

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»

институт

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А. С. Торопов

подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2024 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Проектирование внешнего электроснабжения блочно-модульной
повысительной насосной станции г. Черногорск

тема

Руководитель

подпись, дата

доцент, к.т.н.

должность, ученая степень

Е.В. Платонова

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

А.М. Николаев

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

И.А. Кычакова

инициалы, фамилия

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»

институт

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ А.С. Торопов

подпись

инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2024 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту _____ Николаеву Александру Михайловичу _____

(фамилия, имя, отчество)

Группа ЗХЭн 19-01 (3-19)

Направление _____ 13.03.02

(код)

_____ Электроэнергетика и электротехника _____

(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование внешнего электроснабжения блочно-модульной повысительной насосной станции г. Черногорск

Утверждена приказом по институту № 260 от 07.05.2024

Руководитель ВКР Платонова Е. В., доцент кафедры ЭМиАТ

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР план расположения оборудования, характеристики электроприемников, режим работы оборудования.

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:

- 1 Характеристика объекта проектирования
- 2 Расчет электрических нагрузок
- 3 Выбор основных элементов воздушной линии 10кВ
- 4 Механический расчет воздушной линии
- 5 Выбор изоляторов и линейной арматуры
- 6 Расчет токов короткого замыкания и выбор коммутационно-защитного оборудования
- 7 Выбор коммутационно-защитного оборудования
- 8 Расчет затрат на реконструкцию воздушных, кабельных линий и монтаж коммутационно-защитного оборудования

Перечень обязательных листов графической части

1. Однолинейная схема электроснабжения
2. Поопорная схема воздушных линий
3. Локальная смета на проектирование электрической сети

Руководитель ВКР

_____ / Е. В. Платонова

(подпись, инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению

_____ / А. М. Николаев

(подпись, инициалы и фамилия студента)

« _____ » _____ 2024 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проектирование внешнего электроснабжения блочно-модульной повысительной насосной станции г. Черногорск» содержит 55 страниц текстового документа, 25 использованных источников, 3 листа графического материала, приложений нет.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ОБЪЕКТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ЗАЩИТНЫЙ АППАРАТ, ПИТАЮЩАЯ ЛИНИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.

Объект исследования – электрические сети 10 кВ.

Предмет исследования – методики расчета электрических нагрузок, выбора электрооборудования и электроустановок на напряжение 10 кВ.

Целью бакалаврской работы является проектирование внешнего электроснабжения блочно-модульной повысительной насосной станции г. Черногорск.

В ходе выполнения работы была дана характеристика и обоснование объекта проектирования. Произведен расчет нагрузки блочно-модульной повысительной насосной станции. Составлен план оборудования. Осуществлен выбор питающей КЛ 10 кВ и ВЛ 10 кВ в соответствии с расчетными нагрузками.

Произведен выбор сечения провода. Произведен расчет электрических параметров воздушной линии для выбора провода, в результате чего на выбранных опорах будет подвешен провод марки АС 35/6,2.

Выполнен расчет токов короткого замыкания и теплового импульса. Составлен расчет затрат на реконструкцию воздушных, кабельных линий и монтаж коммутационно-защитного оборудования блочно-модульной повысительной насосной станции.

Рассмотрены вопросы защиты от перенапряжений.

Произведен выбор разъединителей. В качестве разъединителя выступает РЛНД - 10/200.

Практическая значимость исследований обусловлена тем, что предложенные виды электрооборудования и технические решения, касающиеся электрических сетей 10 кВ, могут быть использованы для реконструкции и проектирования различных городских и сельских электрических сетей 10/0,4 кВ.

THE ABSTRACT

The final qualifying work on the topic "Design of external power supply of a block-modular booster pumping station in Chernogorsk" contains 55 pages of a text document, 25 sources used, 3 sheets of graphic material, no appendices.

DESIGN, DESIGN OBJECT, POWER SUPPLY CIRCUIT, ELECTRICAL LOADS, POWER TRANSFORMER, PROTECTIVE DEVICE, SUPPLY LINE, SHORT CIRCUIT CURRENT.

The object of the study is 10 kV electrical networks.

The subject of the study is methods for calculating electrical loads, selecting electrical equipment and electrical installations at a voltage of 10 kV.

The purpose of the bachelor's work is the design of external power supply for a block-modular booster pumping station in Chernogorsk.

In the course of the work, the characteristics and justification of the design object were given. The load calculation of the block-modular booster pumping station has been performed. An equipment plan has been drawn up. The choice of a 10 kV supply line and a 10 kV overhead line was made in accordance with the design loads.

The wire section has been selected. The calculation of the electrical parameters of the overhead line for the selection of the wire has been performed, as a result of which a wire of the AC 35/6.2 brand will be suspended on the selected supports.

The issues of surge protection are considered.

Disconnectors have been selected. The RLD - 10/200 acts as a disconnector.

The practical significance of the research is due to the fact that the proposed types of electrical equipment and technical solutions related to 10 kV electric networks can be used for the reconstruction and design of various urban and rural electric networks of 10/0.4 kV.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Характеристика объекта проектирования	8
1.1 Основные технологические решения и характеристики	9
1.2 Электроснабжение и освещение.....	10
1.3 Отопление и вентиляция	13
2 Расчет электрических нагрузок	14
2.1 Формирование первичных групп электрических приемников блочно-модульной повысительной насосной станции	14
2.2 Расчет электрических нагрузок первичных групп электрических приёмников	15
2.3 Расчет мощности осветительной нагрузки.....	16
2.4 Расчет силовой электрической нагрузки на шинах 0,38 кВ КТП...	17
2.5 Выбор трансформаторов и УКРМ.....	20
3 Выбор основных элементов воздушной линии 10 кВ	22
3.1 Выбор сечений проводов.....	22
3.2 Выбор опор	24
4 Механический расчет воздушной линии	26
4.1 Расчет максимальной толщины стенки гололеда и максимального ветрового давления	26
4.2 Расчет удельных нагрузок на провод.....	27
4.3 Расчет пролетов воздушной линии	30
5 Выбор изоляторов и линейной арматуры	34
5.1 Выбор изоляторов для промежуточных опор	34
5.2 Выбор изоляторов для анкерных и угловых опор	36
6 Расчет токов короткого замыкания и выбор коммутационно- защитного оборудования	38
6.1 Расчет токов короткого замыкания	38
6.2 Расчёт теплового импульса	42
7 Выбор коммутационно-защитного оборудования	42
7.1 Выбор разъединителей	42
7.2 Выбор ограничителей перенапряжения.....	44
7.3 Выбор предохранителей.....	45
7.4 Выбор сечения кабеля	46
8 Расчет затрат на реконструкцию воздушных, кабельных линий и монтаж коммутационно-защитного оборудования	49
8.1 Расчет затрат на реконструкцию воздушной линии	49
8.2 Расчет затрат на монтаж КЛ	51
8.3 Расчет затрат на монтаж коммутационно-защитного оборудования	52
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	53
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	54

ВВЕДЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе выполнено проектирование внешнего электроснабжения блочно-модульной повысительной насосной станции г. Черногорск.

Для выпускной работы по энергетике важно уделить внимание современным вызовам и тенденциям в данной отрасли, а также исследовать новейшие технологии и методы, способные решить проблемы энергетической эффективности и устойчивости.

В последнее время наметилась перспектива развития электрификации частных объектов, в том числе крупных коммерческих, в рамках государственной федеральной программы. При этом эффективность затрат на электрификацию таких объектов как децентрализованных потребителей рассматривается как один из наиболее значимых приоритетных критериев.

В процессе расчетов решаются следующие задачи:

- Определение мощности трансформаторной подстанции и выбор силовых трансформаторов;
- Выбор основных элементов воздушной линии;
- Механический расчет воздушной линии;
- Выбор изоляторов и линейной арматуры;
- Расчет токов короткого замыкания и выбор коммутационно-защитного оборудования;
- Расчет затрат на реконструкцию воздушных, кабельных линий и монтаж коммутационно-защитного оборудования.

Практическая значимость исследований обусловлена тем, что предложенные виды электрооборудования и технические решения, касающиеся электрических сетей 10 кВ, могут быть использованы для реконструкции и проектирования различных городских и сельских электрических сетей 10/0,4 кВ.

1 Характеристика объекта проектирования

Блочно-модульная повысительная станция представляет собой комплексное устройство, которое включает в себя несколько модулей, объединенных в единую систему для повышения давления и подачи жидкости (чаще всего воды) в системах водоснабжения или отопления. Эти станции широко применяются в частных домах, квартирах, а также в промышленных объектах.

Такие станции состоят из блока управления, насоса, расширительного бака, системы защиты от сухого хода, манометра и других элементов. Они способны автоматически регулировать давление и подачу воды, обеспечивая надежную и эффективную работу системы.

Блочно-модульные повысительные станции позволяют оптимизировать работу систем водоснабжения, обеспечивая стабильное давление в системе независимо от количества потребителей. Такие устройства облегчают эксплуатацию системы и повышают ее эффективность.

При выборе такой станции важно учитывать параметры водоснабжения, требуемое давление и объем потребления воды, чтобы подобрать наиболее подходящее решение для конкретной системы.

Блочно-модульная насосная станция состоит из подземной и наземной части. Обе части станции поставляются на строительный объект в полной готовности к монтажу. По степени обеспеченности подачи воды повысительная станция может относиться к 1, 2 или 3 категории надежности действия. Назначение блочно-модульной повысительной насосной станции – первый и второй подъем воды. Работа насосов полностью автоматизирована в зависимости от уровня воды в резервуаре, водонапорной башне или давления в сети. Блочно-модульная повысительная станция представлена в рисунке – 1.



Рисунок 1 – Блочно-модульная повысительная насосная станция
г. Черногорск

1.1 Основные технологические решения и характеристики

Характеристики блочно-модульной повысительной насосной станции г. Черногорск:

- Уровень ответственности здания – II;
- Степень огнестойкости здания – III;
- Горючесть утеплителя по ГОСТ 30244 – не горючий (НГ);
- Наружные стены выполнены из сэндвич-панелей толщиной 100 мм с плитным минераловатным утеплителем;
- Кровля выполнена из сэндвич-панелей толщиной 250 мм с плитным минераловатным утеплителем по металлическим конструкциям;
- Окна - ПВХ м двухкамерным стеклопакетом. Ворота – металлические утепленные.

Параметры конструкций здания блочно-модульной повысительной насосной станции г. Черногорск:

- Вес снегового покрова для II района - 1 кПа (120 кгс/м²);
- Нормативное значение ветрового давления для III района - 0,3 кПа (38кгс/м²);
- Тип местности - 1-й;
- Климатический район - III;
- Температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 - минус 40°С;
- Сейсмичность района - 7 баллов.

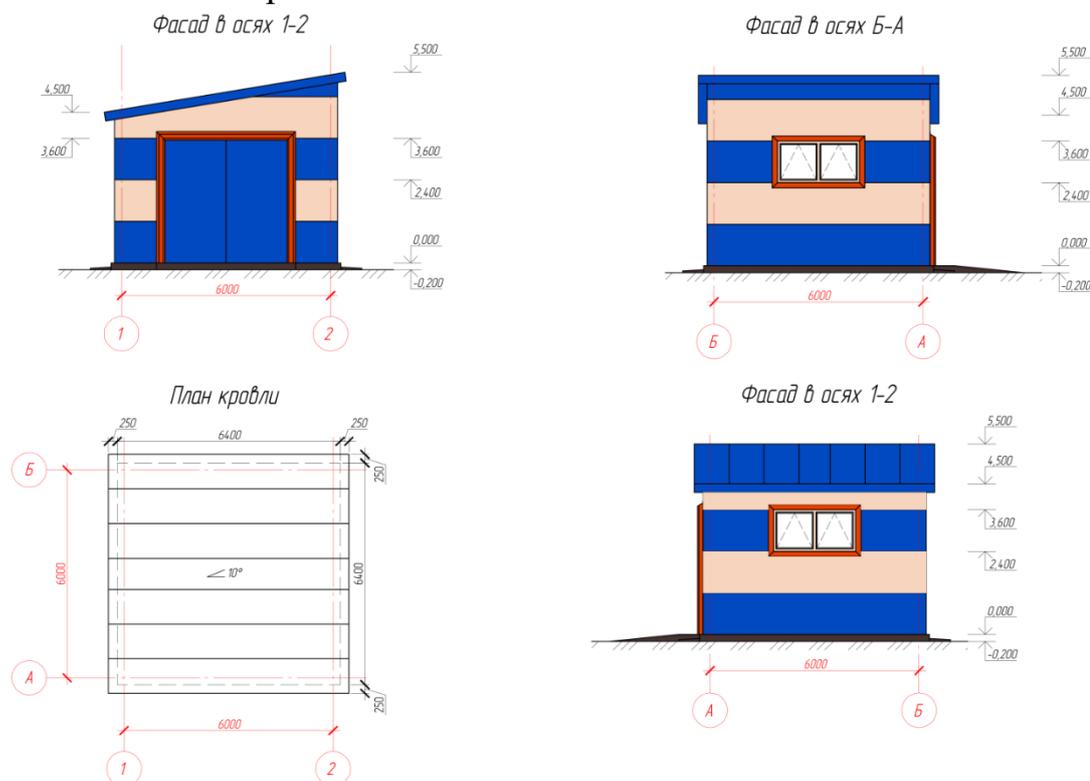


Рисунок 2 – Фасад в осях 1-2; Фасад в осях А-Б; Фасад в осях Б-А;
План кровли

1.2 Электроснабжение и освещение

По степени обеспечения надежности электроснабжения здание ПНС относится к потребителям I категории.

Схема электроснабжения распределительных устройств 0,4кВ радиальная.

Тип системы заземления – TN-C-S.

Питающие, распределительные и групповые сети приняты трехфазные пятипроводные и однофазные – трехпроводные.

Внутренние сети электроснабжения, освещения и автоматизация обеспечено комплектом поставки блочно-модульной повысительной насосной станции.

КТПК предусмотрено блочно-модульным в контейнере.

Система электроснабжения проектируемого здания обеспечивает:

- надежное электроснабжение потребителей электрической энергии;
- эффективное потребление электрической энергии;
- учет потребляемой энергии;
- пожаробезопасность электроустановок;
- защитные меры электробезопасности;
- молниезащиту здания.

Основными электроприемниками проектируемого здания котельной являются:

- насосное оборудование;
- УФ-излучатели;
- рабочее освещение;
- наружное освещение;
- электроотопление.

Технические показатели электрических приемников блочно-модульной повысительной насосной станции представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические показатели электрических приемников блочно-модульной повысительной насосной станции

№ по плану	Наименование оборудования	$P_{уст}$, кВт	Дополнительная информация
1	Электроконвектор MT2000	2	Однофазная, ПВ-80%
2	Электроконвектор MT2000	2	Однофазная, ПВ-80%
3	Электроконвектор MT2000	2	Однофазная, ПВ-80%
4	Электроконвектор MT2000	2	Однофазная, ПВ-80%
5	Электродвигатель насоса WEG W22 GOST 200M 2P IMB3	37	
6	Электродвигатель насоса WEG W22 GOST 200M 2P IMB3	37	
7	Электродвигатель насоса WEG W22 GOST 200M 2P IMB3	37	

Окончание таблицы 1

№ по плану	Наименование оборудования	$P_{уст}$, кВт	Дополнительная информация
8	Электродвигатель насоса WEG W22 GOST 200M 2P IMB3	37	
9	Светильник LZ.OPL ECO LED 45	0,045	Однофазная
10	Светильник LZ.OPL ECO LED 45	0,045	Однофазная
11	Светильник LZ.OPL ECO LED 45	0,045	Однофазная
12	Светильник LZ.OPL ECO LED 45	0,045	Однофазная
13	Светильник STAR NBT LED 20	0,02	Однофазная
14	Светильник STAR NBT LED 20	0,02	Однофазная

Электроприемники блочно-модульной повысительной насосной станции представлены на рисунке 3.

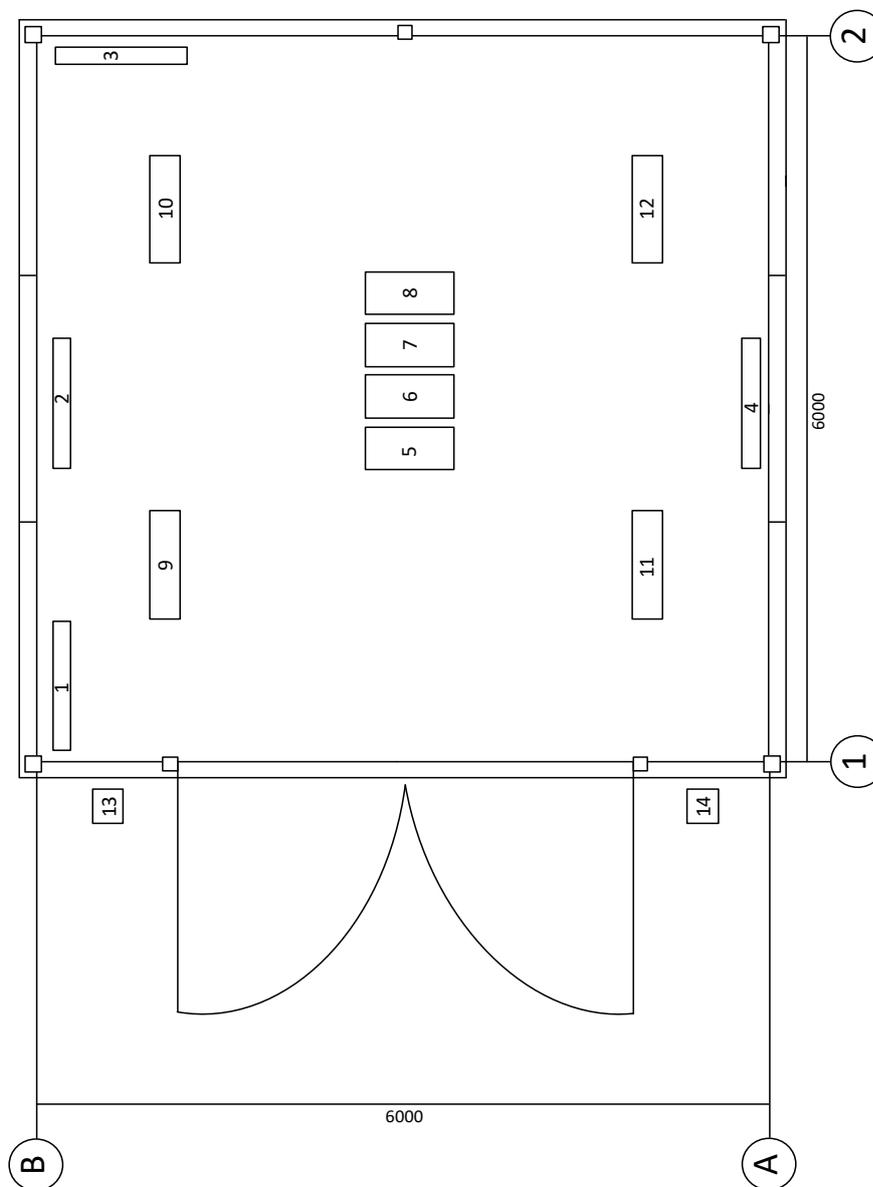


Рисунок 3 – Электроприемники блочно-модульной повысительной насосной станции

Электрические сети выполнены с системой заземления TN-C-S. В качестве главных заземляющих шин (ГЗШ) применяются шины «РЕ» вводно-распределительных устройств.

Для выполнения основной системы уравнивания потенциалов, к ГЗШ в шкафах ВРУ и к магистрали уравнивания потенциалов (ст. 25x4 мм), проложенной по периметру здания и соединяющей:

- нулевой защитный проводник РЕ питающей линии;
- металлические трубы коммуникаций, входящих в здание (горячего и холодного водоснабжения, канализации, отопления);
- металлические части каркаса здания;
- металлические лотки;
- заземляющее устройство системы молниезащиты (металлоконструкции фундамента);
- заземляющий проводник, присоединенный к заземлителю повторного заземления на вводе в здание;

Металлические оболочки телекоммуникационных кабелей, проводящие части, входящие в здание извне, соединены основной системой уравнивания потенциалов как можно ближе к точке их ввода в здание. В качестве проводников основной системы уравнивания потенциалов используются специально проложенные проводники - ст. 25x4 мм и медные провода сечением от 6 до 25 мм². Все контактные соединения в системе уравнивания потенциалов выполнены сваркой или болтовыми соединениями.

Все контактные соединения в системе уравнивания потенциалов соответствуют требованиям ГОСТ 10434-82 к контактным соединениям класса 2.

Заземляющее устройство трансформаторной подстанции выполнено совместно для РУ-10 кВ и РУ-0,4 кВ и имеет сопротивление не более 4 Ом.

Внешнее заземляющее устройство выполнено в виде контура вдоль здания ПНС с применением вертикальных заземлителей (длиной 3 м), забитых в грунт и соединённых стальной полосой 40x5 мм. На глубине 0,5 м и на расстоянии не более 1 м от края фундамента здания.

Стальные полоса, уголок, круг, проложенные в земле, имеют горячее оцинкование согласно п.542.2.1 ГОСТ Р 50571.5.54-2011.

Аварийное освещение (безопасности) предусмотрено светильниками, выделенными из общего числа светильников рабочего освещения.

Эвакуационное освещение предусмотрено так же светильниками, выделенными из общего числа светильников рабочего освещения.

Управление освещением помещений предусмотрено выключателями, установленными у входа в помещение со стороны дверной ручки. Типы светильников приняты в исполнении соответствующем среде размещения, в количестве, обеспечивающим требуемую освещенность.

1.3 Отопление и вентиляция

Отопление здания ПНС осуществляется посредством установленных четырех электроконвекторов МТ2000.

В здании ПНС предусматривается естественная вентиляция через дефлектор, расположенный на кровле.

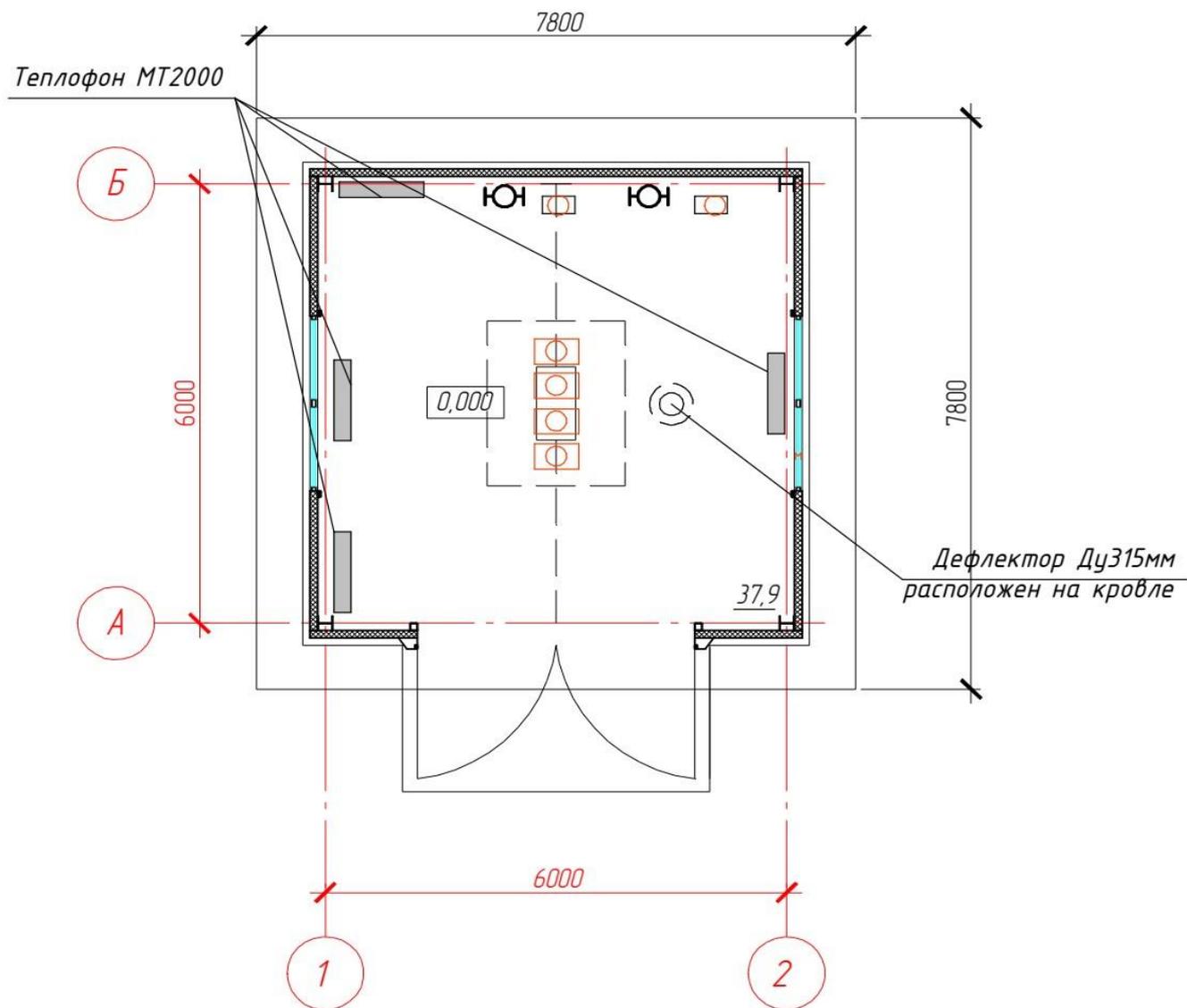


Рисунок 4 – Отопление здания

2 Расчет электрических нагрузок

Определим номинальную мощность электроприемника с учетом КПД по формуле:

$$P_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{уст}}}{\eta}, \quad (2.1)$$

где $P_{\text{ном}}$ - номинальная активная мощность электроприемника, кВт; $P_{\text{уст}}$ - установленная активная мощность ЭП, кВт; η - КПД выбранного электродвигателя, о.е.

Затем находим суммарную мощность электроприемников:

$$\Sigma P_{\text{ном}} = P_{\text{ном}} \cdot n, \quad (2.2)$$

где n – количество электроприемников данной группы.

Найдем значения по формулам (2.1) и (2.2):

$$P_{\text{ном1}} = \frac{P_{\text{уст1}}}{\eta} = \frac{37}{0,912} = 40,57 \text{ кВт},$$

$$\Sigma P_{\text{ном1}} = P_{\text{ном1}} \cdot n_1 = 40,57 \cdot 4 = 158,9 \text{ кВт}.$$

Таблица 2 – Результаты выбора АД и расчета номинальных мощностей ЭП

№ по плану	Наименование ЭП	n, шт	P _{уст} , кВт	Параметры АД			P _{ном} , кВт	ΣP _{ном} , кВт
				марка АД	P _{н.АД} , кВт	η, %		
5-8	Электродвигатель насоса WEG W22 GOST 200M 2P IMB3	4	37	WEG W22 GOST 200M 2P IMB3	37	91.2	40,57	162,28
9-12	Электроконвектор МТ2000	4	2	-	-	-	2	8
Итого		45	156					170,28

2.1 Формирование первичных групп электрических приемников блочно-модульной повысительной насосной станции

В данной блочно-модульной повысительной насосной станции можно выделить следующие группы: электродвигатели насосов, электрические печи. Полученная классификация представлена в таблице 3. Для каждого электроприемника также приведем его характеристики.

Таблица 3 – Первичные группы электроприемников

Название группы электроприемников	Наименование электроприемника и его характеристики
Электрические печи	Электроконвектор МТ2000 (№ 9-12): $P_{\text{ном}} = 2$ кВт; $K_{\text{и}} = 0,8$; $\cos \varphi = 0,65$; $\eta = 0,92$; ПВ = 80%; $U_{\text{ном}} = 220$ В; 1 категория
Электродвигатели насосов	Электродвигатель насоса WEG W22 GOST 200M 2P IMB3 (№ 5-8): $P_{\text{ном}} = 40,57$ кВт; $K_{\text{и}} = 0,22$; $\cos \varphi = 0,82$; $\eta = 0,912$; ПВ = 100%; $U_{\text{ном}} = 380$ В; 1 категория

2.2 Расчет электрических нагрузок первичных групп электрических приёмников

Расчет электрической нагрузки на первом уровне производится для каждого электроприемника в отдельности.

Расчетная нагрузка первого уровня принимаем равной номинальной нагрузке:

$$P_{\text{р1}} = P_{\text{ном}} . \quad (2.3)$$

Для электроприемников, работающих в повторно-кратковременном режиме расчетная мощность приводим к ПВ = 100 %:

$$P_{\text{р1}} = P_{\text{ном}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}} . \quad (2.4)$$

Реактивную мощность электроприемника определяем по выражению:

$$Q_{\text{р1}} = P_{\text{р1}} \cdot \text{tg} \varphi . \quad (2.5)$$

Полную мощность находим по выражению:

$$S_{\text{р1}} = \sqrt{P_{\text{р1}}^2 + Q_{\text{р1}}^2} . \quad (2.6)$$

Тогда расчетный ток будет равен:

$$I_{\text{р1}} = \frac{P_{\text{р1}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi} . \quad (2.7)$$

Пусковой ток определим по выражению:

$$I_{\text{п}} = K_{\text{п}} I_{\text{р1}} , \quad (2.8)$$

где $K_{\text{п}}$ – кратность пускового тока, для расчетов принимаем $K_{\text{п}} = 3$. Для бездвигательных электроприемников $K_{\text{п}} = 1$.

По представленным формулам произведем расчет электрической нагрузки для электродвигателя насоса WEG W22 GOST 200M 2P IMB3:

$$P_{p1} = P_{ном} = 37 \text{ кВт};$$

$$Q_{p1} = 37 \cdot 0,69 = 25,53 \text{ кВар};$$

$$S_{p1} = \sqrt{37^2 + 25,53^2} = 44,95 \text{ кВА};$$

$$I_{p1} = \frac{37 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,82} = 68,55 \text{ А};$$

$$I_{п1} = 3 \cdot 68,55 = 205,65 \text{ А}.$$

Для электроконвектора МТ2000:

$$P_{p1} = P_{ном} \cdot 0,8 = 1,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{p1} = 1,6 \cdot 1,73 = 2,768 \text{ кВар};$$

$$S_{p1} = \sqrt{1,6^2 + 2,768^2} = 3,19 \text{ кВА};$$

$$I_{p1} = \frac{3,19}{0,22} = 14,5 \text{ А};$$

$$I_{п1} = 1 \cdot 14,5 = 14,5 \text{ А}.$$

Таблица 4 – Результаты расчета электрической нагрузки первичных групп электроприемников

№ ЭП	Наименование ЭП	$P_{ном},$ кВт	ПВ, о.е.	$P_{p1},$ кВт	$\cos \varphi,$ о.е.	$tg \varphi,$ о.е.	$Q_{p1},$ кВар	$S_{p1},$ кВА	$I_{p1},$ А	$K_n,$ о.е.	$I_{п1},$ А
5-8	Электродвигатель насоса WEG W22 GOST 200M 2P IMB3	37	1	37	0,82	0,69	25,53	44,95	68,55	3	185,1
9-12	Электроконвектор МТ2000	2	0,8	1,6	0,65	1,73	2,768	3,19	14,5	1	14,5

2.3 Расчет мощности осветительной нагрузки

Расчет мощности осветительной нагрузки цеха произведем методом коэффициента спроса. Расчетную активную мощность осветительной нагрузки определим по следующей формуле:

$$P_{расч.о} = NP_{ном} K_c K_{ПРА}, \quad (2.9)$$

где N – количество светильников в цехе, шт; $P_{ном}$ – номинальная мощность одного светильника, Вт; K_c – коэффициент спроса, для производственных помещений принимается равным 0,95 [11]; $K_{ПРА}$ – коэффициент потерь в пускорегулирующей аппаратуре, для светодиодных светильников принимаем равным 1. Тогда по формуле (2.9) получаем:

Для светильников LZ.OPL ECO LED 45:

$$P_{\text{расч.о}} = NP_{\text{ном}} K_C K_{\text{ПРА}} = 4 \cdot 45 \cdot 0,95 \cdot 1 = 171 \text{ Вт};$$

Для светильников STAR NBT LED 20:

$$P_{\text{расч.о}} = NP_{\text{ном}} K_C K_{\text{ПРА}} = 2 \cdot 20 \cdot 0,95 \cdot 1 = 38 \text{ Вт};$$

Затем определяем расчетную реактивную мощность осветительной нагрузки:

$$Q_{\text{расч.о}} = P_{\text{расч.о}} \cdot \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1}, \quad (2.10)$$

где $\cos \varphi = 0,96$ для выбранного типа светильника. Тогда получаем:

$$Q_{\text{расч.о}} = 209 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,96^2} - 1} = 60,95 \text{ Вар};$$

Определим расчетную полную мощность осветительной нагрузки:

$$S_{\text{расч.о}} = \sqrt{P_{\text{расч.о}}^2 + Q_{\text{расч.о}}^2}. \quad (2.11)$$

$$S_{\text{расч.о}} = \sqrt{209^2 + 60,95^2} = 199,91 \text{ ВА}$$

2.4 Расчет силовой электрической нагрузки на шинах 0,38 кВ КТП

Расчет выполняем методом коэффициентов расчетной активной нагрузки. Расчет выполняется по форме Ф636-92 [5].

Итоговое значение $K_{\text{и}}$ определяется как средневзвешенное значение по формуле (2.13).

$$K_{\text{и ср взв}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i} \cdot K_{\text{и}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}} \quad (2.13)$$

Так же определяется итоговое значение $\cos \varphi$. Значения $\text{tg} \varphi$ находятся через $\cos \varphi$.

Эффективное число электроприемников $n_{\text{э}}$ определяется только для итоговой строки по выражению (2.14):

$$n_{\text{э}} = (\sum P_{\text{ном}})^2 / \sum n p_{\text{ном}}^2 \quad (2.14)$$

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа электроприемников определяется и заносится в графу 13 коэффициент расчетной нагрузки K_p .

Расчетная активная мощность подключенных к узлу питания ЭП напряжением до 1 кВ (графа 14) определяется по выражению

$$P_p = K_p \sum K_{и} P_{ном} \quad (2.15)$$

Расчетная реактивная мощность (графа 15) для питающих сетей напряжением до 1 кВ определяется в зависимости от $n_э$:

при $n_э \leq 10$:

$$Q_p = 1,1 \sum K_{и} P_{ном} \operatorname{tg} \varphi \quad (2.16)$$

при $n_э > 10$:

$$Q_p = \sum K_{и} P_{ном} \operatorname{tg} \varphi \quad (2.17)$$

Расчеты трехфазной и силовой нагрузок отражены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчетов трехфазной и силовой нагрузок цеха (форма Ф636-92)

Исходные данные		Расчетные величины					Эффективное число ЗП** $n = \frac{\sum P_{\text{акт}}}{P_{\text{н}}}$	Коэффициент расчетной нагрузки K_p	Расчетная мощность		Расчетный ток А $I_p = S_p / (\sqrt{3} U_{\text{лн}})$						
		Коэффициент реактивной мощности		К.Р. К.Р.тгр	активная, кВт $P_p = K_1 \sum K_p P_n$	реактивная, квар** $Q_p = 1,1 \sum K_p P_n \text{tg} \phi$ при $n \leq 10$; $Q_p = \sum K_p P_n \text{tg} \phi$ при $n > 10$			полная, кВ.А								
		$\cos \phi$	$\text{tg} \phi$														
Исходные данные		коэффициент использования		К.Р.		K.Р.тгр	K _п	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
по заданию технологий		K _п		K.Р.													
Наименование ЗП	Количество ЗП, шт. n	Номинальная (установленная) мощность, кВт*		K _п	K.Р.	K.Р.тгр	K _п	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
		одного ЗП	общая														
		R _{ном,шт}	R _{ном,общ}														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15			
Электродвигатель насоса WEG W22 GOST 200M 2P 1MB3	4	40,57	162,28	0,22	0,82	0,69	24,634	6583,6996									
Электродвигатель насоса WEG W22 GOST 200M 2P 1MB3	4	40,57	162,28	0,22	0,82	0,69	24,634	6583,6996									
Электродвигатель насоса WEG W22 GOST 200M 2P 1MB3	4	40,57	162,28	0,22	0,82	0,69	24,634	6583,6996									
Итого трехфазная нагрузка	4	2	8	0,8	0,65	1,16	7,424	16	4	1,46	52,124336	27,09751	58,7471	38,66612518			
Итого однофазная нагрузка	4	2	8	0,8	0,65	1,16	7,424	16	4								
Итого силовая нагрузка	8	40,57	170,28	0,2472	0,812	0,7121	29,98	6599,6996	8	1,46	61,468336	32,97774	69,75591	45,91189887			

2.5 Выбор трансформаторов и УКРМ

В качестве источника питания цеха выбираем две КТП с одним трансформатором, поскольку преобладают электроприемники I категорий [1]. Выбор мощности трансформаторов произведем по форме Ф202-90 [5].

Таблица 6 - Результирующая электрическая нагрузка цеховой ТП 10/0,4 кВ (форма Ф202-90)

Наименование	Коэф. реактивной мощности $tg\phi$	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформ. шт. * кВА
		кВт	кВАр	кВА	
		P_p	Q_p	S_p	
Силовая нагрузка 0,4 кВ	0,71	61,468	32,977	69,755	
Осветительная нагрузка	0,29	0,209	0,06095	0,19991	
Итого на стороне 0,4 кВ	0,7086	61,677	33,037	69,954	2*160
Потери в трансформаторах	$K_3=0,21$	0,763	3,678	3,75	
Итого на стороне ВН	0,7	62,44	36,715	73,704	

Полная мощность составляет 69,954 кВА. Номинальную мощность трансформаторов определим по условию:

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_p}{NK_3}, \quad (2.18)$$

где S_p – полная расчетная мощность, кВА; N – число трансформаторов; K_3 – коэффициент загрузки, при преобладании нагрузок I категории для подстанций с одним трансформатором $K_3 = 0,65$.

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{69,954}{0,65} = 107,62 \text{ кВт}$$

Принимаем трансформатор с номинальной полной мощностью $S_{\text{ном}} = 160$ кВА. Определим значения коэффициентов загрузки и перегрузки по формулам (2.19) и (2.20) соответственно.

$$K_3 = \frac{S_p}{NS_{\text{ном}}}; \quad (2.19)$$

$$K_{\text{пер}} = \frac{S_p}{S_{\text{ном}}}, \quad (2.20)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент перегрузки трансформатора, на двух однострансформаторных подстанциях не должен превышать 1,3.

$$K_3 = \frac{69,954}{2 \cdot 160} = 0,21 < 0,65$$

$$K_{пер} = \frac{69,954}{160} = 0,4 < 1,3$$

Трансформаторы выбранной мощности удовлетворяют условиям по допустимой загрузке и перегрузке. Выбираем к установке в 2х КТП трансформатора типа ТМГ-160/10/0,4. Технические характеристики трансформатора представлены в таблице 6.

Таблица 7 – Технические характеристики ТМГ-160/10/0,4

Тип	$S_{ном}$, кВА	Схема и группа соединений обмоток	ΔP_{xx} , Вт	$\Delta P_{кз}$, Вт	I_{xx} , %	$u_{кз}$, %
ТМГ	160	Y/YH-11	350	2900	1,1	4,5

В соответствии с техническими данными выбранного трансформатора определим по формулам (2.21 – 2.24) потери в трансформаторе.

$$\Delta P = \Delta P_{xx} \cdot N + \frac{K_3^2 \cdot \Delta P_{кз}}{N}; \quad (2.21)$$

$$\Delta Q_{xx} = I_{xx} \cdot 10^{-2} \cdot S_{ном}; \quad (2.22)$$

$$\Delta Q_{нагр} = u_{кз} \cdot 10^{-2} \cdot S_{ном}; \quad (2.23)$$

$$\Delta Q = \Delta Q_{xx} \cdot N + \frac{K_3^2 \cdot \Delta Q_{нагр}}{N}, \quad (2.24)$$

Получаем:

$$\Delta P = 0,35 \cdot 2 + \frac{0,21^2 \cdot 2,9}{2} = 0,763 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{xx} = 1,1 \cdot 10^{-2} \cdot 160 = 1,76 \text{ кВар}$$

$$\Delta Q_{нагр} = 4,5 \cdot 10^{-2} \cdot 160 = 7,2 \text{ кВар}$$

$$\Delta Q = 1,76 \cdot 2 + \frac{0,21^2 \cdot 7,2}{2} = 3,678 \text{ кВар}$$

Мощность на стороне ВН и коэффициент мощности с учетом потерь в трансформаторе представлены в таблице 5.

3 Выбор основных элементов воздушной линии 10 кВ

3.1 Выбор сечений проводов

Максимальная активная нагрузка, передаваемая по нашей ВЛ составила $P = 0,06244$ МВт, а реактивная нагрузка $Q = 0,036715$ МВАр.

Передаваемая по ВЛ полная мощность:

$$S = 0,073704 \text{ МВА.}$$

Сечение проводов определяют, по допустимому нагреву, т. к. изменяются физические свойства проводника, повышается его сопротивление и увеличивается бесполезный расход электрической энергии.

Ток в ВЛ, соответствующий режиму максимальной нагрузки:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (3.1)$$

где: $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение ВЛ, кВ.

$$I_p = \frac{0,073704 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 4,255 \text{ А.}$$

Сечение проводов ВЛ 10 кВ питающих понижающие подстанции 10/0,4 кВ выбирается по экономической плотности тока.

Экономически целесообразное сечение определяется из соотношения:

$$S = \frac{I}{J_{\text{ЭК}}}, \quad (3.2)$$

где I – расчетный ток линии; $J_{\text{ЭК}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, выбираемое в зависимости от годового числа часов использования максимума нагрузки.

Нормированное значение экономической плотности тока выбираем по таблице 8. Тогда $J_{\text{ЭК}} = 1,3$ А/мм².

$$S = \frac{4,255}{1,3} = 3,273 \text{ мм}^2.$$

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего минимального для ВЛ стандартного сечения, то есть 35 мм².

Исходя из этого выбираем 3 провода марки АС 35/6,2, характеристики которого показаны в таблице 9.

Таблица 8 – Экономическая плотность тока

Наименование проводника	Экономическая плотность тока А/мм ²		
	1000 – 3000	3000 – 5000	Свыше 5000
Неизолированные провода и шины:			
Алюминиевые	1,3	1,1	1
Медные	2,5	2,1	1,8
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
Алюминиевые	1,6	1,4	1,2
Медные	3	2,5	2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
Алюминиевые	1,9	1,7	1,6
Медные	3,5	3,1	2,7

Таблица 9 – Характеристика провода АС 35/6,2

Наименование характеристики	Единица измерения	Значение
ГОСТ	–	839 – 80
Код ОКП провода	–	351151
Рабочая температура эксплуатации	°С	– 60...+ 90
Расчетная масса провода	кг/км	148
Вес одного метра провода	кг/м	0,148
Наружный диаметр	мм	8,4
Площадь сечения провода по элементам	мм ²	43,1
Площадь сечения алюминиевой части	мм ²	36,94
Площадь сечения стальной части	мм ²	6,16
Допустимо длительный ток	А	175
Срок службы, не менее	Лет	45
Механическое напряжение для наибольшей нагрузки	Н/мм ²	120
Механическое напряжение для среднегодовой температуре	Н/мм ²	90
Коэффициент температурного линейного расширения	1/°С·10 ⁻⁶	19,2
Модуль упругости, Е	Н·10 ⁴ /мм ²	8,25
Максимальная разрывная нагрузка	Н	12520,4
Длительная допустимая температура нагрева жил, не более	°С	+ 90
Электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току при 20 °С, не более	Ом	0,7774

При длине трассы первой ВЛ-10 кВ 0,870 км, а также второй ВЛ-10 кВ 0,990 км, потребуется количество провода 5,580 км.

3.2 Выбор опор

Выбор опор для линии электропередачи напряжением 10 кВ зависит от нескольких факторов, таких как географические условия, тип грунта, нагрузка на линию, протяженность линии и другие технические параметры. Основные критерии для выбора опор - это надежность, прочность, устойчивость к воздействию окружающей среды, а также стоимость материалов и установки.

Железобетонные опоры заводского изготовления достаточно долговечны и экономичны в эксплуатации, так как требуют наименьшего ухода и ремонта.

При реконструкции ВЛ будем применять опоры железобетонные СВ 105-5. СК22.1-1(2)Р: промежуточные (Рисунок 5), которые будут устанавливаться на прямых участках ВЛ, концевые и анкерно-угловые (Рисунок 6).

Опора А10-1 для I - IV районов по гололеду

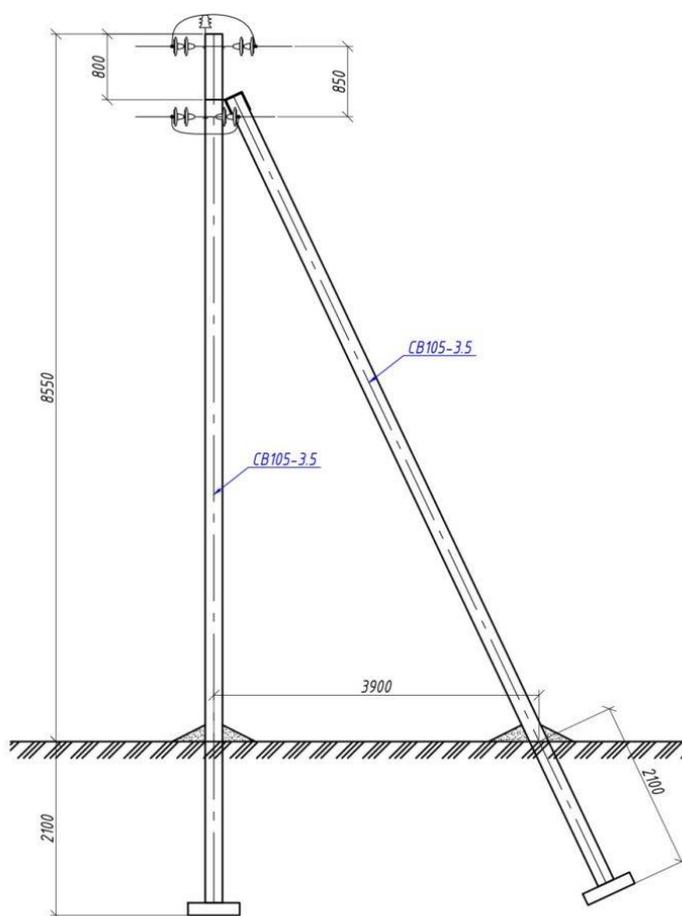


Рисунок 5 - Анкерно-угловая, концевая опора СВ 105-5

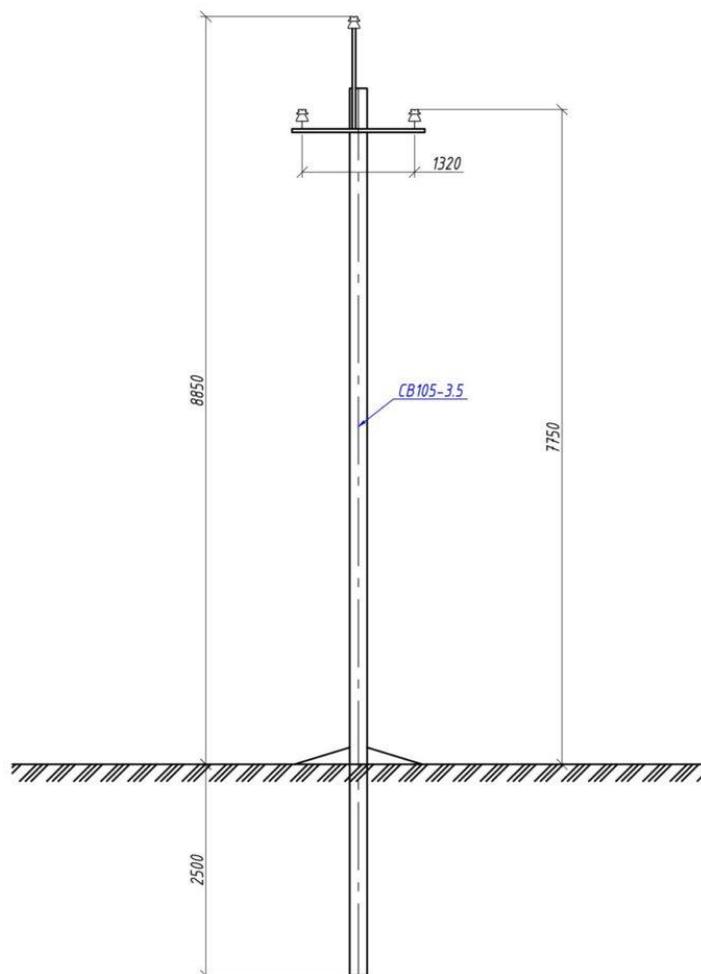


Рисунок 6 - Промежуточная опора СВ 105-5

Производство ЖБИ опор СВ 105-5 основано на использовании сертифицированных материалов: качественного бетона тяжелых марок и напряженной стальной арматуры.

Стойка СВ 105-5 имеет следующие характеристики:

- длина — 10,5 м;
- вес — 1130 кг;
- расчётный изгибающий момент — 5 тс*м.

Опора ЛЭП СВ 105-5 обладает следующим достоинствами:

- морозоустойчивость — выдерживает температуру до -50°C ;
- высокая прочность — подходит для сейсмически активных районов, не боится сильных нагрузок;
- устойчивость к воздействию влаги, к коррозии и ржавчине — не нуждается в дополнительной защитной обработке;
- простота монтажа.

4 Механический расчет воздушной линии

4.1 Расчет максимальной толщины стенки гололеда и максимального ветрового давления

Для обеспечения ВЛ постоянной работоспособности следует выполнить расчет удельных механических нагрузок на провод и трос от действия своего веса провода и троса при гололеде и ветре.

Средневзвешенная высота крепления проводов к изоляторам:

$$h_{\text{ср}} = \frac{h_2 + h_2 + (h_2 + h_3)}{n} - \lambda, \quad (4.1)$$

где h_2 и h_3 – расстояние от земли до траверсы, показанные на рисунке 6, м;

λ – длина изолятора (принимаем предварительно $\lambda = 0,6$ м);

n – число проводов в линии, ($n = 3$ провода).

$$h_{\text{ср}} = \frac{7,75 + 7,75 + (7,75 + 1,1)}{3} - 0,6 = 7,516 \text{ м.}$$

Наибольшая стрела провеса провода в середине пролета:

$$f^{\text{пр}} = h_2 - \lambda - \Gamma, \quad (4.2)$$

где Γ – габаритный размер, $\Gamma = 6$ м.

$$f^{\text{пр}} = 7,75 - 0,6 - 6 = 1,15 \text{ м.}$$

Высота расположения приведенного центра тяжести проводов для габаритного пролета:

$$h_{\text{пр}} = h_{\text{ср}} - \frac{2}{3} \cdot f, \quad (4.2)$$

$$h_{\text{пр}} = 7,516 - \frac{2}{3} \cdot 1,15 = 6,75 \text{ м.}$$

Максимальная толщина стенки гололеда на проводе при $h_{\text{пр}} = 6,75 < 25$ м, для II района по гололеду является 15 мм.

Ветровое давление:

$$W_{\text{max}} = W_0 \cdot K_w, \quad (4.3)$$

W_0 – нормативное значение ветрового давления (для II района по ветровой нагрузке принимаем $W_0 = 500$ Па);

K_w – поправочный коэффициент.

По таблице 2.5.2 ПУЭ выбираем поправочный коэффициент, согласно, местности тип «А» – открытые побережья морей, озер и водохранилищ, сельские местности, в том числе с постройками высотой менее 10 м, пустыни, степи, лесостепи, тундра.

Поэтому принимаем коэффициент для провода $K_w = 1$.

Ветровое давление для провода:

$$W_{max} = 500 \cdot 1 = 500 \text{ Па.}$$

4.2 Расчет удельных нагрузок на провод

При механическом расчете ВЛ определяются удельные нагрузки – это нагрузки, которые воздействуют на провод и трос за единицу длины или сечения. На провод и трос действует вертикальная нагрузка (вес провода и гололеда), а также горизонтальная (ветровое давление), из-за которые происходит растягивающие напряжения.

Удельная нагрузка от собственного веса провода:

$$y_1 = \frac{G_g}{F}, \quad (4.4)$$

где G_g – вес 1 м провода, Н;

F - сечение провода, мм².

$$y_1 = \frac{1,48}{43,1} = 0,034 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Удельная нагрузка от веса гололеда на проводе:

$$y_2 = \frac{\pi \cdot b_э \cdot (d + b_э) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3} \cdot k_n \cdot k_p \cdot k_f \cdot k_d}{F}, \quad (4.5)$$

где $b_э$ – толщина стенки гололеда (по II району гололеда $b_э = 15$ мм);

d^{np} – диаметр провода ($d^{np} = 12$ мм);

ρ – плотность гололеда ($\rho = 0,9$ г/см³);

g – ускорение свободного падения ($g = 9,8$ м/с²);

k_n – коэффициент надежности по ответственности (для ВЛ до 220 кВ принимаем $k_n = 1$);

k_p – региональный коэффициент (принимаем $k_p = 1$);

k_f – коэффициент надежности по гололедной нагрузке (для районов по гололеду II принимаем $k_f = 1,3$);

k_d – коэффициент условий работы (принимаем $k_d = 0,5$).

$$y_2 = \frac{3,14 \cdot 15 \cdot (8,4 + 15) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 0,5}{43,1} = 0,147 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Удельная нагрузка от собственного веса провода и веса гололеда:

$$y_3 = y_1 + y_2, \quad (4.6)$$

где y_1 – Удельная нагрузка от собственного веса провода, Н/м·мм²;

y_2 – Удельная нагрузка от веса гололеда на проводе, Н/м·мм².

$$y_3 = 0,034 + 0,147 = 0,181, \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Удельная нагрузка от давления ветра, действующему перпендикулярно проводу без гололеда:

$$y_4 = \frac{a_w \cdot k_l \cdot C_x \cdot W_{max} \cdot d \cdot \sin^2 \varphi \cdot 10^{-3} \cdot k_n \cdot k_f \cdot k_p}{F}, \quad (4.7)$$

a_w – коэффициент, учитывающий неравномерность скоростного напора ветра (принимаем $a_w = 0,71$);

k_l – коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку (принимаем $k_l = 1,03$).

C_x – коэффициент лобового сопротивления для проводов (для проводов диаметром $d < 20$ мм и свободных от гололеда проводов принимаем $C_x = 1,2$);

$\sin^2 \varphi$ – угол между направлением ветра и осью ВЛ (принимаем $\sin^2 \varphi = 1$);

k_f – коэффициент надежности по ветровой нагрузке (принимаем $k_f = 1,1$);

$$y_4 = \frac{0,71 \cdot 1,03 \cdot 1,2 \cdot 500 \cdot 8,4 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot 1}{43,1} = 0,094 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Удельная нагрузка от давления ветра, действующего перпендикулярно проводу с гололедом:

$$y_5 = \frac{W_{\Gamma} \cdot k_l \cdot k_H \cdot C_x \cdot (d + 2 \cdot b_3) \cdot 10^{-3} \cdot k_n \cdot k_f \cdot k_p}{F}, \quad (4.8)$$

где W_{Γ} – нормативное ветровое давление при гололеде:

$$W_{\Gamma} = 0,25 \cdot W_0,$$

$$W_{\Gamma} = 0,25 \cdot 500 = 125 \text{ Па.}$$

Полученный расчет из формулы округляем до ближайшего следующего значения 160 Па.

k_H – коэффициент, учитывающий неравномерность скоростного напора ветра (принимается $k_H = 1$).

$$y_5 = \frac{160 \cdot 1,08 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot (8,4 + 2 \cdot 15) \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1}{43,1} = 0,203 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Удельная нагрузка от давления ветра и веса провода без гололеда:

$$y_6 = \sqrt{y_1^2 + y_4^2}, \quad (4.9)$$

где y_1 – удельная нагрузка от собственного веса провода, Н/м·мм² ;

y_4 – удельная нагрузка от давления ветра, действующему перпендикулярно проводу без гололеда, Н/м·мм².

$$y_6 = \sqrt{0,034^2 + 0,094^2} = 0,1 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Удельная нагрузка от давления ветра и веса провода с гололедом:

$$y_7 = \sqrt{y_3^2 + y_5^2}, \quad (4.10)$$

где y_3 – удельная нагрузка от собственного веса провода и гололеда Н/м·мм²;

y_5 – удельная нагрузка от давления ветра, действующего перпендикулярно проводу с гололедом, Н/м·мм².

$$y_7 = \sqrt{0,168^2 + 0,203^2} = 0,272 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

4.3 Расчет пролетов воздушной линии

Длина габаритного пролета - это горизонтальное расстояние между осями двух соседних опор. Пролеты могут быть промежуточными, анкерными или переходными (рисунок 7).

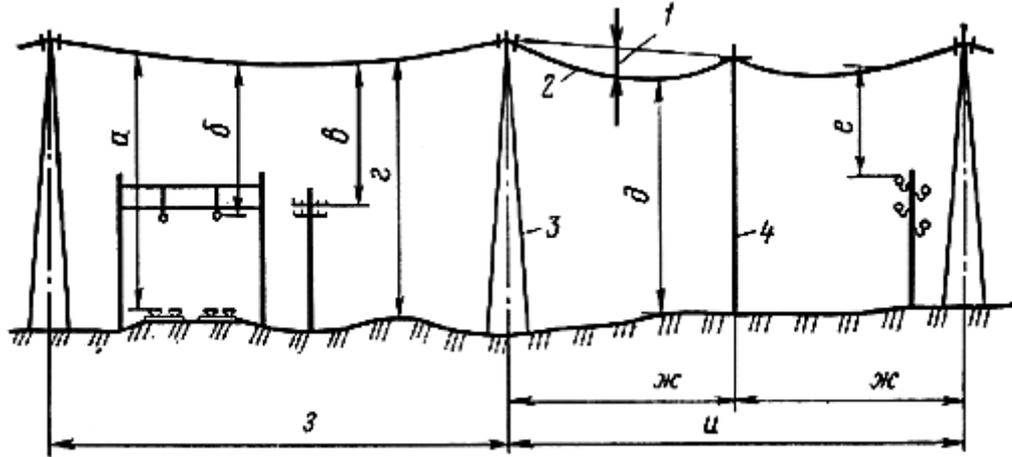


Рисунок 7 - Пролеты ЛЭП:

где, а), б), в), г) - расстояния от провода ЛЭП соответственно до головки рельса, провода контактной сети, провода линии связи и до автодороги; д) - наименьшее расстояние от провода ЛЭП до земли в пролете; е) - расстояние от провода ЛЭП до провода напряжением 0,4 кВ; ж) - промежуточный пролет; з) - переходный анкерный пролет; и) - анкерный пролет или анкерный участок; 1 - стрела провеса; 2 - провод; 3 - анкерная опора; 4 - промежуточная опора.

Габаритный пролет считается более подходящим при размещении опор на местности. Величина габаритного пролета решается уравнением состояния провода, где исходные условия – расчетные, а искомые – габаритные:

$$l_{\text{габ}}^4 \cdot \frac{y_1}{8 \cdot f} + \left(\frac{y_7}{\sigma_{y \max}} \right) \cdot \frac{E}{24} - l_{\text{габ}}^2 \cdot \left(\sigma_{y \max} + \alpha \cdot E \cdot (t_{\text{гол}} - t_{\text{min}}) \right) - \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E = 0. \quad (4.11)$$

Следовательно, уравнение является биквадратным. Покажем его в следующем виде:

$$A \cdot l_{\text{габ}}^4 - B \cdot l_{\text{габ}}^2 - C = 0. \quad (4.12)$$

Тогда габаритный пролет можно определить по следующей формуле:

$$l_{\text{габ}} = \sqrt{\frac{b + \sqrt{b^2 + 4 \cdot a \cdot c}}{2 \cdot a}}. \quad (4.13)$$

Рассчитаем коэффициент, а:

$$a = \frac{y_1}{8 \cdot f_{\text{габ}}} + \left(\frac{y_7}{\sigma_{\text{tcp}}} \right)^2 \cdot \frac{E}{24}, \quad (4.14)$$

где E – модуль упругости Н/м².

σ_{tcp} – напряжение в проводе при среднегодовой температуре, Н/мм².

$$a = \frac{0,034}{8 \cdot 1,15} + \left(\frac{0,272}{120} \right)^2 \cdot \frac{8,25 \cdot 10^4}{24} = 0,0213.$$

Рассчитаем коэффициент b:

$$b = \sigma_{\text{tcp}} + a \cdot E \cdot (t_{\text{гол}} - t_{\text{min}}), \quad (4.15)$$

где a – коэффициент линейного расширения провода;

$t_{\text{гол}}$ – температура при гололеде, $t_{\text{гол}} = -5$ °С;

t_{min} – минимальная температура, °С.

$$b = 120 + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-5 - (-35)) = 167,52.$$

Рассчитаем коэффициент с:

$$c = \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E, \quad (4.16)$$

$$c = \frac{8}{3} \cdot 1,15^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 = 290950$$

$$l_{\text{габ}} = \sqrt{\frac{167,52 + \sqrt{167,52^2 + 4 \cdot 0,0213 \cdot 290950}}{2 \cdot 0,0213}} = 96 \text{ м.}$$

При механическом расчете проводов и тросов используется величина расчетного расстояния между двумя соседними опорами, так называемый расчетный пролет. При расстановке опор на идеально ровной поверхности $\alpha = 1$, то есть $l_{\text{расч}} = l_{\text{габ}}$. Опыт проектирования ВЛ показывает, что усредненное значение пролета вследствие неровности местности меньше габаритного.

Длина расчетного пролета определяется выражением:

$$l_{\text{расч}} = l_{\text{габ}} \cdot a, \quad (4.17)$$

где $l_{\text{габ}}$ – длина габаритного пролета, м.

α – коэффициент, значение которого рекомендуется определять в соответствии с местностью, для ненаселенной местности, где проектируется участок ВЛ, $\alpha = 0,9$.

$$l_{\text{расч}} = 96 \cdot 0,9 = 86 \text{ м.}$$

Рассчитаем критические пролеты. Критический пролет – это пролет, на который происходит равноопасное влияние температуры и нагрузки на напряжение в проводе.

Первый критический пролет – это пролет такой длины, при котором напряжение в проводе в режиме среднегодовой температуры равно допустимому при среднегодовой температуре, а в режиме низшей температуры – допустимому напряжению при низшей температуре:

$$l_{k1} = \frac{5,55 \cdot \sigma_{y \min}}{y_1} \cdot \sqrt{\frac{a \cdot E \cdot (t_{cp} - t_{\min}) - 0,2 \cdot \sigma_{t_{cp}}}{E}}, \quad (4.18)$$

где $\sigma_{y \min}$ – напряжение в проводе при минимальной температуре, Н/мм² ;

t_{cp} – среднегодовая температура, °С;

$$l_{k1} = \frac{5,55 \cdot 120}{0,034} \cdot \sqrt{\frac{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (3 - (-35)) - 0,2 \cdot 120}{8,25 \cdot 10^4}} = 410 \text{ м,}$$

Второй критический пролет – это пролет, при котором напряжение в проводе при наибольшей нагрузке равно допустимому напряжению при наибольшей нагрузке, а в режиме низшей температуры – допустимому напряжению при низшей температуре:

$$l_{k2} = 4,9 \cdot \sigma_{y \max} \cdot \sqrt{\frac{a \cdot (t_{\text{гол}} - t_{\min})}{\left(\frac{y_{\max}}{y_1}\right)^2 - 1}}, \quad (4.19)$$

$$l_{k2} = \frac{4,9 \cdot 120}{0,034} \cdot \sqrt{\frac{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 - (-35))}{\left(\frac{0,272}{0,034}\right)^2 - 1}} = 212 \text{ м,}$$

Третий критический пролет – это пролет, когда напряжение провода в режиме наибольшей нагрузки и в режиме среднегодовой температуры:

$$l_{k3} = \frac{4,9 \cdot \sigma_{y \max}}{y_1} \cdot \sqrt{\frac{0,25 \cdot \sigma_{y \max} + a \cdot E \cdot (t_{\text{гол}} - t_{\text{ср}})}{E \cdot \left(\frac{y_{\max}}{y_1}\right)^2 - 1,78}}, \quad (4.20)$$

$$l_{k3} = \frac{4,9 \cdot 120}{0,034} \cdot \sqrt{\frac{0,25 \cdot 120 + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-5 - 3)}{8,25 \cdot 10^4 \cdot \left(\frac{0,272}{0,034}\right)^2 - 1,78}} = 193 \text{ м},$$

Таким образом из расчетов имеем: $l_{k1} = 410$ м, $l_{k2} = 212$ м, $l_{k3} = 193$ м. Соотношение пролетов $l_{k1} > l_{k2} > l_{k3}$ и $l_{\text{габ}} < l_{k3}$, следовательно, режим является с наибольшей нагрузкой с параметрами:

$$t = t_{\text{гол}} = -5 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$y_7 = y_{\max} = 0,272 \text{ Н/мм}^2.$$

$$\sigma_{y \max} = 120 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Пересчитаем стрелу провеса для габаритного пролета:

$$f = \frac{y_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{y \max}}, \quad (4.21)$$

$$f = \frac{0,034 \cdot 86^2}{8 \cdot 120} = 0,261 \text{ м}.$$

Ведомость опор необходимых для реконструкции ВЛ представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Ведомость опор для реконструкции ВЛ

Тип опор	Маркировка	Количество, шт
Концевые	СВ 105-5 с уклоном	4
Угловые	СВ 105-5 с двумя уклонами	1
Анкерные	СВ 105-5 с уклоном	4
Промежуточные	СВ 105-5	17
Итого		26

По техническим условиям, необходимо спроектировать две отдельно стоящие друг от друга ВЛ 10кВ, для обеспечения надежного питания и удобства обслуживания линий в будущем. Каждая линия подключается к отдельно стоящей КТП с трансформатором типа ТМГ-160/10/0,4. ВЛ также оборудуется ОПН 10кВ и разъединителями. Подключение ВЛ-10 кВ от ПС “Черногорская городская” производится КЛ-10 кВ.

5 Выбор изоляторов и линейной арматуры

5.1 Выбор изоляторов для промежуточных опор

Выбор изоляторов для ВЛ делается при разработке проекта линии электропередач. От правильного выбора изолирующих элементов зависит надежность электроснабжения, безопасность людей, срок службы ЛЭП.

При проектировании ВЛ 6 - 20 кВ следует предусматривать применение:

- подвесных полимерных, стеклянных изоляторов;
- полимерных консольных (консольных с оттяжкой) изолирующих траверс;
- опорностержневых фарфоровых и полимерных изоляторов, в том числе с проушиной для защищённых проводов;

Штыревые изоляторы закрепляются на опорах с помощью штырей и крючьев. Изоляторы этого типа используются на линиях низкого напряжения и высокого до 35 кВ включительно. Эти изоляторы крепятся на крюках и штырях при помощи пакли, смоченной разведенным на олифе суриком. Расчетной нагрузкой для изоляторов этого типа является нагрузка на изгиб.

Подвесные изоляторы закрепляются на опоре с помощью линейной арматуры. Они соединяются в гирлянды изоляторов, состоящие обычно из нескольких сцепленных друг с другом элементов.

Принимаем к рассмотрению на промежуточных опорах штыревые изоляторы. Максимально допустимая электромеханическая разрушающая нагрузка изоляторов при наибольшей нагрузке и при среднеэксплуатационных условиях:

$$2,5(n_{\phi} \cdot \gamma_{нб} \cdot F_{пр} \cdot l_{вес} + G_{г}) \leq P, \quad (5.1)$$

где n_{ϕ} – число проводов в расщепленной фазе;

$l_{вес}$ – весовой наибольший пролет ВЛ, м;

$G_{г}$ – средний вес гирлянды изоляторов, кг;

P – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора, Н.

$$l_{вес} = 1,25 \cdot l_{габ} = 1,25 \cdot 96 = 120 \text{ м.}$$

Тогда:

$$2,5(n_{\phi} \cdot y_7 \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}} + G_{\Gamma}) = 2,5(1 \cdot 0,272 \cdot 43,1 \cdot 120 + 0) = 3516,96 \text{ Н.}$$

При среднеэксплуатационных условиях:

$$2,5(n_{\phi} \cdot y_1 \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}} + G_{\Gamma}) = 2,5(1 \cdot 0,034 \cdot 43,1 \cdot 120 + 0) = 439,62 \text{ Н.}$$

В аварийном режиме на гирлянды изоляторов действуют весовые нагрузки от проводов и самой гирлянды, а также редуцирование тяжения:

$$1,8 \sqrt{\left(\frac{n_{\phi} \cdot y_1 \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_{\Gamma}\right)^2 + (k_{\text{рд}} \cdot T_{\text{нб}})^2}, \quad (5.2)$$

$$1,8 \sqrt{\left(\frac{1 \cdot 0,034 \cdot 43,1 \cdot 120}{2} + 350\right)^2 + (0,4 \cdot 13356)^2} = 9648,5 \text{ Н.}$$

где $k_{\text{рд}}$ – коэффициент редукиции;

$$T_{\text{нб}} = n_{\phi} \cdot F_{\text{пр}} \cdot \sigma - \text{тяжение}, \quad (5.3)$$

Сравнение трех значений нормативных нагрузок показывает, что в данном случае выбор изоляторов нужно произвести по аварийному режиму. Выбираем штыревой изолятор ШС-10Д.

Таблица 11 - Характеристики изолятора ШС-10Д

Номинальное напряжение, кВ	Минимальная разрушающая сила, кН	Диаметр штыря крепления изолятора, мм	Масса, кг
20	13	22	1,9

Вычислим длину пути утечки изоляторов:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot k, \quad (5.4)$$

$$L = 3 \cdot 10,5 \cdot 1,1 = 34,65 \text{ см/кВ}$$

где λ_3 – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ;

U – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

k – коэффициент использования длины пути утечки.

Согласно [ПУЭ, п.1.9.14] удельная эффективная длина пути утечки изоляторов должна быть не менее 1,5см/кВ, следовательно, выбранный изолятор удовлетворяет всем требованиям.

5.2 Выбор изоляторов для анкерных и угловых опор

Согласно ПУЭ, на опорах анкерного типа должны применяться подвесные изоляторы для II района по гололеду. Произведем выбор подвесных изоляторов для анкерных опор. Допустимый весовой пролет для анкерных опор принимаем как для промежуточных.

При наибольшей механической нагрузке:

$$1,8 \sqrt{\left(\frac{n_{\phi} \cdot y_7 \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_{\Gamma}\right)^2 + (\sigma_{\text{нб}} \cdot F_{\text{пр}})^2}, \quad (5.5)$$

$$1,8 \sqrt{\left(\frac{1 \cdot 0,272 \cdot 43,1 \cdot 120}{2} + 700\right)^2 + (120 \cdot 43,1)^2} = 9646,2 \text{ Н.}$$

При среднеэксплуатационных условиях:

$$6 \sqrt{\left(\frac{n_{\phi} \cdot y_1 \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_{\Gamma}\right)^2 + (\sigma_{\text{сэ}} \cdot F_{\text{пр}})^2}, \quad (5.6)$$

$$6 \sqrt{\left(\frac{1 \cdot 0,034 \cdot 43,1 \cdot 120}{2} + 700\right)^2 + (90 \cdot 43,1)^2} = 23749,2 \text{ Н.}$$

Сравнение двух значений показывает, что при выборе изоляторов для натяжных гирлянд следует ориентироваться на величину нагрузки при среднеэксплуатационных условиях.

Выбираем подвесной стеклянный тарельчатый высоковольтный изолятор ПС-70Е (рисунок 8).

Технические данные изолятора и линейной арматуры представлены в таблицах 12 и 13 соответственно.

Таблица 12 - Технические данные изолятора ПС-70Е

Изолятор	Механическая разрушающая сила, кН	Диаметр тарелки D, мм	Строительная высота H, мм	Длина пути утечки, мм	Масса, кг
ПС-70Е	70	255	127	303	3,5

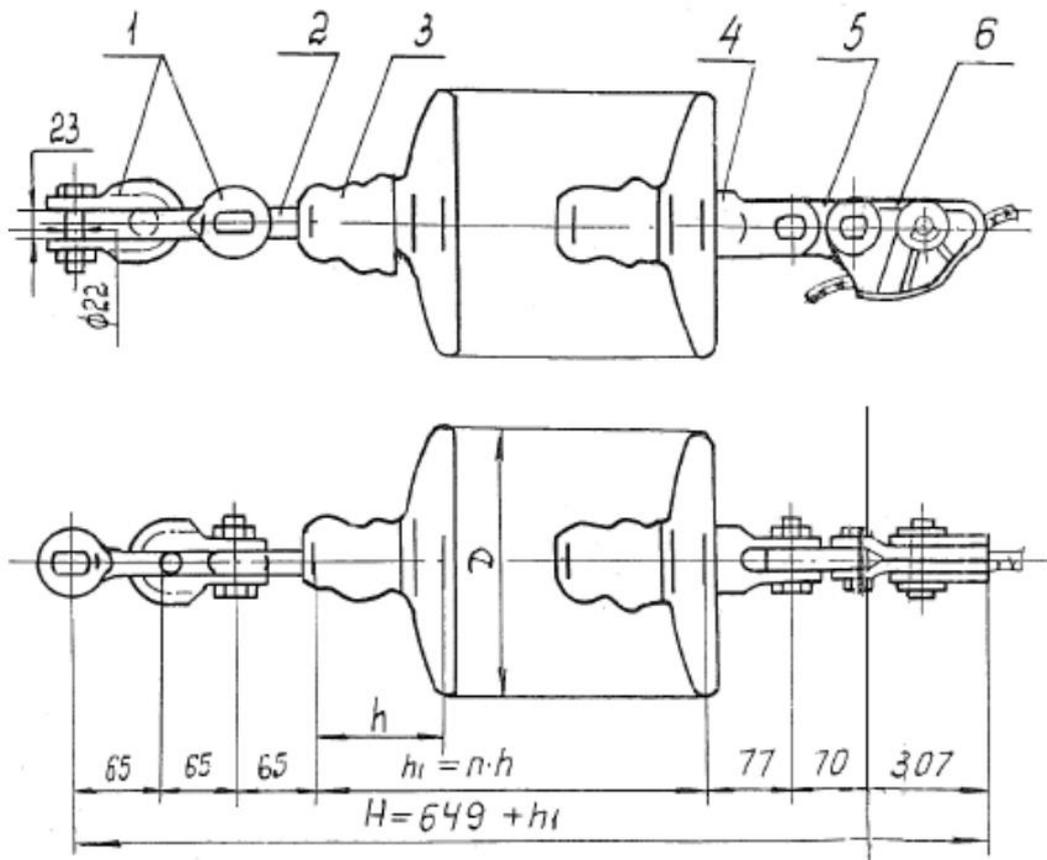


Рисунок 8 - Изолятор линейный натяжной стеклянный ПС-70Е

Таблица 13- Линейная арматура изолятора ПС-70Е

Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед.кг
СК-12-1А	Скоба	2	0,91
СР-12-16	Серьга	1	0,41
	Изолятор		
У2К-7-16	Ушко двух лапчатое	1	0,75
ПР-7-6	Звено промежуточное	1	0,34
НЗ-2-7	Зажим натяжной	1	2,6

Для определения количества изоляторов в гирлянде вычислим длину пути утечки всей конструкции и количество изоляторов в гирлянде:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot k, \quad (5.7)$$

$$L = 3 \cdot 10,5 \cdot 1,1 = 34,65 \text{ см/кВ}$$

$$m = \frac{L}{L_k}, \quad (5.8)$$

$$m = \frac{346,5}{303} = 1,14$$

$$\lambda_n = (H \cdot m + 649) \cdot 10^{-3}, \quad (5.9)$$

$$\lambda_n = (127 \cdot 2 + 649) \cdot 10^{-3} = 0,903 \text{ м.}$$

Вес гирлянды изоляторов с арматурой:

$$G_r = m \cdot 3,5 + 5,9, \quad (5.10)$$

$$G_r = 2 \cdot 3,5 + 5,9 = 12,9 \text{ кг.}$$

Таблица 14 – Ведомость количества линейной арматуры, необходимых для реконструкции ВЛ 10 кВ

Наименование	Тип	Количество, шт (длина, м).
тм-63(промежуточная)	Траверса	17
тм-65(анкерная)	Траверса	5
тм-68(концевая)	Траверса	4
у-1	Кронштейн крепления укоса	6
К-9	Колпачок	63
ШС-10Д	Изолятор	63
ПС-70Е	Изолятор	42
СР-12-16	Серьга	42
У2К-7-16	Ушко двух лапчатое	42
ПР-7-6	Звено промежуточное	42
НЗ-2-7	Зажим натяжной	42
СВ 105-5	Стойка ж/б	36
АС 35/6,2	Провод	(5600)

6 Расчет токов короткого замыкания и выбор коммутационно-защитного оборудования

6.1 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ служит для проверки и выбора коммутационно-защитного оборудования. Расчетная схема представлена на рисунке 9. Схема замещения показана на рисунке 10.

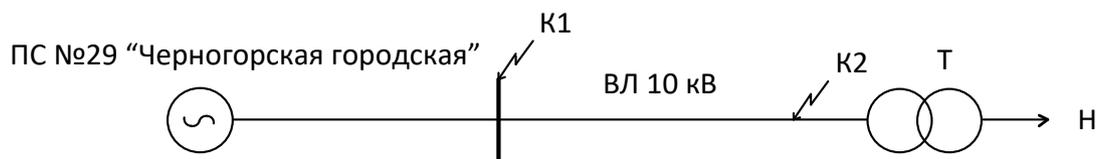


Рисунок 9 – Расчетная схема



Рисунок 10 – Схема замещения

Принятые базисные нормы:

ЭДС системы $E_c = 1$ о. е.;

Базисная мощность $S_б = 10$ МВА;

Базисное напряжение $U_б = 10,5$ кВ;

Базисный ток:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \quad (6.1)$$

$$I_б = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,54 \text{ кА},$$

Мощность системы считается из отключающей способности выключателя:

$$S_{\text{сис}} = \sqrt{3} \cdot U_б \cdot I_{\text{откл}}, \quad (6.2)$$

где $I_{\text{откл}}$ – отключающая способность выключателя ВРС-10.

$$S_{\text{сис}} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 20 = 363 \text{ МВА},$$

Сопротивление системы:

$$X_{\text{сис}} = \frac{S_б}{S_{\text{сис}}}, \quad (6.3)$$

$$X_{\text{сис}} = \frac{10}{363} = 0,0275 \text{ о. е.}$$

Сопротивление ВЛ в о. е.:

$$X_{\text{ВЛ}} = \frac{x_{\text{уд}} \cdot l \cdot S_6}{U_6^2}, \quad (6.4)$$

где $x_{\text{уд}}$ – реактивное сопротивление ($x_{\text{уд}} = 0,403$ Ом/км)

l – длина ВЛ (первая 0,87 км, вторая 0,99 км),

Для первой ВЛ:

$$X_{\text{ВЛ}} = \frac{0,403 \cdot 0,87 \cdot 10}{10,5^2} = 0,032 \text{ о. е.}$$

Для второй ВЛ:

$$X_{\text{ВЛ}} = \frac{0,403 \cdot 0,99 \cdot 10}{10,5^2} = 0,036 \text{ о. е.}$$

Эквивалентное сопротивление для точки КЗ К1 и К2:

$$X_{\text{К1}} = X_{\text{сис}},$$

$$X_{\text{К1}} = 0,0275 \text{ о. е.}$$

$$X_{\text{К2}} = X_{\text{сис}} + X_{\text{ВЛ}}, \quad (6.5)$$

Для первой ВЛ:

$$X_{\text{К2}} = 0,0275 + 0,032 = 0,059 \text{ о. е.}$$

Для второй ВЛ:

$$X_{\text{К2}} = 0,0275 + 0,036 = 0,063 \text{ о. е.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ точки К1 и К2 в начальный момент времени:

$$I_{n0} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} \cdot I_6, \quad (6.6)$$

Для первой ВЛ:

$$I_{n0\text{К1}} = \frac{1}{0,0275} \cdot 0,54 = 19,63 \text{ кА,}$$

$$I_{n0\text{К2}} = \frac{1}{0,059} \cdot 0,54 = 9,15 \text{ кА,}$$

Для второй ВЛ:

$$I_{n0\text{К1}} = \frac{1}{0,0275} \cdot 0,54 = 19,63 \text{ кА,}$$

$$I_{n0\text{К2}} = \frac{1}{0,063} \cdot 0,54 = 8,57 \text{ кА,}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ точки К1 и К2:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{\frac{-t_{\text{откл}}}{T_a}}, \quad (6.7)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время срабатывания РЗ и отключение электроустановки (принимаяем, $t_{\text{откл}} = 0,065$ с);

T_a – постоянная времени (принимаяем, $T_a = 0,02$).

Для первой ВЛ:

$$i_{atK1} = \sqrt{2} \cdot 19,63 \cdot 2,718^{\frac{-0,065}{0,02}} = 1,06 \text{ кА},$$

$$i_{atK2} = \sqrt{2} \cdot 9,15 \cdot 2,718^{\frac{-0,065}{0,02}} = 0,5 \text{ кА},$$

Для второй ВЛ:

$$i_{atK1} = \sqrt{2} \cdot 19,63 \cdot 2,718^{\frac{-0,065}{0,02}} = 1,06 \text{ кА},$$

$$i_{atK2} = \sqrt{2} \cdot 8,57 \cdot 2,718^{\frac{-0,065}{0,02}} = 0,47 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ точки К1 и К2:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot K_{уд}, \quad (6.8)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент (принимаяем $K_{уд} = 1,608$).

Для первой ВЛ:

$$i_{удK1} = \sqrt{2} \cdot 19,63 \cdot 1,608 = 44,6 \text{ кА},$$

$$i_{удK2} = \sqrt{2} \cdot 9,15 \cdot 1,608 = 20,8 \text{ кА},$$

Для второй ВЛ:

$$i_{удK1} = \sqrt{2} \cdot 19,63 \cdot 1,608 = 44,6 \text{ кА},$$

$$i_{удK2} = \sqrt{2} \cdot 8,57 \cdot 1,608 = 19,48 \text{ кА}.$$

Расчеты занесем в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчетные значения токов КЗ

Точка КЗ	Эквивалентное сопротивление, о. е.	Периодическая составляющая тока, кА	Апериодическая составляющая тока, кА	Ударный ток, кА
К1 ВЛ1	0,0275	19,63	1,85	44,6
К1 ВЛ2	0,0275	19,63	1,85	44,6
К2 ВЛ1	0,059	9,15	0,5	20,8
К2 ВЛ2	0,063	8,57	0,47	19,48

6.2 Расчёт теплового импульса

Тепловой импульс возникает в результате протекания тока КЗ и рассчитывается по формуле:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{pz} + T_a), \quad (6.9)$$

где B_k – тепловой импульс, $\text{кА}^2\text{с}$;

t_{pz} – время срабатывания релейной защиты, с;

T_a – время затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

При напряжении 10 кВ время действия релейной защиты принимается 0,1 с, время затухания апериодической составляющей 0,01 с.

Для первой ВЛ (точка К1):

$$B_k = 19,63^2 \cdot (0,1 + 0,02) = 46,2 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Для первой ВЛ (точка К2):

$$B_k = 9,15^2 \cdot (0,1 + 0,02) = 10,04 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Для второй ВЛ (точка К1):

$$B_k = 19,63^2 \cdot (0,1 + 0,02) = 46,2 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Для второй ВЛ (точка К2):

$$B_k = 8,57^2 \cdot (0,1 + 0,02) = 8,81 \text{ кА}^2\text{с}.$$

7 Выбор коммутационно-защитного оборудования

7.1 Выбор разъединителей

Разъединители предназначены для отключения и включения отдельных участков сети или оборудования, находящихся только под напряжением, для отключения участков сети с незначительными токами, а также для создания видимого разрыва электрической цепи при работах на линии или оборудовании.

Разъединители выбираются исходя из назначения и рода установки, конструкции их выполнения, номинальному напряжению и длительному току. Их проверка осуществляется по электродинамической и термической стойкости.

Выбранные расчеты занесем в таблицу 16 и 17,

где $U_{уст.}$ – напряжение сети в месте установки, кВ;

$U_{ном.}$ – номинальное напряжение аппарата, кВ;

$I_{\text{расч.}}$ – расчетный ток, А;

$I_{\text{ном.}}$ – номинальный ток аппарата, А;

$i_{\text{уд.}}$ – расчетный ударный ток трехфазного КЗ, кА;

$i_{\text{пр.с}}$ – номинальный ток электродинамической стойкости аппарата, кА;

$i_{\text{пр.т}}$ – предельный ток термической стойкости аппарата, кА;

t_{τ} – длительность протекания тока термической стойкости;

$B_{\text{к}}$ – расчетный тепловой импульс тока КЗ, кА²·с:

В соответствии с перечисленными условиями выбираем на стороне 10 кВ разъединитель РЛНД - 10/200 (рисунок 10)

Таблица 16 – Расчетная таблица выбора разъединителя на первой ВЛ-10кВ

Условие выбора	Тип разъединителя	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{ном.}}$	Разъединитель РЛНД - 10/200	$U_{\text{уст.}} = 10$ кВ	$U_{\text{ном.}} = 10$ кВ
$I_{\text{расч.}} \leq I_{\text{ном.}}$		$I_{\text{расч.}} = 4,255$ А	$I_{\text{ном.}} = 200$ А
$i_{\text{уд.}} \leq i_{\text{пр.с}}$		$i_{\text{уд.}} = 20,8$ кА	$i_{\text{пр.с}} = 25$ кА
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{пр.т}}^2 \cdot t_{\tau}$		$B_{\text{к}} = 10,04$ кА ² с	$I_{\text{пр.т}}^2 \cdot t_{\tau} = 5^2 \cdot 10 = 250$ кА ² с

Таблица 17 – Расчетная таблица выбора разъединителя на второй ВЛ-10кВ

Условие выбора	Тип разъединителя	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{ном.}}$	Разъединитель РЛНД - 10/200	$U_{\text{уст.}} = 10$ кВ	$U_{\text{ном.}} = 10$ кВ
$I_{\text{расч.}} \leq I_{\text{ном.}}$		$I_{\text{расч.}} = 4,255$ А	$I_{\text{ном.}} = 200$ А
$i_{\text{уд.}} \leq i_{\text{пр.с}}$		$i_{\text{уд.}} = 19,48$ кА	$i_{\text{пр.с}} = 25$ кА
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{пр.т}}^2 \cdot t_{\tau}$		$B_{\text{к}} = 8,81$ кА ² с	$I_{\text{пр.т}}^2 \cdot t_{\tau} = 5^2 \cdot 10 = 250$ кА ² с

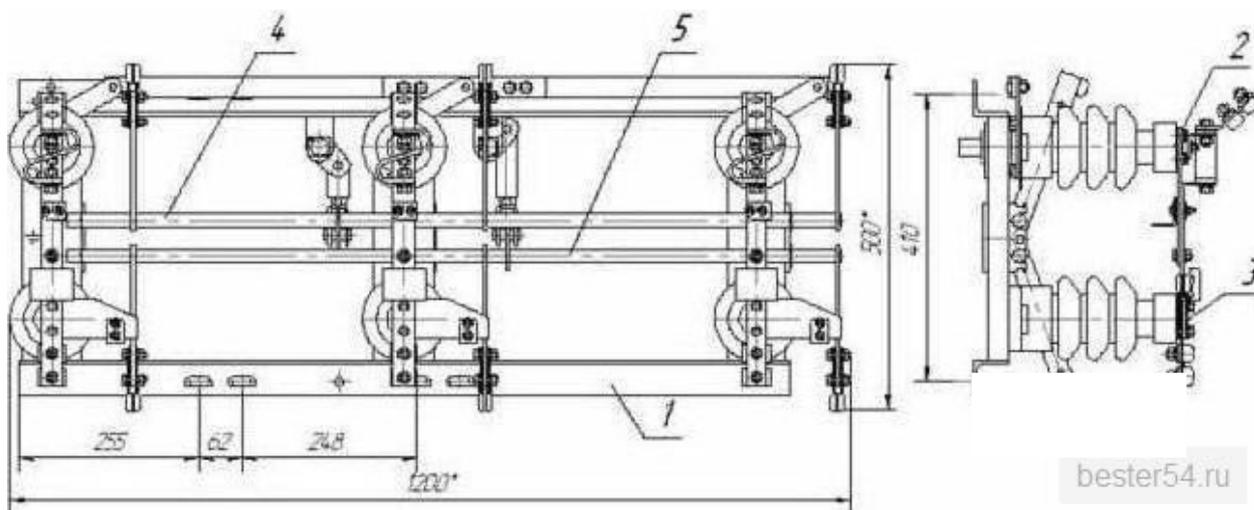


Рисунок 10 – Разъединитель РЛНД - 10/200

7.2 Выбор ограничителей перенапряжения

Условие выбора ограничителей перенапряжения 10кВ представим в таблице 18.

Таблица 18 – Расчетная таблица выбора ограничителя перенапряжения

Условие выбора	Тип ОПН	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст.} \leq U_{ном.}$	П-10/13,7/10/650 УХЛ1	$U_{уст.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.} = 10 \text{ кВ}$

Исходя из таблицы был выбран ограничитель перенапряжения 10 кВ ОПН П-10/13,7/10/650 УХЛ1(рисунок 11).



Рисунок 11 – ОПН П-10/13,7/10/650 УХЛ1

Условие выбора ограничителей перенапряжения 0,4кВ представим в таблице 19.

Таблица 19 – Расчетная таблица выбора ограничителя перенапряжения

Условие выбора	Тип ОПН	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст.} \leq U_{ном.}$	ОПНп- 0,38/0,4/5/400-УХЛ1	$U_{уст.} = 0,4$ кВ	$U_{ном.} = 0,4$ кВ

Исходя из таблицы был выбран ограничитель перенапряжения 0,4 кВ ОПНп-0,38/0,4/5/400-УХЛ1 (рисунок 12).



Рисунок 12 – ОПНп-0,38/0,4/5/400-УХЛ1

7.3 Выбор предохранителей

Условие выбора высоковольтных предохранителей показано в таблице 20 для первой ВЛ, в таблице 21 для второй ВЛ.

Таблица 20 – Расчетная таблица выбора предохранителя для первой ВЛ

Условие выбора	Тип предохранителя	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст.} \leq U_{ном.}$	ПКТ 101-10-10- 20 У1	$U_{уст.} = 10$ кВ	$U_{ном.} = 10$ кВ
$I_{расч.} \leq I_{ном.}$		$I_{расч.} = 4,255$ А	$I_{ном.} = 10$ А
$I_{п0.} \leq I_{пр.т}$		$I_{п0.} = 20,08$ кА	$I_{пр.т} = 25$ кА

Таблица 21 – Расчетная таблица выбора предохранителя для второй ВЛ

Условие выбора	Тип предохранителя	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст.} \leq U_{ном.}$	ПКТ 101-10-10-20 У1	$U_{уст.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.} = 10 \text{ кВ}$
$I_{расч.} \leq I_{ном.}$		$I_{расч.} = 4,255 \text{ А}$	$I_{ном.} = 10 \text{ А}$
$I_{п0.} \leq I_{пр.т}$		$I_{п0.} = 19,48 \text{ кА}$	$I_{пр.т} = 25 \text{ кА}$

Выбранный предохранитель ПКТ 101-10-10-20 У1 изображен на рисунке 13.

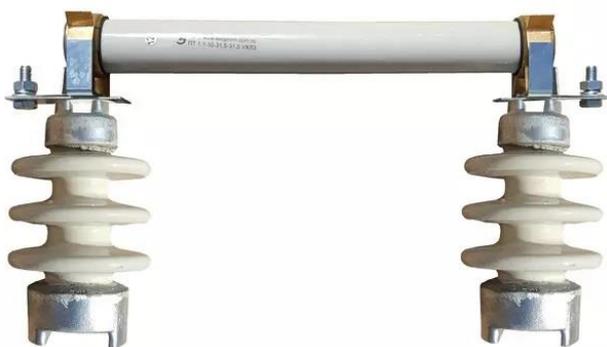


Рисунок 13 – Предохранитель ПКТ 101-10-10-20 У1

7.4 Выбор сечения кабеля

Требуется выбрать сечение кабеля на напряжение 10 кВ для питания двух трансформаторных подстанций КТП мощностью 160 кВА питающих блочно-модульную повысительную станции г. Черногорск от ПС “Черногорская городская” №29 двумя линиями ВЛ-10 кВ. Длина кабельной линии от ячейки №15 составляет 34,6 м и от ячейки №32 составляет 29,8 м. Кабели будут, прокладываться в земле.

Сечение кабельной линии на напряжение 10 кВ выбирают по нагреву расчетным током, проверяют по термической стойкости к токам КЗ, потерям напряжения в нормальном и послеаварийном режимах.

Расчетный ток в нормальном режиме из формулы (3.1):

$$I_{расч.} = 4,255 \text{ А}$$

Определяем экономическое сечение, согласно ПУЭ раздел 1.3.25. Расчетный ток принимается для нормального режима работы из формулы (3.2):

$$S = \frac{4,255}{1,3}$$

Экономическая плотность тока КЛ из таблицы 8.

$$S = \frac{4,255}{1,2} = 3,54 \text{ мм}^2$$

Сечение округляем до ближайшего стандартного 35 мм².
Выбираем кабель ААБл-10кВ сечением 3х35мм² (рисунок – 14).

Длительно допустимый ток для кабеля сечением 3х35мм² по ПУЭ, 7 изд. таблица 1.3.16 составляет $I_{д.т.} = 115 \text{ А} > I_{расч.} = 4,255 \text{ А}$.

Определяем фактически допустимый ток, при этом должно выполняться условие $I_{ф.} > I_{расч.}$:

$$I_{ф.} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{д.т.}$$

где k_1 - коэффициент учитывающий температуру среды отличающуюся от расчетной, выбираем по таблице 16. $k_1 = 1,06$

k_2 - коэффициент учитывающий удельное сопротивление почвы, выбираем по таблице 17. $k_2 = 1$

k_3 - коэффициент учитывающий снижение токовой нагрузки при числе работающих кабелей в одной траншее, с учетом, что в одной траншее прокладывается один кабель. Принимаем $k_3 = 1$.

$$I_{ф.} = 1,06 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 115 = 121,9 \text{ А}$$

$$I_{расч.} \leq I_{ф.} = 4,255 \leq 121,9$$



Рисунок 14 – Кабель ААБл-10кВ сечением 3х35мм²

Таблица 22 – Поправочные коэффициенты на токи для кабелей, неизолированных и изолированных проводов и шин в зависимости от температуры земли и воздуха

Условная температура среды, град. С	Нормированная температура жил, град. С	Поправочные коэффициенты на токи при расчетной температуре среды, град. С											
		-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	-
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	-

Таблица 23 – Поправочный коэффициент на допустимый длительный ток для кабелей, проложенных в земле, в зависимости от удельного сопротивления земли

Характеристика земли	Удельное сопротивление, см x К/Вт	Поправочный коэффициент
Песок влажностью более 9% песчано-глинистая почва влажностью более 1%	80	1,05
Нормальная почва и песок влажностью 7 - 9%, песчано-глинистая почва влажностью 12 - 14%	120	1,00
Песок влажностью более 4 и менее 7%, песчано-глинистая почва влажностью 8 - 12%	200	0,87
Песок влажностью до 4%, каменистая почва	300	0,75

8 Расчет затрат на реконструкцию воздушных, кабельных линий и монтаж коммутационно-защитного оборудования

8.1 Расчет затрат на реконструкцию воздушной линии

Для расчета затрат на реконструкцию ВЛ-10 кВ выбираем метод укрупненных показателей стоимости. Укрупненные показатели стоимости подстанций и воздушных линий используются при выполнении:

- Оценки объёмов инвестиций при планировании электросетевого строительства;
- Техничко-экономических расчетов при сопоставлении вариантных решений в электроэнергетике.

Система показателей включает в себя:

- Укрупненные показатели стоимости строительства подстанций;
- Укрупненные показатели стоимости строительства ВЛ;
- Территориальные корректирующие коэффициенты.

Укрупненные стоимостные показатели приведены в базисном уровне цен 2000 г. И не включают НДС. В соответствии с Постановлением Госстроя России от 08.04.2002 № 16 “О мерах по завершению перехода на новую сметно-нормативную базу ценообразования в строительстве” за новый базисный уровень принят уровень цен, сложившихся на 01.01.2000 г. Определение стоимости строительства в текущем уровне цен осуществляется с применением индексов пересчета стоимости в текущий уровень цен.

Затраты на строительства ВЛ суммируется из:

- подготовка трассы ВЛ;
- установка опор;
- протяжка и монтаж проводов;
- протяжка и монтаж грозозащитного троса.
- транспортировка материалов.

Помимо основных затрат на реконструкцию ВЛ, существуют дополнительные. Средние значения этих затрат от базисной стоимости ВЛ:

- 3,3 % – временные сооружения и здания;
- 5 – 6 % – прочие затраты и работы;
- 2,6 – 3,18 % – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;
- 7,5 – 8,5 % – проектно-изыскательские работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор (при осуществлении нового строительства – 8 %).

В итоге дополнительные затраты составляют 18,4 %.

Общая длина ВЛ составила 1,860 км (первая 0,87 км, вторая 0,99 км).

Таблица 24 – Базисные показатели стоимости ВЛ

Напряжение ВЛ, кВ	Базисные показатели стоимости одноцепной ВЛ переменного тока тыс. руб./км	Базисные показатели стоимости двухцепной ВЛ переменного тока тыс. руб./км
6-10	700	950
35	870	1400
110	1100	1600
220	1590	2800
330	2450	3660
500	4000	
750	6500	

Основные затраты базисных показателей стоимости ВЛ:

$$1,860 \cdot 700 = 1302 \text{ тыс. руб.}$$

Величина дополнительных затрат строительства ВЛ:

$$1302 \cdot 1,184 = 1541,568 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 25 – Территориальный повышающий коэффициент

Субъект Российской Федерации	Территориальный коэффициент
Республика Хакасия (Абакан)	1,7

Итоговая величина затрат строительства ВЛ с учетом коэффициента перевода цена на 2024 г. для строительно-монтажных работ ВЛ с учетом НДС:

$$1\ 541,568 \cdot 5,96 \cdot 1,2 \cdot 1,7 = 18742,999 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет монтажа ВЛ по укрупненным показателям стоимости представлено в таблице 25, соответственно.

Таблица 25 – Расчет монтажа ВЛ по укрупненным показателям стоимости

Составляющие затрат	Величина, ед. изм.	Стоимость, тыс. руб./км	Величина затрат, тыс. руб.
Базисные показатели стоимости ВЛ	1,86	700	1 302
Стоимость строительства ВЛ (с учетом дополнительных затрат, сопутствующих строительству)	18,40%	-	1 541,568
Коэффициент перевода цен на 2024 г. для строительно-монтажных работ	5,96	-	9 187,745
Территориальный коэффициент	1,7		15 619,166
С учетом НДС	20%	-	18 742,999
Итого	-	-	18 742,999

8.2 Расчет затрат на монтаж КЛ

Рассчитаем затраты на монтаж КЛ, результаты представим в таблице 27. Длина первого и второго кабеля 34,6 м и 29,8 м соответственно. Общая длина 66,2 м.

Таблица 26 – Базисные показатели стоимости КЛ

Напряжение КЛ, кВ	Базисные показатели стоимости КЛ 1 цепь в траншее (в ценах 2000 г.) тыс.руб./км	Базисные показатели стоимости КЛ 2 цепи в траншее (в ценах 2000 г.) тыс.руб./км
6-10	1300	2100
35	3000	5600
	Базисные показатели стоимости КЛ 3 фазы (1 цепь) в коллекторе (в ценах 2000 г.) тыс.руб./км	Базисные показатели стоимости КЛ 6 фаз (2 цепи) в коллекторе (в ценах 2000 г.) тыс.руб./км
110	15300	19800
220	28900	37600
330	43400	56400
500	57800	75100

Основные затраты базисных показателей стоимости КЛ:

$$0,0662 \cdot 1300 = 86,06 \text{ тыс. руб.}$$

Величина дополнительных затрат строительства ВЛ:

$$86,06 \cdot 1,184 = 101,895 \text{ тыс. руб.}$$

Итоговая величина затрат строительства КЛ с учетом коэффициента перевода цена на 2024 г. для строительно-монтажных работ ВЛ с учетом НДС:

$$101,895 \cdot 5,96 \cdot 1,7 \cdot 1,2 = 1238,878 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 27 – Расчет монтажа КЛ по укрупненным показателям стоимости

Составляющие затрат	Величина, ед. изм.	Стоимость, тыс. руб./км	Величина затрат, тыс. руб.
Базисные показатели стоимости КЛ	0,0662	1300	86,06
Стоимость строительства ВЛ (с учетом дополнительных затрат, сопутствующих строительству)	18,40%	-	101,895
Коэффициент перевода цен на 2024 г. для строительно-монтажных работ	5,96	-	607,294
Территориальный коэффициент	1,7	-	1 032,399
С учетом НДС	20%	-	1 238,878
Итого	-	-	1 238,878

8.3 Расчет затрат на монтаж коммутационно-защитного оборудования

Составим ведомость стоимости коммутационно-защитного оборудования в таблице 28. Стоимость коммутационно-защитного оборудования указана с учетом НДС.

Стоимость работ по замене коммутационно-защитного оборудования составляет 20 % от стоимости электрических аппаратов:

$$1238,878 \cdot 1,2 = 1\,486,653 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 28 – Ведомость стоимости коммутационно-защитного оборудования

Название оборудования	Завод-изготовитель	Стоимость, тыс. руб./шт.	Количество, шт.	Стоимость, тыс. руб.
ВЛ 10кВ от ПС 110кВ яч. 19 "Черногорская городская" до первой КТП				
Разъединитель РЛНД - 10/200	ООО «ПК Щитком»	11 536	2	23,072
Ограничитель Перенапряжения П-10/13,7/10/650 УХЛ1	ООО "Балтэнерго"	2 589,85	3	7,76955
Ограничитель Перенапряжения ОПНп-0,38/0,4/5/400-УХЛ1	ОАО "ВОЛОГОДСКИЙ ЭМЗ"	298	3	0,894
Предохранитель ПКТ 101-10-10-20 У1	КЭАЗ (Курский электроаппаратный завод)	10 197,60	3	30,5928
ВЛ 10кВ от ПС 110кВ яч. 32 "Черногорская городская" до второй КТП				
Разъединитель РЛНД - 10/200	ООО «ПК Щитком»	11 536	2	23,072
Ограничитель Перенапряжения П-10/13,7/10/650 УХЛ1	ООО "Балтэнерго"	2 589,85	3	7,76955
Ограничитель Перенапряжения ОПНп-0,38/0,4/5/400-УХЛ1	ОАО "ВОЛОГОДСКИЙ ЭМЗ"	298	3	0,894
Предохранитель ПКТ 101-10-10-20 У1	ОАО (Курский электроаппаратный завод)	10 197,60	3	30,5928
Итого				124,6567

Итоговая стоимость реконструкции ВЛ, монтажа КЛ и замены коммутационно-защитного оборудования с учетом НДС:

$$1\,486,653 + 18\,742,999 + 1238,878 = 21\,468,53 \text{ тыс. руб.}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате работы над ВКР было выполнено проектирование внешнего электроснабжения блочно-модульной повысительной насосной станции г. Черногорск. В ходе выполнения работы была дана характеристика и обоснование объекта реконструкции. Произведен расчет нагрузок блочно-модульной повысительной насосной станции.

Осуществлен выбор элементов ВЛ и ее механический расчет.

Произведен выбор разъединителей. В качестве разъединителя выступает РЛНД - 10/200.

Рассмотрены вопросы защиты от перенапряжений, выбраны предохранители.

Выполнен расчет токов короткого замыкания и теплового импульса. Составлен расчет затрат на реконструкцию воздушных, кабельных линий и монтаж коммутационно-защитного оборудования блочно-модульной повысительной насосной станции.

Произведет выбор линейной арматуры и изоляторов.

Практическая значимость исследований обусловлена тем, что предложенные виды электрооборудования и технические решения, касающиеся электрических сетей, могут быть использованы для реконструкции и проектирования различных городских и сельских электрических сетей 10/0,4 кВ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Выпускная квалификационная работа по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» : метод. указания / сост. Н. В. Дулесова; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан : Ред.-изд. сектор ХТИ - филиала СФУ, 2017. – 62 с.
2. В филиале МРСК Сибири специалистами завершены ремонтные работы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://portalenergetika.com/news/v_rezultate_zavershenija_remontnoj_programmy_energopoteri_snizilis.
3. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – 4-е изд., стер. – М. : КНОРУС, 2014. – 648 с. – (Бакалавриат).
4. СТП – подстанции столбового типа [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://nezpk.ru/catalog/detail/stp/> (дата обращения 25.05.2024).
5. Лещинская Т.Б. Практикум по электроснабжению сельского хозяйства/ Т.Б. Лещинская, И.В. Наумов – М.: Изд-во БИБКМ – ТРАНСЛОГ, 2015. – 455 с.
6. Повышение эффективности управления распределительными сетями [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=3046(дата обращения 25.05.2024).
7. Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. - М.: ПАО «Россети». - 2017. – 196 с.
8. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Текст]. – М. :Энергия, 2013. – 348 с.
9. Правила устройства электроустановок [Текст] : утверждены Министерством энергетики Российской Федерации. –М. : Проспект, 2019. – 831 с.
10. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования; дата введ. 23.03.1998 [Текст]. – М.: Издательство МЭИ, 2013. – 131 с.
11. РД 34.20.178-81 Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения.
12. РД 34.20.185-94 Инструкция по проектированию городских электрических сетей.
13. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
14. СП 256.1325800.2016 Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа (с Изменениями N 1, 2, 3)

15. СТО 34.01-2.2-002-2015 Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Анкерная и поддерживающая арматура для СИП-1 и СИП-2. Общие технические требования.

16. ООО «Разряд». Железобетонные опоры ЛЭП. – Режим доступа: <http://www.razrad.ru/prod-categ/opory-lep/zhelezobetonnye-opory-lep>.

17. СТО 34.01-3.2-011-2017 Трансформаторы силовые распределительные 6-10 кВ мощностью 63-2500 кВА. Требования к уровню потерь холостого хода и короткого замыкания.

18. Схема территориального планирования района. Инженерная инфраструктура [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://rosseti.org/regulatory> (дата обращения 25.05.2024).

19. Правила устройства электроустановок [Текст]. – 7-е издание. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2013. – 701

20. «ОКБ Платин». Опоры ЛЭП. – Режим доступа: <https://опора-лэп.рф>.

21. Механический расчет воздушных линий электропередачи : учеб. пособие / А. П. Вихарев, М. А. Глазырин, Н. Г. Репкина. – Киров : ВятГУ, 2020. – 256 с.

22. Школа для электрика. – Режим доступа: <http://electricalschool.info/info/main/lighting/478-vybor-sechenija-kabelja-i-provoda.html>.

23. ООО «Таврида электрик». – Режим доступа: <https://www.tavrida.com/ter/solutions/SA>.

24. ООО «Энергожелезобетонинвест». Научно-исследовательская лаборатория конструкция электросетевого строительства. – Режим доступа: <https://www.nilkes.ru>.

25. Выбор кабеля 10кВ. – Режим доступа: <https://raschet.info/primer-vybora-sechenija-kabelja-na-naprjazhenie-10-kv/>

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»

институт

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А. С. Торопов
подпись инициалы, фамилия

« 24 » 06 2024 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Проектирование внешнего электроснабжения блочно-модульной
повысительной насосной станции г. Черногорск

тема

Руководитель

Е.В. Платонова
подпись, дата

доцент, к.т.н.

должность, ученая степень

Е.В. Платонова

инициалы, фамилия

Выпускник

А.М. Николаев
подпись, дата

А.М. Николаев

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

И.А. Кычакова
подпись, дата

И.А. Кычакова

инициалы, фамилия