

Министерство науки и высшего образования 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) программы – «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения первого и второго
кварталов микрорайона «Игнатьевская усадьба» в городе Благовещенск
Амурской области

Исполнитель

студент группы 1420б3

В.А. Переводчиков

Руководитель

канд.техн.наук, профессор

Ю.В. Мясоедов

Консультант по разделу

безопасность и экологичность

канд.техн.наук, доцент

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2025 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Переводчикова Владислава Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения первого и второго кварталов микрорайона «Игнатьевская усадьба» в городе Благовещенск Амурской области

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы: _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Карта сетей 35-110 кВ и ПС по городу Благовещенску, загрузка трансформаторов АмЭС 21.12.2024, план сетей 10 кВ города Благовещенска

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Проектирование системы электроснабжения микрорайона города Благовещенска, проектирование питающая подстанция, расчет молниезащиты подстанции, расчет заземления подстанции

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 37 таблиц, 7 рисунков

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания 04.04.25

Руководитель выпускной квалификационной работы Мясоедов Юрий Викторович, декан, профессор, канд. техн. наук

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 04.04.2025

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 117 с., 17 рисунков, 32 таблицы, 33 источника, 1 приложение.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, СИЛОВОЙ
АВТОТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ГЛАВНАЯ
ПОНИЗИТЕЛЬНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ
ПОДСТАНЦИЯ, РЕГУЛИРОВОЧНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ,
ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, КОМПЛЕКТНОЕ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ,
КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА,
ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВО, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ.

Актуальность работы заключается в разработке сетей электроснабжения третьего микрорайона города Благовещенска.

Цель бакалаврской работы – проектирование системы электроснабжения микрорайона «Игнатьевская усадьба» в городе Благовещенск.

В результате были определены электрические нагрузки объектов, определено количество и место расположение источников питания, произведен расчет токов короткого замыкания, выбрано необходимое оборудование, спроектированы однолинейные схемы. Для подстанции были выбраны номинальные напряжения всех сторон, определены расчетные нагрузки, рассчитаны токи короткого замыкания с последующим выбором и проверкой оборудования, построена однолинейная схема ПС, выполнен расчет молниезащиты и заземления ПС. Рассмотрен вопрос пожаробезопасности на подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Характеристика района размещения города Благовещенска	9
2 Расчет электрических нагрузок	12
2.1 Расчетные электрические нагрузки жилых зданий	13
2.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями	16
2.3 Расчетные электрические нагрузки общественных зданий	
2.4 Расчет осветительной нагрузки	19
3 Выбор номинального напряжения КТП и схемы электроснабжения	21
3.1 Выбор номинального напряжения	21
3.2 Выбор схемы электроснабжения	21
4 Проектирование низковольтного электроснабжения	22
4.1. Выбор схемы и сечений распределительной сети 0,4 кВ	22
4.2. Выбор сечения проводников низковольтной сети	23
4.3 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ	25
4.4 Выбор числа и мощности ТП	26
4.5 Техничко-экономическое сравнение выбранных трансформаторов	28
4.6 Определение потерь мощности и энергии в сетях 0,38 кВ	29
5 Проектирование системы внешнего электроснабжения микрорайона	32
5.1 Выбор сечений проводов по нагреву.	33
5.2 Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ	34
6 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС 110/10 кВ	37
6.1 Выбор силовых трансформаторов	37
7 Расчет токов короткого замыкания	39
7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети высокого напряжения	39
7.2 Расчёт токов КЗ в сети 0.4 кВ	49

8 Выбор	и проверка оборудования на ПС 10/0,4 кВ	57
8.1	Выбор оборудования на ПС	57
8.2	Выбор и проверка оборудования на РП	68
8.3	Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	78
9	Разработка молниезащиты и заземления ПС 110 кВ Чигири	80
9.1	Молниезащита ПС 110 кВ ПС Чигири	80
9.2	Разработка заземления ПС 110 кВ, и определение стационарного	
	и импульсного сопротивления	83
10	Релейная защита и автоматика	89
10.1	Выбор системы оперативного тока	89
10.2	Расчет релейной защиты кабельных линий 10 кВ	89
10.3	Устройства автоматического включения резерва	92
10.4	Автоматическая частотная разгрузка	93
11	Безопасность и экологичность	95
11.1	Безопасность	95
11.2	Экологичность	103
11.3	Чрезвычайные ситуации	110
	Заключение	113
	Библиографический список	114
	Приложение А. Данные для проектирования	118

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗ и А – релейная защита и автоматика;

СЭС – система электроснабжения;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

ВВЕДЕНИЕ

Процесс проектирования систем электроснабжения в контексте динамично развивающихся городских территорий невозможно переоценить, поскольку эффективное и надежное электроснабжение потребителей занимает центральное место в стратегическом развитии энергетической инфраструктуры Российской Федерации.

В условиях активного строительства новых жилых и общественных объектов в перспективном районе города следует разработать электрическую сеть с параметрами 0,4–10 кВ, что отвечает современным экономическим, экологическим и функциональным требованиям.

Актуальность выпускной квалификационной работы состоит в перспективном росте энергопотребления района, его техническом и технологическом расширении и строительстве нового объекта электросетевого хозяйства.

Основной целью настоящей выпускной квалификационной работы является создание надежной системы электроснабжения микрорайона города Благовещенска «Игнатьевская усадьба», соответствующей современным стандартам и требованиям. Это включает в себя детальную проработку вопросов, касающихся определения количества и мощности трансформаторов в комплектных трансформаторных подстанциях, выбора средств контроля и релейной защиты, а также расчетов сечений кабелей и необходимого оборудования.

Для достижения поставленной цели необходимо осуществить следующие ключевые задачи:

1. Анализ климатических и географических особенностей места строительства нового микрорайона.
2. Определение электрических нагрузок.
3. Выбор основного оборудования для подстанций.

4. Рассмотрение вопросов безопасной и экологически чистой эксплуатации ЛЭП и прилегающего оборудования.

Выпускная работа включает анализ реконструкции электрической сети и оптимизацию работы оборудования подстанции.

В работе применяются методы имитационного моделирования, расчеты в программных и визуально-расчетных комплексах.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ГОРОДА БЛАГОВЕЩЕНСКА

Райчихинская ГРЭС и Благовещенская ТЭЦ выступают ключевыми компонентами энергетической инфраструктуры Амурской области, играя значительную роль в обеспечении надежного электроснабжения для города Благовещенска. Эти станционные объекты обеспечивают удовлетворение потребностей населенного пункта, а также служат основными источниками энергетических ресурсов для других близлежащих районов.

В дополнение к внутренним источникам, необходимо подчеркнуть наличие линий электропередачи, которые соединяют Амурскую область с Китаем. В частности, сеть включает в себя электрические линии напряжением 110 кВ и две линии на 220 кВ, что создаёт возможности для трансграничной передачи электроэнергии. Это взаимодействие с соседним государством может иметь значительное влияние на энергобаланс региона, особенно учитывая, что в самой Амурской области в настоящее время отсутствуют крупные промышленные предприятия, способные создать высокую потребность в электроэнергии. В основном существующий электрический нагрузочный профиль характеризуется коммунально-бытовыми потребителями, которые относятся к категории с высоким уровнем надежности, что в свою очередь делает электрическую систему более уязвимой к различным экстернальным факторам.

Климатические условия региона, с их муссонными влияниями, также оказывают важное воздействие на функционирование энергетических систем. Зимние месяцы, как правило, отличаются низкими температурами и малым количеством снега, в то время как летние периоды характеризуются высокой влажностью и значительными осадками. Такие условия могут оказывать влияние на надежность и эксплуатационные характеристики электрических сетей, подчеркивая необходимость регулярного проведения профилактических мер и технического обслуживания в зависимости от времени года. Адаптация

электроснабжения к переменным климатическим условиям требует стратегии, основанной на постоянном обновлении и модернизации инфраструктурных объектов.

Таким образом, структура электросетевой инфраструктуры, сопряженная с климатическими особенностями региона, акцентирует внимание на необходимости комплексного подхода к проектированию и улучшению электрических сетей. Этот подход должен включать не только технические инновации, но и организационное управление, включая налаживание эффективного взаимодействия с населением и осуществление контроля за состоянием электрических сетей. В конечном итоге такое целенаправленное планирование и управление электрическими ресурсами способствуют улучшению качества жизни местных жителей и поддерживают устойчивое развитие региона в целом, обеспечивая его энергетическую безопасность в условиях меняющегося климата и глобальных вызовов.

На рисунке 1, показано расположение проектируемого района Благовещенского микрорайона, в таблицу 1 внесены климатические условия [43].

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Справочная величина
1	2
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	18
Район по гололеду	III
Толщина стенки гололеда, мм	15
Среднегодовая температура января, С	–28
Среднегодовая температура июля, С°	+20
Число грозových часов	От 20 до 40
Климатическая зона	III

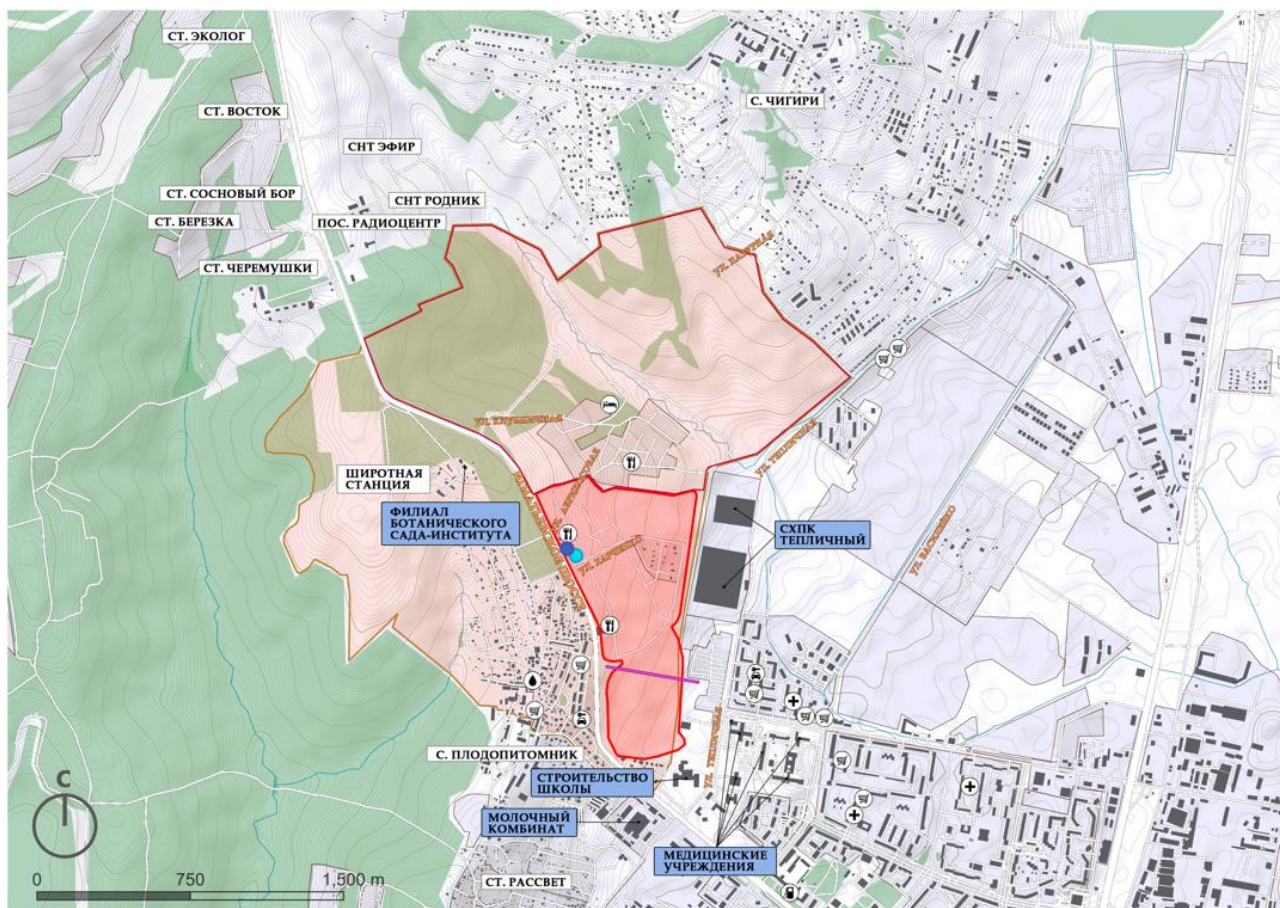


Рисунок 1 – Расположение района проектирования

Характеристики климатического района будут использованы в работе для выбора оборудования, проектирования молниезащиты и заземляющего устройства подстанции.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для реконструкции системы электроснабжения выбрана часть района города Благовещенска в районе Игнатьевского шоссе. Расположение зданий в выбранном микрорайоне представлена на рисунке 2.

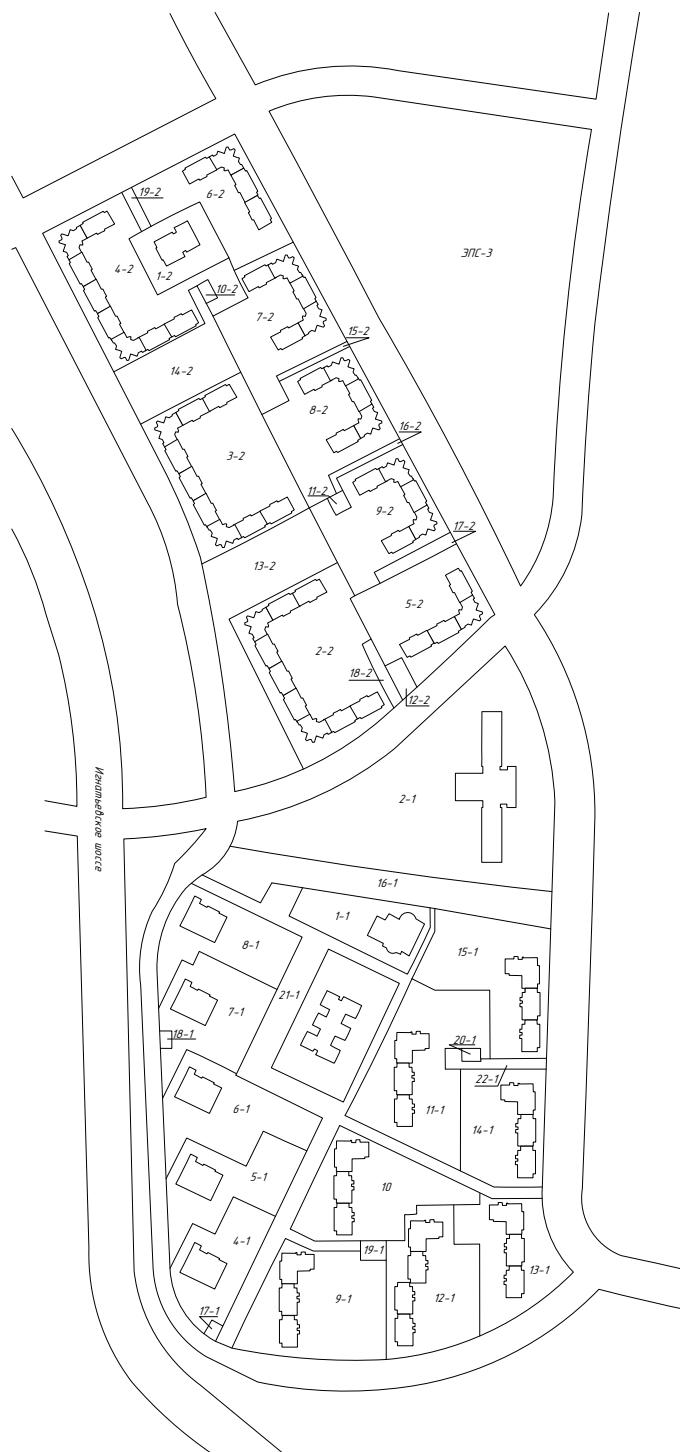


Рисунок 2 –Часть города для проектирования электрических сетей

2.1 Расчетные электрические нагрузки жилых зданий

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома[48]:

$$P_{кв} = P_{кв.уд} \cdot n, \quad (1)$$

где $P_{кв.уд}$ – удельная расчетная нагрузка ЭП квартир (домов), кВт/кв;

n – число квартир.

Учетная мощность электрических приемников, адаптированная к входным параметрам жилого здания, представляет собой ключевой аспект в процессе проектирования и эксплуатации электроэнергетических систем. Это значение, имеющее критическое значение для оценки электрической нагрузки на ввод, позволяет определить необходимую мощность, которую система должна обеспечивать с целью гарантирования стабильной и надежной работы всех подключенных потребителей.

$$P_c = P_{р.лф} + P_{с-т}. \quad (2)$$

Мощность лифтовых установок $P_{р.лф}$ определяется по формуле[48]:

$$P_{р.лф} = K_{с/лф} \sum_{m} P_{лфi}. \quad (3)$$

Где $K_{с/лф}$ – коэффициент спроса лифтовых установок;

m – число лифтовых установок;

$P_{лфi}$ – установленная мощность электродвигателя лифта.

Мощность электродвигателей, используемых в насосах водоснабжения, вентиляторах и иных санитарно-технических устройствах, рассчитывается на

основе их номинальной мощности, а также учитывается коэффициент спроса, который отражает реальную потребность в энергии в зависимости от функциональных характеристик и режимов эксплуатации данных систем.

$$P_{c-m} = K_{c.c-m} \cdot \sum_n P_{c-m.y} \cdot \quad (4)$$

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома формируется с учетом всех основных электроустройств и систем, за исключением резервных электродвигателей и электрических приемников противопожарных устройств, поскольку они не являются постоянными потребителями энергии в процессе эксплуатации.

$$P_{p.ж.д} = P_{кв} + K_y \cdot (P_{p.лф} + P_{c.m}). \quad (5)$$

$$K_y = 0,9.$$

Общая формула для расчета реактивной нагрузки может выглядеть следующим образом::

$$Q_{p.ж.д} = P_{кв} \cdot tg\phi_{кв} + K_y \cdot P_c \cdot tg\phi_l, \quad (6)$$

где $tg\phi_{кв}$ и $tg\phi_l$ – расчетные коэффициенты, которые принимаются по таблице 2.1.4 [48].

В качестве примера по формулам (1-6) будет рассчитана нагрузка жилого дома №5-1

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома:

$$P_{кв} = 1,5 \cdot 150 = 225 \text{ кВт}.$$

Выбирается насос GMP G1Z/30 мощностью 0,55 кВт, для 100-ти квартирного дома нужно 5 двигателей. Коэффициент спроса равен 0,8. Мощность электродвигателей санитарно-технических устройств:

$$P_{c-m} = 0,8 \cdot 5 \cdot 0,55 = 2,2 \text{ кВт}.$$

Расчетная нагрузка силовых электроприемников:

$$P_c = 0 + 2,2 = 2,2 \text{ кВт}.$$

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома:

$$P_{p.ж.д} = 225 + 0,9 \cdot 2,2 = 226,98 \text{ кВт}.$$

Расчетная реактивная нагрузка:

$$Q_{p.ж.д} = 226,98 \cdot 0,29 = 65,8 \text{ квар}.$$

Остальные нагрузки приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчетные нагрузки жилых домов

№	Кол-во кв.	P _{уд}	P _{кв}	P _с	P _{ржд}	Q _{ржд}
1	2	3	4	5	6	7
2-2	200	1,5	300	10,2	309,18	89,6622
3-2	200	1,5	300	10,2	309,18	89,6622
4-2	200	1,5	300	2,2	301,98	87,5742
5-2	150	1,5	225	2,2	226,98	65,8242
6-2	150	1,5	225	10,2	234,18	67,9122
7-2	200	1,5	300	10,2	309,18	89,6622
8-2	50	1,05	52,5	0	52,5	15,225
9-2	50	1,05	52,5	0	52,5	15,225
4-1	50	1,05	52,5	0	52,5	15,225
5-1	50	1,05	52,5	0	52,5	15,225
6-1	50	1,05	52,5	0	52,5	15,225
7-1	50	1,05	52,5	0	52,5	15,225
8-1	50	1,05	52,5	0	52,5	15,225

1	2	3	4	5	6	7
9-1	100	1,5	150	2,2	151,98	44,0742
10-1	100	1,5	150	2,2	151,98	44,0742
11-1	100	1,5	150	2,2	151,98	44,0742
12-1	110	1,5	165	2,2	166,98	48,4242
13-1	100	1,5	150	2,2	151,98	44,0742
14-1	110	1,5	165	2,2	166,98	48,4242
15-1	110	1,5	165	2,2	166,98	48,4242

2.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиям

В современных зданиях, подключенных к электрическим сетям с напряжением 0,4 кВ, существует возможность интеграции различных электрических приемников, которые обслуживают такие встроенные объекты, как коммерческие магазины, офисные помещения и другие функциональные зоны. При проведении расчетов максимальной нагрузки основных потребителей энергии крайне важно учитывать данные электрические приемники, применяя методы, основанные на использовании коэффициентов участия.

Настоящий подход позволяет более точно определить долю максимальной нагрузки, которую занимают указанные приемники. Это, в свою очередь, способствует выбору оборудования, соответствующего требованиям надежности и безопасности электроснабжения всего здания. В процессе расчета учитывается не только суммарная мощность электрических устройств, но и их режимы эксплуатации, что позволяет более точно приблизиться к реальным условиям работы.

Коэффициенты участия представляют собой показатели, которые отражают, какой процент от максимальной нагрузки предусмотрен для каждого из встроенных объектов. Их применение дает возможность не только справедливо распределить нагрузку между различными электрическими приемниками, но и обеспечить необходимую резервирование и защиту для системы электроснабжения. Все данные о встроенных объектах представлены в

таблице 3, что само по себе является важным элементом для дальнейшего анализа и обоснования расчетов.

Таблица 3 – Встроенные объекты

№ на листе	Встроенные электроприемники	условные единицы	кол-во условных единиц	Мощность, кВт/условные единицы	K_y	$P_{\text{маг}}$	$P_{\text{ржд}}$
1	2	3	4	5	6	7	8
15-1	Магазин	м ²	100	0,23	0,5	23	11,5
13-1	Магазин	м ²	100	0,23	0,5	23	320,68
4-2	Магазин	м ²	100	0,23	0,5	23	395,68
5-2	Магазин	м ²	150	0,23	0,5	34,5	17,25

Расчётная нагрузка встроенного объекта в доме[48]:

$$P_{об} = p_{об.уд} \cdot S, \quad (7)$$

где $P_{об.уд}$ – удельная расчётная нагрузка объекта, кВт;

S – площадь, м².

Нагрузка жилого дома с встроенным потребителем[48]:

$$P_{ржд.общ} = P_{ржд} + \sum_{i=1}^n k_y P_{об}, \quad (8)$$

где K_y – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок помещений или квартир и силовых электроприемников;

Рассчитаем нагрузку для магазина:

$$P_{\text{маг}} = 0,23 \cdot 100 = 23 \text{ кВт}$$

Для жилого дома №5-2 со встроенным магазином рассчитаем расчетную нагрузку:

$$P_{ржд.общ} = 0 + 0,5 \cdot 23 = 11,5 \text{ кВт}.$$

2.3 Расчетные электрические нагрузки общественных зданий

Метод используемых удельных нагрузок предоставляет возможность получить обобщенные данные о расчетных нагрузках общественных зданий. Для различных типов учреждений, включая предприятия общественного питания, гостиницы, образовательные учреждения, такие как школы и детские сады, применяется удельная нагрузка R_u , которую определяют в расчете на одну обслуживаемую особу. Данный метод позволяет более точно определить потребности в электрическом снабжении, учитывая специфические требования к каждому виду объекта [48].

$$P_{зд} = p_{уд} \cdot M, \quad (9)$$

где $p_{уд}$ – удельная расчетная нагрузка электроприемников;

M – количественный показатель.

Для примера рассчитаем нагрузку детского общеобразовательного учреждения, площадью 600 м².

$$P_{зд} = 0,13 \cdot 600 = 78 \text{ кВт}$$

Остальные расчеты приведены в таблицы 4.

Таблица 4 – Расчетные электрические нагрузки общественных зданий

Здание	Посещаемость, чел/площадь, м ²	Удельная нагрузка, кВт/ед	Мощность, кВт
1	2	3	4
Детский сад	100	0,13	13,00
Офисное здание	6	1	6,00
Офисное здание	20	1	20,00
Офисное здание	8	1	8,00

1	2	3	4
Офисное здание	12	1	12,00
Административное здание	100	0,55	55,00
Школа	500	0,13	65,00

2.4 Расчет осветительной нагрузки

Расчет удельной нагрузки для наружного и внутриквартального освещения осуществляется на основе категории улиц, которая определяется в соответствии с градостроительными нормативами. Эта категория учитывает такие факторы, как интенсивность движения, плотность застройки и функциональное назначение территории. На основании собранных данных осуществляется сбор информации, необходимой для дальнейшего расчетного анализа уличного освещения. Эти данные можно занести в таблицу для упрощения и систематизации процесса расчета [31].

Таблица 5 – Данные для расчета уличного освещения

Улица	Категория	Длина улицы, км	Длина улицы на плане, см	Удельная нагрузка, Вт/км
1	2	3	4	5
Игнатьевское шоссе (уч.1)	Б	0,603	12	30
Игнатьевское шоссе (уч.2)	Б	0,603	12	30
Абрикосовая	Б	0,253	6	30
Харченко	Б	0,253	6	30

Для уличного и внутриквартального освещения используем светильники с лампами ДРЛ ($\cos \varphi = 0,85$; $\tan \varphi = 0,62$) [48].

Активная расчетная нагрузка уличного освещения, кВт, определяется по формуле [29]:

$$P_{p.y.o} = \sum_{i=1}^n P_{уд.y.o.i} \cdot l_y, \quad (10)$$

где $P_{уд.y.o.i}$ – удельная нагрузка i -ой улицы, кВт/км;

l_y – длина i -ой улицы, км.

$$P_{p.y.o} = 30(0,253 \times 5) = 37,95 \text{ кВт}.$$

Активная расчетная нагрузка внутриквартального освещения, кВт, определяется по формуле [31]:

$$P_{p.вн.кв} = P_{уд.вн.кв} \cdot F_{мкр}, \quad (11)$$

где $P_{уд.вн.кв}$ – удельная нагрузка внутриквартального освещения, кВт/га, принимается равной 1,2 кВт/га;

$F_{мкр}$ – площадь микрорайона, га.

По проекту площадь микрорайона составляет 0,116 км².

$$P_{p.вн.кв} = 1,2 \cdot 0,116 = 0,2 \text{ кВт}.$$

Расчетная активная нагрузка освещения микрорайона, кВт [48]:

$$P_{p.o.мкр} = P_{p.y.o} + P_{p.вн.кв}, \quad (12)$$

$$P_{p.o.мкр} = 37,95 + 0,2 = 38,15 \text{ кВт}.$$

3 ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ КТП И СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1 Выбор номинального напряжения

При выборе номинального напряжения высоковольтной стороны трансформаторных подстанций ключевым моментом становится сравнение классов напряжения, среди которых наиболее распространены 6 кВ и 10 кВ. Основываясь на опыте эксплуатации, было установлено, что сети с напряжением 10 кВ являются более экономически выгодными. Это может быть связано как с меньшими потерями в проводах, так и с возможностью использования более эффективных трансформаторов и оборудования, что уменьшает общие затраты на эксплуатацию системы в долгосрочной перспективе. Учитывая эти аспекты, в процессе проектирования системы электроснабжения принято решение использовать напряжение высокой стороны комплектной трансформаторной подстанции на уровне 10 кВ, что значительно увеличит ее эффективность и надежность [38].

3.2 Выбор схемы электроснабжения

Основываясь на том, что объект электроснабжения относится к первой категории по надежности и вследствие его высоких электрических нагрузок, то для его питания рационально будет предусмотреть радиальную схему электроснабжения подстанций, обеспечивающую наибольшую надежность питающих объектов [38].

ПС напряжением 10/0,4 кВ лучше выбирать комплектными, так как они просты в монтаже и удобны при эксплуатации.

Подведем итог раздела: для электроснабжения района будут использоваться КТП, подключенные к РП по радиальной схеме, посредством двух кабельных линий 10 кВ.

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1. Выбор схемы и сечений распределительной сети 0,4 кВ

При проектировании электрической сети необходимо учитывать широкий спектр факторов и вариантов, что делает экономичность, удобство эксплуатации, надежность и простоту важными критериями для выбора схемы. В некоторых случаях требования к надежности и удобству эксплуатации могут превалировать над экономическими соображениями. Это означает, что схема должна быть спроектирована так, чтобы поврежденные участки сети были легко обнаруживаемыми и заменяемыми, максимизируя минимизацию времени отключения для потребителей.

Выбор конкретной схемы зависит от множества факторов, включая условия окружающей среды, необходимые уровни напряжения, возможные риски и потенциальные затраты на строительство и эксплуатацию. В частности, стоит учитывать такие аспекты, как расходы на цветные металлы и другие материалы, которые могут значительно повлиять на общую стоимость.

Среди возможных схем для питающей сети низкого напряжения, составляющей 0,4 кВ, можно выделить такие варианты, как петлевая, кольцевая, лучевая и радиальная схемы. Каждая из схем имеет свои особенности и преимущества. Например, в нормальном режиме работы секции шин или линии функционируют независимо друг от друга. Если одна магистраль выходит из строя, электроприемники могут быть автоматически или вручную переключены на другую магистраль, что обеспечивает непрерывность работы.

В отличие от радиальных схем, магистральные схемы, такие как лучевая схема, позволяют более эффективно использовать кабельные сети в нормальном режиме работы. При этом сечение кабелей выбирается исходя из длительно допустимого тока в послеаварийном режиме, что позволяет сократить количество линий, которые необходимо проводить от трансформаторной

подстанции до конечных потребителей. В результате это не только оптимизирует использование ресурсов, но и повышает общую надежность электрической сети.

Для распределительной сети 0,4 кВ наилучшим выбором является лучевая схема. Эта схема обеспечивает баланс между надежностью, удобством эксплуатации и экономическими затратами, что делает ее оптимальным решением для ряда современных электрических систем.

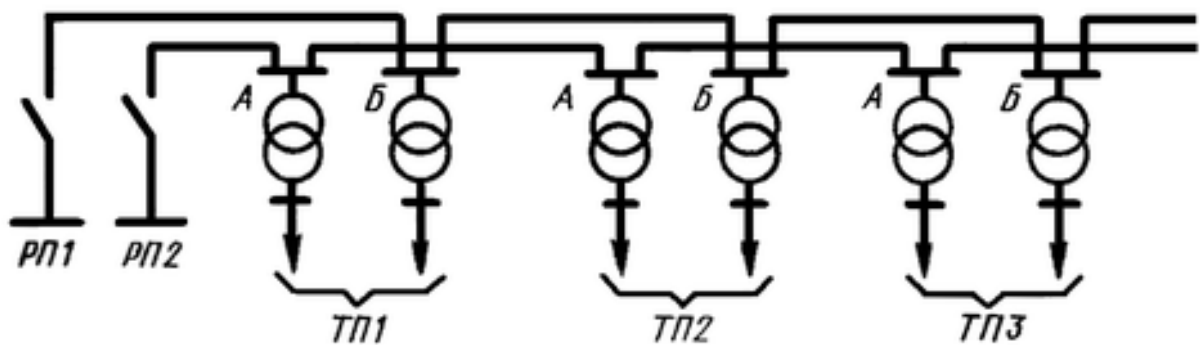


Рисунок 3 – Двухлучевая схема

4.2. Выбор сечения проводников низковольтной сети.

Выбор сечения проводов (кабелей) напряжением 0,38 кВ. Рассмотрим кабель АПВ 185:

$$I_p = \frac{P_{p.l}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi} \cdot \cos \varphi \cdot n} \quad (13)$$

Для установки выбирается кабель с длительным расчетным током, который соответствует требованиям [28]:

$$I_p \leq \frac{I_{\partial on}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}, \quad (14)$$

где $I_{\partial on}$ – длительно допустимый ток по условиям нагрева ток кабеля;

K_1 – поправочный коэффициент, определяемый условиями прокладки кабеля и зависящий от температуры окружающей среды, принят 1;

K_2 – поправочный коэффициент проводов и кабеля, прокладываемых в коробах;

K_3 – коэффициент, учитывающий условия допустимой перегрузки кабеля в послеаварийном режиме.

В качестве примера по формулам (13) и (14) будет произведен выбор сечения кабеля для дома №1.

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{341}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9438 \cdot 2} = 274,5 \text{ A.}$$

Выбираем сечение 240 мм², его длительно допустимый ток 381 А[32].

Проверяем сечение по длительно допустимому току по условиям нагрева кабеля:

$$240 \leq \frac{274}{1 \cdot 0,9 \cdot 1,25} \leq 381 \text{ A.}$$

Условие выполняется. Выбираем кабель АПВ 185.

Результаты расчета остальных кабелей сведем в таблицу 6.

Таблица 6 - Выбор сечений проводов и кабелей

Место установки	I_p , А	$K_{с.н} \cdot I_{дон}$, А	Марка
1	2	3	4
ТП-1 – 9	28,874	32	АПВ-6
ТП-1 – 10	4,125	19	АПВ-2,5
ТП-1 – 12	33,515	47	АПВ-10
ТП-1 - 13	33,962	47	АПВ-10
ТП-2 – 4	32,532	47	АПВ-10
ТП-2 -5	8,937	19	АПВ-2,5
ТП-2 -6	4,748	19	АПВ-2,5
ТП-3 - 1	440	381	АПВ 185
ТП-3 – 11	46,642	70	АВВГ-10
ТП-3 – 14	4,748	19	АПВ-2,5

1	2	3	4
ТП-3 – 15	2,279	19	АПВ-2,5
ТП-4 – 7	4,748	19	АПВ-2,5
ТП-4 – 8	4,748	19	АПВ-2,5
ТП-4 – 2	2,279	19	АПВ-2,5
ТП-1 – 2	20,1	32	АПВ-6
ТП-1 – 5	4,5	19	АПВ-2,5
ТП-2 – 1	32,1	47	АПВ-10
ТП-2 – 7	33,3	47	АПВ-10
ТП-2 – 6	21,1	47	АПВ-10
ТП-2 – 4	11,6	19	АПВ-2,5
ТП-3 – 3	15,6	19	АПВ-2,5
ТП-3 – 8	18,9	19	АПВ-2,5
ТП-3 – 9	9,1	19	АПВ-2,5

4.3 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ

Для расчета суммарной нагрузки используется следующий метод. Определяется потребитель, который создает максимальную нагрузку, и на основе этого потребителя вычисляются нагрузки остальных потребителей с помощью коэффициента участия. Таким образом, совмещенный максимум будет равен [31]:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{макс}} + \sum k_{\text{у.м.}i} \cdot P_i, \quad (15)$$

где $P_{\text{макс}}$ – максимум нагрузки основного потребителя, кВт;

$k_{\text{у.м.}i}$ – коэффициент участия в максимуме нагрузки и мощность остальных потребителей по отношению к основному потребителю.

По такому же принципу производится расчет для реактивной мощности [31].

$$Q_{\Sigma} = Q_{\max} + \sum k_{y.m.i} \cdot Q_i. \quad (16)$$

Полная мощность нагрузки по ТП определяется следующим образом [31]:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}. \quad (17)$$

Для выбранного района также, как и в настоящее время питание будет осуществляется от трех КТП распределение потребителей и мощности нагрузки КТП приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Разделение потребителей по КТП

№ КТП	Потребители на плане	P, кВт	Q,кВар	S,кВА
1	2	3	4	5
КТП №18-1	4-8	1600	464	1666
КТП №19-1	9,10,12	1440	418	1499
КТП №20-1	11,14,15	2338	678	2434

Для примера будет рассчитана нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, от которых питается дом 5-1 на плане со встроенным магазином:

$$P_{нагр} = 1600 \text{ кВт}.$$

$$Q_{нагр} = 464 \text{ квар}.$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{464}{1600} = 0,3$$

$$S_{нагр} = 1666 \text{ кВА}.$$

4.4 Выбор числа и мощности ТП

В зависимости от расчётной нагрузки, потребители II и III категории могут использовать трансформаторные подстанции с одним или двумя трансформаторами. В городах с высокой плотностью населения и многоэтажной застройкой чаще всего используются двухтрансформаторные КТП, которые

подключают к себе определенное количество и мощность потребителей, как указано в предыдущем пункте [31].

Для выбора трансформатора из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, кВА [48]:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{N_T \cdot k_3} \quad (18)$$

Где N_T – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

k_3 – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7) [48].

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы [48]:

$$K_3^{np} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{2 \cdot S_{Tном}} \quad (19)$$

$$K_3^{np} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{S_{Tном}} \quad (20)$$

Для примера выбирается трансформатор для ТП, от которого питается дом со встроенным магазином №22 на плане.

Расчетная нагрузка:

$$S_p = \frac{\sqrt{1600^2 + 464^2}}{2 \cdot 0,7} = 1190 \text{ кВА}$$

Выбираем ТМ-1250/10. Проверяем по коэффициентам загрузки.

$$K_3^{np} = \frac{\sqrt{1600^2 + 464^2}}{2 \cdot 1250} = 0,66$$

$$K_3^{np} = \frac{\sqrt{1600^2 + 464^2}}{1 \cdot 1250} = 1,33$$

Условия выполняются.

Для КТП №1,2 и КТП №3 выбираем трансформаторы ТСЗ-1250/10 и ТСЗ-2000/10, соответственно

Также рассмотрим вариант, когда на КТП будет размещаться по 1 трансформатору. На КТП №1 примем к установке ТСЗ-2000/10, на КТП №2 примем к установке ТСЗ-1600/10, на КТП №3 примем к установке ТСЗ-3150/10.

В жилых домах и общественных зданиях компенсация реактивной мощности не предусматривается, поскольку коэффициент мощности достаточно высок [5].

4.5 Технико-экономическое сравнение выбранных трансформаторов

Приведенные затраты определяются по формуле [32]:

$$З = E_H \cdot K + И = E_H \cdot (K_{КТП} + K_{НБК}) + A_{\Sigma} \cdot (K_{КТП} + K_{НБК}) \quad (21)$$

где $E_H = 0,12$ – нормативный коэффициент эффективности;

$K_{КТП}$ и $K_{НБК}$ – стоимость КТП и НБК соответственно;

C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии;

A_{Σ} – суммарные ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание.

Потери в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_{TP} = N_T \cdot (\Delta P_X \cdot T_{\Gamma} + K_{3\Phi}^2 \cdot K_{\Phi}^2 \cdot \Delta P_K \cdot T_P), \quad (22)$$

где ΔP_X – потери холостого хода трансформатора, кВт;

ΔP_K - потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

$K_{3\phi}$ - фактический коэффициент загрузки трансформатора;

K_ϕ - коэффициент формы, равный 1,1;

T_r - время работы трансформатора, равное 8760 ч/год;

T_p - время работы.

Стоимость КТП с трансформатором ТСЗ-1250/10: $K_{КТП} = 35,07$ тыс.руб, $A_\Sigma = 0,094$.

Стоимость КТП с трансформатором ТСЗ-1600/10: $K_{КТП} = 49,54$ тыс.руб.

Стоимость КТП с трансформатором ТСЗ-2000/10: $K_{КТП} = 52,1$ тыс.руб.

$$Z = 0,12 \cdot (41,07 \cdot 4 + 52,01 \cdot 2) + 0,094 \cdot (41,07 \cdot 4 + 52,01 \cdot 2) = 42,8$$

Стоимость КТП с трансформатором ТСЗ-3150/10: $K_{КТП} = 106,4$ тыс.руб.

$$Z = 0,12 \cdot (49,54 + 52,1 + 106,4) + 0,094 \cdot (49,54 + 52,1 + 106,4) = 44,52$$

Так как приведенные затраты для варианта 2 больше, чем для варианта 1, то принимаем к дальнейшей проработке 1 вариант.

4.6 Определение потерь мощности и энергии в сетях 0,38 кВ

Выбор соответствующего электрооборудования, определение оптимальных режимов его работы и использование наиболее экономичных методов для повышения коэффициента мощности позволяют уменьшить потери мощности и энергии в сети. Это, в свою очередь, позволяет определить наиболее экономичный режим эксплуатации [58].

Потери мощности в линии определяются по формуле[48]:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot 10^{-3} \quad (23)$$

где I – расчётный ток участка, А;

r_0 – удельное активное сопротивление участка, Ом/км;

L – длина участка, км.

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по формуле [48]:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau \quad (24)$$

где τ – время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (25)$$

где T_M – число часов использования максимума нагрузки, час.

Потеря мощности и энергии, теряемые в линиях, в процентах от потребляемой определяется по формулам [48]:

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P_{omn}} \cdot 100\% \quad (26)$$

Где P_{omn} – потребляемая мощность.

$$\Delta W\% = \frac{\Delta W}{P_{omn} \cdot T_M} \cdot 100\% \quad (27)$$

Потери мощности и энергии в сети не должны превышать 10%.

Потери мощности в трансформаторе определяются по формуле [48]:

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_{xx} + \beta^2 \cdot \Delta P_{кз} \quad (28)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода трансформатора, кВт;

$\Delta P_{кз}$ – потери в меди трансформатора, кВт;

β - коэффициент загрузки трансформатора.

Потери энергии в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta W_{mp} = \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau \quad (29)$$

В качестве примера потери мощности и энергии в сетях 0,38 кВ будут определены у дома 22 на плане со встроенным магазином.

Потери мощности в линии:

$$\Delta P = 3 \cdot 318^2 \cdot 0,16 \cdot 0,02 \cdot 10^{-3} = 0,97 \text{ кВт}$$

Время потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4342 \text{ ч}$$

Энергия, теряемая на участке линии:

$$\Delta W = 0,97 \cdot 4342 = 4215 \text{ кВтч}$$

Потеря мощности и энергии, теряемые в линиях и трансформаторах, в процентах:

$$\Delta P\% = \frac{0,97}{395} \cdot 100\% = 0,002 \%$$

$$\Delta W\% = \frac{4215}{395 \cdot 5800} \cdot 100\% = 0,0018 \%$$

$$\Delta P_{mp} = 2,1 + 0,7^2 \cdot 12 = 4,9 \text{ кВт}$$

$$\Delta W_{mp} = 2,1 \cdot 8760 + 0,7^2 \cdot 12 \cdot 5800 = 27982 \text{ кВтч}$$

В проектировании нового распределительного пункта особое внимание уделяется созданию высокой надежности и эффективности. Разработанный проект включает в себя современные решения, направленные на обеспечение бесперебойного электроснабжения и защиту от возможных аварий. Для быстрого отключения линий напряжением 6-10 кВ в случае нештатных ситуаций предусмотрены вакуумные выключатели типа ВВ/СЭЩ-10. Эти устройства обладают высокой скоростью реакции и способны эффективно размыкать электрические цепи, тем самым защищая оборудование от перегрузок и снижая риск его повреждения.

Релейная защита, функционирующая на высокочастотном переменном токе, обеспечивает молниеносное реагирование на изменения в электрических параметрах, что крайне важно для предотвращения аварийных ситуаций. Новый РП будет интегрирован в современную телемеханизированную сеть, что позволит осуществлять контроль и управление в реальном времени, повышая оперативность реагирования на любые изменения в системе.

Дополнительно проектом предусмотрено создание оборудования для диспетчеризации, а также обустройство систем водоснабжения, канализации и электрического отопления, что обеспечит комфортные условия для работы обслуживающего персонала и повысит надежность всего комплекса. Внутренний микроклимат будет поддерживаться благодаря приточно-вытяжной вентиляции, что предотвратит перегрев оборудования и сохранит оптимальные условия для его функционирования.

Электроснабжение новых РП будет обеспечиваться от ПС 110/10 кВ Чигири и ПС 110/10 кВ Новая, соответственно. Питание от двух независимых линий 10 кВ гарантирует надежное электрическое питание для всего

микрорайона, что создает основы для стабильного и качественного электроснабжения населения.

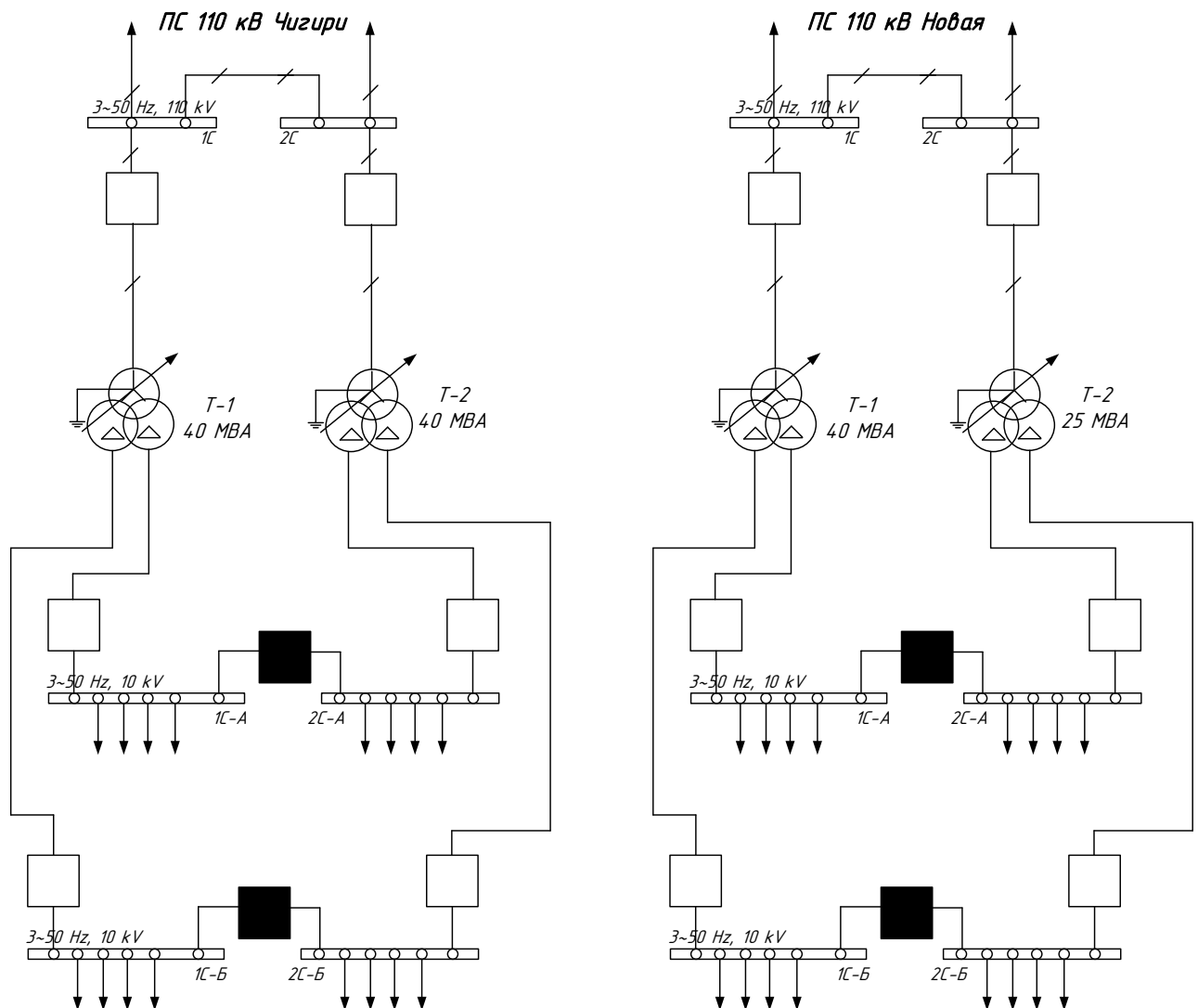


Рисунок 4 – Схема внешнего электроснабжения

5.1 Выбор сечений проводов по нагреву

Сечение КЛ выбирается по расчетному длительно допустимому току с последующей проверкой на термическую стойкость к токам к.з. [31]:

$$I_p \leq \frac{I_{\text{дон}}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3} \quad (30)$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \phi} \quad (31)$$

где S – суммарная нагрузка кабеля с учетом перегрузки, кВА;

U – напряжение сети, кВ.

Для примера будет выбрано сечение кабеля для участка РП–ТП-1.

Нагрузка ТП составляет 1666 кВА.

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{1666}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,928} = 98,71 \text{ А}.$$

Выбираем сечение 95 мм². Его длительно допустимый ток равен 205 А[31].

Проверяем на термическую стойкость к токам к.з.

$$61 \leq \frac{98,71}{1 \cdot 0,9 \cdot 1,25} \leq 205 \text{ А}.$$

Условие выполняется. Выбирается кабель ААШвУ(3х95).

Расчет для остальных кабелей приведен в таблице 8.

Таблица 8 - Выбор сечений проводов и кабелей

Место установки	I_p , А	$K_{с.н} \cdot I_{дон}$, А	Марка провода/кабеля
1	2	3	4
РП – ТП-1.1	98,71	205	ААШвУ (3х95)
РП – ТП-2.1	85,4	205	ААШвУ (3х95)
РП – ТП-3.1	56,7	110	ААШвУ (3х70)
РП – ТП-1.2	76,8	110	ААШвУ (3х70)
РП – ТП-2.2	56,7	110	ААШвУ (3х70)
РП – ТП-3.2	87,7	205	ААШвУ (3х95)
РП – ТП-4.2	67,9	110	ААШвУ (3х70)

5.2 Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ

Потери мощности в линии определяются по формуле [31]:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot 10^{-3} \quad (32)$$

где I – расчётный ток участка, А;

r_0 – удельное активное сопротивление участка, Ом/км;

L – длина участка, км.

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по формуле [31]:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau \quad (33)$$

где τ – время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле [31]:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (34)$$

где T_M – число часов использования максимума нагрузки, час.

Потеря мощности и энергии, теряемые в линиях, в процентах от потребляемой определяется по формулам [31]:

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P_{omn}} \cdot 100\% \quad (35)$$

Где P_{omn} – потребляемая мощность.

$$\Delta W\% = \frac{\Delta W}{P_{omn} \cdot T_M} \cdot 100\% \quad (36)$$

Потери мощности и энергии в сети не должны превышать 10%.

Для примера будут рассчитаны потери участка РП-ТП1.

Потери мощности в линии:

$$\Delta P = 3 \cdot 98^2 \cdot 0,94 \cdot 0,774 \cdot 10^{-3} = 7,8 \text{ кВт}$$

Время потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4342 \text{ ч}$$

Энергия, теряемая на участке линии:

$$\Delta W = 7,8 \cdot 4342 = 34117 \text{ кВтч}$$

Потеря мощности и энергии, теряемые в линиях, в процентах:

$$\Delta P\% = \frac{7,8}{1666} \cdot 100\% = 0,8 \%$$

$$\Delta W\% = \frac{34117}{1666 \cdot 5800} \cdot 100\% = 0,6 \%$$

6 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПС 110/10 КВ

6.1 Выбор силовых трансформаторов

Мощность силовых трансформаторов определим по формуле [31]:

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot K_3}, \quad (37)$$

где $P_{\Sigma}, Q_{неск}$ - суммарная активная и некомпенсированная реактивная мощности подстанции, рассчитанные в разделе 7;

N - число автотрансформаторов, в данном случае 2 [31];

K_3 - коэффициент загрузки, а данном случаи принимается 0,7 [31].

Выполним проверку существующих трансформаторов на питающих подстанциях. Выполним расчетные величины нагрузок с учетом подключаемого района.

Для ПС 110 кВ Чигири:

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{42456^2 + 14588^2}}{2 \cdot 0,7} = 32096 \text{ кВА}$$

Для ПС 110 кВ Новая:

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{31556^2 + 13571^2}}{2 \cdot 0,7} = 24476 \text{ кВА}$$

Коэффициент загрузки в нормальном режиме [31]:

$$K_H = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{N \cdot S_{AT}}, \quad (38)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме [31]:

$$K_{II/A} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{N \cdot S_{AT}}, \quad (39)$$

Для ПС 110 кВ Чигири проверяем трансформатор ТРДН-40000/110:

$$K_H = \frac{32096}{2 \cdot 40000} = 0,4,$$

$$K_{II/A} = \frac{32096}{40000} = 0,8.$$

Для ПС 110 кВ Новая проверяем трансформаторы ТРДН-40000/110 и ТРДН-25000/110:

$$K_H = \frac{24476}{40000 + 25000} = 0,38,$$

$$K_{II/A} = \frac{24476}{25000} = 1,0$$

Установлено, что у действующих трансформаторов имеется запас нагрузки, составляющий 40%, что подтверждает их достаточную мощность для текущих и прогнозируемых эксплуатационных условий.

ность, равную $S_{\sigma} = 100$ МВА. За базисное напряжение примем

$$U_{BI} = 115 \text{ кВ}, U_{BIII} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Базисный ток рассчитаем по следующей формуле:

$$I_{BI} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{BI}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \quad (40)$$

$$I_{BI} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА},$$

$$I_{BIII} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА}.$$

Начнём расчет с определения параметров схемы замещения.

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot U_{BI}}. \quad (41)$$

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 9 \cdot 115} = 0,056$$

Сопротивление трансформаторов:

$$X_{BHI} = X_{BH2} = \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{тном}}}; \quad (42)$$

$$X_{BHI} = X_{BH2} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,075$$

Сопротивление линий:

$$X_{лl} = X_{y\partial} \cdot L_1 \cdot \frac{S_B}{U_{BI}^2}; \quad (43)$$

$$X_{л1} = 0,4 \cdot 3,8 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,011$$

$$X_{л2} = 0,4 \cdot 1,38 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,04;$$

$$X_{л3} = 0,072 \cdot 7,12 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,465;$$

$$X_{л4} = 0,086 \cdot 1,21 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,094;$$

$$X_{л5} = 0,086 \cdot 13,65 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 1,065.$$

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{экв}} \cdot I_{\sigma}, \quad (44)$$

где $X_{экв}$ - эквивалентное сопротивление до точки КЗ;

I_{σ} - базисный ток.

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{no}^{(3)}; \quad (45)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no}^{(3)}; \quad (46)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y0} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (47)$$

где T_a - постоянная времени затухания, $T_a = 0,02$.

Произведем расчет тока КЗ в т. К1.

Схема замещения приведена на рисунке 7.

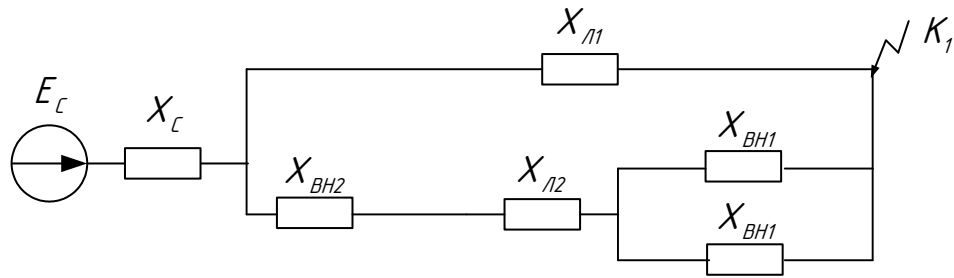


Рисунок 7 – Схема замещения для т. К1

Преобразуем схему замещения:

$$X_1 = (X_{BH1}) + (X_{BH1}) + \frac{(X_{L1}) \cdot (X_{BH1} + X_{L2})}{(X_{L1}) + (X_{BH1} + X_{L2})} \quad (48)$$

$$X_1 = 1,075 + 1,075 + \frac{1,075 \cdot 1,075}{1,075 + 1,075} = 2,688;$$

$$X_2 = X_{BH2} + X_{CH2} + X_{L2} + X_1; \quad (49)$$

$$X_2 = 1,075 + 0,04 + 2,688 = 3,803$$

$$X_3 = X_c + \frac{X_{L1} \cdot X_2}{X_{L1} + X_2}. \quad (50)$$

$$X_3 = 0,502 + \frac{0,011 \cdot 3,803}{0,011 + 3,803} = 0,067$$

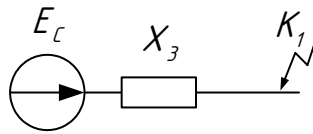


Рисунок 8 – Схема замещения после эквивалентирования

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} \frac{1}{0,067} \cdot 0,502 = 7,466 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,466 = 6,466 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 1,609.$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,609 \cdot 7,466 = 16,985 \text{ кА.}$$

Произведем расчет тока КЗ в т. К2.

Схема замещения приведена на рисунке 3.4.

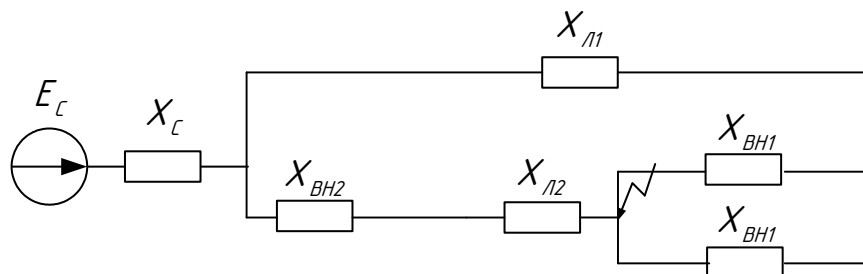


Рисунок 9 – Схема замещения для т. К2

Преобразуем схему замещения:

$$X_4 = X_{BH1} + X_{CH1}; \quad (51)$$

$$X_4 = 1,075 + 0 = 1,075$$

$$X_{4\text{э}} = \frac{X_4 \cdot X_4}{2 \cdot X_4}; \quad (52)$$

$$X_{4\text{э}} = \frac{1,075 \cdot 1,075}{2 \cdot 1,075} = 0,538$$

$$X_5 = X_{BH2} + X_{CH2} + X_{л2}. \quad (53)$$

$$X_5 = 1,075 + 0 + 0,04 = 1,115$$

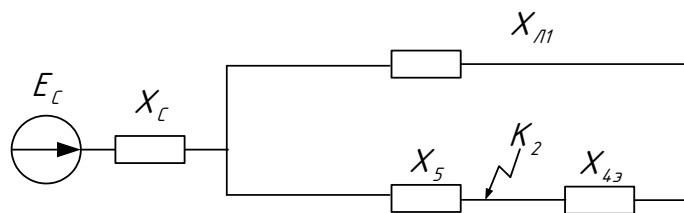


Рисунок 10 – Схема замещения после преобразований

$$X_{5\text{э}} = X_{4\text{э}} + X_{л1}; \quad (54)$$

$$X_{5\text{э}} = 0,538 + 0,011 = 0,549$$

$$X_6 = \frac{X_{5\text{э}} \cdot X_5}{X_{5\text{э}} + X_5} + X_c. \quad (55)$$

$$X_6 = \frac{0,549 \cdot 1,115}{0,549 + 1,115} + 0,502 = 0,424$$

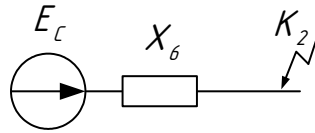


Рисунок 11 – Конечная схема замещения

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{1}{0,424} \cdot 1,56 = 3,683 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,683 = 3,19 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 1,609.$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,609 \cdot 3,683 = 8,378 \text{ кА.}$$

Произведем расчет тока КЗ в т. КЗ.

Схема замещения приведена на рисунке 12.

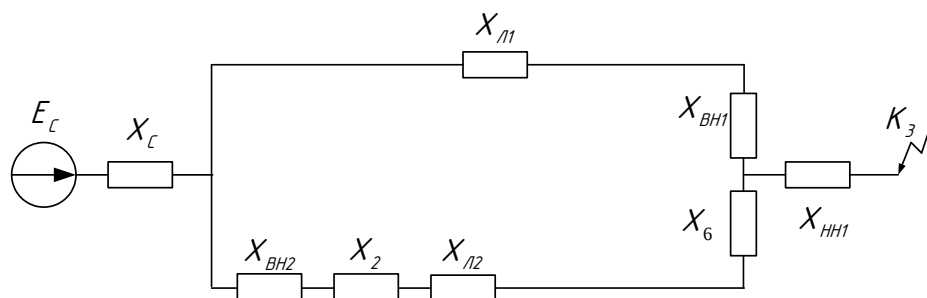


Рисунок 12 – Схема замещения для т. КЗ

Преобразуем схему замещения:

$$X_7 = X_{БН2} + X_2 + X_{л2} + X_6; \quad (56)$$

$$X_7 = 1,075 + 0,04 = 1,115$$

$$X_8 = X_{л1} + X_{BHI}; \quad (57)$$

$$X_8 = 0,04 + 1,075 = 1,09$$

$$X_9 = \frac{X_7 \cdot X_8}{X_7 + X_8}; \quad (58)$$

$$X_9 = \frac{1,115 \cdot 1,09}{1,115 + 1,09} = 0,55$$

$$X_{10} = X_c + X_9 + X_{HHI}. \quad (59)$$

$$X_{10} = 0,056 + 0,368 + 0,65 = 1,26$$

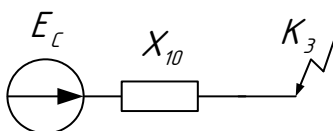


Рисунок 13 – Схема замещения после преобразований

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{1}{1,26} \cdot 5,499 = 4,38 \text{ кА}.$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,38 = 3,8.$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 1,609.$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,609 \cdot 4,38 = 9,96 \text{ кА}.$$

Произведем расчет тока КЗ в т. К4.

Схема замещения приведена на рисунке 10.

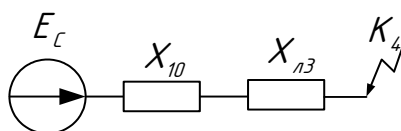


Рисунок 14 – Схема замещения для т. КЗ

Преобразуем схему замещения:

$$X_{11} = X_{10} + X_{л3}; \quad (60)$$

$$X_{11} = 1,26 + 0,465 = 1,73$$

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{1}{1,73} \cdot 5,499 = 3,18 \text{ кА}.$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,18 = 2,75 \text{ кА}.$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 1,609.$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,609 \cdot 3,18 = 7,24 \text{ кА}.$$

Произведем расчет тока КЗ в т. К5.

Схема замещения приведена на рисунке 11.

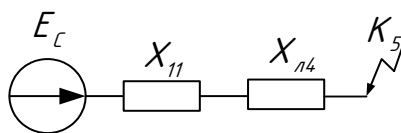


Рисунок 15 – Схема замещения для т. К3

Преобразуем схему замещения:

$$X_{12} = X_{11} + X_{n4}; \quad (61)$$

$$X_{12} = 1,73 + 0,094 = 1,82$$

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{1}{1,82} \cdot 5,499 = 3,03 \text{ кА}.$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,03 = 2,62 \text{ кА}.$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 1,609.$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,609 \cdot 3,03 = 6,89 \text{ кА}.$$

Произведем расчет тока КЗ в т. К6.

Схема замещения приведена на рисунке 3.11.

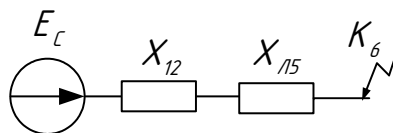


Рисунок 3.11 – Схема замещения для т. К3

Преобразуем схему замещения:

$$X_{13} = X_{12} + X_{л5}; \quad (62)$$

$$X_{13} = 1,82 + 1,065 = 2,88$$

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{1}{2,88} \cdot 5,499 = 1,91 \text{ кА}.$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,91 = 1,65 \text{ кА}.$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 1,609.$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,609 \cdot 1,91 = 4,34 \text{ кА}.$$

Результаты расчета сведены в таблицах 9 и 10.

Таблица 9 – Результаты расчета токов КЗ в сети 10 кВ

Точка КЗ	$I_{\bar{I} 0\bar{E}\zeta}^{(3)}, \text{ кА}$	$I_{\bar{I} 0\bar{E}\zeta}^{(2)}, \text{ кА}$	$i_{\bar{o}\bar{o}\bar{o}\bar{o}}, \text{ кА}$
1	2	3	4
K1	7,5	6,5	16,99
K2	3,7	3,2	8,4
K3	4,4	3,8	9,96
K4	2,1	1,78	4,68
K5	2,1	1,78	4,78

7.2 Расчёт токов КЗ в сети 0.4 кВ

Составим схему замещения:

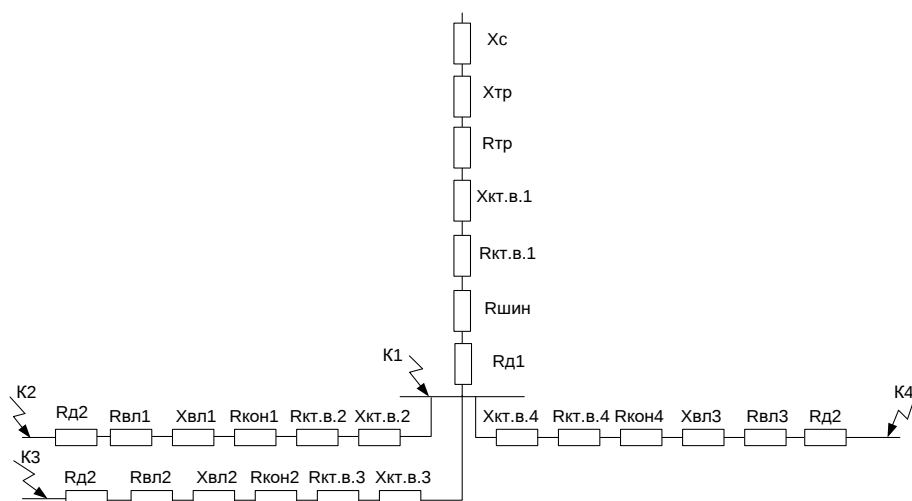


Рисунок 16 – Схема замещения для расчёта тока КЗ

Произведем расчет токов КЗ.

Токи короткого замыкания определяют на шинах 0.4 кВ рассчитываемой трансформаторной подстанции, и на конце каждой отходящей линии.

Рассчитаем ток трёхфазного КЗ.

Для расчета необходимо знать сопротивление системы, приведенное к стороне 0,4 кВ, которое мы определим по формуле:

$$X_C = \frac{U_{срнн}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_{срвн}}, \quad (63)$$

где $I_{кз}$ – ток КЗ на шинах 10 кВ ТП14, $I_{кз} = 2,1$ кА.

$U_{срнн}$ - среднее номинальное напряжение сети, подключенной к обмотке низшего напряжения трансформатора, В;

$U_{срвн}$ - среднее номинальное напряжение сети, к которой подключена обмотка высшего напряжения трансформатора, В.

$$X_C = \frac{380^2}{\sqrt{3} \cdot 2,1 \cdot 10500} = 3,8 \text{ мОм.}$$

Определим остальные параметры схемы замещения:

$$R_T = \frac{U_{НОМ}^2 \cdot \Delta P_{K3}}{S_{ТНОМ}^2} \cdot 10^6; \quad (64)$$

$$R_T = \frac{0,4^2 \cdot 7,3}{630^2} = 2,94 \text{ мОм}$$

$$X_T = \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{100 \cdot \Delta P_{\kappa}}{S_{т.НОМ}}\right)^2} \cdot \frac{U_{HH}^2}{S_{т.НОМ}} \cdot 10^4 \quad (65)$$

$$X_T = \sqrt{5,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 7,3}{630}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{630} \cdot 10^4 = 13,66 \text{ мОм.}$$

Сопротивления проводов:

$$r_{y\partial B/Л1} = 0,868 \text{ мОм}; x_{y\partial B/Л1} = 0,104 \text{ мОм};$$

$$r_{y\partial B/Л2} = 0,641 \text{ мОм}; x_{y\partial B/Л2} = 0,101 \text{ мОм};$$

$$r_{y\partial B/Л3} = 0,868 \text{ мОм}; x_{y\partial B/Л3} = 0,104 \text{ мОм};$$

$$r_{B/Л1} = 0,868 \cdot 150 = 130,2 \text{ мОм}; x_{B/Л1} = 0,104 \cdot 150 = 15,6 \text{ мОм};$$

$$r_{B/Л2} = 0,641 \cdot 240 = 153,84 \text{ мОм}; x_{B/Л2} = 0,101 \cdot 240 = 24,24 \text{ мОм};$$

$$r_{B/Л3} = 0,868 \cdot 400 = 347,2 \text{ мОм}; x_{B/Л3} = 0,104 \cdot 400 = 41,6 \text{ мОм.}$$

Также необходимо учесть сопротивление катушек и контактов автоматических выключателей, и сопротивление шин [4]:

$$r_{кв600} = 0,41 \text{ мОм}; x_{кв600} = 0,13 \text{ мОм};$$

$$r_{кв140} = 1,3 \text{ мОм}; x_{кв140} = 0,7 \text{ мОм};$$

$$r_{кв200} = 1,1 \text{ мОм}; x_{кв200} = 0,5 \text{ мОм};$$

$$r_{кв100} = 2,15 \text{ мОм}; x_{кв100} = 1,2 \text{ мОм};$$

$$r_{кон600} = 0,25 \text{ мОм};$$

$$r_{кон140} = 0,65 \text{ мОм};$$

$$r_{кон200} = 0,6 \text{ мОм};$$

$$r_{кон100} = 0,75 \text{ мОм};$$

$$r_{ш} = 0,004 \text{ мОм}.$$

Переходное сопротивление принимаем $r_{\partial 1} = 15 \text{ мОм}$, $r_{\partial 2} = 20 \text{ мОм}$.

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ без учета подпитки от электродвигателей следует определять по формуле:

$$I_{\Pi 0} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} \quad (66)$$

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания в точке К1.

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{\Sigma 1} = r_T + r_{кв600} + r_{шин.} + r_{кон600} \quad (67)$$

$$r_{\Sigma 1} = 2,94 + 0,41 + 0,004 + 0,25 = 3,61 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma 1} = x_{сис} + x_T + x_{кв600} \quad (68)$$

$$x_{\Sigma 1} = 3,8 + 13,66 + 0,13 = 17,6 \text{ мОм}.$$

С учетом переходного сопротивления:

$$r'_{\Sigma 1} = r_{\Sigma 1} + r_{\partial} \quad (69)$$

$$r'_{\Sigma 1} = 3,61 + 15 = 18,61 \text{ мОм.}$$

Определим максимальный и минимальный ток трехфазного КЗ:

$$I_{\text{ПО max K1}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma 1}^2 + x_{\Sigma 1}^2}} \quad (70)$$

$$I_{\text{ПО max K1}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3,61^2 + 17,6^2}} = 12,9 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПО min K1}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r'_{\Sigma 1} + x_{\Sigma 1}}} \quad (71)$$

$$I_{\text{ПО min K1}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{18,61^2 + 17,6^2}} = 9,03 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} \quad (72)$$

$$T_a = \frac{16,8}{314 \cdot 3,61} = 0,015 \text{ с}$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (73)$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,015}} = 1,51$$

$$i_{y\partial \text{ max K1}} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\text{ном max}}^{(3)} \quad (74)$$

$$i_{y\partial maxK1} = \sqrt{2} \cdot 1,51 \cdot 13,44 = 28,69 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial minK1} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no\ min}^{(3)} \quad (75)$$

$$i_{y\partial minK1} = \sqrt{2} \cdot 1,51 \cdot 9,21 = 19,67 \text{ кА}$$

Однофазное КЗ:

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления в т.К1:

$$r_{0\Sigma1} = 3 \cdot r_T + 3 \cdot r_{кв600} + 3 \cdot r_{кон600} + 3 \cdot r_{шин}; \quad (76)$$

$$r_{0\Sigma1} = 3 \cdot 2,94 + 3 \cdot 0,41 + 3 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,004 = 10,82 \text{ мОм};$$

$$x_{0\Sigma1} = 2 \cdot x_{сус} + 3 \cdot x_T + 3 \cdot x_{кв600} \quad (77)$$

$$x_{0\Sigma1} = 2 \cdot 3,02 + 3 \cdot 13,66 + 3 \cdot 0,13 = 47,4 \text{ мОм}.$$

С учетом переходного сопротивления:

$$r'_{0\Sigma1} = r_{0\Sigma1} + r_{д1} \quad (78)$$

$$r'_{0\Sigma1} = 10,82 + 15 = 25,82 \text{ мОм}.$$

Определим максимальный и минимальный ток однофазного КЗ:

$$I_{IO\ max\ K1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}{\sqrt{r_{0\Sigma1}^2 + x_{0\Sigma1}^2}}; \quad (79)$$

$$I_{IO\ max\ K1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{10,82^2 + 47,4^2}} = 14,25 \text{ кА}$$

$$I_{\text{НО min K1}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{25,82^2 + 47,4^2}} = 12,84 \text{ кА};$$

$$T_a = \frac{47,4}{314 \cdot 10,82} = 0,014;$$

$$k_{y0} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,014}} = 1,49;$$

$$i_{y0 \text{ max K1}} = \sqrt{2} \cdot 1,49 \cdot 14,25 = 29,98 \text{ кА}.$$

$$i_{y0 \text{ min K1}} = \sqrt{2} \cdot 1,49 \cdot 12,84 = 27,02 \text{ кА}. \quad (80)$$

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления в т.К2:

$$r_{\Sigma 2} = r_{\Sigma 1} + r_{\text{кв140}} + r_{\text{кон140}} + r_{\text{БЛП}} \quad (81)$$

$$r_{\Sigma 2} = 3,61 + 1,3 + 0,65 + 130,2 = 135,76 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma 2} = x_{\Sigma 1} + x_{\text{кв140}} + x_{\text{БЛП}} \quad (82)$$

$$x_{\Sigma 2} = 16,8 + 0,7 + 15,6 = 33,1 \text{ мОм}.$$

С учетом переходного сопротивления:

$$r'_{\Sigma 2} = r_{\Sigma 2} + r_{\text{Д2}} \quad (83)$$

$$r'_{\Sigma 2} = 135,76 + 20 = 155,76 \text{ мОм}.$$

Определим максимальный и минимальный ток трехфазного КЗ:

$$I_{\text{НО max K2}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{135,76^2 + 33,1^2}} = 1,65 \text{ кА}.$$

$$I_{\text{НО min K2}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{155,76^2 + 33,1^2}} = 1,45 \text{ кА}.$$

$$T_a = \frac{33,1}{314 \cdot 135,76} = 0,0008;$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0008}} = 1;$$

$$i_{y\partial \max K2} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 1,65 = 2,34 \text{ кА}.$$

$$i_{y\partial \min K2} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 1,45 = 2,05 \text{ кА}.$$

Результаты расчета сведены в таблицах 9 и 10.

Таблица 10 – Результаты расчета токов КЗ в сети 0,4 кВ

Точка КЗ	$I^{(3)}_{\text{ПОКЗ}}, \text{кА}$		$I^{(1)}_{\text{ПОКЗ}}, \text{кА}$		$i^{(3)}_{\text{удар}}, \text{кА}$		$i^{(1)}_{\text{удар}}, \text{кА}$	
	$I^{(3)}_{\text{ПОmax}}$	$I^{(3)}_{\text{ПОmin}}$	$I^{(1)}_{\text{ПОmax}}$	$I^{(1)}_{\text{ПОmin}}$	$i^{(3)}_{\text{уд.max}}$	$i^{(3)}_{\text{уд.min}}$	$i^{(1)}_{\text{уд.max}}$	$i^{(1)}_{\text{уд.min}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
K1	5,9	5,05	6,07	5,8	11,7	10,06	11,9	11,5
K2	2,07	1,78	1,99	1,9	2,93	2,52	2,83	2,68
K3	1,25	1,14	1,2	1,16	1,77	1,61	1,7	1,6
K4	1,17	1,07	1	0,98	1,66	1,5	1,4	1,39
K1	8,9	7,02	9,34	8,7	18,4	14,5	19,1	17,9
K2	1,8	1,6	1,72	1,64	2,6	2,22	2,4	2,32
K3	0,91	0,84	0,86	0,84	1,3	1,2	1,2	1,19
K4	1,26	1,14	1,1	1,05	1,78	1,6	1,53	1,48

8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС 10/0,4 КВ

8.1 Выбор оборудования на ПС

8.1.1 Выбор и проверка выключателей

Проверим выключатели на ПС 110 кВ Чигири на стороне 110 кВ.

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость к токам КЗ. Условия выбора следующие:

- напряжение установки;
- роду тока и его величине;
- конструктивное исполнение;
- коммутационная способность.

Определим максимальные рабочие токи:

$$I_{P_{max110}} = \frac{\sqrt{P_{BH}^2 + Q_{BH}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} \quad (84)$$

$$I_{P_{max110}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209 \text{ A}$$

$$I_{P_{max35}} = \frac{\sqrt{P_{CH}^2 + Q_{CH}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}} \quad (85)$$

$$I_{P_{max35}} = \frac{40000}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 1154 \text{ A}$$

Таблица 11 – Выбор и проверка элегазового выключателя ВГТ-110/2500 II

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{pmax} = 209 \text{ А}$	$I_{pmax} \leq I_{ном}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 7,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
$I_{скв} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 16,99 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{скв}$
$I_{терм} = 40 \text{ кА}$	$B_k = 32,465 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{терм}^2 \times t_{откл}$
$I_{терм}^2 \times t_{откл} = 80 \text{ кА}$		
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 7,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i_{Аном} = 26,6 \text{ кА}$	$i_{At} = 22,64 \text{ кА}$	$i_{At} \leq i_{Аном}$

Таблица 12 – Выбор и проверка вакуумного выключателя ВВУ-10 на стороне 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{pmax} = 1154 \text{ А}$	$I_{pmax} \leq I_{ном}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,7 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
$I_{скв} = 51 \text{ кА}$	$I_{уд} = 8,4 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{скв}$
$I_{терм} = 20 \text{ кА}$	$B_k = 27,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{терм}^2 \times t_{откл}$
$I_{терм}^2 \times t_{откл} = 1200 \text{ кА}$		
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,7 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i_{Аном} = 14,3 \text{ кА}$	$i_{At} = 13,1 \text{ кА}$	$i_{At} \leq i_{Аном}$

Все выбранные выключатели удовлетворяют условиям проверки, следовательно, выбраны верно.

Для осуществления надежного питания потребителей необходима установка секционного выключателя, который должен будет обеспечивать автоматический ввод резерва в случае исчезновения питания на одной из секций шин.

Покажем выбор секционного выключателя на 10 кВ.

Расчетный ток:

$$I_{P_{max35}} = \frac{40000}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 1154 \text{ А}.$$

Принимаем к установке выключатель такой же марки, как и выбранный в предыдущем пункте на стороне 10 кВ, а именно ВВУ-10/1600.

8.1.2 Выбор разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

На стороне 110 кВ выбираем разъединитель РГП2 –110/1000 УХЛ1

Таблица 13 – Проверка разъединителя РГП2 –110/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 209 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,99 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{терм}} \cdot t_{\text{терм}} = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 32,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_{\text{терм}} \cdot t_{\text{терм}}$

Выбранные разъединители удовлетворяют условиям проверки, следовательно, выбраны верно.

8.1.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны

для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи.

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту).

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТГФ-110. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	Меркурий 230	-	-	-
Ваттметр				
Варметр				
Счетчик АЭ				
Счетчик РЭ				
ИТОГО		7,5		7,5

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_2 = \sum r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{ПР}} + r_K; \quad (86)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_K; \quad (87)$$

где $r_{\text{ПР}}$ - сопротивление проводов;

$r_{2\text{НОМ}} = 20 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока [5];

$\Sigma r_{\text{ПРИБ}}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (88)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 1 \text{ А}$. [5];

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{7,5}{1} = 7,5 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $r_K = 0,1 \text{ Ом}$.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 20 - 7,5 - 0,1 = 11,5 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} \quad (89)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения,

$$l = 80 \text{ м}$$

$\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

$$S = \frac{0,0283 \cdot 80}{11,5} = 0,2 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{q} \quad (90)$$

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 80}{4} = 0,6 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 7,5 + 0,6 + 0,1 = 8,2 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 15.

Таблица 15 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 100 \text{ А}$	$I_P = 209 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 20 \text{ Ом}$	$Z_2 = 8,2 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 45 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 16,99 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$B_T = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 32,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T \geq B_K$

На стороне СН выберем трансформатор тока ТОЛ – 10Б-II. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	Ввод 10 кВ	Меркурий 230	-	-	-
Варметр					
Ваттметр					
Счетчик АЭ					

1	2	3	4	5	6
Счетчик РЭ					
ИТОГО			7,5	-	7,5
Амперметр	Секционный выключатель	Меркурий 230	7,5	-	7,5
Итого					
Амперметр	На отходящих линиях 10 кВ	Меркурий 230		-	
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					

Выбираем шинный ТТ:

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$Z_2 = \frac{30}{25} = 1,2 ;$$

$$\Sigma r_{проб} = \frac{7,5}{25} = 0,3 \text{ Ом},$$

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{пр} = 1,2 - 0,3 - 0,1 = 0,8 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{0,0283 \cdot 50}{0,8} = 1,77 \text{ мм}^2,$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{пр} = \frac{0,0283 \cdot 50}{4} = 0,4$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,3 + 0,4 + 0,1 = 0,8 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 17.

Таблица 17- Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_P = 163,5 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 8,4 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$B_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 27,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T \geq B_K$

Как видно из результатов ТТ соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На секционном выключателе производим аналогичный расчет и выбираем трансформатор тока ТОЛ – 10Б/200-П.

8.1.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Выбор трансформатора напряжения осуществляется по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\text{НОМ}} = S_2, \quad (8.13)$$

где $S_{2\text{НОМ}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 – нагрузка всех измерительных приборов, присоединенных к трансформатору напряжения.

Второе условие говорит о том, что нагрузка, подключаемая к вторичным обмоткам не должна превышать их номинальную мощность.

Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты занесем в таблицу 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на стороне 110кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5	6
Вольтметр	Меркурий 230	2	4	1	8
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Частотометр		2	5	2	20
Счетчик АЭ		10	0,1	10	1
Счетчик РЭ					
Итого					55

Принимаем к установке на стороне 110 кВ трансформатор напряжения НАМИ-110. Каталожные данные приведены в таблице 8.9.

На стороне 10 кВ выберем измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-10 УХЛ1. Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты занесем в таблицу 19.

Таблица 19 – Каталожные данные ТН НАМИ-110

Параметры			Значение параметра для трансформатора напряжения
Наименование параметра	Обозначение	Ед. измерения	
1	2	3	4
Номинальное линейное напряжение	$U_{ном}$	кВ	110
Номинальное напряжение первичной обмотки	$U_{обм.ном}$	кВ	$110 / \sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки	$U_{2обм.ном}$	В	$0,1 / \sqrt{3}$
Номинальная мощность вторичной обмотки с классом точности 0,5	$S_{2ном}$	В · А	400

Таблица 20 – Проверка трансформатора напряжения на стороне 110 кВ

Каталожные данные трансформатора напряжения НАМИ-110		Место установки ТН и расчетные данные необходимые для сравнения с каталожными.
		1 и 2 системы шин на стороне 110 кВ
1		2
$U_{ном}$, кВ	110	110
$S_{2ном}$, ВА	400	55

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на стороне 10 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5	6
Вольтметр	Меркурий 230	2	4	1	8
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Частотометр		2	5	2	20
Счетчик АЭ		6	0,1	2	1,2
Счетчик РЭ					
Итого					49,2

Таблица 22 – Каталожные данные ТН НАМИ-10 УХЛ1

Параметры			Значение параметра для трансформатора напряжения
Наименование параметра	Обозначение	Ед. измерения	
1	2	3	4
Номинальное линейное напряжение	$U_{ном}$	кВ	10
Номинальное напряжение вторичной обмотки	$U_{2обм.ном}$	В	0,1
Номинальная мощность вторичной обмотки с классом точности 0,5	$S_{2ном}$	В·А	360

Таблица 23 – Выбор трансформатора напряжения на стороне 10 кВ

Каталожные данные трансформатора напряжения НАМИ-10		Место установки ТН и расчетные данные необходимые для сравнения с каталожными.
		1 и 2 системы шин на стороне 10 кВ
1		2
$U_{ном}$, кВ	10	10
$S_{2ном}$, ВА	360	49,2

Для защиты трансформаторов напряжения применяем высоковольтные предохранители ПKN 001-10 УЗ

8.2 Выбор и проверка оборудования на ТП

8.2.1 Выбор комплектных распределительных устройств.

Принимаем к установке комплектные распределительные устройства КРУН К-59.

Комплектные распределительные устройства серии КРУН К-59 наружного блочного исполнения предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц на номинальное напряжение 6 и 10 кВ в сетях с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью.

Технические данные шкафа КРУ К-59:

- Номинальное напряжение К-59, кВ – 6; 10.
- Наибольшее рабочее напряжение, кВ - 7; 12.
- Частота, Гц– 50.
- Ток главных цепей, А – 630; 1000; 1600; 2000; 3150.
- Номинальный ток сборных шин, А - 1000; 1600; 2000; 3150.
- Ток термической стойкости, при времени протекания 3с., кА –31,5;
- Номинальный ток электродинамической стойкости, кА –51; 81.

- Номинальный ток вспомогательных цепей, В - пост. 110; 220; перем. - 110; 220.

- Климатическое исполнение и категория размещения – УЗ.
- Обслуживание – двухстороннее.
- Наличие выкатных элементов - с выкатным; без выкатного.
- Вид линейных присоединений - кабельный; шинный.
- Габаритные размеры, мм., ШхГхВ - 750х1300х2380.

Шкафы КРУ К-59 комплектуются:

- выключатель вакуумный.
- разъединители РВЗ, РВФЗ.
- трансформаторы тока ТОЛ-10.
- трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗЛМ-1.
- предохранители высоковольтные ПКТ.
- трансформатор напряжения НТМИ, НАМИ, НАМИТ.
- трансформатор собственных нужд ТМ от 25 кВА (6,10) кВ, трансформатор ОЛС (6,10) кВ
- релейная защита, выполненная на электромеханических реле (МТЗ, КЗ, АПВ и др.)
- микропроцессорная защита, выполненная на блоках Орион, Сириус, Темп и др.
- счетчики учета электроэнергии, приборы учета.
- ограничители перенапряжения ОПН.

Обслуживание шкафов КРУН-59 осуществляется из коридора обслуживания.

На шкафу КРУН К-59 рядом с рукояткой привода установлены два блокировочных замка. Один из них позволяет отключать ТСН от сети ВН только при отсутствии нагрузки со стороны НН только после включения трансформатора в сеть ВН. Другой – исключает возможность включения ТСН в сеть ВН, если она заземлена.

8.2.2 Выбор и проверка выключателя, встроенного в КРУ.

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- напряжение установки;
- роду тока и его величине;
- конструктивное исполнение;
- коммутационная способность.

Определим максимальный расчетный ток:

$$I_{P_{max10}} = \frac{\sqrt{6820,4^2 + 1785^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 407,1 \text{ A.}$$

Таблица 24 – Выбор и проверка вакуумного выключателя ВВЭ-М-10-31,5/630 на стороне 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{P_{max}} = 407,1 \text{ А}$	$I_{P_{max}} \leq I_{ном}$
$I_{скв} = 81 \text{ кА}$	$I_{yd} = 9,96 \text{ кА}$	$I_{yd} \leq I_{скв}$
$I_{терм} = 31,5 \text{ кА}$	$B_k = 108,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{терм}^2 \times t_{откл}$
	$I_{терм}^2 \times t_{откл} = 2976,8 \text{ кА}$	
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,4 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$		$I_{по} \leq I_{откл}$
$i_{Аном} = 22,3 \text{ кА}$	$i_{At} = 27,9 \text{ кА}$	$i_{At} \leq i_{АНОМ}$

Выберем секционный выключатель, который должен будет обеспечивать автоматический ввод резерва в случае исчезновения питания на одной из секций шин.

Расчетный ток для секционного выключателя такой же, как и для выключателя, встроенного в КРУ. Для такого тока применим вакуумный

выключатель ВВЭ-М-10-31,5/630.

8.2.3 Выбор трансформатора тока

На стороне НН выберем трансформатор тока ТОЛ-10-УХЛ1. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 25.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	Ввод 10 кВ	Ртутный 230	-	-	-
Ватметр					
Ваттметр					
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО			7,5	7,5	7,5
Амперметр	Секционный выключатель	Ртутный 230	7,5	-	7,5
Итого					
Амперметр	На отходящих линиях 10 кВ	Ртутный 230	-	-	-
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО			7,5	-	7,5

Выбираем шинный ТТ:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{7,5}{25} = 0,3 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{2ном}} = \frac{30}{25} = 1,2$$

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 1,2 - 0,3 - 0,1 = 0,8 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{0,0283 \cdot 40}{0,8} = 1,4 \text{ мм}^2,$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 40}{4} = 0,3$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,3 + 0,3 + 0,1 = 0,7 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 26.

Таблица 26 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
U _Н = 10 кВ	U _Н = 10 кВ	U _Р ≤ U _Н
I _Н = 500 А	I _{Рmax} = 407,1 А	I _Р ≤ I _Н
Z _{2НОМ} = 1,2 Ом	Z ₂ = 0,7 Ом	Z ₂ ≤ Z _{2НОМ}
I _{дин} = 80 кА	I _{уд} = 8,4 кА	I _{уд} ≤ I _{дин}
В _Т = 4800 кА ² с	В _к = 27,8 кА ² с	В _Т ≥ В _к

Как видно из результатов ТТ соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На секционном выключателе и на отходящих присоединениях производим аналогичный расчет и выбираем трансформатор тока ТОЛ – 10/500-1 УХЛ1.

8.2.4 Выбор трансформатора напряжения

На стороне 10 кВ выберем измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-10 У2.

Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты занесем в таблицу 27.

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на стороне 10 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	Меркурий 230	2	4	1	8
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Частотометр		2	5	2	20
Счетчик АЭ		14	0,1	2	2,8
Счетчик РЭ					
Итого					50,8

Каталожные данные приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Каталожные данные ТН НАМИ-10У2.

Параметры			Значение параметра для трансформатора напряжения
Наименование параметра	Обозначение	Ед. измерения	
Номинальное линейное напряжение	$U_{ном}$	кВ	10
Номинальное напряжение вторичной обмотки	$U_{2обм.ном}$	В	0,1
Номинальная мощность вторичной обмотки с классом точности 0,5	$S_{2ном}$	В·А	75

Таблица 29 – Выбор трансформатора напряжения на стороне 10 кВ

Каталожные данные трансформатора напряжения НАМИ-10		Место установки ТН и расчетные данные необходимые для сравнения с каталожными.
		1 и 2 системы шин на стороне 10 кВ
$U_{ном}$, кВ	10	10
$S_{2ном}$, ВА	75	50,8

Для защиты трансформаторов напряжения применяем высоковольтные предохранители ПKN 001-10 УЗ.

8.2.5 Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения, которое для сетей 110 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot U_{ном.сети}, \quad (91)$$

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot 110 = 126,5 \text{ кВ}.$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности

воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,48 [6].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (92)$$

$$U_{p.n.p.} = \frac{126,5}{1,48} = 85,5 \text{ кВ}.$$

По длительные допустимые напряжения выбираем ОПН-П1-110/88/10/2 УХЛ.

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (93)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения, $U = 274 \text{ кВ}$;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 214 \text{ кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 490 \text{ Ом}$

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов.

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (94)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны;

l – длина защищенного подхода.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 3000000} \cdot 10^6 = 1,1 \text{ мкс.}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(274 - 214)}{490} \cdot 214 \cdot 2 \cdot 1,1 \cdot 2 = 115,3 \text{ кДж.}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \quad (95)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{115,3}{110} = 1,05 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-110/88/10/2 УХЛ.

Выберем ОПН на стороне 10 кВ

Расчётная величина максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$ для сетей 10 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot U_{ном.сети}, \quad (96)$$

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot 35 = 42 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{42}{1,22} = 34,4 \text{ кВ.}$$

По длительные допустимые напряжения выбираем ОПН-П1-10/40,5/10/3 УХЛ1.

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{2,3}{0,91 \cdot 3000000} \cdot 10^6 = 0,8 \text{ мкс.}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(116 - 96)}{500} \cdot 96 \cdot 2 \cdot 0,8 \cdot 3 = 18,4 \text{ кДж.}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{18,4}{35} = 0,53 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П-10/40,5/10/3 УХЛ.

Выберем ОПН на стороне 10 кВ

$$U_{н.р.} = 1,1 \cdot 10 = 11 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{11}{0,9} = 12,2 \text{ кВ.}$$

По длительному допустимому напряжения выбираем ОПН-П-10/12,7/1 УХЛ1.

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{2}{0,91 \cdot 3000000} \cdot 10^6 = 0,7 \text{ мкс.}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(47,8 - 31)}{470} \cdot 31 \cdot 2 \cdot 0,7 \cdot 2 = 3,1 \text{ кДж.}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{3,1}{10} = 0,31 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П-10/12,7/1 УХЛ1.

8.2.6 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители серии ВЗ с естественным воздушным охлаждением предназначены для создания высокочастотных каналов связи по высоковольтным линиям электропередач.

Заградители предназначены для работы в следующих условиях: воздействие климатических факторов внешней среды - для длительной работы в исполнении “УХЛ”, “У” или “Т” категории 1, высота установки над уровнем моря - не более 1000 м, окружающая среда - не взрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию, не насыщенная токопроводящей пылью.

ВЗ состоит из реактора, элемента настройки и защитного устройства. В качестве защитного устройства используется ограничитель перенапряжения нелинейного типа ОПН без искровых промежутков, обеспечивающий эффективную защиту от перенапряжений. Выводы ОПН выполнены из немагнитной стали.

В качестве элемента настройки используется элемент настройки типа ЭНЗ. Для повышения электрической прочности элементов изделия и защиты их от воздействия окружающей внешней среды, внутренность корпуса ЭНЗ заполнена электроизоляционным компаундом.

Выбираем ВЧЗ марки ВЗ-630-0,5 – высокочастотный заградитель на номинальный ток 630 А, с индуктивностью 0,5 мГ.

8.3 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ

Термическое действие тока КЗ оценивается тепловым импульсом, kA^2s

$$B_{\text{КЗ}} = I_{\text{н.о.}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а.с}}), \quad (97)$$

где $I_{\text{н.о.}}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$t_{\text{откл}}$ – время отключения КЗ;

$T_{\text{а.с}}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

$$t_{откл} = t_Q + t_{PЗ}, \quad (98)$$

где t_Q - время отключения выключателя от момента возникновения КЗ;

$t_{PЗ}$ - время действия релейной защиты.

Минимально допустимое сечение по термической стойкости кабеля:

$$F_{терм} = \frac{\sqrt{B_{КЗ}}}{C}, \quad (99)$$

где C – коэффициент, значение которого зависит от материала проводника и напряжения.

Проверим сечение линии, выбранное на участке ПС-РП-1.

$$I_{но} = 0,74 \text{ кА}, T_{a.c} = 9,624 \times 10^{-3} \text{ с}^{-1}.$$

Время отключения для выключателя:

$$t_{откл} = 0,025 + 0,01 = 0,035 \text{ с}.$$

Тепловой импульс:

$$B_{КЗ} = 0,74^2 \cdot (0,035 + 0,0096) = 0,6 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Минимально допустимое сечение:

$$F_{терм} = \frac{\sqrt{0,6}}{100} = 7,7 \text{ мм}^2.$$

Провод выбран сечением 25 мм².

$$F_{терм} \leq F_{Выб} \quad (100)$$

$$7,7 \leq 25$$

9 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПС 110 КВ ЧИГИРИ

9.1 Молниезащита ПС 110 кВ ПС Чигири

Целью раздела является разработка схемы молниезащиты подстанции.

На рисунке 17 изображен план молниезащиты и заземления подстанции Чигири. В масштабе план представлен в графической части ВКР.

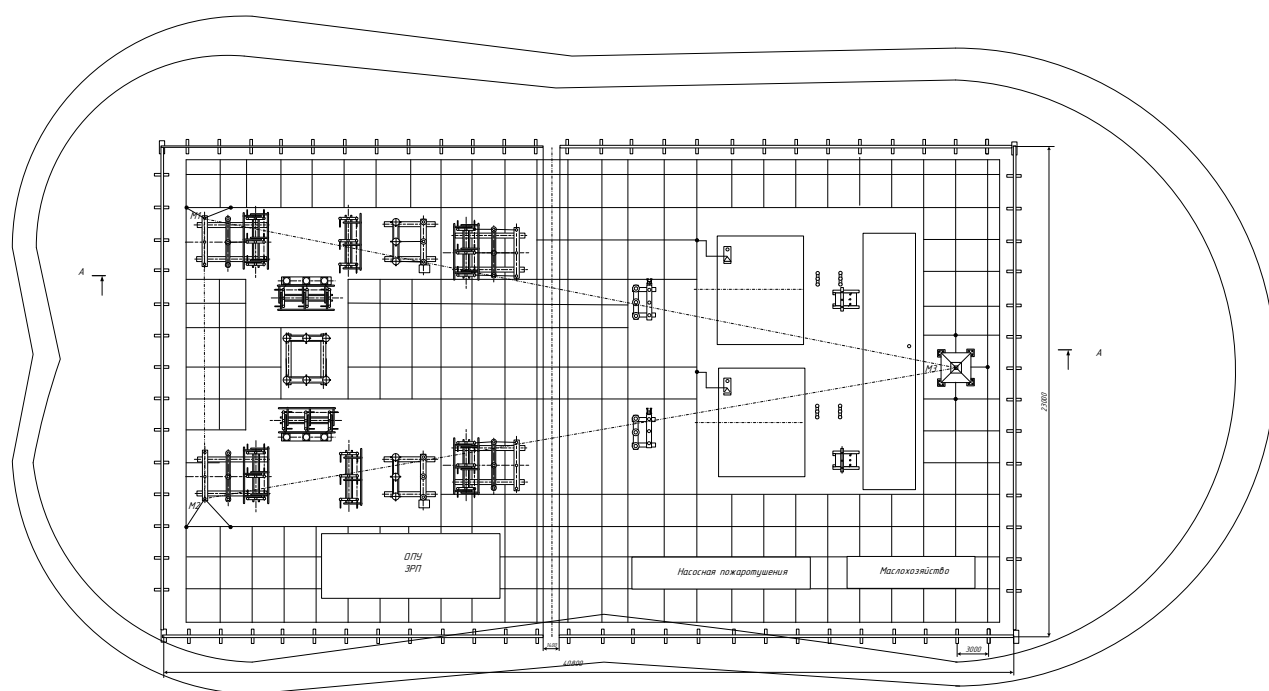


Рисунок 17 – Схема молниезащиты и заземления ПС 110 кВ Чигири

Рассмотрим 1 и 2 молниеотводы:

Рассчитываются зоны защиты молниеотводов на уровне земли, линейного портала ($h_{X1}=10\text{ м}$) и шинного портала ($h_{X2}=7\text{ м}$)

Принимаю высоту молниеотвода $h=20\text{ м}$. Расстояние между молниеотводами L составляет $45,3\text{ м}$.

Высота зоны защиты определяется по следующей формуле:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot H \quad (101)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 20 = 17$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (102)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2$$

На высоте защищаемого объекта (линейного портала) радиус зоны защиты определяется по формуле:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{эф}}} \right) = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{10}{17} \right) = 8,7 \quad (103)$$

$$r_X = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{10}{17} \right) = 8,7 \text{ м}$$

Если расстояние между молниеотводами $2h < L \leq 4h$, то наименьшая высота внутренней зоны и ширина зоны защиты в середине пролета на уровне земли определяются по формулам:

$$h_{\text{сх}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (104)$$

$$h_{\text{сх}} = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20) \cdot (45,3 - 20) = 12,5 \text{ м}$$

$$r_{\text{с0}} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot h)}{h} \right) \quad (105)$$

$$r_{\text{с0}} = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (45,3 - 40)}{20} \right) = 20,1 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX1} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_X}{h_{CX}} \right) \quad (106)$$

$$r_{CX1} = 20,1 \cdot \left(\frac{12,5 - 10}{12,5} \right) = 4,1 \text{ м}$$

Таблица 30 - Расчет зоны защиты молниеотводов на уровне земли

Молниеотводы	1-2	1-3	2-3
1	2	3	4
Расстояние, м	45,3	22,1	24,6
$r_x, \text{ м}$	8,7	8,7	8,7
$h_{CX}, \text{ м}$	12,5	16,6	16,2
$r_0, \text{ м}$	21,2	21,2	21,2
$r_{N0}, \text{ м}$	20,1	21,2	21,2
$r_{cx}, \text{ м}$	4,1	8,5	8,1

Таблица 31 - Расчет зоны защиты молниеотводов на уровне защищаемого ввода

Молниеотводы	1-2	1-3	2-3
1	2	3	4
Расстояние, м	45,3	22,1	24,6
$r_{x2}, \text{ м}$	12,5	12,5	12,5
$h_{CX}, \text{ м}$	12,5	16,6	16,2
$r_{cx2}, \text{ м}$	8,9	12,3	12,03

Затем осуществляется проверка образования единой зоны защиты. Для этого выбираются молниеотводы наиболее удаленные друг от друга, т.е. 2 и 3 молниеотводы и также рассматриваются, как двойной стержневой. При этом достаточно осуществить проверку следующего рода:

$$r_{CX} > 0$$

Произведем расчет:

Расстояние между молниеотводами L составляет 51 м.

При $H \leq 150$ м высота зоны защиты определяется по следующей формуле:

$$h_{\text{зоф}} = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м.}$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \text{ м.}$$

На высоте защищаемых объектов радиус зоны защиты определяется по формуле:

$$r_{x1} = 22,1 \cdot \left(1 - \frac{11}{17}\right) = 7,8 \text{ м.}$$

$$r_{x2} = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{17}\right) = 11,2 \text{ м.}$$

Если расстояние между молниеотводами $2h < L \leq 4h$, то наименьшая высота внутренней зоны и ширина зоны защиты в середине пролета на уровне земли определяются по формулам:

$$h_{\text{сх}} = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20) \cdot (51 - 20) = 11,5 \text{ м}$$

$$r_{c0} = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (51 - 40)}{20}\right) = 18,9 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{\text{сх1}} = 18,9 \cdot \left(\frac{11,5 - 10}{11,5}\right) = 2,5 \text{ м.}$$

$$r_{\text{сх2}} = 18,9 \cdot \left(\frac{11,5 - 7}{11,5}\right) = 7,4 \text{ м.}$$

9.2 Разработка заземления ПС 110 кВ, и определение стационарного и импульсного сопротивления

Для обеспечения надежной работы заземлителей опор линии электропередачи и отдельно стоящих молниеотводов проводится расчет стационарных сопротивлений заземления, обозначаемых как R , в омах, при протекании переменного тока с частотой 50 Гц. Также рассчитываются импульсные сопротивления заземления, обозначаемые как $R_{\text{и}}$, которые определяются в условиях прохождения тока молнии. В соответствии с

требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ), заземление молниеотводов подстанций может быть осуществлено либо с помощью установки отдельных заземлителей для молниеотводов, либо через подключение их к заземляющему контуру самой подстанции.

Заземляющий контур подстанции состоит как из искусственных, так и из естественных заземлителей. Искусственные заземлители, как правило, проектируются в виде сетчатой структуры, что позволяет обеспечить равномерное распределение электрического потенциала по всей площади, занимаемой энергетическим оборудованием. В соответствии с нормами ПУЭ, проектирование заземляющих устройств для электроустановок, работающих на напряжении выше 1 кВ, должно выполняться с учетом требования, чтобы сопротивление заземления R_3 не превышало 0,5 Ом. Этот параметр является критически важным для обеспечения надежности и безопасности работы электроустановок в случае короткого замыкания или удара молнии.

Для расчета сетки заземлителя, необходимо определить площадь всей ПС [47]:

$$S < (a_T + 2 \cdot 1,5) \cdot (b_T + 1,5), \quad (107)$$

$$S < (35 + 2 \cdot 1,5) \cdot (15 + 1,5) = 684 \text{ м}^2$$

Выбор диаметра горизонтального луча в сетке по механической прочности и проверка его на термическую стойкость [47]:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{C3}}{400 \cdot \beta}}, \quad (108)$$

Где I_{K3}^2 - ток короткого замыкания, А;

t_{C3} - время срабатывания релейной защиты, равно 0,2 с;

β - коэффициент термической стойкости, для стали равно 21.

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{2790^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 102,7 \text{ мм}^2,$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (\mathcal{D}_{ПР} + S_{CP}), \quad (109)$$

$\mathcal{D}_{ПР}$ - диаметр горизонтальных прутков сетки принимаем равным 10 мм.

$$S_{CH} = a_K \ln^3(T) + b_K \cdot \ln^2(T) + c_K \cdot \ln(T) + \alpha_K, \quad (110)$$

где T – время использования заземлителя, мес;

a_K, b_K, c_K, α_K , - коэффициенты, зависящие от грунта.

$$S_{CH} = 0,0026 \ln^3(240) + 0,00915 \cdot \ln^2(240) + 0,00104 \cdot \ln(240) + 0,224 = 0,67 \text{ мм}^2,$$

$\mathcal{D}_{ПР}$ - диаметр горизонтальных прутков сетки принимаем равным 10 мм.

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (10 + 0,67) = 14,09 \text{ мм}^2.$$

$$F_{M,П,} = \pi \cdot R^2, \quad (111)$$

где R – радиус горизонтальных прутков, примем 8 мм^2

$$F_{M,П,} = 3,14 \cdot 8^2 = 201 \text{ мм}^2.$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости [47]:

$$F_{M,П,} \geq F_{КОР} + F_{T.C.}. \quad (112)$$

$$201 \geq 14,09 + 102,7 \text{ мм}^2.$$

$$201 \geq 116,8 \text{ мм}^2.$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя [47]:

$$L_{\Gamma} = (a_{\Gamma} + 3) \frac{b_{\Gamma} + 3}{k} + (b_{\Gamma} + 3) \frac{a_{\Gamma} + 3}{k}, \quad (113)$$

$$L_{\Gamma} = (35 + 3) \frac{15 + 3}{6} + (15 + 3) \frac{35 + 3}{6} = 228 \text{ м.}$$

где k – расстояние между полосами сетки, принимаем 6м.

Уточняется длина горизонтальных полос [47]:

$$L_{\Gamma, \text{расч}} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m_1 + 1), \quad (114)$$

где m – число ячеек.

$$m_1 = \frac{L_{\Gamma}}{2\sqrt{S}} - 1, \quad (115)$$

$$m_1 = \frac{228}{2\sqrt{684}} - 1 = 3,36.$$

Принимаем 4 ячейки.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L_{\Gamma, \text{расч}} = 2 \cdot \sqrt{684} \cdot (4 + 1) = 261,5.$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{c}, \quad (116)$$

где c – расстояние между вертикальными электродами, равно 5 м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{684}}{5} = 20,9.$$

Принимаем $n_B = 21$ электрод.

Эквивалентное удельное сопротивление грунта [47]:

$$p_{\text{экв}} = \frac{h_{13}}{\frac{h_2}{p_2} + \frac{h_1}{p_1}}, \quad (117)$$

где $h_3 = l_B + h_3 = 5 + 0,7 = 5,7 \text{ м}$ - глубина заложения заземлителя.

$p_1 = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $h_1 = 8 \text{ м}$ - соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта (глинозём);

$p_2 = 70 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $h_2 = 9 \text{ м}$ соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта (супеси).

$$p_{\text{экв}} = \frac{5,7}{\frac{8}{30} + \frac{9}{70}} = 14,42 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

Стационарное сопротивление заземлителя, выполненного в виде сетки с вертикальными электродами:

$$R_{\text{ПС}} = p_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L_{\Gamma} + n_B + l_B} \right), \quad (118)$$

где A – параметр, зависящий от соотношения $l_B / \sqrt{S}$, по [47] равен 0,33.

$$R_{\text{ПС}} = 14,42 \cdot \left(\frac{0,33}{\sqrt{684}} + \frac{1}{261 + 40 + 5} \right) = 0,235 \text{ Ом}.$$

Определяется импульсный коэффициент [47]:

$$\alpha_{\text{И}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(p_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (119)$$

где I_M - ток молнии, равный 60 кА.

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{684}}{(14,42 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,1.$$

Импульсное сопротивление [47]:

$$R_{II} = R_{PC} \cdot \alpha_{II} \tag{120}$$

$$R_{II} = 0,235 \cdot 1,1 = 0,26 \text{ Ом}.$$

Полученное значение сопротивления заземлителя РУ – 110 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

10.1 Выбор системы оперативного тока

Оперативный ток на электрических станциях и подстанциях используется для питания вторичных устройств, включая цепи защиты, автоматики, телемеханики и системы сигнализации. В случае аварийных ситуаций он также обеспечивает аварийное освещение и электроснабжение критически важных механизмов, таких как резервные насосы для системы регулирования и смазки. Надежность источников оперативного тока является критически важной, что предполагает резервирование источников и распределительных сетей. Хотя аккумуляторные батареи считаются наиболее надежными, их высокая стоимость и эксплуатационные сложности делают их применение ограниченным. В современных установках активно применяются переменный и выпрямленный оперативный ток, что позволяет оптимизировать распределение питания и уменьшить зависимость от дорогих аккумуляторов. Современные релейные устройства и приводы могут функционировать как на переменном, так и на выпрямленном токе с напряжением 3-10, 35 и 110 кВ. В качестве источников оперативного тока используются трансформаторы, питающие цепи защиты, а также выпрямительные блоки и предварительно заряженные конденсаторы, что способствует улучшенной интеграции с системами, основанными на постоянном токе.

10.2 Расчет релейной защиты кабельных линий 10 кВ

В исследовании используются микропроцессорные терминалы «СИРИУС-2-Л» для реализации максимальной токовой защиты. Данная защита может быть настроена с зависимой или независимой характеристикой выдержки времени, что позволяет адаптировать систему к конкретным условиям эксплуатации и требованиям безопасности.

Максимальная токовая защита линий

Находится ток срабатывания защиты, кА [49]:

$$I_{c.з.} = \frac{k_з \cdot k_{cз}}{k_в} \cdot I_{p.макс}, \quad (121)$$

где k_n – коэффициент надежности, $k_n = 1,1$ [49];

$k_{c.з.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1 [49];

$k_в$ – коэффициент возврата, $k_в = 0,95$ [49];

$I_{p.макс.}$ – ток выбранного ранее кабеля, А.

Первичный ток срабатывания МТЗ находится как [49]:

$$I_{c.з.} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,95} \cdot 224 = 259 \text{ А.}$$

Находится ток срабатывания реле [49]:

$$I_{c.p} = \frac{k_{cx}}{k_m} \cdot I_{c.з.}, \quad (122)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы, равен 1 при соединении ТТ в неполную звезду;

k_t – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

k_t Коэффициент трансформации выбранные ранее трансформаторов тока типа ТОЛ-10 с $I_{ном.}=300$ А установленных на отходящих КЛ 10 кВ [49]:

$$k_t = \frac{I_{ном.перв.}}{I_{ном.втор.}}, \quad (123)$$

$$k_t = \frac{300}{5} = 60 \text{ А,}$$

$$I_{c.p.} = \frac{1}{60} \cdot 259 = 4,31 \text{ А.}$$

Находится чувствительность защиты [49]:

$$K_q = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (124)$$

$$K_q = \frac{2420}{260} = 9,3 \geq 1,5.$$

Условие чувствительности выполнено.

Согласовывается время срабатывания с защитными устройствами последующих и предыдущих элементов для правильной работы терминалов, [49]. Выдержка времени выбирается по условию:

$$t_{с.з.} = t_{р.з.} + \Delta t, \quad (125)$$

$$t_{с.з.} = 0,025 + 0,5 = 0,525,$$

Токовая отсечка без выдержки времени

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (126)$$

где $k_n = 1,1$ для микропроцессорной защиты, коэффициент надежности;

$I_{к.мах}^{(3)}$ – рассчитанный ранее ток КЗ.

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 2,79 = 3,07 \text{ кА.}$$

Проверяем чувствительность защиты [49]:

$$K_q = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 2, \quad (127)$$

$$K_q = \frac{2,420}{3,07} = 0,78 \leq 2,$$

где $I_{кз}^{(2)}$ – рассчитанный ранее ток КЗ.

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{c.p.} = k_{CX} \frac{I_{c.з.}}{n_T}. \quad (128)$$

$$I_{c.p.} = 1 \cdot \frac{3,07}{60} = 51 \text{ A}.$$

Выдержка времени ТО принимаем 0,05 с.

10.3 Устройства автоматического включения резерва

Пусковые реле должны будут сработать при напряжении [49]:

$$U_{c.з.} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{ном}, \quad (129)$$

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

Наибольшее время срабатывания из всех установленных защит наблюдается у максимальной токовой защиты, Выдержка времени АВР в таком случае равна:

$$t_{ABP} = t_{c.з.} + \Delta t, \quad (130)$$

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

При проектировании АВР необходимо учитывать снижение напряжения на резервируемом элементе, вызванное коротким замыканием в сети, а также отключение поврежденных участков. Эти факторы играют ключевую роль в настройке выдержки времени работы АВР. Целью является обеспечить, чтобы устройство АВР не срабатывало при кратковременных повреждениях, которые могут возникнуть на сетевом оборудовании.

10.4 Автоматическая частотная разгрузка

Автоматическое ограничение снижения частоты (АОСЧ) предназначено для защиты электросети России от потенциального дефицита активной мощности в отдельных регионах. Такой дефицит может привести к значительному падению частоты и напряжения, что, в свою очередь, угрожает повреждением оборудования, нарушением функционирования атомных электростанций и установок потребителей, а также полным отключением электроснабжения.

Система автоматического ограничения снижения частоты предназначена для прекращения процесса аварийного снижения частоты и повышения её до безопасного уровня, позволяющего электросистеме функционировать надёжно и эффективно. Ключевым компонентом этого механизма является автоматическая частотное реле, которое отключает нагрузки потребителей по мере снижения частоты и увеличения продолжительности её нахождения на пониженном уровне.

АЧР1 представляет собой быстродействующее устройство, которое защищает энергоблоки атомных электростанций от автоматической или оперативной разгрузки, когда частота опускается ниже 49,0 Гц. АЧР2 включает как несовмещенные, так и совместимые функции, которые воздействуют на определённый объем энергопринимающих установок, предотвращая зависание частоты на уровнях, которые являются недопустимо низкими.

Мощность нагрузки, которая будет подключаться к АЧР, определяется с учетом ликвидации прогнозируемых дефицитов активной мощности и выбирается с запасом, чтобы учесть возможные случаи возникновения аварийного дефицита, а также снижение нагрузки в выходные и праздничные дни. Расчет объемов загруженности, подключаемых к АЧР, производится на основании анализа схем и режимов работы, начиная с аварийного отключения частей энергосистемы и заканчивая потенциальным разделением Единой энергосистемы России на независимые части.

В условиях, когда происходит резкое снижение частоты, автоматическая система реагирует мгновенно. Это достигается благодаря использованию современных технологий, позволяющих осуществлять анализ состояния сети в реальном времени. Системы мониторинга контролируют параметры сети, такие как частота, напряжение и мощность в различных частях энергосистемы, и передают данные в центральные управляющие узлы. На основе анализа этих данных принимаются решения о необходимости отключения определённых потребителей или генераторов.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

11.1 Безопасность

Способы обеспечения безопасности на объектах энергетической инфраструктуры становятся всё более разнообразными и многоуровневыми, что приводит к значительному повышению уровня защиты. В частности, на подстанции «Чигири» введены строгие меры, включая установку внешнего забора высотой 2,5 метра, а также внутренней ограды вспомогательных сооружений высотой 1,6 метра. Эти структуры помогают предотвратить несанкционированный доступ, создавая дополнительные преграды для злоумышленников.

При проведении работ в действующих электроустановках сотрудникам следует строго следовать инструкциям по охране труда и соблюдать установленные правила безопасности. Работы должны выполняться только квалифицированными специалистами с использованием индивидуальных средств защиты, которые соответствуют государственным стандартам. Кроме того, механизмы, инструменты и оборудование подлежат регулярному техническому осмотру для обеспечения их безопасной эксплуатации. Особенно важно проводить медицинские осмотры работников, контактирующих с опасными производственными условиями, чтобы гарантировать их здоровье и безопасность.

Организация рабочих процессов обязана учитывать все потенциальные риски, включая работы на высоте и использование грузоподъемного оборудования, что регламентируется действующими стандартами. При строительстве линий электропередачи вблизи действующих объектов необходимо строго соблюдать установленные дистанции и принимать необходимые меры предосторожности, такие как отключение и заземление близлежащих линий в критических случаях.

Работы в зонах с наведённым напряжением требуют наличия наряда-допуска и проведения целевого инструктажа, чтобы гарантировать максимальную защиту работников. Также для защиты от поражения электрическим током на подстанции разработаны и внедрены надежные системы защитного заземления, что стало стандартной практикой для всех электрических установок. Эти меры в совокупности создают безопасную, надежную и высокоэффективную рабочую среду для всех, кто задействован в энергетическом секторе.

ПС 110/10 кВ Чигири – объект, на котором производятся переключения по вводу в работу/выводу из работы электросетевого оборудования.

Для обеспечения безопасности при производстве работ оборудования должно быть заземлено.

В электроустановках напряжением выше 1000 В заземляться должны токоведущие части всех фаз (полюсов) отключенного для работ участка со всех сторон, откуда может быть подано напряжение, за исключением отключенных для работы сборных шин РУ, на которые достаточно установить одно заземление.

При работах на отключенном линейном разъединителе на провода спусков со стороны ВЛ независимо от наличия заземляющих ножей на разъединителе должно быть установлено дополнительное заземление, не нарушаемое при манипуляциях с разъединителем.

Заземленные токоведущие части должны быть отделены от токоведущих частей, находящихся под напряжением, видимым разрывом. Разрешается отсутствие видимого разрыва в случаях, указанных в пункте 17.2 Правил.

Установленные заземления могут быть отделены от токоведущих частей, на которых непосредственно ведется работа, отключенными выключателями, разъединителями, отделителями или выключателями нагрузки, снятыми предохранителями, демонтированными шинами или проводами, выкатными элементами комплектных устройств.

Непосредственно на рабочем месте заземление на токоведущие части дополнительно должно быть установлено в тех случаях, когда эти части могут оказаться под наведенным напряжением (потенциалом).

Переносные заземления следует присоединять к токоведущим частям и к заземляющему устройству в местах, очищенных от краски.

В электроустановках напряжением до 1000 В при работах на сборных шинах РУ, щитов, сборок напряжение с шин должно быть снято и шины (за исключением шин, выполненных изолированным проводом) должны быть заземлены. Необходимость и возможность заземления присоединений этих РУ, щитов, сборок и подключенного к ним оборудования определяет выдающий наряд-допуск, распоряжение.

Разрешается временное снятие заземлений, установленных при подготовке рабочего места, если это требуется по характеру выполняемых работ (измерение сопротивления изоляции).

Временное снятие и повторную установку заземлений выполняют оперативный персонал либо по указанию работника, выдающего наряд-допуск, производитель работ.

Разрешение на временное снятие заземлений, а также на выполнение этих операций производителем работ должно быть внесено в строку наряда-допуска "Отдельные указания" с записью о том, где и для какой цели должны быть сняты заземления.

В электроустановках, конструкция которых такова, что установка заземления опасна или невозможна (например, в некоторых распределительных ящиках, КРУ отдельных типов, сборках с вертикальным расположением фаз), должны быть разработаны дополнительные мероприятия по обеспечению безопасности работ, включающие установку диэлектрических колпаков на ножи разъединителей, рубильников диэлектрических накладок или отсоединение проводов, кабелей и шин. Перечень таких электроустановок утверждается руководителем организации или руководителем обособленного подразделения и доводится до сведения работников.

В электроустановках напряжением до 1000 В операции по установке и снятию заземлений разрешается выполнять одному работнику, имеющему группу III, из числа оперативного персонала.

В электроустановках напряжением выше 1000 В устанавливать переносные заземления должны два работника: один - имеющий группу IV по электробезопасности (из числа оперативного персонала), другой - имеющий группу III по электробезопасности; работник, имеющий группу III по электробезопасности, имеет право быть из числа ремонтного персонала, а при выполнении работ по заземлению присоединений потребителей - из персонала потребителей. На удаленных подстанциях по разрешению административно-технического (руководящих работников и специалистов) или оперативного персонала при установке заземлений в основной схеме разрешается работа второго работника, имеющего группу III по электробезопасности, из числа персонала потребителей; включать заземляющие ножи имеет право один работник, имеющий группу IV по электробезопасности, из числа оперативного персонала.

Отключать заземляющие ножи и снимать переносные заземления единолично имеет право работник из числа оперативного персонала, имеющий группу III.

ВЛ напряжением выше 1000 В должны быть заземлены во всех РУ и у секционирующих коммутационных аппаратов, где отключена линия. Разрешается:

ВЛ напряжением 35 кВ и выше с ответвлениями не заземлять на подстанциях, подключенных к этим ответвлениям, при условии, что ВЛ заземлена с двух сторон, а на этих подстанциях заземления установлены за отключенными линейными разъединителями;

ВЛ напряжением 6 - 20 кВ заземлять только в одном РУ или у одного секционирующего аппарата либо на ближайшей к РУ или секционирующему аппарату опоре. В остальных РУ этого напряжения и у секционирующих аппаратов, где ВЛ отключена, разрешается ее не заземлять при условии, что на

ВЛ будут установлены заземления между рабочим местом и этим РУ или секционирующими аппаратами. На ВЛ указанные заземления следует устанавливать на опорах, имеющих заземляющие устройства.

На ВЛ напряжением до 1000 В достаточно установить заземление только на рабочем месте.

Дополнительно к заземлениям, на рабочем месте каждой бригады должны быть заземлены провода всех фаз, а при необходимости и грозозащитные тросы.

При монтаже проводов в анкерном пролете, а также после соединения петель на анкерных опорах смонтированного участка ВЛ провода (тросы) должны быть заземлены на начальной анкерной опоре и на одной из конечных промежуточных опор (перед анкерной опорой конечной).

Не разрешается заземлять провода (тросы) на конечной анкерной опоре смонтированного анкерного пролета, а также смонтированного участка ВЛ во избежание перехода потенциала от грозовых разрядов и других перенапряжений с проводов (тросов) готового участка ВЛ на следующий, монтируемый, ее участок.

На ВЛ с расщепленными проводами разрешается в каждой фазе заземлять только один провод; при наличии изолирующих распорок заземлять требуется все провода фазы.

На одноцепных ВЛ заземление на рабочих местах необходимо устанавливать на опоре, на которой ведется работа, или на соседней. Разрешается установка заземлений с двух сторон участка ВЛ, на котором работает бригада, при условии, что расстояние между заземлениями не превышает 2 км.

При работах на изолированном от опоры молниезащитном тросе или на конструкции опоры, когда требуется приближение к этому тросу на расстояние менее 1 м, трос должен быть заземлен. Заземление нужно устанавливать в сторону пролета, в котором трос изолирован, или в пролете на месте проведения работ.

Отсоединять и присоединять заземляющий спуск к грозозащитному тросу, изолированному от земли, следует после предварительного заземления троса.

Если на этом тросе предусмотрена плавка гололеда, перед началом работы трос должен быть отключен и заземлен с тех сторон, откуда на него не исключена подача напряжения.

Переносные заземления следует присоединять на металлических опорах - к их элементам, на железобетонных и деревянных опорах с заземляющими спусками - к этим спускам после проверки их целости. На железобетонных опорах, не имеющих заземляющих спусков, разрешается присоединять заземления к траверсам и другим металлическим элементам опоры, имеющим контакт с заземляющим устройством.

В электросетях напряжением до 1000 В с заземленной нейтралью при наличии повторного заземления нулевого провода разрешается присоединять переносные заземления к этому нулевому проводу.

Места присоединения переносных заземлений к заземляющим проводникам или к конструкциям должны быть очищены от краски.

Переносное заземление на рабочем месте разрешается присоединять к заземлителю, погруженному вертикально в грунт, не менее чем на 0,5 м. Запрещена установка заземлителей в случайные навалы грунта.

На ВЛ напряжением до 1000 В при работах, выполняемых с опор либо с телескопической вышки без изолирующего звена, заземление должно быть установлено как на провода ремонтируемой линии, так и на все подвешенные на этих опорах провода, в том числе на неизолированные провода линий радиотрансляции и телемеханики.

На ВЛ, отключенных для ремонта, устанавливать, а затем снимать переносные заземления и включать имеющиеся на опорах заземляющие ножи должны работники из числа оперативного персонала: один, имеющий группу IV по электробезопасности (на ВЛ напряжением выше 1000 В) или группу III по электробезопасности (на ВЛ напряжением до 1000 В), второй - имеющий группу III по электробезопасности. Разрешается использование второго работника,

имеющего группу III по электробезопасности, из числа ремонтного персонала, а на ВЛ, питающих потребителя, из числа персонала потребителя.

Отключать заземляющие ножи разрешается одному работнику, имеющему группу III по электробезопасности, из числа оперативного персонала.

На рабочих местах на ВЛ устанавливать переносные заземления имеет право производитель работ с членом бригады, имеющим группу III по электробезопасности. Снимать эти переносные заземления разрешается по указанию производителя работ два члена бригады, имеющие группу III по электробезопасности.

На ВЛ при проверке отсутствия напряжения, установке и снятии заземлений один из двух работников должен находиться на земле и вести наблюдение за другим.

В электроустановках должны быть вывешены плакаты "Заземлено" на приводах разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки, при ошибочном включении которых не исключается подача напряжения на заземленный участок электроустановки, и на ключах и кнопках дистанционного управления коммутационными аппаратами. При дистанционном управлении с АРМ оперативного персонала знак плаката "Заземлено" отображается рядом с графическим обозначением соответствующего коммутационного аппарата на схеме АРМ.

Для временного ограждения токоведущих частей, оставшихся под напряжением, должны применяться щиты, ширмы, экраны, изготовленные из изоляционных материалов.

При установке временных ограждений без снятия напряжения расстояние от них до токоведущих частей должно быть не менее, указанного в таблице N 1.

В электроустановках напряжением 6 - 10 кВ это расстояние разрешается уменьшить до 0,35 м.

На временные ограждения должны быть нанесены надписи "Стойте! Напряжение!" или укреплены соответствующие плакаты.

Выгораживание рабочих мест осуществляется щитами, ширмами, барьерами или шнуром из растительных либо синтетических волокон (с оставлением прохода) и вывешиванием на них плакатов "Стой! Напряжение", обращенными внутрь огражденного пространства.

В электроустановках напряжением до 20 кВ в тех случаях, когда нельзя оградить токоведущие части щитами, разрешается применение изолирующих накладок, помещаемых между отключенными и находящимися под напряжением токоведущими частями (например, между контактами отключенного разъединителя). Эти накладки могут касаться токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Устанавливать и снимать изолирующие накладки на токоведущие части электроустановок напряжением выше 1000 В должны два работника с IV и III группой по электробезопасности с применением диэлектрических перчаток и изолирующих штанг либо клещей.

Установка и снятие накладок в электроустановках до 1000 В могут производиться одним работником с группой по электробезопасности не ниже III с применением диэлектрических перчаток.

На ограждениях камер, шкафах и панелях, граничащих с рабочим местом, должны быть вывешены плакаты "Стой! Напряжение".

В ОРУ при работах, проводимых с земли, и на оборудовании, установленном на фундаментах и отдельных конструкциях, рабочее место должно быть ограждено (с оставлением проезда, прохода) канатом, веревкой или шнуром из растительных либо синтетических волокон с вывешенными на них плакатами "Стой! Напряжение", обращенными внутрь огражденного пространства.

Разрешается пользоваться для подвески каната конструкциями, не включенными в зону рабочего места, при условии, что они остаются вне огражденного пространства.

При снятии напряжения со всего ОРУ, за исключением линейных разъединителей, последние должны быть ограждены канатом с плакатами "Стой! Напряжение", обращенными наружу огражденного пространства.

В ОРУ при работах по распоряжению во вторичных системах ограждать рабочее место не требуется. (в ред. Приказа Минтруда РФ от 29.04.2022 N 279н)

В ОРУ на участках конструкций, по которым можно пройти от рабочего места к граничащим с ним участкам, находящимся под напряжением, должны быть установлены хорошо видимые плакаты "Стой! Напряжение". Эти плакаты имеет право устанавливать работник, имеющий группу III, из числа ремонтного персонала под руководством допускающего.

На конструкциях, граничащих с той, по которой разрешается подниматься, внизу должен быть вывешен плакат "Не влезай! Убьет".

На стационарных лестницах и конструкциях, по которым для проведения работ разрешено подниматься, должен быть вывешен плакат "Влезать здесь!".

На подготовленных рабочих местах в электроустановках (на оборудовании, на котором предстоит производить работы, а также в месте прохода внутрь выгороженного рабочего места) должен быть вывешен плакат "Работать здесь".

Не допускается убирать или переставлять до полного окончания работы плакаты и ограждения, установленные при подготовке рабочих мест допускающим, кроме случаев, оговоренных в графе "Отдельные указания" наряда-допуска [28].

11.2 Экологичность

Электромагнитные поля оказывают значительное влияние на живые организмы и человека, и это воздействие можно условно классифицировать на несколько видов, каждое из которых имеет свои специфические характеристики и последствия.

Первый вид воздействия — это непосредственное биологическое влияние, которое проявляется во время пребывания человека в электрическом поле. Это воздействие может вызывать ряд физиологических изменений, таких как

колебания артериального давления, учащение или замедление сердцебиения, аритмию, а также повышенную нервную возбудимость, что приводит к утомляемости. Иллюстрацией этого эффекта служит зависимость менее приятных проявлений от напряженности поля и времени нахождения в данной среде: чем выше напряженность поля и дольше контакта, тем более выраженными могут быть негативные последствия для здоровья.

Второй вид воздействия — это косвенное влияние, вызванное электрическими разрядами, имеющими место при прикосновении человека к различным изолированным конструкциям. Это может произойти, если человек, имеющий хороший контакт с землей, касается объемных проводников или машин, которые находятся в состоянии изоляции от земли. Аналогично, косвенное воздействие может произойти и в ситуациях, когда изолированный от земли человек взаимодействует с растениями или другими объектами, заземленными в условиях электромагнитного поля. Эти явления объясняются наведенными потенциалами и электродвижущими силами, возникающими из-за присутствия электромагнитного поля, что может привести к опасным электрическим разрядам.

Третий вид воздействия связан с аудиальным дискомфортом и радиопомехами, возникающими в результате коронного разряда на проводах или в процессе частичного разряда на изоляторах и арматуре. В том числе стоит отметить, что в России акустический шум от воздушных линий электропередач не имеет четкого нормирования. Уровень радиопомех зависит от различных факторов, таких как радиус проводников, погодные условия и степень загрязнения их поверхности. С целью уменьшения радиопомех в охранной зоне напряжение на поверхности провода должно соответствовать установленным нормам.

Эти воздействия электромагнитного поля накладывают определенные ограничения на условия труда и местопребывания людей, находящихся в охранной зоне вокруг линий электропередачи, которые делятся параллельными линиями.

С целью предотвращения распространения нефтепродуктов и возгорания, а также для защиты почвы от загрязнения маслом в случаях аварий с трансформаторами, проектирование подстанций должно основываться на “Нормах технологического проектирования подстанций с высокими напряжениями 35–750 кВ”. Эти нормы предписывают возведение под трансформаторами специальных маслоприемников, которые оснащены системой закрытых отводов для откачки масла и замасленных вод в специализированные маслосборники.

Для проектирования систем маслоотводов, учитывается, что их диаметр рассчитывается на основе способности отводить 50% масла и весь объем воды, используемой для пожаротушения в течение 15 минут. Важной составляющей этой системы является использование асбоцементных труб диаметр 300 мм для создания сети маслаотводов, за исключением участков, пересекающихся с автодорогами, где предусмотрено применение чугунных труб аналогичного диаметра.

Объем маслосборника определяется исходя из расчета на прием полного объема масла от единичного автотрансформатора с наибольшей емкостью, а также предполагаемого расхода пополняемой воды для нужд гидрантов.

Важное внимание следует уделить факторам влияния открытых распределительных устройств (ОРУ) и линий электропередачи на окружающую среду. Это влияние весьма разнообразно и затрагивает машинистые системы живых организмов, оказывая воздействие на сердечно-сосудистую и нервную системы, а также на мышечную ткань и другие важные органы. Эти аспекты имеют критическое значение, особенно в рамках проектирования и эксплуатации подстанций, таких как подстанция 110/10 кВ «Чигири», где будет проведён расчет параметров маслоприемника для трансформатора ТРДН – 25000/110/10 У1. Все необходимые данные для такого расчета будут собраны из технической документации трансформатора и представлены в расчетной таблице.

Таблица 32 – Исходные данные для расчета маслоприемника трансформатора ТРДН-10000/110/10 У1

Масса трансформаторного масла, т	Длина, м	Ширина, м	Высота, м
1	2	3	4
7,5	4,27	2,9	4,42

1. Определение ширины и глубины маслоприемника.

Исходя из ПУЭ расстояние Δ от трансформатора до края маслоприемника должно быть не менее 1 м при массе масла в автотрансформаторе от 2 до 10 т [43].

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$A' = A + 2 \cdot \Delta \quad (131)$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta \quad (132)$$

где А и Б-длина и ширина автотрансформатора соответственно;

A' и B' -длина и ширина маслоприемника соответственно.

$$A' = 4,27 + 2 \cdot 1 = 6,27 \text{ м}$$

$$B' = 2,9 + 2 \cdot 1 = 4,9 \text{ м}$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{МП} = A' \cdot B' \quad (133)$$

$$S_{МП} = 6,27 \cdot 4,9 = 30,72 \text{ м}^2$$

2. Определение глубины маслоприемника.

Высота маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{Г} + h_{В} + h_{ТМ+H_2O}, \quad (134)$$

где $h_{Г}$ – высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ примем равным 0,25 м;

$h_{В}$ – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, согласно ПУЭ примем равным 0,05 м;

$h_{ТМ+H_2O}$ – высота 100 % объема масла и 80% объема воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

$h_{ТМ}$ рассчитаем по формуле:

$$h_{ТМ} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}}, \quad (135)$$

где $V_{ТМ}$ – объем трансформаторного масла, который определяется как:

$$V_{ТМ} = \frac{M_{ТМ}}{\rho_{ТМ}}, \quad (136)$$

где $\rho_{ТМ}$ – плотность трансформаторного масла равная $890 \frac{кг}{м^3}$.

$$V_{ТМ} = \frac{7500}{890} = 8,43 м^3$$

$$h_{TM} = \frac{8,43}{30,7} = 0,27 \text{ м}$$

h_{H_2O} рассчитаем аналогично:

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}}$$

Объем воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (137)$$

где $I=0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ – секундный расход воды, $t=30 \text{ мин}=1800\text{с}$;

$S_{БПТ}$ - площадь боковой поверхности трансформатора, определяется как:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + B) \quad (138)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 4,42 \cdot (4,27 + 2,9) = 63,38 \text{ м}^2$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (30,72 + 63,38) = 27,1 \text{ м}^3$$

$$h_{H_2O} = \frac{27,1}{30,72} = 0,88 \text{ м}$$

Суммарно высота маслоприемника составит:

$$h_{МП} = 0,25 + 0,05 + 0,27 + 0,88 = 1,45 \text{ м}$$

При строительстве и эксплуатации подстанций образуются различные отходы, которые классифицируются по степени опасности для окружающей среды и здоровья человека. Согласно Приказу № 511 от 15 июня 2001 года Министерства природных ресурсов Российской Федерации, все отходы делятся на пять категорий, где первая категория включает чрезвычайно опасные отходы, а пятая — практически неопасные. Это разделение позволяет структурировать подход к управлению отходами на подстанциях, обеспечивая безопасность для работников и минимизацию воздействия на природу.

Отходы первой категории представляют собой, например, люминесцентные лампы, содержащие ртуть, и их утилизация требует строгого соблюдения правил. Учитывая их высокую токсичность, сбор таких отходов должен проводиться отдельно от других типов, и они должны храниться в специально предназначенной для этого таре. Для этих целей используются оцинкованные контейнеры с защитным чехлом. Важно, чтобы такие контейнеры были должным образом маркированы, указывая на вид отходов, правила их обращения и контактные данные организации, отвечающей за вывоз и утилизацию. Хранение ртутьсодержащих отходов должно осуществляться в специально отведённом месте с твёрдым покрытием и ограниченным доступом, что минимизирует риск контакта с окружающей средой.

К отходам второй категории относятся аккумуляторные батареи, которые также требуются специального подхода к утилизации. В соответствии с природоохранным законодательством, их сбор производится отдельно от других отходов в специально отведённом месте, которое должно быть оборудовано поддоном для предотвращения пролива электролита. Данная зона может находиться в ремонтной зоне, и, если контейнер размещается на территории, следует предусмотреть навес для защиты от дождя.

Третья категория отходов включает отработанное масло, которое также должно собираться и храниться отдельно в специальных емкостях. Эти емкости можно установить как в ремонтной зоне, так и вне её, при этом место для их

накопления должно быть с твёрдым покрытием и защитой от атмосферных осадков, а также оборудовано поддонами для предотвращения разливов.

К отходам четвёртой категории относятся разнородные и менее опасные материалы. Сюда можно отнести бумажные и картонные остатки, загрязнённый песок, отработанный уголь и шины. Их утилизация осуществляется в соответствии с индивидуальными правилами, установленными различными нормативно-правовыми актами, такими как Федеральный закон № 89 «Об отходах производства и потребления» и Федеральный закон № 7 «Об охране окружающей среды».

Как правило, отходы пятой категории считаются практически неопасными и их угроза для окружающей среды стремится к нулю, что позволяет считать их безвредными. Они могут включать материалы, которые подлежат переработке или имеют минимальное влияние на экосистему.

11.3 Чрезвычайные ситуации

При проектировании подстанций электрических сетей особое внимание уделяется системам пожаротушения. Согласно действующим нормативным требованиям, на территории подстанции необходимо установить первичное средство пожаротушения в форме пожарного щита типа ЩП-Е. Данный щит включает в себя набор ключевых компонентов, таких как порошковый огнетушитель, крюк, редуccionный комплект для работы с электропроводкой, асбестовое полотно, совковую лопату и ящик с песком.

Необходимо особо акцентировать внимание на конструкции ящиков с песком, которые должны быть размещены на открытых площадках, где существует возможность разлива легковоспламеняющихся или горючих жидкостей. Стандартом установлено требование о наличии не менее 0,5 м³ песка в каждом ящике, что имеет критическое значение для эффективного тушения потенциальных возгораний. Конструкция этих ящиков должна быть разработана с целью обеспечения удобного доступа к песку и защиты его от воздействия атмосферных осадков.

Кроме того, проектирование должно включать системы тушения трансформаторов, представляющие собой сложный комплекс трубопроводов, охватывающих трансформатор, а также дополнительные элементы, такие как пожарный резервуар. Указанные системы являются необходимыми для предотвращения и ликвидации возгораний, учитывая, что трансформаторы относятся к числу наиболее опасных объектов на подстанции с точки зрения риска возникновения пожаров.

В дополнение к установленным требованиям по размещению первичного средства пожаротушения, необходимо внимательно рассмотреть и внедрить эффективные меры по обучению персонала, задействованного на подстанции. Повышение осведомленности сотрудников о потенциальных рисках и правильных действиях в случае возникновения пожара является краеугольным камнем общей системы безопасности. Поэтому регулярные тренинги и практические занятия должны стать неотъемлемой частью рабочего процесса. Они помогают закрепить знания о том, как правильно использовать огнетушители, как быстро и эффективно вызвать пожарные службы и какие действия предпринимать при обнаружении возгорания.

Кроме того, в ходе этих обучающих мероприятий стоит уделить внимание специальным процедурам обращения с горючими жидкостями, которые могут находиться на территории подстанции. Сотрудники должны быть прекрасно осведомлены о местоположении всех средств пожаротушения, включая песок, порошковые огнетушители и другие элементы безопасности. Также важно объяснить, как и когда вызвать службу экстренной помощи, чтобы минимизировать время реагирования в случае возникновения чрезвычайной ситуации.

Не менее значительной частью системы пожарной безопасности является регулярное техническое обслуживание и проверка всех элементов пожаротушения. Все огнетушители должны проходить плановые проверки на предмет рабочей способности, а запасы песка в ящиках должны регулярно обновляться. Это необходимо для обеспечения готовности всех систем к

использованию в любой момент. Такой подход не только увеличивает уровень безопасности, но и формирует общий ответственный подход у персонала к вопросам охраны труда.

Разработка четких инструкций и протоколов, касающихся действий при возникновении пожара, также играет важную роль. Эти документы должны быть легко доступными для всех сотрудников и включать в себя детализированные шаги по эвакуации, алгоритмы взаимодействия с экстренными службами и рекомендации по проведению первичного тушения. На стендах в рабочих зонах можно разместить визуальные схемы с планами эвакуации и расположением средств пожаротушения, что дополнительно усилит доступность информации.

Также необходимо учесть современные технологии в области обеспечения пожарной безопасности. Внедрение автоматизированных систем обнаружения и тушения пожаров может существенно повысить скорость реагирования. Эти системы, обладая высокой чувствительностью, могут выявлять очаги возгорания на ранних стадиях, что даёт возможность минимизировать разрушения и потери.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выполнено проектирование системы электроснабжения для микрорайона города Благовещенска «Игнатьевская усадьба». Основной целью работы являлась разработка современных методов и подходов к проектированию систем электроснабжения, их интеллектуализация и внедрение в систему автоматизированных систем управления и разработки информации.

В работе выполнен следующий объем поставленных задач:

- выполнен расчет электрических нагрузок в сетях низковольтного электроснабжения;
- произведен выбор трансформаторного оборудования на трансформаторных подстанциях;
- разработана система внешнего электроснабжения для объекта проектирования;
- выполнен расчет токов короткого замыкания на шинах 110 кВ, 10 кВ и 0,4 кВ для дальнейшей оценки устойчивости оборудования;
- выполнен выбор электросетевого оборудования на питающей подстанции;
- выполнено технико-экономическое сравнение вариантов электроснабжения трансформаторных подстанций;
- произведен подробный анализ молниезащиты и системы заземления рассматриваемой подстанции.

В работе исследованы вопросы безопасности жизнедеятельности при эксплуатации основного силового оборудования, освещены вопросы различного типа влияния факторов на организм человека в процессе эксплуатации и обслуживания оборудования, рассмотрены действия персонала при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера на объекте проектирования.

БИЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Алиев, И.И. Электротехника и электрооборудование: справ./ И. И. Алиев. —.: Высш. шк., 2010. -1199 с.
- 2 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.— Москва, 2—е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. — 319 с.
- 3 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев — М.: Энергоатомиздат, 2012. — 176 с.
- 4 Бударгин О. «Умная сеть — платформа развития инновационной экономики». — Круглый стол «Умные сети — Умная энергетика — Умная экономика», Петербургский международный экономический форум, 17 июня 2010 г., (www.fsk-ees.ru). [Электронный ресурс]. URL: <https://www.ras.ru/news/shownews.aspx?id=e81f6ef4-fd62-494c-818d-6fa75cd7154c> (дата обращения 01.03.2025).
- 5 Васильева В.Я., Дробиков Г.А., Лагутин В.А. Эксплуатация электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие. — Чебоксары: Чувашский гос. ун-т, 2000. — 864 с.
- 6 Выбор силовых трансформаторов // Каталог силовых трансформаторов с характеристиками и фото [Электронный ресурс]. URL: <http://silovoytransformator.ru/stati/silovye-transformatory.html> (дата обращения 22.02.2025).
- 7 Гремяков, Андрей Андреевич. Автоматизация расчетов систем электроснабжения [Текст] : лаборатор. практикум: учеб.пособие / А. А. Гремяков. —М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. —47 с. : рис., табл.
- 8 Гусев С.И., Зенова В.П., Ларин В.С., Матвеев Д.А. О перспективе создания сухих трансформаторов 110 кВ // ЭнергоЭксперт. — 2012. — № 5. — С. 68-73.

- 9 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.
- 10 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 №903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 №61957).
- 11 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2008. – 30 с.
- 12 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
- 13 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.
- 14 Немировский, А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие / А. Е. Немировский, И. Ю. Сергиевская, Л. Ю. Крепышева. — 4-е изд. — Москва, Вологда : Инфра-Инженерия, 2020. — 174 с. — ISBN 978-5-9729-0404-4. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/98362.html> (дата обращения: 13.04.2025). — Режим доступа: для авторизир. Пользователей
- 15 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.
- 16 Общие вопросы проектирования силовых трансформаторов // Трансформаторы – расчет и конструирование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.qelec.ru/info/articles/3441/art90458.html> (дата обращения 26.02.2025).

17 Ополева, Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения [Текст] : справ.: учеб. пособие: рек. УМО / Г. Н. Ополева. —М. : ФОРУМ : ИНФРА —М, 2006. - 480 с. : рис., табл. —Библиогр.: с. 473 .

18 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - —М. : ФОРУМ, 2009. — 480 с.

19 Основы современной энергетики. Часть 2. Современная электроэнергетика : Учеб. : рек. Мин. обр. РФ/ под ред. Е.В. Аметистова. — М.: Издат. дом МЭИ, 2010. — 632 с.-(ЭБ НЭЛБУК)

20 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). — Москва: Издательство «Э», 2016. — 176 с.

21 Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / Изд. 7-е [Электронный ресурс]. URL: http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/7/7177/index.php (дата обращения 02.12.2025).

22 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт — Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-l-i-sirius-21-l.php>. (дата обращения 15.05.2025).

23 Справочник по проектированию электрических сетей [Текст] / под ред. Д.Л. Файбисовича. —3-е изд., перераб. и доп. —М. : ЭНАС, 2009. —391 с.- (ЭБС Лань).

24 Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию предприятий и общественных зданий [Текст] / ред. С. И. Гамазин, Б. И. Кудрин, С. А. Цырук. — М.: Издат. дом МЭИ, 2010. — 745 с.

25 Стычинский З., Н.И. Воропай. Возобновляемые источники энергии: теоретические основы, технологии, технические характеристики, экономика. МагдебургИркутск. 2010.

26 Сухие силовые трансформаторы [Электронный ресурс]. URL: <http://www.tor-trans.ru/drytrans.html> (дата обращения 22.11.2025).

27 Сухие трансформаторы с литой изоляцией // Zucchini [Электронный ресурс]. URL: www.legrand.ru/ru/ru/liblocal/.../DC079_Zucchini_page198-232.p . (дата обращения 22.11.2025).

28 Титенков С. Режимы заземления нейтрали в сетях 0,4 кВ. Плюсы и минусы различных вариантов // Новости электротехники 4 (82) 2013 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2004/28/13.php> (дата обращения 02.12.2025).

29 Трансформаторы Геафоль // Энергетика: оборудование. Документация [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/spravka/transformatory/transformatory-geafol.html> (дата обращения 22.11.2025).

30 Трансформаторы тока: производственное издание / В.В. Афанасьев, И.М. Адоньев, В.М. Кибель, И.М. Сирота, Б.С. Стогний. – изд. 2-е, перераб. И доп. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1989. – 416 с.

31 Фортов, В. Е. Энергетика в современном мире [Текст] / В. Е. Фортов, О. С. Попель. – Долгопрудный : Интеллект, 2011. – 168 с.

32 Электротехнический справочник : В 4 т./ Под общ.ред. В.Г. Герасимов, Под общ. ред. А.Ф. Дьяков, Под общ. ред. Н.Ф. Ильинский, Гл. ред. А.И. Попов Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии : справочное издание. -2009. -964 с.-(ЭБ НЭЛБУК)

33 Электротехническое оборудование последнего поколения [Электронный ресурс] : учеб. пособие для магист. программы "«электроэнергет. системы и сети"»/ сост. А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева; АмГУ, Эн. ф. –2-е изд., испр. – Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. –165 с. Режим доступа: <http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/A>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Данные для проектирования

Таблица П.1 – Исходные данные для проектирования системы ЭС

№ на плане		
	Наименование	Площадь, м ²
1	2	3
1	Жилой дом	80
2	Жилой дом	80
3	Жилой дом	80
4	Жилой дом	80
5	Жилой дом	80
6	Жилой дом 17 этажей	600
	Магазин	200
7	Жилой дом 18 этажей	400
	Магазин	100
8	Жилой дом	80
9	Жилой дом	80
10	Жилой дом	100
11	Гараж	10
12	Гараж	10
13	Школа	600
14	Гараж	8
15	Магазин	300
16	Гараж	8
17	Административное здание	300
18	Административное здание	200
19	Жилой дом	350
20	Гараж	10
21	Жилой дом	300
	Магазин	100
22	Жилой дом	300
	Магазин	150
23	Жилой дом	450
24	Жилой дом	300
25		100
26	Гараж	8
27	Гараж	8
28	Жилой дом	400
29	Магазин	200
30	Гараж	8
31	Гараж	6
32	ЗАГС	300
33	Жилой дом	450

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Данные для проектирования

Продолжение таблицы П.1

1	2	3
34	Административное здание	800
35	Гараж	8
36	Гараж	6
37	Магазин	200
38	Административное здание	700
39	Жилой дом	350
40	Магазин	200
41	Административное здание	300
42	Жилой дом	150
43	Магазин	100
44	Жилой дом	400
	Магазин	100
45	Административное здание	200
46	Административное здание	200
47	Административное здание	300
48	Магазин	200
49	Кафе	300
50	Автомойка	100
51	Офисное здание	400
52	Офисное здание	300
53	Кафе	200