

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о.зав.кафедрой

 Н.В. Савина

« 08 » 02 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

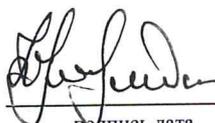
на тему: Развитие системы электроснабжения свинокомплекса «Ратимир» в  
Приморском крае

Исполнитель  
студент группы  
442 узб

 31.01.2018  
подпись дата

И.А. Токарев

Руководитель  
профессор, канд. техн.  
наук

 05.02.2018  
подпись дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант:  
по безопасности  
и экологичности  
доцент, канд. техн.  
наук

 02.02.2018  
подпись дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
доцент, к.т.н

 06.02.2018  
подпись дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 30 » 10 20 17 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента: Токарев Игорь Анатольевич

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие системы электроснабжения свинокомплекса «Ратимир» в Приморском крае (утверждена приказом от 27.10.2017 № 2651-уз)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 31.01.2018

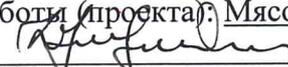
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схемы электроснабжения свинокомплекса, схемы ПС Ключи, план расположения цехов свинокомплекса.

4. Содержание выпускной квалификационной работы) (перечень подлежащих разработке вопросов): Краткая характеристика производства и потребителей электроэнергии, климато-географическая характеристика района, расчет электрических нагрузок по предприятию в целом, выбор номинального напряжения питающей сети, выбор марки и сечения питающей линии распределительного пункта, выбор типа пункта приёма электроэнергии, выбор однолинейной схемы распределительного пункта и РУ-10 кВ ПС Ключи, определение места расположения распределительного пункта, выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности, компенсация реактивной мощности по комплексу в целом, проектирование системы внутреннего электроснабжения, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка оборудования 10 кВ, конструктивное исполнение схемы внутреннего электроснабжения комплекса, режимы нейтралей сетей, релейная защита и автоматика, телемеханика и сигнализация, молниезащита и заземление, анализ надежности предложенного варианта конфигурации, безопасность, экологичность, чрезвычайные ситуации

5. Перечень материалов приложения (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 7 листов графической части, 28 таблиц, 22 рисунка программный продукт Microsoft: Word, Excel, Visio. Matsoft: Mathcad..

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящиеся к ним разделов): Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 08.09.2017

Руководитель выпускной квалификационной работы (проекта): Мясоедов Юрий Викторович  
профессор, кандидат технических наук 

Задание принял к исполнению (дата, подпись) 27.10.2017 

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 107 с, 28 таблиц, 22 рисунка, 27 источников,

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ЭЛЕКТРОПРИЕМНИК, ЦЕНТР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ПЛАВКАЯ ВСТАВКА, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, АВАРИЙНАЯ БРОНЬ, НАПРЯЖЕНИЕ ПИТАНИЯ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, СЕЛЕКТИВНОСТЬ ЗАЩИТ, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ЗАЩИТ, УСТАВКА СРАБАТЫВАНИЯ.

В бакалаврской работе проводится расчёт нагрузок в соответствии с заданием на бакалаврскую работу, определяются основные параметры силового оборудования, выполняется проверка выбранных аппаратов, обосновывается схема внутреннего электроснабжения по критерию минимума приведенных затрат, выбирается оборудование внутреннего электроснабжения свинокомплекса.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Краткая характеристика производства и потребителей электроэнергии	7
2 Климато-географическая характеристика района	10
2.1 Географическая характеристика района	10
2.2 Климатические характеристики	11
3 Расчет электрических нагрузок по предприятию в целом	13
4 Выбор номинального напряжения питающей сети	17
5 Выбор марки и сечения питающей линии распределительного пункта	18
6 Выбор типа пункта приёма электроэнергии	22
7 Выбор однолинейной схемы распределительного пункта и РУ-10 кВ	
ПС Ключи	24
8 Определение места расположения распределительного пункта	25
9.Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности	28
10 Компенсация реактивной мощности по комплексу в целом	31
11 Проектирование системы внутреннего электроснабжения	33
11.1 Разработка схемы внутреннего электроснабжения	33
11.2 Техникоэкономическое сравнение вариантов схем внутреннего электроснабжения	37
11.3 Выбор типов КТП и их конструктивное выполнение	38
12 Расчет токов короткого замыкания	40
12.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах РП	40
12.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	42
13 Выбор и проверка оборудования 10 кВ	45
13.1 Выбор ячейки КРУ	45
13.2 Выключатели 10 кВ	46
13.3 Трансформаторы тока 10 кВ	48
13.4 Трансформаторы напряжения 10 кВ	50

13.5 Шины 10 кВ	51
13.6 Предохранители 10 кВ для ТН	53
13.7 Изоляторы 10 кВ	54
13.8 Выбор ограничителей перенапряжений	55
13.9 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ	56
13.10 Выключатели нагрузки 10 кВ	57
13.11 Предохранители 10 кВ	58
14 Конструктивное исполнение схемы внутреннего электроснабжения комплекса	60
15 Режимы нейтралей сетей	65
16 Релейная защита и автоматика	67
16.1 Токовая отсечка без выдержки времени	68
16.2 Максимальная токовая защита линий	69
16.3 Защита от однофазных замыканий на землю	70
16.4 Устройства автоматического включения резерва	72
17 Телемеханика и сигнализация	73
18 Молниезащита и заземление	77
18.1 Молниезащита	77
18.2 Заземление ОРУ 110 кВ	81
19 Анализ надежности предложенного варианта конфигурации	87
20 Безопасность, экологичность, чрезвычайные ситуации	95
20.1 Безопасность	95
20.2 Экологичность	99
20.3 Чрезвычайные ситуации	101
Заключение	104
Список использованных источников	105

## ВВЕДЕНИЕ

Территории опережающего социально-экономического развития, создающиеся в Приморье - это зоны с особым правовым режимом ведения предпринимательской деятельности, с масштабными налоговыми и административными государственными преференциями. Они призваны стимулировать социально-экономическое развитие края за счёт привлечения инвестиций, создания дополнительных рабочих мест и новых производств, выпускающих экспортно-ориентированную и импортозамещающую продукцию. Так, ТОР «Михайловский» будет специализироваться на размещении крупных сельскохозяйственных производств и центров глубокой переработки и логистики сельхозпродукции. Объем только первоначальных частных инвестиций в территорию опережающего развития составляет 39,03 миллиардов рублей при бюджетных вложениях объемом 4,44 миллиарда рублей.

В ТОР «Михайловский» создаются объекты транспортной и энергетической инфраструктуры, газоснабжения, коммунальной инфраструктуры за счет средств федерального и регионального бюджетов. Кроме того, для создания инженерной инфраструктуры Корпорация развития Дальнего Востока в рамках договора с АО «ДРСК» ведет подготовительные работы по строительству подстанции для дальнейшего обеспечения электросетевой инфраструктурой резидентов «Мерси-Трейд» и «Приморский бекон» в ТОР «Михайловский».

Электроснабжение промышленных предприятий должно основываться на использовании современного конкурентоспособного электротехнического оборудования.

Актуальность данной бакалаврской работы заключается в том, что ввод в действие новых предприятий, расширение существующих, рост энерговооруженности, широкое внедрение различных видов электротехнологии во всех отраслях производств выдвигают проблему их рационального электроснабжения.

Объектом исследования в представленной работе является свинокомплекс «Ратимир» в Приморском Крае. Предметом исследования – электроснабжение свинокомплекса, [1].

Основываясь на аргументации об актуальности выбранной темы, можно определить целевую ориентацию работы.

Цель бакалаврской работы: дать краткую характеристику системы электроснабжения потребителям комплекса по электрическим нагрузкам, режиму работы, роду тока, питающему напряжению и сделать расчет электрических нагрузок по комплексу в целом.

В соответствии с данной целью в бакалаврской работе решаются следующие задачи:

1. Изучить и проанализировать литературу нормирования документа по электроснабжению отрасли.
2. Рассчитать характеристики промышленного оборудования.
3. Спроектировать схему электроснабжения.
4. Обобщить результаты, сделать выводы и оформить работу.

При проектировании использовались следующие программные продукты: MS Office Word; MS Office Excel; MS Visio; Mathcad.

Практическая значимость проекта заключается в том, что его реализация приведёт к созданию оптимальной системы электроснабжения 10 кВ свинокомплекса «Ратимир» в Приморском Крае, повысит надёжность сетей, обеспечит соблюдение качества по ГОСТ 32144-2013.

# 1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Потребители комплексного свинокомплекса «Ратимир» относятся к 1, 2 и 3 категории надежности электроснабжения.

Распределение по категориям:

1 – 1400 кВт;

2 – 2600 кВт;

3 – 4000 кВт;

В том числе аварийная бронь – 200 кВт, технологическая бронь – 1500 кВт.

Обеспечение 2 категории происходит засчёт сетей АО «ДРСК», 1 категория обеспечивается собственным источником питания свинокомплекса «Ратимир», [1].

Броня электроснабжения необходима потребителю для обеспечения предотвращения экономических, экологических, социальных последствий ограничения режима потребления (возникновения угрозы жизни и здоровью людей, экологической безопасности, безопасности государства и (или) необратимого нарушения непрерывных технологических процессов, используемых в производственном цикле). Броня делится на технологическую броню и аварийную, [2].

Величина технологической брони определяется как минимальный расход электрической энергии (наименьшая потребляемая мощность) и продолжительность времени, необходимые для завершения технологического процесса, цикла производства потребителя, использующего в производственном цикле непрерывные технологические процессы, внезапное прекращение которых вызывает необратимое нарушение технологического процесса и (или) опасность для жизни людей, окружающей среды, после чего может быть произведено отключение соответствующих энергопринимающих устройств, с учетом следующего.

Величина аварийной брони определяется как минимальный расход электрической энергии (наименьшая потребляемая мощность) объектов потребителя с полностью остановленным технологическим процессом, обеспечивающий их безопасное для жизни и здоровья людей и окружающей среды состояние, и признается равной величине максимальной мощности токоприемников дежурного и охранного освещения, охранной и пожарной сигнализации, насосов пожаротушения, связи, аварийной вентиляции таких объектов.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет 8000 кВт, из них:

- 1 очередь – 6000 кВт (1000 кВт – I категория, 2000 кВт – II категория, 3000 кВт – III категория), дата ввода 2018 год;

- 2 очередь - 2000 кВт (500 кВт – I категория, 1500 кВт – III категория) , дата ввода 2022 год;

По режиму работы на предприятии существует три характерные группы приемников:

1) Приемники, работающие в режиме с продолжительно неизменной или мало меняющейся нагрузкой. В этом режиме электрическая машина или аппарат может работать продолжительное время без превышения температуры отдельных частей машины или аппарата выше допустимой.

К данной группе относятся потребители морозильных камер на складе готовой продукции.

2) Приемники, работающие в режиме кратковременной нагрузки. В этом режиме рабочий период машины или аппарата не настолько длителен, чтобы температура отдельных частей машины или аппарата могла достигнуть установленного значения. Период остановки машины или аппарата настолько длителен, что машина практически успевает охладиться до температуры окружающей среды.

К этой группе приемников относятся электродвигатели электроприводов потребителей цеха убоя, переработки мяса и подготовительного цехов.

3) Приемники, работающие в режиме повторно-кратковременной нагрузки. В этом режиме кратковременные рабочие периоды машины или аппарата чередуются с кратковременными периодами отключения. Повторно-кратковременный режим работы характеризуется относительной продолжительностью включения и длительностью цикла. В повторно-кратковременном режиме электрическая машина или аппарат может работать с допустимой для них относительной продолжительностью включения неограниченное время, причем превышение температур отдельных частей машины или аппарата не выйдет за пределы допустимых значений.

К этой группе электроприемников относятся селекционно-генетический и ветеринарный цех.

По фазности подключения - все потребители трёхфазные;

По роду тока - все ЭП потребители переменного тока;

По частоте питающего тока – частота тока 50 Гц;

Напряжение питания - 0,38 кВ.

## 2 КЛИМАТО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

### 2.1 Географическая характеристика района

В административном отношении объект находится в районе между с. Красный кут и с. Малые Ключи, Спасский муниципальный район, Приморский край. В геоморфологическом отношении участок работ относится к Приханкайскому региону (Инженерная геология, том 4. М, 1977).

В гидрологическом отношении площадка комплекса расположена в 4 км к юго-западу от реки Кулешовка, впадающей в озеро Ханка. В рельефном отношении участок работ представляет собой склон северо-восточной экспозиции с углами наклона рельефа местности от до 4 градусов. Абсолютные отметки, по площадке проектируемой ПС колеблются от 135 до 132.4 м в Балтийской 1977 года системе высот.

Транспортными дорогами район работ обеспечен удовлетворительно. Дорожная сеть представлена:

- железной дорогой «Транссибирская магистраль» (участок Кнорринг – Старый Ключ), расположена в 8.1 км к юго-востоку от участка работ;
- автомобильной дорогой А-370 «Уссури»;
- полевыми дорогами.

Проезд по существующим дорогам с покрытием возможен круглогодично, при условии расчистки дорог от снега. Проезд по существующим дорогам без покрытия возможен в благоприятное время года транспортом повышенной проходимости.

Степень сейсмической опасности района проектируемых работ для сооружений II (нормального) уровня ответственности составляет по карте ОСР-2015-А (массовое строительство) – 6 баллов; карте ОСР-2015-В (объекты повышенной ответственности) – 6 баллов, по карте ОСР-2015-С (особо ответственные объекты) – 7 баллов (СП 14.13330.2014 Строительство в сейсмических районах СНиП II-7-81\* (актуализированного СНиП II-7-81\* "Строительство в сейсмических районах" (СП 14.13330.2011)).

Местность по заселенности - малозаселённая.

## 2.2 Климатические характеристики

Климат района имеет муссонный характер. Зимой район находится под влиянием азиатского антициклона, северные и северо-западные ветры которого приносят холодный воздух с материка и устанавливают морозную погоду. Летом область высокого давления устанавливается над океаном, влажные прохладные ветра дуют с моря, лето жаркое, с обильными осадками. Колебания среднегодовых температур воздуха от  $+3,60^{\circ}$  до  $+3,90^{\circ}$  С. Годовая сумма солнечной радиации — 115 ккал/кв.см.

Средняя за год температура воздуха и составляет  $+3,4^{\circ}$ С. Абсолютный максимум температуры зарегистрирован на уровне  $+38,5^{\circ}$ С в августе 1944г., абсолютный минимум  $-43,3^{\circ}$ С в январе 1948 г.

Безморозный период длится около 150 дней.

Среднегодовое количество осадков составляет 687 мм. Наибольшее количество осадков за месяц выпадает в августе (120 мм), наименьшее в январе (14мм). Максимальное суточное количество осадков 215 мм зарегистрировано в сентябре 1974 года. Среднемесячная относительная влажность воздуха колеблется от 62% (апреле) и до 82% (августе).

Для составления климатической характеристики использованы данные м/с Свиягино.

В годовом разрезе преобладают ветры южного и юго-западного направлений. Среднегодовая скорость ветра составляет 2,7 м/с. Максимальная скорость ветра 30 м/с была зафиксирована в апреле 1961г.

Среднегодовое количество осадков 687 мм. В теплый период года, с апреля по октябрь, выпадает основная масса осадков 583 мм (85%), в холодный, с ноября по март – 104 мм (15%). Твёрдые осадки преобладают с ноября по март, жидкие - с апреля по октябрь. Расчетная величина суточного максимума 1 % обеспеченности составляет 230 мм (таблица 3.1.3).

В районе проектируемых работ распространены бурыми лесными кислыми (текстурно-метаморфические) почвами.

Температурная характеристика района показана в таблице 1, [3].

Таблица 1 – Средняя месячная и годовая температура воздуха

Средняя годовая температура воздуха	+3,4°С
Наиболее холодный месяц в году	Январь Средняя месячная температура -18,9°С
Наиболее теплый месяц в году	Июль Средняя месячная температура +21,4°С
Абсолютный максимум температуры	+39°С
Абсолютный минимум температуры	-46°С.
Продолжительность теплого периода	7 месяцев
Продолжительность холодного периода	5 месяцев
Продолжительность отопительного периода	201 сутки со средней температурой воздуха минус 8,8 °С
Дата самого раннего заморозка в воздухе	16 сентября
Дата самого позднего заморозка в воздухе	18 мая.

### 3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ПРЕДПРИЯТИЮ В ЦЕЛОМ

Для расчета электрических нагрузок по предприятию расчет ведём по методу коэффициента расчетной нагрузки. Для кабелей 10 кВ и выше, питающих цеховые ТП и РУ коэффициент расчётной нагрузки равен  $K_p=1$ , поэтому средняя мощность равняется расчётной.

Определяем средние мощности по формуле (1)-(2) , [2]:

$$\begin{cases} P_C = P_{НОМ} \cdot k_{И}; & (1) \\ Q_C = P_C \cdot tg\varphi. & (2) \end{cases}$$

Результат расчёта приведён в таблице 2.

Таблица 2 – Расчётные нагрузки цехов

Наименование цехов	Установленная мощность, кВт	$K_{И}$	cos	tg	$P_{ср}= P_p$ , кВт	$Q_{ср}= Q_p$ , кВАр
1 - Проходная	40	0,5	0,8	0,75	20,0	15,0
2 - Помещения племенного скота	3450	0,4	0,75	0,88	1380	1217
3 - Помещения свиноматок	1900	0,6	0,8	0,75	1140	855
4 - Склад готовой продукции	2400	0,4	0,75	0,88	960	847
5 - Управление	400	0,6	0,8	0,75	240	180
6 - Столовая	560	0,6	0,9	0,48	336	163
7 - Комбикормовый цех	900	0,5	0,8	0,75	450	338
8 - Подготовительный цех	1100	0,4	0,75	0,88	440	388
9 - Гараж	1800	0,3	0,75	0,88	540	476
10 - Цех убоя	1650	0,6	0,8	0,75	990	743
11 - цех переработки мяса	2440	0,6	0,8	0,75	1464	1098
12 - Селекционно-генетический цех	890	0,7	0,8	0,75	623	467
13 - Ветеринарный цех	940	0,7	0,8	0,75	658	494
Предприятие		0,53	0,79	0,77	9241,00	7279,45

Суммарную мощность цехов умножаем на коэффициент одновременности, равный 0,9 (при  $K_{иСР}=0,53$  и 11 присоединениях на шинах ПС):

$$P_{P \text{ пред}} = 9241 \cdot 0,9 = 8316,9 \text{ кВт};$$

$$Q_{P \text{ пред}} = 7279,45 \cdot 0,9 = 6551,5 \text{ квар.}$$

К расчётным силовым нагрузкам необходимо прибавить осветительные нагрузки, [4]. Для освещения главных и вспомогательных корпусов принимаем к установке светодиодные светильники марки Оптолукс-лайн 150. Данные светильники подвесного типа светодиодные номинальной мощностью 30 Вт. Степень защиты IP20 (защита от прикосновения к токоведущим частям и каплезащищённые). Для подключаемых цехов нормируемая освещённость колеблется от 150 до 300 Лк. В зависимости от освещённости находим плотность осветительной нагрузки. Необходимая плотность осветительной нагрузки со светодиодными светильниками находится в пределах 4.5 - 21 Вт/м<sup>2</sup> с учётом подвеса светильников на высоте от 0,5 до 2 м [5]. Использование светодиодных светильников является энергосберегающим мероприятием, так как люминесцентные светильники применяются с плотностью 30-50 Вт/м<sup>2</sup>.

Нагрузка освещения цехов рассчитывается по формулам:

$$P_{P \text{ осв}} = S_{\text{цеха}} \cdot k_C \cdot P_{\text{осв уд}}; \quad (3)$$

$$Q_{P \text{ осв}} = P_{P \text{ осв}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{осв}}, \quad (4)$$

где  $S_{\text{цеха}}$  - площадь цеха, м<sup>2</sup>;

$k_C$  - коэффициент спроса осветительной установки;

$P_{\text{осв уд}}$  - удельная мощность осветительной установки, Вт/м<sup>2</sup>.

Для примера нагрузка освещения проходной:

$$P_{P_{осв}} = 100 \cdot 0,8 \cdot 16 / 1000 = 1,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{P_{осв}} = 1,3 \cdot 0,48 = 0,6 \text{ квар},$$

Результат расчёта приведён в таблице 3.

Таблица 3 – Расчётные нагрузки освещения цехов

Наименование цехов	S <sub>ЦЕХА</sub> , м <sup>2</sup>	P <sub>осв уд</sub> , Вт/м <sup>2</sup>	Кс	tg <sub>осв</sub>	P <sub>осв</sub> , кВт	Q <sub>ос</sub> , кВАр
1 - Проходная	100	16	0,8	0,48	1,3	0,6
2 - Помещения племенного скота	4000	4,5	0,8	0,48	14,4	6,9
3 - Помещения свиноматок	4000	23	0,8	0,48	73,6	35,3
4 - Склад готовой продукции	3200	3	0,8	0,48	7,7	3,7
5 - Управление	7200	16	0,8	0,48	92,2	44,2
6 - Столовая	4000	21	0,8	0,48	67,2	32,3
7 - Комбикормовый цех	1500	12	0,8	0,48	14,4	6,9
8 - Подготовительный цех	2400	12	0,8	0,48	23,0	11,1
9 - Гараж	1500	11	0,8	0,48	13,2	6,3
10 - Цех убоя	1000	12	0,8	0,48	9,6	4,6
11 - цех переработки мяса	4000	12	0,8	0,48	38,4	18,4
12 - Селекционно-генетический цех	6000	12	0,8	0,48	57,6	27,6
13 - Ветеринарный цех	3200	12	0,8	0,48	30,7	14,7
Предприятие					421,1	202,1

Для освещения внутрикомплексной территории принимаем светильники с лампами ДНАТ-125 при плотность осветительной нагрузки 1 Вт/м<sup>2</sup>.

Согласно плану комплекса, площадь территории оставляет 76800 м<sup>2</sup>. Площадь внутрикомплексной территории необходимой для освещения равна:

$$S_{терр} = S_{завода} - S_{цеха},$$

$$S_{терр} = 76800 - 42100 = 34700 \text{ м}^2.$$

$$P_{P_{осв зав}} = 34700 \cdot 0,8 \cdot 0,016 = 44 \text{ кВт};$$

$$Q_{P_{осв зав}} = 44 \cdot 0,48 = 21 \text{ квар.}$$

Определяем суммарную расчётную нагрузку комплекса:

$$P_{P_{пред}} = 8316,9 + 44 + 421,1 = 8782,43 \text{ кВт};$$

$$Q_{P_{пред}} = 6551,5 + 21 + 202,1 = 6775 \text{ квар};$$

$$S_{P_{пред}} = \sqrt{8782,43^2 + 6775^2} = 11092 \text{ кВА.}$$

#### 4 ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПИТАЮЩЕЙ СЕТИ

Учитывая незначительную протяженность комплекса до источника питания шин 10 кВ ПС 110/10 «Ключи» (1,5 км по прямой и 1,8 км с учётом условий прокладки линий), принимается напряжение линий 10 кВ.

Сооружение РП 10 кВ на территории комплекса позволит в перспективе подключать новые КТП без существенных затрат на прокладку трасс ВЛ.

Использование линейных ячеек КРУ на ПС «Ключи» позволит отказаться от строительства здания РП, но повлечёт увеличение затрат на сооружение ВЛ.

Приоритетным считается направление по загрузке нового центра питания ПС «Ключи».

В административном отношении ПС 110/10кВ «Ключи» расположена в Спасском районе, Приморского края. ПС 110/10кВ «Ключи» по высокому напряжению является проходной, и подключается от ВЛ 110 кВ Спасск-Ключи и ВЛ 110 кВ Ключи-Ярославка с отпайкой на ПС Дмитриевка. Распределительные устройства 110 кВ – открытого исполнения, 10 кВ – закрытого, расположенное в сборно-металлическом здании. ПС 110/10кВ «Ключи» проектируется по следующим схемам электрических соединений:

- Открытое распределительное устройство 110 кВ (ОРУ 110 кВ) – схема № 110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»;

- Закрытое распределительное устройство 10 кВ (ЗРУ 10 кВ) - схема № 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин».

Вид обслуживания ПС – оперативно-выездная бригада.

Согласно техническим требованиям присоединяемая мощность составляет 20,65 МВт.

## 5 ВЫБОР МАРКИ И СЕЧЕНИЯ ПИТАЮЩЕЙ ЛИНИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ПУНКТА

Для варианта выполнения РП необходимо выбрать питающий кабель 10 кВ и ВЛ 10 кВ. Выбор вставок питающего кабеля и воздушной линии напряжением 10 кВ проводится по нагреву длительно расчётным током, рисунок 1.

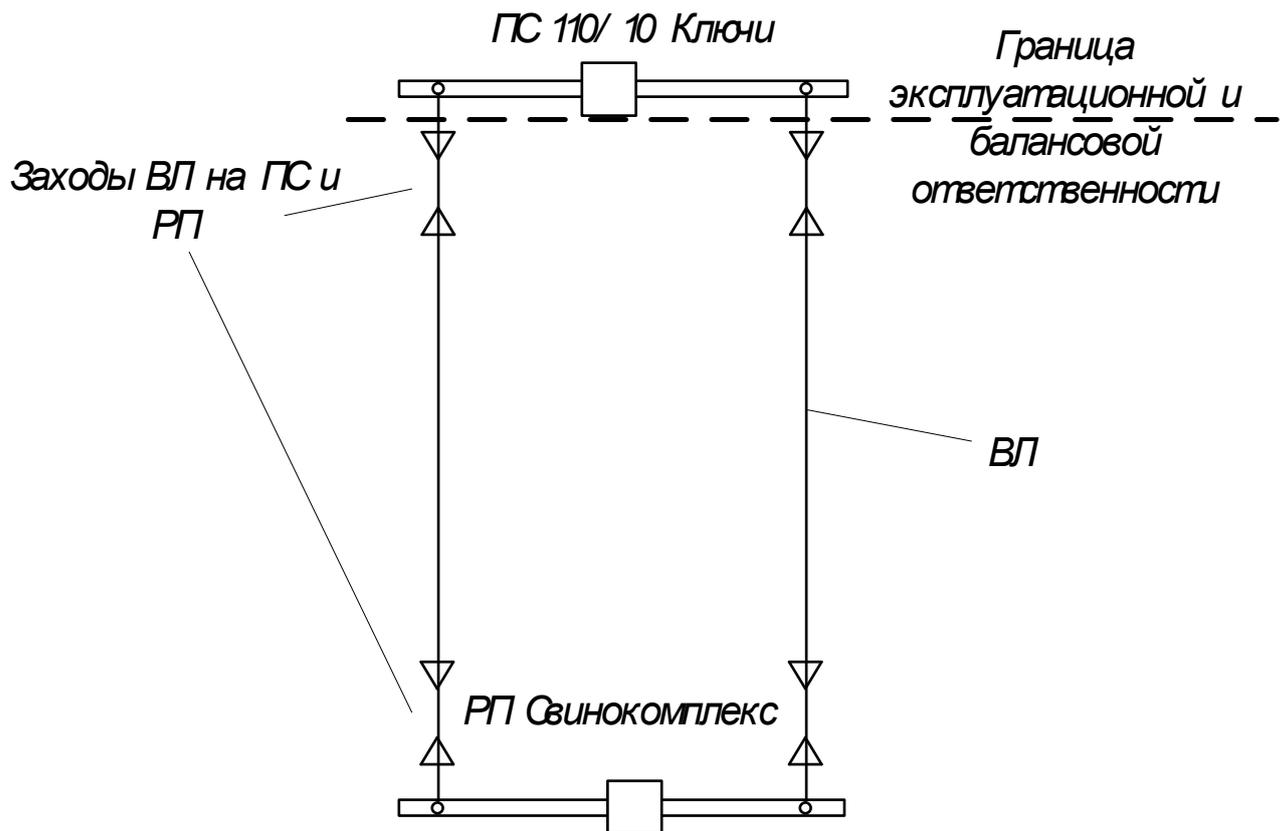


Рисунок 1 – Подключение РП

Расчетный ток кабельных вставок определяется по формуле, [5]:

$$I_{p1} = \frac{S_{p1}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (5)$$

$$I_{p1} = \frac{11092}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 346 \text{ A}.$$

Выбираем кабель марки АПвВ 3х1х150 по  $I_{доп\ справ} = 371$  А – три одно-  
жильных кабеля, жилы алюминиевые, изоляция из сшитого полиэтилена, ПВХ  
оболочка, [4].

Для воздушной линии выбираем провод СИП-3 3х95 по  $I_{доп\ справ} = 370$  А.

Допустимый ток кабельной линии сечением 150 мм<sup>2</sup> с поправкой на  
условия прокладки определяется по формуле, [4]:

$$I_{доп} = I_{доп\ справ} \cdot K_{сниж} \cdot K_{перезр} \cdot K_t, \quad (6)$$
$$I_{доп} = 371 \cdot 0.9 \cdot 1.1 \cdot 1 = 371 \text{ А},$$

где  $I_{доп\ справ}$  - справочная величина, [4];

$K_{сниж}$  - коэффициент снижения токовой нагрузки, для двух цепей в  
траншее при двухлучевой схеме принимается равный 0,9;

$K_{перезр}$  - для кабелей 10 кВ предварительно загруженных на 80% при  
прокладке в земле с учётом 6-ти часового промежутка времени на ликвидацию  
аварии принимается 1.1;

$K_t$  - температурный коэффициент равный 1 для температуры окружа-  
ющего воздуха 25<sup>0</sup> С.

Условие для кабельной вставки выполняется:

$$I_p \leq I_{доп}, \quad (7)$$
$$346 \leq 371 \text{ А}$$

Допустимый ток воздушной линии сечением 95 мм<sup>2</sup>:

$$I_{доп} = 370 \text{ А},$$

Условие для воздушной линии выполняется:

$$I_p \leq I_{доп} ,$$

$$346 \leq 370 \text{ А} .$$

Так как длина кабельных вставок незначительна, то проверку по потере напряжения выполняем для воздушной линии при условии, что в работе 1 цепь, [5]:

$$\Delta U = \frac{(P_p \cdot R_{л} + Q_p \cdot X_{л}) \cdot 100\%}{U_{н}^2 \cdot 10^{-3}} , \quad (8)$$

$$\Delta U = \frac{(8782 \cdot 0,87 + 6775 \cdot 0,24) \cdot 100\%}{10^2 \cdot 10^{-3}} = 9,3\%$$

где  $R_{л}$  - активное сопротивление воздушной линии, Ом;

$$R_{л} = r_{уд} \cdot l , \quad (9)$$

$$R_{л} = 0,363 \cdot 2,4 = 0,87 ,$$

где  $r_{уд}$  - удельное активное сопротивление воздушной линии, 0,363 Ом\*км, [5];

$l$  - длина линии, по заданию 2,4 км;

$X_{л}$  - реактивное сопротивление воздушной линии, Ом;

$$X_{л} = x_{уд} \cdot l , \quad (10)$$

$$X_{л} = 0,1 \cdot 2,4 = 0,24 ,$$

где  $x_{уд}$  - удельное реактивное сопротивление воздушной линии, 0,1 Ом\*км, для изолированных проводов, так как реактивной сопротивление линий с проводом СИП в 3-3,5 раза меньше сопротивления линий с голым проводом [5];

Выбранный кабель и провода воздушной линии проходят по всем условиям проверки, учитывая обрыв одной цепи, когда потеря напряжения 9,3%, что допустимо по ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», [6].

В ГОСТ 32144–2013 изменения характеристик электрической энергии разделены на две категории — продолжительные изменения характеристик напряжения и случайные события. Продолжительные изменения представляют собой длительные отклонения характеристик напряжения от номинальных значений и обусловлены изменениями нагрузки или влиянием нелинейных нагрузок. Применительно к ним в стандарте установлены показатели и нормы КЭ. Случайные события представляют собой внезапные и значительные изменения формы напряжения, приводящие к отклонению его параметров от номинальных и вызываются непредсказуемыми событиями, к которым относятся прерывания и провалы напряжения, перенапряжения, импульсные напряжения. Для случайных событий приведены справочные данные. В отличие от ГОСТ 13109–97 в ГОСТ Р 32144–2013 процедура проведения контроля производится на основе ГОСТ Р 51317.4.30–2008 и ГОСТ Р 51317.4.7–2008, что принципиально важно, т. к. при использовании в совокупности этих стандартов создается единая система требований к ведению контроля КЭ. В ГОСТ Р 32144–2013 введены интергармонические составляющие напряжения, хотя ни каких ограничений по их отклонению пока нет, они находятся на стадии разработки.

## 6 ВЫБОР ТИПА ПУНКТА ПРИЁМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

По расчётной нагрузке 8,8 МВт свинокомплекс возможно подключить как к собственному РП, так и к ПС «Ключи» 110/10 кВ.

В случае использования РП для электроснабжения свинокомплекса в дальнейшем возможно подключение новых КТП без существенных затрат на расширение РП. При использовании РП принимается радиальная резервированная схема электроснабжения 10 кВ, так как центр электрических нагрузок расположен внутри территории комплекса. Таким образом к каждой КТП предусматривается подключение двух ВЛ протяженностью 0,2-0,6 км минимального сечения.

Вариант №1 подключения свинокомплекса предусматривает:

- сооружение здания РП-10 кВ на территории свинокомплекса;
- использование 14 линейных ячеек (по 2 линии к каждой из 7 КТП), 1 секционная ячейка, 2 ячейки ТН, 2 ячейки БК, 2 ячейки ТСН, 2 вводных ячейки, всего 23 ячейки;
- сооружение ВЛ-10 кВ от ПС «Ключи» протяженностью 2,4 км проводом сечением 95 мм<sup>2</sup>.

Схему РП выполняем секционированной для повышения надёжности. Кроме того, на секционном выключателе предусматриваем АВР. Графически схема РП представлена на рисунке 2.

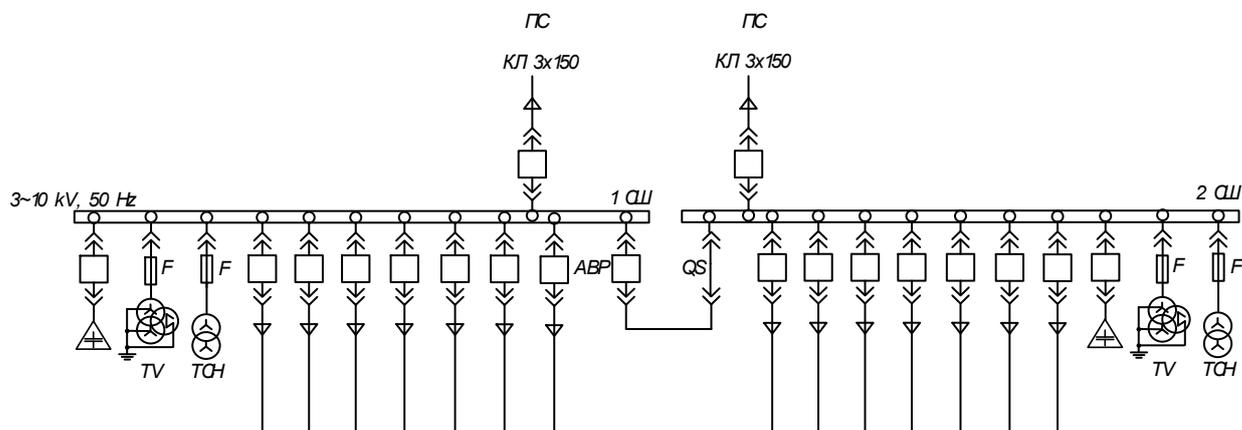


Рисунок 2 – Схема РП комплекса

Принимая во внимание близость свинокомплекса к ПС «Ключи» и экономическую целесообразность загрузки ПС предусматривается вариант №2 подключения свинокомплекса.

В случае использования ПС «Ключи» для электроснабжения свинокомплекса, применяется магистральная резервированная схема подключения КТП. Данный вариант существенно сокращает использование линейных ячеек КРУ на ПС, но увеличивает протяженность и сечение магистральных ВЛ. Таким образом от ПС выполняются 2 магистральных ВЛ с подключением 3-4 КТП мощностью 630-1600 кВА на каждую магистраль протяженностью 2,7-3,6 км сечения, [7].

Вариант №2 подключения свинокомплекса предусматривает:

- использование 4 линейных ячеек (2 резервированные магистрали к КТП), 2 ячейки БК, секционная, вводные ячейки, ячейки ТН, ячейки ТСН дополнительно не сооружаются, так как РУ-10 кВ ПС фактически построено и имеет данные ячейки КРУ;

- сооружение ВЛ-10 кВ от ПС «Ключи» протяженностью 2,7-3,6 км проводом сечением 50-95 мм<sup>2</sup>.

Используемая схема на ПС – одна секционированная система шин. Графически схема ПС представлена на рисунке 3.

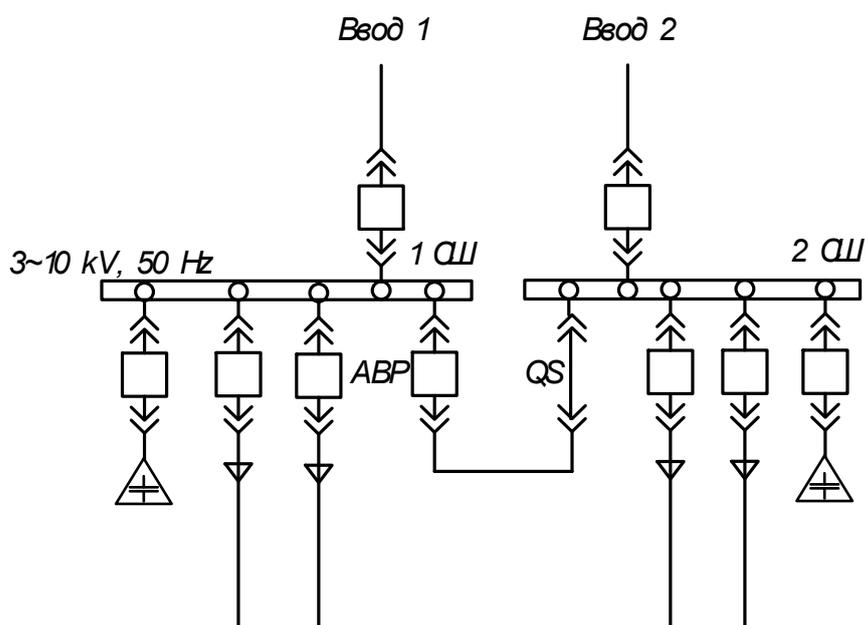


Рисунок 3 – Схема РУ-10 кВ ПС «Ключи»

## 7 ВЫБОР ОДНОЛИНЕЙНОЙ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ПУНКТА И РУ-10 КВ ПС КЛЮЧИ

Схема с одной секционированной выключателем системой шин позволяет обеспечить разделение системы шин на части с установкой в точках деления секционных выключателей. Секционирование, как правило, выполняется так, чтобы каждая секция шин получала питание от разных источников питания. Число присоединений и нагрузка на секциях шин должны быть по возможности равными. В нормальном режиме секционный выключатель может быть включен (параллельная работа секций шин) или отключен (раздельная работа секций шин). В системах электроснабжения промышленных предприятий и городов предусматривается обычно раздельная работа секций шин. Данная схема проста, наглядна, экономична, обладает высокой надежностью, широко применяется в городских сетях для электроснабжения на напряжениях до 35 кВ включительно.

В сетях 10 кВ эта схема имеет преимущество. По сравнению с одиночной несекционированной системой шин данная схема имеет более высокую надёжность, так как при коротком замыкании на сборных шинах отключается только одна секция шин, вторая остается в работе, [7].

Недостатки схемы:

- на всё время проведения контроля или ремонта секции сборных шин один источник питания отключается;
- профилактический ремонт секции сборных шин и шинных разъединителей связан с отключением всех линий, подключенных этой секции шин;
- повреждения в зоне секции сборных шин приводят к отключению всех линий соответствующей секции шин,
- ремонт выключателей связан с отключением соответствующих присоединений.

Вышеперечисленные недостатки частично устраняются при использовании схем с большим числом секций.

Конструктивно выполняется – ЗРУ на ячейках КРУ К-63.

## 8 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ПУНКТА

Для выбора схемы внутреннего электроснабжения предприятия необходимо определить месторасположение РП, которое находится определением центра электрических нагрузок комплекса.

Радиусы окружностей определяются по формуле, [5]:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (11)$$

где  $m$  – электрический масштаб, принимаем 100 кВт/см.

Расчет центра ведется следующим образом.

Определяется условный центр электрических нагрузок  $i$ -го узла группы ЭП, [5]:

$$X_0 = \frac{\sum P_i \cdot X_i}{\sum P_i}; \quad (12)$$

$$Y_0 = \frac{\sum P_i \cdot Y_i}{\sum P_i}. \quad (13)$$

Координаты каждого цеха определяются исходя из геометрического центра цеха, принимая во внимание, что форма цеха имеет геометрически однородную форму.

Абсциссы и ординаты каждого цеха определяется по условно показанной шкале.

Результаты расчета по формулам (12) – (13) показаны в таблице 4:

Таблица 4 – Радиусы окружностей картограммы нагрузок предприятия

Наименование цехов	Pp, кВт	D=2R, см	Координаты	
			X	Y
1 - Проходная	20	5	0,1	6
2 - Помещения племенного скота	1380	42	2,1	6
3 - Помещения свиноматок	1140	38	4,7	6
4 - Склад готовой продукции	960	35	6,4	5,8
5 - Управление	240	17	8	6
6 - Столовая	336	21	0,3	3,6
7 - Комбикормовый цех	450	24	2,4	3,8
8 - Подготовительный цех	440	24	4,8	3,8
9 - Гараж	540	26	8,2	3,8
10 - Цех убоя	990	36	0,1	1,3
11 - цех переработки мяса	1464	43	2	1,3
12 - Селекционно-генетический цех	623	28	4,5	1,3
13 - Ветеринарный цех	658	29	6,2	1,5
Центр нагрузок			3,7	3,7

Координаты центра нагрузок:  $X = 3,7$  см,  $Y = 3,7$  см.

Графически центр электрических нагрузок комплекса представлен на рисунке 4.

Таким образом, из рисунка видно, что центр приближен к территории подготовительного цеха.

Располагая РП в месте, указанном на рисунке 4, получаем максимальное приближение РП к линиям связи. Кроме того, из данного положения удобно выполнить прокладку кабелей по территории предприятия, используя радиальную схему электроснабжения.

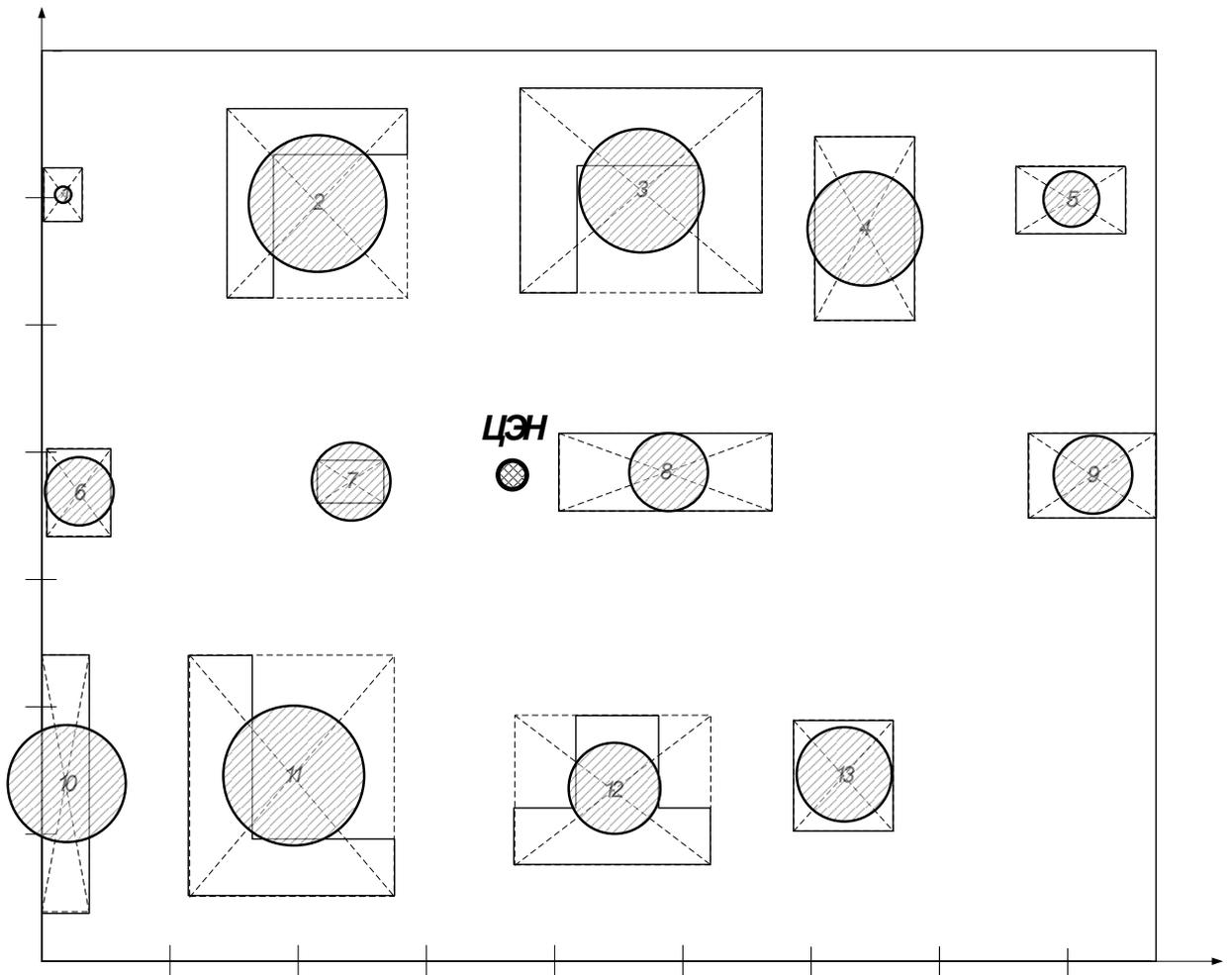


Рисунок 4 - Картограмма электрических нагрузок

## 9. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ С УЧЕТОМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Выбираем мощность трансформатора КТП для ветеринарного цеха, кВА, [7]:

$$S_{\text{КТП}} = \frac{P_{\Sigma}}{N \cdot K_{\Sigma}}, \quad (14)$$

$$S_{\text{КТП}} = \frac{689}{2 \cdot 0,8} = 430$$

где  $N$  – количество трансформаторов цеховой ТП, устанавливается 2 трансформатор так как категория потребителей 2-3, [7],

$K_{\Sigma}$  – коэффициент загрузки трансформатора, принимается 0,8, [7].

Мощность трансформатора принимается 630 кВА.

Батареи конденсаторов предназначены для повышения коэффициента мощности  $\cos(\varphi)$  электроустановок промышленных предприятий и распределительных сетей, а также автоматического поддержания его на заданном уровне ( $\cos(\varphi)$  не ниже 0,9).

Такое автоматическое регулирование осуществляется специальным электронным регулятором реактивной мощности, отличающимся высокой чувствительностью и точностью.

Аппаратура состоит из модульных конденсаторных батарей, которые включаются и выключаются автоматически посредством контакторов, оснащенных устройством, способным ограничивать пик тока включения на основе требуемой для установки емкостной реактивной мощности.

Конденсаторы, составляющие конденсаторные батареи, оснащены металлизированным пластмассовым регенерируемым диэлектриком, разрядными резисторами и разъединителем для защиты от избыточного давления.

Аппаратура размещена в металлическом шкафу, окрашенном эпоксидной смолой, с минимальной степенью защиты IP31, рисунок 5



Рисунок 5 - КРМ

Определяем наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать в сеть 0,4 кВ через трансформатор, кВАр, [7]:

$$Q_m = \sqrt{(N_m \cdot k_z \cdot S_m)^2 - P_{\Sigma p}^2} \quad (15)$$

$$Q_m = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 630)^2 - 508^2} = 736.$$

Определяем мощность низковольтных батарей конденсаторов, [7]:

$$Q_{нк1} = Q_{\Sigma} - Q_m, \quad (16)$$

$$Q_{нк1} = 508 - 736 = -228 \text{ кВАр},$$

$$Q_{нк1} = 0 \text{ кВАр}.$$

Дополнительная мощность НБК при  $\gamma=0,35$  для двухсменных предприятий, [7]:

$$Q_{нк2} = Q_{\Sigma} - Q_{нк1} - \gamma \cdot N_m \cdot S_m, \quad (17)$$

$$Q_{нк2} = 508 - 0 - 0.35 \cdot 2 \cdot 630 = 67 \text{ кВар.}$$

Определяется суммарная мощность низковольтных батарей конденсаторов, [7]:

$$Q_{нк} = Q_{нк1} + Q_{нк2}, \quad (18)$$

$$Q_{нк} = 0 + 67 = 67 \text{ кВАр.}$$

Выбирается батарея конденсаторов КРМ-0,4-100-25 У3 на 100 кВАр.

Для остальных цехов результаты сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Выбор НБК

Наименование цехов	$P_p$ , кВт	$K_3$	$N_{тр}$	$S_{р\text{ тп}}$ , кВА	$Q_p$ , кВАр	$S_{ф\text{ тп}}$ , кВА	$Q_T$ , кВАр	$Q_{нк1}$ , кВАр	$Q_{нк2}$ , кВАр	$Q_{нк}$ , кВАр	$Q_{нк\text{ ф}}$ , кВАр
1 КТП-цех №1,2	1416	0,80	2	885	1240	1000	746	494	46	540	600
2 КТП-цех №3	1214	0,80	2	759	890	1000	1043	0	190	190	200
3 КТП-цех №4,5,9	1853	0,80	2	1158	1557	1600	1766	0	437	437	450
4 КТП-цех №6,7,8	1331	0,80	2	832	939	1000	888	50	188	239	250
5 КТП-цех №10	1000	0,80	2	625	747	630	130	617	0	617	650
6 КТП-цех №11,12	2183	0,80	2	1364	1611	1600	1337	274	217	491	500
7 КТП-цех №13	689	0,80	2	430	508	630	736	0	67	67	100

## 10 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПО КОМПЛЕКСУ В ЦЕЛОМ

Нескомпенсированная реактивная нагрузка на шинах 0,4 кВ каждой КТП определяется по формуле, для примера для ветеринарного цеха, квар:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\Sigma} - Q_{\text{нк факт}} , \quad (19)$$

$$Q_{\text{неск}} = 508 - 100 = 408.$$

По всем КТП результаты показаны в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчёта КРМ по КТП

Наименование цехов	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>неск</sub> , квар
1 КТП-цех №1,2	1416	640
2 КТП-цех №3	1214	690
3 КТП-цех №4,5,9	1853	1107
4 КТП-цех №6,7,8	1331	689
5 КТП-цех №10	1000	97
6 КТП-цех №11,12	2183	1111
7 КТП-цех №13	689	408
итого	8782*	4742

\*нагрузка по комплексу в целом по п.3

Требуемая мощность компенсирующих устройств на шинах 10 кВ центра питания, квар:

$$Q_{KV}^{TP} = Q_{неск} - P_p \cdot tg\varphi_{nd} , \quad (20)$$

$$Q_{KV}^{TP} = 4742 - 8782 \cdot 0.4 = 1229 ,$$

где  $tg\varphi_{nd}$  - предельно допустимый коэффициент мощности, принимаемый 0,4, [8].

Выбираем батареи конденсаторов и определяем фактическое значение мощности  $Q_{KV,i}^{\phi}$ , с учётом того, что количество батарей должно быть чётным, т. к. они устанавливаются на две секции шин.

На шинах ЦП устанавливаем батареи конденсаторов УКРМ – 10 – 600УЗ, тогда:

$$Q_{KV1}^{\phi} = 2 \cdot 600 = 1200 \text{ квар.}$$

Нескомпенсированная реактивная мощность ЦП определяется по формуле:

$$Q_{НЕСК РП} = Q_{неск} - Q_{KV}^{\phi} , \quad (21)$$

$$Q_{НЕСК РП} = 4742 - 1200 = 3542 \text{ квар.}$$

## 11 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Распределительная сеть предприятия проектируется на напряжение 10 кВ, так как напряжение шин НН центра питания ПС «Ключи» 10 кВ.

### 11.1 Разработка схемы внутреннего электроснабжения

Распределительные сети на территории предприятия выполняют ВЛ и КЛ. ВЛ позволяют экономично передавать и распределять ЭЭ. Однако сложность прокладки линий по территории предприятия ограничивает область их применения. Кабельные линии универсальны. Они могут быть проложены в траншеях, туннелях, блоках, открыто по стенам или под перекрытиями зданий, по галереям и эстакадам, [9].

На территории данного комплекса используем прокладку ВЛ, так как выполнение ВЛ требует меньших временных затрат.

Используем магистральную и радиальную схему. Магистралы, питающие цеха выполняем двойными для соблюдения требований надёжности. В случае радиальных линий подключаем по резервируемой радиальной схеме.

Выбора проводов ВЛ проводится аналогично п.5, выбранные сечения необходимо проверить по допустимой потере напряжения, согласно п.5.

Покажем расчёт для КТП-1 по варианту 1 – резервируемая радиальная линия к КТП-1:

Расчетный ток КТП-1:

$$I_{p1} = \frac{\sqrt{1415,7^2 + 639,6^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 45 \text{ А}.$$

Для воздушной линии выбираем провод СИП-3 3x35 по  $I_{доп\ с\ прав} = 200 \text{ А}$ .

Условие для воздушной линии выполняется в максимальном режиме, когда одна цепь в работе:

$$I_{p \text{ макс}} \leq I_{\text{доп}} ,$$

$$2 \cdot 45 = 90 \leq 200 \text{ А}$$

Проверка по потере напряжения выполняем для воздушной линии при одной цепи в работе:

$$\Delta U = \frac{(1415,7 \cdot 0,493 + 639,6 \cdot 0,05) \cdot 100\%}{10^2 \cdot 10^{-3}} = 0,7\%$$

где  $R_l$  - активное сопротивление воздушной линии, Ом;

$$R_l = r_{\text{уд}} \cdot l ,$$

$$R_l = 0,986 \cdot 0,5 = 0,493 ,$$

где  $r_{\text{уд}}$  - удельное активное сопротивление воздушной линии, 0,986 Ом\*км,  
[7];

$l$  - длина линии, по плану 0,5 км;

$X_l$  - реактивное сопротивление воздушной линии, Ом;

$$X_l = x_{\text{уд}} \cdot l ,$$

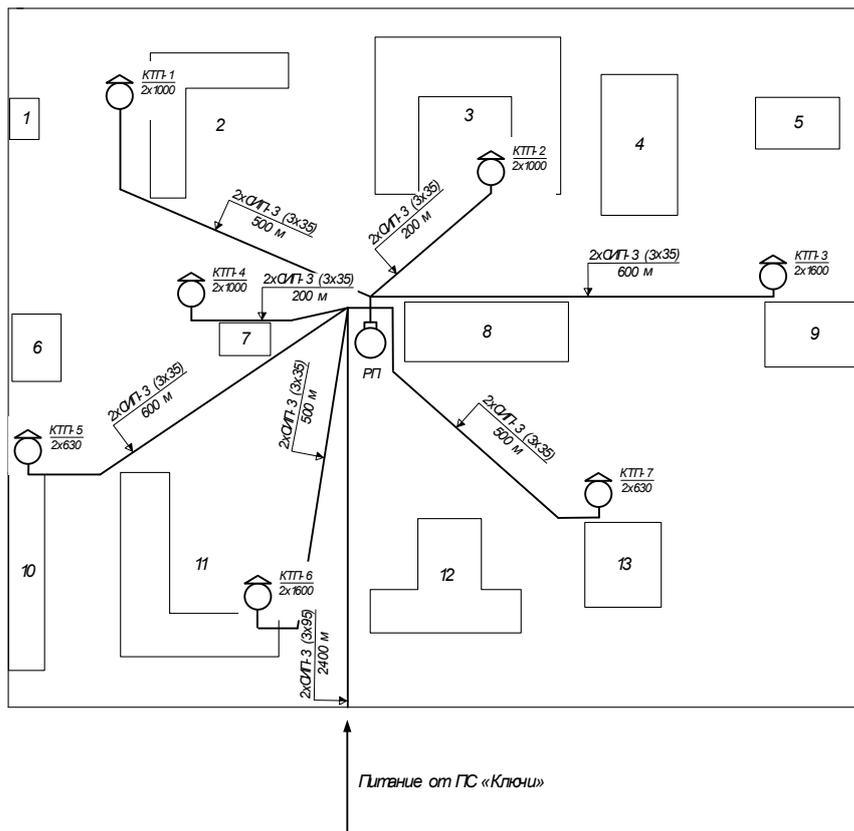
$$X_l = 0,1 \cdot 0,5 = 0,05 ,$$

где  $x_{\text{уд}}$  - удельное реактивное сопротивление воздушной линии, 0,1 Ом\*км,;

Выбранные провода воздушной линии проходят по условиям проверки.

На рисунке 6 представлены варианты сети 10 кВ.

**Вариант – 1**  
(сооружение РП)



**Вариант – 2**  
(подключение к ПС «Ключи»)

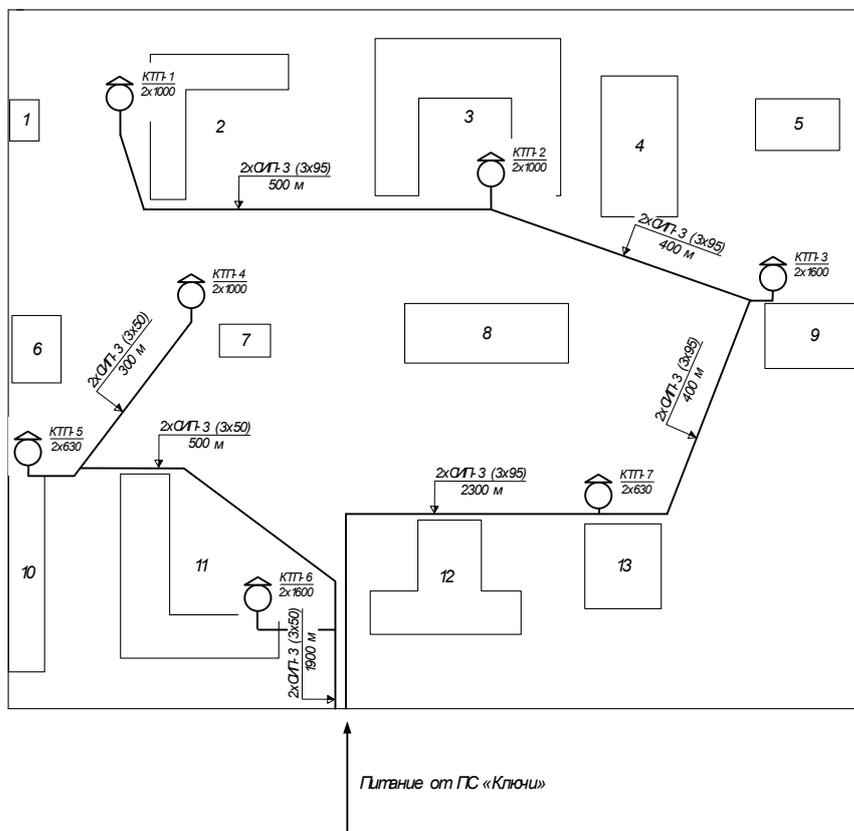


Рисунок 6 – Варианты сети 10 кВ

Результаты расчёта представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор кабелей внутреннего электроснабжения предприятия

Питаемые цеха	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВАр	$I_{p\text{ вл}}$ , А	$I_{доп\text{ вл}}$ , А	$L$ , км	$F_{\text{ вл}}$ , мм <sup>2</sup>
КТП 1 (вариант 1)	1415,7	639,6	45	200	0,50	35
КТП 2 (вариант 1)	1213,6	690,3	40	200	0,20	35
КТП 3 (вариант 1)	1853,0	1107,1	125	200	0,60	35
КТП 4 (вариант 1)	1330,6	688,5	43	200	0,20	35
КТП 5 (вариант 1)	999,6	97,1	29	200	0,60	35
КТП 6 (вариант 1)	2183,0	1111,3	71	200	0,50	35
КТП 7 (вариант 1)	688,7	408,2	23	200	0,50	35
КТП 6,5,4 (вариант 2)	4513,2	1896,9	141	245	2,70	50
КТП 7,3,2,1 (вариант 2)	5171,0	2845,3	171	370	3,60	95
предприятие	8782,4	3542,2	274	370	2,4	95

Результаты проверки кабелей представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Проверка кабелей внутреннего электроснабжения

Питаемые цеха	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВАр	$L$ , км	$F_{\text{ вл}}$ , мм <sup>2</sup>	$R_{\text{ вл}}$ , Ом/км	$\Delta U_{\text{ вл}}$ норм, %	$\Delta U_{\text{ вл}}$ авар, %
КТП 1 (вариант 1)	1415,7	639,6	0,50	35	0,986	0,35	0,7
КТП 2 (вариант 1)	1213,6	690,3	0,20	35	0,986	0,15	0,3
КТП 3 (вариант 1)	1853,0	1107,1	0,60	35	0,986	0,6	1,2
КТП 4 (вариант 1)	1330,6	688,5	0,20	35	0,986	0,15	0,3
КТП 5 (вариант 1)	999,6	97,1	0,60	35	0,986	0,3	0,6
КТП 6 (вариант 1)	2183,0	1111,3	0,50	35	0,986	0,55	1,1
КТП 7 (вариант 1)	688,7	408,2	0,50	35	0,986	0,2	0,4
КТП 6,5,4 (вариант 2)	4513,2	1896,9	2,70	50	0,72	4,7	9,3
КТП 7,3,2,1 (вариант 2)	5171,0	2845,3	3,60	95	0,363	4,9	7,8
предприятие	8782,4	3542,2	2,4	95	0,363	4,3	8,5

Линия связи РП с подстанцией энергосистемы имеет потерю напряжения меньше чем 10% (8,5%).

Наибольшая потеря напряжения по обеим цепям ВЛ по первому варианту составляет 1,2%, суммарная потеря напряжения:

$$8,5\% + 1,2\% = 9,7\% \leq 10\%,$$

Что удовлетворяет требованиям ГОСТ 32144-2013 по медленному изменению напряжения, [6].

### 11.2 Техникоэкономическое сравнение вариантов схем внутреннего электроснабжения

Выберем вариант сети 10 кВ по приведенным затратам. Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + И = E_H \cdot K_{инф} \cdot (K_{ВЛ} + K_{ВЫКЛ}) + (A \cdot K_{ВЛ} + A \cdot K_{ВЫКЛ}) + C_0 \cdot (\Delta W_{ВЛ}) \cdot 10^{-3}, \quad (22)$$

где  $E_H = 0,1$  - норматив дисконтирования;

$K_{инф}$  - коэффициент инфляции для 2000 г, по письму Минстроя России Письмо № 45082-ХМ/09 от 05.12.2017, 4,44;

$K_{ВЛ}$  и  $K_{ВЫКЛ}$  - стоимость ВЛ и выключателей соответственно, [10];

$C_0 = 2,9$  руб/кВт\*ч – стоимость потерь электроэнергии для Приморского края на 2018 год согласно Постановлению департамента по тарифам Приморского края от 27.12.2017 №77/1;

$A$  - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание  
 $a_{ам.выкл} = 5,9\%$ ,  $a_{ам.ВЛЭП} = 0,5\%$ ;

$\Delta W_{ВЛ}$  - потери электроэнергии в ВЛ.

Рассчитаем потери в линиях для варианта 1 и 2. Потери в линиях находятся как:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{P_p^2 + Q_p^2}{U_{ном}^2} \cdot R \cdot T, \quad (23)$$

где  $P_L$  – потоки активной мощности по линии, МВт;  
 $Q_L$  – потоки реактивной мощности по линии, МВАр;  
 $R, X$  – активное и реактивное сопротивление линии, Ом;  
 $T$  – число часов.

Результаты расчёта сведены в таблицу 9.

Таблица 9– Сравнение вариантов сети 10 кВ

исходные данные	по варианту 1	по варианту 2	
$N_{\text{выкл}}$ , ШТ	23	6	
$L_{\text{пров35}}$ , км	3,10	2,70	
$L_{\text{пров95}}$ , км	2,4	3,60	
$C_{\text{выкл}}$ , тыс. руб	710,4	710,4	
$C_{\text{пров35}}$ , тыс. руб	1746,4	1746,4	
$C_{\text{пров50}}$ , тыс. руб	3318,16	3318,16	
$C_{\text{потерь ээ}}$ , руб/кВтч	2,9	2,9	
расчётные данные	по варианту 1	по варианту 2	
$I_{\text{пров экспл}}$ , тыс. руб	66,9	83,3	
$I_{\text{выкл экспл}}$ , тыс. руб	964	251	
$I_{\text{аморт}}$ , тыс. руб	1990	1046	
$\Delta W$ , кВт*ч	2603165	2763480	разница
$I_{\text{потерь ээ}}$ , тыс. руб	7549	8014	-465
$Z$ , тыс. руб	14550*	11487	3062

\* - в стоимости выключателей 10 кВ учтена стоимость сооружения РП, 2 тыс.руб./м<sup>3</sup>, ориентировочные размеры здания РП 4,3x22x12 м,

Проводим сравнение вариантов по меняющимся частям, поэтому капиталовложения в ТП не учитываем, т.к. количество и мощность ТП для обоих вариантов одинаковы.

В результате сравнения по приведенным затратам выявлено, что вариант 2 дешевле на 3062 тыс. руб (21%).

### 11.3 Выбор типов КТП и их конструктивное выполнение

Внутрицеховые подстанции могут размещаться на первом и втором этажах производственных зданий, которые согласно противопожарным требованиям отнесены к категории Г или Д первой или второй степени огнестойко-

сти. Внутрицеховые подстанции размещаются как открыто, так и в отдельных помещениях, [11].

Размещение внутрицеховых подстанций в помещениях пыльных и с химически активной средой допускается при условии принятия мер, обеспечивающих надежную работу электрооборудования.

Расстояние в свету между масляными трансформаторами должно быть не менее 10 м.

Широко применяются компоновки подстанций с установкой трансформаторов открыто возле производственных зданий предприятия и с размещением распределительных устройств вторичного напряжения внутри этих зданий. При этом необходимо соблюдать ряд условий, так как пожар в трансформаторе может вывести из работы производственный корпус. Кроме того, должен предусматриваться проезд шириной не менее 3 м вдоль всех трансформаторов или пожарный подъезд к каждому из них.

На основании вышесказанного допускаем возможность наличия в каждом цеху отдельного помещения для установки КТП типа КТПП со шкафом ВН типа ВВ – 3 (присоединение кабеля через разъединитель и предохранитель) и шкафом НН типа КРН – 6 или ШНВ – 1М.

## 12 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 12.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах РП

Для расчета токов короткого замыкания необходимо составить схему замещения, на которой должны быть указаны все сопротивления, необходимые для расчета, [12].

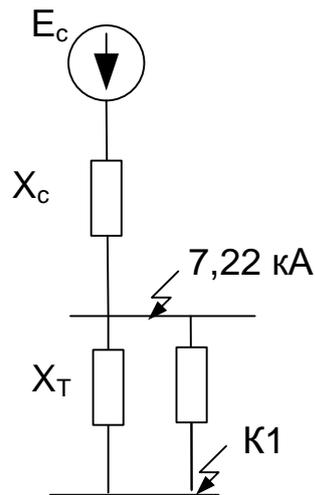


Рисунок 7 – Схема замещения

Расчет ведется в относительных единицах согласно схеме замещения (рисунок 7), поэтому принимаем определенные базисные условия:

$$S_{\bar{6}}=100 \text{ МВА}, U_{\bar{6}}=10 \text{ кВ}$$

$$I_{\bar{6}} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{6}}} \quad (24)$$

$$I_{\bar{6}10} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,78 \text{ кА}$$

$$I_{\bar{6}110} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,53 \text{ кА}$$

Найдём ток трёхфазного КЗ в точке K1:

$$X_m = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{тном}}}, \quad (25)$$

$$X_m = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{2 \cdot 25} = 0,21,$$

$$X_c = \frac{I_{\sigma}}{I_{\text{кз}}}, \quad (27)$$

$$X_c = \frac{0,53}{7,22} = 0,07,$$

$$X_1 = X_T + X_C,$$

$$X_1 = 0,21 + 0,07 = 0,283,$$

$$E_{\Sigma} = 1 \quad (28)$$

$$I_{no} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} \cdot I_{\sigma}, \quad (29)$$

$$I_{no} = \frac{1}{0,283} \cdot 5,78 = 20,4 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая рассчитывается при величине  $T_a$ , для стороны 10 кВ – 0,02 с для упрощения расчетов принимается по [12]:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{no}, \quad (30)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 20,4 = 28,8 \text{ кА},$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{0,01}{T_s}}, \quad (31)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 20,4 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,02}} = 17,5 \text{ кА},$$

$$k_{y\sigma} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_s}}, \quad (32)$$

$$k_{y\sigma} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}} = 1,6,$$

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot k_{y\sigma} \cdot I_{no}, \quad (33)$$

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 20,4 \cdot 1,6 = 46,1 \text{ кА}$$

Составим таблицу 10, куда сведём результаты расчёта токов симметричного КЗ.

Таблица 10 – Токи симметричного КЗ

Точка КЗ	$I_{по}^{(3)}$ , кА	$i_a$ , кА	$i_{ат}$ , кА	$T_a$ , с	$K_{уд}$	$I_{уд}$ , кА
К-1	20,4	28,8	17,5	0,02	1,6	46,1

### 12.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Для определения уровня токов КЗ в принятой схеме электроснабжения предприятия проведём расчет токов КЗ для каждой ТП. Схема замещения для расчёта по каждой магистрали приведена на рисунке 8.

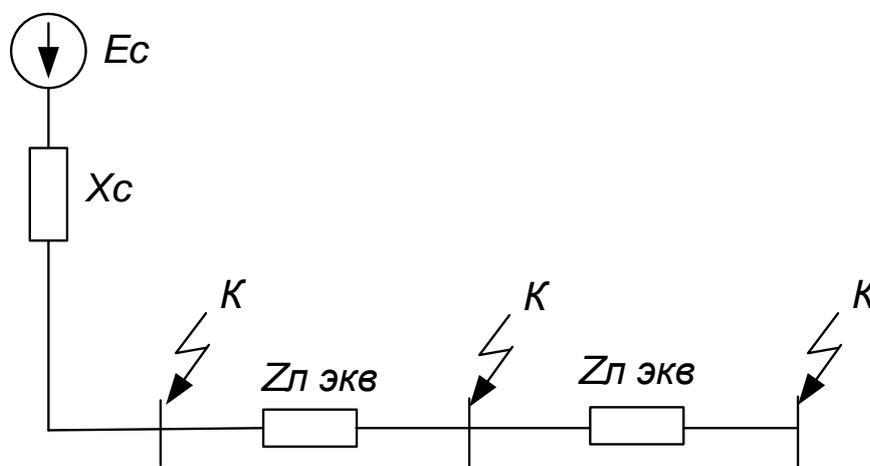


Рисунок 8 - Схема замещения участка 10 кВ.

Токи КЗ находим по сети в целом. Сопротивление системы определяется по отключающей способности выключателя, т.е.:

$$X_c = \frac{U_{сп}}{\sqrt{3} \cdot I_{по рп}}; \quad (34)$$

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 20,4} = 0,3;$$

где  $I_{по рп}$  – значение тока трехфазного КЗ на шинах 10 кВ ЦП.

Сопротивления ВЛ до КТП 1:

$$R_{KL} = r_{y\delta} \cdot L;$$

$$R_{KL} = 0.363 \cdot 3,6 = 1,307 \text{ Ом}$$

$$X_{KL} = x_{y\delta} \cdot L.$$

$$X_{KL} = 0.05 \cdot 3,6 = 0.18 \text{ Ом}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени на КТП-1, кА, [12]:

$$I_{no} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}}. \quad (35)$$

$$I_{no} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,3 + 0,18)^2 + (1,307)^2}} = 4,16.$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_{TP} = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}, \quad (36)$$

$$T_a = \frac{0,477}{1,307 \cdot 314} = 0,001 \text{ с},$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$K_{y\delta} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (37)$$

$$K_{y\delta} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}} = 1,$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\delta} = K_{y\delta} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}, \quad (38)$$

$$i_{yd} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,16 = 5,9 \text{ кА.}$$

Дополнительно для сети 10 кВ находим ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{поIII}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{поIII}}^{(3)}. \quad (39)$$

$$I_{\text{по}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,16 = 3,62 \text{ кА.}$$

Расчёт ведётся по данному алгоритму, результаты расчёта сводим в таблицу 11.

Таблица 11 – Токи КЗ внутреннего электроснабжения предприятия

Точка	L, км	R <sub>экв</sub> , Ом	X <sub>экв</sub> , Ом	Z <sub>экв</sub> , Ом	I <sup>(3)</sup> <sub>по</sub> , кА
КТП 1	3,60	1,307	0,477	1,391	4,16
КТП 2	3,10	1,125	0,452	1,213	4,77
КТП 3	2,70	0,980	0,432	1,071	5,40
КТП 4	2,70	1,944	0,432	1,991	2,90
КТП 5	2,40	1,728	0,417	1,778	3,25
КТП 6	1,90	1,368	0,392	1,423	4,27
КТП 7	2,30	0,835	0,412	0,931	6,52

## 13 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ 10 кВ

### 13.1 Выбор ячейки КРУ

Выбирается КРУ серии СЭЩ-70 Самарского завода «Электрощит» [13], в таблице 12 указываются условия проверки.

Таблица 12 – Выбор КРУ 10 кВ

Характеристика	Условия выбора	Сравнение с каталожными данными	Вывод по сравнению
Магистраль питания КТП 6,5,4			
Напряжение установки	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$10 \geq 10$	проходит
Длительный ток	$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$1000 \geq 283$	проходит
Динамическая стойкость	$i_{скв} \geq i_{уд}$	$51 \geq 6$	проходит
Термическая устойчивость	$B_{к.ном} \geq B_{к}$	$992 \geq 28$	проходит
Магистраль питания КТП 7,3,2,1			
Напряжение установки	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$10 \geq 10$	проходит
Длительный ток	$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$1000 \geq 341$	проходит
Динамическая стойкость	$i_{скв} \geq i_{уд}$	$51 \geq 9,2$	проходит
Термическая устойчивость	$B_{к.ном} \geq B_{к}$	$992 \geq 66$	проходит

Номинальный тепловой импульс:

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} , \quad (40)$$

$$B_{Кном} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле:

$$B_{к} = I_{ПО}^{(3)2} \cdot (t_{ог} + \Delta t_{СЕЛ}) , \quad (41)$$

$$B_{к} = 4,27^2 \cdot (0,055 + 1,5) = 28 \text{ кА}^2\text{с}.$$

$$B_{к} = 6,52^2 \cdot (0,055 + 1,5) = 66 \text{ кА}^2\text{с}.$$

где  $t_{ог}$  – собственное время отключения выключателя, принимается  $t_{рз} + t_{отк} = 0.055$  с;

$\Delta t_{СЕЛ}$  - степень селективности РЗ, принимается 1,5 с.

Выбранный тип КРУ проходит по всем условиям.

В КРУ устанавливаются, ТТ, ТН, ОПН, применяется жёсткая ошиновка, опорные изоляторы.

### 13.2 Выключатели 10 кВ

На вводах и в секционных ячейках выбираются выключатели вакуумные типа ВВ/Тел-10–12,5-31,5/1000 УХЛ2, [13]. На линиях устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВ/Тел-10–12,5-31,5/630 УХЛ2. Проверка оборудования проводится по условиям показанным в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Характеристика	Условия выбора	Сравнение с каталожными данными	Вывод по сравнению
Магистраль питания КТП 6,5,4			
Напряжение установки	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$10 \geq 10$	проходит
Длительный ток	$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$630 \geq 283$	проходит
Динамическая стойкость	$i_{скв} \geq i_{уд}$	$51 \geq 6$	проходит
Термическая устойчивость	$B_{к.ном} \geq B_k$	$400 \geq 28$	проходит
Отключающая способность	$I_{вкл} \geq I_{по}$	$20 \geq 4,27$	проходит
	$I_{откл} \geq I_{пт}$	$20 \geq 4,27$	проходит
	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$11,3 \geq 4,27$	проходит
	$\sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right)$	$10,3 \leq 39,5$	проходит
Магистраль питания КТП 7,3,2,1			
Напряжение установки	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$10 \geq 10$	проходит
Длительный ток	$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$630 \geq 341$	проходит
Динамическая стойкость	$i_{скв} \geq i_{уд}$	$51 \geq 9,2$	проходит
Термическая устойчивость	$B_{к.ном} \geq B_k$	$400 \geq 66$	проходит
Отключающая способность	$I_{вкл} \geq I_{по}$	$20 \geq 6,52$	проходит
	$I_{откл} \geq I_{пт}$	$20 \geq 6,52$	проходит
	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$11,3 \geq 6,52$	проходит
	$\sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right)$	$15,7 \leq 39,5$	проходит

Номинальный тепловой импульс:

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}},$$

$$B_{\text{Кном}} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Расчётный тепловой импульс:

$$B_{\text{К}} = I_{\text{ПО}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{ог}} + \Delta t_{\text{СЕЛ}}),$$

$$B_{\text{К}} = 4,27^2 \cdot (0,055 + 1,5) = 28 \text{ кА}^2\text{с}.$$

$$B_{\text{К}} = 6,52^2 \cdot (0,055 + 1,5) = 66 \text{ кА}^2\text{с}.$$

где  $t_{\text{ог}}$  – собственное время отключения выключателя, принимается  $t_{\text{рз}} + t_{\text{отк}} = 0,055 \text{ с}$ ;

$t_{\text{сел}}$  - степень селективности РЗ, принимается 1,5 с.

Апериодическая составляющая:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном откл}}, \quad (42)$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА},$$

где  $\beta_{\text{н}}$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_{\text{н}} = 40\%$ ;

$I_{\text{ном откл}}$  – номинальный ток отключения.

Проверка на отключение полного расчётного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но}}^{(3)} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{номотк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right);$$

$$\sqrt{2} \cdot 4,27 + 4,27 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0,40}{100}\right);$$

$$10,3 \leq 39,5 \text{ кА};$$

$$\sqrt{2} \cdot 6,52 + 6,52 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0.40}{100}\right);$$

$$15,7 \leq 39,5 \text{ кА.}$$

Выключатели ВВ/Тел-10–12,5-31,5 УХЛ2 проверку проходят по всем параметрам.

### 13.3 Трансформаторы тока 10 кВ

На вводах и в секционной ячейке выбираются трансформаторы тока ТОЛ – 10-1 У1, [13]. В таблице 14 указываются условия проверки.

Таблица 14 – Выбор трансформаторов тока 10 кВ на вводах и в секционной ячейке

Характеристика	Условия выбора	Сравнение с каталожными данными	Вывод по сравнению
Магистраль питания КТП 6,5,4			
Напряжение установки	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$10 \geq 10$	проходит
Длительный ток	$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$400 \geq 283$	проходит
класс точности $k_T$	$k_T \leq 0,5$	$0,5 \leq 0,5$	проходит
Динамическая стойкость	$i_{скв} \geq i_{уд}$	$30 \geq 6$	проходит
Термическая устойчивость	$B_{к.ном} \geq B_k$	$992,25 \geq 28$	проходит
Вторичная нагрузка	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$0,3 \leq 0,5$	проходит
Магистраль питания КТП 7,3,2,1			
Напряжение установки	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$10 \geq 10$	проходит
Длительный ток	$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$400 \geq 341$	проходит
класс точности $k_T$	$k_T \leq 0,5$	$0,5 \leq 0,5$	проходит
Динамическая стойкость	$i_{скв} \geq i_{уд}$	$30 \geq 9,2$	проходит
Термическая устойчивость	$B_{к.ном} \geq B_k$	$992,25 \geq 66$	проходит
Вторичная нагрузка	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$0,3 \leq 0,5$	проходит

Тепловой импульс находится по формуле, [11]:

$$B_{кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} ,$$

$$B_{\text{кном}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Расчётный тепловой импульс:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{ПО}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{ог}} + \Delta t_{\text{СЕЛ}}),$$

$$B_{\text{к}} = 4,27^2 \cdot (0,055 + 1,5) = 28 \text{ кА}^2\text{с.}$$

$$B_{\text{к}} = 6,52^2 \cdot (0,055 + 1,5) = 66 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Нагрузка вторичной цепи находится по таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-350 М		0.5	
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М.01	0.12		0.12
Ватметр	Д 8002	0.5		0.5
Варметр	Н 3095	0.5		0.5
Всего		1.12	0.5	1.12

По таблице 15 определяются наиболее загруженные фазы трансформатора тока

Мощность вторичной обмотки  $S_{2Н}=12.5 \text{ ВА.}$

Определяется номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2Н} = \frac{12.5}{5^2} = 0.5 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1.12}{5^2} = 0.04 \text{ Ом}$$

где  $S_{\text{ПРИБ}}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Для подключения проводов используется провод АКРВГ  $q=4\text{мм}^2$  с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $c=0,0283$ . Длину проводов примем  $l=20$  м.

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 20}{4} = 0,14 \text{ Ом},$$

Сопротивление контактов  $r_{\text{КОНТ}}$  принимается 0,1 Ом.

$$r_2 = 0,1 + 0,14 + 0,04 = 0,3 \text{ Ом}.$$

По сравнению в таблице 9.3 выбранный трансформатор тока проходит по всем параметрам.

#### 13.4 Трансформаторы напряжения 10 кВ

Выбирается трансформатор напряжения НАМИ - 10 У2. В таблице 16 указываются условия проверки, [13].

Таблица 16 – Выбор трансформаторов напряжения 10 кВ

Характеристика	Условия выбора	Сравнение с каталожными данными	Вывод по сравнению
1 секция шин			
Напряжение установки	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$	$10 \geq 10$	проходит
класс точности $k_T$	$k_T \leq 0,5$	$0,5 \leq 0,5$	проходит
Вторичная нагрузка	$S_{2Y} \leq S_{\text{ном}}$	$74 \leq 100$	проходит
2 секция шин			
Напряжение установки	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$	$10 \geq 10$	проходит
класс точности $k_T$	$k_T \leq 0,5$	$0,5 \leq 0,5$	проходит
Вторичная нагрузка	$S_{2Y} \leq S_{\text{ном}}$	$74 \leq 100$	проходит

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения показывается в таблице 17.

Вторичная нагрузка трансформатора составит:  $P_{2\Sigma} = 24 \text{ Вт}$ ,  $Q_{2\Sigma} = 46 \text{ Вар}$ ,  
 $S_{2\Sigma} = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{24^2 + 46^2} = 52 \text{ ВА}$ .

По сравнению в таблице 17 выбранный трансформатор напряжения проходит по всем параметрам.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S <sub>потр</sub> , В*А	Число катушек	cos φ	sin φ	Общая потребляемая мощность		Количество приборов
						P <sub>2</sub> , Вт	Q <sub>2</sub> , Вар	
Вольтметр	Э-350 М	2	1	1	0	2	-	11
Ватметр	Д 8002	1,5	2	1	0	3	-	11
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М.01	5 Вт	5	0.38	0.925	9,5	23	11
		5 Вт	5	0.38	0.925	9,5	23	
Итого	-	-	-	-	-	24	46	33

### 13.5 Шины 10 кВ

Выбор шин в РУ 10 кВ осуществляется по характеристикам, показанным в таблице 18. Принимаются однополосные алюминиевые шины прямоугольного сечения 60×10 мм<sup>2</sup> марки АДО.

Таблица 18– Выбор шин 10 кВ

Характеристика	Условия выбора	Сравнение с каталожными данными	Вывод по сравнению
Напряжение установки	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$10 \geq 10$	проходит
Длительно допустимый ток	$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$2000 \geq 341$	проходит
Минимальное сечение по условию термической стойкости	$q_{факт} \geq q_{мин}$	$600 \geq 89$	проходит
Минимальная длина пролёта	$l_{факт} \leq l_{мин}$	$0,7 \leq 1,58$	проходит
Механическая прочность	$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$	$2 < 40$	проходит
	$\sigma_{доп} \leq 0.7 \sigma_{разр}$	$2 < 0.7 * 60$ $2 < 42$	проходит

Минимальное сечение по условию термической стойкости находится по формуле:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{BK}}{C}, \quad (43)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{66 \cdot 10^6}}{91} = 89 \text{ мм}^2.$$

Принимается расположение шин плашмя (рисунок 9).

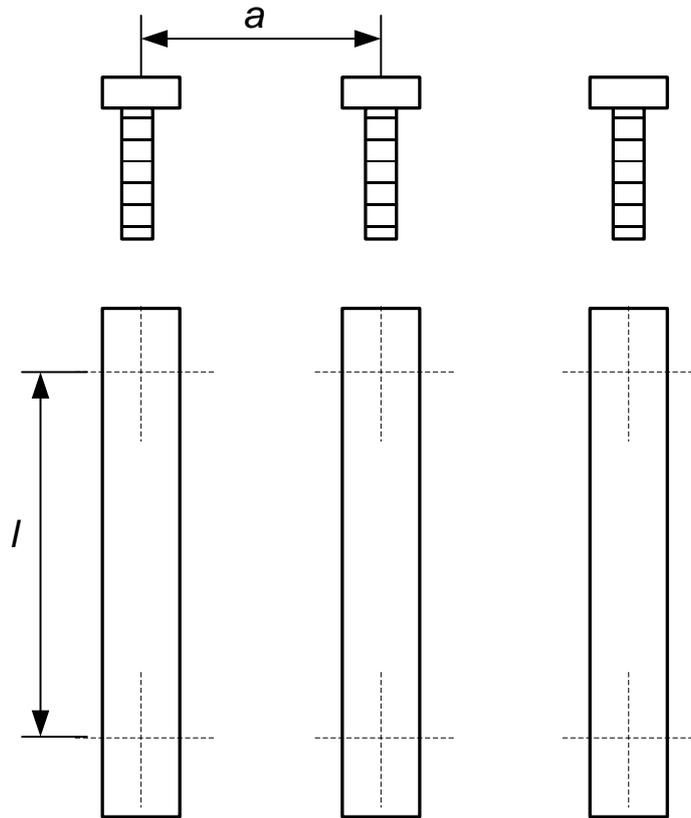


Рисунок 9 - Расположение шин

Длина пролёта  $l$  при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l = \sqrt{\frac{173.2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (44)$$

$$l = \sqrt{\frac{173.2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{5000}{600}} = 1,58,$$

где  $l$  - длина пролёта между осями опорных изоляторов, м;

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{60 \cdot 10^3}{12} = 5000 \text{ мм}^4 - \text{момент инерции шины}; \quad (45)$$

где  $b$  - ширина полосы шины, принимается 60 мм;  
 $h$  - толщина полосы шины, принимается 10 мм;  
 $q$  - поперечное сечение шины, равно  $600 \text{ мм}^2$ .

По полученному условию длины пролёта, для ячейки КРУ СЭЩ-70 расстояние между пролётами (по вертикали) принимается 0,7 м.

Механическое напряжение в материале шины определяется по формуле:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (46)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{9,2^2 \cdot 0,7^2}{1,1 \cdot 0,45} = 2 \text{ МПа},$$

где  $W = \frac{0,8^2 \cdot 10}{6} = 1,1$  - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия,  $\text{см}^3$ ,

$a$  - расстояние между фазами, для выбранного КРУ равно 0,45 м ;

$l$  - длина пролета, м.

Выбранный тип шин проходит по всем условиям.

### 13.6 Предохранители 10 кВ для ТН

Выбирается предохранитель ПКТ101-10-У1, в таблице 19 указываются условия проверки.

Таблица 19 – Выбор предохранителей 10 кВ

Характеристика	Условия выбора	Сравнение с каталожными данными	Вывод по сравнению
Напряжение установки	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$10 \geq 10$	проходит
Длительно допустимый ток	$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$10 \geq 6$	проходит
Отключающая способность	$I_{по} \leq I_{откл ном.}$	$6,52 \leq 32$	проходит

Ток максимального режима определяется по номинальной мощности ТН, А:

$$I_{p \text{ макс}} = \frac{S_{TCH}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (47)$$

$$I_{p \text{ макс}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 6.$$

### 13.7 Изоляторы 10 кВ

Выбираем опорные изоляторы марки ОНШП-10-20 УХЛ1 с  $F_{разр} = 3000$  Н, [13].

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{yo}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (48)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{9200^2 \cdot 0.9}{1} \cdot 10^{-7} = 13 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр},$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

Таблица 20 – Выбор опорных изоляторов 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 13 \text{ Н}$	$F_{доп} = 1800 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Изоляторы выбраны правильно.

### 13.8 Выбор ограничителей перенапряжений

ОПН – предназначен для защиты изоляции электрооборудования в энергетических системах и сетях от грозových и внутренних перенапряжений.

На РП приняты ОПН марки ОПН – РВ/TEL У1 с классом напряжения 10 кВ, для которых  $U_{ост} = 43$  кВ,  $U = 60$  кВ.

Энергия поглощения ОПН, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (49)$$

$$\mathcal{E} = \frac{60 - 43}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 11 \text{ кВт.}$$

где  $U$  - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 60 кВ в соответствии с [15].

$U_{ост}$  - остающееся напряжение ОПН, 43 кВ в соответствии с каталожными данными;

$z$  - волновое сопротивление провода, 485 Ом;

$n$  - количество последовательных токовых импульсов;

$T$  - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \quad (50)$$

где  $l$  и  $v$  - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс};$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{номОПН}}}, \quad (51)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{11,3}{10} = 1,13 \text{ кВТ/кВ}.$$

Выбирается ОПН-10 кВ с классом 2 энергоёмкости (до 2,3 кДж/кВ), [15].

### 13.9 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ

Проверка на воздействие токов КЗ проводится по формуле термически стойкого сечения, мм<sup>2</sup>, [5]:

$$S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{I_{\text{ПО}}^{(3)2} \cdot t_{\text{возд}}}}{C}, \quad (52)$$

$$S_{\text{расч1}} = \frac{\sqrt{4,16^2 \cdot (2 + 0,055)}}{95} = 62,7$$

где  $I_{\text{ПО}}^{(3)}$  - ток КЗ по линии, кА;

$t_{\text{возд}}$  - время воздействия тока КЗ:

$$t_{\text{возд}} = t_{\text{отк}} + \Delta t, \quad (53)$$

где  $t_{\text{отк}}$  - время отключения головного выключателя, принимается 0,055 с для вакуумного выключателя;

$\Delta t$  - степень селективности защиты, по мере удаления от шин ЦП принимается 0,5 с для каждой ТП.

$C$  - температурный коэффициент, равный 95.

Все предварительно выбранные сечения линий 10 кВ проверки проходят, так как формула (52) содержит погрешность, поэтому результат расчёта округляется в меньшую сторону.

Результаты расчёта сводим в таблицу 21.

Таблица 21 – Проверка линий 10 кВ по термической стойкости

Точка	$I^{(3)}_{по}$ , кА	$\Delta t$ , сек.	$S_{расч}$ , мм <sup>2</sup>	$S_{факт}$ , мм <sup>2</sup>
КТП 1	4,16	2	62,7	95
КТП 2	4,77	1,5	62,6	95
КТП 3	5,40	1	58,4	95
КТП 4	2,90	1,5	38,1	50
КТП 5	3,25	1	35,2	50
КТП 6	4,27	0,5	33,4	50
КТП 7	6,52	0,5	51,1	95

### 13.10 Выключатели нагрузки 10 кВ

На всех ТП устанавливаем выключатели нагрузки ВМП - 10/400. Паспортные данные берём в [13].

Проверим выключатели нагрузки для ТП-1:

$$B_{кр} = I^{(3)}_{по}{}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{кр} = 4,16^2 \cdot (0,055 + 2) = 35,5 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} ,$$

$$B_{кном} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \text{ кА}^2\text{с},$$

где  $t_{отк}$  - собственное время отключения выключателя нагрузки, принимаем

$$t_{отк} = 0,055\text{с};$$

$t_{терм}$  - время допустимого термического воздействия по номинальным данным, 0,5 с;

$I_{терм}$  - допустимый ток термического воздействия, по номинальным данным, 12,5 кА.

Результаты проверки сводим в таблицу 22.

Таблица 22 – Проверка выключателей нагрузки

№ ТП	$I_{P\ TП}, A$	$I_H, A$	$V_{кр}, кА^2с$	$V_{кн}, кА^2с$	$I_{уд}, кА$	$I_{дин}, кА$
КТП 1	116	400	35,5	156,25	5,9	31,5
КТП 2	116	400	35,3	156,25	6,7	31,5
КТП 3	185	400	30,7	156,25	7,6	31,5
КТП 4	116	400	13,1	156,25	4,1	31,5
КТП 5	73	400	11,2	156,25	4,6	31,5
КТП 6	185	400	10,1	156,25	6,0	31,5
КТП 7	73	400	23,6	156,25	9,2	31,5

По данным сравнения выбранная марка выключателей нагрузки подходит.

### 13.11 Предохранители 10 кВ

На стороне 10 кВ ТП защита трансформаторов ТП осуществляется предохранителем. Выбираем предохранители марки ПКТ101-10, [13]. Определяем ток на стороне ВН ТП-1:

$$I_{P\ ВН} = \frac{S_{НОМ\ ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_H} .$$

$$I_{P\ ВН} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 58\ A .$$

Выбираем номинальный тока предохранителя 80 А, ток вставки принимаем 80 А.

Расчёт сведём в таблицу 23. Паспортные данные берём в [13].

Таблица 23– Выбор предохранителей 10 кВ

№ ТП	Сном ТП, кВА	$I_{p \text{ вНТП}}$ , А	$I_{\text{номПР}}$ , А	$I_{\text{вст}}$ , А	Тип предохранителя
КТП 1	1000	58	80	80	ПКТ 101 – 10
КТП 2	1000	58	80	80	ПКТ 101 – 10
КТП 3	1600	92	100	100	ПКТ 101 – 10
КТП 4	1000	58	80	80	ПКТ 101 – 10
КТП 5	630	36	40	40	ПКТ 101 – 10
КТП 6	1600	92	100	100	ПКТ 101 – 10
КТП 7	630	36	40	40	ПКТ 101 – 10

По данным сравнения выбранная марка предохранителей подходит.

## 14 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КОМПЛЕКСА

Провода защищенные марки СИП-3 предназначены для применения в воздушных линиях электропередачи на напряжение 6-20 кВ и 35 кВ. Опоры под ВЛ заглубляют на 2-3 метра в грунт, чтобы выдерживать вырывающие, давящие и некоторые продольные нагрузки, кроме того, в российских условиях учитывается возрастание нагрузки на провода зимой и факторы климата северных широт, [14].

На рисунке 10 показана область применения опор.

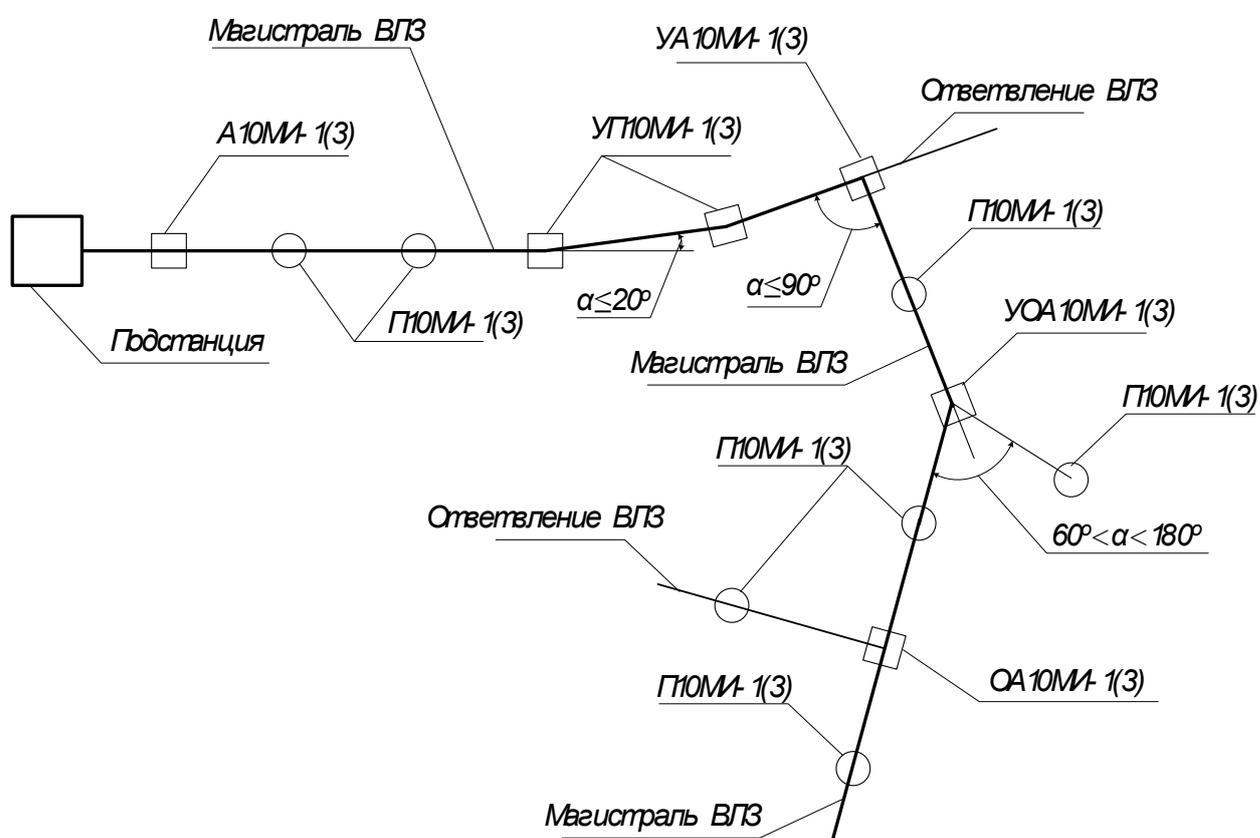


Рисунок 10 - Область применения опор.

На рисунках 11-16 показаны эскизы опор.

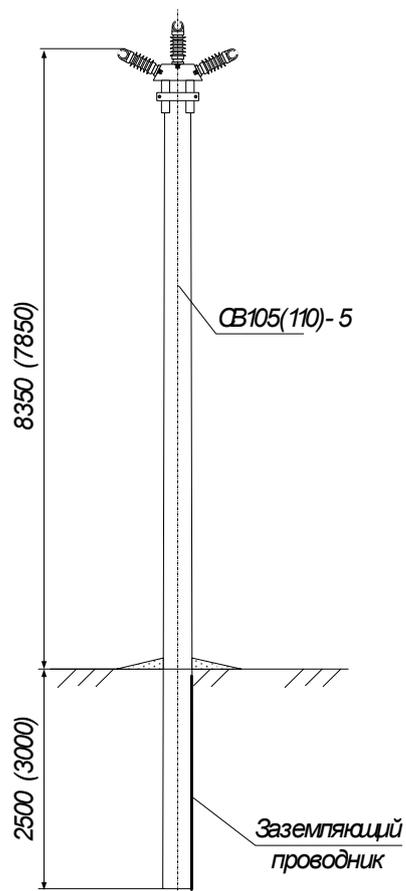


Рисунок 11 - Промежуточная опора П10МИ-1(3)

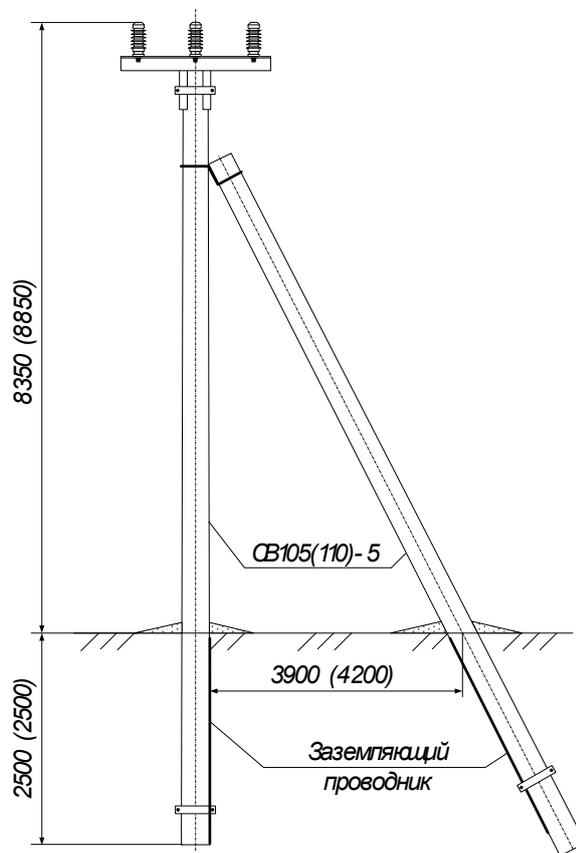


Рисунок 12 - Угловая промежуточная опора УП10МИ-1(3)

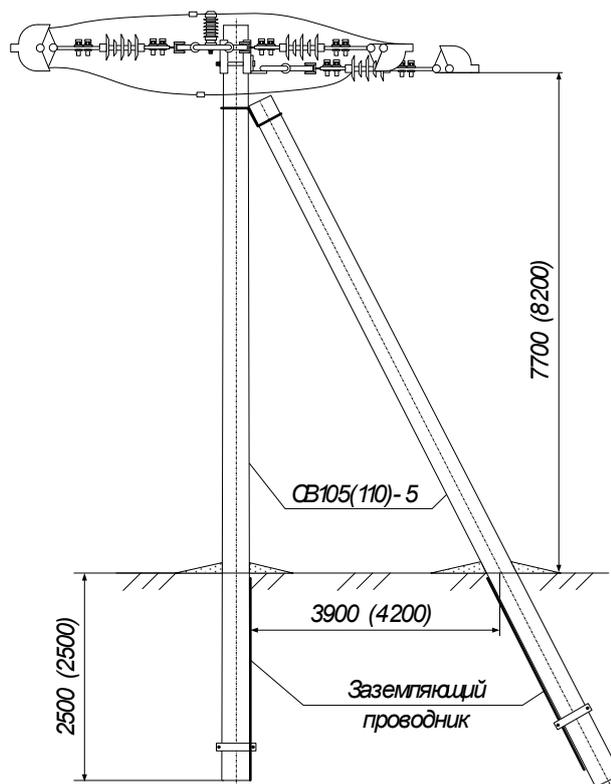


Рисунок 13 - Анкерная (концевая) опора А10МИ-1(3)

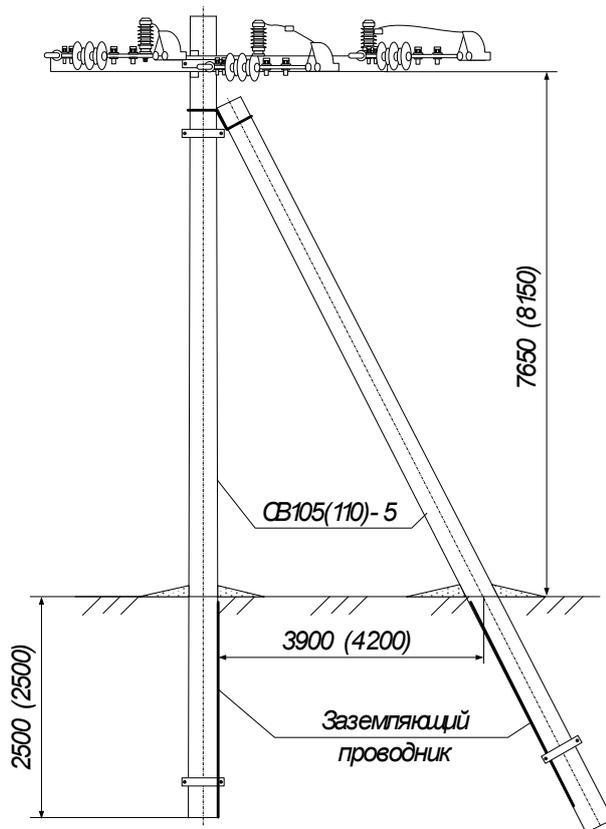


Рисунок 14 - Угловая анкерная опора УА10МИ-1(3)

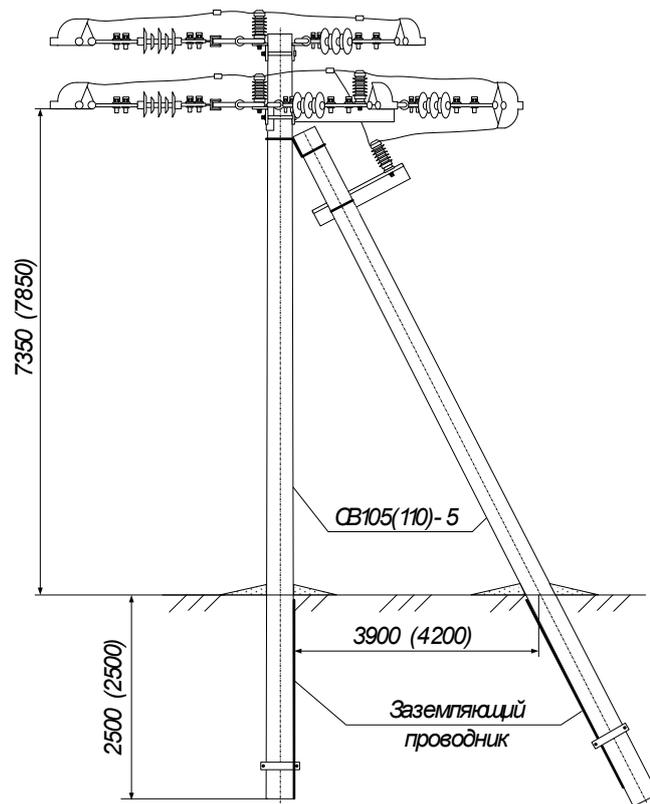


Рисунок 15 - Угловая ответвительная анкерная опора УОА10МИ-1(3)

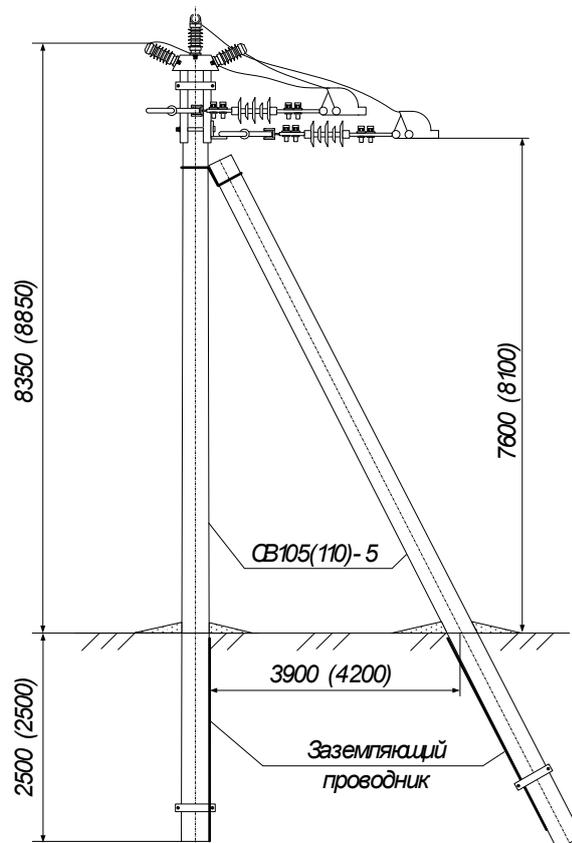


Рисунок 16 - Ответвительная анкерная опора ОА10МИ-1(3)

Внутри помещений во избежание повреждений кабели прокладывают на высоте не менее 2 м и на глубине не менее 0,3 м и защищают стальными листами и трубами.

КРУ и КТП следует, как правило, размещать в пределах «мертвой зоны» подъемно-транспортных механизмов. В цехах с интенсивным движением внутризаводского транспорта КРУ и КТП следует ограждать. Ширина прохода (0,6—0,8 м) для управления и ремонта КРУ выкатного типа и КТП должна обеспечивать удобство обслуживания и ремонта.

Самонесущие изолированные провода типа СИП-3 используют для передачи и распределения электроэнергии в сетях переменного напряжения номинальным значением 20 кВ и 35 кВ со стандартной частотой 50 Гц в регионах с умеренным и холодным климатом, а также в тропиках.

Кабель СИП-3 – одножильный. Жилы состоят из круглых проволок алюминиевого сплава с изоляционным слоем. Имеют форму круга. Толщина и число жил зависят от номинального сечения. В центре нулевой жилы расположен алюминиевый сердечник. Изоляция состоит из полиэтилена черного цвета. Обычно применяется светостабилизированный полиэтилен, устойчивый к изгибам при температуре до  $-40^{\circ}\text{C}$ . Минимальный радиус изгиба составляет 10 наружных диаметров. Возведение линий электропередачи необходимо производить при температуре окружающей среды до  $-20^{\circ}\text{C}$ . Поставляется кабель в барабанах. Хранение в другом виде не допустимо.

## 15 РЕЖИМЫ НЕЙТРАЛЕЙ СЕТЕЙ

Нейтраль сети, как совокупность соединенных между собой нейтральных точек и проводников, может быть изолирована от земли, соединена с землей через активные или реактивные сопротивления, глухо заземлена, [15].

При нарушении изоляции одной фазы в какой-либо точке сети, с изолированной от земли нейтралью, может возникнуть однофазное замыкание на землю. Напряжение этой фазы относительно земли становится тогда равным нулю, напряжение остальных фаз относительно земли - междуфазному напряжению, а зарядные токи этих двух фаз увеличиваются в  $\sqrt{3}$  раз.

Ток замыкания на землю по сравнению с нагрузочным током сети или ее отдельных, линий относительно мал и может вызывать заметную перегрузку только при очень малых сечениях проводников поврежденной линии. Замыкание на землю практически не влияет на систему междуфазных напряжений и режимы работы приемников. Поэтому замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью считается не аварийным, а лишь аномальным режимом, при возникновении которого сеть и поврежденная линия могут оставаться включенными и в течение некоторого времени продолжать работу: питание потребителей не прерывается. Так как из всех видов нарушения изоляции однофазные замыкания на землю составляют обычно 75-85%, то это обстоятельство существенно для обеспечения надежности питания потребителей.

Другим преимуществом рассматриваемого вида сетей является отсутствие устройств заземления нейтрали, что снижает стоимость сети.

Ток  $I_c$  можно определить по формуле для сетей напряжением 35-10кВ:

$$I_c = \frac{U \cdot l \cdot n}{180}, \quad (54)$$

где  $l$ - длина электрически связанной сети данного напряжения;

$U$ - междуфазное напряжение;

$$l_{10} = 6,3 \text{ км};$$

n- число линий на одной секции шин.

$$I_{10} = \frac{10 \cdot 6,3}{180} \cdot 2 = 0,7 \text{ А},$$

$$0,7 < 20 \text{ А}.$$

Следовательно, сеть с изолированной нейтралью.

В сетях с изолированной нейтралью необходимо обратить внимание на следующие обстоятельства:

1) Повышение напряжения двух фаз относительно земли во время замыкания на землю третьей приводит к тому, что изоляцию всех фаз относительно земли необходимо рассчитывать не на фазное, а на междуфазное напряжение.

2) Возможность образования в месте замыкания на землю перемежающейся электрической дуги обуславливает возникновение коммутационных перенапряжений с амплитудой (4-6)Uном. Эти перенапряжения могут нарушить работу некоторых приемников и привести к пробое изоляции в других местах и других фазах сети.

3) Тепловое действие дуги в месте замыкания на землю на изоляцию других фаз сети может привести к переходу замыкания на землю в двух- или трехфазное КЗ (и кабельных линиях и в других случаях близкого расположения фазных проводников друг к другу).

4) Возникновение в сети и источниках питания при замыкании на землю системы токов обратной последовательности может привести к индуктированию в роторах синхронных генераторов токов двойной частоты и к существенному дополнительному нагреву роторов.

Из-за приведенных выше нежелательных явлений токи замыкания на землю не должны превышать некоторых максимально допустимых значений, находящихся обычно в пределах 10-30 А.

## 16 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В данной работе сети напряжением 10 кВ выполняются воздушными линиями сравнительно небольшой протяженности (несколько километров). ТП, питающиеся по одной рабочей линии, обеспечиваются автоматически включаемым резервным источником питания (АВР), [16].

Релейная защита ВЛ 10 кВ со стороны источников питания осуществляется как от многофазных коротких замыканий, так и от однофазных замыканий на землю.

Защита от многофазных КЗ со стороны источников питания предусматривается в двухфазном исполнении (схема неполной звезды), причем трансформаторы тока включаются в одни и те же фазы во всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только, одного из двух мест однофазных замыканий на землю. Как правило, защита выполняется двухрелейной. Защита от многофазных КЗ со стороны источников питания выполняется, как правило, одноступенчатой в виде максимальной токовой защиты. Токовые отсечки применяются на нереактированных линиях при необходимости быстрого отключения КЗ вызывающих снижение напряжения ниже 0,5 - 0,6 номинального на шинах ИП.

Максимальная токовая защита выполняется с зависимой или независимой характеристикой выдержки времени. В первом случае используются реле тока типа РТ-80 или типа РТВ, во втором — реле тока типа РТ-40 и реле времени РВ.

Для защиты сетей до 1 кВ применяют плавкие предохранители, автоматические устройства в таких сетях базируются на использование простейших станций управления или автоматических воздушных выключателей. Для защиты трансформаторов со стороны 10 кВ тоже используют плавкие предохранители.

Для примера рассчитаем защиту магистральной линии КТП 6,5/4. Используем ход расчёта подробно описанный в [17].

Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$n_T = \frac{I_{ТТВН}}{I_{ТТНН}}.$$

$$n_T = \frac{400}{5} = 80.$$

### 16.1 Токовая отсечка без выдержки времени

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (55)$$

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 4,27 = 4,7 \text{ кА},$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1, [17];

$I_{к.мах}^{(3)}$  – максимальный ток в фазе линии при КЗ на шинах КТП-1.

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{\psi} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 2, \quad (56)$$

$$K_{\psi} = \frac{2,53}{4,7} = 0,54 < 2$$

где  $I_{КЗ}^{(2)}$  – значение тока КЗ, протекающего через место установки защиты при двухфазном КЗ в конце основной зоны защиты.

Так как чувствительность отсечки без выдержки времени недостаточна, то целесообразно установить отсечку с выдержкой времени (вторая ступень защиты).

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{с.р.} = k_{сх} \frac{I_{с.з.}}{n_T}. \quad (57)$$

$$I_{c.p.} = 1 \cdot \frac{4692}{80} = 59 \text{ A}.$$

Выдержка времени ТО:  $t_{c.з.} \approx 0 \text{ с}.$

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 24.

Таблица 24 – Расчёт токовой отсечки

Линия	$I_{(3)по}$ , кА	$I_{(2)по}$ , кА	$I_p$ , А	$I_{Н ТТ}$ , А	$I_{c.з.}$ кА	$n_T$	$I_{c.p.}$ А	$K_{ч}$
КТП 6,5,4 (вариант 2)	4,27	2,53	283	400	4,692	80	59	0,54
КТП 7,3,2,1 (вариант 2)	6,52	3,62	341	400	7,171	80	90	0,50

## 16.2 Максимальная токовая защита линий

Ток срабатывания защиты определяется по выражению:

$$I_{c.з.} = I_{раб.} \cdot k_H \cdot k_{c.з.} / k_{в} \quad (58)$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности,  $k_H = 1,1$ , [17];

$k_{c.з.}$  – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1, [17];

$k_{в}$  – коэффициент возврата,  $k_{в} = 0,95$ , [17];

$I_{раб.}$  – максимальный рабочий ток защищаемой линии, А.

Первичный ток срабатывания МТЗ равен:

$$I_{c.з.} = 0,245 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 0,284 \text{ кА}.$$

Ток срабатывания реле определяется по выражению:

$$I_{c.p.} = I_{c.з.} \cdot k_{сх} / n_T, \quad (59)$$

где  $k_{сх}$  – коэффициент схемы,  $k_{сх} = 1$ , [17];

Ток срабатывания реле равен:

$$I_{c.p.} = 284 \cdot 1 / (80) = 4 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты определяется по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{c.з.}} \geq 1,5, \quad (60)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2,53}{0,284} = 8,9 \geq 1,5,$$

Выдержка времени МТЗ определяется с учетом времени срабатывания реле и ступени селективности  $\Delta t = 0,5$  с. Таким образом время срабатывания защиты определяется по выражению:

$$t_{c.з.} = t_{p.з.} + \Delta t + t_{\text{ОТРЕЗКИ}}, \quad (61)$$

$$t_{c.з.} = 0,025 + 0,5 + 0 = 0,525 \text{ с,}$$

где  $t_{\text{ОТРЕЗКИ}}$  – время срабатывания токовой отсечки с выдержкой времени.

Реле при данной ступени защиты сработает через 1,025 с. после возникновения КЗ.

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 25.

Таблица 25 – Расчёт МТЗ

Линия	$I_{(3)\text{по}}$ , кА	$I_{(2)\text{по}}$ , кА	$I_p$ , А	$I_{\text{Н ТТ}}$ , А	$I_{c.з.}$ кА	$I_{c.p.}$ А	$K_{\text{ч}}$
КТП 6,5,4 (вариант 2)	4,27	2,53	283	400	0,284	4	8,9
КТП 7,3,2,1 (вариант 2)	6,52	3,62	341	400	0,428	5	8,4

### 16.3 Защита от однофазных замыканий на землю

В сетях 10 кВ такая защита выполняется в виде: селективной токовой защиты, действующей на сигнал; селективной токовой защиты, действующей

на отключение, если это необходимо по требованиям безопасности; устройства контроля изоляции.

Ток срабатывания защиты определяется по заданному коэффициенту чувствительности, который для ВЛ равен 1,5 по выражению:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч} \quad (62)$$

где  $I_{ТНП.повр.л}$  – ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, в сетях с изолированной нейтралью определяется по формуле:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л} , \quad (63)$$

где  $I_{ЗНЗ}$  – суммарный емкостной ток сети,  $I_{ЗНЗ} = 0,7$  А.

$I_{повр.л}$  – ток замыкания на землю линии на которую установлена защита.

Ток замыкания на землю магистральной линии КТП 6,5,4. равен:

$$I_{повр.л} = \frac{10 \cdot 2,7 \cdot 1,5}{180} = 0,3 \text{ А.}$$

Ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, равен:

$$I_{ТНП.повр.л} = 0,7 - 0,3 = 0,4 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты равен:

$$I_{с.з.} = 0,4 / 1,5 = 0,27 \text{ А.}$$

Для остальных линий результаты расчёта ЗНЗ сведём в таблицу 26.

Таблица 26 – Расчёт ЗНЗ

Линия	$I_{\text{повр.л, А}}$	$I_{\text{ГНП.повр.л, А}}$	$I_{\text{с.з, А}}$
КТП 6,5,4 (вариант 2)	0,30	0,40	0,27
КТП 7,3,2,1 (вариант 2)	0,40	0,30	0,20

#### 16.4 Устройства автоматического включения резерва

Устройства автоматического включения резерва (АВР) быстро восстанавливают электроснабжение потребителей при отключении рабочего источника питания.

Выбираем напряжение срабатывания пусковых реле:

$$U_{\text{с.з.}} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{\text{ном}}, \quad (64)$$

$$U_{\text{с.з.}} = 0,4 \cdot 10000 = 400 \text{ В.}$$

Выдержка времени АВР:

$$t_{\text{АВР}} = 0,525 + 0,5 = 1,025 \text{ с.}$$

Выдержка отстроена от наибольшего времени срабатывания защит отходящих от шин присоединений (от МТЗ). Выдержка времени АВР выбрана таким образом, чтобы обеспечить недействие устройства при кратковременном исчезновении или снижении напряжения на резервируемом элементе из-за возникновения КЗ в сети, до отключения этих повреждений, [16].

## 17 ТЕЛЕМЕХАНИКА И СИГНАЛИЗАЦИЯ

Одной релейной защиты недостаточно для обеспечения надежности и бесперебойности электроснабжения комплекса. В этом также можно убедиться на примере рассмотренных схем электроснабжения. Шины НН КТП обычно выполняются в виде двух секций. Секционный выключатель при нормальной работе отключен. Каждая отходящая от шин линия электроснабжения потребителей связана только с определенной секцией. При повреждении одной из питающих КТП линий и отключении ее релейной защитой электроснабжение потребителей соответствующей секции прекращается. Электроснабжение можно восстановить включением секционного выключателя устройством автоматического включения резерва (УАВР).

Устройства АВР выполняются как на постоянном, так и на переменном оперативном токе, и их схемы имеют некоторые различия, обусловленные видом этого тока и конструкцией привода выключателя.

Принцип осуществления команды на включение резервного питания при постоянном оперативном токе показан на рисунке 17. Нормально при включенных выключателях рабочего питания Q1, Q2 обмотка реле КЛ однократности действия АВР (РОД), имеющего задержку на возврат, обтекается током, и его контакт замкнут. После отключения выключателя Q1 или Q2 в схеме через контакт РОД подается команда на включение выключателя Q3. Одновременно цепь обмотки РОД размыкается, и команда на включение существует лишь в течение времени замедления РОД на возврат, достаточного для надежного включения выключателя Q3.

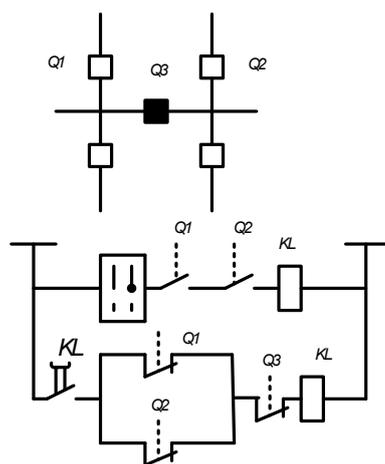


Рисунок 17 - Принцип работы АВР при неавтоматическом резерве

В данной работе выполнена схема АВР 0,4 кВ с воздействием на включение секционного выключателя при отключении одного из вводных (трансформаторных) выключателей 0,4 кВ.

Средства телемеханики (телеуправление, телесигнализация, телеизмерение и телерегулирование) применяются для диспетчерского управления территориально рассредоточенными электроустановками, связанными общим режимом работы, и их контроля. Благодаря применению средств телемеханики повышается эффективность диспетчерского управления.

В первую очередь средства телемеханизации используются для сбора информации о режимах работы, состоянии основного коммутационного оборудования, изменений при возникновении аварийных режимов или состояний, а также для контроля за выполнением распоряжений по производству переключений (плановых, ремонтных, оперативных) или ведению режимов эксплуатационным персоналом, [18].

Телесигнализация предусматривается для отображения на диспетчерских пунктах положения и состояния основного коммутационного оборудования.

Телеизмерения должны обеспечивать передачу основных электрических и технологических параметров.

Оперативное управление в электрических сетях осуществляется оперативно-диспетчерской службой.

Для сельскохозяйственных сетей средства телеуправления не оправдывают себя по ресурсозатратности на монтаж и эксплуатацию. Предусмотрим телесигнализацию в необходимом объеме.

Одним из наиболее простых устройств телесигнализации об отключении секционирующих выключателей линий 6—10 кВ является устройство типа СВС. Оно действует по принципу фиксации на питающей подстанции бросков токов КЗ за секционирующими выключателями и расшифровки информации, которую несут бестоковые паузы циклов АПВ секционирующих выключателей при КЗ за ними. При этом в сети на секционирующих выключателях не нужно устанавливать никакой дополнительной аппаратуры. Устройство выполняется с использованием серийно выпускаемых реле и при необходимости его можно собирать из отдельных элементов непосредственно на подстанциях. Устройство сигнализирует об аварийном отключении одного-двух секционирующих выключателей на каждой из отходящих линий 6—10 кВ от секции шин подстанции, что вполне достаточно для распределительных сетей сельскохозяйственного назначения.

Устройство ТСК-10 предназначено для передачи информации о состоянии объектов распределительных сетей 10 кВ и приема ее на подстанциях 110/35/10 кВ. Устройство состоит из диспетчерского и контролируемых полуккомплектов [18].

Контролируемые полуккомплекты (КП) устройства устанавливаются в шкафах КРУ и КРУН непосредственно на объектах телесигнализации и подключаются к понижающим трансформаторам 10/0,38—0,22 кВ, имеющимся на этих объектах.

Автоматизацию учета следует осуществлять созданием системы учета состояний из технических средств, имеющих метрологическую, информационную, электрическую и конструктивную совместимость. Такой системой в наше время является автоматизированная информационно – измерительная система коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ. По мере увеличения объема информации и возникновения новых объектов и задач энергосбережению си-

стема должна с минимальными затратами расширять свои функциональные возможности. Этого можно добиться благодаря модульному принципу построения.

Основной целью учета электроэнергии в энергосистемах является контроль объемов ее производства и потребления, а также получение достоверной информации для решения следующих технико-экономических задач:

- финансовые расчеты за электроэнергию на межгосударственном уровне, между энергоснабжающими предприятиями и потребителями, а также между энергосистемами республики;

- контроль соблюдения лимитов и договорных величин мощности и электропотребления;

- определение и планирование выработки и потерь электроэнергии на всех классах напряжения;

- определение и планирование удельных расходов топлива на электростанциях;

- определение себестоимости выработки, передачи и распределения электроэнергии.

## 18 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

### 18.1 Молниезащита

В современной практике молниезащиты используются различные типы молниеотводов. Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, а также на отдельно стоящих конструкциях, [19].

Защита ОРУ ПС Ключи от ударов молнии осуществляется системой из шести молниеотводов:

- два из которых установлены на стойках линейных порталов, общей высотой 17 м, в том числе 12,5 м – высота портала, 1,5 м – высота стойки, 3 м – высота стержневого молниеприёмника;

- четыре молниеотвода 17 м представляют собой мачту освещения ОРУ-110 кВ высотой 14 м и стержневой молниеприёмник 3 м.

Так как используются несколько молниеотводов одинаковой высоты, то зону защиты определяют как зону защиты попарно взятых соседних молниеотводов.

Два молниеотвода рассматриваются как совместно действующие, если расстояние между любыми из стержней не превышает  $4h$  для зоны А:

$$4 \cdot 17 = 68 \text{ м,}$$

$$45,5 \text{ м} \leq 68 \text{ м.}$$

Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода имеют следующие габариты: зона А:

при  $L > h$ ,

$$h_0 = 0.85 \cdot h \text{ , м,} \tag{65}$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h \text{ , м,} \tag{66}$$

$$h_c = h_o - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(L - h), \text{ м}, \quad (67)$$

$$r_x = r_o \left( 1 - \frac{h_x}{h_o} \right), \text{ м}, \quad (68)$$

где  $h_o$  – высота зоны защиты единичного молниеотвода, м ;

$h$  – фактическая высота молниеотвода, м;

$r_o$  – радиус зоны защиты на уровне земли, м;

$h_c$  – высота зоны защиты посередине между молниеотводами, м;

$L$  – расстояние между молниеотводами, м;

$r_x$  – радиус зоны защиты на высоте  $h_x$  ;

$h_x$  – высота защищаемого объекта от уровня земли, м.

Основным условием защищенности объектов высотой  $h_x$  с надежностью, соответствующей зонам защиты А и Б, является выполнение неравенства для всех попарно взятых молниеотводов:

$$r_{cx} > 0.$$

Расчет по формулам (59–62) производится для защиты объектов ОРУ-110кВ ПС Ключи, находящиеся на высоте  $h_x$  от уровня земли - 7,6 метров (здание ОПУ).

Рассматривается зона защиты парных молниеотводов 1 – 2. Расстояние  $L$  между молниеотводами 25 метров.

Для молниеотводов высотой 17 метров:

$$h_o = 0,85 \cdot 17 = 14,5 \text{ м},$$

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 18,1 \text{ м},$$

$$h_{c1} = 14,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 17) \cdot (25 - 17) = 13 \text{ м}.$$

Определяется  $r_x$  для зоны защиты на высоте  $h_x = 7,6$  м:

$$r_{xII} = 18,1 \cdot (1 - 7,6/14,5) = 8,6 \text{ м.}$$

Значения  $r_{co}$  определяются в зависимости от соотношений:

$$r_{co} = r_0 \text{ при } h \leq L \leq 2 \cdot h,$$

$$r_{co} = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot h)}{h} \right) \text{ при } 2 \cdot h \leq L \leq 4 \cdot h,$$

Для молниеотводов 1 – 2:

$$r_{co} = r_0 = 18,1 \text{ м при } 17 \leq 25 \leq 34 \text{ м.}$$

Для молниеотводов 2 – 3:

$$r_{co} = 18,1 \cdot (1 - 0,2 \cdot (45,5 - 2 \cdot 17)) / 17 = 15,7 \text{ м при } 34 \leq 45,5 \leq 68 \text{ м.}$$

Половина ширины зоны защиты  $r_{cx}$  на соответствующих уровнях над уровнем земли определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_{co} \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (69)$$

Для уровня 7,6 метров  $r_{cx}$  равна:

$$r_{cxI} = 18,1 \cdot (13 - 7,6) / 13 = 7,6 \text{ м.}$$

Аналогично производится расчет для парных молниеотводов 1 - 2, 2 - 3, 4 - 5, 5 - 6, 1 - 4, 3 - 6. Результаты расчета парных молниеотводов сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Габариты зоны защиты парных молниеотводов

Молниеотводы	Расстояние, м	Ширина половины горизонтального сечения $r_{cx}$ на высоте $h_x=7,6$ м
1-2,4-5	25	7,6
2-3,5-6	45,5	3,1
1-4	29	7
3-6	27	7,3

Из результатов расчета видно, что основное условие защищенности объектов высотой  $h_x$  с надежностью, соответствующей зоне защиты  $\Delta$  выполняется. Для всех попарно взятых молниеотводов  $r_{cx} > 0$ .

Зоны защиты молниеотводов ОРУ-110 кВ ПС Ключи показаны на рисунках 18-19.

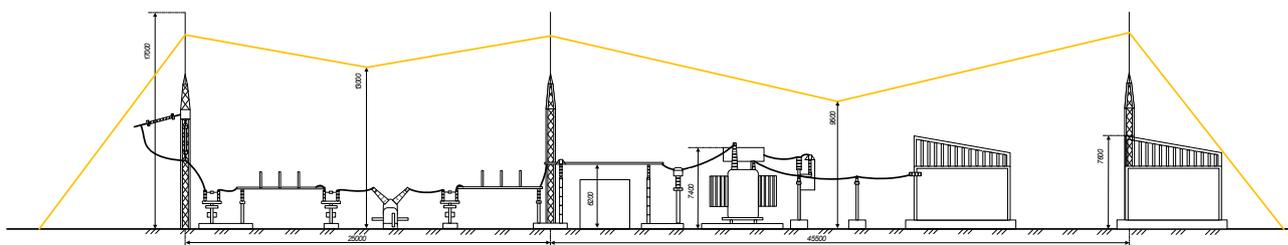


Рисунок 18 – Зоны защиты молниеотводов (вид сбоку)

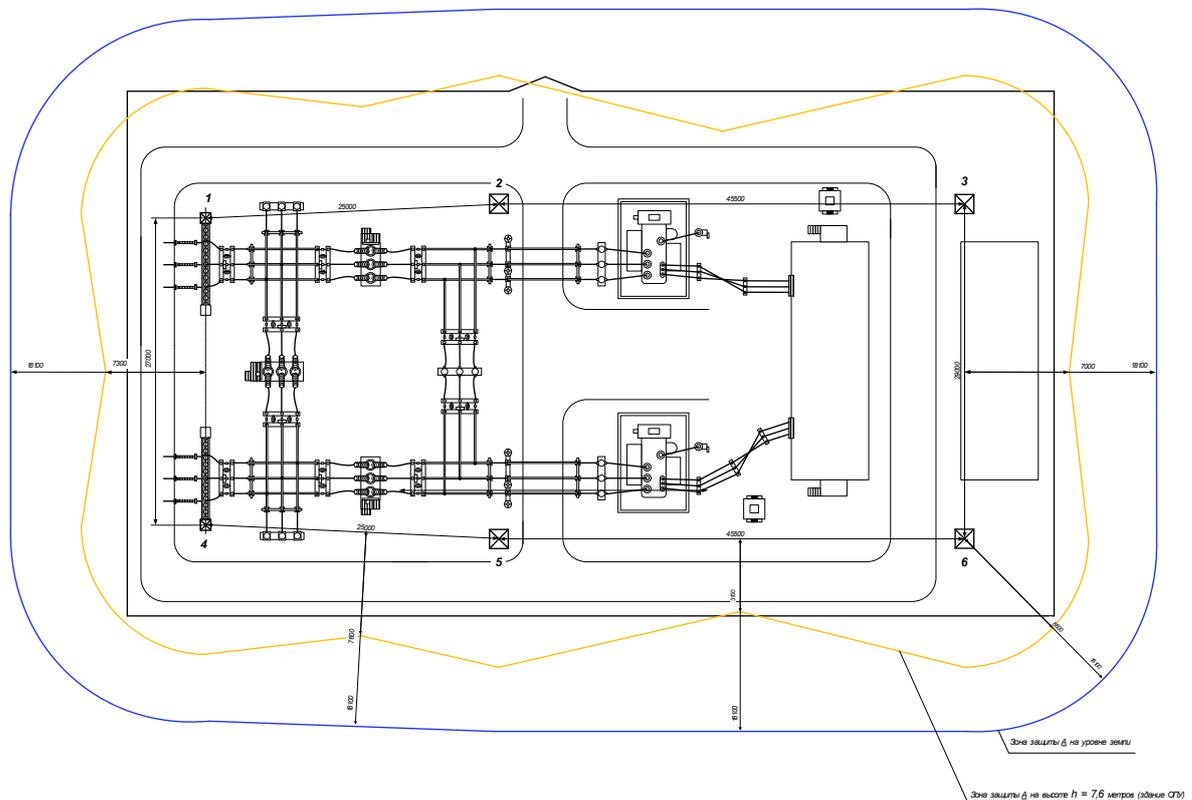


Рисунок 19 – Зоны защиты молниеотводов (вид сверху)

## 18.2 Заземление ОРУ 110 кВ

С учетом сопротивления заземлителя естественных заземлителей (системы трос-опора воздушных линий) определим допустимую величину стационарного заземления контура заземления ОРУ.

Найдем расчетное значение удельного сопротивления:

$$\rho_{расч} = \rho_{изм} \cdot \kappa_C, \quad (70)$$

где  $\kappa_C$  - сезонный коэффициент при толщине слоя сезонных изменения  $H_C = 2$  м в условия «зимы»  $\kappa_C = 1,4$  и в условиях грозового сезона «лето»  $\kappa_C = 2,7$ ).

Летом:  $\rho_{расч} = 160 \cdot 1,4 = 224$  Ом·м;

Зимой:  $\rho_{расч} = 160 \cdot 2,7 = 432$  Ом·м.

В целях улучшения растекания тока, заземлители закладываются в грунт на глубину 0,5 – 1 м и более (для вертикальных заземлителей это глубина закладки верхней кромки), т.к. на глубине грунт в меньшей степени подвержен высыханию в жаркие летние месяцы года.

Выбираем заземлитель опоры в виде двух горизонтальных лучей и трех вертикальных электродов длиной 5 м ( $l_B$ ) и диаметром ( $d_L$ ) 20 мм (рисунок 20).

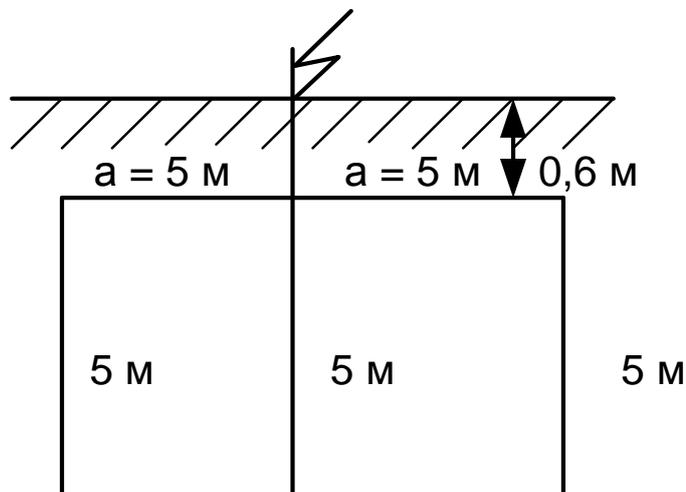


Рисунок 20 - Сечение п-лучевого заземлителя опоры с вертикальными электродами

Сопротивление n-лучевого заземлителя рассчитывается по формуле:

$$R_{on} = A \cdot \Delta \epsilon \cdot \frac{\rho_{\text{э}}}{l_n}, \quad (71)$$

где  $A$  – коэффициент подобия зависящий от числа лучей и диаметра к длине;  
 $\Delta \epsilon$  – коэффициент, зависящий от отношения  $\frac{a}{l_B}$  и  $\frac{l_B}{l_n \cdot n_B}$ , которые выбираем из [20].

$$\frac{a}{l_B} = \frac{5}{5} = 1; \quad \frac{d_n}{l_n} = \frac{20 \cdot 10^{-3}}{5} = 4 \cdot 10^{-3}; \quad n_n = 2 \Rightarrow A = 0,75 \text{ [23, рис. П. 15.4];}$$

$$\frac{l_B}{l_n \cdot n_B} = \frac{5}{5 \cdot 2} = 0,5; \quad \frac{a}{l_B} = \frac{5}{5} = 1; \Rightarrow \Delta \epsilon = 0,42 \text{ по [23, рис. П. 15.5].}$$

Расчет сопротивления заземлителей в двухслойном грунте ведем по соответствующим эквивалентным сопротивлениям  $\rho_{\text{э}}$ , при которых  $R$  имеет ту же величину, что и не в однородном грунте. При этом  $\rho_{\text{э}}$  зависит от соотношения  $\rho_1$  и  $\rho_2$ , глубины границы их раздела, а также глубины распространения электрического поля заземлителя, которое определяется размерами и формой заземлителя:

$$\frac{\rho_{\text{э}}}{\rho_2} = f\left(\frac{H_C - h}{l_B}, \frac{\rho_1}{\rho_2}\right) \text{ [23, рис. П. 15.1]} \quad \frac{H_C - h}{l_B} = \frac{2 - 0,6}{5} = 0,28;$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = 1,4 \Rightarrow \frac{\rho_{\text{э}}}{\rho_2} = 1,1 \Rightarrow \rho_{\text{э}} = 1,1 \cdot \rho_{\text{изм}} = 1,1 \cdot 160 = 176 \text{ Ом} \cdot \text{м (лето);}$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = 2,7 \Rightarrow \frac{\rho_{\text{э}}}{\rho_2} = 1,2 \Rightarrow \rho_{\text{э}} = 1,2 \cdot \rho_{\text{изм}} = 1,2 \cdot 160 = 192 \text{ Ом} \cdot \text{м (зима).}$$

$$\text{для лета: } R_{on} = 0,75 \cdot 0,42 \cdot \frac{176}{5} = 11,08 \leq R_{on, \text{дон}} = 15 \text{ Ом;}$$

для зимы:  $R_{on} = 0,75 \cdot 0,42 \cdot \frac{192}{5} = 12,09 \leq R_{on,доп} = 15 \text{ Ом.}$

Расчет сопротивления петли «трос-опора» находится по формуле:

$$R_{mp-on} = \sqrt{\frac{1}{n_{mp}} \cdot R_{on} \cdot l_{np} \cdot R_{mp,уд}} , \quad (72)$$

где  $R_{on}$  - сопротивление заземления опоры;

$l_{np} = 0,20 \text{ км}$  – длина пролета линии;

$R_{mp,уд} = 1,9 \text{ Ом/км}$  – удельное сопротивление троса С – 85 (справочная величина);

$n_{mp} = 1$  - число грозозащитных тросов на линиях.

Соответственно получаем:

для лета  $R_{mp-on} = \sqrt{\frac{1}{1} \cdot 11,08 \cdot 0,20 \cdot 1,9} = 2,049 \text{ Ом};$

для зимы  $R_{mp-on} = \sqrt{\frac{1}{1} \cdot 12,09 \cdot 0,20 \cdot 1,9} = 2,214 \text{ Ом.}$

Сопротивление естественных заземлителей:

$$R_{ест} = \frac{R_{mp-on}}{n_{вл}}$$

для лета  $R_{ест} = \frac{2,049}{5} = 0,409 \leq 0,5 \text{ Ом};$

для зимы  $R_{ест} = \frac{2,214}{5} = 0,442 \leq 0,5 \text{ Ом};$

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций,  $R$  (сопротивление заземления искусственных заземлителей) практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и рассчитывается по эмпирической формуле:

$$R_{иск} = \rho_{\text{Э}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right).$$

Длину вертикальных электродов рекомендуется брать в пределах 3 – 10 м ( $l_B = 5$  м). Устанавливаются они по периметру контура заземления в узлах сетки. Шаг сетки контура заземления рекомендуется принимать в пределах 5 – 10 м ( $k=6$  м.).

Горизонтальные электроды прокладываются на глубине 0,7 м. по периметру ОРУ и между ячейками.

Найдем длину горизонтальных электродов:

$$L = C \cdot c + B \cdot v,$$

$$L = 54,5 \cdot 9 + 93 \cdot 16 = 1979 \text{ м.}$$

где  $c$  – количество полос по ширине ОРУ 110 кВ – 54,5 м;

$v$  – количество полос по длине ОРУ 110 кВ – 93 м,.

$$c = \frac{C}{k};$$

$$c = \frac{54,5}{6} = 9,1 \approx 9;$$

$$v = \frac{93}{6} = 15,5 \approx 16.$$

Определим площадь, занимаемую ОРУ ПС Ключи:

$$\sqrt{S} = \sqrt{C \cdot B},$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{54,5 \cdot 93} = 71,2 \text{ м}^2.$$

Эквивалентное удельное сопротивление найдем как:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_{\text{изм}} \cdot \kappa_C,$$

$$\rho_{\text{Э}} = 160 \cdot 1,4 = 224 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Определим количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{7 \cdot \sqrt{S}}{15},$$

$$n_B = \frac{7 \cdot 71,2}{15} = 33,2 \approx 34 \text{ шт.}$$

Коэффициент  $A$  зависит от соотношения длины вертикальных электродов  $l_B$  и  $\sqrt{S}$ :

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{71,2} = 0,07 \Rightarrow A = 0,37 [20].$$

$$\text{Тогда получается: } R_{\text{иск}} = 224 \cdot \left( \frac{0,37}{71,2} + \frac{1}{1979 + 34 \cdot 5} \right) = 1,27.$$

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{\text{стац}} = \frac{R_{\text{ест}} \cdot R_{\text{иск}}}{R_{\text{ест}} + R_{\text{иск}}},$$

$$R_{\text{стац}} = \frac{0,409 \cdot 1,27}{0,409 + 1,27} = 0,31 \text{ Ом}.$$

Стационарное сопротивление заземлителя растеканию тока согласно требованиям [21] должно быть не более 0.5 Ом.

Определим импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона:

$$Z_{II} = \alpha_{II} \cdot R_{иск},$$

$$Z_{II} = 1,81 \cdot 1,27 = 2,29 \text{ Ом},$$

где  $\alpha_{II}$  - импульсный коэффициент, который рассчитывается по формуле:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_M + 45)}},$$

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 71,2}{(224 + 320) \cdot (15 + 45)}} = 1,81,$$

где  $I_M = 15 \text{ кА}$  – среднестатистическое значение тока молнии.

Импульсное сопротивление по требованиям ПТЭЭ для ОРУ 110 кВ должно быть менее 10 Ом. Заземление рассчитано верно.

## 19 АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ ПРЕДЛОЖЕННОГО ВАРИАНТА КОНФИГУРАЦИИ

Мерой надежности объекта является всякий алгоритм вывода суждения о наличии свойства надежности или о наличии уверенности в выполнении заданных функций в прошедшем, настоящем и будущем времени.

На множестве объектов какого-либо класса мерой надежности будут алгоритмы вывода суждений о более или менее высоком уровне надежности одного объекта по сравнению с другим и определения объекта с оптимальным уровнем надежности.

Мера надежности включает в себя показатели надежности и критерии (логические или аналитические выражения, связанные с алгоритмом вывода).

В качестве показателей надежности используются следующие:

время безотказной работы и время восстановления, измеряемое в часах или годах (ч или год);

среднее время безотказной работы и среднее время восстановления, ч или год;

среднее значение параметра потока отказов и средняя интенсивность отказов, измеряемые в годах в минус первой степени (год<sup>-1</sup>);

частота аварий и отказов;

вероятность отказов и вероятность безотказной работы в заданный промежуток времени;

условная вероятность отказов при возникновении какого-либо события (требования на срабатывание, например);

вероятность застать объект в любой момент определенного периода в работоспособном или неработоспособном состоянии;

число конъюнкций (наложений отказов на состояния), квалифицированных как аварии;

условный недоотпуск энергии в течение года, коэффициент обеспеченности продукцией и средний народнохозяйственный ущерб от нарушения функционирования.

Расчет надежности произведем аналитическим методом [22]. Данный метод заключается в определении количественных вероятностных значений надежности, для расчетов случаев к которым относятся: полное погашение схемы и оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.

Составляется расчетная схема (рисунок 21), полная расчетная схема содержит 2 магистрали с количеством трансформаторных подстанций 3 в одной и 4 в другой.

В схему замещения (рисунок 22) входят те элементы, которые влияют на надежность системы электроснабжения, к таким элементам относятся: линии, выключатели, выключатели нагрузки, сборные шины.

Для удобства одинаковые элементы установленные последовательно в схеме будут указываться одним элементом, и это будет суммарное количество аналогичных элементов.

Систему электроснабжения в целом нужно строить таким образом, чтобы она при послеаварийном режиме обеспечивала функционирование основных производств предприятия после необходимых переключений и пересоединений. При этом используются все дополнительные источники и возможности резервирования, в том числе и те, которые в нормальном режиме нерентабельны (различные переемычки, связи на вторичных напряжениях и др.). При послеаварийном режиме допустимо частичное ограничение подаваемой мощности, возможны кратковременные перерывы питания электроприемников 3-й и частично 2-й категорий на время вышеупомянутых переключений и пересоединений, а также позволены отступления от нормальных уровней отклонений и колебаний напряжения и частоты в пределах установленных допусков.

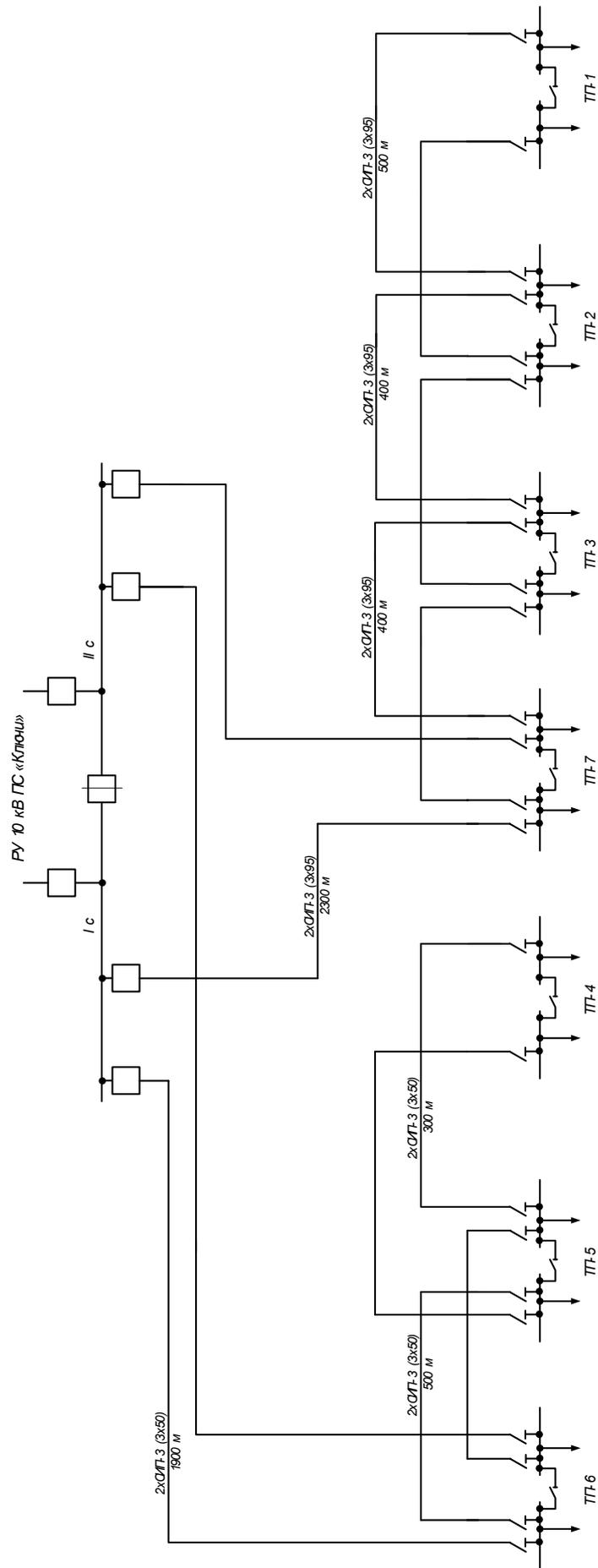


Рисунок 21 - Расчетная схема сети 10 кВ



Учитывается что: трансформаторы работают отдельно, секционный выключатель находится в положении выключено, магистральная схема работает в нормальном режиме, то есть цепи разомкнуты.

Таблица 28 – Параметры надежности элементов схемы

Оборудование	Показатели надежности			
	Средний параметр потока отказов $\lambda_0$ , 1/год, 1/ км	Среднее время восстановления $t_B$ , ч	Частота ремонтов $\lambda_{пр}$ , 1/год	Продолжительность ремонтов $t_p$ , ч
Вакуумные выключатели	0,004	8	0,18	15
Выключатели нагрузки	0,015	20	0,2	40
СИП 3	0,9	5	0,17	-
Шина	0,03	5	0,166	5

Расчет производится по следующей методике:

1. Определяются параметры потока отказов первой и второй цепей, учитывая их преднамеренные отключения.

$$\lambda_c = \sum_1^n \lambda_i + \lambda_{пр.нб}, \quad (73)$$

$$\lambda_{cI} = \lambda_{cI} + \lambda_{пр.нб}; \quad (74)$$

$$\lambda_{cI} = 0,004 \cdot 2 + 12 \cdot 0,015 + 0,9 \cdot (1,9 + 0,5 + 0,3 + 2,3 + 0,4 + 0,4 + 0,5) + 0,03 + 0,9 = 6,8 \text{ 1/год};$$

$$\lambda_{cII} = \lambda_{cII} + \lambda_{пр.нб} \quad (75)$$

$$\lambda_{cII} = 0,004 \cdot 2 + 12 \cdot 0,015 + 0,9 \cdot (1,9 + 0,5 + 0,3 + 2,3 + 0,4 + 0,4 + 0,5) + 0,03 + 0,9 = 6,8 \text{ 1/год}$$

2. Определяется вероятности отказов I и II цепей:

$$q_{B_i} = \sum_1^n \lambda_i t_{B_i}, \quad (76)$$

Т.к.  $t_B$  задано в часах, то его нужно выразить в годах ( $\lambda$  имеет размерность 1/год):

$$t_B^* = \frac{t_B}{8760}; \quad (77)$$

$$q_I = 0,0033;$$

$$q_{II} = 0,0033;$$

3. Определяется среднее время восстановления каждой цепи:

$$\bar{t}_{B_c} = q_c / \lambda_c, \quad (78)$$

$$\bar{t}_{B_I} = \frac{q_I}{\lambda_I^*} = \frac{q_I}{\lambda_I - \lambda_{npB11}}; \quad (79)$$

$$\bar{t}_{B_I} = \frac{0,0033}{6,8 - 0,9} \cdot 8760 = 4,9 \text{ ч};$$

$$\bar{t}_{B_{II}} = \frac{q_{II}}{\lambda_{II}^*} = \frac{q_{II}}{\lambda_{II} - \lambda_{npBII}}; \quad (80)$$

$$\bar{t}_{B_{II}} = \frac{0,0033}{6,8 - 0,9} \cdot 8760 = 4,9 \text{ ч};$$

4. Определяется параметр потока отказов системы, состоящей из двух параллельных элементов:

$$\lambda_c = \sum_1^n \lambda_i \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n (\lambda_j \bar{t}_{B_j} + \lambda_{npj} \bar{t}_{npj}); \quad (81)$$

$$\lambda_c = \lambda_I \lambda_{II} \bar{t}_{B2} + \lambda_I^* \lambda_{npII} \bar{t}_{npII} + \lambda_{II} \lambda_I \bar{t}_{B1} + \lambda_{II}^* \lambda_{npI} \bar{t}_{npI} = \lambda_I q_{II} + \lambda_{II} q_I + \lambda_I^* q_{npII} + \lambda_{II}^* q_{npI}; \quad (82)$$

$$\lambda_c = 0.0447 \text{ 1/год};$$

## 5. Средняя вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = K_{П.С} = \prod_{i=1}^n \lambda_i \bar{t}_{Bi} + \prod_{i=1}^n K_{npi} \lambda_{npi} \bar{t}_{npi} \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_j \bar{t}_{Bj} ; \quad (83)$$

где  $K_{npi}$  - коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого, в который также включены ошибочные либо неверные действия со стороны людей входящих в ОВБ.

$$K_{np} = 1 - e^{-\bar{t}_{npi} / \bar{t}_{Bэвк}} ; \quad (84)$$

$$K_{npl} = 1 - e^{-\bar{t}_{npl} / \bar{t}_{Bl}} ;$$

$$K_{npl} = 1 - e^{-20/4,9} = 0,98 ;$$

$$K_{npII} = 1 - e^{-\bar{t}_{npII} / \bar{t}_{Bl}} ;$$

$$K_{npII} = 1 - e^{-20/4,9} = 0,98 ;$$

$$q_c = q_I q_{II} + K_{npl} \lambda_{npl} \bar{t}_{npl} q_{II} + K_{npII} \lambda_{npII} \bar{t}_{npII} q_I = 0,000011; \quad (85)$$

## 6. Среднее время безотказной работы системы:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c} \quad (86)$$

$$\bar{T}_c = \frac{1}{0,0447} = 22,4 \text{ лет};$$

Расчетное время безотказной работы при  $\alpha=0,1$ ;

$$\bar{T}_p = -\ln(1-\alpha) \cdot \bar{T}_c; \quad (87)$$

$$\bar{T}_p = -\ln(1-0.1) \cdot 22,4 = 2,3 \text{ лет};$$

7. Среднее время восстановления системы:

$$\bar{t}_{BC} = \frac{q_c}{\lambda_c} \cdot 8760; \quad (88)$$

$$\bar{t}_{BC} = \frac{0,000011}{0,0447} \cdot 8760 = 2,1 \text{ с};$$

8. Математическое ожидание недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нед} = \bar{P}_{деф.р} \cdot q_c \cdot T; \quad (89)$$

$$W_{нед} = 8,78 \cdot 0,000011 \cdot 8760 = 833 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

Результаты вычислений показывают, что схема распределительной сети обладает достаточно высокой надежностью. Среднее время безотказной работы системы составляет почти 22,4 года.

## 20 БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ

При подключении распределительных сетей свинокомплекса к шинам 10 кВ ПС Ключи необходимо предусмотреть меры безопасности при выполнении работ в зоне влияния электромагнитного поля частотой 50 Гц, меры защиты персонала от возможного поражения электрическим током, вопросы экологичности и пожаробезопасности.

### 20.1 Безопасность

Приведем основные требования к устройству заземления РУ-10 кВ ПС Ключи в соответствии с [25].

Размещение продольных и поперечных горизонтальных заземлителей РУ-10 кВ ПС Ключи должно определяться требованиями ограничения напряжений прикосновения до нормированных значений и удобством присоединения заземляющего оборудования. Расстояние между продольными и поперечными горизонтальными искусственными заземлителями не должно превышать 30 м, а глубина их заложения в грунт должна быть не менее 0,3 м. У рабочих мест допускается прокладка заземлителей на меньшей глубине, если необходимость этого подтверждается расчетом, а само выполнение не снижает удобства обслуживания электроустановки и срока службы заземлителя. Для снижения напряжения прикосновения у рабочих мест в обоснованных случаях может быть выполнена подсыпка щебня толщиной 0,1-0,2 м.

При выполнении заземляющего устройства РУ-10 кВ ПС Ключи с соблюдением требований, предъявляемых к его сопротивлению или к напряжению прикосновения, дополнительно следует:

- Заземляющие проводники, присоединяющие оборудование или конструкции к заземлителю, в земле прокладывать на глубине не менее 0,3 м;
- Вблизи мест расположения заземляемых нейтралей силовых трансформаторов, короткозамыкателей, компенсирующих аппаратов и тому подобных прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители, ко-

торые должны обеспечивать распределение тока не менее чем в двух направлениях.

- При выходе заземляющего устройства за пределы ограждения электроустановки горизонтальные заземлители, находящиеся вне территории электроустановки, следует прокладывать на глубине не менее 1 м. Внешний контур заземляющего устройства в этом случае рекомендуется выполнять в виде многоугольника с тупыми или скругленными углами.

- Внешнюю ограду электроустановки не рекомендуется присоединять к заземляющему устройству, если ограда не выходит за пределы ограды.

- Когда ограждение не присоединено к заземляющему устройству, расстояние от элементов ограды до элементов заземляющего устройства должно быть не менее 2 м. Если от электроустановки отходят воздушные линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше, то металлическую или железобетонную ограду следует заземлять с помощью вертикальных электродов заземлителей длиной 2 – 3 м, установленных по периметру ограды через 20 – 50 м. Установка таких заземлителей не требуется для ограды с металлическими стойками или стойками из железобетона, арматура которых электрически соединена с металлическими частями ограды.

- Внешнюю ограду электроустановки рекомендуется присоединить к заземляющему устройству в случаях, когда заземляющее устройство выходит за пределы ограждения. Во всех случаях напряжение прикосновения к ограждению не должно превышать допустимых значений. С этой целью рекомендуется с внешней стороны ограждения на расстоянии 1 м от него на глубине 0,5 м проложить замкнутый горизонтальный заземлитель, связанный с заземляющим устройством не менее чем с четырех сторон. С этой целью и таким же образом прокладывается замкнутый контур горизонтального заземлителя вокруг зданий, расположенных вне контура заземляющего устройства и имеющего металлическую связь с этим контуром. При наличии асфальтовых дорожек, замкнутый контур заземлителя не обязателен.

- Внутреннее ограждение электроустановки следует присоединять к заземляющему устройству. Внутреннее ограждение присоединяется к внешнему ограждению только в случае присоединения внешнего ограждения к заземляющему устройству. Изоляция внешнего ограждения от внутреннего ограждения должна выполняться так же, как изоляция внешнего ограждения от здания и сооружений.

- Не следует устанавливать на внешней ограде электроприемники напряжением до 1 кВ, питаемые непосредственно от понизительных трансформаторов, расположенных на территории электроустановки. При размещении электроприемников на внешней ограде их питание следует осуществлять через разделяющие трансформаторы. Эти трансформаторы не допускается устанавливать на ограде. Линия, соединяющая вторичную обмотку разделяющего трансформатора с электроприемником, расположенным на ограде, должна быть изолирована от земли на расчетное значение напряжения на заземляющем устройстве.

- Выходящие за пределы ограды горизонтальные заземлители, трубопроводы, кабели с металлическими защитными покровами и другие металлические коммуникации должны быть проложены посередине между стойками ограды на глубине не менее 0,5 м.

- Если заземляющее устройство промышленной или другой электроустановки соединено с заземлителем электроустановки выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью кабелем с металлической оболочкой или броней или посредством других металлических связей, то для выравнивания потенциалов вокруг такой электроустановки или вокруг здания, в котором она размещена, необходимо соблюдение одного из следующих условий:

- Укладка в землю на глубине 1 м и на расстояние 1 м от фундамента здания или от периметра территории, занимаемой оборудованием, заземлителя, соединенного с металлическими конструкциями строительного и производственного назначения и сетью заземления (зануления). А у входов и въездов в

здание – укладка проводников на расстояние 1 и 2 м от заземлителя на глубине 1 и 1,5 м соответственно и соединение этих проводников с заземлителем;

- Использование железобетонных фундаментов в качестве заземлителей возможно, если при этом обеспечивается допустимый уровень выравнивания потенциалов. Обеспечение условий выравнивания потенциалов с помощью железобетонных фундаментов, используемых в качестве заземлителей, определяется на основе требований [25].

Для защиты персонала от возможного поражения электрическим током на ПС 110 кВ Ключи, в соответствии с [23] должны быть предусмотрены организационные и технические мероприятия:

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке

текущей эксплуатации:

- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При подготовке рабочего места со снятием напряжения, при котором с токоведущих частей электроустановки, на которой будут проводиться работы, снято напряжение отключением коммутационных аппаратов, отсоединением шин, кабелей, проводов и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на токоведущие части к месту работы, должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов

должны быть вывешены запрещающие плакаты;

- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

- установлено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют,

установлены переносные заземления);

- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

## 20.2 Экологичность

Электроэнергетика – это одна из отраслей народного хозяйства, оказывающая значительное влияние на состояние окружающей среды. Согласно закону Российской Федерации «Об охране окружающей среды»: «при размещении, проектировании, реконструкции в энергетике, при прокладке линий должны выполняться требования экологической безопасности и охраны здоровья населения. Нарушение указанных требований влечет за собой приостановление до устранения недостатков, либо полное прекращение деятельности по размещению, проектированию, реконструкции вредных экологических объектов.

Так как в проекте предусматривается строительство двух цепной линии электропередачи напряжением 10 кВ, то возникает вопрос об изъятии земли из землепользования.

При создании новых ЛЭП существует два вида изъятия земель из землепользования, [26]:

а) временное (площадь, на время строительства ЛЭП, с шириной, зависящей от номинального напряжения ЛЭП);

б) постоянное (площадь земли равная площади основания опоры плюс полоса земли шириной 1,5 м в каждую сторону, так как трасса ВЛ-10 кВ проходит по землям сельскохозяйственного назначения).

При реализации проекта необходимо определить отвод земли под линию электропередачи и монтажные площадки:

- в постоянное пользование;
- во временное краткосрочное пользование.

А также, рассматривается влияние ОРУ – 110 кВ ПС Ключи на окружающую среду. ОРУ включает в себя: выключатели, трансформаторы, разъединители, ограничители перенапряжения, разрядники, ОПН, ТН, ТТ. Зная состав оборудования, которое находится на ОРУ можно описать его влияние на окружающую среду. Любое энергетическое предприятие изменяет естественный природный ландшафт и наносит определённое негативное воздействие на окружающую среду. Существует ряд мероприятий для решения этой проблемы:

- выбор трассы ВЛ с наименьшим ущербом для окружающей среды;
- использование естественного экранирования;
- маскировка ВЛ, окраска опор ;
- естественное озеленение территории предприятия;

Для обслуживания маслонаполненного оборудования подстанции Ключи на ПС должны быть предусмотрены централизованные масляные хозяйства, оборудованные резервуарами для хранения и переработки масла, насосами, установками для очистки и регенерации масла, передвижными маслоочистительными и дегазационными установками, емкостями для транспортировки масла. Местоположение и объем централизованных масляных хозяйств определяются проектом организации эксплуатации энергосистемы. Маслоприемные устройства под трансформаторами и реакторами, маслоотводы (или специальные дренажи) должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения, [26].

В пределах бортовых ограждений маслоприемника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии и не реже одного раза в год промываться.

Для предотвращения распространения растекания масла по ОРУ маслонаполненное оборудование ограждается маслоприемником.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью  $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$  в течение 30 мин.

### 20.3 Чрезвычайные ситуации

В настоящем проекте, так как ПС Ключи относятся к пожаровзрывоопасным объектам, в качестве чрезвычайной ситуации, как наиболее вероятной, рассматривается пожар. Такая чрезвычайная ситуация относится к техногенным ЧС.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

Порядок тушения пожара на энергообъекте в соответствии с [27]:

1. Первый заметивший возгорание из числа дежурного персонала сетевого участка обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2. Старший дежурный сетевого участка лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3. После определения очага пожара старший дежурный сетевого участка лично или с помощью дежурного персонала обязан создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара

силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4. До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший дежурный сетевого участка.

5. Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

6. Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

7. Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

8. Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

9. Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с. Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

Неотъемлемой частью пожаробезопасности является содержание территории, дорог, подъездов к зданиям и сооружениям.

В РУ-10 кВ ПС Ключи, согласно РД 153.-34.0-03.301-00, установлены 2 ручных углекислотных огнетушителя ОУ-5.

На рабочих местах оперативного персонала должны быть:

- инструкция по эксплуатации устройств автоматики пожаротушения;
- инструкция по эксплуатации устройств пожарной сигнализации.

Инструкции утверждаются главным инженером и пересматриваются не реже 1 раза в 3 года.

Каждый работник предприятия, обнаруживший возгорание или пожар, обязан по телефону сообщить диспетчеру об этом. При этом звонящий обязан назвать свою фамилию, должность и сообщить место, где горит, в соответствии с принятыми обозначениями и диспетчерскими наименованиями.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной бакалаврской работе спроектирована и рассчитана система электроснабжения свиного комплекса в ТОР Михайловский. В работе произведены расчеты электрических нагрузок для выбора трансформаторов КТП, расчеты электрических нагрузок для выбора оборудования ПС. Выбор числа и мощности трансформаторов КТП осуществлялся с учетом компенсации реактивной мощности. Основными критериями при проектировании являются техническая применимость и экономичность работы.

Оценка выбора оптимального варианта электроснабжения комплекса осуществлялась по приведенным годовым затратам на проектируемую сеть после выбора сечений проводников сети, коммутационной аппаратуры. По току КЗ проверены сечения проводников сети и защитной коммутационной аппаратуры для принятого варианта электроснабжения. Выбраны уставки средств РЗА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. URL: <https://minvr.ru/press-center/news/6543/> (доступ от 26.01.2018)
2. URL: <http://энергофинанс.рф/bronya> (доступ от 26.01.2018)
3. URL: [http://www.mid.ru/ru/maps/ru/ru-pri/-/asset\\_publisher/5YtyvBh1B\\_2ZX/content/id/135370](http://www.mid.ru/ru/maps/ru/ru-pri/-/asset_publisher/5YtyvBh1B_2ZX/content/id/135370) (доступ от 26.01.2018)
4. Алиев И.И. Электротехнический справочник – 5-е изд., стереотип. – М.: ИП Радиософт, 2010.-384 с.:ил.
5. Электротехнический справочник: В 4 т. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2007. — 964 с.
6. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Межгосударственный стандарт. Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems
7. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. Москва, 2008 г.
8. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.
9. Рожин А.Н. Учебное пособие: Системы электроснабжения. Киров 2008г.
10. Файбисович Д.Л., Карапетян И.Г. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2009. Ополева Г. Н. Схемы и ПС электроснабжения Москва, 2006 г.
11. Ополева Г. Н. Схемы и ПС электроснабжения Москва, 2006 г.
12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное

общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.

13.URL: <http://www.ielektro.ru/Document52147.html> (доступ от 26.01.2018)

14.Правила устройства воздушных линий электропередачи напряжением 6 - 20 кВ с защищенными проводами (ПУ ВЛЗ 6 - 20 кВ) URL: <http://dokipedia.ru/document/1724746> (доступ от 26.01.2018)

15.URL: <http://leg.co.ua/stati/podstancii/voprosy-bezopasnosti-svyazannye-s-neytralyami-elektrostanovok.html> (доступ от 26.01.2018)

16.Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.– 132 с.

17.Микропроцессорная релейная защита и автоматика [Электронный ресурс]: офиц. сайт.– 27.12.2010.– режим доступа: <http://www.printsip.ru/cgi/shop/item/Sirius-2-L> – 02.01.2018.

18.URL: <http://rza001.ru/komarov/65-sredstva-telemekhaniki-dispetcherskogo-i-tehnologicheskogo-upravleniya> (доступ от 26.01.2018)

19.СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций

20.Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.

21.Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 8-е изд. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2012. – 488 с.

22.Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.

23.Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ), введенные в действие с 4.08.2014г.

24.СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно- эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах». Утвержден постановлением Государственного санитарного врача РФ от 21.06.2016 № 81.

25.ГОСТ 12.1.030-81 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

26.Норма отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ № 14278 ТМ – Т1.

27.ГОСТ 12.1.033-81 (2001) ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения.