы первые промысловые артели, объединившие семьи оседлых бедняков и середняков.

Корякский национальный округ Камчатской области был образован в 1930 году. В 1937 году его центр был переведен из Корякской культбазы в село Палана, где с тех пор сосредоточились окружные структуры власти.

23 августа 1955 года решением № 60 Корякского окрисполкома в Палане организован лесхоз, который стал отвечать за ведение лесного хозяйства на территории всего округа.

20 июля 1962 года село Палана получило статус рабочего поселка. Статус городского округа с 18 февраля 2005 года.

В 1990 году в Палане открылось Корякское педагогическое училище.

В 2000 году атомной подводной лодке ТОФ было присвоено название Палана, при этом администрация Корякского автономного округа и экипаж подлодки заключили соглашение о шефской связи.

До 1 июля 2007 посёлок был административным центром субъекта Российской Федерации Корякского автономного округа, который вошёл в состав вновь созданного Камчатского края в качестве административно-территориальной единицы с особым статусом. [1]

### 1.2 Перспективы развития

Посёлок Палана имеет хорошо развитую инфраструктуру, характерную для небольшого города. Его центральная часть застроена многоквартирными четырёх и пятиэтажными домами, а окраины – частными домами. В посёлке есть небольшой аэропорт, обслуживающий местные авиаперевозки и обеспечивающий связь с другими посёлками Камчатки, а также с Петропавловском-Камчатским, до которого от Паланы 940 километров по наземному пути, до села Тигиль 165 км.

В Палане расположены и геотермальные источники, не уступающие Паратунским, и красивейшие озёра, и вечно грохочущие Паланские пороги, и памятник древней культуры коряков — мыс Тэви. В поселке предоставлена благоприятная среда для запуска фабрики по переработке рыбы.

## 2 Анализ возможностей развития систем генерации поселка Палана

### 2.1 Солнечная энергетика

Солнечная энергетика представляет собой одно из перспективных направлений возобновляемой энергетики, основанное на непосредственном использовании солнечного излучения с целью получения энергии для отопления, электроснабжения и горячего водоснабжения.

Для оценки рентабельности использования солнечных панелей обратимся к карте инсоляции российских регионов. [2]

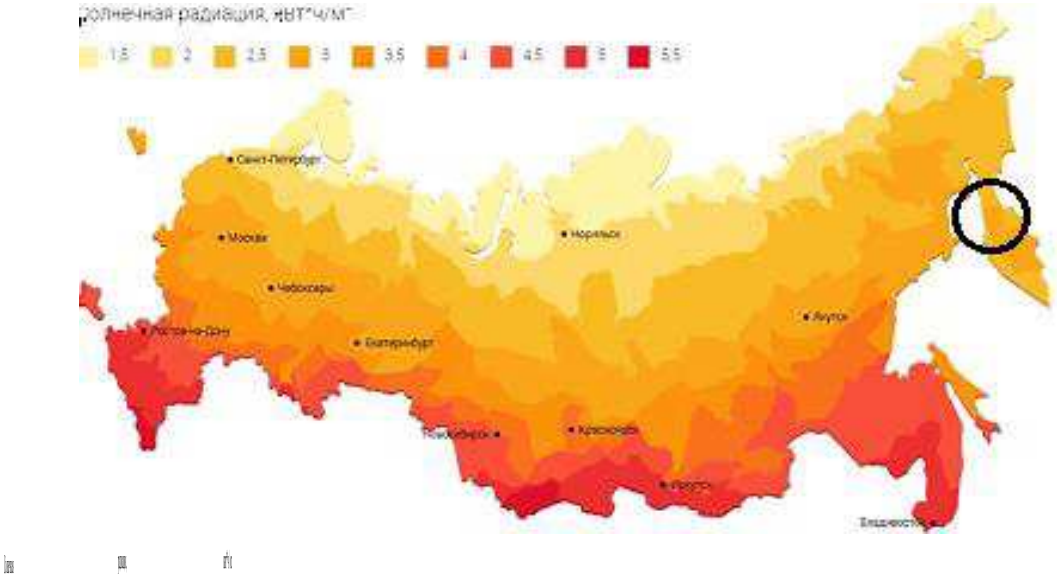



Рисунок 1 — Инсоляция российских регионов

Из представленных данных видно, что использование солнечной энергии на территории поселка Палана возможно, но не несет в себе экономической выгоды.

## 2.2 Ветровая энергетика

Данная отрасль энергетики специализируется на преобразовании кинетической энергии воздушных масс в атмосфере в любую другую форму энергии, удобную для использования.

Развитие ветроэнергетики во всем мире набирает обороты. Так, например Согласно данным, опубликованным 25 июля WindEurope, в первом полугодии 2019 г. в Европе было введено 4,9 ГВт новых ветроэнергетических мощностей. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года совокупные показатели ввода в эксплуатацию (4,5 ГВт) наземных и морских ветроэнергетических установок выросли, но из-за серьёзных проблем в ФРГ темпы ввода конкретно наземной энергетики пострадали. В России так же наблюдается прогресс в данной области энергетики. Возникают новые организации, налаживается сотрудничество с зарубежными производителями.

Так как территория нашей страны занимает первое место в мире по площади, потенциал ветроэнергетического рынка в России огромен (рис.3).

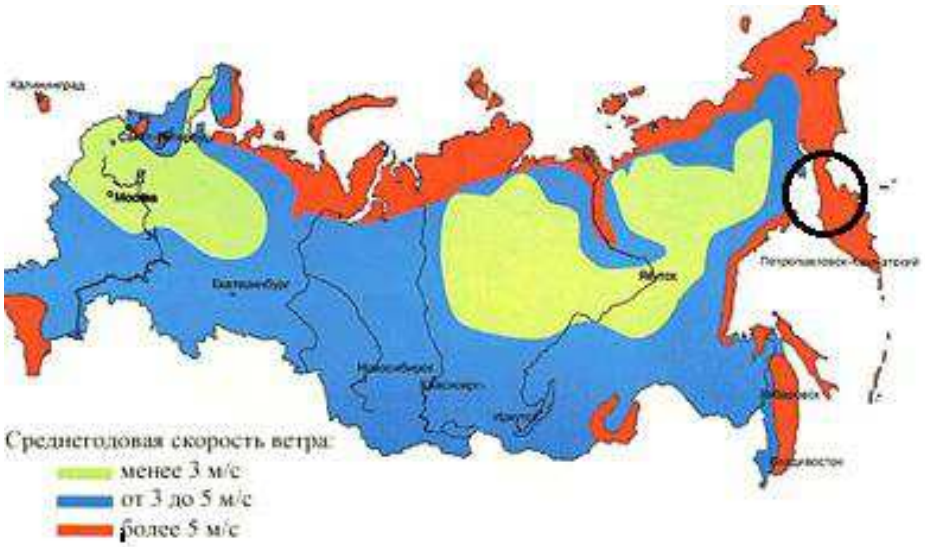



Рисунок 2 — Потенциал ветроресурсов на территории России

Для Камчатского края данный вопрос стоит крайне остро, так как северные районы лишены центрального электроснабжения. Основным источником электричества остаются дизельные электростанции, топливо для которых приходится завозить за сотни и даже тысячи километров, это делает каждый киловаттчас поистине золотым.

Поселок относится к районам Крайнего севера, с преобладанием сильных ветров, абсолютный максимум скорости ветра за последние десятки лет был зафиксирован в 2016 году — 53 м/с, на 2019 год средняя скорость ветра в году 7 м/с, а максимальная —21 м/с. [3]

### 2.3 Другие виды ВИЭ

К другим видам возобновляемых источников отнесем геотермальную энергию, энергию приливов и отливов, морских вод и биоэнергию.

В 100 км от поселка Палана, расположены уникальные для этой местности и очень популярные среди путешественников Паланские термальные источники. Будучи единственными на северо-западе полуострова, они получили статус памятника природы и признаны особо охраняемой территорией регионального значения, в связи с этим использование энергии термальных источников не представляется возможным.

Энергию приливов и отливов использовать не целесообразно, так как зимой залив Шелихова зимой затягивается льдами.

К понятию («биоэнергетика» относится все, что так или иначе связано с получением в промышленных масштабах энергии из различного возобновляемого сырья биологического происхождения. Сырьем обычно являются древесные отходы, отходы сельского хозяйства и бытовые отходы. Использование такого рода ресурсов так же вызывает сложности. В Камчатском крае сельское хозяйство направлено на добычу рыбы, а уровень населения на столько низок, что бытовых отходов недостаточно для развития данной отрасли энергетики.

## 3 Выбор генерирующих устройств

Электроснабжение поселка Палана технологически не связано с Единой энергетической системой РФ.

Для электроснабжения населённого пункта, используются локальные (автономные) источники электроснабжения - дизельные генераторы (ДГ).

Суммарная мощность 6 электрогенерирующих установок в п.г.т. Палана составляет 2560 кВт. Общие среднегодовые потребности в топливе для ДЭС посёлка составляют около 2634 т арктического дизельного топлива. Суммарная выработка электроэнергии составляет10,5 млн. кВт·ч/год.

В своей работе я предлагаю обеспечить энергией и теплом посёлок, посредством возобновляемых источников энергии. Очевидно, что перспективнее использовать ветрогенераторы, как основной источник, а резервный — дизель генераторы.

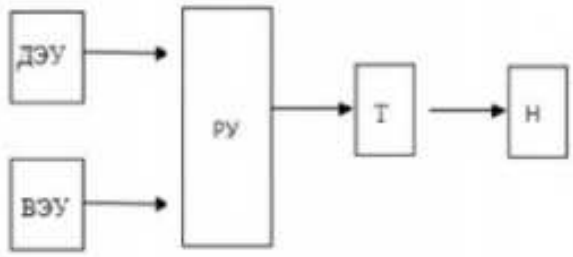



Рисунок 3 — Структурная схема ветродизельной системы: ДЭ У -дизельная электроустановка; ВЭУ - ветроустановка; РУ - распределительное устройство; Т - трансформатор; Н – нагрузка

### 3.1 Выбор ветроустановок

Выбор ветрогенераторов будет производиться по техническим характеристикам, климатическому исполнению (арктическое), способу крепления и числу, необходимому для обеспечения требуемой мощности.

По этим критериям были выбраны следующие марки ветрогенераторов из доступных. [4]

Таблица 1 — Технические характеристики ВЭУ

| Марка турбины | KWT 300 | GEV MP C |
|---|---|---|
| Номинальная мощность, кВт | 300 | 275 |
| Диаметр ротора, м | 33 | 30 |
| Высота башни, м | 41,5 | 55 |
| Скорость ветра при включении, м/с | 3 | 3,5 |
| Номинальная скорость ветра, м/с | 11,5 | 14 |
| Генераторное напряжение, В | 0,4 | 0,4 |
| Вес, тонн | 26,2 - 33,6 | 18,5 |

Для определения требуемого количества установок необходимо проанализировать кривые мощности и вероятность ветра в поселке. Перемножив графики, приведенные ниже (рис.6-8), и сложив по каждой позиции, получим годовую выработку каждого ветрогенератора. Для KWT 300 выработка равна 1601,9 МВт·ч/год, для GEV MP C 1105,58 МВт·ч/год. По [4] таблице 9 зададимся годовым расходом электроэнергии, на 2018 год потребность в электроэнергии составляла 10572 МВт·ч/год. Так же стоит учесть, что ветрогенераторы будут покрывать 80 % потребляемой мощности, с учетом того, что в ночные часы электрическая энергия будет преобразовываться в тепловую для отопления.

Тогда количество ветрогенераторов определится по формуле

$$n_i = \frac{W_{\text{потр}}}{W_{\text{выр}i}} \cdot 0{,}8, \qquad (1)$$

где - $W_{\text{потр}}$ потребляемая мощность поселком, МВт·ч/год,

$W_{\text{выр}i}$ выработка i-го ветрогенератора, МВТ·ч/год.

$$n_{KWT\ 300} = \frac{10572}{1601{,}9} \cdot 0{,}8 \approx 6$$

$$n_{GEV\ MP\ C} = \frac{10572}{1105{,}58} \cdot 0{,}8 \approx 10$$

Так как хребет горы, выбранный для установки ветрогенераторов, не позволит разместить 10 ветрогенераторов, выбираем KWT-300 в количестве 6 штук.

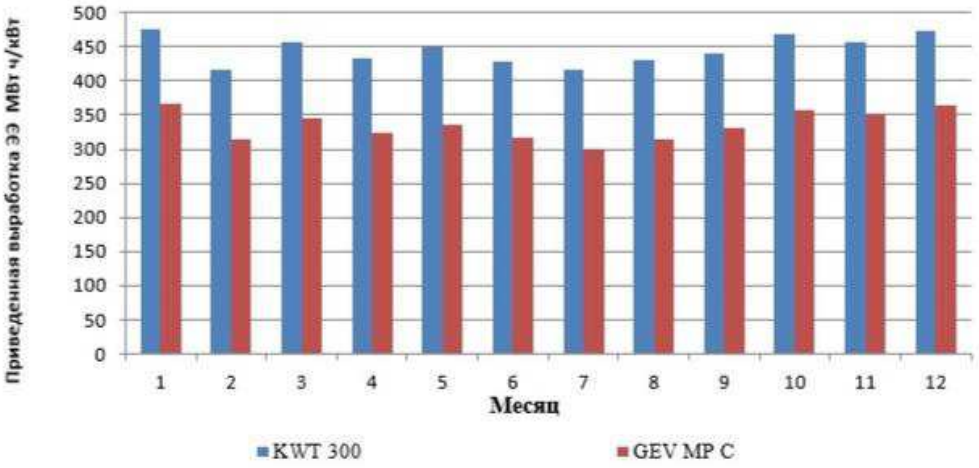



Рисунок 4 — Мощностные характеристики ветрогенераторов

Рисунок 5 — Вероятность ветра в поселке Палана

### 3.2 Выбор дизельных генераторов

Выбор числа и мощности дизельных генераторов следует производить с учётом следующих требований:

1) Суммарная мощность дизельной электростанции, должна быть на 40% больше зимнего максимума нагрузки, кВт:

$$P_{\text{ДЭС}} \geq 1{,}4 \cdot P_{3max}, \quad (2)$$

где $P_{3.\max}$ – максимальная зимняя нагрузка потребителей, кВт

$$P_{\text{ДЭС}} \geq 1{,}4 \cdot 1740,$$

$$P_{\text{ДЭС}} \geq 2436,$$

Принимаем $P_{\text{ДЭС}} = 2560$

2) Годовая генерация ДЭС должна быть на 50% больше годового потребления населенного пункта, кВт·ч:

$$P_{\text{ДЭС}} \cdot 8760 \geq 1{,}5 \cdot W_{\text{год}}, \quad (3)$$

$$2400 \cdot 8760 \geq 1{,}5 \cdot 10571556,$$

$$21024000 \geq 15857334,$$

Выбираем два ДГ Caterpillar 3512B HD мощностью 1280 кВт. Суммарная мощность ДГ составит 2560 кВт. Данная модель электростанции демонстрирует высокий показатель КПД, экономичность и стабильность.

Генератор Caterpillar 3512B HD требует низкие затраты на эксплуатацию, легко монтируется, надежен, экологичнен. Электростанция 3512B HD обладает мощностью 1280 кВт, а также допускает 10-процентную перегрузку через каждые 12 часов работы в течение часа. [5]

Таблица 2 — Технические характеристики ДГ

| Модель | Caterpillar 3512B HD |
|---|---|
| Номинальная мощность, кВт/кВА | 1280/1600 |
| Резервная мощность кВт/кВА | 1408/1760 |
| Номинальное напряжение, В | 400 |
| Модель генератора | SR 4B |
| Габариты, мм | 5693.2 x 2073.1 x 2367.2 |
| Масса, кг | 15685 |
| Расход топлива при 100%/75%/50%, т/час | 340,2/256,6/179,6 |

## 4 Проектирование ВЭС

### 4.1 Выбор структурной схемы станции

Произведем выбор структурной схемы станции.

Первая структурная схема ветро-дизельной электростанции состоит из 8 генераторов (6 ветрогенераторов и 2 дизель генератора) подключенных к двум шинам 0,4 кВ по 3 ветрогенератора и одному дизельгенератору на каждую шину. Выдача мощности потребителю осуществляется с помощью двух повышающих трансформаторов, которые подключены к РУ 10 кв.

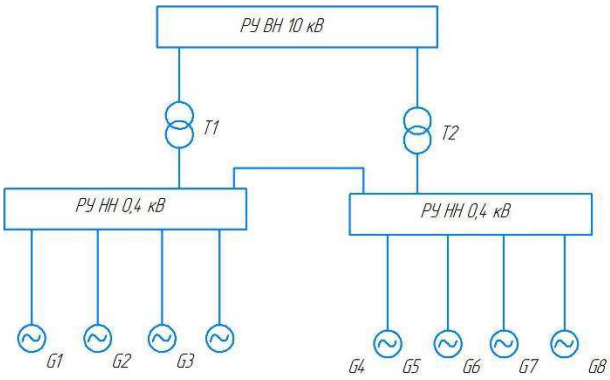



Рисунок 6 — Первый вариант структурной схемы ВЭС

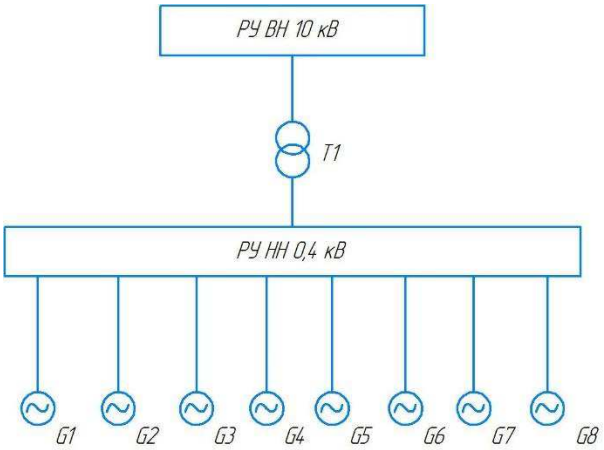



Рисунок 7 — Первый вариант структурной схемы ВЭС

Вторая структурная схема ветро-дизельной электростанции состоит из 8 генераторов подключенных к одной шине 0,4 кВ. Выдача мощности потребителю осуществляется с помощью одного повышающих трансформатора, который подключены к РУ 10 кв.

Второй вариант схемы, крайне ненадежен, отсутвует резервирование оборудования, элементы схемы возможно вывести в ремонт только при

условии прекращения снабжения потребителя электроэнергией. В связи с этим выбераем более надежный первый вариант схемы.

### 4.2 Электрическая схема

Принципиальная электрическая схема представлена на рис. 8.

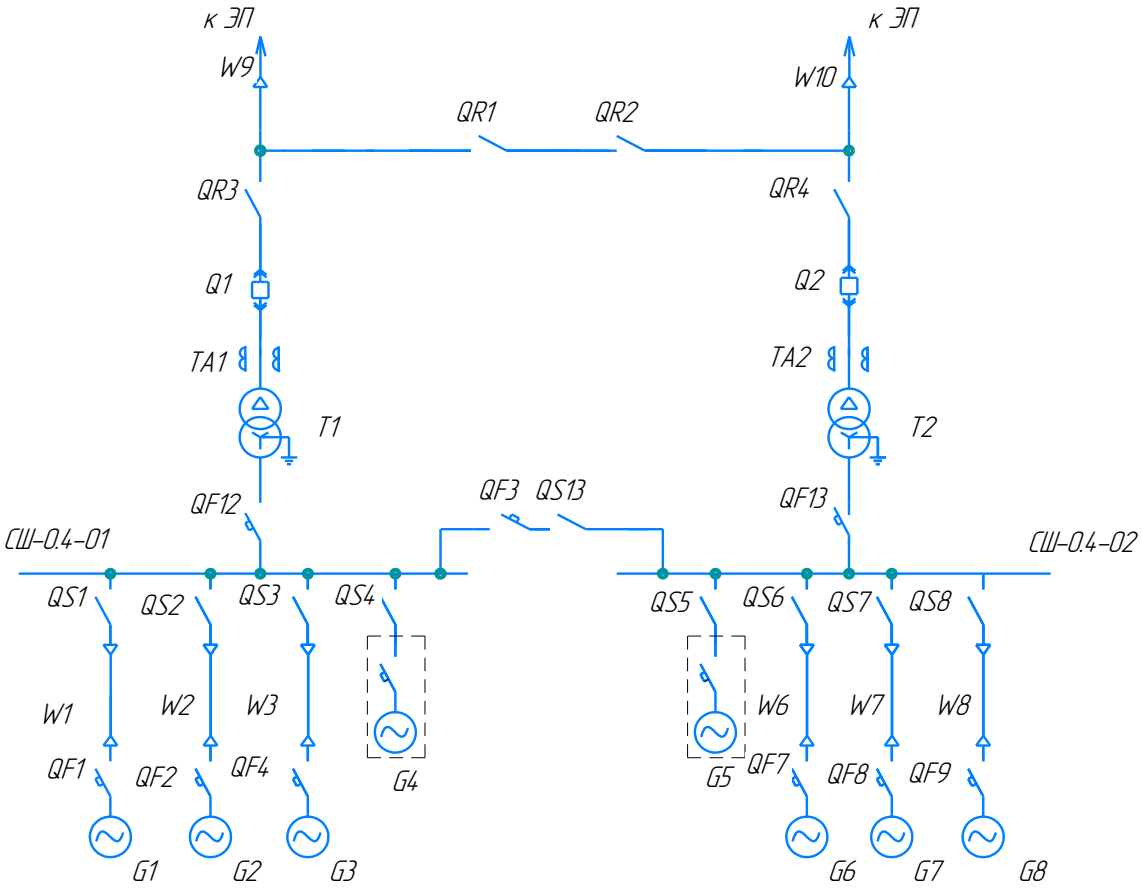



Рисунок 8— Принципиальная электрическая схема

Распределительное устройство на стороне высшего напряжения представлено схемой два блока с разъединителями. Выбор РУ 0,4 кВ производится по количеству присоединений. Так как присоединений у нас 8 шт. (6 — ВЭУ и 2 — ДГ), применяем секционированную одиночную систему шин с автоматическими выключателями в цепях генераторов. Шины связаны через шиносоединительный автоматический выключатель.

### 4.3 Выбор силовых трансформаторов

Выбор трансформаторов осуществляется исходя из максимальной нагрузки потребителей. Наибольшая мощность будет передаваться через

трансформаторы в пасмурные и безветренные дни, когда вся нагрузка покрывается за счет одновременной работы двух дизельных генераторов. Тогда максимальная мощность, передаваемая через трансформаторы, равна

$$S_{max} = SG1 + SG8, \quad (4)$$

где SG1 и SG8 - полные мощности дизельных генераторов по таблице 3, кВА;

$$S_{max} = 1600 + 1600 = 3200 \text{ кВА}$$

Силовые трансформаторы выбираем по условию:

$$S_T \geq 0{,}7 S_{max} \quad (5)$$

где $S_{max}$ - максимальная мощность, передаваемая через трансформаторы, кВА.

$$S_T \geq 0{,}7 \cdot 3200 \geq 2240 \text{ кВА}$$

Руководствуясь полученным значением, принимаем к установке два трансформатора
ТМ-2500. Технические характеристики трансформаторов приведены в таблице 3. [6]

Таблица 3 — Технические характеристики силового трансформатора

| Наименование параметров | Значения параметров |
|---|---|
| Номинальная мощность, КВА | 2500 |
| Номинальное напряжение высшей стороны, кВ | 10 |
| Номинальное напряжение низшей стороны, кВ | 0,4 |
| Схема и групп соединения обмоток | $Д/У_{Н-11}$ |
| Потери холостого хода, кВт | 3500 |
| Потери короткого замыкания, кВт | 26000 |
| Напряжение короткого замыкания, % | 6 |
| Ток холостого хода, % | 1,7 |
| Габариты, мм | 2650х1450х2880 |
| Масса, кг | 5800 |

Так как п. Палана относится к району крайнего севера, необходимо предусмотреть защиту силовых трансформаторов от сурового климата.

Выбираем блокконтейнеры комплектные трансформаторные подстанции (БК ТП) [13]. Весь корпус БК ТП М делится на отсеки:

- Трансформаторный, где устанавливается трансформатор любого вида исполнения (ТМ, ТМГ, ТМЗ, ТСЗ).
- РУВН распредустройство высокого напряжения, где устанавливаются высоковольтные аппараты коммутации и защиты (выключатель нагрузки ВНА ВНР и предохранители ПК Т), а также устанавливаться высоковольтные ячейки типа КСО собственного производства.
- РУНН распределительное устройство низкого напряжения, где устанавливаются автоматические выключатели ВА, рубильники РПС, а также панели типа ЩО-70 или ВРУ собственного производства.

Подстанция трансформаторная БКТПМ (промышленные комплектные трансформаторные подстанции КТП) обеспечивает учет активной и реактивной электроэнергии с помощью счетчиков и трансформаторов тока. Для создания нормальных условий работы электроаппаратуры в подстанции БКТТЛ имеется обогрев.

Преимущества комплектных трансформаторных подстанции утепленных сэндвичем:

1 . Полная заводская готовность;

2. Применение современного, надежного и безопасного в эксплуатации оборудования;

3. Малые габариты, быстрый монтаж и ввод в эксплуатацию;

4. Возможность разработки индивидуального решения для каждого объекта, изготовления схем любой степени сложности;

5. Возможность наращивания мощности добавлением дополнительных блоков;

6. БКТПМ выполняются в металлических сварных блок-боксах и могут транспортироваться любым видом транспорта;

7. Возможность быстрого демонтажа при перемещении блок-бокса;

8. Работа оборудования при температуре окружающей среды от -60 С до +45 С;

Соответствие требованиям ГОСТ 14695;

10. Комплектация трансформаторами любых типов российского и западного производства;

11 . Качество внешней и внутренней отделки;

12. Срок службы оборудования составляет не менее 25 лет.

## 5 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры, кабельных линий и шинопроводов

Предварительный выбор осуществляется по номинальным параметрам, таким как напряжение и ток. Условия выбора аппаратов и проводников:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном}}^{\text{сети}} \quad (6)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}} \quad (7)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{ном}}^{\text{сети}}$ – номсети номинальное напряжение сети;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток аппарата/проводника;

$I_{\text{прод.расч}}$ – расчётный продолжительный ток.

### 5.1 Выбор высоковольтных выключателей и разъединителей

Распределительное устройство на стороне ВН 10 кВ представлено схемой схемой неполный мостик.

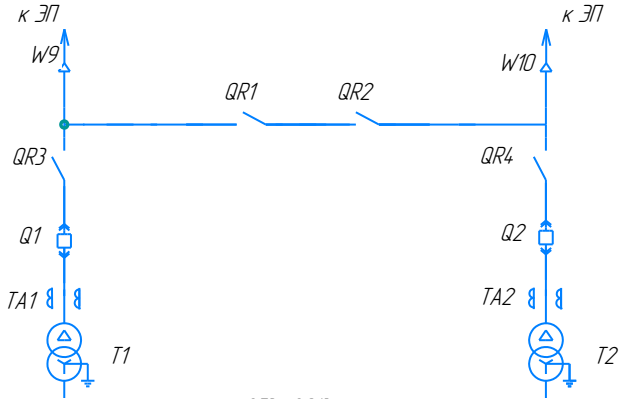



Рисунок 9 - Схема РУ 10 кВ

Предварительный выбор выключателей осуществляется по напряжению и номинальному току.

Ток, протекающий в цепи ВН силового трансформатора:

$$I_{\text{прод.расч}} = \frac{S_{\text{макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}} \quad (8)$$

где $S_{\text{макс}}$ – максимальная мощность нагрузки, по формуле 6, кВА;

$U_{\text{номВН}}$ – номинальное напряжение высшей стороны выбранного трансформатора, кВ;

$$I_{\text{прод.расч}} = \frac{3200}{\sqrt{3} \cdot 10} = 184{,}75$$

Принимаем к установке выключатель BB/TEL-l0-20-630-Y2 [8], с номинальным током 630 А. Условия выбора по напряжению и току:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном}}^{\text{сети}}$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$$

$$630 \text{ А} \geq 184{,}75 \text{ А}$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение аппарата, равное 10 кВ;

$U_{\text{ном}}^{\text{сети}}$ – номинальное напряжение сети, равное 10 кВ;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток аппарата/проводника, равный 630 А;

$I_{\text{прод.расч}}$ – расчётный продолжительный ток в цепи ВН трансформатора по формуле (8), А.

Данный выключатель подходит для установки в КРУ серии С — 410 (800*1500*2300) в БКТП.

Выбор разъединителей производится по номинальным условиям, типу и числу полюсов, роду и способу установки. Выбираем разъединители внутренней установки типа РВ 10/400 УХЛ2 производства «КонтактЭлектро» [9].

### 5.2 Выбор автоматических выключателей

Для выбора автоматических выключателей в первую очередь необходимо рассчитать максимальный ток, протекающий через их контакты, по формуле, А:

$$I_{\text{прод.расч}} = \frac{S_{\text{макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (9)$$

где $S_{\text{макс}}$ – максимальная полная мощность генерирующего устройства, кВА;

$U_{\text{номВН}}$ – номинальное напряжение генерирующего устройства, кВ;

Тогда ток, протекающий по автоматическому выключателю, А:

$$I_{\text{прод.расч}} = \frac{1760}{\sqrt{3} \cdot 0{,}4} = 2540{,}34$$

Результаты расчетов и для других автоматических выключателей в цепях присоединений и в цепях трансформаторов сведены в таблицу 4.

Таблица 4 — Расчетные продолжительные токи, протекающие через контакты автоматических выключателей

| Обозначение на схеме | Продолжительный расчетный ток, А |
|---|---|
| QF1-2, QF4, QF7-9 - в цепях ВЭУ | 497,96 |
| QF3 — секционный автоматический выключатель | 2309,4** |
| QF12-QF13 — в цепях трансформаторов | 4618,8** |
| ** токи в цепях Т1, Т2 и секционного автоматического выключателя определялись по максимальной мощности нагрузки по формуле (6). | |

Принимаем к установке автоматические выключатели группы компаний «DEKraft»[10]. Выбор по номинальному току, формула (9), представлен в таблице 5. Выключатели имеющие номинальное рабочее напряжение равное 0,4 кВ, должны соответствовать условию выбора по напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном}}^{\text{сети}}$$

$$0{,}4 \text{ кВ} \geq 0{,}4 \text{ кВ}$$

Таблица 5 — Выбор автоматических выключателей

| Рабочее напря-жение | Обозначение на схеме | Тип автоматического выключателя | Продолжи-тельный расчетный ток, А | Номинальный ток выключателя, А |
|---|---|---|---|---|
| 0,4 кВ | QF1-2, QF4, QF7-9 | ВА-305 3Р 500А | 497,96 | 500 |
| | QF3 | ва732-3Р-2500А-D-Н | 2309,4 | 2500 |
| | QF12-QF13 | ва733-3Р-5000А-D-Н | 4618,8 | 5000 |

Таблица 6 — Выбор рубильников

| Рабочее напряжение | Обозначение на схеме | Тип рубильника | Продолжительный расчетный ток, А | Номинальный ток выключателя, А |
|---|---|---|---|---|
| 0,4 кВ | QS1-3, QS6-8 | ВРЭ 630 А EKF PROxima | 497,96 | 630 |
| | QS13 | PE19-46-31160 3150A EKF PROxima | 2309,4 | 3150 |
| | QS4-QS5 | PE19-46-31160 3150A EKF PROxima | 2540,34 | 3150 |

Оборудование на 0,4 кВ будет располагаться в шкафах РУ 2000*800*600 (в. ш. д.)

### 5.3 Выбор сечений кабельных линий

Выбираем сечения кабельных линий (КЛ) по длительно допустимому току, используя ранее рассчитанные продолжительные токи (табл. 4). Сведем полученные данные в таблицу 7.

Таблица 7 — Выбор сечений КЛ по току

| Обозначение на схеме | Сечение, $мм^2$ | Продолжительный расчетный ток, А | Допустимый длительной ток, | Условие выбора |
|---|---|---|---|---|
| W1-3, W6-8 | 150 | 497,96 | 520 | $I_{доп} \geq I_{прод.расч}$ |

Выбираем три одножильных алюминиевых кабеля марки «АВВГ-ХЛ» с изоляцией токоведущих жил и внешней оболочкой из ПВХ пластиката производства ООО «Электропоставка» [11].

Условие выбора по напряжению, кВ:

$$U_{ном} \geq U_{ном}^{сети}$$

$$0{,}66 \geq 0{,}4$$

Выбранные кабели удовлетворяют условиям предварительного выбора.

### 5.4 Выбор шин

Кроме распределительных шин, шинами будут присоединяться ДГ и трансформаторы.

Ток, протекающий по распределительным шинам, определим через максимальную мощность нагрузки, найденную по формуле (9). Значение тока было рассчитано ранее (см. таблицу 5) и оно составляет $I_{\text{прод.расч}} = 2540{,}34$ А.

Выбираем медные шины типа ШМТ сечением 10х120 с длительно допустимым током $I_{\text{доп}} = 2650$ А производства торговой компании [12]. Такие же шины будут соединять РСШ с трансформаторами.

Ток, протекающий по шинам, соединяющим РСШ и ДГ, определен по формуле 8 (см.таблицу 5). Выбираем шины типа ШМТ производства «ЭТМ».

Выбор сечения медных шин представлен в таблице 8.

Таблица 8 — Выбор медных шин по току

| Обозначение на схеме | Сечение, мм$^2$ | Продолжительный расчетный ток, А | Допустимый длительной ток, | Условие выбора |
|---|---|---|---|---|
| РСШТ, РСШ2 | 3х10х100 | 4618,8 | 4650 | $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ |

Выбранные шины удовлетворяют указанным условиям выбора

### 5.5 Выбор измерительных трансформаторов тока на стороне 10кВ

Выбираем опорный трансформатор тока ТОЛ-10-1-1 [13]. Условия выбора по формулам (6) и (7), кВ и А соответственно

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном}}^{\text{сети}}$$

$$10 = 10$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$$

$$200 > 184{,}75$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение трансформатора тока;
$U_{\text{ном}}^{\text{сети}}$ – номинальное напряжение сети

$I_{ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока;

$I_{прод.расч}$ – ток протекающий в цепи ВН трансформатора, определяемый по формуле 9, А.

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет условиям предварительного выбора.

### 5.6 Выбор сечения кабельных линий электропередач 10 кВ

Выбираем сечения кабельных линий (КЛ) по длительно допустимому току [1], используем ранее посчитанное значение тока по формуле 9.

Таблица 9 — Выбор сечения КЛ 10 кВ

| Обозначение на схеме | Сечение, мм$^2$ | Продолжительный расчетный ток, А | Допустимый длительной ток, А | Условие выбора |
|---|---|---|---|---|
| W9-10 | 3х70 | 184,75 | 225 | $I_{доп} \geq I_{прод.расч}$ |

Выбираем трехжильный кабель АПвБВнг(А)-ХЛ 3х70/16-10 [14].
Условие выбора по напряжению, кВ:

$$U_{ном} \geq U_{ном}^{сети}$$

$$10 = 10$$

Выбранный кабель удовлетворяет условиям предварительного выбора.

## 6 Расчет токов короткого замыкания

Расчеты токов короткого замыкания в низковольтных сетях (0,4 кВ) имеют ряд особенностей и допущений:

- расчет ведется в именованных единицах;
- учитываются активные сопротивления элементов и переходные сопротивления разъемных и разборных контактов;
- учитываются сопротивления встроенных элементов, отключающих (защитных) аппаратов;
- влияние электрической дуги в месте КЗ учитывается введением в расчетную схему ее активного сопротивления;
- все активные и индуктивные сопротивления элементов выражаются в мОм [15].

### 6.1 Определение параметров схемы замещения

Определим параметры элементов, входящих в схему замещения. Индуктивные и активные сопротивления синхронных генераторов (дизельных генераторов) определяются в соответствии с их каталожными данными. Так для ДГ 1280 кВт индуктивные и активные сопротивления [15], мОм

$$x_{G4} = x''_{d(\text{н})*} \frac{U^2_{\text{ном}}}{S_{\text{ном}}} \quad (10)$$

$$x_{2G4} = x_{2*(\text{н})} \frac{U^2_{\text{ном}}}{S_{\text{ном}}} \quad (11)$$

$$r_{G4} = \frac{x''_{d(\text{н})*}}{\omega_{\text{синх}} T_a^{(3)}} \quad (12)$$

где $x''_{d(\text{н})*}$ – сверхпереходное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси в о.е., приведенное к номинальным условиям (в выбранных дизельных генераторах установлены синхронные генераторы CAT SR5 [16]);

$x_{2*(\text{н})}$ – индуктивное сопротивление обратной последовательности в о.е., приведенное к номинальным условиям [16];

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение генератора, В;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная полная мощность генератора, Вт;

$\omega_{\text{синх}}$ – синхронная угловая частота вращения, рад/с;

$T_a^{(3)}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока якоря при трехфазном коротком замыкании на выводах машины [16].

$$x_{G4} = 0{,}31 \frac{0{,}4^2 \cdot 10^3}{1280} = 38{,}75 \text{ мОм}$$

$$x_{2G4} = 0{,}36 \frac{0{,}4^2 \cdot 10^3}{1280} = 45 \text{ мОм}$$

$$r_{G4} = \frac{45}{2\pi \cdot 50 \cdot 15 \cdot 10^{-3}} = 9{,}55 \text{ мОм}$$

Модуль фазной ЭДС к моменту короткого замыкания вычисляется с учетом параметров предшествующего режима, В

$$E_{\text{ф}G4} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}} \sqrt{(U_{(0)} \cdot cos\varphi_{(0)})^2 + (U_{(0)*\text{н}} \cdot sin\varphi_{(0)} + x''_{d(\text{н})*} I_{(0)*\text{н}})^2} \quad (13)$$

Где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение генератора, В

$U_{(0)*\text{н}}$ – напряжение генератора в предшествующем режиме в долях номинального напряжения, принимаем равным единице, считая, что в предшествующем режиме напряжение было равно номинальному, о.е.;

$I_{(0)*\text{н}}$ – ток генератора в предшествующем режиме в долях номинального тока, принимаем равным единице, считая, что в предшествующем режиме ток был равен номинальному, о.е.;

$cos\varphi_{(0)}$ – коэффициент мощности в предшествующем режиме, принимаем равным номинальному, о.е.;

$x''_{d(\text{н})*}$ – то же, что и в формуле (10).

$$E_{\text{ф}G4} = \frac{1280}{\sqrt{3}}\sqrt{(1 \cdot 0{,}8)^2 + (1 \cdot 0{,}6 + 0{,}31 \cdot 1)^2} = 895{,}421 \text{ В}$$

В ВЭУ KWT 300 используется асинхронный генератор, каталожные данные для которого отсутствуют. Согласно ГОСТ 28249-93 [17] принимаем $x''_{d(\text{н})*} = 0{,}18$, а $r = 0{,}36\, x_{\text{аг}}$.

Тогда параметры асинхронного генератора ВЭУ (коэффициент мощности равен 0,75), [15] по формулам (10-13)

$$x_{G3} = 0{,}18\frac{0{,}4^2 \cdot 10^3}{300/0{,}75} = 72 \text{ мОм}$$
$$r_{G3} = 0{,}36 \cdot 72 = 25{,}92 \text{ мОм}$$

$$E_{\text{ф}G1} = \frac{300}{\sqrt{3}}\sqrt{(1 \cdot 0{,}75)^2 + (1 \cdot 0{,}66 + 0{,}18 \cdot 1)^2} = 195{,}046 \text{ В}$$

Активное сопротивление автоматических выключателей складывается из активного сопротивления катушек электромагнитного расцепителя, нагревательного элемента теплового расцепителя, главных контактных полюсов и присоединительных зажимов. Тогда активные и индуктивные сопротивления автоматических выключателей определяются по формулам [15], мОм

$$R_{QF} = R_{\text{расц}} + R_{\text{к.с}} \quad (14)$$
$$X_{QF} = X_{\text{расц}} \quad (15)$$

где $R_{\text{расц}}$ – активное сопротивление катушек электромагнитного расцепителя, мОм;

$R_{к.с}$ – сопротивление главных контактов и присоединительных зажимов, мОм;

$X_{расц}$ – индуктивное сопротивление катушек электромагнитного расцепителя, мОм.

$$R_{QF} = 0{,}36 + 0{,}6 = 0{,}96$$
$$X_{QF} = 0{,}28$$

Расчет сопротивлений для автоматических выключателей сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – Сопротивление автоматических выключателей

| Обозначение на схеме | Тип автоматического выключателя | $R_{расц}$ мОм | $X_{расц}$ мОм | $R_{к.с}$ мОм | $R_{QF}$ мОм | $X_{QF}$ мОм |
|---|---|---|---|---|---|---|
| QF1-2, QF4, QF7-9 | ВА-305 3Р 500А | 0,15 | 0,1 | 0,4 | 0,55 | 0,1 |
| QF3 | ва732-3Р-2500А-D-Н | 0,08 | 0,06 | 0,07 | 0,13 | 0,06 |
| QF12-QF13 | ва733-3Р-5000А-D-Н | 0,06 | 0,05 | 0,055 | 0,1 | 0,05 |

Активное сопротивление кабельных линий должно определяться с учетом температуры жил в момент, предшествующий возникновению короткого замыкания, и с учетом увеличения температуры жил в процессе нагрева их током короткого замыкания. Рассмотрим самый тяжелый случай — нагрев кабеля летом. Тогда при расчете тока в начальный момент короткого замыкания активное сопротивление жил кабелей следует привести к температуре жил в момент, предшествующий короткому замыканию по формуле [15], °С

$$\theta_{нач} = \theta_{окр} + К_З^2(\theta_{доп.прод} - \theta_{окр.норм}) = \theta_{окр} + (\frac{I_{расч}}{I_{доп.прод}})^2(\theta_{доп.прод} - \theta_{окр.норм}) \quad (16)$$

Где $\theta_{окр}$ – температура окружающей среды, принимаем равной 15 °С;

$К_З$ – коэффициент загрузки кабеля, равный отношению продолжительного расчетного тока к длительному допустимому, о.е.;

$\theta_{доп.прод}$ – допустимая продолжительная температура нагрева изоляции в продолжительном режиме, для ПВХ изоляции равна 70 °С;

$\theta_{\text{окр.норм}}$ – нормированная температура окружающей среды, при прокладке на открытом воздухе принимаем равной 15 °С;

Коэффициент для приведения активного сопротивления кабелей к температуре $\theta_{\text{нач}}$, соответствующей начальному моменту короткого замыкания, вычисляется по аппроксимирующей формуле, о.е.

$$К_{\theta_{\text{нач}}} = \frac{\theta_{\text{уст}} + \theta_{\text{нач}}}{\theta_{\text{уст}} + \theta_{\text{ном}}} \quad (17)$$

где $\theta_{\text{уст}}$ – условная температура, для алюминиевых жил равна 236 °С;

$\theta_{\text{ном}}$ – номинальная температура, для которой заданы исходные значения погонных сопротивлений кабелей, равна 20 °С.

Тогда сопротивления кабельной линии в начальный момент короткого замыкания вычисляются по следующим формулам, мОм

$$X_W = \frac{X_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} \quad (18)$$

$$R_W = К_{\theta_{\text{нач}}} \frac{R_0 \cdot l + k_{\text{к.с.}} \cdot R_{\text{к.с.}}}{n_{\text{ц}}} \quad (19)$$

где $l$ – длина линии, м;

$n_{\text{ц}}$ – количество параллельных кабелей в линии, шт.;

$k_{\text{к.с.}}$ – количество разборных контактных соединений по длине одной жилы, принимаем равным двум, шт. ;

$R_{\text{к.с.}}$ – сопротивление одного разборного контактного соединения, мОм

Например, для кабельной линии *W1* в цепи ветрогенератора *G1* сопротивления будут равны:

$$\theta_{\text{нач}} = 15 + (\frac{192{,}45}{210})^2 (70 - 15) = 61{,}19 ℃.$$

$$К_{\theta_{\text{нач}}} = \frac{236 + 61{,}19}{236 + 20} = 1{,}16$$

$$X_{W1} = \frac{0{,}082 \cdot 615}{3} = 16{,}81 \text{ мОм}$$

$$R_{W1} = 1{,}16 \frac{0{,}447 \cdot 615 + 2 \cdot 0{,}029}{3} = 106{,}32 \text{ мОм}$$

Вышеуказанные параметры для других кабельных линий вычисляются аналогично. Результаты расчетов сведем в таблицу 11.

Таблица 11 — Сопротивления кабельных линий

| Обозначение на схеме | $l$,м | $K_з^2$, о.е. | $\theta_{нач}$, $^oC$ | $К_{\theta_{нач}}$, о. е. | $R_0$ мОм/м | $X_0$, мОм /м | $R_{к.с.}$ мОм | $R_W$, мОм | $X_W$, мОм |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| W1 | 615 | 0,84 | 61,19 | 1,16 | 0,447 | 0,082 | 0,029 | 106,32 | 16,81 |
| W2 | 715 | 0,84 | 61,19 | 1,16 | 0,447 | 0,082 | 0,029 | 123,6 | 19,54 |
| W3 | 815 | 0,84 | 61,19 | 1,16 | 0,447 | 0,082 | 0,029 | 140,89 | 22,28 |
| W6 | 915 | 0,84 | 61,19 | 1,16 | 0,447 | 0,082 | 0,029 | 158,17 | 25,01 |
| W7 | 1015 | 0,84 | 61,19 | 1,16 | 0,447 | 0,082 | 0,029 | 175,45 | 27,74 |
| W8 | 1115 | 0,84 | 61,19 | 1,16 | 0,447 | 0,082 | 0,029 | 192,74 | 30,47 |
| W9,W10* | 1500 | 0,06 | 15,19 | 0,98 | 0,641 | 0,126 | - | 943,46 | 189 |
| *Кабели идущие к потребителю 10 кВ | | | | | | | | | |

Удельные активные и индуктивные сопротивления для шин принимаем по [15]. Значения активных сопротивлений необходимо привести к рабочей температуре в момент начала короткого замыкания, путем их умножения на $К_{\theta_{нач}}$, как это делалось для кабельных линий. Тогда начальная температура для РСШ по формуле (16), $^oC$

$$\theta_{нач} = 15 + (\frac{1082,53}{1125})^2(70 - 15) = 65,93℃.$$

Коэффициент приведения по формуле (17), о.е.

$$К_{\theta_{нач}} = \frac{236+ 65,93}{236+ 20} = 1,18$$

Тогда активное и индуктивное сопротивление шин по [21], мОм

$$X_{РСШ1} = X_0 \cdot l$$

$$R_{РСШ1} = R_0 \cdot l \cdot K_{\theta_{нач}} \cdot K_Д + k_{к.с.} \cdot R_{к.с.}$$

где $l$ – длина участка шины, равная отрезку между двумя контактными соединениями, принимаем равным 1 м;

$K_{\theta_{нач}}$ – коэффициент приведения, о.е.;

$K_Д$ – коэффициент, учитывающий добавочные потери, обусловленные влиянием поверхностного эффекта и эффекта близости, гистерезиса и вихревых токов, при одной шине примерно равен 1,18 о.е.;

$k_{к.с.}$ – число контактных соединений, принимаем равным двум, шт.

$$X_{РСШ1} = 0{,}0176 \cdot 1$$

$$R_{РСШ1} = 0{,}0332 \cdot 1 \cdot 1{,}18 \cdot 1{,}18 + 2 \cdot 0{,}003 = 0{,}0511$$

Расчет для всех шинопроводов сведем в таблицу 12.

Таблица 12 — Сопротивления шинопроводов

| Обозначение на схеме | *l,м* | $K_з^2$, *о.е.* | $\theta_{нач}$, $^oC$ | $К_{\theta_{нач}}$, о. е. | $R_0$ *мОм/м* | $X_0$, *мОм/м* | $R_W$ мОм | $X_W$, *мОм* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| W4,W5 | 9,7 | 0,70 | 41,95 | 1,09 | 0,1470 | 0,1600 | 2,108 | 1,552 |
| W11,W12 | 4 | 0,93 | 65,93 | 1,18 | 0,0332 | 0,0176 | 0,191 | 0,070 |
| РСШ1, РСШ2 | 1 | 0,93 | 65,93 | 1,18 | 0,0332 | 0,0176 | 0,051 | 0,018 |

Сопротивления силового трансформатора определяются каталожные данные для трансформатора ТМ-2500/10 приняты по [15], $R_т$ = 0,67 мОм и $X_т$ = 3,7 мОм.

Активное и индуктивное сопротивления (приведенные к стороне 0,4 кВ) для измерительного трансформатора тока принимаем равными $R_{та}$ 7 мОм, $X_{та}$=11 мОм для первичного номинального тока 50 А и класса точности 1,0 из справочных данных [15].

Номинальное сопротивление главных контактов выключателя ВВ/TEL-10 и разъединителя РВ 10/630 измеряется в мкОм, поэтому им пренебрегаем.

### 6.2 Расчет трехфазного тока короткого замыкания

В схеме электростанции необходимо посчитать токи короткого замыкания (ТКЗ) при коротком замыкании (КЗ) в наиболее вероятных точках. К таким точкам следует отнести присоединение КЛ к ближайшему ВГ (G1), а также КЗ на стороне потребителя или КЛ отходящей к потребителю.

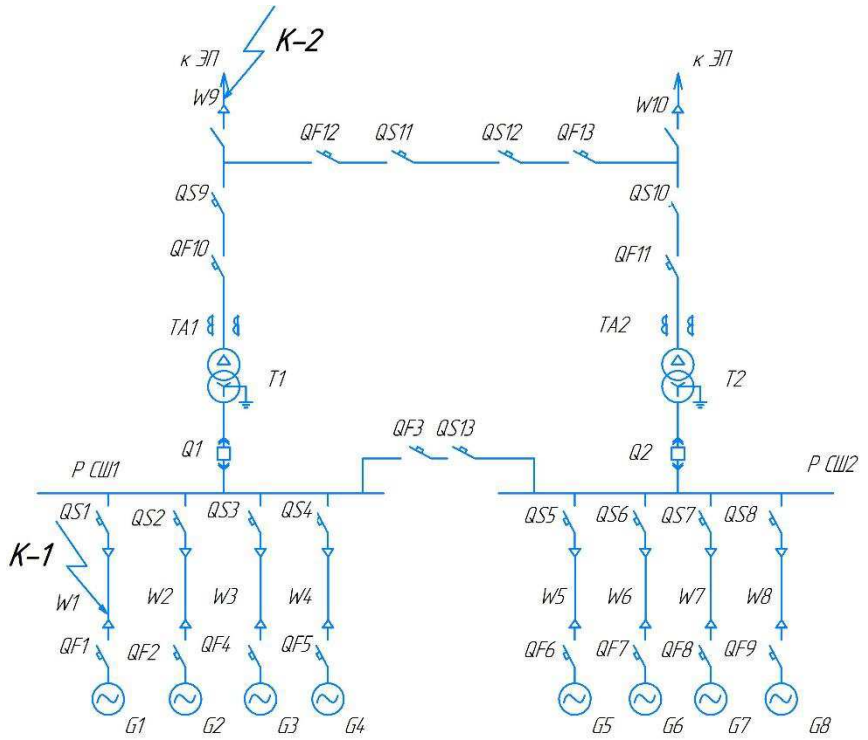



Рисунок 10 - Схема электрических соединений для расчета токов КЗ

При КЗ в точке К-1 учитываем работу всех ветрогенераторов и ДГ, также не учитываются ветви со стороны высшего напряжения, так как ток КЗ там протекать не будет (нет источников питания). Схема замещения для расчета ТКЗ в точке К-1 представлена на рисунке 11.

При КЗ в точке К-2 учитываем работу только ДГ

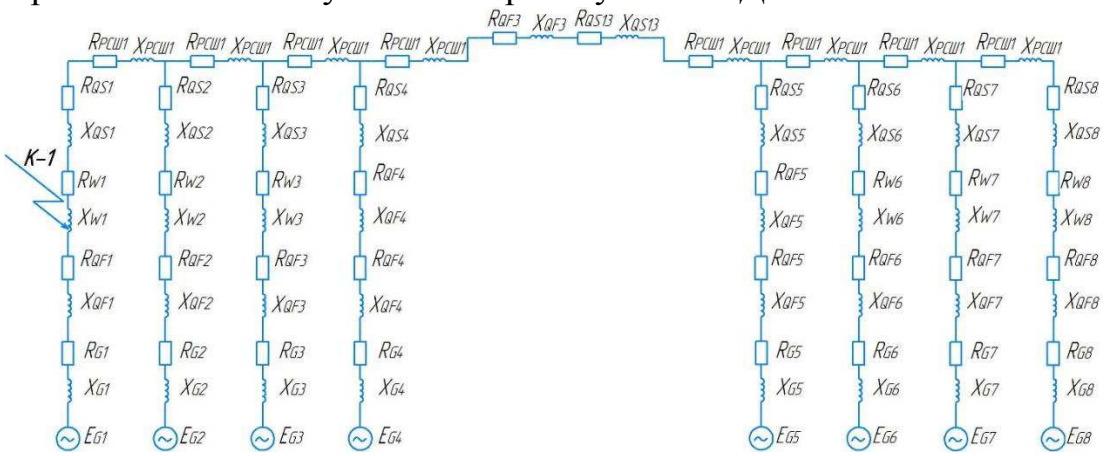



Рисунок 11 - Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К-1

После составления схемы замещения и определения всех величин, входящих в нее, необходимо преобразовать эту схему относительно места КЗ (точка К-1) к упрощенному виду и найти результирующую ЭДС автономных источников и суммарные активное и индуктивное сопротивления относительно точки КЗ, по которым в дальнейшем определить начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ.

Преобразование схемы будем проводить поэтапно в направлении от источников питания к месту КЗ в соответствии с известными правилами преобразования.

Определим сопротивления элементов, соединенных последовательно, мОм

$$R_1 = R_{\text{РСШ1}} + R_{QS1} + R_{W1} = 0{,}051+0{,}02+106{,}32=106{,}391$$

$$X_1 = X_{\text{РСШ1}} + X_{W1} = 0{,}018+16{,}81=16{,}828$$

$$R_2 = R_{QS2} + R_{W2} + R_{QF2} + R_{G2} = 0{,}02+123{,}6+0{,}55+25{,}92=150{,}9$$

$$X_2 = X_{W1} + X_{QF1} + X_{G1} = 19{,}54+0{,}1+72=91{,}64$$

$$R_3 = R_{QS3} + R_{W3} + R_{QF3} + R_{G3} = 0{,}02+140{,}89+0{,}55+25{,}92=167{,}38$$

$$X_3 = X_{W3} + X_{QF3} + X_{G3} = 22{,}28+0{,}1+72=94{,}38$$

$$R_4 = R_5 = R_{QS4} + R_{W4} + R_{QF4} + R_{G4} = 0{,}02+2{,}108+0{,}13+9{,}55 =11{,}808$$

$$X_4 = X_5 = X_{W4} + X_{QF4} + X_{G4} = 1{,}55+0{,}06+38{,}75 =40{,}36$$

$$R_6 = R_{QS6} + R_{W6} + R_{QF6} + R_{G6} = 0{,}02+158{,}17+0{,}55+25{,}92=184{,}66$$

$$X_6 = X_{W6} + X_{QF6} + X_{G6} = 25{,}01+0{,}1+72=97{,}11$$

$$R_7 = R_{QS7} + R_{W7} + R_{QF7} + R_{G7} = 0{,}02+175{,}45+0{,}55+25{,}92=201{,}94$$

$$X_7 = X_{W7} + X_{QF7} + X_{G7} = 27{,}74+0{,}1+72=99{,}84$$

$$R_8 = R_{\text{РСШ2}} + R_{QS8} + R_{W8} + R_{QF8} + R_{G8} = 0{,}051+0{,}02+192{,}74+0{,}55+$$

$$+25{,}92=219{,}281$$

$$X_8 = X_{\text{РСШ2}} + X_{W8} + X_{QF8} + X_{G8} = 0{,}051+30{,}47+0{,}1+72=102{,}621$$

$$R_9 = R_{\text{РСШ1}} + R_{QF3} + R_{\text{РСШ2}} = 0{,}051+0{,}13+0{,}051=0{,}232$$

$$X_9 = X_{\text{РСШ1}} + X_{QF3} + X_{\text{РСШ2}} = 0{,}018+0{,}06+0{,}018=0{,}096$$

$$R_{10} = R_{QF1}+R_{G1} = 0{,}55+25{,}92=26{,}47$$

$$X_{10} = X_{QF1}+X_{G1} = 0{,}1+72=72{,}1$$

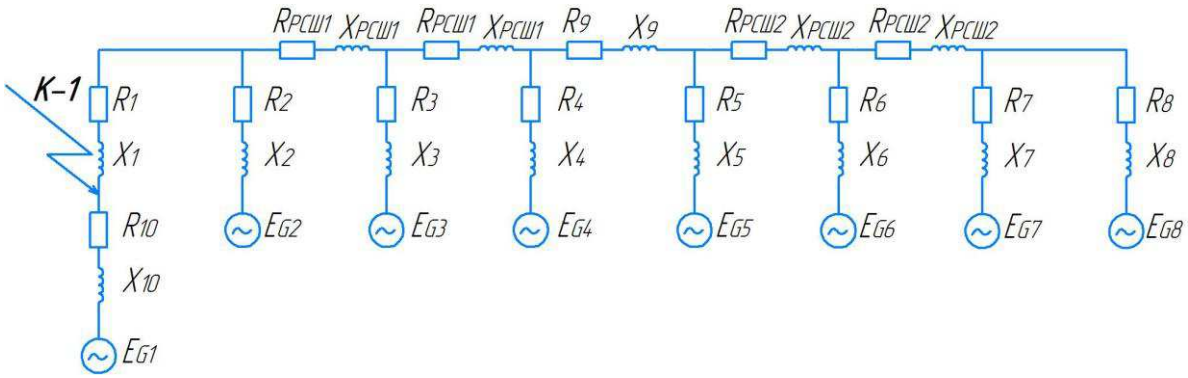



Рисунок 12 — Промежуточная схема

Сопротивления 7 и 8 соединены параллельно.

$$R_{11} = \frac{R_7 \cdot R_8}{R_7+R_8} = \frac{201{,}94 \cdot 219{,}287}{201{,}94 + 219{,}287} = 105{,}128$$

$$X_{11} = \frac{X_7 \cdot X_8}{X_7+X_8} = \frac{99{,}84 \cdot 102{,}621}{99{,}84 + 102{,}621} = 50{,}606$$

Суммарная ЭДС $E_{7\text{-}8}=E_7=E_8=195{,}046$

Эквивалентируем последовательные и параллельные участки

$$R_{12} = R_{11}+R_{\text{РСШ2}} = 105{,}128 + 0{,}51 = 105{,}638$$

$$X_{12} = X_{11}+X_{\text{РСШ2}} = 50{,}606 + 0{,}018 = 50{,}624$$

$$R_{13} = \frac{R_{12} \cdot R_6}{R_{12}+R_6} = \frac{105{,}638 \cdot 184{,}66}{105{,}638 + 184{,}66} = 67{,}197$$

$$X_{13} = \frac{X_{12} \cdot X_6}{X_{12}+X_6} = \frac{50{,}624 \cdot 97{,}11}{50{,}624 + 97{,}11} = 33{,}276$$

$E_{8\text{-}6}$=195,046

$$R_{14} = R_{13}+R_{\text{РСШ2}} = 67{,}197 + 0{,}51 = 67{,}707$$

$$X_{14} = X_{13}+X_{\text{РСШ2}} = 33{,}276 + 0{,}018 = 33{,}294$$

$$R_{15} = \frac{R_{14} \cdot R_5}{R_{14}+R_5} = \frac{67{,}707 \cdot 11{,}808}{67{,}707 + 11{,}808} = 10{,}054$$

$$X_{15} = \frac{X_{14} \cdot X_5}{X_{14}+X_5} = \frac{33{,}294 \cdot 40{,}36}{33{,}294 + 40{,}36} = 18{,}244$$

$$E_{8-5} = \frac{E_{8-6} \cdot \sqrt{R_5^2 + X_5^2}+E_5 \cdot \sqrt{R_{14}^2 + X_{14}^2}}{\sqrt{R_5^2 + X_5^2} + \sqrt{R_{14}^2 + X_{14}^2}} =$$
$$= \frac{195{,}046 \cdot \sqrt{11{,}808^2 + 40{,}36^2} + 895{,}421 \cdot \sqrt{67{,}707^2 + 33{,}294^2}}{\sqrt{11{,}808^2 + 40{,}36^2} + \sqrt{67{,}707^2 + 33{,}294^2}}$$
$$= 437{,}065$$

$$R_{16} = R_{15}+R_9 = 10{,}054 + 0{,}232 = 10{,}286$$

$$X_{16} = X_{15}+X_9 = 18{,}244 + 0{,}096 = 18{,}34$$

$$R_{17} = \frac{R_{16} \cdot R_4}{R_{16}+R_4} = \frac{10{,}286 \cdot 11{,}808}{10{,}286 + 11{,}808} = 5{,}497$$

$$X_{17} = \frac{X_{16} \cdot X_4}{X_{16}+X_4} = \frac{18{,}34 \cdot 40{,}36}{18{,}34 + 40{,}36} = 12{,}61$$

$$E_{8-4} = \frac{E_{8-5} \cdot \sqrt{R_4^2 + X_4^2}+E_5 \cdot \sqrt{R_{16}^2 + X_{16}^2}}{\sqrt{R_4^2 + X_4^2} + \sqrt{R_{16}^2 + X_{16}^2}} =$$
$$= \frac{437{,}065 \cdot \sqrt{11{,}808^2 + 40{,}36^2} + 895{,}421 \cdot \sqrt{10{,}286^2 + 18{,}34^2}}{\sqrt{11{,}808^2 + 40{,}36^2} + \sqrt{10{,}286^2 + 18{,}34^2}}$$
$$= 589{,}816$$

$$R_{18} = X_{17} + R_{\text{РСШ1}} = 5{,}497 + 0{,}51 = 6{,}007$$

$$X_{18} = X_{17} + X_{\text{РСШ1}} = 12{,}61 + 0{,}018 = 12{,}628$$

$$R_{19} = \frac{R_{18} \cdot R_3}{R_{18} + R_3} = \frac{6{,}007 \cdot 167{,}38}{6{,}007 + 167{,}38} = 5{,}799$$

$$X_{19} = \frac{X_{18} \cdot X_3}{X_{19} + X_3} = \frac{12{,}628 \cdot 94{,}38}{12{,}628 + 94{,}38} = 11{,}14$$

$$E_{8-3} = \frac{E_{8-4} \cdot \sqrt{R_3^2 + X_3^2} + E_4 \cdot \sqrt{R_{18}^2 + X_{18}^2}}{\sqrt{R_3^2 + X_3^2} + \sqrt{R_{18}^2 + X_{18}^2}} =$$
$$= \frac{589{,}816 \cdot \sqrt{167{,}38^2 + 94{,}38^2} + 895{,}421 \cdot \sqrt{6{,}007 + 12{,}628^2}}{\sqrt{167{,}38^2 + 94{,}38^2} + \sqrt{6{,}007 + 12{,}628^2}}$$
$$= 608{,}99$$

$$R_{20} = X_{19} + R_{\text{РСШ1}} = 5{,}799 + 0{,}51 = 6{,}309$$

$$X_{20} = X_{19} + X_{\text{РСШ1}} = 11{,}14 + 0{,}018 = 11{,}158$$

$$R_{21} = \frac{R_{20} \cdot R_2}{R_{20} + R_2} = \frac{6{,}309 \cdot 150{,}9}{6{,}309 + 150{,}9} = 5{,}799$$

$$X_{21} = \frac{X_{20} \cdot X_2}{X_{20} + X_2} = \frac{11{,}158 \cdot 91{,}64}{11{,}158 + 91{,}64} = 11{,}14$$

$$E_{8-2} = \frac{E_{8-3} \cdot \sqrt{R_2^2 + X_2^2} + E_3 \cdot \sqrt{R_{20}^2 + X_{20}^2}}{\sqrt{R_2^2 + X_2^2} + \sqrt{R_{20}^2 + X_{20}^2}} =$$
$$= \frac{608{,}99 \cdot \sqrt{150{,}9^2 + 91{,}64^2} + 195{,}046 \cdot \sqrt{6{,}309 + 11{,}158^2}}{\sqrt{150{,}9^2 + 91{,}64^2} + \sqrt{6{,}309 + 11{,}158^2}}$$
$$= 583{,}805$$

$$R_{22} = R_1 + R_{21} = 106{,}391 + 5{,}799 = 112{,}19$$

$$X_{22} = X_1 + X_{21} = 16{,}828 + 11{,}14 = 27{,}968$$

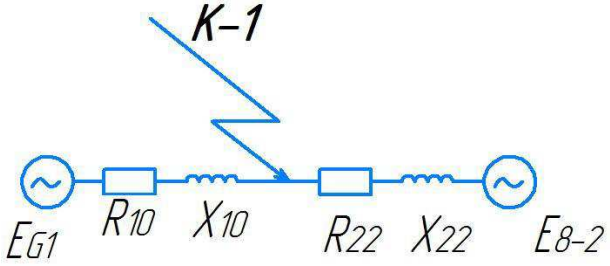



Рисунок 13 — Промежуточная схема

$$R_\Sigma = \frac{R_{10} \cdot R_{22}}{R_{10}+R_{22}} = \frac{26{,}47 \cdot 5{,}799}{26{,}47 + 5{,}799} = 4{,}767$$

$$X_\Sigma = \frac{X_{10} \cdot X_{22}}{X_{10}+X_{22}} = \frac{72{,}1 \cdot 11{,}14}{72{,}1 + 11{,}14} = 9{,}65$$

$$E_\Sigma = \frac{E_{8-2} \cdot \sqrt{R_{10}^2 + X_{10}^2} + E_1 \cdot \sqrt{R_{22}^2 + X_{22}^2}}{\sqrt{R_{10}^2 + X_{10}^2} + \sqrt{R_{22}^2 + X_{22}^2}} = \frac{583{,}805 \cdot \sqrt{26{,}47^2 + 72{,}1^2} + 195{,}046 \cdot \sqrt{5{,}799 + 11{,}14^2}}{\sqrt{26{,}47^2 + 72{,}1^2} + \sqrt{5{,}799 + 11{,}14^2}} = 533{,}571$$

Тогда начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ без учета сопротивления дуги, кА

$$I_{П0} = \frac{E_\Sigma}{\sqrt{R_\Sigma^2 + X_\Sigma^2}} = \frac{533{,}571}{\sqrt{4{,}767^2 + 9{,}65^2}} = 49{,}57 \qquad (14)$$

где $E_\Sigma$ - суммарная эквивалентная ЭДС, В;

$X_\Sigma$ и $R_\Sigma$ - суммарные индуктивное и активное сопротивления относительно точки КЗ , мОм.

Учет электрической дуги, возникающей в месте короткого замыкания, производится введением в расчетную схему ее активного сопротивления, значение которого определяется на основе усредненных вольт-амперных характеристик. Однако же в реальности сопротивление дуги является случайной величиной, за висящей от множества факторов. Наиболее приемлемым для практических расчетов является использование коэффициент снижения тока, который для начального момента КЗ определяется по формуле [21], о.е.

$$K_C = 0{,}6 - 0{,}0025 \cdot Z_К + 0{,}114 \cdot \sqrt{Z_К} - 0{,}13\sqrt[3]{Z_К}$$
$$= 0{,}6 - 0{,}0025 \cdot 10{,}76 + 0{,}114 \cdot \sqrt{10{,}76} - 0{,}13\sqrt[3]{10{,}76} = 0{,}66$$

где $Z_К$ – полное сопротивление цепи КЗ, определяемое по формуле (16), мОм

$$Z_К = \sqrt{R_\Sigma^2 + X_\Sigma^2} = \sqrt{4{,}767^2 + 9{,}65^2} = 10{,}76 \quad (16)$$

Тогда активное сопротивление дуги равно, мОм

$$R_Д = \sqrt{\frac{U_{ср.ном}^2}{3I_{П0}^2 К_c^2} - X_\Sigma^2} - R_\Sigma \quad (17)$$

$$R_Д = \sqrt{\frac{400^2}{3 \cdot 49{,}57 \cdot 0{,}66^2} - 9{,}65^2} - 4{,}767$$
$$= 43{,}98$$

Тогда начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ с учетом дуги, кА

$$I_{П0} = \frac{E_\Sigma}{\sqrt{(R_\Sigma + R_Д)^2 + X_\Sigma^2}} = \frac{533{,}571}{\sqrt{(4{,}767 + 43{,}98)^2 + 9{,}65^2}} = 10{,}737 \quad (18)$$

Наибольшее начальное значение апериодической составляющей тока КЗ в общем случае следует принимать численно равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент времени КЗ с учетом дуги, кА

$$i_{at} = i_{a0} e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (20)$$

Где $t$ – время от начала КЗ, с;

$T_a$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока трехфазного КЗ, определяемая по формуле вида, с

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{2\pi f \cdot R_{\text{экв}}} \quad (21)$$

Где $f$ – промышленная частота сети, равная 50 Гц.

$$T_a = \frac{9{,}65}{2\pi \cdot 50 \cdot (4{,}767 + 43{,}98)} = 0{,}00063 \text{ с}$$

Расчет ударного тока (с учетом электрической дуги) производится по формуле, кА

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} I_{\text{П0}} k_{\text{уд}} \quad (22)$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент, рассчитываемый по формуле (23), о.е.

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 10{,}737 \cdot 1 = 15{,}184 \text{ кА}$$
$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0{,}01}{T_a}} \quad (23)$$
$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0{,}01}{0{,}00063}} = 1 \; o.e.$$

Расчет для других точек КЗ производится в соответствии с алгоритмом, изложенным выше. Результаты расчетов сведем в таблицу 13.

Таблица 13 — Результаты расчетов токов КСЗ

| Место КЗ | $R_\Sigma$, мОм | $X_\Sigma$, мОм | $I_{\text{П0}}$без учета дуги, кА | $R_Д$, мОм | $I_{\text{П0}}$ с учетом дуги, кА | $i_{a0}$, кА | $T_a$, мс | $k_{\text{уд}}$ о.е. | $i_{\text{уд}}$, кА |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| К-1 | 4,767 | 9,65 | 49,57 | 43,98 | 10,737 | 15,18 | 0,00063 | 1 | 15,184 |
| К-2* | 963,87 | 224,9 | 0,248 | 497,46 | 0,165 | 0,23 | 0,0004 | 1,002 | 0,23 |
| *КЗ на линии 10 кВ | | | | | | | | | |

# 7 Проверка основного оборудования на токи короткого замыкания

## 7.1 Проверка высоковольтных выключателей

Предварительно (в п. 5.1) был выбран высоковольтный выключатель BB/TEL-10-20-630A производства группы компаний «Таврида Электрик». Параметры выключателя представлены в таблице 14.

Таблица 14 — Технические характеристики выключателя BB/TEL-10-20-630A

| Наименование характеристики | Значение |
|---|---|
| Номинальное напряжение, кВ | 10 |
| Номинальный ток, А | 630 |
| Ток термической стойкости (3 с) кА | 20 |
| Ток электродинамической стойкости, кА | 51 |
| Нормированное содержание апериодической составляющей, % | 30 |
| Собственное время отключения, не более, мс | 55 |
| Полное время отключения выключателя, мс | 65 |

Высоковольтный выключатель проверяется на симметричный ток отключения, возможность отключения апериодической составляющей, по включающей способности, на электродинамическую стойкость, на термическую стойкость при КЗ.

Проверка выключателя на симметричный ток отключения производится по условию

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{П}\tau} \qquad (24)$$

Где $I_{\text{откл.ном}}$ – номинальный ток отключения выключателя, приведенный в его паспортных данных (таблица 14), кА;

$I_{\text{П}\tau}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент времени $\tau$, кА.

В приближенных расчетах для определения действующего значения периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени от автономных источников при радиальной схеме применяют расчетные кривые, характеризующие изменение этой составляющей во времени при различных удаленностях точки КЗ. Удаленность точки КЗ от синхронной машины (нескольких машин) характеризуется отношением действующего

значения периодической составляющей тока этой машины в начальный момент КЗ к ее номинальному току(сумме номинальных токов) [14], кА

$$I_{\text{П0}*(\text{Н})} = \frac{I_{\text{П0}}}{\sum I_{\text{ном}G}} \quad (25)$$

где $I_{\text{П0}}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке К-2 с учетом электрической дуги, приведенное к стороне НН (таблица 13), КА;

$\sum I_{\text{ном}G}$ – сумма расчетных продолжительных токов ДГ (таблица 5), кА

$$I_{\text{П0}*(\text{Н})} = \frac{0{,}165 \cdot (\frac{10}{0{,}4})}{0{,}794+0{,}794} = 2{,}597 \text{ кА}$$

Под моментом времени τ понимается наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, которое определяется по формуле, с

$$\tau = t_{РЗmin} + t_{\text{с.в.}} = 0{,}01 + 0{,}055 = 0{,}056$$

где $t_{РЗmin}$ – минимальное время действия релейной защиты, равное 0,01 с.

$t_{\text{с.в.}}$ – собственное время отключения выключателя, приведенное в его паспортных данных (таблица 14), с

По найденному времени τ и по удаленности КЗ определяем отношение $\gamma_t$ по кривым [14], приблизительно равное 0,98.

Значение периодической составляющей в момент времени т будет определяться по выражению, кА

$$I_{\text{п}\tau} = \gamma_t \cdot I_{\text{П0}} \quad (27)$$

$$I_{\text{п}\tau} = 0{,}98 \cdot 0{,}165 = 0{,}158 \text{ кА}$$

Тогда проверка по условию (24)

$$20 > 0{,}158$$

Проверка на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ производится по условию

$$i_{a.\text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100} \geq i_{a\tau} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$$

$$i_{a.\text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 30 \cdot 20}{100} = 8{,}5 \geq i_{a\tau} = 0{,}23 i_{a0} \cdot e^{-\frac{0{,}065}{0{,}0005}} \approx 0$$

где $i_{a.\text{ном}}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ, кА;

$\beta_{\text{ном}}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, приведено в паспортных данных выключателя, % (таблица 14);

$I_{\text{откл.ном}}$ – то же, что и в формуле (24);

$i_{a\tau}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов т, кА;

$\tau$ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, найденное ранее по формуле (26), с.

Полученное малое значение позволяет сделать вывод о том, что апериодическая составляющая к моменту времени т будет равна нулю (затухнет), следовательно, условие (28) выполняется.

Проверка на электродинамическую стойкость производится по условиям

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}} \qquad (29)$$

$$51 \geq 0{,}23$$

$$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{П0}} \qquad (30)$$

$$20 \geq 0{,}165$$

где $i_{\text{пр.скв}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости), приводится в паспортных данных (таблица 14), кА;

$i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя при КЗ в точке К-2 (таблица 14), кА;

$I_{\text{пр.скв}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, приводится в паспортных данных (таблица 14), кА;

$I_{\text{П0}}$ – то же, что и в формуле (27).

Условия выполняются.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ

$$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} \geq B_{\text{к}} \qquad (31)$$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости, приведен в паспортных данных (таблица 14), кА;

$t_{терм}$ – длительность протекания тока термической стойкости, равная 3 с (таблица 14);

$B_к$ – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля), для практических расчетов может быть определен по выражению, кА$^2$ с

$$B_к = I_{П0}^2(t_{откл} + T_a) \quad (32)$$

Где $t_{откл}$ – расчетная продолжительность КЗ, складывающаяся из времени действия основной релейной защиты (0,1 с) и полного времени отключения выключателя (приведено в паспортных данных, см. таблицу 14), с

$$B_к = 0{,}165^2(0{,}165 + 0{,}0005) = 0{,}0043 \text{ кА}^2\text{с}$$

Так как $t_{откл} < t_{терм}$, то условие проверки (31) выполняется

$$20^2 \cdot 0{,}165 = 66 > 0{,}0043$$

Выбранный выключатель удовлетворяет всем условиям проверки.

### 7.2 Проверка измерительных трансформаторов тока

Предварительно был выбран измерительный трансформатор тока (ТА) ТОЛ-10-Т-1 в п. 5.5 [19]. Технические характеристики ТА приведены в таблице 15.

Таблица 15 — Технические характеристики ТА ТОЛ-10-I-l

| Наименование характеристики | Значение |
|---|---|
| Количество вторичных обмоток | 2 |
| Номинальное напряжение, кВ | 10 |
| Номинальный первичный ток, А | 40 |
| Номинальный вторичный ток, А | 5 |
| Класс точности вторичных обмоток<br>— для измерений<br>— для защиты | 0,2S, 0,2;<br>0,5S; 0,5 или 1 |
| Односекундный ток термической стойкости, кА | 3 |
| Ток электродинамической стойкости, кА | 7,56 |

Трансформаторы тока проверяются по электродинамической стойкости, термической стойкости, вторичной нагрузке [18].

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по условию, кА

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}} \tag{33}$$

$$7{,}56 \geq 0{,}23$$

где $i_{\text{дин}}$ – ток электродинамической стойкости, заданный в паспортной информации трансформатора тока (таблица 15), кА.

$$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} \geq B_{\text{к}} \tag{34}$$

$$3^2 \cdot 1 = 9 \geq 0{,}0043$$

где $t_{\text{терм}}$ – ток термической стойкости в течение одной секунды, приведен в паспортных данных (см. таблицу 15), кА;

$B_{\text{к}}$ – то же, что и в формуле (32).

Так как вторичная нагрузка ТА неизвестна, то проверка по вторичной нагрузке не производится.

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет условиям проверки.

### 7.3 Проверка кабельных линий

Для соединения ВЭУ с РУ 0,4 кВ (п. 5.3) были выбраны одножильные алюминиевые кабели марки АВВГ-ХЛ с изоляцией токоведущих жил и внешней оболочкой из ПВХ пластика производства ООО «Электропоставка» [11]. Кабели проверяются по термической стойкости [18].

Так, для кабеля W3 в цепи ВГ проверка на термическую стойкость осуществляется по условию, мм2

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{\text{C}} \leq q \tag{35}$$

$$\frac{\sqrt{2{,}18 \cdot 10^6}}{75} = 19{,}68 \leq 70$$

где $q_{min}$ – минимальное сечение проводника, которое при заданном токе КЗ обуславливает, нагрев проводника до кратковременно допустимой температуры, мм$^2$;

$q$ – выбранное сечение, для кабеля W3 равно 70 мм2.

С – функция, для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией равна 75 $А \cdot с^{\frac{1}{2}}/мм^2$;

$B_к$ – тепловой импульс тока (интеграл Джоуля) по формуле (32), А · с.

$$B_к = 10{,}05^2(0{,}02 + 0{,}0016) = 2{,}18 \cdot 10^6$$

где $t_{откл}$ – время отключения, принятое равным времени срабатывания электромагнитного расцепителя при превышении уставки, равной десяти номинальным токам (Т 000 А) [19]. Время срабатывания электромагнитного расцепителя при КЗ не превышает 0,02 с;
$I_{П0}$ и $T_а$ – по таблице 13, при КЗ в точке К-1.

Выбранное сечение проходит проверку. По аналогичным расчетам все кабели проходят проверку.

### 7.4 Проверка автоматических выключателей

Предварительный выбор автоматических выключателей был произведен в п. 5.2. Для установки были приняты выключатели производства группы компаний «IEK».

Выключатели проверяются по коммутационной способности, включаемому току, термической стойкости, постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Выполним проверку для QF2. Технические характеристики автоматического выключателя представлены в таблице 16.

Таблица 16 — Технические характеристики ВА-305 3Р 500А

| Наименование характеристики | Значение |
|---|---|
| Номинальное рабочее напряжение, В | 400 |
| Номинальный ток ставка теплового асцепителя , А | 500 |
| Номинальная предельная наибольшая отключающая способность, кА | 35 |
| Номинальная наибольшая включающая способность, кА | 73,5 |

Проверка по коммутационной способности осуществляется по условию, кА

$$I_{откл.ном} \geq I_{П\tau} \approx I_{П0} \quad (36)$$

35>10,05

Проверка по включаемому току, кА

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq i_{\text{уд}} \quad (37)$$

73,5>14,24

Где $i_{\text{вкл.ном}}$ – амплитудное значение номинального тока включения автоматического выключателя (таблица 16), кА;

$i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ в точке К-1 (наибольшее значение по расчету, см. таблицу ТЗ), кА.

Проверка по термической стойкости

$$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} \geq B_{\text{к}} \quad (38)$$

$$5^2 \cdot 1 = 15 > 2{,}18$$

где $I_{\text{терм}}$ – ток термической стойкости автоматического выключателя, кА. В паспортных данных этот параметр не указан, однако согласно ГОСТ Р 50030.2-2010 минимальное значение номинального кратковременно (тер — 1 с) выдерживаемого тока не должно быть меньше 5 кА для автоматических выключателей с номинальными токами до 2500 А [20].

$B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока (интеграл Джоуля), определяемый по формуле (32).

Проверка постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ осуществляется по условию, с

$$T_{a\,\text{ном}} \geq T_a \quad (38)$$

$$0{,}005 \geq 0{,}0016$$

где $T_{a\,\text{ном}}$ – значение постоянной времени по паспортным данным. В технической информации данный параметр отсутствует, однако согласно ГОСТ Р 50030.22010 параметр должен быть не менее 0,005 с [20];

$T_a$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей (таблица 13).

Проверка по вышеуказанным параметрам для других автоматических выключателей производится аналогично. Все автоматические выключатели прошли проверку

## 8 Место размещения ВЭС

### 8.1 Территория и строительная площадка под ВЭС

При выборе места расположения площадки для ВЭС были учтены природные, строительные, народнохозяйственные условия, подъездные пути (автомобильные дороги, железные дороги и морские пути), близость трансформаторных подстанций, линий электропередач, карьеры строительных материалов и т. п., а также условие расположения ВЭС на соответствующем расстоянии от населенных пунктов. Учтены факторы влияния ВЭС на окружающую среду, такие как акустические, орнитологические, электромагнитные факторы, землеотведение, нарушение ландшафта и др. Строительство ВЭС в районе Паланы удобно тем, что поселок находится у подножия горы, на которой расположена горолыжная трасса, соответственно имеются удобные подъездные пути к ее вершине.

Рисунок 14 – Территория под строительство ВЭС

### 8.2 Размещение оборудования

При размещении оборудования исходят из удобства и безопасности обслуживания (монтажа); минимальности использования технологических площадей и максимального пространства ферм, балок, перекрытий, потолков и стен; организации электротехнических помещений и зон; эстетичности; требований пожарного и иных надзоров.

Бетонные КТП предназначены исключительно для наружной установки, этим обусловлены их конструктивные особенности. Корпус представляет собой монолитный блок, состоящий из пола и стен, выполненный в заводских условиях из железобетона с утеплением и отделкой, кровля — металлочерепица.

Конструкцией предусмотрено обеспечение доступа обслуживающего персонала и возможность вентилирования внутриблочного пространства. Производство различных модификаций предполагает размещение одного или двух трансформаторов, отсеков для оборудования по приёму высокого и распределительного устройства низкого напряжения, это учтено в стоимости БКТП. Блок (блоки) с оборудованием устанавливается на заранее подготовленном фундаменте, выполненном в соответствии с проектом, привязкой к местным условиям и обеспечением водоотвода. В подземно-цокольном пространстве могут размещаться технологические полости для обслуживания ТП и размещения элементов оборудования . За основу компоновки взят типовой проект двух трансформаторной подстанции.

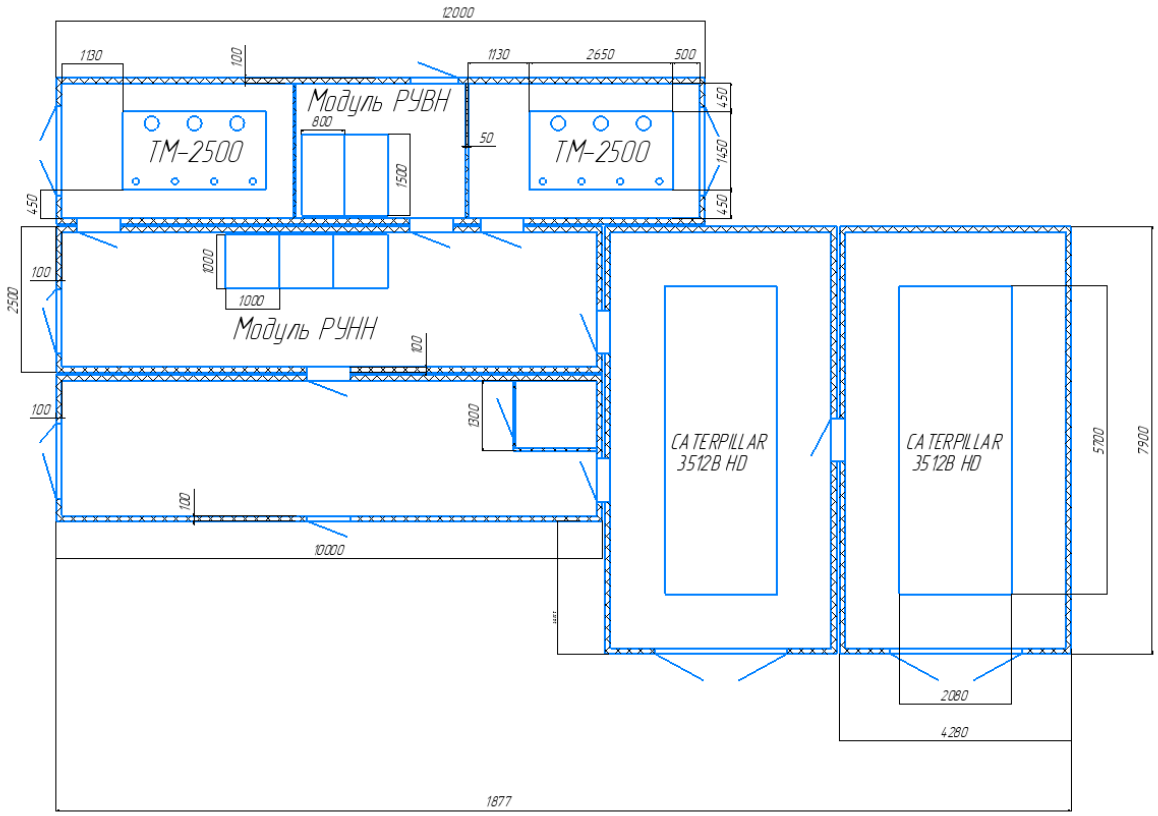



Рисунок 15 – Компоновка БКТП

## 9 Технико-экономические показатели

Показателем эффективности ветродизельной электростанции является объем вытесненного топлива, который можно определить по выражению

$$V = W_{\text{ВЭУ}} \cdot n_{\text{ВЭУ}} \cdot 0{,}3 \quad (6)$$

где И— объем вытесненного дизельного топлива за год, л/год,
$W_{\text{ВЭУ}}$ — выработка одним ветрогенератором в год, из п.3.1., равная 1601,9 МВт·ч/год,
$n_{\text{ВЭУ}}$ — количество ветрогенераторов на станции, из п.3.1. 6 шт.

$$V = 548664 \cdot 6 \cdot 0{,}3 = 987692 \text{ л/год}$$

Тогда сэкономленная сумма денег в год, руб

$$₽ = V \cdot Ц \quad (7)$$

где Р- сэкономленная сумма денег в год, руб,
V - объем вытесненного топлива за год, л/год,
Ц— цена на дизельное топливо в поселке Палана, на 2019 год равна 65,23 руб/л. Р = $987692 \cdot 65{,}23 = 64465301{,}16$ руб.

На сегодняшний день электроснабжение поселка Палана осуществляется только дизельными генераторами, которые ежегодно потребляют 2634 т дизельного топлива. [7]

Для сравнения переведем сэкономленное топливо в тонны:

$$М = V \cdot \rho \quad (8)$$

где М — масса сэкономленного топлива при работе ветрогенераторов;

р — плотность дизельного топлива, не более 0,830 кг/л.

$$V = 910092 \cdot 0{,}83 = 819{,}784 \text{ т.}$$

Таким образом, теоретически при полном потреблении электроэнергии от ВЭУ ежегодно можно сэкономить 64,5 млн. рублей и 819,784 тонны дизельного топлива, что составляет 31% экономии по топливу. При оценочной стоимости проекта в 300млн. рублей, срок окупаемости станции составит порядка пяти лет.

Рисунок 16 – Сэкономленное топливо при производстве электроэнергии ВГ

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проектирования ветроэнергетической станции в поселке Палана были рассмотрены следующие вопросы: площадка размещения ВЭС, сооружения и инженерные коммуникации; электрическая часть станции, технико-экономические показатели.

В ходе работы была спроектирована главная схема электрических соединений, и рассчитаны показатели эффективности. Выбранное оборудование удовлетворяет всем условиям проверки.

В результате разработано техническое решение для поселка Палана в составе 6 ветрогенераторов, мощностью 300 кВт каждый марки KWT-300 от компании Komai (Япония), и 2 дизелей, мощностью 1280 кВт марки 3512B HD производства фирмы Caterpillar (США).

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ


1. История поселка Палана [Электронный ресурс] : Путеводитель по стране — Режим доступа: http://strana.ru/places/55496/info

2. Инсоляция российских регионов [Электронный ресурс] : Солнечная энергия для домашних хозяйств, бизнеса, и коммунальных предприятий — Режим доступа: http://www.hevelsolar.com/solar

3. Ветроеэнергетика европы итоги 2019 [Электронный ресурс] : Инновации в энергетике — Режим доступа: http://renen.ru

4. Ветрогенератор Komaihaltec KWT300 [Электронный ресурс] : Japan, 2019. — Режим доступа: : https://ru.wind-turbine-models.com/turbines/1878-komaihaltec-kwt300

5. Дизель генератор Caterpillar 3512B [Электронный ресурс] : Москва, 2019. — Режим доступа: http://generatoryshop.ru/katalog/generatori/caterpillar/3-512b-hd

6. Трансформатор маслянный ТМ-2500 [Электронный ресурс] : Чебоксары, 2019. — Режим доступа: : http://www.chebtransformator.com/cata -log/ -tm2500

7. Данные предоставленные АО "ЮЭСК" [архив документов]. — Петропавловск Камчатский, 2019.

8. Выключатель ВВ/TELL-10/ ООО«ЭнергоСфера» [сайт]. - Красноярск, 2018. - Режим доступа: http://energosfera.org.ua/vyklyuchateli/vakuumnyev yklyuchateli/vakuumnye-vyklyuchateli-6-35kv/vyklyuchatel -bb-tel- 10-20-630-u2-48.html

9. Разъеденитель серии РВ 10/630 производство РФ [сайт]. - Режим доступа: http://www.kontelvolga.ru/rv10630uh12

10. Автоматические выключатели «DEKraft» [сайт]. — Режим доступа: https://www.dek.ru/catalog

11. кабели силовые с пластмассовой изоляцией ВВГ, АВВГ / 000 <<Электропоставка>> [сайт]. Пермь, 2018. Режим доступа: http://elektropostavka.ru/kabsilspl

12. Шина медная ШМТ / Торговая компания [сайт]. — Москва, 2018. — Режим доступа: https://www.etm.ru/catalog/

13. Опорный трансформатор тока ТОЛ-10 : техн. информация : ТУ 16-2011 ОГГ.671 210.001 ТУ / ОАО // ОАО «Свердловский завод трансформаторов» [сайт]. Екатеринбург, 2010. Режим доступа: http://www.cztt.ru/userFiles/Catalog 2018/TOL-10.pdf

14. Кабель силовой АПвБВнг(А)-ХЛ 3х50/16-10 [сайт]. — Москва, 2019. Режим доступа: https://cable.ru/cable/marka-apvbvngahl3x501610.php

15. Короткие замыкания и выбор электрооборудования: учебное пособие для вузов / И. П. Крючков, В. А. Старшинова, Ю. П. Гусев и др.; под. ред. И.

П. Крючкова, В. А. Старшиновой. — Москва : Издательский дом МЭИ, 2012. — 568

16. Caterpillar 3512B [Электронный ресурс] : Москва, 2019. — Режим доступа: http://generatoryshop.ru/katalog/generatori/caterpillar/3 -512b-hd

17. ГОСТ 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. — Взамен ГОСТ Р 50270-92 ; введ. 01.01.95. — Минск : Издательство стандартов, 1994. — 63

18. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. — 10-е изд., стер. — Москва: <<Академия>>, 2013. — 448 с.

19. Автоматические выключатели: техн. информация : ГОСТ Р 50030.2 (МЭК 60947-2), ТУ 3422-001-18361115-2009 ТУ / Группа компаний ТЕК [сайт]. Москва, 2018. Режим доступа: http://www.realelectro.com/files/m_pdfs/301/vatech-catsm.pdf.

20. ГОСТ Р 50030.2 - 2010 (МЭК 60947-2: 2006) Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 2. Автоматические выключатели. — Взамен ГОСТ Р 50030.2 - 99 (МЭК 60947-2 - 98); мед. 30. I .2010. - Москва : Стандартинформ, 2012. — 152 с.

21. Бойко Е. А. Состояние и направление развития топливно-энергетического комплекса красноярского края: монография/ Е. А. Бойко, А. В. Бобров, П. В. Шишмарев, С. Р. Янов. — Красноярск: Сиб. ферер. ун-т, 2017. — 456 с.

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«Сибирский федеральный университет»**
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

# О Т З Ы В

руководителя о выпускной квалификационной работе
«Проект электрической станции на базе ВИЭ в пос. Палана»

студента группы ФЭ16-03Б

Шимохина Александра Николаевича

1. Выпускная квалификационная работа выполнена по заданию кафедры «Электрические станции и электроэнергетические системы» Политехнического Института СФУ

2. В выпускной квалификационной работе решены следующие задачи:
сделан проект реконструкции действующей электростанции пос. Полана с использованием ветроэнергетических установок, разработана электрическая схема, выбрано основное коммутационное оборудование, предложены варианты компоновки оборудования, рассчитаны капитальные затраты и технико-экономические показатели.

3. Замечания и предложения
Расчет технико-экономических показателей выполнен поверхностно, требуется более детальная проработка экономических показателей проекта.

4. Оценка хорошо

**Руководитель проекта** _____ **Бобров А.В.**

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт

Электрические станции и электроэнергетические системы

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

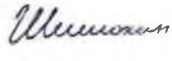
И.В. Коваленко
подпись
« » 2020г.

# БАКЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02.04 – Электрические станции

Разработка электрической станции на базе ВИЭ в пос. Палана

Руководитель доцент, канд. техн. наук 16.06.2020г .А.В. Бобров
подпись, дата

Выпускник ФЭ16-03Б, 071624075  12.06.2020г .А.Н. Шимохин
подпись, дата

Красноярск 2020