

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения села Климоуцы
Свободненского района Амурской области напряжением 10/0,4 кВ

Исполнитель

студент группы 342 зсб-2

подпись, дата

Д.В. Бенцель

Руководитель

доцент

подпись, дата

А.Г. Ротачёва

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2017

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

_____ 2017г.
« _____ » _____

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента: Бенцель Дмитрия Валерьевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения села Климоуцы Свободненского района Амурской области напряжением 10/0,4 кВ

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): _____

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.д.) _____

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

(фамилия, имя, отчество, должность, ученная степень, ученное звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

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

ОТЗЫВ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Специальность _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы _____

количество рисунков и таблиц _____

число приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой
и направленностью _____

3. Достоинства работы _____

4. Недостатки работы _____

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее

проявления

6. Масштабы и характер использования специальной литературы

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

9. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

«_____» _____ 2017 г. Руководитель _____

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 107 с, 4 рисунка, 37 таблиц, 7 приложений, 24 источника.

ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЬ, КАТЕГОРИЙНОСТЬ ПОТРЕБИТЕЛЯ ПО НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, НАГРУЗКА ОСВЕЩЕНИЯ, УЧЁТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, СРОК ОКУПАЕМОСТИ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ.

Объектом разработки работы выбирается система электроснабжения напряжением 10 – 0,4 кВ села Климауцы Свободненского района Амурской области. В работе выполняется реконструкция системы электроснабжения села Климауцы для того, чтобы повысить надёжность сети и снизить потери электроэнергии. Цель работы - выполнить реконструкцию и техническое перевооружение системы электроснабжения напряжением 10 – 0,4 кВ села Климауцы. В работе определены уровни токов КЗ в сети 0,4-10 кВ при помощи приближенного приведения в именованных единицах. Выбраны уставки средств РЗ и А трансформаторов и линий 0,4-10 кВ. Рассчитана надёжность сети 10 кВ аналитическим методом.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Характеристика района электроснабжения	12
2 Расчёт электрических нагрузок сети 0,4 кВ	18
2.1 Расчёт нагрузок сельских жилых домов	18
2.2 Расчёт нагрузок производственных, общественных, коммунальных предприятий, зданий и сооружений	20
2.3 Расчёт нагрузки уличного освещения	20
2.4 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП	21
3 Выбор и проверка проводников в сети низкого напряжения	22
4 Расчёт электрических нагрузок сети 10 кВ	28
4.1 Потери мощности в трансформаторах	28
4.2 Выбор трансформаторов ТП	30
4.3 Нагрузки на высокой стороне ТП	33
5 Выбор и проверка проводников в сети высокого напряжения	34
5.1 Выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ	34
5.2 Техникоэкономическое сравнение вариантов сети 10 кВ	35
6 Расчёт электрических нагрузок на шинах ПС и КРМ	37
7 Расчет токов короткого замыкания	38
7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	38
7.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0.4 кВ	41
7.3 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ	45
7.4 Расчет токов короткого замыкания на шинах 10 кВ ПС для проверки оборудования КРУ	46
8 Выбор и проверка оборудования	49
8.1 Выбор и проверка оборудования 0,4 кВ	49
8.1.1 Выбор и проверка автоматических выключателей для защиты линий 0,4 кВ	49

8.1.2	Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ для защиты шин ТП	50
8.2	Выбор и проверка оборудования 10 кВ	52
8.2.1	Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП	52
8.2.2	Выбор трансформаторов тока	52
8.2.3	Выбор трансформатора напряжения	56
8.2.4	Выбор выключателей нагрузки	57
8.2.5	Выбор КРУ	58
8.2.6	Выбор выключателей 10 кВ	59
9	Компенсация емкостных токов замыкания на землю	61
10	Релейная защита и автоматика	62
10.1	Описание защиты воздушных линий 10 кВ	62
10.2	Токовая отсечка без выдержки времени	63
10.3	Максимальная токовая защита линий	64
10.4	Защита от однофазных замыканий на землю	66
10.5	Устройства автоматического включения резерва	67
10.6	Уставки срабатывания защит	68
11	Оценка надёжности проектируемой схемы	69
12	Молниезащита, заземление, техника безопасности	74
12.1	Заземляющее устройство ТП	74
12.2	Выбор ограничителей перенапряжений	77
12.3	Защита от перенапряжений	78
12.3.1	Защита от перенапряжений ВЛ выше 1 кВ	78
12.3.2	Мероприятия по повышению грозоупорности ВЛ выше 1 кВ	79
12.3.3	Защита от перенапряжений ВЛ до 1 кВ	79
13	Безопасность	81
13.1	Меры безопасности при работе на высоте	81
13.2	Меры безопасности при работе с монтажными инструментами, механизмами и измерительными приборами	82
13.3	Пожаробезопасность	82
	Заключение	90

Список использованных источников	91
Приложение А. Расчёт надёжности сети 10 кВ	94
Приложение Б	102
Приложение В	103
Приложение Г	104
Приложение Д	105
Приложение Е	106
Приложение Ж	107

ВВЕДЕНИЕ

Современное сельскохозяйственное производство и сельский быт немыслимы без электрификации. Обогрев и вентиляция, водоснабжение, приготовление и раздача корма, электрификация строительных работ, освещение и обогрев жилых помещений – это далеко не полный перечень использования электроэнергии. В связи с этим возросли требования к надежности электроснабжения сельскохозяйственных объектов, к качеству электрической энергии, к ее экономному использованию и рациональному расходованию материальных ресурсов при сооружении систем электроснабжения.

Сельскохозяйственные объекты отличаются исключительным разнообразием условий, в которых приходится работать электрооборудованию. Срок его службы, эффективность и безопасность эксплуатации в значительной мере зависят от грамотного выбора конструкции, способа монтажа и умелого использования. Отсюда – повышение роли инженеров – электриков в хозяйствах.

Сельское население в быту применяет различные электрические приборы. К приборам, облегчающим домашний труд, сокращающим затраты времени на него и создающим условия удобства и комфорта, относятся нагревательные устройства (электроплиты и электроплитки, электрокипяильники и электроводонагреватели, электрочайники и электрокастрюли, электрорадиаторы, электрокамины и электроотражатели, электроутюги), электрические холодильники, стиральные машины, электрические пылесосы и т.п. В бытовую нагрузку включаются такие современные бытовые приборы, как электрокондиционеры, индукционные печи, ионизаторы воздуха, ультрафиолетовые облучатели и некоторые другие, [1].

Состояние сетей 0,4-10 кВ села Климауцы обуславливает необходимость их реконструкции.

Актуальность проекта: в связи с изношенностью оборудования и сетей 0,4-10 кВ села Климауцы в системе электроснабжения данных сёл отмечается большой уровень потерь электроэнергии.

Цель проекта заключается в том, чтобы предложить способы по снижению потерь электроэнергии в выбранном районе, используя общеизвестные мероприятия по снижению потерь, [2].

Поставлены и решены следующие задачи:

1. Отследить динамику уровня потерь электроэнергии в выбранном районе;
2. Применить провода типа СИП для сетей 0,4 – 10 кВ;
3. Оптимально загрузить трансформаторы ТП;
4. Обеспечить бесперебойность электроснабжения села Климауцы.
5. Описать меры безопасности при монтаже сете и оборудования реконструируемого района.

Практическая применимость проекта – в результате расчётов получены параметры системы электроснабжения 0,4 – 10 кВ села Климауцы.

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

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматическое включение резерва;
- АИИС КУЭ – автоматизированная информационно – измерительная система коммерческого учёта электроэнергии;
- АО - акционерное общество;
- АЭС – Амурские электрические сети;
- ВЛ - воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ДРСК – Дальневосточная распределительная сетевая компания;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ - кабельная линия;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- РЗ - релейная защита;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- НН – низкое напряжение;
- ПС – подстанция;
- РЭС – район энергоснабжения;
- СП – структурное подразделение;
- СИП – самонесущий изолированный провод;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- ТО – токовая отсечка;
- ЦЭС – центральные электрические сети.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Так как село Климауцы находится в Свободненском районе, а характеристика отдельного села отсутствует, то приводится характеристика всего района в целом, согласно паспорту района, [3].

Площадь территории Свободненского района составляет 7234,393 кв. км.

Расположен район в северно-западной части Амурской области и граничит с запада с Китайской народной республикой по реке Амур, с севера - с Шимановским районом, с востока по реке Зея – с Мазановским и Серышевским районами и с юга – с Благовещенским районом. Районный центр находится в г. Свободном. По территории района проходит Транссибирская железнодорожная магистраль, протяженность которой составляет 60 км. Общая продолжительность автомобильных дорог 490 км., из них федерального назначения 46 км.

В пределах Свободненского района разведаны месторождения бурого угля, огнеупорных глин, формовочных песков и различных строительных материалов. В недрах земли много извести, рассыпного золота и гравия, который может быть использован как строительный материал.

На протяжении нескольких лет для территории Свободненского района характерно увеличение численности постоянного населения. По состоянию на 01.01.2015 года численность населения составляет 14803 человека.

Ключевым видом экономической деятельности в Свободненском районе является сельское хозяйство. Сельским хозяйством в районе занимаются 6 коллективных хозяйств и 26 крестьянско-фермерских хозяйств. Животноводством в Свободненском районе занимаются два коллективных хозяйства, 11 фермерских хозяйств и около 2000 ЛПХ.

С октября 2011 года в районе работает убойный цех на полном цикле выращивания и забоя скота, обработки сырья и приготовления мясной продукции. Производством мясных деликатесов, колбас, полуфабрикатов на территории района занимается ИП Романова Т.Ю.

На территории района 5 индивидуальных предпринимателей занимаются выпечкой хлебобулочных изделий.

По состоянию на 01.01.2015 года в Свободненском районе общая протяженность дорог местного значения и улиц составляет 245,3 км., в том числе с асфальтобетонным покрытием 48,7 км.

Свободненский район обладает высоким туристско-рекреационным потенциалом и необходимым набором характеристик для развития рекреационной деятельности с перспективой повышения уровня туристской привлекательности. Причем, в высокой степени разнообразие и привлекательность природной составляющей района, богатство и наличие на территории района культурно-исторических объектов определяют приоритеты развития того или иного вида туристско-рекреационной деятельности.

На современном этапе на территории района организованный внутренний туризм не получил должного распространения по причине отсутствия развитой инфраструктуры и сервисного обслуживания.

На территории Свободненского района расположены следующие объекты:

- заказник «Иверский», площадь - 50000 га (46 км от км1453), базы отдыха - «Михайлов В.И.» (38 км от фед. тр.), КФХ «Марков» (55 км), «Гвардеец» берег отдыха оз. Бардагон, (49км) Москвитинская турбаза, (58 км) лечебно-оздоровительные учреждения – санаторий «Бузули» в с.Разливная, «Реабилитационный центр для детей и подростков с ограниченными возможностями «Бардагон»;

-2 детских оздоровительных лагеря;

-на федеральной трассе 1415 км. работает комплекс «Меркурий» включающий: кафе (36 мест, банкетный зал), гостиница (5 номеров), сауна с бассейном комнатой отдыха, баня, шиномонтаж (легковой, грузовой).

На территориях Свободненского района из 42 населенных пунктов проводной связью обеспечены 40 населенных пунктов, 2 Сукромли Семеновского сельсовета и Гуран Сычевского сельсовета не имеют возможности воспользоваться услугами проводной связи. Проводную связь на территории предоставляет один оператор связи – Амурский филиал ОАО «Ростелеком».

На сегодняшний день базовые станции операторов сотовой связи установлены в следующих населенных пунктах:

Амурский филиал ОАО «Вымпелком» «Билайн»: с. Нижние Бузули, с. Костюковка, с. Климоуцы.

Дальневосточный филиал ОАО «Мегафон»: с. Нижние Бузули, с. Усть-Пера, с. Новгородка, с. Москвитино, с. Костюковка, с. Новоивановка, с. Загорная Селитьба, с. Сычевка, с. Климоуцы. Филиал ОАО «МТС» г. Благовещенск: с. Нижние Бузули, с. Москвитино, с. Новгородка, с. Черновка.

Свободненский район не является промышленно-развитым образованием и создание территории опережающего социально-экономического развития позволит развить новые отрасли (газоперерабатывающую и газохимическую) не только в экономике района, но и во всей региональной экономике. Резиденты инвестиционного проекта по созданию ТОСЭР: ООО «Газпром переработка Благовещенск» и ПАО «СИБУР Холдинг».

На территории района расположены 42 населенных пункта, объединенных в 15 сельсоветов или муниципальных образований, находящиеся в пяти противоположных направлениях – это Голубинское, Загорненское, Климоуцевское, Желтоярское и Москвитинское:

1) Дмитриевский сельсовет (с. Дмитриевка, с. Усть-Пера, п. Юхта, п. Юхта-3);

- 2) Желтоярровский сельсовет (с. Желтоярово, с. Гащенко, с. Заган, с. Новоникольск, с. Черниговка);
- 3) Загорно-Селитьбинский сельсовет (с. Загорная Селитьба);
- 4) Климоуцевский сельсовет (с. Климоуцы, с. Новостепановка, с. Талали);
- 5) Костюковский сельсовет (с. Костюковка, с. Зиговка, с. Малый Эргель, с. Серебрянка);
- 6) Курганский сельсовет (с. Глухари, с. Курган, с. Голубое);
- 7) Малосазанский сельсовет (с. Малая Сазанка, п. Орлиный);
- 8) Москвитинский сельсовет (с. Москвитино, п. Источный);
- 9) Нижнебузулинский сельсовет (с. Нижние Бузули, с. Новоострополь);
- 10) Новгородский сельсовет (с. Новгородка, с. Бардагон, п. Подгорный);
- 11) Новоивановский сельсовет (с. Новоивановка, с. Рогачевка);
- 12) Петропавловский сельсовет (с. Буссе, с. Петропавловка);
- 13) Семеновский сельсовет (с. Семеновка, с. Сукромли, с. Маркучи);
- 14) Сычевский сельсовет (с. Сычевка и с. Гуран);
- 15) Черновский сельсовет (с. Черновка, с. Разливная, с. Чембары, с. «Бузули»).

Климат района резко континентальный. Температура воздуха самого холодного месяца колеблется от -17 до -42 градусов в январе, самого теплого до +35 градусов в июле. Среднегодовая сумма осадков 727,6 мм. Летом 621,1 мм, зимой покров снега достигает 110 мм.

Основные направления ветра:

- зимой - северный со скоростью 1 м/сек;
- весной - юго-восточный со скоростью 2 м/сек;
- летом - южный со скоростью 2 м/сек.

Период выпадения наибольшего количества осадков и таяние снегов в горной местности в июле, августе приводит к наводнению.

Графически расположение населенных пунктов показано на рисунке 1, характеристика района дана в таблице 1.

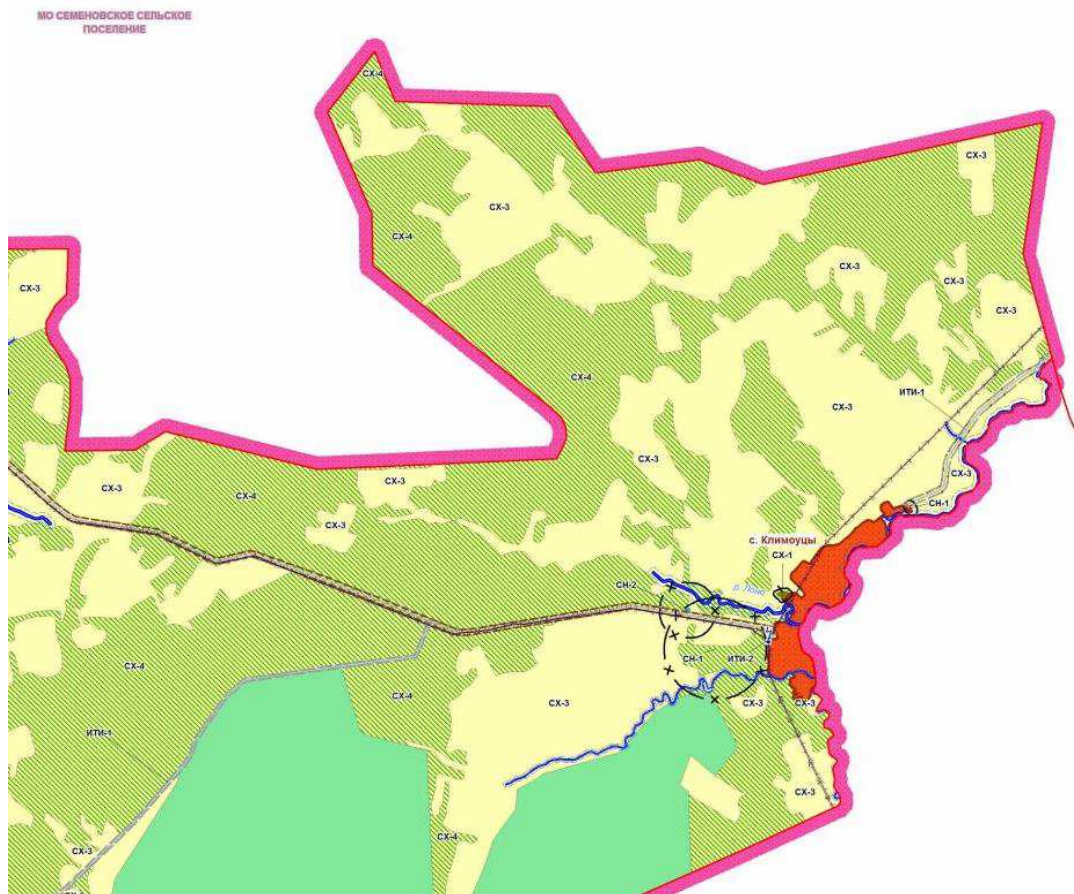


Рисунок 1 - Амурская область, Климоуцевский сельсовет

Таблица 1 – Характеристика Климоуцевского сельсовета Свободненского района

1.	Местоположение в муниципальном районе	Южная часть Свободненского района
2.	Административный центр	с. Климоуцы
3.	Наличие символики	Нет
4.	Расстояние от административного центра поселения до райцентра, км	50
5.	Общая площадь муниципального образования, кв.км.	83737,8
6.	Численность населения, чел.	на 01.01.2016 г. 1278
7.	Площадь сельхозугодий, га, в т. ч.:	20,137 га
8.	Площадь лесов, га	
9.	Общая протяженность автодорог населенных пунктов/ протяженность автодорог с твердым покрытием, км	19842 м нет
10.	Площадь земельных участков, находящихся в собственности муниципального образования	4485 кв.м
	в том числе земли	
	сельхозназначения	4485 кв.м.
	населенных пунктов	0 кв.м.

--	--	--

Оценим величину нормативных (технологических) и сверхнормативных (разность фактических и нормативных) потерь электроэнергии по фидеру 10 кВ ПС «Климауцы» за 2015-2016 год. Данные представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Динамика потерь за 2015-2016 год,

№ фидера	Всего	Технологические	Сверхнормативные
Ф-13	31.00%	14.00%	17.00%

Относительно высокий уровень нормативных потерь объясняется:

- изношенностью сетей и оборудования,
- неэффективными режимами работы сети,
- малой загрузкой трансформаторов 10/0,4 кВ и так далее.

Высокий уровень сверхнормативных потерь объясняется:

- бездоговорным потреблением (набросы),
- безучётным потреблением (вмешательство в работу прибора учёта)
- неодновременностью снятия показаний счётчиков электроэнергии,
- неплатежами за электроэнергию и так далее.

Следовательно, для снижения нормативных потерь необходимо:

- заменить оборудование на более новое,
- эффективно подключить потребителей,
- выбрать эффективный режим работы сети.

Для снижения сверхнормативных потерь необходимо:

- использовать СИП для исключения фактов хищения ЭЭ,
- эффективно подключить потребителей,
- выбрать эффективный режим работы сети.

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК СЕТИ 0,4 КВ

Для определения нагрузок сельскохозяйственных потребителей и электрических сетей используем [4].

Для сельскохозяйственных потребителей и сетей, как правило, характерно наличие двух максимумов в суточных графиках электрических нагрузок. Поэтому определяют максимальную дневную активную P_D (реактивную Q_D) и максимальную вечернюю активную P_B (реактивную Q_B) нагрузки.

Основное отличие от расчёта городских потребителей состоит в том, что за расчетную нагрузку для выбора параметров систем электроснабжения (сечения проводов, мощности трансформаторов и т.п.) принимается наибольший из дневного и вечернего максимумов.

2.1 Расчёт нагрузок сельских жилых домов

Расчетная активная нагрузка на вводе в сельский жилой дом (одноквартирный дом или квартира в многоквартирном доме, имеющие отдельный счетчик электроэнергии) без электронагревательных приборов зависит от внутриквартирного потребления электроэнергии и темпов роста электропотребления.

Дневной и вечерний максимумы нагрузки на вводе в жилой дом соответственно S_D и S_B находят по выражениям:

$$P_P = P_{P_{уд}} \cdot n ; \quad (1)$$

$$S_B = \frac{K_{yB} \cdot P_P}{\cos \varphi_B} ; \quad (2)$$

$$S_D = \frac{K_{yD} \cdot P_P}{\cos \varphi_D} , \quad (3)$$

где $P_{P_{уд}}$ - удельная нагрузка;

n - в зависимости от $P_{P_{уд}}$ используется площадь помещения, количество квартир, число посещений здания;

$K_{уд}$, $K_{вв}$ - коэффициенты участия в дневном и вечернем максимуме нагрузок;

$\cos \varphi_{д}$; $\cos \varphi_{в}$ - коэффициентов мощности нагрузки дневного и вечернего потребления;

P_p - расчетная активная нагрузка на вводе в жилой дом.

Для двухквартирного дома вечерняя нагрузка:

$$P_p = P_{P_{уд}} \cdot n ;$$

$$P_p = 7,5 \cdot 2 = 15 \text{ кВт};$$

$$S_p = \frac{P_p}{\cos \varphi} ;$$

$$S_p = \frac{15}{0,97} = 15 \text{ кВА}.$$

Расчетная нагрузка на вводе сельского жилого дома принимается по таблице 54.4, [4]. Данные по нагрузке объектов сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчётные нагрузки объектов системы электроснабжения

№	Объект	$P_{в}$, кВт	$Q_{в}$, кВар	$P_{д}$, кВт	$Q_{д}$, кВар	S_p , кВА	$\cos(\varphi)$	Категория по надёжности
1	Одноквартирный дом (электроплита)	7,5	1,87	4,5	1,5	8	0,97	3
2	Двухквартирный дом (электроплита)	15	3,74	9	3	15	0,97	3
3	контора	2	1	5	3	6	0,86	3
4	скважина	20	10	20	10	22	0,89	3
5	дк	32	20	10	6	38	0,85	3
6	гараж малый	5	4	10	8,5	13	0,76	3
7	гараж большой	10	8	20	17	26	0,76	3
8	магазин, пекарня	10	5	10	5	11	0,89	3
9	Склад	1	1	20	12	23	0,86	3
10	котельная	28	20	28	20	34	0,81	2
11	Школа, садик	12	8	21	8,1	23	0,93	2
12	больница	50	35	50	35	61	0,82	2

13	столярка	10	7	5	4	12	0,82	3
14	здание ДРСУ	30	25	15	12	39	0,77	3
15	зерносушилка	60	60	65	60	88	0,73	3

2.2 Расчёт нагрузок производственных, общественных, коммунальных предприятий, зданий и сооружений

В общем случае расчетные нагрузки на вводах указанных потребителей принимаются по проектам этих объектов. В условиях отсутствия данных расчетные нагрузки на вводах некоторых типичных сельскохозяйственных потребителей принимаем по таблице 54.4, [4].

Данные по нагрузке производственных, общественных, коммунальных предприятий, зданий и сооружений сведены в таблицу 3.

2.3 Расчёт нагрузки уличного освещения

Нагрузка уличного освещения ориентировочно определяется по выражению для ТП 7-37:

$$P_{oc} = P_{oc,уд} \cdot l; \quad (4)$$

$$P_{oc} = 10 \cdot 1,14 = 11,4 \text{ кВт},$$

где $P_{oc,уд}$ – удельная мощность, для освещения улиц по [4] принимаем 10 кВт/км.

l – длина, км.

Расчёт проводим для каждой ТП. Результат сведём в таблицу 4.

Таблица 4 – Нагрузка освещения

Наименование ТП	$P_{oc,уд}$, кВт/км.	l , км	P_{oc} , кВт
7-37	10	1,14	11,4
7-20	10	2,16	21,6
7-33	10	0,81	8,1
7-22	10	2,04	20,4
7-57	10	0,69	6,9
7-42	10	0,45	4,5
7-23	10	1,74	17,4

2.4 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

Расчетные мощности на шинах напряжением 0,4 кВ подстанций 6 - 10/0,4 кВ (расчетные мощности подстанции) определяют путем суммирования расчетных нагрузок головных участков (таблица 6), отходящих от подстанций линий 0,4 кВ. Коэффициенты мощности нагрузок на шинах 0,4 кВ подстанций принимают по таблице 54.13, [4].

Для примера рассчитаем нагрузку на шинах НН ТП 7-37. Согласно данным таблицы 5 и листа графической части № 1, расчётная активная нагрузка ф-1 составляет 43 кВт, ф-2 – 41 кВт, ф-3 – 41. К наибольшей из активных нагрузок линий, согласно данным таблицы 54.12, [4], прибавляем добавку 27,2; 27,2 кВт, а также нагрузку освещения 11,2 кВт, в итоге получаем:

$$P_{P\text{ ТП}7-37} = 43 + 27,2 + 27,2 + 11,2 = 108 \text{ кВт.}$$

При среднем коэффициенте мощности для отходящих линий равным 0,93, получим суммарную расчётную нагрузку ТП 7-37:

$$S_{P\text{ ТП}7-37} = \frac{108}{0,93} = 116 \text{ кВА.}$$

Результаты расчета для остальных ТП и сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ

№ ТП	S _p , кВА	P _p , кВт	Q _p , кВАр
ТП 7-37	116	108	42,5
ТП 7-20	135	131	35,2
ТП 7-33	211	184	103,8
ТП 7-22	202	190	67,1
ТП 7-57	116	103	52,4
ТП 7-42	66	58	31,8
ТП 7-23	109	106	26,3

3 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ПРОВОДНИКОВ В СЕТИ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

По электрическим сетям сельскохозяйственного назначения получают электроэнергию как отдельные потребители, так и их группы.

Распределительные линии 0,4 кВ выполняются по магистральным и радиальным схемам. Радиальное питание от ТП 10/0,4 кВ отдельными линиями 0,4 кВ применяют для ответственных и отдельно расположенных потребителей электроэнергии, например, кабельные линии, питающие котельные, многоквартирные дома, ряд ответственных коммунально-бытовых потребителей, выполняются двухцепными.

Электрические нагрузки сельских сетей напряжением 0,4 - 110 кВ определяют путем суммирования расчетных нагрузок на вводе потребителей для сети 0,4 кВ, на шинах трансформаторных подстанций 6 - 20/0,4 кВ для сети 6 - 20 кВ, на шинах подстанций 35 - 110/6 - 20 кВ для сетей 35 - 110 кВ с учетом соответствующих коэффициентов одновременности отдельно для дневного и вечернего максимумов:

$$P_D = K_o \cdot \sum_{i=1}^n P_{Di} ; \quad (5)$$

$$P_B = K_o \cdot \sum_{i=1}^n P_{Bi} , \quad (6)$$

где P_D, P_B — расчетные активные дневная и вечерняя нагрузки группы потребителей на участке линии или на шинах подстанции, кВт;

P_{Di}, P_{Bi} — расчетные активные дневная и вечерняя нагрузки на вводе i -го потребителя, или i -го участка линии, или на шинах i -й подстанции, кВт;

K_o — коэффициент одновременности.

Значения коэффициентов одновременности для суммирования электрических нагрузок по формулам (5) – (6) в сетях 0,4 кВ приведены в таблице 54.11, [4].

Если для участков линий 0,4 кВ присоединенные к ним потребители разнородны (например, жилые дома и производственные объекты) или нагрузки на вводах к этим потребителям различаются более чем в 4 раза, то суммирование рекомендуется проводить с помощью данных таблице 54.12, [4]. При этом к большей из двух слагаемых нагрузок прибавляется надбавка ΔP от меньшей.

Рассмотрим расчет нагрузок на примере ф-1, питающей 17 потребителей от ТП 7-37. Линия выполнена проводом марки СИП-2А.

Расчётная нагрузка линии с учётом коэффициента одновременности:

$$S_P = K_o \cdot S_i; \quad (7)$$

$$S_P = 0,31 \cdot 144 = 44 \text{ кВА.}$$

Расчётный ток линии:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (8)$$

$$I_P = \frac{44}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 62 \text{ А.}$$

Принимаем СИП сечением жил 16 мм² СИП 2А 3х16+1х10 с длительно допустимым током 100 А, [5].

Для оценки правильности выбора сечений проводников необходимо провести проверку выбранной линии по допустимой потере напряжения:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot \frac{100}{400} \cdot (r_{уд} \cdot \cos(\varphi) + x_{уд} \cdot \sin(\varphi)), \quad (9)$$

где $\cos(\varphi)$ и $\sin(\varphi)$ – принимается средневзвешенное значение коэффициента мощности;

l – длина линии, км;

I_p – расчетный ток в линии, А;

$r_{уд}, x_{уд}$ – удельное активное и реактивное сопротивление линии, Ом/км.

Условие проверки на потерю напряжения:

$$\Delta U < \Delta U_{доп}, \quad (10)$$

где $\Delta U_{доп}$ – величина допустимого падения напряжения 10% по ГОСТ 32144-2013.

Проверим выполнение условия (9) для СИП:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 62 \cdot 0,48 \cdot \frac{100}{400} \cdot (1,91 \cdot 0,96 + 0,1 \cdot 0,3) = 25,1\%.$$

Потеря напряжения превышает 10%, поэтому увеличим сечение линии магистрального СИПа до 50 мм². В таком случае:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 62 \cdot 0,48 \cdot \frac{100}{400} \cdot (0,64 \cdot 0,96 + 0,09 \cdot 0,3) = 8,6\%.$$

Потеря напряжения не превышает 10%, следовательно, для потребителей, питающихся по линии условие выполняется.

Нагрузки остальных линий определяем аналогично и сводим в таблицу 6. Параметры линий 0,4 кВ сводим в таблицу 7. Результаты расчета падения напряжения также сведены в таблицу 8.

Таблица 6 –Нагрузки в сетях.0,4 кВ

Наименование ТП	Тип потребителей	N _{потр}	P _{сумм} , кВт	S _{сумм} , кВА	K _о	P _р , кВт	S _р , кВА	I _р , А
ТП 7-37								
ф-1	быт.нагрузка	17	137,5	143	0,31	43	44	62
ф-2	быт.нагрузка	14	135	139	0,3	41	42	59
ф-3	проеобл. произв.нагрузка	5	55	64	0,75	41	48	60
ВЛ	освещение		11,4			11,4		16
ТП 7-20								
ф-1	проеобл. быт.нагрузка	23	182,5	191	0,28	51	53	74
ф-2	быт.нагрузка	11	82,5	85	0,37	31	31	44
ф-3	быт.нагрузка	23	195	201	0,28	55	56	79
ВЛ	освещение		21,6			21,6		31
ТП 7-33								
ф-1	проеобл. произв.нагрузка	6	200	259	0,725	145	188	210
ф-2	проеобл. быт.нагрузка	15	142,5	147	0,32	46	47	66
ВЛ	освещение		8,1			8,1		12
ТП 7-22								
ф-1	проеобл. быт.нагрузка	23	222,5	242	0,28	62	68	90
ф-2	проеобл. быт.нагрузка	39	340	353	0,24	82	85	118
ф-3	проеобл. быт.нагрузка	5	37,5	39	0,5	19	19	27
ф-4	проеобл. быт.нагрузка	12	144	157	0,35	50	55	73
ВЛ	освещение		20,4			20,4		29
ТП 7-57								
ф-1	проеобл. быт.нагрузка	5	82	91	0,5	41	46	59
ф-2	проеобл. быт.нагрузка	15	160	167	0,32	51	53	74
ф-3	проеобл. произв.нагрузка	1	28	34	1	28	34	40
ВЛ	освещение		6,9			6,9		10
ТП 7-42								
ф-1	проеобл. быт.нагрузка	2	40	51	0,85	34	44	49
ф-2	проеобл. быт.нагрузка	9	75	77	0,4	30	31	43
ВЛ	освещение		4,5			4,5		7
ТП 7-23								
ф-1	быт.нагрузка	23	172,5	178	0,28	48	50	70
ф-2	быт.нагрузка	16	120	124	0,31	37	38	54
ф-3	быт.нагрузка	8	60	62	0,41	25	25	36
ВЛ	освещение		17,4			17,4		25

Таблица 7 –Параметры линий 0,4 кВ

ВЛ/КЛ 0,4 кВ	I _p , А	I _{доп} , А	F _{пров} , мм ²	L, км	cos(φ)	sin(φ)
ТП 7-37						
φ-1	62	195	50	0,48	0,96	0,3
φ-2	59	195	50	0,54	0,97	0,2
φ-3	60	100	16	0,12	0,86	0,5
ВЛ	16	100	16	0,54	1,00	0,0
ТП 7-20						
φ-1	74	290	95	0,69	0,96	0,3
φ-2	44	201	50	0,75	0,97	0,2
φ-3	79	293	95	0,72	0,97	0,2
ВЛ	31	160	35	0,75	1,00	0,0
ТП 7-33						
φ-1	210	290	95	0,33	0,77	0,6
φ-2	66	195	50	0,48	0,97	0,2
ВЛ	12	100	16	0,48	1,00	0,0
ТП 7-22						
φ-1	90	240	70	0,48	0,92	0,4
φ-2	118	344	150	0,78	0,96	0,3
φ-3	27	100	16	0,36	0,97	0,2
φ-4	73	195	50	0,42	0,92	0,4
ВЛ	29	160	35	0,78	1,00	0,0
ТП 7-57						
φ-1	59	100	16	0,18	0,90	0,4
φ-2	74	195	50	0,42	0,96	0,3
φ-3	40	100	16	0,09	0,81	0,6
ВЛ	10	195	50	0,42	1,00	0,0
ТП 7-42						
φ-1	49	100	16	0,09	0,78	0,6
φ-2	43	130	25	0,36	0,97	0,2
ВЛ	7	100	16	0,36	1,00	0,0
ТП 7-23						
φ-1	70	290	95	0,78	0,97	0,2
φ-2	54	240	70	0,72	0,97	0,2
φ-3	36	100	16	0,24	0,97	0,2
ВЛ	25	160	35	0,78	1,00	0,0

Таблица 8 – Потери напряжения в сетях 0,4 кВ

ВЛ/КЛ 0,4 кВ	I _p , А	L, км	cos(φ)	sin(φ)	R, Ом/км	X, Ом/км	ΔU, %
ТП 7-37							
φ-1	62	0,48	0,96	0,3	0,64	0,09	8,6
φ-2	59	0,54	0,97	0,2	0,64	0,09	9,2
φ-3	60	0,12	0,86	0,5	1,91	0,1	5,5
ВЛ	16	0,54	1,00	0,0	1,91	0,1	7,7
ТП 7-20							
φ-1	74	0,69	0,96	0,3	0,32	0,09	7,7
φ-2	44	0,75	0,97	0,2	0,64	0,09	9,7
φ-3	79	0,72	0,97	0,2	0,32	0,09	8,6
ВЛ	31	0,75	1,00	0,0	0,87	0,09	9,3
ТП 7-33							
φ-1	210	0,33	0,77	0,6	0,32	0,09	9,6
φ-2	66	0,48	0,97	0,2	0,64	0,09	9,3
ВЛ	12	0,48	1,00	0,0	1,91	0,1	4,9
ТП 7-22							
φ-1	90	0,48	0,92	0,4	0,44	0,09	8,7
φ-2	118	0,78	0,96	0,3	0,206	0,09	9,3
φ-3	27	0,36	0,97	0,2	1,91	0,1	8,3
φ-4	73	0,42	0,92	0,4	0,64	0,09	8,7
ВЛ	29	0,78	1,00	0,0	0,87	0,09	9,1
ТП 7-57							
φ-1	59	0,18	0,90	0,4	1,91	0,1	8,6
φ-2	74	0,42	0,96	0,3	0,64	0,09	9,0
φ-3	40	0,09	0,81	0,6	1,91	0,1	2,7
ВЛ	10	0,42	1,00	0,0	0,64	0,09	1,2
ТП 7-42							
φ-1	49	0,09	0,78	0,6	1,91	0,1	3,1
φ-2	43	0,36	0,97	0,2	1,2	0,09	8,4
ВЛ	7	0,36	1,00	0,0	1,91	0,1	2,0
ТП 7-23							
φ-1	70	0,78	0,97	0,2	0,32	0,09	8,2
φ-2	54	0,72	0,97	0,2	0,44	0,09	7,9
φ-3	36	0,24	0,97	0,2	1,91	0,1	7,3
ВЛ	25	0,78	1,00	0,0	0,87	0,09	7,8

4 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК СЕТИ 10 КВ

4.1 Потери мощности в трансформаторах

Полные активные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K, \quad (11)$$

где ΔP_X - активные потери холостого хода, [б];

ΔP_K - активные потери короткого замыкания, [б].

Полные реактивные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K, \quad (12)$$

где ΔQ_X - реактивные потери холостого хода;

ΔQ_K - реактивные потери короткого замыкания.

Реактивные потери холостого хода:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x}{100}, \quad (13)$$

где $S_{ном.т}$ - номинальная мощность трансформатора;

I_x - ток холостого хода, [б].

Реактивные потери короткого замыкания:

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_K}{100}, \quad (14)$$

где U_K - напряжение короткого замыкания, [б].

Справочные данные трансформаторов показаны в [6] и сведены в таблицу 9.

Таблица 9 - Паспортные данные трансформаторов

Марка ТМ	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_x , %
40	0,19	0,88	4,5	3
63	0,26	1,28	4,5	2
100	0,37	1,97	4,6	2,6
160	0,56	2,65	4,5	2,4
250	0,82	3,7	4,5	2,3

Рассчитаем потери в трансформаторе на ТП 7-42, $S_{НОМ} = 100$ кВА:

$$\Delta P_T = 0,37 + 0,66^2 \cdot 1,97 = 1,2 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_x = 100 \cdot \frac{2,6}{100} = 2,6 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_k = 100 \cdot \frac{4,6}{100} = 4,6 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_T = 2,6 + 0,66^2 \cdot 4,6 = 4,6 \text{ кВАр}.$$

Аналогично рассчитаем потери в трансформаторах для остальных ТП, и сведём результат в таблицу 10.

Таблица 10 – Потери мощности в трансформаторах

№ ТП	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВт
ТП 7-37	2,0	7,7
ТП 7-20	1,9	9,0
ТП 7-33	2,6	13,4
ТП 7-22	1,6	6,7
ТП 7-57	1,0	4,1
ТП 7-42	1,2	4,6
ТП 7-23	1,8	7,2

4.2 Выбор трансформаторов ТП

В соответствии с категорией по надёжности электроснабжения, для потребителей второй и третьей категории предусматривается установка одного трансформатора на ТП.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению, для ТП 7-42:

$$S_{PT} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_c}, \quad (15)$$

$$S_{PT7-42} = \frac{66}{1 \cdot 0,8} = 82 \text{ кВА},$$

где $S_{ТП}$ - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

n_T - число трансформаторов;

K_c - коэффициент допустимой систематической нагрузки, принимаемый 0,8, [4].

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной.

Выбранный трансформатор 100 кВА проверяются по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме, для ТП 7-42:

$$K_{3 \text{ норм}} = \frac{S_P}{S_{НОМТР} \cdot N_{ТР}} \geq 0,5; \quad (16)$$

$$K_{3 \text{ норм}} = \frac{66}{100 \cdot 1} = 0,66 \geq 0,5;$$

$$K_{3 \text{ на}} = \frac{S_P}{S_{НОМТР} \cdot (N_{ТР} - 1)} \leq 1,4. \quad (17)$$

$$K_{3 \text{ на}} = \frac{66}{100 \cdot (1)} = 0,66 \leq 1,4.$$

Рассчитанные коэффициенты сравниваются с табличными (таблица 11), учитывается среднегодовая температура воздуха и предварительная загрузка масляных трансформаторов, [6].

Таблица 11 - Допустимая аварийная перегрузка трансформаторов при среднегодовой температуре 10⁰С

t, ч	K _з							
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
1,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
2,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
4,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,47	1,39
8,0	1,44	1,43	1,42	1,41	1,40	1,38	1,36	1,32
24,0	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25

Среди существующих ТП имеются недогруженные, вывод об их замене необходимо сделать после расчёта нагрузки сети 0,4 кВ. Потребители подключаемые к недогруженным ТП переподключаются на аналогичные недогруженные ТП, тем самым создавая оптимальный по загрузке режим работы трансформаторов. По селу Климауцы такие ТП: ТП 7-37 1x400, ТП 7-57 1x250, ТП 7-42 1x400. Исключение данные ТП из сети 10 кВ позволит уменьшить технические потери в сети 10 кВ (нагрузочные потери короткого замыкания, постоянные потери холостого хода). В системе электроснабжения села перегруженная ТП – ТП 7-23 1x100, ТП 7-20 1x160, ТП 7-33 1x250.

Для обоснования замены трансформаторов на ТП 7-37 проверим фактически установленные трансформаторы по загрузке. На ТП 7-37 установлены трансформаторы ТМ 400 – 1 шт.:

$$K_{з\text{ норм}} = \frac{S_p}{S_{НОМТР} \cdot N_{ТР}} ;$$

$$K_{з\text{ норм}} = \frac{146}{400 \cdot 1} = 0,29 .$$

Из расчёта видно, что фактически установленные трансформаторы недогружены. Поэтому рекомендуется их заменить на ТМ 160, к примеру с разукрупненный ТП 7-20 1х160 при условии, что тип трансформатора подойдёт для установки на опоре в составе столбовой/мачтовой ТП.

Результаты расчёта сводим в таблицу 12, результаты проверки фактически установленных трансформаторов сводим в таблицу 13.

Таблица 12 – Выбор трансформаторов

№ ТП	S_p , кВА	$N_{тр}$	$K_{загр}$	$S_{расч}$, кВА	$S_{ном}$, кВА	$K_{загр}$ факт	$K_{загр}$ авар
ТП 7-37	146	1	0,8	146	160	0,73	0,73
ТП 7-20	169	1	0,8	169	250	0,54	0,54
ТП 7-33	264	1	0,8	264	400	0,53	0,53
ТП 7-22	144	2	0,7	144	160	0,6	1,3
ТП 7-57	83	2	0,7	83	100	0,58	1,16
ТП 7-42	82	1	0,8	82	100	0,66	0,66
ТП 7-23	136	1	0,8	136	160	0,68	0,68

Таблица 13 – Проверка загрузки трансформаторов

№ ТП	S_p , кВА	$S_{ном}$ факт, кВА	$K_{загр}$ факт	Характеристика
ТП 7-37	146	400	0,29	недогружен, меняется на ТМ-160/10
ТП 7-20	169	160	0,85	перегружен, меняется на ТМ-250/10
ТП 7-33	264	250	0,85	перегружен, меняется на ТМ-400/10
ТП 7-22	144	250	0,81	Оптимальная нагрузка, не соответствует категоричности потребителей (категория 2), устанавливается дополнительно 2й трансформатор ТМ-160/10
ТП 7-57	83	250	0,46	недогружен, не соответствует категоричности потребителей (категория 2), устанавливается дополнительно 2й трансформатор ТМ-100/10
ТП 7-42	82	400	0,16	недогружен, меняется на ТМ-100/10
ТП 7-23	136	100	1,09	перегружен, меняется на ТМ-160/10

4.3 Нагрузки на высокой стороне ТП

Нагрузка ТП приведенная к стороне 10 кВ определяется с учётом потерь в трансформаторах, для ТП 7-37, кВА:

$$S_{10кВ ТП} = \sqrt{(P_{ТП} + \Delta P_T)^2 + (Q_{ТП} + \Delta Q_{ТП})^2}; \quad (18)$$

$$S_{10кВ ТП} = \sqrt{(108+2)^2 + (42,5+7,7)^2} = 121$$

Результат расчёта нагрузок на остальных ТП на стороне 10 кВ сведём в таблицу 14.

Таблица 14 - Нагрузка ТП на стороне 10 кВ

№ ТП	P _{пр} , кВт	Q _{пр} , кВАр	S _{пр} , кВА
ТП 7-37	110	50	121
ТП 7-20	133	44	140
ТП 7-33	187	117	220
ТП 7-22	193	80	210
ТП 7-57	105	61	121
ТП 7-42	59	36	69
ТП 7-23	107	34	112

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ПРОВОДНИКОВ В СЕТИ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

5.1 Выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ

ВЛ 10 кВ выполняем проводом СИП – 3, каталожные данные приведены в [7]. Для этого, составляем 2 варианта исполнения схемы сети 10 кВ:

1 – Схема подключения ТП 7-22 – ТП 7-57 выполняется резервированной двухцепной линией от разных секций шин ПС Климоуцы, что обосновывает установку резервных трансформаторов на данных ТП. Оставшаяся часть села подключается по магистральной нерезервированной схеме.

2 – Схема подключения ТП кольцевая.

Данные по каждому из вариантов приведены в таблице 15.

Таблица 15 - Нагрузка линий 10 кВ

Вариант №1																
Линия	$P_{\text{сум}}$, кВт	$Q_{\text{сум}}$, кВАр	$S_{\text{сум}}$, кВА	K_0	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА	I_p , А	$I_{\text{доп}}$, А	$F_{\text{СИП-3}}$, мм ²	L , км	$n_{\text{ц}}$	$R_{\text{л}}$, Ом/км	$X_{\text{л}}$, Ом/км	$\Delta W_{\text{л}}$, кВтч	$\Delta U_{\text{л}}$, %
ТП 7-22/7-57	651	328	729	0,9	586	295	656	38	200	35	5,2	2	0,986	0,10	55329	1,6
участок ТП 7-57-7-23/7-42	166	70	180	0,9	149	63	162	9	200	35	1,7	1	0,986	0,10	2165	0,3
ТП -7-37/7-20	243	94	261	0,9	219	85	235	14	200	35	1,7	1	0,986	0,10	4610	0,4
обрыв одной цепи	651	328	729	0,8	521	263	583	34	200	35	6,9	1	0,986	0,10	115458	3,7
Вариант №2																
ТП -7-33/7-22/7-42/7-23	546	268	608	0,9	492	241	547	32	200	35	5,8	1	0,986	0,10	85828	3,0
ТП -7-37/7-20/7-57	348	155	381	0,9	313	140	343	20	200	35	6,5	1	0,986	0,10	37551	2,1

обрыв головно го участка	894	423	989	0,8	715	338	791	46	200	35	10,6	1	0,986	0,10	327447	7,8
-----------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	----	-----	----	------	---	-------	------	--------	-----

Выбираем ориентировочное сечение СИП - 3, при условии:

- размыкаем петли по точке нормального потококораздела;
- оцениваем потери напряжения.

Нагрузка линии по формуле, при условии, что активная нагрузка ТП различается менее чем в 4 раза:

$$S_{P.ЛИН} = \kappa_0 \cdot \sum_{i=1}^n S_{P.ТП}, \quad (19)$$

где κ_0 - коэффициент одновременности, принимаемы по таблице 54.14, [4].

Если активная нагрузка ТП, питаемых по линии различается более чем в 4 раза, то суммирование проводится по таблице 54.15, [4].

Расчётный ток линии находим по формуле (8). Выбираем провод марки СИП-3 сечением 35 мм² с допустимым током 200 А для обеспечения допустимой потери напряжения по формуле (9).

5.2 Техникоэкономическое сравнение вариантов сети 10 кВ

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

$$Z = E_H \cdot K + И = E_H \cdot (K_{ВЛ} + K_{ВЫКЛ}) + (A \cdot K_{ВЛ} + A \cdot K_{ВЫКЛ}) + C_0 \cdot (\Delta W_{ВЛ}) \cdot 10^{-3}, \quad (20)$$

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

$K_{ВЛ}$ и $K_{ВЫКЛ}$ - стоимость ВЛ и выключателей соответственно, [8];

$C_0 = 1,71$ руб/кВт*ч – стоимость потерь электроэнергии, [9];

A - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание

$a_{ам.выкл} = 5,9\%$, $a_{ам.ВЛЭП} = 0,5\%$, [8];

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

Потери в линиях находятся как:

$$\Delta W_{ВЛ} = \sum \frac{(P_{Л})^2 + (Q_{Л})^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (R + i \cdot X) \cdot T, \quad (21)$$

где $P_{Л}$ – потоки активной мощности по линии, МВт;
 $Q_{Л}$ – потоки реактивной мощности по линии, МВАр;
 R, X – активное и реактивное сопротивление линии, Ом;
 T – число часов.

Результаты расчёта сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Сравнение вариантов сети 10 кВ

исходные данные	по варианту 1	по варианту 2	
$N_{\text{выкл}}$, ШТ	3	2	
$L_{\text{пров35}}$, км	13,79	13,41	
$C_{\text{выкл}}$, тыс. руб	260	260	
$C_{\text{пров35}}$, тыс. руб	64,11	64,11	
$C_{\text{потерь ээ}}$, руб/кВтч	1,71	1,71	
расчётные данные	по варианту 1	по варианту 2	
$I_{\text{пров экспл}}$, тыс. руб	4	4	
$I_{\text{выкл экспл}}$, тыс. руб	46	31	
$I_{\text{аморт}}$, тыс. руб	83	69	разница
$I_{\text{потерь ээ}}$, тыс. руб	106	211	105
Z , тыс. руб	406	453	47

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

В результате сравнения по приведенным затратам выявлено, что вариант 1 дешевле на 47 тыс. руб (10%).

6 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ ПС И КРМ

Согласно [4], расчетные нагрузки на шинах 6 - 20 кВ трансформаторных подстанций 35 - 110/6 - 20 кВ определяют суммированием расчетных нагрузок головных участков отходящих линий 6 -20 кВ, таблица 54.15, [4]. Результат показан в таблице 17.

Таблица 17 – Нагрузка на шинах ПС «Климауцы»

$P_{\text{сум}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{сум}}, \text{кВАр}$	$S_{\text{сум}}, \text{кВА}$	K_0	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВАр}$	$S_p, \text{кВА}$	$I_p, \text{А}$
894	423	989	0,80	715	338	791	46

Значение коэффициента мощности определяется как:

$$\operatorname{tg} \varphi = Q_p / P_p, \quad (22)$$

$$\operatorname{tg} \varphi = 338 / 715 = 0,47.$$

Так как к ПС «Климауцы» помимо села Климауцы подключено село Новостепановка, Талали, Семеновка, нагрузка которого не рассматривается, и ввиду незначительного превышения требуемого коэффициента мощности (0,4), то вопрос компенсации реактивной мощности на стороне 10 кВ ПС не рассматривается.

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

На рисунке 2 показаны схемы замещения и исходные схемы для расчёта токов КЗ.

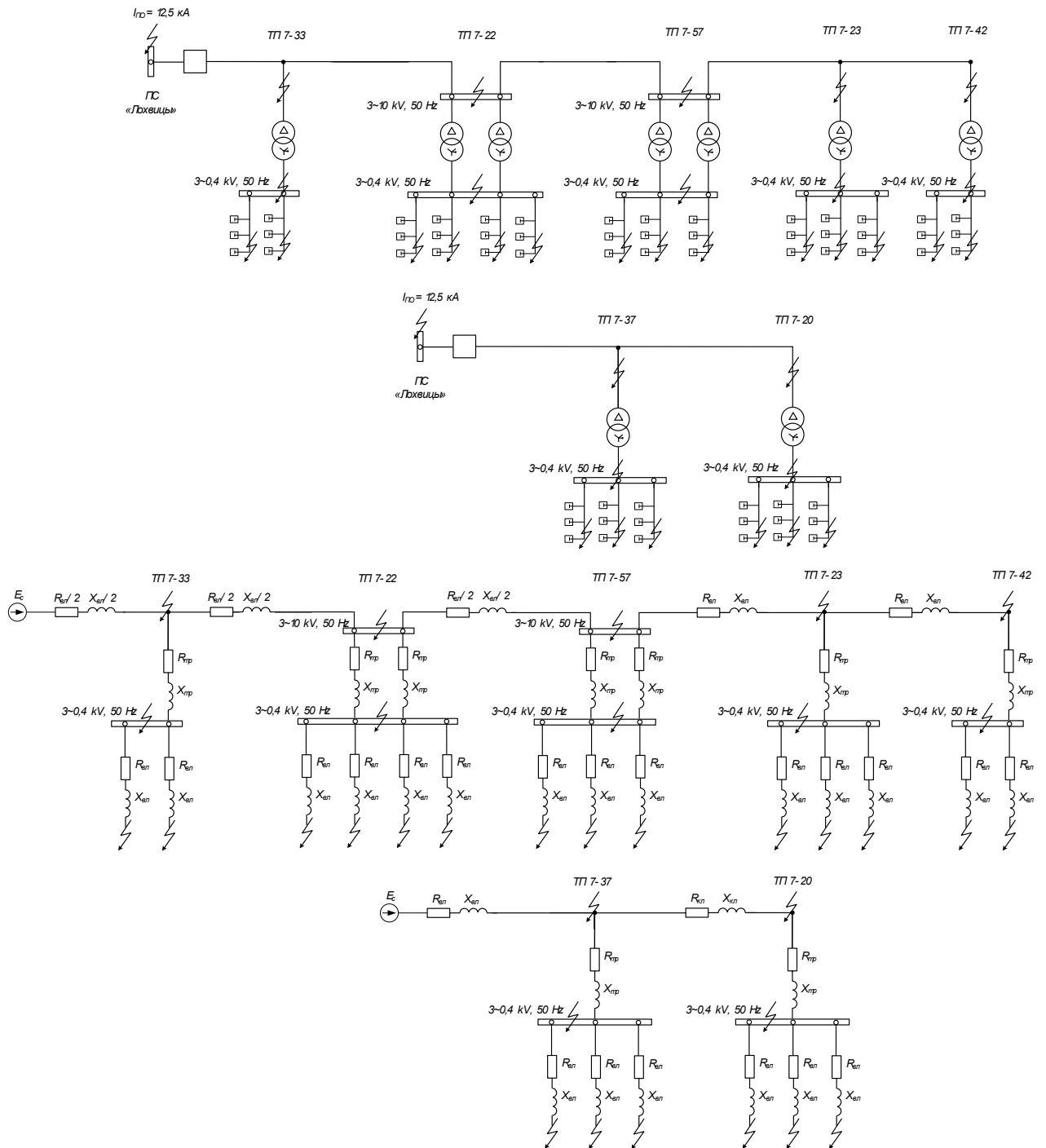


Рисунок 2 – Схема замещения и расчётные точки КЗ в сети 10 кВ

Токи КЗ находим по сети в целом. Приближённо сопротивление системы определяется по отключающей способности выключателя, [10], т.е.:

$$X_C = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{отк}}; \quad (23)$$

$$X_C = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,485;$$

где $I_{отк}$ – отключающая способность выключателя ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ2 на головном участке сети $I_{отк}=12,5$ кА.

Расчёт проводится для точки КЗ на ТП 7-37.

Активные и индуктивные сопротивления участков кабелей до ТП-7-37,

Ом:

$$X_L = x_{y\partial} \cdot L; \quad (24)$$

$$X_L = 0,1 \cdot 0,6 = 0,06;$$

$$R_L = r_{y\partial} \cdot L, \quad (25)$$

$$R_L = 0,986 \cdot 0,6 = 0,59,$$

где $r_{y\partial}, x_{y\partial}$ – удельное активное и реактивное сопротивление провода, Ом/км;

L – длина участка провода, км.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, кА:

$$I_{no} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma K2}^2 + X_{\Sigma K2}^2}}; \quad (26)$$

$$I_{no} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,59^2 + (0,485 + 0,06)^2}} = 7,19.$$

Ток двухфазного короткого замыкания, кА:

$$I_{\text{ноТП}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ноТП}}^{(3)}; \quad (27)$$

$$I_{\text{ноТП}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,19 = 6,26.$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей, с:

$$T_{\text{ТП}} = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}; \quad (28)$$

$$T_{\text{ТП}} = \frac{(0,06 + 0,485)}{0,59 \cdot 314} = 0,004.$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$K_{\text{удТП}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{\text{ТП}}}}; \quad (29)$$

$$K_{\text{удТП}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,004}} = 1,02$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{\text{удТП}} = K_{\text{удТП}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ноТП}}; \quad (30)$$

$$i_{\text{удТП}} = 1,02 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,19 = 10,4$$

Расчёт ведётся по алгоритму (23) – (30), результаты расчёта сводим в таблицу 18.

Таблица 18 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ

ТП	ТП 7-37	ТП 7-20	ТП 7-33	ТП 7-22	ТП 7-57	ТП 7-42	ТП 7-23
Лл 10кВ, кМ	0,60	1,70	2,80	3,49	5,21	6,88	6,33
Рл 10кВ, Ом	0,59	1,68	2,76	3,44	5,14	6,78	6,24
Z_{Σ} , Ом	0,80	1,80	2,86	3,54	5,23	6,88	6,34
$I^{(3)}_{по}$, кА	7,19	3,21	2,02	1,63	1,10	0,84	0,91
$I^{(2)}_{по}$, кА	6,26	2,80	1,76	1,42	0,96	0,73	0,79
T, с	0,004	0,011	0,018	0,023	0,034	0,045	0,041
Куд	1,02	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
$I_{уд}$, кА	10,4	4,5	2,9	2,3	1,6	1,2	1,3

7.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0.4 кВ

Параметры элементов схемы замещения при расчете токов КЗ в именованных единицах будут равны каталожным данным, причём сопротивления принимаем в мОм. Расчет ведётся аналогично п. 7.1, в соответствии с рисунком 2.

Сопротивление системы определяется по следующей формуле при учёте значения тока КЗ не стороне ВН ТП 7-37, мОм:

$$x_c = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ\ ВНТП}^{(3)}}; .$$

$$x_c = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 7,19} = 3,2.$$

Для точки КЗ на шинах НН ТП:

Сопротивления трансформатора ТМ-160 берётся по [10]: $R_{mp} = 16,6$ мОм,

$X_{mp} = 52,7$ мОм.

Переходное сопротивление шин ТП принимается $R_{перех} = 20$ мОм.

принимается по [10] $R_{авт ввод} = 1,5 \text{ мОм}$, $X_{авт ввод} = 0,5 \text{ мОм}$.

$$R_{\Sigma K1} = R_{mp} + R_{перех} + R_{авт ввод};$$

$$R_{\Sigma K1} = 16,6 + 20 + 1,5 = 38,1 \text{ мОм};$$

$$X_{\Sigma K1} = X_{mp} + X_{авт ввод} + x_C;$$

$$X_{\Sigma K1} = 52,7 + 0,5 + 3,2 = 56,4 \text{ мОм}.$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени:

$$I_{noK-1}^{(3)} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma K1}^2 + X_{\Sigma K1}^2}};$$

$$I_{noK-1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(56,4)^2 + (38,1)^2}} = 3,4 \text{ кА}$$

Сопrotивление обратной последовательности трансформатора равно сопротивлению прямой последовательности. Сопrotивление нулевой последовательности системы и переходное сопротивление шин ТП равняется нулю. Реактивное и активное сопротивление линий принимаются $X_{0,l} = 3,5 \cdot X_{1,l}$, $R_{0,l} = 10 \cdot R_{1,l}$.

Начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ, кА:

$$I_{noK-1}^{(1)} = \frac{U_{CPHH} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(3 \cdot R_{mp} + R_{перех} + R_{авт ввод})^2 + (3 \cdot X_{mp} + X_{авт ввод} + x_C)^2}};$$

$$I_{noK-1}^{(1)} = \frac{400 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(3 \cdot 16,6 + 0 + 1,5)^2 + (3 \cdot 52,7 + 0,5 + 0)^2}} = 1,39 \text{ кА}.$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей, с:

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{R_\Sigma \cdot 314};$$

$$T_a = \frac{56,4}{38,1 \cdot 314} = 0,005.$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

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

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,005}} = 1,12.$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y\partial K1} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{нoK1};$$

$$i_{y\partial K1} = 1,12 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,4 = 5,38.$$

Для точек КЗ в сети 0,4 кВ расчёт ведётся аналогично, дополнительно определяются активные и индуктивные сопротивления участков линий, мОм:

$$X_{BЛ-1} = x_{y\partial} \cdot L_{BЛ-1};$$

$$X_{BЛ-1} = 0,09 \cdot 480 = 43,2 \text{ мОм};$$

$$R_{BЛ-1} = r_{y\partial} \cdot L_{BЛ-1},$$

$$R_{BЛ-1} = 0,64 \cdot 480 = 307,2 \text{ мОм},$$

где $r_{y\partial}$, $x_{y\partial}$ - удельное активное и реактивное сопротивление линии 1 от ТП 7-37, мОм/м;

L – длина участка провода, м.

Результаты расчётов токов КЗ сведены в таблицы 19-20.

Таблица 19 – Результаты расчетов токов КЗ на шинах 0,4 кВ ТП

ТП	X_T , МОм	R_T , МОм	$R_{перех}$, МОм	$X_{авт}$ ввод, МОм	$R_{авт}$ ввод, МОм	X_c , МОм	Z_{Σ} , МОм	$I^{(3)}_{по}$, кА	$I^{(1)}_{по}$, кА	T , с	$K_{уд}$	$I_{уд}$, кА
ТП 7-37	52,7	16,6	20	0,5	1,5	3,2	68,08	3,40	1,39	0,005	1,12	5,379
ТП 7-20	38,2	9,4	20	1	1,5	7,2	55,33	4,18	1,95	0,005	1,12	6,624
ТП 7-33	28,1	5,9	20	0,17	0,85	11,5	47,89	4,83	2,67	0,005	1,12	7,652
ТП 7-22	52,7	16,6	20	0,7	1,7	14,2	77,66	2,98	1,38	0,006	1,17	4,920
ТП 7-57	76	36,3	20	0,7	1,7	20,9	113,56	2,04	0,91	0,005	1,15	3,325
ТП 7-42	76	36,3	20	0,7	1,7	27,5	119,28	1,94	0,91	0,006	1,17	3,219
ТП 7-23	52,7	16,6	20	0,5	1,5	25,4	87,31	2,65	1,39	0,007	1,22	4,562

Таблица 20 – Результаты расчетов токов КЗ на линиях 0,4 кВ

ВЛ/КЛ 0,4 кВ	R_l , МОм	X_l , МОм	Z_{Σ} , МОм	$I^{(3)}_{по}$, кА	$I^{(1)}_{по}$, кА	T , с	$K_{уд}$	$I_{уд}$, кА
ТП 7-37								
ф-1	307,2	43,2	310,2	0,6	0,17	0,000	1,0	0,9
ф-2	345,6	48,6	349,0	0,6	0,15	0,000	1,0	0,8
ф-3	229,2	12,0	229,5	0,8	0,23	0,000	1,0	1,1
ТП 7-20								
ф-1	220,8	62,1	229,4	0,8	0,20	0,001	1,0	1,1
ф-2	480,0	67,5	484,7	0,4	0,22	0,000	1,0	0,6
ф-3	230,4	64,8	239,3	0,8	0,40	0,001	1,0	1,1
ТП 7-33								
ф-1	105,6	29,7	109,7	1,5	0,41	0,001	1,0	2,1
ф-2	307,2	43,2	310,2	0,6	0,17	0,000	1,0	0,9
ТП 7-22								
ф-1	211,2	43,2	215,6	0,8	0,23	0,001	1,0	1,1
ф-2	160,7	70,2	175,3	0,9	0,22	0,001	1,0	1,3
ф-3	687,6	36,0	688,5	0,3	0,08	0,000	1,0	0,4
ф-4	268,8	37,8	271,4	0,7	0,19	0,000	1,0	0,9
ТП 7-57								
ф-1	343,8	18,0	344,3	0,5	0,15	0,000	1,0	0,7
ф-2	268,8	37,8	271,4	0,6	0,18	0,000	1,0	0,8
ф-3	171,9	9,0	172,1	0,8	0,29	0,000	1,0	1,1
ТП 7-42								

ф-1	171,9	9,0	172,1	0,8	0,28	0,000	1,0	1,1
ф-2	432,0	32,4	433,2	0,4	0,12	0,000	1,0	0,6
ТП 7-23								
ф-1	249,6	70,2	259,3	0,7	0,18	0,001	1,0	0,9
ф-2	316,8	64,8	323,4	0,6	0,15	0,001	1,0	0,8
ф-3	458,4	24,0	459,0	0,4	0,12	0,000	1,0	0,6

7.3 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{кз}}^2 \cdot t_{\text{п}} , \quad (31)$$

где $I_{\text{кз}}$ - установившееся значение тока КЗ;

$t_{\text{п}}$ - приведённое время КЗ, равное сумме времени срабатывания релейной защиты (0,01с) и времени отключения выключателя (0,04с), с учётом ступени селективности 0,5 с для каждой из ступеней селективности (всего 1х0,5 с ступени до ТП 7-37).

Для примера рассчитаем термически стойкое сечение для ТП 7-37:

$$B_{\text{кр}} = 7,19^2 \cdot (0,01 + 0,045 + 0,5) = 28,4 ;$$

$$B_{\text{кн}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{п}} ;$$

$$B_{\text{кн}} = 5^2 \cdot 2 = 50 .$$

Расчётное значение меньше номинального. Устанавливаемое сечение проходит по устойчивости. Для остальных ТП расчёт ведётся аналогично, результаты расчёта сводим в таблицу 21.

Таблица 21 – Проверка сечений линий 10 кВ

ТП	$I^{(3)}_{\text{но}}$, кА	$t_{\text{п}}$, с	$B_{\text{кр}}$, кА ²	$B_{\text{кн}}$, кА ²
ТП 7-37	7,19	0,5	28,4	50
ТП 7-20	3,21	1	10,8	50
ТП 7-33	2,02	0,5	2,2	50
ТП 7-22	1,63	1	2,8	50
ТП 7-57	1,10	1,5	1,9	50

ТП 7-42	0,84	2,5	1,8	50
ТП 7-23	0,91	2	1,7	50

Анализируя данные таблицы, видно что условие $V_{кр} < V_{кн}$ соблюдается по всем ТП.

7.4 Расчет токов короткого замыкания на шинах 10 кВ ПС для проверки оборудования КРУ

Расчет токов КЗ проводится в относительных единицах с приближённым приведением. Для определения мощности КЗ системы используется информация об уровне токов КЗ на сш 35 кВ ПС «Костюковка» $I_{К}^{(3)} = 1,47$ кА, (рисунок 3).

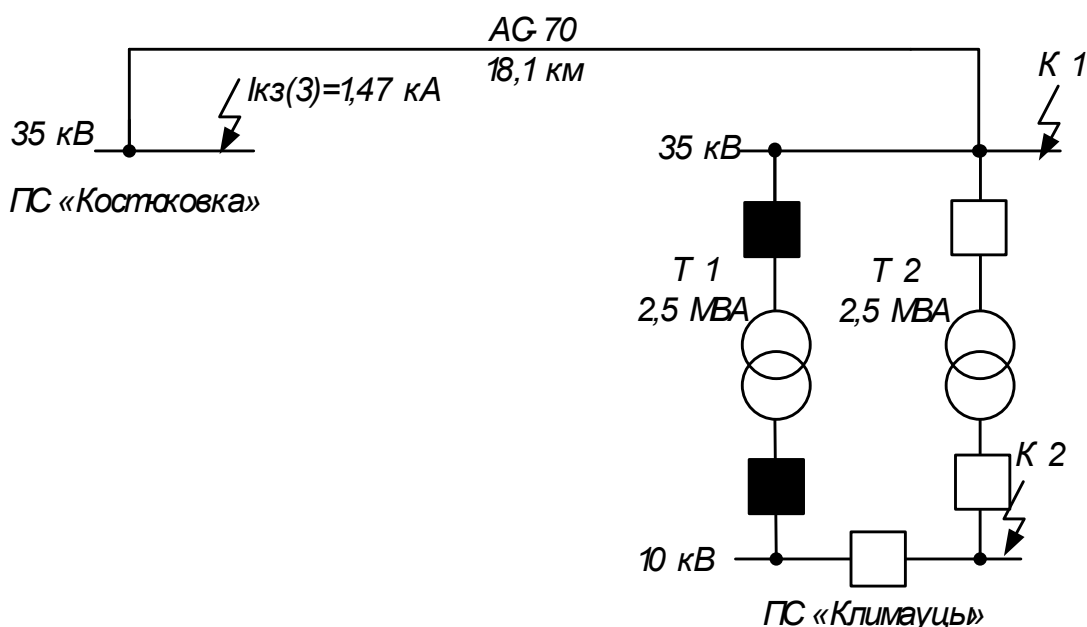


Рисунок 3 – Схема для расчёта токов КЗ на ПС «Климауцы»

Выбирается базисная мощность и базисное напряжение. За базисное напряжение удобнее брать напряжение той ступени, где произошло КЗ.

Исходя из этого принимается:

$$S_B = 10 \text{ МВА};$$

$$U_{Б1} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{B2} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{B1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B1}}; \quad (32)$$

$$I_{B1} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,165 \text{ кА};$$

$$I_{B2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B2}};$$

$$I_{B2} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,58 \text{ кА}.$$

Рассчитаем сопротивление трансформаторов в относительных единицах по формулам, о.е.:

$$X_T = \frac{U_K \cdot S_B}{100 \cdot S_{НОМТР}}; \quad (33)$$

$$X_T = \frac{7,5 \cdot 10}{100 \cdot 2,5} = 0,3,$$

где U_K - исходные данные по трансформатору для расчета;

$S_{НОМТР}$ - номинальная мощность трансформаторов.

Сопротивление системы находится по формуле, о.е.:

$$X_C = \frac{I_{B1}}{I_K}, \quad (34)$$

$$X_C = \frac{0,165}{1,47} = 0,112,$$

где I_K - ток КЗ на шинах 35 кВ ПС «Костюковка», $I_K^{(3)} = 1,47 \text{ кА}$,

Сопротивление линии определяется по формуле, о.е.:

$$X_{Л} = \Sigma X_{ВД} \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_B^2}; \quad (35)$$

$$X_{Л} = 0,43 \cdot 18,1 \cdot \frac{10}{35^2} = 0,063,$$

где L - длина линии, км;

$X_{уд}$ - удельное сопротивление линии, принимается 0,43 для провода АС-70, Ом/км.

Периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ в начальный момент времени рассчитывается по формуле для точки К 1:

$$I_{П0К1} = \frac{E_C \cdot I_{Б1}}{X_C + X_L}; \quad (36)$$

$$I_{П0К1} = \frac{1 \cdot 0,165}{0,063 + 0,112} = 0,94 \text{ кА};$$

$$I_{П0К2} = \frac{E_C \cdot I_{Б2}}{X_C + X_L + X_T}; \quad (37)$$

$$I_{П0К2} = \frac{1 \cdot 0,58}{0,112 + 0,3 + 0,063} = 1,22 \text{ кА};$$

$$i_{a0К1} = \sqrt{2} \cdot I_{П0К1};$$

$$i_{a0К1} = \sqrt{2} \cdot 0,94 = 1,33 \text{ кА};$$

$$i_{a0К2} = \sqrt{2} \cdot I_{П0К2};$$

$$i_{a0К2} = \sqrt{2} \cdot 1,22 = 1,7 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial К1} = i_{a0К1} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right);$$

$$i_{y\partial К1} = 1,33 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,025}}\right) = 2,2 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial К2} = i_{a0К2} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right);$$

$$i_{y\partial К2} = 1,7 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}}\right) = 3,1 \text{ кА}.$$

По справочнику [10] упрощённо принимается $T_a=0,025$ с для шин 35 кВ ПС, $T_a=0,05$ с для шин 10 кВ ПС.

Расчёт проводится аналогично сети 10 кВ. Результаты расчёта показываються в таблице 22.

Таблица 22 – Токи КЗ на ПС «Климауцы»

Точка КЗ	К-1 35 кВ	К-2 10 кВ
$I_{по}, \text{кА}$	0,94	1,22
$I_{а0}, \text{кА}$	1,33	1,7
$T_a, \text{с}$	0,025	0,05
$i_{уд}, \text{кА}$	2,2	3,1

8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

8.1 Выбор и проверка оборудования 0,4 кВ

8.1.1 Выбор и проверка автоматических выключателей для защиты линий 0,4 кВ

Для каждого фидера 0,4 кВ на каждой ТП выбираем автоматический выключатель по расчетному току, для ф-1 ТП 7-37:

$$\begin{aligned} I_{\text{ном. расц}} &\geq I_p, \\ 100\text{А} &\geq 62\text{А} \end{aligned} \quad (38)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Проверка проводится по чувствительности к токам КЗ (столбец 7-9 таблицы 23):

$$\begin{aligned} I_{\text{ПО}}^{(1)} &\geq 1.25 \cdot I_{\text{СР РАСЦ}}, \\ 170\text{А} &\geq 1.25 \cdot 100\text{А}, \\ 170\text{А} &\geq 125\text{А}, \end{aligned} \quad (39)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ (столбец 5-6 таблицы 23):

$$\begin{aligned} I_{\text{ПО}}^{(3)} &\leq I_{\text{отк.}}, \\ 0,6\text{кА} &\leq 5\text{кА}, \end{aligned} \quad (40)$$

Результаты выбора и проверки сводятся в таблицу 23.

Таблица 23 - Выбор и проверка автоматических выключателей для защиты линий 0,4 кВ

ВЛ/КЛ 0,4 кВ	I_p , А	Тип АВ	$I_{РАСЦ}$, А	$I^{(3)}_{по}$, кА	$I_{отк}$, кА	$I^{(1)}_{по}$, кА	$I_{СР РАСЦ}$, А	$1.25 \cdot I_{СР РАСЦ}$, А
ТП 7-37								
ф-1	62	ВА 57-35	100	0,6	5,0	0,17	100	100
ф-2	59	ВА 57-35	100	0,6	5,0	0,15	100	100
ф-3	60	ВА 57-35	80	0,8	5,0	0,23	80	160
ВЛ	16	ВА 57-35	20	0,2	5,0	0,05	20	20
ТП 7-20								
ф-1	74	ВА 57-35	100	0,8	5,0	0,20	100	100
ф-2	44	ВА 57-35	80	0,4	5,0	0,22	80	160
ф-3	79	ВА 57-35	100	0,8	5,0	0,40	100	200
ВЛ	31	ВА 57-35	50	0,3	5,0	0,08	50	50
ТП 7-33								
ф-1	210	ВА 57-35	250	1,5	5,0	0,41	250	250
ф-2	66	ВА 57-35	80	0,6	5,0	0,17	80	80
ВЛ	12	ВА 57-35	16	0,2	5,0	0,06	16	32
ТП 7-22								
ф-1	90	ВА 57-35	100	0,8	5,0	0,23	100	100
ф-2	118	ВА 57-35	160	0,9	5,0	0,22	160	160
ф-3	27	ВА 57-35	50	0,3	5,0	0,08	50	50
ф-4	73	ВА 57-35	80	0,7	5,0	0,19	80	80
ВЛ	29	ВА 57-35	50	0,3	5,0	0,08	50	50
ТП 7-57								
ф-1	59	ВА 57-35	80	0,5	5,0	0,15	80	80
ф-2	74	ВА 57-35	80	0,6	5,0	0,18	80	80
ф-3	40	ВА 57-35	50	0,8	5,0	0,29	50	200
ВЛ	10	ВА 57-35	16	0,6	5,0	0,18	16	16
ТП 7-42								
ф-1	49	ВА 57-35	80	0,8	5,0	0,28	80	160
ф-2	43	ВА 57-35	50	0,4	5,0	0,12	50	50
ВЛ	7	ВА 57-35	16	0,3	5,0	0,08	16	16
ТП 7-23								
ф-1	70	ВА 57-35	100	0,7	5,0	0,18	100	100
ф-2	54	ВА 57-35	80	0,6	5,0	0,15	80	80
ф-3	36	ВА 57-35	50	0,4	5,0	0,12	50	50
ВЛ	25	ВА 57-35	50	0,3	5,0	0,08	50	50

8.1.2 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ для защиты шин ТП

Для каждой ТП выбираем автоматический выключатель по расчетному току, для ТП 7-37:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p,$$

$$250 \text{ A} \geq 168 \text{ A},$$

где I_p – максимальный рабочий ток, определяется исходя и расчётной нагрузки ТП:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (41)$$

$$I_p = \frac{116}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 168 \text{ A}.$$

Проверка проводится по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{по}}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{\text{ср расц}},$$

$$1390 \text{ A} \geq 1,25 \cdot 250 \cdot 4 \text{ A},$$

$$1390 \text{ A} \geq 1250 \text{ A}.$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}},$$

$$3,4 \text{ кА} \leq 10 \text{ кА}.$$

Результаты выбора и проверки сводятся в таблицу 24.

Таблица 24 - Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

ТП	I_p АВТ, А	$I_{\text{ном. расц}}$, А	Марка выключателя	$I^{(3)}_{\text{по}}$, кА	$I_{\text{отк}}$, кА	$I^{(1)}_{\text{по}}$, А	$1,25 \cdot I_{\text{ср расц}}$, А
ТП 7-37	168	250	ВА57-35	3,40	10	1387	1250
ТП 7-20	195	250	ВА57-35	4,18	10	1945	1875
ТП 7-33	305	400	ВА57-35	4,83	10	2674	2000
ТП 7-22	146	160	ВА57-35	2,98	10	1385	1200
ТП 7-57	83	160	ВА57-35	2,04	10	910	800
ТП 7-42	95	160	ВА57-35	1,94	10	910	800
ТП 7-23	157	250	ВА57-35	2,65	10	1387	1250

8.2 Выбор и проверка оборудования 10 кВ

8.2.1 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

Расчетный ток ВН определяем по формуле (для ТП 7-37):

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (42)$$

$$I_{РАСЧ} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9 \text{ А} .$$

Таким образом, как видно из формулы (42), на каждый трансформатор устанавливаем предохранитель типа ПКТ101 – 10У1 с током плавкой вставки 10 А и током патрона 20 А. Расчет для остальных ТП сведём в таблицу 25. Паспортные данные берём в [11].

Таблица 25 – Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

№ ТП	$I_{РАСЧ}$, А	$I_{НОМПР}$, А	$I_{ВСТ}$, А	Тип предохранителя
ТП 7-37	9	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 7-20	14	20	20	ПКТ101 – 10У1
ТП 7-33	23	40	20	ПКТ101 – 10У1
ТП 7-22	9	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 7-57	6	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 7-42	6	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 7-23	9	20	10	ПКТ101 – 10У1

8.2.2 Выбор трансформаторов тока

В КРУ предусматриваем установку ТТ. ТТ выбираются:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \quad (43)$$

- по току

$$I_{\text{норм}} (I_{\text{max}}) \leq I_{1\text{ном}} \cdot \quad (44)$$

При этом номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} = K_{\text{эд}} \sqrt{2} I_{1\text{ном}}, \quad (45)$$

где $K_{\text{эд}}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;
 $I_{1\text{ном}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по термической стойкости:

$$B_{\text{к}} \leq (K_{\text{т}} \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{т}}, \quad (46)$$

где $K_{\text{т}}$ – кратность термической стойкости, величина справочная,
 $t_{\text{т}}$ – время термической стойкости, величина справочная.

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (47)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;
 $Z_{2\text{ном}}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт.}} \quad (48)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. Согласно ПУЭ, по условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм² и для алюминиевых жил и 2,5 мм² для медных жил.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-365		0.55	
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий	0.2		0.2
Ватметр	Ц-1428	0.6		0.6
Варметр	Ц-1628	0.6		0.6
Итого		1.4	0.55	1.4

Из таблицы 26 видно что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Выбираем ТТ марки ТОЛ 10, паспортные данные берём из [11]. Термическую и динамическую стойкость проверяем по формуле:

$$B_K = I_{n.o.PV10кВ}^2 \cdot (t_{отк} + T_{A1}); \quad (49)$$

$$B_K = 1,22^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 2) = 3 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T ; \quad (50)$$

$$B_{HK} = 2,47^2 \cdot 3 = 18 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки $S_{2H}=5 \text{ ВА}$.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}; \quad (51)$$

$$Z_{2H} = \frac{5}{5^2} = 0.2 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}; \quad (52)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1.4}{5^2} = 0.056 \text{ Ом.}$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=5 \text{ м}$.

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}; \quad (53)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0.0283 \cdot 5}{4} = 0.035 \text{ Ом};$$

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}};$$

$$r_2 = 0.1 + 0.035 + 0.056 = 0.191 \text{ Ом,}$$

где $r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов ($r_{\text{конт}} = 0.1 \text{ Ом}$).

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 27.

Таблица 27 – Выбор трансформатора тока 10 кВ для РУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$

$I_H = 50 \text{ A}$ $I_H = 50 \text{ A}$	$I_{P_{л1}} = 38 \text{ A}$ $I_{P_{л2}} = 14 \text{ A}$	$I_H \geq I_{P_{max}}$
1	2	3
$Z_{2H} = 0.2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.2)	$Z_{Hр} = 0.191 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hр}$
$V_{KH} = 18 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{Kр} = 3 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KH} \geq V_{Kр}$
$I_{дин} = 15 \text{ кА}$	$I_{уд} = 3,1 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Трансформаторы тока проверку проходят.

8.2.3 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по напряжению установки:

$U_{уст} \leq U_{ном}$; по конструкции и схеме соединения; по классу_точности; по вторичной нагрузке;

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (54)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{прив} \cdot \cos \varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (55)$$

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

По аналогии с выбором трансформаторов тока для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок (таблица 28) и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2расч}$. Приблизенно, без

учета схемы включения приборов, $S_{2расч}$ можно определить по выражению (55).
При этом должно соблюдаться условие (54).

Выбираем трансформаторы напряжения НАМИ 10У3 по [11].

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	Cos φ	Sin φ	P _{приб} , Вт	Q _{приб} , ВА
Вольтметр	Э-365	2	1	1	0	2	-
Ватметр	Ц-1428	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	Меркурий	3.6 Вт	5	0.38	0.925	18	43.8
Счетчик РЭ	Меркурий	3.6 Вт	5	0.38	0.925	18	43.8
Итого	-	-	-	-	-	36	87.6

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{36^2 + 87,6^2} = 94,7 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
U _Н = 10 кВ S _Р = 94.7 ВА	U _{НТ} = 10 кВ S _Н = 150 ВА (для класса точности 0,2)	U _{НТ} ≥ U _Н S _Н ≥ S _Р

8.2.4 Выбор выключателей нагрузки

Выбор выключателей нагрузки производится так же, как выключателей, но отсутствует проверка по току отключения. Проверим выключатели нагрузки для ТП 7-37.

$$B_{\kappa} = I_{\text{но.ТП9-12}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{неч}} + T_a);$$

$$B_{\kappa} = 7,19^2 \cdot (0,5 + 0,5 + 0,015) = 51,9 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

$$B_{\text{Кном}} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{\text{неч}}$ - время, обусловленное нечувствительностью предохранителя в составе выключателя нагрузки 0,5 с;

$t_{\text{отк}}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{\text{отк}} = 0.5\text{с}$.

Справочные данные выключателей нагрузки берём в [10].

Для остальных ТП выбор проводится аналогично. Результаты сведём в таблицу 30.

Таблица 30 – Выбор и проверка выключателей нагрузки

№ ТП	$I_{\text{р ТП}}, \text{А}$	$I_{\text{н}}, \text{А}$	$I^{(3)}_{\text{по}}, \text{кА}$	$t_{\text{отк}}, \text{с}$	$t_{\text{неч}}, \text{с}$	$T_{\text{а}}, \text{с}$	$B_{\text{кр}}, \text{кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кн}}, \text{кА}^2\text{с}$	$I_{\text{уд}}, \text{кА}$	$I_{\text{дин}}, \text{кА}$
ТП 7-37	9	400	7,19	0,5	0,5	0,004	51,9	400	10,39	30
ТП 7-20	14	400	3,21	1,0	0,5	0,011	15,6	400	4,54	30
ТП 7-33	23	400	2,02	0,5	0,5	0,018	4,1	400	2,85	30
ТП 7-22	9	400	1,63	1,0	0,5	0,023	4,1	400	2,31	30
ТП 7-57	6	400	1,10	1,5	0,5	0,034	2,5	400	1,56	30
ТП 7-42	6	400	0,84	2,5	0,5	0,045	2,1	400	1,19	30
ТП 7-23	9	400	0,91	2,0	0,5	0,041	2,1	400	1,29	30

Таким образом, на всех ТП устанавливаем выключатели нагрузки марки ВМП - 10/400.

8.2.5 Выбор КРУ

Принимаем к установке КРУ серии К-63 со встроенными вакуумными выключателями марки ВВ/Тел-10.

Основная встраиваемая аппаратура:

- Высоковольтные выключатели;
- трансформаторы тока ТОЛ 10;
- трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТДЗЛ-0,66 (ОАО «Самарский трансформатор»);
- трансформаторы напряжения НАМИ УЗ (СЗТТ, г. Екатеринбург);
- трансформаторы собственных нужд;

- ограничители перенапряжений типа ОПН-КР/TEL-10 УХЛ2 («Таврида Электрик»);

- Ошиновку КРУ принимаем на ток до 1000 А.

КРУ серии К-63 может устанавливаться в одном распределительном устройстве с КРУ других серий (КМ-1Ф, К-104, КР-10У4) с помощью переходных шкафов как по секционному выключателю, так и по сборным шинам.

8.2.6 Выбор выключателей 10 кВ

На стороне 10 кВ ПС «Климауцы» выбираем вакуумные выключатели. Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- по длительному току:

$$I_{ном} \leq I_{ном}, I_{мах} \leq I_{ном};$$

- по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл ном};$$

Принимаем линейные выключатели типа ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ2.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{н.о.рУ10кВ}^2 \cdot (t_{отк} + T_{А1});$$

$$B_K = 1,22^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 2) = 3 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0.045$ с, с учётом ступени селективности 2с при отстройке от секционного, вводного и выключателя на стороне ВН.

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

$$B_{Кном} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном откл};$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 20 = 11.31 \text{ кА},$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 40\%$;

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

$$\sqrt{2} \cdot I_{но PV10кВ}^{(3)} + i_{атПС} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right);$$

$$\sqrt{2} \cdot 1,22 + 1,7 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0.40}{100}\right);$$

$$2,7 \leq 39.59 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 31.

Таблица 31 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 32 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 12.5 \text{ кА}$ $I_{откл} = 12.5 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{макс л1} = 38 \text{ А}$ $I_{макс л2} = 14 \text{ А}$ $i_{уд} = 3,1 \text{ кА}$ $B_{к} = 3 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 1,7 \text{ кА}$ $I_{пт} = 1,7 \text{ кА}$ $i_{ат} = 3,1 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{макс}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $I_{откл} \geq I_{пт}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит, следовательно, на головных участках линий устанавливаем выключатели типа ВВ/Te1-10–12,5-20/630 УХЛ-2, [12].

9 КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. В распределительных сетях 6 – 35 кВ эти повреждения составляют не менее 75 % от общего числа повреждений, [13].

Для инженерной оценки величины ёмкостного тока сети с погрешностью 10% рекомендуется пользоваться выражением:

$$I_c = \frac{U_H \cdot L_{ВЛ}}{350}; \quad (56)$$

где U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

$L_{ВЛ}$ – суммарная длина воздушных линий, км.

Произведём расчёт ёмкостного тока сети:

$$I_c = \frac{10 \cdot 13,79}{350} = 0,4 \text{ А.}$$

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при следующих значениях этого тока в нормальных режимах:

В сетях напряжением 10(6) – 20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ – более 10 А.

В сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях, при напряжении 6 кВ – более 30 А; при напряжении 10 кВ – более 20 А; при напряжении 20 кВ – более 15 А.

Так как рассчитанные значения емкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ величины для сети 10 кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

При выполнении релейной защиты и устройств автоматики для сельских распределительных сетей характерно использование простейших средств с минимальным количеством используемой аппаратуры. В соответствии с [12, 13], для защиты сетей до 1 кВ применяют плавкие предохранители, автоматические устройства в таких сетях базируются на использование простейших станций управления или автоматических воздушных выключателей. Для защиты трансформаторов со стороны 10 кВ тоже используют плавкие предохранители.

Для каждой схемы построения распределительной сети системы защиты и автоматических устройств имеют специфические особенности. Устройства автоматики преимущественно используются для восстановления нарушения нормальной работы сети.

Для защиты питающих и распределительных линий 10 кВ подавляющее применение находит максимальная токовая защита, выполняемая на переменном оперативном токе. Защита, имеющая ограниченно зависимую характеристику выдержки времени, осуществляется, как правило в двухфазном исполнении с использованием одного действия или вторичных реле индукционного типа.

10.1 Описание защиты воздушных линий 10 кВ

Для линий в сетях напряжением 6 - 10 кВ должны предусматриваться устройства релейной защиты, действующие на отключение линии при многофазных КЗ, а также устройства защиты при однофазных замыканиях на землю, действующие либо на сигнал, либо на отключение, [14].

Защиту от многофазных КЗ выполняют в двухфазном исполнении и включают во всей сети в одни и те же фазы (обычно А и С) для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Основным видом релейной защиты в электрических сетях является максимальная токовая защита (МТЗ), срабатывающая от резкого увеличения тока цепи при КЗ или перегрузках. Пусковым органом МТЗ является реле максимального тока и реле времени, обеспечивающие выдержку времени срабатывания МТЗ.

Токовой отсечкой (ТО) называется МТЗ с ограниченной зоной действия, имеющая в большинстве случаев реле мгновенного действия. Токовая отсечка выполняется по схеме МТЗ, но без реле времени. Селективность действия ТО обеспечивается не выдержкой времени, а ограничением зоны ее действия.

При сочетании ТО с МТЗ получается токовая защита со ступенчатой характеристикой времени срабатывания. Первой ступенью является ТО, которая в пределах своей зоны действия является мгновенной защитой. Второй ступенью является МТЗ, действующая на отключение цепи с заданной задержкой времени.

Для примера рассчитаем защиту линии ТП -7-33/7-22/7-57/7-23/7-42.

Коэффициент трансформации трансформатора тока $n_t = \frac{50}{5} = 10$.

10.2 Токовая отсечка без выдержки времени

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (57)$$

$$I_{с.з.} = 2,02 \cdot 1,1 = 2,22 \text{ кА},$$

где k_n – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1;

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

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (58)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,73}{2,22} = 0,33 \leq 2,$$

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

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

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{\text{с.р.}} = k_{\text{сх}} \frac{I_{\text{с.з.}}}{n_{\text{T}}} \quad (59)$$

$$I_{\text{с.р.}} = 1 \cdot \frac{2220}{10} = 222 \text{ А}.$$

Выдержка времени ТО: $t_{\text{с.з.}} \approx 0,5 \text{ с}.$

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 32.

Таблица 32 – Расчёт токовой отсечки

Линия	$I_{(3)\text{по}}$, кА	$I_{(2)\text{по}}$, кА	$I_{\text{лин}}$, А	$I_{\text{Н ТТ}}$, А	$I_{\text{с.з.}}$, кА	n_{T}	$I_{\text{с.р.}}$, А	$K_{\text{ч}}$	$t_{\text{н.з.}}$, с
ТП -7-33/7-22/7-57/7-23/7-42	2,02	0,73	38	50	2,220	10	222	0,33	0,5
ТП -7-37/7-20	7,19	2,80	14	50	7,910	10	791	0,35	0,5

10.3 Максимальная токовая защита линий

Ток срабатывания защиты определяется по выражению, кА:

$$I_{\text{с.з.}} = I_{\text{раб.}} \cdot k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{с.з.}} / k_{\text{в}} \quad (60)$$

где k_H – коэффициент надежности, $k_H = 1,1$;
 $k_{с.з.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1;
 $k_в$ – коэффициент возврата, $k_в = 0,95$;
 $I_{раб.}$ – максимальный рабочий ток защищаемой линии, А.
 Первичный ток срабатывания МТЗ равен, кА:

$$I_{с.з.} = 0,2 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 0,232.$$

Ток срабатывания реле определяется по выражению, А:

$$I_{с.р.} = I_{с.з.} \cdot k_{сх} / n_T, \quad (61)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, $k_{сх} = 1$;
 Ток срабатывания реле РТ-40/50 с уставкой 25 А равен, А:

$$I_{с.р.} = 232 \cdot 1 / 10 = 23.$$

Чувствительность защиты определяется по выражению:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (62)$$

$$K_{ч} = \frac{2,22}{0,23} = 3,2 \geq 1,5,$$

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

$$t_{с.з.} = t_{р.з.} + \Delta t,$$

$$t_{с.з.} = 0,5 + 0,5 = 1,0.$$

Реле РТ-40/50 при данной ступени защиты сработает через 1,0 с. после возникновения КЗ.

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 33.

Таблица 33 – Расчёт МТЗ

Линия	$I_{(2)по}, \text{кА}$	$I_{раб}, \text{А}$	$I_{Н ТТ}, \text{А}$	$I_{с.з.}, \text{кА}$	n_T	$I_{с.р.}, \text{А}$	$K_{ч}$	$t_{л.с.}, \text{с}$
ТП -7-33/7-22/7-57/7-23/7-42	0,73	200	50	0,232	10	23	3,2	1,0
ТП -7-37/7-20	2,80	200	50	0,232	10	23	12,1	1,0

10.4 Защита от однофазных замыканий на землю

В сетях 10 кВ такая защита выполняется в виде: селективной токовой защиты, действующей на сигнал; селективной токовой защиты, действующей на отключение, если это необходимо по требованиям безопасности; устройства контроля изоляции.

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

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч} \quad (63)$$

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

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л}, \quad (64)$$

где $I_{ЗНЗ}$ – суммарный емкостной ток сети, $I_{ЗНЗ} = 0,4 \text{ А}$.

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

Ток замыкания на землю линии равен, А:

$$I_{повр.л} = \frac{10 \cdot 5,2}{350} = 0,149.$$

Ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, равен, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л},$$

$$I_{ТНП.повр.л} = 0,4 - 0,149 = 0,245.$$

Ток срабатывания защиты равен, А:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч},$$

$$I_{с.з.} = 0,2457 / 1,5 = 0,16.$$

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 34.

Таблица 34 – Расчёт ЗНЗ

Линия	$I_{повр.л}$, А	$I_{ТНП.повр.л}$, А	$I_{с.з.}$, А	$t_{п.з.}$, с
ТП -7-33/7-22/7-57/7-23/7-42	0,149	0,245	0,16	0,5
ТП -7-37/7-20	0,049	0,345	0,23	0,5

10.5 Устройства автоматического включения резерва

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

Т. к. на ПС «Климауцы» секционный выключатель на стороне НН нормально выключен, то необходимо выбрать напряжение срабатывания пусковых реле:

$$U_{с.з.}=(0,25\div 0,40)\cdot U_{ном} \quad (65)$$

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

Выдержка времени АВР $t_{АВР}=1,0 + 0,5 = 1,5$ с отстроена от наибольшего времени срабатывания защит отходящих от шин присоединений (от МТЗ). Выдержка времени АВР выбрана таким образом, чтобы обеспечить недействие устройства при кратковременном исчезновении или снижении напряжения на резервируемом элементе из-за возникновения КЗ в сети, до отключения этих повреждений.

10.6 Уставки срабатывания защит

По итогу расчёта сводим результаты расчёта уставок защит в таблицу 35.

Таблица 35– Время срабатывания защит

Линия	ТО	МТЗ	АВР
ТП -7-33/7-22/7-57/7-23/7-42	0,5	1,0	1,5
ТП -7-37/7-20	0,5	1,0	1,5

11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ПРОЕКТИРУЕМОЙ СХЕМЫ

В соответствии с [23], инженерные методы применяются тогда, когда анализируется надежность объекта, который может быть представлен в виде системы, об элементах и связях которой имеется вся информация.

Эти методы иногда называются расчетными. Их применение к решению реальных задач требует предварительного моделирования объекта с целью его представления в виде абстрактного, т.е. расчетной схемы.

Расчет надежности сетей электроснабжения проводим аналитическим методом. Данный метод позволяет количественно оценить надежность электрической схемы любой сложности. Он основан на композиции системного анализа и теории вероятностей. Его сущность заключается в определении количественных вероятностных значений показателей надежности для расчета случаев надежности, к которым относятся: полное погашение схемы (состояние полного отказа), разрыв транзита; оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.

Поток отказов для последовательно соединенных элементов определим как:

$$\omega = \sum \omega_i + \omega_{\text{пр.наиб}} \quad (66)$$

где $\omega_{\text{пр.наиб}}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений, 1/год.

$\omega_{\text{пр.наиб}}$ определяется по [24], исходя из максимального значения частоты капитальных ремонтов.

Поток отказов для двух параллельно соединенных элементов определим как:

$$\omega_{II,III} = \omega_{II} \cdot q_{III} + \omega_{III} \cdot q_{II} + \omega_{II}^* \cdot q_{npIII} + \omega_{III}^* \cdot q_{npII}, \quad (67)$$

где q_{np} - вероятность преднамеренного отключения цепочки определяемая по формуле:

$$q_{np} = \frac{\omega \cdot t_B}{T_c} \quad (68)$$

ω^* находим по формуле:

$$\omega^* = \omega_c - \omega_{np.нб} \quad (69)$$

Средняя вероятность состояния отказа системы или коэффициент простоя системы определяется по формуле:

$$q_c = K_{ПС} = q_1 \cdot q_2 + K_{np1} \cdot \lambda_{np1} \cdot q_2 + K_{np2} \cdot \lambda_{np2} \cdot q_1 \quad (70)$$

где K_{npi} – коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого, который определяется по выражению:

$$K_{npi} = 1 - e^{-\frac{t_{npi}}{t_{Вэкс}}} \quad (71)$$

Определяем вероятность отказа системы с учетом АВР. Учет АВР осуществляем по формуле полной вероятности при этом вероятность отказа системы равна:

$$q_{c.ABP} = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / A_1' A_2) \cdot q(A_1') \cdot p(A_2) + q(S / A_1 A_2') \cdot p(A_1) \cdot q(A_2') + q(S / A_1' A_2') \cdot q(A_1') \cdot q(A_2') \quad (72)$$

где $q(S / A_1 A_2)$ - условная вероятность отказа, при условии отсутствия отказа поврежденного элемента и отсутствия отказа во включении резервного элемента;

$q(S / A_1' A_2)$ - условная вероятность отказа, при условии не успешного отключения поврежденного элемента и отсутствия отказа во включении резервного элемента;

$q(S / A_1 A_2')$ - условная вероятность отказа, при условии успешного автоматического отключения поврежденного элемента и отказа при включении резервного;

$q(S / A_1' A_2')$ - условная вероятность отказа, при условии неуспешного автоматического отключения поврежденного элемента и не успешного автоматического включения резервного элемента;

$p(A_1)$ - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом отключении поврежденного элемента;

$p(A_2)$ - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом включении резервного элемента;

$q(A_1')$ - вероятность того, что произошел отказ при автоматическом отключении поврежденного элемента;

$q(A_2')$ - вероятность того, что произойдет отказ в автоматическом включении резервного элемента.

Среднее время безотказной работы системы находится по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c}; \quad (73)$$

$$T_c = \frac{1}{0,0083} = 120,4 \text{ лет.}$$

Расчетное время безотказной работы системы определяем по формуле:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c}; \quad (74)$$

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{0,0083} = 12,6 \text{ лет.}$$

Среднее время восстановления системы найдем из формулы:

$$t_{BC} = \frac{K_{nc}}{\omega_c}; \quad (75)$$

$$t_{BC} = \frac{0,0016}{0,0083} = 0,2 \text{ ч.}$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии определяется по выражению:

$$W_{нед} = P_{огр} \cdot K_{nc} \cdot T_{\Gamma}; \quad (76)$$

$$W_{нед} = 715 \cdot 0,0016 \cdot 5000 = 5737 \text{ кВт}\cdot\text{ч,}$$

где T_{Γ} – число часов максимума нагрузки, для оценочного расчёта для сельских сетей принимается равным 5000 ч.

Ограничения мощности определяется по выражению:

$$P_{огр} = P_P \cdot K_{nc}; \quad (77)$$

$$P_{огр} = 715 \cdot 0,0016 = 1,14 \text{ кВт.}$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии за год определяется по выражению:

$$U = C \cdot W_{нед}; \quad (78)$$

$$U = 2,8 \cdot 4962 = 11711 \text{ руб.},$$

где C – стоимость электроэнергии, отпускаемой потребителям, равная 2,8 руб/кВт·ч.

Расчёты произведены в программе Mathcad по описанному выше алгоритму и сведены в приложение А. Результаты расчёта показаны в таблице 36.

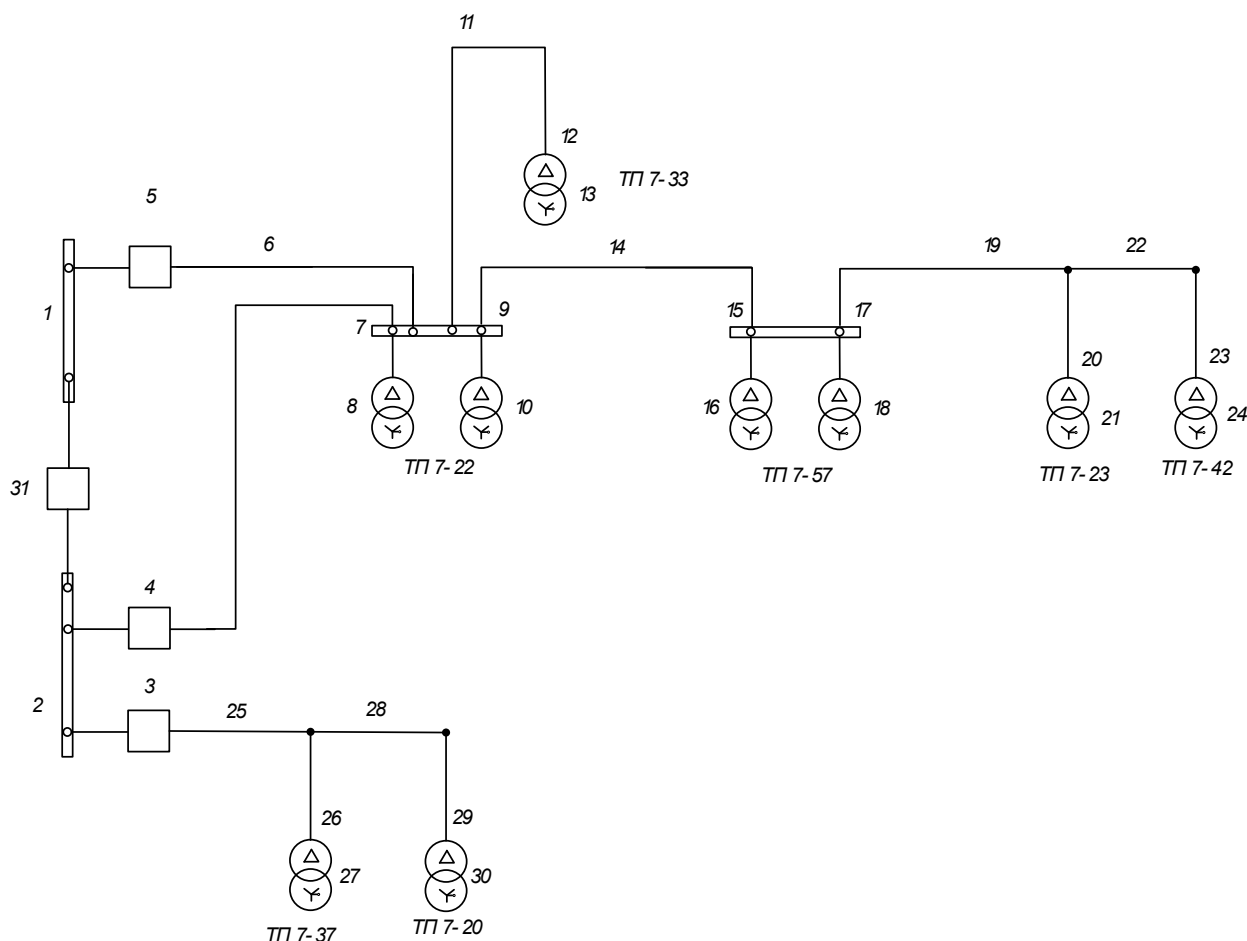


Рисунок 4 – Схема для расчёта надёжности

Таблица 36 - Результаты расчёта надёжности схем

$Q_{сАВР}$	$K_{ПС}$	$K_{Гс}$	t_{BC} , ч	T_p , лет	T , лет	$W_{нед}$, кВт*ч в год	$P_{огр}$, кВт	$У$, руб	$\omega_{II,III}$
0,0016	0,0016	0,9984	0,2	12,6	120,4	5737	1,14	16064	0,0083

Система надёжна. Показатели надёжности обеспечивают эффективную эксплуатацию системы электроснабжения 10 кВ.

12 МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ

12.1 Заземляющее устройство ТП

Рассчитаем заземляющее устройство ТП. Заземляющее устройство представляет собой систему из вертикальных и горизонтальных электродов диаметром 10 мм, соединённых между собой сваркой.

Определяем стационарное сопротивление одного вертикального электрода, Ом:

$$R_{эВ} = \frac{\rho_{грунт}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right], \quad (79)$$

$$R_{эВ} = \frac{120}{\pi \cdot 2 \cdot 2} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot 2 \cdot (2 \cdot 0,3 + 2)}{0,02 \cdot (4 \cdot 0,3 + 2)} \right] = 55,$$

где l_B - длина вертикального электрода, м;

h_3 - глубина заложения заземлителя, м;

$\rho_{грунт}$ - удельное сопротивление грунта, для почвы по [16] принимаем 120 Ом*м;

d - диаметр электродов, м.

Определяем стационарное сопротивление одного горизонтального электрода, Ом:

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[\frac{1.5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right], \quad (80)$$

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{120}{\pi \cdot 4} \cdot \ln \left[\frac{1.5 \cdot 4}{\sqrt{2 \cdot 0,02 \cdot 0,3}} \right] = 19,$$

где l – длина горизонтальной полосы, м.

Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_{\text{В}} \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_{\text{Г}} \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (81)$$

$$R = \frac{55 \cdot 19}{0,75 \cdot (4 \cdot 19 + 8 \cdot 55)} = 2,7,$$

где $\eta = 0,75$ - коэффициент использования сложного заземлителя, учитывающий ухудшение растекания тока молнии из-за взаимного экранирования;

$n_{\text{В}}$ - число вертикальных электродов, 4 шт;

$n_{\text{Г}}$ - число горизонтальных электродов, 8 шт;

Импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом:

$$R_{\text{иВ}} = \frac{\alpha_{\text{иВ}} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{\eta \cdot n_{\text{В}}}, \quad (82)$$

$$R_{\text{иВ}} = \frac{1 \cdot 55}{0,75 \cdot 4} = 18,$$

где $\alpha_{\text{иВ}} = 1$ - импульсный коэффициент вертикального электрода.

Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя, мкГн/м:

$$L_0 = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l}{r} - 0,31 \right), \quad (83)$$

$$L_o = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{4}{0,02/2} - 0,31 \right) = 1,14,$$

Импульсный коэффициент протяженного заземлителя:

$$\alpha_{u\Gamma} = 1 + \frac{L_o \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{\text{ЭГ}}}, \quad (84)$$

$$\alpha_{u\Gamma} = 1 + \frac{1,14 \cdot 4}{3 \cdot 2 \cdot 19} = 1,04,$$

где $\tau_\phi = 2$ мкс - длительность фронта тока молнии.

Импульсное сопротивление протяжного электрода, Ом:

$$R_{u\Gamma} = \alpha_u \cdot R_{\text{ЭГ}}, \quad (85)$$

$$R_{u\Gamma} = 1,04 \cdot 19 = 20.$$

Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R_u = \frac{R_{u\Gamma} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{u\Gamma} + n_\Gamma \cdot R_{uB})}. \quad (86)$$

$$R_u = \frac{20 \cdot 18}{0,75 \cdot (4 \cdot 20 + 8 \cdot 18)} = 2,2.$$

Для удобства просмотра результатов расчёта, составим таблицу 37.

Таблица 37 – Расчёт заземления ТП

длина вертикального электрода, м	2
глубина заложения заземлителя, м	0,3
удельное сопротивление грунта, Ом*м	120
диаметр электродов, м	0,02
стационарное сопротивление одного вертикального электрода, Ом	55
длина горизонтальной полосы, м	4
стационарное сопротивление одного горизонтального электрода, Ом	19
число вертикальных электродов	4
число горизонтальных электродов	8
Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом	2,7
Импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом	18

Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя, мкГн/м	1,14
Импульсный коэффициент протяженного заземлителя	1,04
Импульсное сопротивление протяжного электрода, Ом	20
Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом	2,2

Вертикальные электроды количеством 4 шт, длиной 2 м, диаметром 20 мм закладываем на глубину 0,3 м, соединяем между собой электродами того же диаметра.

Из таблицы 38 видно, что должный уровень электробезопасности, согласно [17], обеспечивается, так как стационарное сопротивление заземлителя меньше 4 Ом. В то же время общее импульсное сопротивление заземлителя меньше 9 Ом, что обеспечит стекание тока молнии. Таким образом, заземлитель обеспечивает молниезащиту и защиту от поражения током при прикосновении к токоведущим частям.

12.2 Выбор ограничителей перенапряжений

На стороне ВН ТП и в КРУ приняты ОПН марки ОПН – РВ/TEL У1 с классом напряжения 10 кВ в соответствии с [18], предназначенный для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений воздушных электрических сетей 0,4-220 кВ.

Энергия поглощения ОПН, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост.}}{z} \cdot U_{ост.} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (87)$$

$$\mathcal{E} = \frac{40 - 25,8}{200} \cdot 25,8 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-2} \cdot 20 = 5,8 ,$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 40 кВ в соответствии с [15].

$U_{ост.}$ - остающееся напряжение ОПН, 25,8 кВ в соответствии с каталожными данными;

z - волновое сопротивление провода, 200 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}; \quad (88)$$

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

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

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}},$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{5,8}{10} = 0,58 \text{ кВт/кВ}.$$

Используется ОПН-10 кВ первого класса энергоёмкости, так как удельная энергия поглощения менее 1.2 кДж/кВ.

12.3 Защита от перенапряжений

12.3.1 Защита от перенапряжений ВЛ выше 1 кВ

Согласно [19], при прохождении по открытой или высокой местности, а также в зонах со среднегодовой продолжительностью гроз 40 ч и более ВЛ должны быть защищены устройствами грозозащиты (разрядниками, ОПН, защитными промежутками, устройствами дугозащиты).

Защита подходов ВЛЗ к трансформаторным подстанциям должна выполняться разрядниками или ОПН.

Для проектируемых ТП предусмотрена установка ОПН в РУВН ТП.

Сопротивление заземляющих устройств металлических и железобетонных опор ВЛ, сооруженных в ненаселенной местности с применением штыревых изоляторов ШФ-10-Г, ШФУ10, ШФ20-В или других с

аналогичными электрическими характеристиками не нормируется; при этом подземная часть металлических и железобетонных опор должна обеспечивать металлический контакт с грунтом на площади не менее 500 см².

Кабельные вставки длиной менее 1,5 км должны быть защищены по обоим концам кабеля от грозовых перенапряжений вентильными разрядниками или ОПН. Заземляющий зажим разрядника, металлические оболочки кабеля и корпус кабельной муфты должны быть соединены между собой по кратчайшему пути. Заземляющий зажим разрядника должен быть соединен с заземлителем отдельным спуском.

12.3.2 Мероприятия по повышению грозоупорности ВЛ выше 1 кВ

В качестве мероприятий по повышению грозоупорности ВЛ основных сетей 10 кВ могут использоваться изоляционные траверсы (из сухой и пропитанной древесины или пластических масс) для крепления нижних проводов. Верхний провод крепится на изоляторе, устанавливаемом на вершине железобетонной или деревянной стойки, и работает как трос. На деревянных опорах от штыря изолятора верхнего провода вдоль стойки прокладывается стальной спуск с разрывом 15 см на высоте 4 м от земли. Заземляющий спуск погружается в грунт на глубину заложения стойки. Такая конструкция ВЛ за счет повышения импульсной прочности изоляции и снижения вероятности возникновения к.з. после импульсного перекрытия позволяет снизить число грозовых отключений по сравнению с ВЛ на железобетонных и деревянных опорах с металлическими траверсами и креплениями изоляторов на крюках.

12.3.3 Защита от перенапряжений ВЛ до 1 кВ

Согласно [20], на ВЛ до 1 кВ должны быть выполнены заземляющие устройства, предназначенные для повторного заземления несущего нулевого провода, защиты от атмосферных перенапряжений, заземления электрооборудования, установленного на опорах ВЛИ, заземления разрядников и ограничителей перенапряжений.

На железобетонных опорах несущий нулевой провод следует присоединять к заземляющему выпуску арматуры железобетонных стоек (основных и подкосов).

На деревянных опорах, по которым продолжен неизолированный заземляющий проводник (заземляющий спуск) или кабель с металлической заземленной оболочкой, несущий нулевой провод следует присоединять к заземляющему проводнику (спуску) или оболочке кабеля.

Разрядники и ограничители перенапряжения, устанавливаемые на опорах ВЛИ до 1 кВ для защиты кабельных вставок от грозовых перенапряжений, должны быть присоединены к заземлителю отдельным спуском.

В качестве заземляющих проводников на опорах ВЛИ до 1 кВ следует применять оцинкованную круглую сталь диаметром не менее 6 мм. Допускается применять неоцинкованную круглую сталь диаметром не менее 6 мм, имеющую антикоррозионное покрытие.

Соединение заземляющих проводников между собой, присоединение их к верхним заземляющим выпускам стоек железобетонных опор, к крюкам и кронштейнам, а также к заземляемым металлоконструкциям и к заземляемому электрооборудованию, установленному на опорах ВЛИ до 1 кВ, в соответствии с требованиями ГОСТ 10434—82 «Соединения контактные электрические. Общие технические требования», должно выполняться сваркой или относящимися ко второму классу болтовыми соединениями.

Присоединение заземляющих проводников (спусков) к заземлителю в земле должно выполняться сваркой.

В начале и конце каждой магистрали ВЛИ должны быть установлены на проводах зажимы для присоединения приборов контроля напряжения и переносного защитного заземления.

13 БЕЗОПАСНОСТЬ

Так как в данном проекте предусматривается реконструкция замена проводов ВЛ, то необходимо обеспечить безопасность персонала при производстве работ по реконструкции сетей напряжением 0,4 и 10 кВ села Климауцы.

Рассмотрим меры безопасности при работе на высоте, при работе с монтажными инструментами, механизмами и измерительными приборами, а также правила техники безопасности при производстве отдельных видов работ, [21].

13.1 Меры безопасности при работе на высоте

Работы, при выполнении которых электромонтажник находится выше 1,5 м от поверхности рабочего настила, перекрытия или грунта, называются работами на высоте. К работе на высоте допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр, обучение требованиям безопасности труда, получившие специальное удостоверение.

Лица, допущенные к работе на высоте, проходят медицинский осмотр ежегодно.

Электромонтажные работы на высоте можно производить с лесов или подмостей с настилами шириной не менее 1 м, имеющих надежное ограждение в виде перил высотой не менее 1 м, а также с исправных стремянок и

приставных лестниц. Раздвижные лестницы-стремянки должны иметь устройства, которые исключают возможность их самопроизвольного раздвигания. Приставные лестницы, устанавливаемые в местах движения транспорта или людей, ограждают или охраняют.

В необходимых случаях работать на высоте можно с неогражденных поверхностей или с постоянно укрепленных лестниц, но с обязательным применением проверенных и испытанных предохранительных поясов.

Предохранительные пояса должны быть снабжены паспортами и бирками. Пользоваться поясами, на которые нет паспортов, запрещается. Карабин предохранительного пояса должен иметь или сломанной запирающей пружиной не допускается. Предохранительные пояса через каждые 6 мес испытывают на статическую нагрузку 30 Н в течение 5 мин. При работе с приставных лестниц и стремянок прикрепляться к ним предохранительными поясами запрещается.

Запрещается работать с лестниц и стремянок около работающих машин, оборудования и над ними, а также вблизи токоведущих частей, находящихся под напряжением и не защищенных от случайного прикосновения к ним. При необходимости работы в таких местах машины и оборудование должны быть отключены, а токоведущие части отключены и заземлены.

Для переноски и хранения инструментов, метизов, установочных элементов лица, работающие на высоте, должны быть снабжены индивидуальными сумками или инструментальными ящиками.

При выполнении работ на высоте запрещается подниматься и опускаться по тросам и канатам, пользоваться для этой цели подъемными монтажными механизмами, переходить по незакрепленным конструкциям и работать на них, а также перелезать через ограждения и садиться на них.

Запрещается подбрасывание каких-либо предметов для подачи работающим наверху. Инструменты, материалы и другие предметы необходимо подавать с помощью веревки, к середине которой их привязывают. Второй

конец веревки должен находиться в руках у стоящего внизу работника, который удерживает поднимаемые предметы от раскачивания.

В случае гололеда, сильного ветра (более шести баллов), снегопада или дождя монтажные работы на высоте на открытом воздухе прекращают.

13.2 Меры безопасности при работе с монтажными инструментами, механизмами и измерительными приборами

При выполнении монтажных работ в сетях напряжением 0,4 и 10 кВ села Климауцы разрешается применять только исправный ручной инструмент. Ручной инструмент не должен иметь повреждений (трещин, сколов, выбоин) рабочих кромок, заусенцев и зазубрин в месте захвата инструмента рукой работающего, трещин и заусенцев на затылочной части рукояток.

Деревянные рукоятки ручных инструментов должны быть изготовлены из древесины твердых и вязких пород, гладко обработаны и надежно закреплены. На поверхности рукояток не допускаются выбоины и сколы.

Рукоятки молотков и кувалд должны быть заклинены металлическими клиньями. Насадка кувалды производится через нижний конец ручки.

При работе зубилом или другим ручным инструментом для рубки металла следует пользоваться защитными очками с небьющимися стеклами и рукавицами.

Сверлить отверстия и пробивать борозды в стенах, панелях, перекрытиях, в которых может быть расположена скрытая электропроводка, а также выполнять другие работы, при которых может быть повреждена изоляция проводов (кабелей) и установок, следует только после их отключения от источников питания.

Инструмент с изолированными рукоятками применяют для работы под напряжением в электроустановках до 1000 В в качестве основного средства защиты. Изолирующие рукоятки такого инструмента должны быть выполнены в виде чехлов или в виде неснимаемого покрытия из влагостойкого, маслобензостойкого, нехрупкого электроизоляционного материала с упорами со стороны рабочего органа.

Изоляция должна покрывать всю рукоятку, ее длина должна быть не менее 100 мм до середины упора. Изоляция стержней отверток должна оканчиваться на расстоянии не более 10 мм от конца лезвия отвертки.

Изолирующие рукоятки как на поверхности, так и в толще изоляции не должны иметь раковин, сколов, вздутий и других дефектов.

Перед началом работ с электроинструментом необходимо проверить:

- затяжку винтов, крепящих детали электроинструмента;
- исправность редуктора, поворачивая рукой шпиндель электроинструмента (при отключенном электродвигателе);
- состояние провода электроинструмента, целостность изоляции, отсутствие излома жил;
- исправность выключателя и заземления. Электроинструмент с двойной изоляцией заземления не требует.

Пользоваться неисправным электроинструментом категорически запрещается.

Лицам, пользующимся электроинструментом, запрещается:

- разбирать электроинструмент и производить самостоятельно какой-либо ремонт (как самого инструмента, так и проводов, штепсельных соединений и т.п.);
- держаться за провод электроинструмента или касаться вращающегося режущего инструмента;
- удалять руками стружку или опилки во время работы инструмента или до полной его остановки;
- работать с приставных лестниц;
- передавать электроинструмент хотя бы на непродолжительное время другим лицам.

При работе с пиротехническим монтажным пистолетом в связи с его повышенной опасностью исполнитель обязан соблюдать специальные требования безопасности труда. Необходимо учитывать, что исполнитель отвечает не только за личную безопасность, но и за безопасность работающих

совместно с ним. Заряжать пистолет следует только у места забивки дюбеля и после полной подготовки к выстрелу.

Нельзя направлять пистолет на себя или других лиц независимо от того, заряжен он или нет. При работе на высоте пистолет прикрепляют к поясу прочным ремнем. При этом пользуются только устойчивыми основаниями (леса, вышки) с ограждениями.

Работать с лестниц, стремянок и других малоустойчивых оснований запрещается.

Запрещается забивать дюбель в хрупкие основания, дающие острые осколки (керамику, чугун и т.п.) и твердые разрушающиеся (гранит, базальт, закаленная сталь). При осечке открывать пистолет не разрешается, нужно два-три раза оттянуть спусковой рычаг. При вторичной осечке выдерживают пистолет прижатым к основанию в течение 20 с, затем открывают его и удаляют патрон.

Измерения переносными приборами должны производиться двумя лицами, причем одно из них должно иметь квалификационную группу не ниже четвертой, другое — не ниже третьей. Все измерения сопротивления в электроустановке производятся при снятом напряжении. Присоединение и отсоединение переносных приборов, требующие разрыва электрических цепей, также должны производиться при полном снятии напряжения.

Мегомметр применяется в электромонтажных работах для измерения сопротивления изоляции электрооборудования, проводов и кабелей. Так как на выходе мегомметра при измерении образуется высокое напряжение, то в это время нельзя прикасаться к незаизолированным частям объекта измерения и проводов прибора.

По той же причине если в электроустановке, где производится измерение, есть элементы, которые могут быть повреждены этим напряжением, например конденсаторы, полупроводниковые приборы, они должны быть отсоединены или закорочены проводом.

Паяльники, находящиеся в рабочем состоянии, должны находиться постоянно в зоне действия вытяжной вентиляции. При пайке запрещается стряхивать припой. Лишний припой можно снимать только на специальную подставку для паяльника. При коротких перерывах в работе с электропаяльником нужно класть его на специальную подставку с металлическими скобами. При длительных перерывах и по окончании работы паяльник следует обязательно отключить от электросети.

При выполнении монтажных и пусконаладочных работ сетей напряжением 0,4 и 10 кВ села Климауцы, а также при техническом обслуживании и ремонте технических средств и систем безопасности необходимо использовать паяльники, рассчитанные на питание переменным током напряжением не свыше 42 В, от индивидуального трансформатора для каждого рабочего места.

Допускается использование электропаяльников на 220 В, если они получают питание от разделительного трансформатора или через устройство защитного отключения.

В помещении, где производится пайка, запрещается принимать пищу.

При регулировке, проверке и наладке схем контроля, управления, обмена информацией, питания систем безопасности весь применяемый инструмент (отвертки, плоскогубцы, пассатижи и т.п.) изолируют так, чтобы его рабочая (голая) часть не могла перекрыть двух рядом расположенных клемм, зажимов.

При индивидуальном испытании аппаратуры и оборудования систем безопасности соблюдают следующие требования безопасности труда:

- перед пробным включением убеждаются в отсутствии людей вблизи токоведущих частей установки;
- пробное включение аппаратуры и оборудования систем безопасности (постановка схемы под напряжение) производят только после тщательной проверки правильности монтажа схемы согласно проекту, надежности

контактных соединений в приборах, аппаратуре, оборудовании, шкафах, соединительных коробках и других элементах схемы.

13.3 Пожаробезопасность

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

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

Порядок тушения пожара на энергообъекте в соответствии с [22]:

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

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

3. После определения очага пожара старший дежурный сетевого участка лично или с помощью дежурного персонала обязан создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

На рабочих местах оперативного персонала должны быть:

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

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с заданием на проектирование рассмотрена необходимость и проведена реконструкция системы электроснабжения сёл питающихся от ПС «Климауцы» Центрального участка Свободненского РЭС.

Рассчитаны нагрузки потребителей сёл поэтапно:

- трёхфазный ввод потребителей,
- головные участки линий 0,4 кВ,
- шины ТП 0,4 кВ,
- шины ТП 10 кВ,
- головные участки линии 10 кВ,
- шины 10 кВ ПС «Климауцы» - 715кВт;

Для линий 0,4 кВ использован провод СИП-2 для исключения воровства электроэнергии, для линий 10 кВ – СИП – 3 для улучшения эксплуатационных характеристик сети 10 кВ.

Выбраны и проверены электрические аппараты и устройства - выключатели ВВ/Тел, ТТ - ТОЛ , ТН - НАМИ, предохранители ПК, ПН-п, НПН, автоматические выключатели ВА – 51, выключатели нагрузки ВНП. КРУ К-63.

Рассчитаны токи КЗ в соответствии с РД.

Оценена надёжность спроектированной схемы 10 кВ.

Выбраны провода СИП в сети 10-0,4 кВ для повышения надёжности функционирования сети 10-0,4 кВ.

Рассчитано стационарное и импульсное сопротивление заземления ТП, удовлетворяющее требованиям ПУЭ;

Рассмотрены вопросы безопасности при эксплуатации электрооборудования сетей в части организации защитного заземления при работах в электроустановках;

Приведены правила пожарной безопасности на электроустановках сетевого участка.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Воротницкий В.Э, Калинкина М.А. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. М.: ИПКГосслужбы, 2007 г. , 64 с.

2. Воротницкий В.Э. Потери электроэнергии в электрических сетях: анализ и опыт снижения. НТФ «Энергопрогресс», 2006.-104 стр. Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 4(88).

3. URL: <http://www.klimoutsy.ru/> (доступ от 20.01.2017).

4. URL: https://www.svobregion.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=1423&Itemid=165 (доступ от 22.01.2017).

5. РД 34.20.178. Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения Дата актуализации: 01.12.2013г.

6. Гамазин С.И.(ред.) Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий. Под общей редакцией профессоров МЭИ (ТУ) С.И. Гамазина, Б.И. Кудрина, С.А. Цырука М.: Издательский дом МЭИ, 2010. — 745 с. — ISBN 978-5-383-00420-3

7. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2010. — 964 с.

8. URL: http://www.ev-ro.ru/catalog/kabel-i-provod/samonesushie_izolirovannye_provoda_sip/ (доступ от 25.01.2017).

9. URL: <http://www.enbaza.ru/spec/ssprice> (доступ от 25.01.2017).

10. Постановление №227-пр/э от 25.12.2016г. Управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области (Об установлении тарифа для сетевых организаций, покупающих электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии на территории Амурской области у гарантирующего поставщика ПАО ДЭК филиал Амурэнергосбыт на 2017 год.)

11. Неклепаев Б.Н. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Под ред. Б.Н. Неклепаева. — М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2005 г. — 152 с.

12. Алиев И.И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию. Изд. 2-е, дополн. — Москва, Высшая школа, 2006. — 255 с.

13. Ополева Г. Н. Схемы и ПС электроснабжения Москва, 2006 г.

14. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2003. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.

15. Пастухов В.С. Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения. Методические указания по курсовому проектированию. Владивосток: ДВГТУ, 2004. - 24 с.

16. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.
17. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций
18. ПУЭ, 7-е издание.
19. URL: <http://www.tavrida.ru/Product/OvervoltageStop/10Uh11/> (доступ от 01.02.2017).
20. Правила устройства воздушных линий электропередачи напряжением 6-20 кВ с защищёнными проводами от 01.01.2003.
21. Правила устройства воздушных линий электропередачи напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами от 01.01.2003.
22. ГОСТ 12.1.019-79 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
23. ГОСТ 12.1.033-81 (2001) ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения.
24. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.
25. Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. Энергоатомиздат, 2006. — 240 с: ил.

Приложение А

Расчёт надёжности сети 10 кВ

Вакуумные выключатели 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_B := 0.004$
- среднее время восстановления T_B , ч	$T_{B.B} := 8$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_B := 0.083$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{r.B} := 4$
- параметр отказа выключателей при отключении КЗ $a_{КЗ}$	$a_{КЗ} := 0.0027$
- относительная частота отказов выключателей $a_{o.п}$	$a_{o.п} := 0.0022$

Воздушные линии 10 кВ:

- средний параметр потока отказов на 1 км w , 1/год	$\omega_L := 0.6$
- среднее время восстановления T_B , ч	$T_{B.L} := 2$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_L := 0.17$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{r.L} := 5$

Система шин 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{сш} := 0.03 \cdot 2$
- среднее время восстановления T_B , ч	$T_{B.сш} := 7 \cdot 2$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{сш} := 0.166 \cdot 2$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{r.сш} := 5 \cdot 2$

$$\mu_{сш} = 0.332$$

Трансформатор 6-10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год

- среднее время восстановления T_v , ч
- частота текущих ремонтов m , 1/год

$$\begin{aligned}\omega_{\text{тр}} &:= 0.016 \\ T_{\text{в.тр}} &:= 50 \\ \mu_{\text{тр}} &:= 0.25\end{aligned}$$

РУ 10 кВ ТП:

- средний параметр потока отказов w , 1/год
- среднее время восстановления T_v , ч
- частота текущих ремонтов m , 1/год
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч

$$\begin{aligned}\omega_{\text{яч}} &:= 0.0005 \\ T_{\text{в.яч}} &:= 4 \\ \mu_{\text{яч}} &:= 0.1 \\ T_{\text{р.яч}} &:= 3\end{aligned}$$

Вероятности отказа элементов схемы

$$q_{Л6} := \frac{\omega_{Л} \cdot 2.8 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л11} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.69 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л14} := \frac{\omega_{Л} \cdot 1.72 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л6} = 3.836 \times 10^{-4} \quad q_{Л11} = 9.452 \times 10^{-5} \quad q_{Л14} = 2.356 \times 10^{-4}$$

$$q_{Л19} := \frac{\omega_{Л} \cdot 1.12 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л22} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.55 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л25} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.6 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л19} = 1.534 \times 10^{-4} \quad q_{Л22} = 7.534 \times 10^{-5} \quad q_{Л25} = 8.219 \times 10^{-5}$$

$$q_{Л28} := \frac{\omega_{Л} \cdot 1.1 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л28} = 1.507 \times 10^{-4}$$

$$q_{ГР} := \frac{\omega_{ГР} \cdot T_{В.ГР}}{8760}$$

$$q_{ГР} = 9.132 \times 10^{-5}$$

$$q_{СШ} := \frac{\omega_{СШ} \cdot T_{В.СШ}}{8760}$$

$$q_{СШ} = 9.589 \times 10^{-5}$$

$$q_{Вст} := \frac{\omega_{В} \cdot T_{В.В}}{8760}$$

$$q_{Яч} := \frac{\omega_{Яч} \cdot T_{В.Яч}}{8760}$$

$$q_{Яч} = 2.283 \times 10^{-7}$$

$$q_{рзшин} := 0.002$$

$$q_{рзлин} := 0.0012$$

$$q_{рзгр} := 0.0012$$

$$\omega_{рзв} := 0.0012$$

$$q_{В4} := q_{Вст} \dots + a_{кз} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{рзшин}) \cdot (1 - q_{рзлин})] \cdot [1 - (1 - q_{СШ}) \cdot (1 - q_{Л6})] \dots + a_{о.п} \cdot \frac{\mu_{СШ} + \mu_{Л}}{8760}$$

$$q_{В4} = 3.783 \times 10^{-6}$$

$$q_{B3} := q_{BCT} \dots \\ + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{P3SHIN}) \cdot (1 - q_{P3LIN})] \cdot [1 - (1 - q_{CSH}) \cdot (1 - q_{L25})] \dots \\ + a_{O.P.} \cdot \frac{\mu_{CSH} + \mu_L}{8760}$$

$$q_{B3} = 3.781 \times 10^{-6}$$

$$q_{B31} := q_{BCT} \dots \\ + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{P3SHIN})] \cdot [1 - (1 - q_{CSH})] \dots \\ + a_{O.P.} \cdot \frac{\mu_{CSH}}{8760}$$

$$q_{B31} = 3.737 \times 10^{-6}$$

Вероятности отказа цепочки

$$q_1 := (q_{B4} + q_{L6} + q_{L11} + q_{L14} + q_{L19} + q_{L22}) + (q_{CSH} \cdot 2 + q_{TP} \cdot 7 + q_{YCH} \cdot 7)$$

$$q_2 := (q_{B3} + q_{L25} + q_{L28}) + (q_{CSH} \cdot 2 + q_{TP} \cdot 9 + q_{YCH} \cdot 9)$$

$$q_2 = 0.0013$$

$$q_1 = 0.00178$$

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_{B5} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot \omega_L \cdot (\omega_{CSH}) + a_{O.P.} \cdot (\mu_{CSH} + \mu_L)$$

$$\omega_{B5} = 5.1476 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{B4} := \omega_{B5}$$

$$\omega_{B31} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot \omega_L \cdot (\omega_{CSH}) + a_{O.P.} \cdot (\mu_{CSH})$$

$$\omega_1 := \omega_{CSH} \cdot 2 + \omega_{B4} + \omega_L \cdot (2.8 + 0.69 + 1.72 + 1.12 + 0.55) + 7\omega_{TP} + 7\omega_{YCH}$$

$$\omega_1 = 4.369$$

$$\omega_2 := \omega_{CSH} \cdot 2 + \omega_{B4} + (0.6 + 1.1)\omega_L + 9\omega_{TP} + 9\omega_{YCH}$$

$$\omega_2 = 1.294$$

Параметр потока отказов для системы:

$$\omega_{СИСТ} := \omega_1 \cdot q_2 + \omega_2 \cdot q_1 + (\omega_1 - \omega_{CSH}) \cdot (q_{CSH}) + (\omega_2 - \omega_{CSH}) \cdot (q_{CSH})$$

$$\omega_{СИСТ} = 0.0083$$

Коэффициент

$$K_{\text{пр1}} := 1 - e^{-\frac{T_{\text{р.сш}}}{T_{\text{в.сш}}}} \quad K_{\text{пр1}} = 0.51$$

$$K_{\text{пр2}} := 1 - e^{-\frac{T_{\text{р.сш}}}{T_{\text{в.сш}}}} \quad K_{\text{пр2}} = 0.51$$

Вероятность отказа системы с учётом АВР:

$$p1 := (1 - q_{\text{В4}}) \cdot (1 - q_{\text{рзлин}})$$

$$p2 := (1 - q_{\text{В31}}) \cdot (1 - q_{\text{рзшин}})$$

$$q_{\text{сАВР}} := q_1 \cdot q_2 \cdot p1 \cdot p2 + 0.5 \cdot (1 - p1) \cdot p2 + 0.5 \cdot (1 - p2) \cdot p1 + 0.5 \cdot (1 - p1) \cdot (1 - p2)$$

$$q_{\text{сАВР}} = 0.00160477$$

Коэффициент вынужденного простоя системы

$$K_{\text{ПС}} := q_{\text{сАВР}}$$

$$K_{\text{ПС}} = 0.00160477$$

Коэффициент готовности

$$K_{\text{ГС}} := 1 - K_{\text{ПС}}$$

$$K_{\text{ГС}} = 0.9984$$

Время восстановления

$$t_{\text{ВС}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{\omega_{\text{сист}}} \quad t_{\text{ВС}} = 0.2 \quad \text{часов}$$

Расчётное время безотказной работы

$$T_{\text{р}} := \frac{0.105}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_{\text{р}} = 12.6 \quad \text{лет}$$

Среднее время безотказной работы

$$T_{\text{С}} := \frac{1}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_{\text{С}} = 120.4 \quad \text{лет}$$

Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой мощности 715 КВт за год

$$W_{\text{нед}} := 715 \cdot K_{\text{ПС}} \cdot 5000 \qquad W_{\text{нед}} = 5737 \qquad \text{КВт*ч}$$

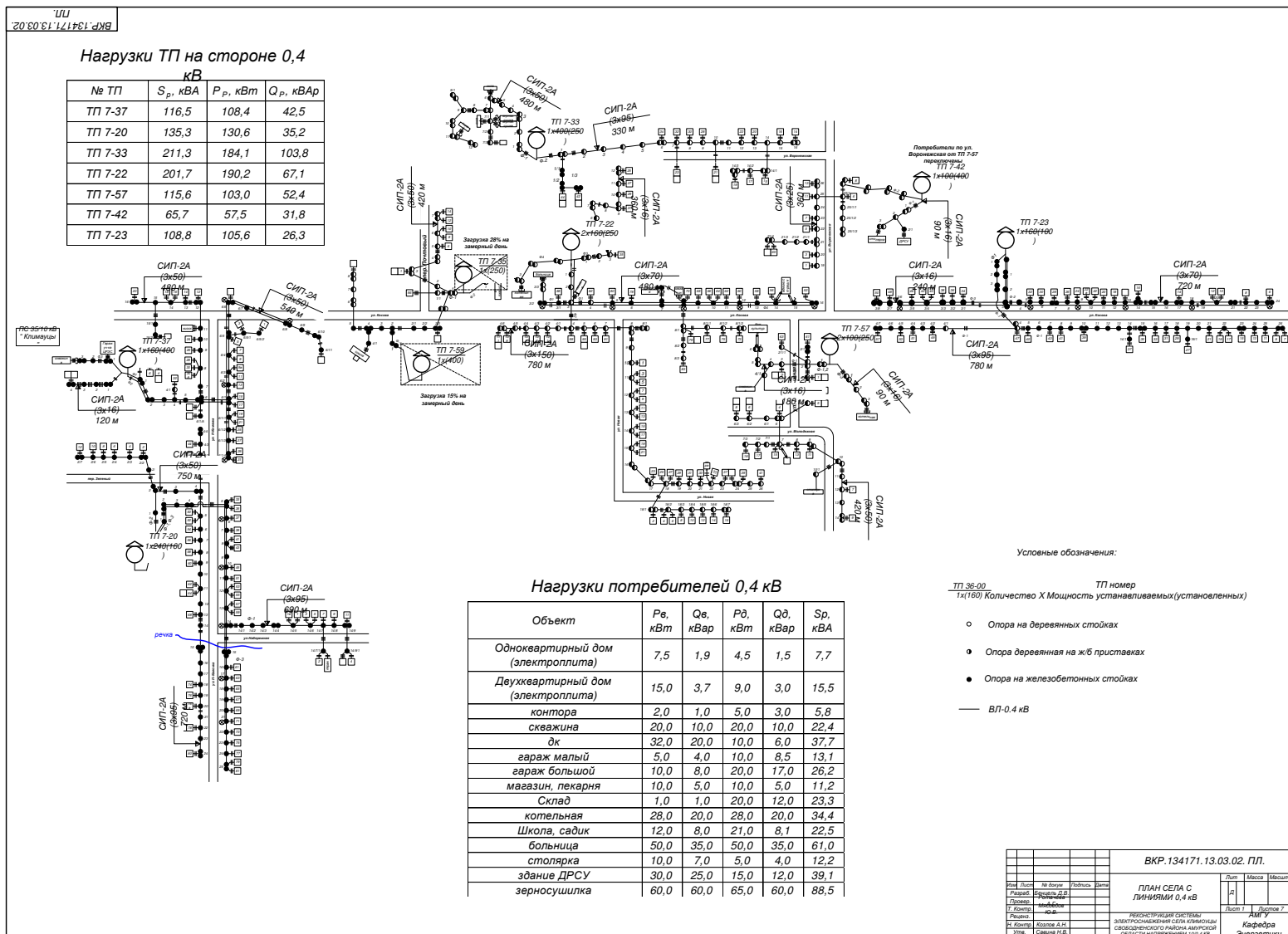
Ограничения мощности

$$P_{\text{огр}} := 715 K_{\text{ПС}} \qquad P_{\text{огр}} = 1.1474 \qquad \text{КВт}$$

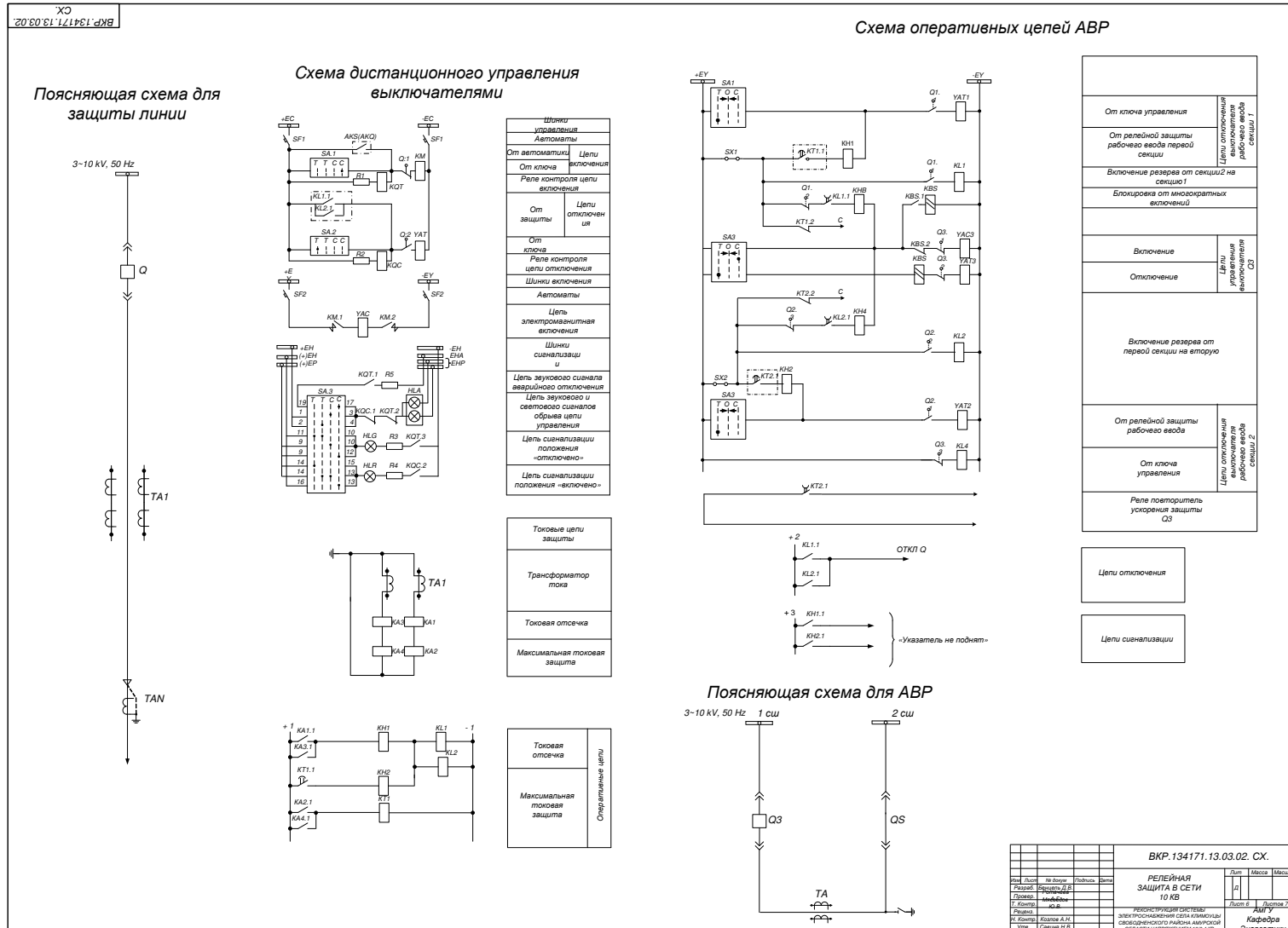
Ущерб от недоотпуска за год

$$Y_{\text{нед}} := W_{\text{нед}} \cdot 2.8 \qquad Y_{\text{нед}} = 16063.7 \qquad \text{руб}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б



ПРИЛОЖЕНИЕ В



ПРИЛОЖЕНИЕ Е

