

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

Факультет Энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 и 0,4 кВ
села Семиозерка Ивановского района Амурской области

Исполнитель
студент группы 742-узб

подпись, дата

А.В. Пикуль

Руководитель
Доцент

подпись, дата

А.Г. Ротачева

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

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента А.В. Пикуль

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электро-снабжения напряжением 10 и 0,4 кВ села Семиозерка Ивановского района Амурской области

(утверждена приказом от 19.05.2021г. №575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: план села Семиозерка, однолинейная схема ПС Среднебелая, однолинейная схема ПС Березовка, адресный состав потребителей села Семиозерка в соответствии с ведомостью потребителей электроэнергетики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика района электроснабжения, электрические нагрузки сети 0,4-10 кВ, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка оборудования, компенсация емкостных токов замыкания на землю, релейная защита и автоматика, заземление, ограничение перенапряжений, оценка надёжности проектируемой схемы 10 кВ, оценка эффективности затрат на реконструкцию сетей 0,4-10 кВ, безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): варианты выполнения сети 10 кВ, план села семиозёрка с линиями 0,4 кВ, однолинейная схема сети 10 кВ от ПС Березовка и ПС Среднебелая, внешний вид и разрез ТП-1112, защита линий 10 кв от ПС Березовка и ПС Среднебелая на микропроцессорных блоках, однолинейная схема ТП-1112 и результаты расчётов токов КЗ в сети 10 и 0,4 кВ, приложение программный расчёт надёжности сети 10 кВ

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – Булгаков А.Б.

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 101 с, 7 рисунков, 39 таблиц, 1 приложение, 31 источник.

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 выпускной квалификационной работы принимается система электроснабжения напряжением 10 – 0,4 кВ села Семиозёрка Ивановского района Амурской области. В выпускной квалификационной работе проводится реконструкция системы электроснабжения села Семиозёрка для повышения надёжности сети и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии. Цель выпускной квалификационной работы - реконструкция и техническое перевооружение системы электроснабжения напряжением 10 – 0,4 кВ села Семиозёрка. В выпускной квалификационной работе определены уровни токов КЗ в сети 0,4-10 кВ при помощи приближенного приведения в именованных единицах. Выбраны уставки средств защиты линий 10 кВ. Рассчитана надёжность сети 10 кВ вероятностным методом.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение.....	8
1 Характеристика района электроснабжения.....	10
2 Электрические нагрузки сети 0,4 кВ.....	12
2.1 Нагрузки домов частного сектора.....	12
2.2 Нагрузки производственных, общественных, коммунальных потребителей	13
2.3 Нагрузка уличного освещения	14
2.4 Расчёт электрических нагрузок, выбор и проверка проводников распределительной сети 0,4 кВ	15
2.5 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП.....	21
2.6 Количество трансформаторов в ТП	22
2.7 Определение потерь мощности в трансформаторах ТП.....	24
3 Электрические нагрузки сети 10 кВ.....	27
3.1 Нагрузки на стороне 10 кВ ТП.....	27
3.2 Выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ.....	27
3.3 Техничко-экономический выбор варианта сети 10 кВ	29
3.4 Расчёт электрических нагрузок на шинах ПС «Березовка» и ПС «Среднебелая».....	31
4 Расчет токов короткого замыкания	32
4.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ.....	32
4.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0.4 кВ.....	35
4.3 Проверка проводников 10 кВ на воздействие токов КЗ	37
4.4 Расчет токов короткого замыкания на шинах 10 кВ ПС для проверки оборудования КРУ	39
5 Выбор и проверка оборудования.....	44
5.1 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП	44
5.2 Выбор и проверка предохранителей для защиты линий 0,4 кВ	44

5.3	Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ	46
5.4	Выбор КРУ	47
5.5	Выбор трансформаторов тока 10 кВ.....	49
5.6	Выбор трансформатора напряжения	52
5.7	Выбор выключателей 10 кВ.....	54
5.8	Выбор токоведущих частей КРУ	56
5.9	Выбор изоляторов 10 кВ	59
5.10	Выбор выключателей нагрузки	59
5.11	Выбор ограничителей перенапряжений	61
6	Компенсация емкостных токов замыкания на землю	63
7	Релейная защита и автоматика.....	64
7.1	Токовая отсечка без выдержки времени	64
7.2	Максимальная токовая защита линий	65
7.3	Защита от однофазных замыканий на землю	67
7.4	Устройства автоматического включения резерва	68
7.5	Уставки срабатывания защит	68
8	Заземление	69
9	Оценка надёжности проектируемой схемы 10 кВ	73
10	Оценка эффективности затрат на реконструкцию сетей 0,4-10 кВ	79
10.1	Суммарные капиталовложения в систему электроснабжения 0,4-10 кВ.	79
10.2	Суммарные издержки	80
10.3	Чистый доход	82
10.4	Чистый дисконтированный доход	83
10.5	Дисконтированный срок окупаемости	83
10.6	Рентабельность инвестиций.....	85
10.7	Себестоимость передачи электроэнергии	86
11	Безопасность и экологичность	87
11.1	Безопасность.....	87
11.2	Экологичность.....	91
11.3	Чрезвычайные ситуации	94

Заключение	98
Библиографический список	99
Приложение	102

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

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;

МТЗ – максимальная токовая защита;

НН – низкое напряжение;

ПС – подстанция;

РЗ - релейная защита;

РЭС – район энергоснабжения;

СИП – самонесущий изолированный провод;

СП – структурное подразделение;

ТО – токовая отсечка;

ТП – трансформаторная подстанция;

ЦЭС – центральные электрические сети.

ВВЕДЕНИЕ

Единственный вид продукции, который расходуется в процессе транспортировки к конечному потребителю это электрическая энергия. В процессе транспорта электроэнергии, кроме технологического расхода на передачу электроэнергии, не требуется других ресурсов. Технологический расход на передачу электроэнергии неизбежен, ввиду физических процессов в оборудовании и аппаратах. Экономически обоснованный уровень потерь электроэнергии для энерго-снабжающих организаций является основной преследуемой целью.

Технические характеристики и режимы работы электроприемников потребителей по многим показателям определяют качество электроэнергии в сетях энергоснабжающих организаций и сетях общего назначения. Электроэнергия является видом продукции, качество которой может быть ухудшено покупателем еще до ее поставки. Убытки распределительной сетевой компании напрямую зависят от уровня сверхнормативных потерь. Для энергоснабжающих организаций и потребителей существует общая проблематика процесса передачи и распределения электроэнергии с точки зрения условий потребления электроэнергии и в ее оплаты.

Тариф на передачу электроэнергии по сетям, как и тариф на электроэнергию для конечного потребителя имеет в своей структуре стоимость потерь электроэнергии. В договорах на поставку электроэнергии указывается величина потерь электроэнергии, которую необходимо дорасчитать для получения величины потребляемой электроэнергии на границе раздела балансовой принадлежности, [1].

Электрические сети села Семиозерка Ивановского района Амурской области находятся в неудовлетворительном техническом состоянии. Большинство воздушных линий 0,4 кВ выполнены голым сталеалюминевым проводом, незначительное количество вставок с изолированными проводами к потребителям не обеспечивает надёжность электроснабжения и способствует безучетному потреблению электроэнергии.

Электроснабжение села Семиозерка Ивановского района Амурской области осуществляется от ПС Среднеблея и ПС Березовка по петлевой схеме на напряжении 10 кВ. Воздушные линии 10 кВ выполнены голым сталеалюминевым проводом, в связи с чем в условиях неочищенной просеки по трассе линии возможны падения посторонних предметов на провода ВЛ, что снижает надёжность электроснабжения потребителей села Семиозерка.

Актуальность данной выпускной квалификационной работы состоит в том, что в сельскохозяйственном районе, ограниченном по территории границей села Семиозерка, в ходе анализа отмечается повышение уровня потерь электроэнергии в процентном соотношении к отпуску электроэнергии в сеть. В результате чего конечный потребитель сталкивается с проблемами низкого качества электроэнергии, а энергоснабжающая организация имеет убытки от дополнительных потерь электроэнергии, не компенсируемые тарифом на электроэнергию для конечного потребителя.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в том, чтобы предложить способы по снижению потерь электроэнергии в выбранном районе, используя общеизвестные мероприятия по снижению потерь, [1].

В выпускной квалификационной работе 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;

В результате расчётов получены параметры системы электроснабжения 0,4 – 10 кВ села Семиозерка.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовано лицензионное ПО и операционная система компании Microsoft – Win10 и MS Office.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Оценим величину нормативных (технологических) и сверхнормативных (разность фактических и нормативных) потерь электроэнергии по фидерам 10 кВ ПС «Березовка» и ПС «Среднебелая» Ивановского РЭС СП ЦЭС филиала АЭС ОАО «ДРСК» за 2017-2020 год. Данные представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Динамика потерь по питающим фидерам за 2017-2020 год

Потребитель	№ фидера	2017			2018			2019			2020		
		Всего	Технологические	Сверхнормативные	Всего	Технологические	Сверхнормативные	Всего	Технологические	Сверхнормативные	Всего	Технологические	Сверхнормативные
Семиозёрка от Березовки	Ф-1	53%	26%	27%	22%	10%	12%	38%	6%	32%	44%	11%	33%
Семиозёрка от Среднебелой	Ф-26	28%	15%	13%	13%	6%	7%	13%	5%	8%	58%	8%	49%

Из таблицы 1 видно, что в среднем нормативные потери в сети составляют 16%, сверхнормативные – 28%, фактические – 44%.

Причины возникновения относительных нормативных потерь величиной 16%:

- Высокая степень износа электрических сетей и энергетического оборудования,

- Низкая эффективность режимов работы сети 10 кВ,
- Низкая нагрузка силовых трансформаторов 10/0,4 кВ.

Причины возникновения сверхнормативных потерь 28%:

- Наличие бездоговорного потребления электроэнергии,
- Наличие безучётного потребления, манипуляции с приборами учёта электроэнергии

- Получение ежемесячных показаний счётчиков электроэнергии в различные интервалы времени,

- Несвоевременная оплата электроэнергии.

Пути снижения технических потерь электроэнергии:

- Установка современного оборудования,
- Подключение потребителей электроэнергии по эффективной схеме.

Пути снижения сверхнормативных потерь электроэнергии:

- Применение самонесущего изолированного провода СИП, что позволит снизить воровство от набросов на линии электропередачи,
- Подключение потребителей электроэнергии по эффективной схеме.

Используем данные [2]. Дата образования Ивановского района - 1926 год. Территориально район расположен на Зейско-Буреинской равнине, примерная площадь 2,6 тыс. км².

Численность наличного населения на 1 января 2020 года по району составила 31,5 тыс. человек (3,32% населения области). Плотность населения - 12,7 человека на 1 км². По результатам переписи населения получены следующие данные - в Ивановском районе проживает более 10 национальностей, из которых 88% русских, 6,9% - украинцев, 3,3% - белорусов, около 1% - татар.

На 1 января 2020 года в районе зарегистрировано 484 предприятия и организаций, в том числе промышленных - 17, сельскохозяйственных – 265 (из них 223 крестьянских (фермерских) хозяйства), торговли и общепита - 19.

Сельское хозяйство занимает ведущее место в экономике района.

2 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ СЕТИ 0,4 КВ

Расчёт нагрузок сельскохозяйственных потребителей и электрических сетей наиболее подходит методика [3].

График электрических нагрузок сельскохозяйственных потребителей и сетей имеет два максимума. Ведётся отдельный учёт максимумов дневной активной $P_{д}$, дневной реактивной $Q_{д}$, вечерней активной $P_{в}$, вечерней реактивной $Q_{в}$ нагрузки.

Принимается наибольший из дневного и вечернего максимумов нагрузки для выбора параметров систем электроснабжения, что отличает метод расчёта сельскохозяйственных потребителей от расчёта городских потребителей

2.1 Нагрузки домов частного сектора

Внутриквартирное потребление электроэнергии сельскохозяйственных потребителей, темп роста электропотребления сельскохозяйственных потребителей определяют расчетную активную нагрузку на вводе в сельский жилой многоквартирный дом, имеющий отдельный счетчик электроэнергии.

Формулы для дневного и вечернего максимумов нагрузки на вводе в жилой дом имеют вид:

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

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

$$S_{д} = \frac{K_{дд} \cdot P_P}{\cos \varphi_{д}}, \quad (3)$$

где $P_{P_{уд}}$ - удельная активная нагрузка на квартиру, кВт;

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

$K_{yд}$, $K_{yв}$ - коэффициенты, характеризующие степень участия в дневном и вечернем максимуме нагрузок;

$\cos \varphi_{д}$; $\cos \varphi_{в}$ - коэффициент мощности нагрузки дневного и вечернего максимума соответственно;

P_p - расчетная активная нагрузка на вводе в жилой дом.

Для двухквартирного дома вечерняя нагрузка при $K_{yв}=1$:

$$P_p = 6 \cdot 2 = 12 \text{ кВт};$$

$$S_p = \frac{1 \cdot 12}{0,97} = 12,2 \text{ кВА.}$$

Использованы соответствующие справочные данные [таблица 54.4, 3] для нахождения расчетной нагрузки, результаты расчётов сведены в таблицу 1.

2.2 Нагрузки производственных, общественных, коммунальных потребителей

Использованы соответствующие справочные данные [таблица 54.4, 3] для нахождения расчетной нагрузки производственных, общественных, коммунальных потребителей.

Для примера, нагрузка котельной для горячего водоснабжения принимается:

$$P_p^B = P_p^Д = 28 \text{ кВт},$$

$$Q_p^B = Q_p^Д = 20 \text{ квар.}$$

Нагрузка свиарника на 50 голов с электрообогревом:

$$P_p^B = P_p^Д = 28 \text{ кВт};$$

$$Q_p^B = 8 \text{ квар};$$

$$Q_p^D = 12 \text{ квар}.$$

Результатом расчётов общественных, коммунальных производственных потребителей является таблица 2.

Таблица 2 – Расчётные нагрузки потребителей села Семиозерка

№	Объект	Рв, кВт	Qв, кВар	Рд, кВт	Qд, кВар	Sp, кВА	cos(φ)	Категория по надёжности
1	Одноквартирный дом (электроплита)	6,0	1,496	3,0	0,748	6,0	0,97	3
2	Двухквартирный дом (электроплита)	12,0	2,992	6,0	1,496	12,2	0,97	3
3	Склад	1,0	1,0	20,0	12,0	23,0	0,86	3
4	магазин	10,0	5,0	10,0	5,0	11,0	0,89	3
5	коровник	10,0	8,0	14,0	10,0	17,0	0,97	3
6	свинарник	28,0	12,0	28,0	12,0	30,0	0,92	2
7	Насосная	28,0	20,0	28,0	20,0	34,0	0,90	2
8	приют	4,0	2,0	10,0	6,0	12,0	0,86	3
9	котельная	28,0	20,0	28,0	20,0	34,0	0,89	2
10	кормоцех	65,0	55,0	20,0	12,0	85,0	0,23	2
11	гараж 10 машин	10,0	8,0	20,0	17,0	26,0	0,76	3
12	телятник	7,0	5,0	12,0	8,0	14,0	0,83	3
13	Школа, садик	12,0	8,0	21,0	8,1	23,0	0,93	2
14	теплица	25,0	20,0	25,0	20,0	32,0	0,78	3
15	столовая	6,0	3,0	18,0	8,0	20,0	0,91	3
16	баня	14,0	4,0	14,0	4,0	15,0	0,96	3
17	Склад	1,0	1,0	20,0	12,0	23,0	0,86	3
18	административный корпус	20,0	5,0	50,0	20,0	54,0	0,93	3
19	центральная котельная	100,0	50,0	100,0	50,0	112,0	0,89	3
20	пилорама	20,0	10,0	50,0	40,0	64,0	0,78	3

2.3 Нагрузка уличного освещения

Нагрузка уличного освещения, подключенная к ТП-112-село укрупненно рассчитывается по формуле:

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

$$P_{oc} = 10 \cdot 1,59 = 15,9 \text{ кВт},$$

где $P_{oc,уд}$ – удельная нагрузка осветительных элементов, по [3] принимаем 10 кВт/км.

l – длина, км.

Результатом расчёта нагрузки освещения ТП села Семиозерка является таблица 3.

Таблица 3 – Нагрузка освещения ТП села Семиозерка

Наименование ТП	$P_{oc,уд}$, кВт/км.	l , км	P_{oc} , кВт
ТП-1114-комплекс	10	1,38	13,8
ТП-1112-село	10	2,7	27
ТП-1113-школа	10	1,26	12,6
ТП-1116-д/сад	10	1,26	12,6
ТП-112-село	10	1,59	15,9

2.4 Расчёт электрических нагрузок, выбор и проверка проводников распределительной сети 0,4 кВ

К электрическим сетям сельскохозяйственного назначения подключены как отдельные потребители, так и группы потребителей.

Наиболее распространённые варианты выполнения схем распределительных сетей 0,4 кВ – магистральные и радиальные схемы. Радиальные схемы применяются для электроснабжения ответственных потребителей, расположенных обособленно от ТП – котельные, здания дежурной пожарной части. В отдельных случаях применяются резервированные линии.

Для того, чтобы просчитать нагрузки сетей, проводится суммирование питаемых по линии потребителей: для шин 0,4 кВ ТП суммируются нагрузки на вводах потребителей, для шин 10 кВ ЦП проводится суммирование нагрузки на высокой стороне ТП с учетом коэффициентов одновременности отдельно для дневного и вечернего максимумов соответственно:

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

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

где P_{Di} , P_{Bi} – ранее определенная расчетная активная дневная и вечерняя нагрузка для соответствующего центра питания, кВт;

K_o – справочная величина коэффициента одновременности.

Использованы соответствующие справочные данные [таблица 54.11, 3] для нахождения значений коэффициентов одновременности для суммирования электрических нагрузок по формулам (5) – (6).

Для случаев, когда к распределительной сети подключены потребители различного режима работы или нагрузка потребителей различается более чем в 4 раза используются соответствующие справочные данные [таблица 54.12, 3], по которым выбирается добавочная величина мощности нагрузки.

Приводится порядок расчета нагрузок на примере ф-1, питающего 8 жилых домов от ТП 112-село. Линия выполнена проводом марки СИП-2А.

Рассчитывается расчётная нагрузка линии по выражению:

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

$$S_P = 0.41 \cdot 62 = 25 \text{ кВА.}$$

Рассчитывается расчётный ток линии по выражению:

$$I_{P_{\text{МАКС}}} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (8)$$

$$I_{P_{\text{МАКС}}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 36 \text{ А.}$$

Используется провод СИП сечением жил 16 мм^2 СИП 2А 3х16+1х25 с допустимым по нагреву током 100 А.

Проверка по допустимой потере напряжения выполняется для оценки соблюдения качества электроснабжения потребителей по допустимой величине падения напряжения 10%.

Проверка по допустимой потере напряжения выполняется по выражению

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

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

l – длина линии, км;

I_p – расчетный ток в линии, А;

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

Условие проверки на потерю напряжения имеет вид:

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

где $\Delta U_{доп}$ – величина допустимого падения напряжения 10%.

Проверим выполнение условия (9) для СИП:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 36 \cdot 0,36 \cdot \frac{100}{400} \cdot (1,91 \cdot 0,97 + 0,1 \cdot 0,2) = 10,9\%.$$

Так как потеря напряжения превышает 10%, то следует увеличить сечение линии до 35 мм^2 . Далее требуется пересчитать потерю напряжения:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 36 \cdot 0,36 \cdot \frac{100}{400} \cdot (0,87 \cdot 0,97 + 0,09 \cdot 0,2) = 5\%.$$

$$5\% < 10\% .$$

Потеря напряжения не превышает 10%, следовательно, замена провода на большее сечение обоснована.

Проведём выбор кабельной линии для питания потребителей ф-3 ТП 1116.

Находим расчётный ток, принимая данные по таблице 2:

$$I_{P_{\text{МАКС}}} = \frac{S_{\text{сумм}} \cdot K_o}{\sqrt{3} \cdot U_H};$$

$$I_{P_{\text{МАКС}}} = \frac{211 \cdot 0,75}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 207 \text{ А.}$$

Принимаем кабель сечением жил 70 мм^2 ААШв 4х70 с длительно допустимым током 210 А. Допустимый ток кабельных линий с учётом поправочных коэффициентов определяется из условия:

$$I_{\text{ДОП}} = I_{\text{ДОП СТАНД}} \cdot K_{\text{СН}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ТЕМП}}, \quad (11)$$

$$I_{\text{ДОП}} = 210 \cdot 0,92 \cdot 1,25 \cdot 1 = 242 \text{ А,}$$

где $K_{\text{СН}}$ - коэффициент равный 0.92, обосновывает снижения токовой нагрузки, ввиду наличия двух кабелей в траншее;

$K_{\text{ПЕР}}$ - коэффициент равный 1,25, обосновывает аварийную перегрузку кабелей;

$K_{\text{ТЕМП}}$ - коэффициент равный 1, обосновывает среднегодовую температуру грунта, в котором проложена кабельная линия.

Проверяется выполнение условия:

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

$$207 \leq 242 \text{ А.}$$

Условие выполняется, кабель выбран правильно.

Проверим выполнение условия (10) для двухцепного кабеля:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 207 \cdot 0,15 \cdot \frac{100}{400} \cdot (0,45 \cdot 0,91 + 0,06 \cdot 0,4) = 3,1\%.$$

Потеря напряжения не превышает допустимую величину. Результатом расчётов нагрузки остальных линий является таблица 4. Результатом расчётов параметров линий 0,4 кВ является таблица 5. Результатом расчетов падения напряжения является таблица 6.

Таблица 4 –Нагрузки в сетях.0,4 кВ

фидер	Тип потребителей	N _{потр}	P _{сумм} , кВт	S _{сумм} , кВА	K _о	P _p , кВт	S _p , кВА	I _p , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП-1114 комплекс								
ф-1	Производственный потребитель	3	42	52	0,8	34	41	49
ф-2	Производственный потребитель	3	195	255	0,8	156	204	225
ф-3	Производственный потребитель	5	140	152	0,75	105	114	152
ф-4	Производственный потребитель	4	80	90	0,77	62	69	89
ф-5	Производственный потребитель	4	101	128	0,77	78	99	112
ВЛ	Линия освещения		13,8			13,8		20
ТП-1112-село								
ф-1	бытовой потребитель	23	156	161	0,26	41	42	59
ф-2	бытовой потребитель	29	288	297	0,22	63	65	92
ф-3	бытовой потребитель	23	162	167	0,26	42	43	61
ф-4	бытовой потребитель	13	118	122	0,34	40	42	58
ф-5	Коммунальный потребитель	5	125	160	0,75	94	120	135
ВЛ	Линия освещения		27			27,0		39
ТП-1113-школа								
ф-1	бытовой потребитель	10	80	85	0,38	30	32	44
ф-2	Производственный потребитель	13	290	334	0,62	180	207	260
ф-3	бытовой потребитель	23	248	257	0,26	64	67	93

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВЛ	Линия освещения		12,6			12,6		18
ТП-1116-д/сад								
ф-1	бытовой потребитель	7	177	244	0,7	124	171	179
ф-2	бытовой потребитель	12	102	105	0,35	36	37	52
ф-3	Производственный потребитель	5	191	211	0,75	143	158	207
ф-4	бытовой потребитель	24	162	167	0,25	41	42	59
ВЛ	Линия освещения		12,6			12,6		18
ТП-112-село								
ф-1	бытовой потребитель	8	60	62	0,41	25	25	36
ф-2	бытовой потребитель	17	120	124	0,31	37	38	54
ф-3	Коммунальный потребитель	12	72	74	0,35	25	26	36
ВЛ	Линия освещения		15,9			15,9		23

Таблица 5 – Параметры линий 0,4 кВ

ВЛ/КЛ 0,4 кВ	I_p , А	$I_{доп}$, А	$F_{пров/каб}$, мм ²	L, км	cos(φ)	sin(φ)
ТП-1114 комплекс						
ф-1	49	160	35	0,3	0,81	0,6
ф-2	225	344	150	0,21	0,76	0,6
ф-3	152	290	95	0,21	0,92	0,4
ф-4	89	290	95	0,3	0,89	0,5
ф-5	112	340	120	0,36	0,79	0,6
ВЛ	20	130	25	0,36	1,00	0,0
ТП-1112-село						
ф-1	59	340	120	0,6	0,97	0,2
ф-2	92	344	150	0,54	0,97	0,2
ф-3	61	344	150	0,72	0,97	0,2
ф-4	58	344	150	0,84	0,96	0,3
ф-5	135	195	50	0,3	0,8	0,6
ВЛ	39	195	50	0,84	1,00	0,0
ТП-1113-школа						
ф-1	44	290	95	0,75	0,94	0,3
ф-2	260	385	150	0,38	0,87	0,5
ф-3	93	344	150	0,51	0,97	0,3
ВЛ	18	130	25	0,75	1,00	0,0
ТП-1116-д/сад						
ф-1	179	290	95	0,4	0,73	0,7
ф-2	52	240	70	0,42	0,97	0,2
ф-3	207	240	70	0,15	0,91	0,4
ф-4	59	344	150	0,84	0,97	0,2
ВЛ	18	130	25	0,84	1,00	0,0
ТП-112-село						
ф-1	36	160	35	0,36	0,97	0,2
ф-2	54	290	95	0,6	0,97	0,2
ф-3	36	240	70	0,63	0,97	0,2
ВЛ	23	130	25	0,63	1,00	0,0

Таблица 6 – 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-1114 комплекс							
ф-1	49	0,3	0,81	0,6	0,87	0,09	5,0
ф-2	225	0,21	0,76	0,6	0,206	0,09	4,6
ф-3	152	0,21	0,92	0,4	0,32	0,09	4,8
ф-4	89	0,3	0,89	0,5	0,32	0,09	4,0
ф-5	112	0,36	0,79	0,6	0,253	0,09	4,7
ВЛ	20	0,36	1,00	0,0	1,2	0,09	2,0
ТП-1112-село							
ф-1	59	0,6	0,97	0,2	0,253	0,09	4,3
ф-2	92	0,54	0,97	0,2	0,206	0,09	5,0
ф-3	61	0,72	0,97	0,2	0,206	0,09	4,4
ф-4	58	0,84	0,96	0,3	0,206	0,09	4,9
ф-5	135	0,3	0,8	0,6	0,63	0,06	4,9
ВЛ	39	0,84	1,00	0,0	0,64	0,09	4,8
ТП-1113-школа							
ф-1	44	0,75	0,94	0,3	0,32	0,09	5,0
ф-2	260	0,38	0,87	0,5	0,2	0,06	4,6
ф-3	93	0,51	0,97	0,3	0,206	0,09	4,8
ВЛ	18	0,75	1,00	0,0	1,2	0,09	3,7
ТП-1116-д/сад							
ф-1	179	0,4	0,73	0,7	0,33	0,06	4,6
ф-2	52	0,42	0,97	0,2	0,44	0,09	4,4
ф-3	207	0,15	0,91	0,4	0,45	0,06	3,1
ф-4	59	0,84	0,97	0,2	0,206	0,09	5,0
ВЛ	18	0,84	1,00	0,0	1,2	0,09	4,2
ТП-112-село							
ф-1	36	0,36	0,97	0,2	0,87	0,09	5,0
ф-2	54	0,6	0,97	0,2	0,32	0,09	4,9
ф-3	36	0,63	0,97	0,2	0,44	0,09	4,7
ВЛ	23	0,63	1,00	0,0	1,2	0,09	4,0

2.5 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

Для определения расчетных мощностей на шинах ТП-0,4 кВ следует выполнить суммирование расчетных нагрузок на головных участках отходящих фидеров 0,4 кВ. По справочным данным применяются коэффициенты мощности нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП, [таблица 54.13, 3].

Для примера рассчитаем нагрузку на шинах НН ТП 112. Согласно данным таблицы 5, расчётная активная нагрузка ф-1 составляет 25 кВт, ф-2 – 37 кВт, ф-3 – 25 кВт. К наибольшей из активных нагрузок линий, согласно данным таблицы 54.12, [3], прибавляем добавку 15,7, 15,7 кВт, в итоге получаем:

$$P_{P_{III12}} = 37 + 15,7 + 15,7 + 15,9 = 85 \text{ кВт.}$$

Прибавив нагрузку освещения улиц 15,9 кВт по данным таблицы 4, а также с учётом среднего коэффициента мощности для отходящих линий равным 0,97, находим суммарную расчётную нагрузку ТП 112 село:

$$S_{P_{III12}} = \frac{85}{0.97} = 86 \text{ кВА.}$$

Результатом расчетов нагрузок ТП является таблица 7.

Таблица 7 – Нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ

№ ТП	S _p , кВА	P _p , кВт	Q _p , кВАр
ТП-1114-комплекс	418	361	211,9
ТП-1112-село	261	246	87,1
ТП-1113-школа	270	255	89,7
ТП-1116-д/сад	321	294	129,8
ТП-112-село	86	85	18,1

2.6 Количество трансформаторов в ТП

Для потребителей села Семиозерка выделена нагрузка 2 и 3 категории по надёжности и бесперебойности электроснабжения. В случае наличия 2 категории устанавливается 2 силовых трансформатора на ТП для резервирования нагрузки, в случае наличия 3 категории устанавливается 1 силовой трансформатор на ТП.

Для ТП-112-село проводится выбор мощности силовых трансформаторов по выражению,

$$S_{PT1} = \frac{S_{III}}{n_T \cdot K_C}, \quad (12)$$

$$S_{PT1} = \frac{86}{1 \cdot 0,8} = 108 \text{ кВА},$$

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

n_T - число трансформаторов;

$K_c = 0,7$, допустимой коэффициент загрузки.

Номинальная мощность выбираемого трансформатора должна быть больше расчётной, также номинальная мощность трансформатора ТП выбирается в соответствии с заводскими параметрами.

Далее для ТП-112-село выбранные трансформаторы проверяются по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме:

$$K_{з\text{ норм}} = \frac{S_P}{S_{НОМТР} \cdot N_{ТР}} ; \quad (13)$$

$$K_{з\text{ норм}} = \frac{86}{100 \cdot 1} = 0,86 \geq 0,5 ;$$

$$K_{з\text{ на}} = \frac{S_P}{S_{НОМТР} \cdot (N_{ТР} - 1)} . \quad (14)$$

$$K_{з\text{ на}} = \frac{86}{100 \cdot (1)} = 0,86 \leq 1,4 .$$

Для обоснования замены трансформаторов на ТП-112 проверим фактически установленные трансформаторы по загрузке. На ТП-112 установлен трансформатор ТМ 160:

$$K_{з\text{ норм}} = \frac{S_P}{S_{НОМТР} \cdot N_{ТР}} ,$$

$$K_{з\text{ норм}} = \frac{86}{160 \cdot 1} = 0,5 .$$

Из расчёта видно, что фактически установленный трансформатор работает в неоптимальном режиме с низкой загрузкой. В таком случае рассматривается возможность его замены на трансформатор мощностью 100 кВА ТМ-100/10. Кроме того, согласно листу графической части №1, проводится разукрупнение некоторых ТП, по категорийности потребителей на ТП-1116 и ТП-1113 устанавливается второй трансформатор, что позволяет переключить потребителей от разукрупнённых ТП. Для животноводческого комплекса вместо двух ТП с трансформаторами 400 кВА устанавливается одна двухтрансформаторная КТП 2х400 кВА. Результатом выбора трансформаторов является таблица 8, результатом проверки установленных трансформаторов является таблица 9.

Таблица 8 – Выбор трансформаторов

№ ТП	S _р , кВА	N _{тр}	K _{загр}	S _{расч} , кВА	S _{ном} , кВА	K _{загр факт}	K _{загр авар}
ТП-1114 комплекс	418	2	0,7	299	400	0,52	1,05
ТП-1112-село	261	1	0,8	326	400	0,65	0,65
ТП-1113-школа	270	2	0,7	193	250	0,54	1,08
ТП-1116-д/сад	321	2	0,7	229	250	0,64	1,28
ТП-112-село	86	1	0,8	108	100	0,86	0,86

Таблица 9 – Проверка фактически установленных трансформаторов

№ ТП	S _р , кВА	S _{ном факт} , кВА	K _{загр факт}	Характеристика
ТП-1114 комплекс	418	400	1,05	перегружен
ТП-1112-село	261	400	0,65	Оптимальная нагрузка
ТП-1113-школа	270	400	0,68	Оптимальная нагрузка
ТП-1116-д/сад	321	250	1,28	перегружен
ТП-112-село	86	160	0,5	недогружен

2.7 Определение потерь мощности в трансформаторах ТП

Формула для полных активных потерь мощности в трансформаторе:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K, \quad (15)$$

где ΔP_X - паспортные активные потери холостого хода трансформатора;

ΔP_K - паспортные активные потери короткого замыкания трансформатора.

Формула для полных реактивных потерь мощности в трансформаторе:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K, \quad (16)$$

где ΔQ_X - реактивные потери холостого хода;

ΔQ_K - реактивные потери короткого замыкания.

Формула для реактивных потерь холостого хода:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x}{100}, \quad (17)$$

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

I_x - паспортный ток холостого хода.

Формула для реактивных потерь короткого замыкания:

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_k}{100}, \quad (18)$$

где U_k - паспортное напряжение короткого замыкания.

Паспортные данные трансформаторов в соответствии с заводом изготовителем [3].

Рассчитаем потери в трансформаторе на ТП-112-село, $S_{НОМ} = 100$ кВА:

$$\Delta P_T = 0,37 + 0,8^2 \cdot 1,97 = 1,8 \text{ кВт};$$

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

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

$$\Delta Q_{T1} = 2,6 + 0,8^2 \cdot 4,6 = 6 \text{ кВАр}.$$

Результатом расчёта потерь мощности в трансформаторах села Семиозерка является таблица 10.

Таблица 10 – Потери мощности в трансформаторах села Семиозерка

№ ТП	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВт
ТП-1114 комплекс	2,6	13,3
ТП-1112-село	3,4	16,0
ТП-1113-школа	1,9	9,0
ТП-1116-д/сад	2,3	10,4
ТП-112-село	1,8	6,0

3 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ СЕТИ 10 КВ

3.1 Нагрузки на стороне 10 кВ ТП

Для того, чтобы вычислить нагрузку ТП на стороне 10 кВ воспользуемся расчётными данными потерь мощности в трансформаторах. Используется формула для расчёта ТП 112, кВА:

$$S_{10кВ ТП} = \sqrt{(P_{ТП} + \Delta P_T)^2 + (Q_{ТП} + \Delta Q_{ТП})^2} \quad (19)$$

$$S_{10кВ ТП} = \sqrt{(85 + 1,8)^2 + (18,1 + 6)^2} = 90$$

Результатом расчёта нагрузки ТП села Семиозерка является таблица 11.

Таблица 11 - Нагрузка ТП села Семиозерка на стороне 10 кВ

№ ТП	P _{пр} , кВт	Q _{пр} , кВАр	S _{пр} , кВА
ТП-1114-комплекс	366	239	437
ТП-1112-село	249	103	269
ТП-1113-школа	259	108	281
ТП-1116-д/сад	298	151	334
ТП-112-село	86	24	90

3.2 Выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ

Для увеличения надёжности сети 10 кВ воздушные линии 10 кВ выполняем проводом СИП – 3, [4]. Для этого, составляем 2 варианта исполнения схемы сети 10 кВ: используем петлевую конфигурацию, согласно [5,6]. Результатом расчёта сетей 10 кВ является таблица 12.

Таблица 12 - Нагрузка линий 10 кВ

Линия	P _{сум} , кВт	Q _{сум} , кВАр	S _{сум} , кВА	Ko	P _р , кВт	Q _р , кВАр	S _р , кВА	I _р , А	I _{доп} , А	F СИП-3, мм ²	L, км	n _ц	R _л , Ом/км	X _л , Ом/км	ΔW _л , кВтч	ΔU _л , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Вариант №1																
112,1116, 1113	644	283	703	0,90	579	254	633	37	310	95	15,9	1	0,363	0,04	202318	3,5

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1114,111 2	615	342	706	0,90	553	307	636	37	310	95	19,2	1	0,363	0,04	244656	4,1
авар ре- жим, пи- тание че- рез сред- небелую	1258	624	1405	0,85	1070	530	1194	69	310	95	22,2	1	0,363	0,04	1006382	9,0
Вариант №2																
1113,111 2	508	211	550	0,90	457	190	495	29	430	120	14,4	1	0,288	0,03	89004	2,0
1114,111 6,112	750	413	857	0,90	675	372	771	45	430	120	22,2	1	0,288	0,03	332999	4,6
авар ре- жим, пи- тание че- рез бере- зовку	1258	624	1405	0,85	1070	530	1194	69	430	120	28,0	1	0,288	0,03	1007056	9,1

По данным таблицы 15, потеря напряжения в послеаварийном режиме менее 10%. Предварительно выбранное сечение СИП – 3 учитывает размыкания петли по точке нормального потокораздела.

Если нагрузка питаемых ТП различается менее чем в 4 раза, то нагрузка линии 10 кВ рассчитывается по формуле:

$$S_{P \text{ ЛИН}} = \kappa_O \cdot \sum_{i=1}^n S_{P \text{ ТП}i}, \quad (20)$$

где κ_O - коэффициент одновременности, [таблица 54.13, 3].

Для варианта 1 линия питания ТП-112, ТП-1116, ТП-1113:

$$P_{P \text{ ЛИН}} = \kappa_O \cdot (P_{\text{ТП} 112} + P_{\text{ТП} 1116} + P_{\text{ТП} 1113}),$$

$$Q_{P \text{ ЛИН}} = \kappa_O \cdot (Q_{\text{ТП} 112} + Q_{\text{ТП} 1116} + Q_{\text{ТП} 1113}),$$

$$S_{P_ЛИН} = \sqrt{(P_{P_ЛИН})^2 + (Q_{P_ЛИН})^2},$$

$$P_{P_ЛИН} = 0,9 \cdot (86 + 298 + 259) = 579 \text{ кВт},$$

$$Q_{P_ЛИН} = 0,9 \cdot (24 + 151 + 108) = 254 \text{ квар},$$

$$S_{P_ЛИН} = \sqrt{(579)^2 + (254)^2} = 633 \text{ кВА},$$

$$I_P = \frac{S_{P_ЛИН}}{\sqrt{3} \cdot U_H};$$

$$I_P = \frac{633}{\sqrt{3} \cdot 10} = 37 \text{ А}.$$

Если активная нагрузка ТП, питаемых по линии различается более чем в 4 раза, то суммирование проводится по [таблица 54.15, 3].

Расчётный ток линии находим по формуле (8). Выбираем провод марки СИП-3 сечением 120 и 95 мм² для обеспечения допустимой потери напряжения по формуле (9).

3.3 Технико-экономический выбор варианта сети 10 кВ

Рассчитаем потери в линиях для варианта 1 и 2.

Потери в линиях находятся как:

$$\Delta W_{ВЛ} = \sum \frac{(P_L)^2 + (Q_L)^2}{U_{ном}^2} \cdot (R + i \cdot X) \cdot T, \quad (21)$$

где P_L – потоки активной мощности по линии, МВт;

Q_L – потоки реактивной мощности по линии, МВАр;

R, X – активное и реактивное сопротивление линии, Ом;

T – число часов.

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

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

где $E_H = 0,1$ - норма дисконтирования для электроэнергетики;

$K_{ВЛ}$ - стоимость ВЛ, [7];

$K_{ВЫКЛ}$ - стоимость выключателей, [7];

$C_0 = 1.5$ руб/кВт*ч – удельная стоимость потерь электроэнергии;

A - амортизационные отчисления $A_{ам.выкл} = 5,9\%$, $A_{ам.ВЛЭП} = 0,5\%$;

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

Результатом расчёта затрат на сети 10 кВ является таблица 13.

Таблица 13 – Сравнение вариантов сети 10 кВ

№ Варианта	1	2	
$N_{ВЫКЛ}$, ШТ	2	2	
$L_{пров120}$, КМ		37,4	
$L_{пров95}$, КМ	36,3		
$C_{ВЫКЛ}$, тыс. руб	800	800	
$C_{пров120}$, тыс. руб	140,1	140,1	
$C_{пров95}$, тыс. руб	115,95	115,95	
$C_{потерь ээ}$, руб/кВтч	1,5	1,5	
$I_{пров экспл}$, тыс. руб	21	26	
$I_{выкл экспл}$, тыс. руб	94	94	
$I_{аморт}$, тыс. руб	290	342	
$I_{потерь ээ}$, тыс. руб	670	633	6%
Z , тыс. руб	1657	1780	7%

В каждом из вариантов сети 10 кВ количество и мощность ТП не меняются, поэтому целесообразно учитывать только затраты для проводов ВЛ 10 кВ. В результате сравнения по приведенным затратам выявлено, что вариант 1 дешевле на 7%.

3.4 Расчёт электрических нагрузок на шинах ПС «Березовка» и ПС «Среднебелая»

Для определения расчетных мощностей на шинах ПС «Березовка» и ПС «Среднебелая» следует выполнить суммирование расчетных нагрузок на головных участках отходящих фидеров 10 кВ. По справочным данным применяются коэффициенты мощности нагрузок на шинах 10 кВ ТП, [таблица 54.15, 3]. Результатом расчёта нагрузки на шинах ПС является таблица 14.

Таблица 14 – Нагрузка на шинах ПС «Березовка» и ПС «Среднебелая»

$P_{\text{сум}}$, кВт	$Q_{\text{сум}}$, кВАр	$S_{\text{сум}}$, кВА	Co	$P_{\text{р}}$, кВт	$Q_{\text{р}}$, кВАр	$S_{\text{р}}$, кВА	$I_{\text{р}}$, А
ПС «Березовка»							
644	283	703	0,90	579	254	633	37
ПС «Среднебелая»							
615	342	706	0,90	553	307	636	37

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

4.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Перед началом расчётов токов короткого замыкания составляется исходная схема и схема замещения сети, рисунок 1.

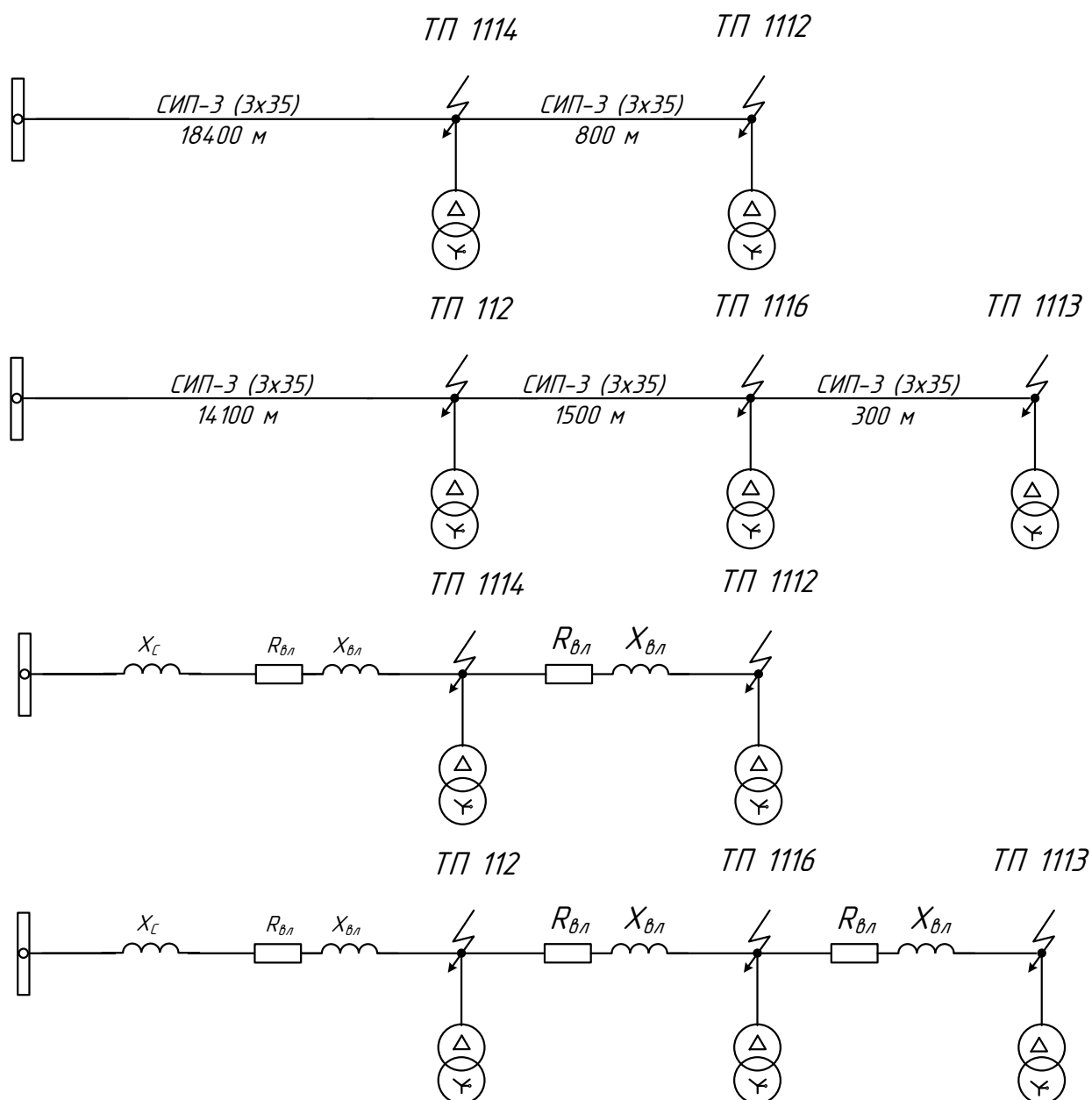


Рисунок 1 - Схема замещения и исходная схема сети 10 кВ

Отключающая способность выключателя 10 кВ на питающей ПС используется для приближённого расчёта сопротивления системы:

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

$$X_C = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 12.5} = 0.485;$$

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

Находятся активные и реактивные составляющие полного сопротивления проводов ВЛ 10 кВ до ТП-112, Ом:

$$X_{Л} = x_{yд} \cdot L; \quad (24)$$

$$X_{Л} = 0,1 \cdot 14,1 = 1,41;$$

$$R_{Л} = r_{yд} \cdot L, \quad (25)$$

$$R_{Л} = 0,363 \cdot 14,1 = 5,12,$$

где $r_{yд}$, $x_{yд}$ – погонное активное и реактивное сопротивление СИП-3, Ом/км;

L – протяженность линий, км.

Ток трехфазного короткого замыкания вычисляется по формуле, кА:

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

$$I_{no} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{5,12^2 + (1,41 + 0,485)^2}} = 1,11.$$

Ток двухфазного короткого замыкания вычисляется по формуле, кА:

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

$$I_{noIII}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,11 = 0,96.$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания вычисляется по формуле, с:

$$T_{III} = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}, \quad (28)$$

$$T_{III} = \frac{(0,1+1,41)}{5,12 \cdot 314} = 0,034.$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания вычисляется по формуле:

$$K_{y\partial III} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{III}}}, \quad (29)$$

$$K_{y\partial III} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,034}} = 1,0$$

Ударный ток короткого замыкания вычисляется по формуле, кА:

$$i_{y\partial III} = K_{y\partial III} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{noIII}, \quad (30)$$

$$i_{удТП} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,11 = 1,6 .$$

Сходные расчёты выполняются для каждой ТП, результатом расчётов является таблица 15.

Таблица 15 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ

ТП	ТП-112	ТП-1116	ТП-1113	ТП-1114	ТП-1112
Lл 10кВ, км	14,1	15,6	15,9	18,4	19,2
Rл 10кВ, Ом	5,12	5,66	5,77	6,68	6,97
Z _Σ , Ом	5,21	5,76	5,87	6,78	7,07
I ⁽³⁾ _{по} , кА	1,11	1,00	0,98	0,85	0,82
I ⁽²⁾ _{по} , кА	0,96	0,87	0,86	0,74	0,71
T, с	0,034	0,037	0,038	0,044	0,046
Kуд	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Iуд, кА	1,6	1,4	1,4	1,2	1,2

4.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0.4 кВ

Для сети 0,4 кВ наиболее подходит метод расчёта в именованных единицах, при таком подходе параметры элементов схемы замещения в именованных единицах будут равны заводским параметрам. Удобство расчёта обеспечивается измерения всех сопротивлений в мОм. Расчёт ведётся аналогично п. 5.1, в соответствии с рисунком 2.

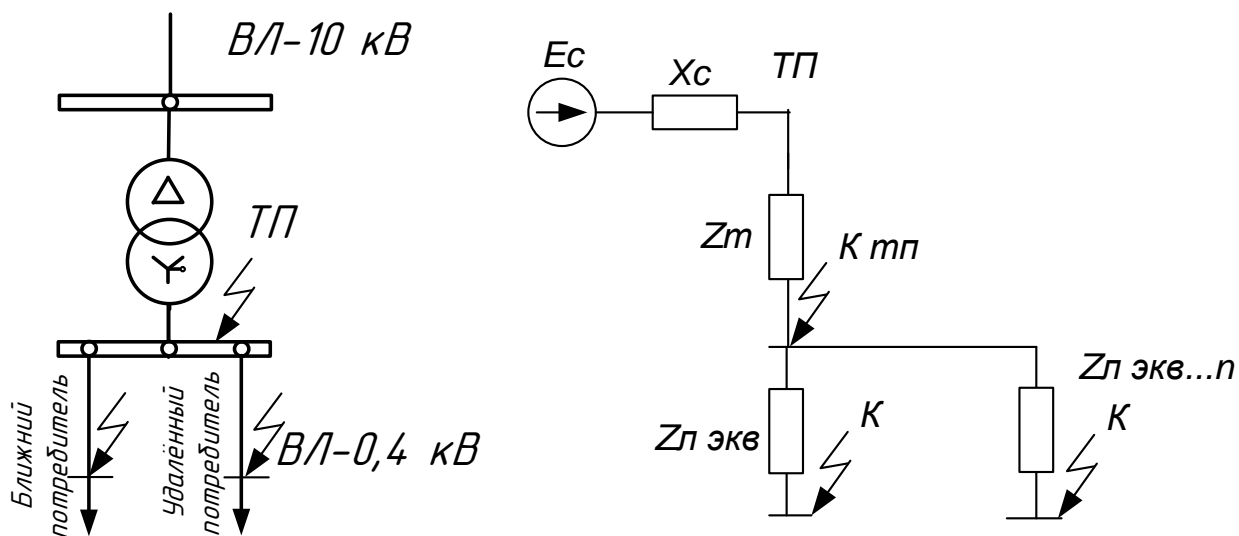


Рисунок 2 - Схема замещения и исходная схема сети 0,4 кВ

Значения тока КЗ на стороне ВН ТП-112 используется для приближённого расчёта сопротивления системы, МОм:

$$x_c = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ ВНТП}^{(3)}}, \quad (31)$$

$$x_c = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 1,11} = 20,9.$$

Несимметричные короткие замыкания рассчитываются при определенных допущениях:

1 - Сопротивление нулевой последовательности системы равняется нулю;
 2 - Сопротивление обратной последовательности трансформаторов, системы, автоматических выключателей равно сопротивлению прямой последовательности;

3 - Реактивное и активное сопротивление участков проводов принимаются $X_{0л} = 3,5 \cdot X_{1л}$, $R_{0л} = 10 \cdot R_{1л}$.

Ток однофазного короткого замыкания вычисляется по формуле, кА:

$$I_{II0}^{(1)} = \frac{U_{CPHH} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}; \quad (32)$$

$$I_{II0}^{(1)} = \frac{400 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(58)^2 + (97,6)^2}} = 0,82.$$

Сопротивления переходных контактов, силовых трансформаторов, автоматических выключателей берём на основе источников [8, 9].

Порядок расчёта такой же, как и расчёт токов КЗ в сети 10 кВ, результатом расчётов являются таблицы 16-17.

Таблица 16 – Результаты расчетов токов КЗ на шинах 0,4 кВ ТП

ТП	X _T , МОм	R _T , МОм	R _{пер} , МОм	X _{авт} ввод, МОм	R _{авт} ввод, МОм	X _с , МОм	Z _Σ , МОм	I ⁽³⁾ _{по} , кА	I ⁽¹⁾ _{по} , кА	T, с	Куд	I _{уд} , кА
ТП-112	76	36,3	20	0,7	1,7	20,9	113,50	2,04	0,82	0,005	1,15	3,326
ТП-1116	38,2	9,4	20	0,5	1,5	23,0	69,04	3,35	1,57	0,006	1,21	5,720
ТП-1113	38,2	9,4	20	0,5	1,5	23,5	69,43	3,33	1,57	0,006	1,21	5,699
ТП-1114	28,1	5,9	20	0,17	0,85	27,1	61,50	3,76	1,96	0,007	1,22	6,483
ТП-1112	28,1	5,9	20	0,17	0,85	28,3	62,55	3,70	1,94	0,007	1,23	6,411

Таблица 17 – Результаты расчетов токов КЗ на линиях 0,4 кВ

ВЛ/КЛ 0,4 кВ	R _л , МОм	X _л , МОм	Z _Σ , МОм	I ⁽³⁾ _{по} , кА	I ⁽¹⁾ _{по} , кА	T, с	Куд	I _{уд} , кА
ТП-1114 комплекс								
ф-1	261,0	27,0	262,4	0,7	0,2	0,000	1,0	1,0
ф-2	43,3	18,9	47,2	2,1	0,8	0,001	1,0	3,0
ф-3	67,2	18,9	69,8	1,8	0,6	0,001	1,0	2,5
ф-4	96,0	27,0	99,7	1,4	0,4	0,001	1,0	2,0
ф-5	91,1	32,4	96,7	1,5	0,6	0,001	1,0	2,1
ТП-1112-село								
ф-1	151,8	54,0	161,1	1,0	0,3	0,001	1,0	1,5
ф-2	111,2	48,6	121,4	1,3	0,3	0,001	1,0	1,8
ф-3	148,3	64,8	161,9	1,0	0,2	0,001	1,0	1,5
ф-4	173,0	75,6	188,8	0,9	0,2	0,001	1,0	1,3
ф-5	94,5	9,0	94,9	1,5	0,5	0,000	1,0	2,1
ТП-1113-школа								
ф-1	240,0	67,5	249,3	0,7	0,2	0,001	1,0	1,0
ф-2	38,0	11,4	39,7	2,1	0,9	0,001	1,0	3,0
ф-3	105,1	45,9	114,6	1,3	0,3	0,001	1,0	1,8
ТП-1116-д/сад								
ф-1	66,0	12,0	67,1	1,7	0,6	0,001	1,0	2,4
ф-2	184,8	37,8	188,6	0,9	0,3	0,001	1,0	1,3
ф-3	33,8	4,5	34,0	2,2	1,1	0,000	1,0	3,2
ф-4	173,0	75,6	188,8	0,9	0,2	0,001	1,0	1,3
ТП-112-село								
ф-1	313,2	32,4	314,9	0,5	0,2	0,000	1,0	0,8
ф-2	192,0	54,0	199,4	0,7	0,2	0,001	1,0	1,0
ф-3	277,2	56,7	282,9	0,6	0,2	0,001	1,0	0,8

4.3 Проверка проводников 10 кВ на воздействие токов КЗ

По формуле термически стойкого к токам КЗ сечения линий выполняем соответствующий расчёт:

$$S_T = \frac{I_{K3} \cdot \sqrt{t_{II}}}{K_T}, \quad (33)$$

где I_{K3} - ток КЗ;

t_{II} - время воздействия тока КЗ, при прочих равных условиях включает время срабатывания релейной защиты 0,01с, отключения выключателя 0,045с и выдержку 0,5 с;

K_T - 95, справочный температурный коэффициент.

Для примера рассчитаем термически стойкое сечение для ТП-112:

$$S_{T_{ТП112}} = \frac{1110 \cdot \sqrt{(0.01+0.045+0.5)}}{95} = 8,7 \text{ мм}^2 ;$$

$$S_{Tc} < S_{\Phi}$$

$$8,7 < 95.$$

В проекте применяется провод СИП – 3 3х95 мм². Условие проверки выполнено, далее расчёт ведётся аналогично, результатом расчётов является таблица 18.

Таблица 18 – Проверка сечений линий 10 кВ

ТП	I(3)по, кА	t_{II} , с	K_T	S_{Tc} , мм ²	S_{Φ} , мм ²	Условие $S_{Tc} < S_{\Phi}$
ТП-112	1,11	0,55	95	8,7	95	выполнено
ТП-1116	1,00	1,05	95	10,9	95	выполнено
ТП-1113	0,98	1,55	95	12,9	95	выполнено
ТП-1114	0,85	0,55	95	6,7	95	выполнено
ТП-1112	0,82	1,05	95	8,8	95	выполнено

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

Приближённое приведение в относительных единицах наиболее подходит для предстоящего расчёта токов КЗ. Источником питания для ПС Березовка является ПС Среднебелая на напряжении 35 кВ, поэтому ПС Среднебелая указывается в исходной схеме, рисунок 3.

Исходные данные из отчёта по преддипломной практики уровне токов КЗ на шинах 35 кВ ПС «Среднебелая» $I_K^{(3)} = 1,4$ кА, (рисунок 3,4). На шинах 10 кВ ПС «Среднебелая» результаты замеров токов КЗ следующие:

$$I_{no}^{(3)} = 6 \text{ кА};$$

$$I_{a0} = 8,5 \text{ кА};$$

$$i_{уд} = 16 \text{ кА}.$$

Исходная схема подключения ПС «Березовка» указана на рисунке 3 и состоит из шин 35 кВ ПС Среднебелая, ВЛ-35 кВ протяженностью 15 км, силовых трансформаторов мощностью 4 МВА на ПС Березовка.

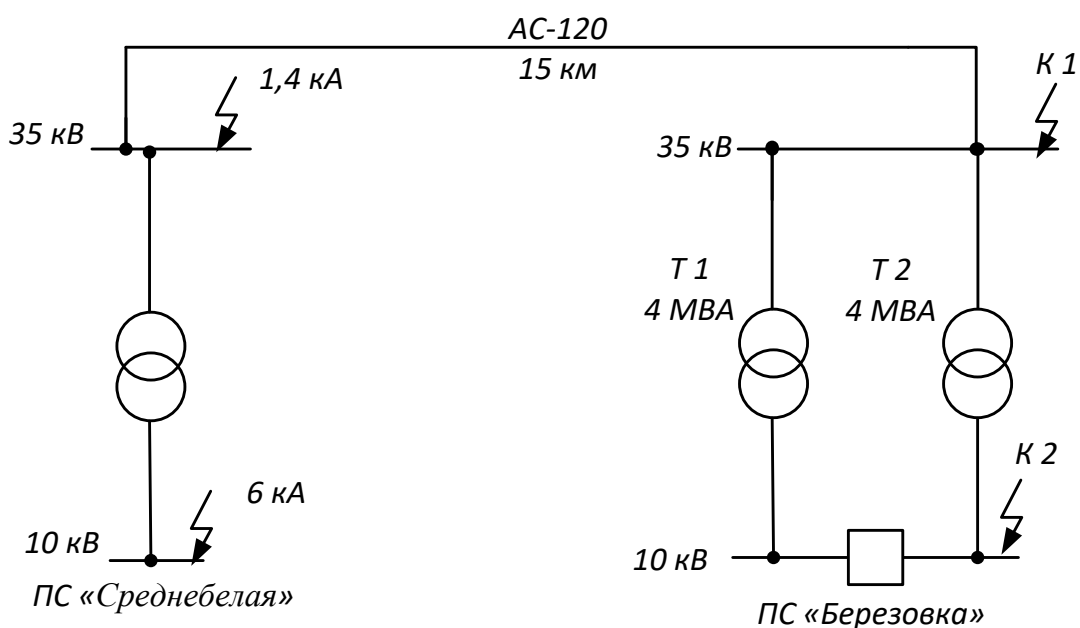


Рисунок 3 – Исходная схема подключения ПС «Березовка»

Схема замещения для подключения ПС «Березовка» указана на рисунке 4 и состоит из сопротивления системы от ПС Среднебелая, ЭДС системы от ПС Среднебелая сопротивления ВЛ-35 кВ, сопротивления силовых трансформаторов на ПС Березовка. Режим работы силовых трансформаторов на ПС Березовка отдельный, для расчётов принимается сопротивление каждого трансформатора 35/10 кВ на ПС Березовка в отдельности без включения их на параллельную работу, что характерно для ПС Березовка, так как пропускная способность силовых трансформаторов ПС Березовка как в зимнее, так и в летнее время покрывает подключенную нагрузку к шинам 10 кВ ПС.

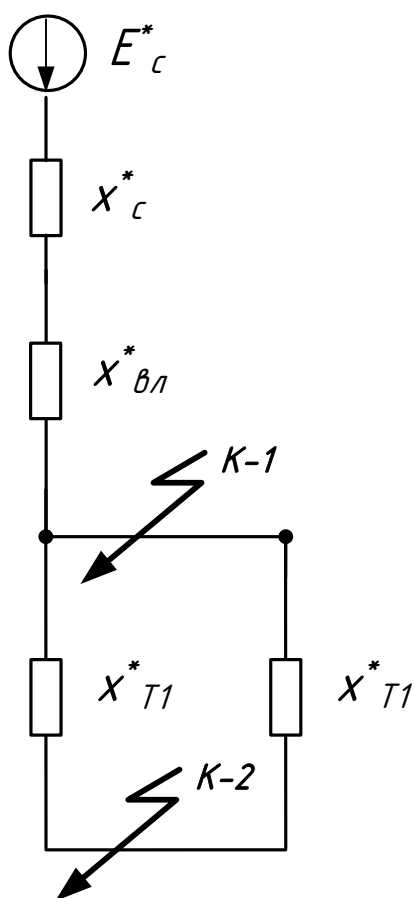


Рисунок 4 – Схема замещения для расчёта токов КЗ на ПС «Березовка»

Выбираются начальные условия:

$$S_B = 10 \text{ МВА};$$

$$U_{B1} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{B2} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{B1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B1}}; \quad (34)$$

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

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

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

Проводится расчёт сопротивления трансформаторов в относительных единицах, о.е.:

$$X_T = \frac{U_K \cdot S_B}{100 \cdot S_{НОМТР}}, \quad (35)$$

$$X_T = \frac{7,5 \cdot 10}{100 \cdot 4} = 0,188,$$

где U_K - паспортные данные трансформатора;

$S_{НОМТР}$ - паспортная мощность трансформатора.

Проводится расчёт сопротивления системы по формуле, о.е.:

$$X_C = \frac{I_{B1}}{I_K}, \quad (36)$$

$$X_C = \frac{0,165}{1,4} = 0,118 ,$$

где I_K - ток короткого замыкания на шинах 35 кВ ПС «Среднебелая»,
 $I_K^{(3)} = 1,4$ кА.

Проводится расчёт сопротивления линии по формуле, о.е.:

$$X_L = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_B^2} \quad (37)$$

$$X_L = 0,4 \cdot 15 \cdot \frac{10}{35^2} = 0,049$$

где L - протяженность линии, 15 км;

$X_{уд}$ - погонное сопротивление линии, принимается $X_{уд} = 0,4$, Ом/км.

Проводится расчёт тока трёхфазного КЗ по формуле для точки К 1:

$$I_{I0K1} = \frac{E_C \cdot I_{B1}}{X_C + X_L} \quad (38)$$

$$I_{I0K1} = \frac{1 \cdot 0,165}{0,118 + 0,049} = 1 \text{ кА}$$

$$I_{I0K2} = \frac{E_C \cdot I_{B2}}{X_C + X_L + X_T}$$

$$I_{I0K2} = \frac{1 \cdot 0,58}{0,118 + 0,049 + 0,188} = 1,6 \text{ кА}$$

Расчёт проводится аналогично сети 10 кВ. Результатом расчётов является таблица 19.

Таблица 19 – Токи КЗ на ПС «Березовка»

Точка КЗ	К-1 35 кВ	К-2 10 кВ
$I_{по}, \text{кА}$	1,0	1,6
$I_{а0}, \text{кА}$	1,404	2,324
$T_a, \text{с}$	0,025	0,05
$i_{уд}, \text{кА}$	2,3	4,227

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

5.1 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

Расчетный ток ВН определяем по формуле (для ТП-112):

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (39)$$

$$I_{РАСЧ} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 6 \text{ А}.$$

В результате расчётов получено, что на каждый трансформатор следует установить предохранитель типа ПКТ101 – 10У1 с током плавкой вставки 20 А и током патрона 20 А. В таблице 20 показан результат выбора предохранителей 10 кВ. Заводские данные указаны в [10].

Таблица 20 – Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

№ ТП	$I_{РАСЧ}$, А	$I_{НОМТР}$, А	$I_{ВСТ}$, А	Тип предохранителя
ТП-1114 комплекс	23	32	32	ПКТ102 – 10У1
ТП-1112-село	23	32	32	ПКТ102 – 10У1
ТП-1113-школа	14	20	20	ПКТ101 – 10У1
ТП-1116-д/сад	14	20	20	ПКТ101 – 10У1
ТП-112-село	6	20	10	ПКТ101 – 10У1

5.2 Выбор и проверка предохранителей для защиты линий 0,4 кВ

Для защиты распределительных линий 0,4 кВ используем плавкие предохранители ввиду надежности и дешевизны. Выбор предохранителей 0,4 кВ выполняется по расчетному току, пример показан для ТП-112, ф-1:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{НОМТР}, \quad (40)$$

$$36 \leq 40 \leq 60,$$

где I_B - заводской ток плавкой вставки предохранителя, [10];

$I_{номПР}$ - номинальный ток предохранителя.

Проверка предохранителей по защищенности с сечением проводника (столбец 4-5 таблицы 21):

$$I_B \leq 3 \cdot I_{дл.доп}, \quad (41)$$

$$70 \leq 720 \text{ A.}$$

Проверка по устойчивости к разрушению под действием токов трёхфазного КЗ (столбец 6-7 таблицы 21):

$$I_{по}^{(3)} \leq I_{отк}, \quad (42)$$

$$0,5 \leq 5 \text{ A,}$$

Проверка по возможности отключить минимальный ток КЗ: (столбец 8-9 таблицы 21):

$$I_{по}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B, \quad (43)$$

$$0,17 \geq 0,12 \text{ A}$$

Результаты выбора и проверки сводятся в таблицу 21.

Таблица 21 – Выбор и проверка предохранителей для защиты линий 0,4 кВ

ВЛ/КЛ 0,4 кВ	I_p , А	Тип ПН	I_B , А	$3 \cdot I_{дл доп}$, А	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{отк}$, кА	$I_{по}^{(1)}$, кА	$3 \cdot I_B$, кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП-1114 комплекс								
ф-1	49	НПН 60	60	480	0,7	5,0	0,20	0,18
ф-2	225	ПН 2–250	250	1032	2,1	5,0	0,79	0,75
ф-3	152	ПН 2–250	200	870	1,8	6,0	0,63	0,60

Продолжение таблица 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ф-4	89	ПН 2–100	100	870	1,4	7,0	0,44	0,30
ф-5	112	ПН 2–250	150	1020	1,5	5,0	0,61	0,45
ТП-1112-село								
ф-1	59	НПН 60	60	1020	1,0	5,0	0,26	0,18
ф-2	92	ПН 2–100	100	1032	1,3	5,0	0,32	0,30
ф-3	61	ПН 2–100	80	1032	1,0	5,0	0,25	0,24
ф-4	58	НПН 60	60	1032	0,9	5,0	0,21	0,18
ф-5	135	ПН 2–100	150	585	1,5	6,0	0,51	0,45
ТП-1113-школа								
ф-1	44	НПН 60	50	870	0,7	5,0	0,19	0,15
ф-2	260	ПН 2–400	300	1155	2,1	5,0	0,94	0,90
ф-3	93	ПН 2–100	100	1032	1,3	5,0	0,33	0,30
ТП-1116-д/сад								
ф-1	179	ПН 2–250	200	870	1,7	5,0	0,64	0,60
ф-2	52	НПН 60	60	720	0,9	6,0	0,26	0,18
ф-3	207	ПН 2–250	250	720	2,2	5,0	1,09	0,75
ф-4	59	НПН 60	60	1032	0,9	7,0	0,21	0,18
ТП-112-село								
ф-1	36	НПН 60	40	480	0,5	5,0	0,16	0,12
ф-2	54	НПН 60	60	870	0,7	5,0	0,22	0,18
ф-3	36	НПН 60	40	720	0,6	5,0	0,17	0,12

5.3 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

Автоматические выключатели на вводах 0,4 кВ ТП будут выбраны по расчетному току, для ТП-112:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_{\text{р.}}, \quad (44)$$

$$160 \geq 125$$

где $I_{\text{р}}$ – рабочий ток максимального режима.

Проверка по возможности отключить минимальный ток КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{\text{СР РАСЦ}}, \quad (45)$$

$$821 \geq 200 \text{ А.}$$

Результаты расчёта сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

ТП	I p авт, А	Ином. расц, А	Марка выключателя	I ⁽³⁾ по, кА	Iотк, кА	Iпо, А	1,25*Iср расц, А
ТП-1114 комплекс	302	400	ВА51-39	3,76	5	1959	500
ТП-1112-село	376	400	ВА51-39	3,70	5	1940	500
ТП-1113-школа	195	250	ВА51-37	3,33	5	1571	312,5
ТП-1116-д/сад	232	250	ВА51-37	3,35	5	1575	312,5
ТП-112-село	125	160	ВА51-33	2,04	5	821	200

5.4 Выбор КРУ

На ПС Березовка и ПС Среднебелая проводится установка КРУ серии К-63 со встроенными вакуумными выключателями марки ВВ/Tel-10.

Основная встраиваемая аппаратура:

- высоковольтные выключатели ВВ/Tel-10;
- 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»);
- ошиновка 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. Камеры К-61М стыкуются с камерами К-63 без переходных шкафов и могут устанавливаться в любом месте ряда РУ с камерами К-63.

Учитываются следующие заводские данные:

- напряжение установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (46)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

- НОМИНАЛЬНЫЙ ТОК:

$$I_{мах} \leq I_{1ном}, \quad (47)$$

$$69 \text{ А} \leq 100 \text{ А.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости КРУ-10 кВ:

$$B_k = I_{но}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + t_{сел});$$

$$B_k = 1,6^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 2) = 5,5 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_k = 6^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 2) = 74 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ - время отключения выключателя для расходящихся контактов в вакуумной камере, 0.045с,

$t_{сел}$ - степень селективности, 2 с.

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

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

Результатом проверки является сравнительная в таблица 23.

Таблица 23 – Выбор и проверка КРУ 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
ПС «Березовка»		
$U_{\text{НОМ}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$ $В_{\text{к.НОМ}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{р.л1}} = 69 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 4,2 \text{ кА}$ $В_{\text{к.}} = 5,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $В_{\text{к.НОМ}} \geq В_{\text{к}}$
ПС «Среднебелая»		
$U_{\text{уст}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$ $В_{\text{к.НОМ}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{р.л1}} = 69 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 16 \text{ кА}$ $В_{\text{к.}} = 74 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $В_{\text{к.НОМ}} \geq В_{\text{к}}$

5.5 Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Трансформаторы тока (ТТ) устанавливаются в КРУ ПС Березовка и ПС Среднебелая для измерения и учёта. Учитываются следующие заводские данные:

- напряжение установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}; \quad (48)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

- номинальный ток:

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{НОМ}}, \quad (49)$$

$$69 \text{ А} \leq 100 \text{ А}.$$

- динамическая стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}};$$

$$20 \text{ кА} \geq 16 \text{ кА};$$

- нагрузка вторичных цепей:

$$Z_{\text{втор факт}} \leq Z_{\text{вторНОМ}} , \quad (50)$$

где $Z_{\text{втор факт}}$ – фактическая вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{\text{вторНОМ}}$ – паспортная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5.

Для слаботочных цепей 5 А можно учитывать только активное сопротивление проводов. Фактическая вторичная нагрузка трансформатора тока определяется по формуле:

$$r_{\text{втор факт}} = r_{\text{приб факт}} + r_{\text{пр факт}} + r_{\text{конт факт}} , \quad (51)$$

$$r_{\text{втор факт}} = 0,056 + 0,035 + 0,1 = 0,191 \text{ Ом},$$

где $r_{\text{приб факт}}$ – активная нагрузка приборов во вторичных цепях трансформатора тока, Ом:

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

$$r_{\text{приб факт}} = \frac{1,4}{5^2} = 0,056 \text{ Ом}.$$

где $S_{\text{приб факт}}$ – мощность включенных во вторичные цепи трансформатора тока приборов;

I_2 – ток вторичных цепей, 5 А;

$r_{\text{пр факт}}$ – активная нагрузка проводов АКРВГ-1х4 во вторичных цепях трансформатора тока, Ом:

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

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

где q – площадь сечения жилы провода, 4 мм²;

ρ – погонное сопротивление провода на единицу площади, 0,0283 Ом·м/мм²;

l – протяженность проводов, 5 м;

$r_{\text{конт факт}}$ - активная нагрузка контактов во вторичных цепях трансформатора тока, 0,1 Ом.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ ТОЛ-10 приводится в таблице 24.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Вид нагрузки	Наименование прибора	Загруженность фаз, ВА		
		А	В	С
Цифровой амперметр	AD-963		0.55	
Цифровой счетчик активной и реактивной мощности	ЦЭ 6850М (Энергомера)	0.20		0.2
Цифровой ватметр	PS194P-5X1	0.6		0.6
Цифровой варметр	QS194P-5X1	0.6		0.6
Итого		1.4	0.55	1.4

Для установленных трансформаторов тока 10 кВ по таблице 27 выделяются наиболее загруженные фазы трансформаторов тока. Паспортное сопротивление трансформатора тока в классе точности 0,5, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (54)$$

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

где $S_{\text{вторНОМ}}$ - паспортная мощность вторичной обмотки, 5 ВА.

Марка выбираемых трансформаторов тока с литой изоляцией - ТОЛ 10, паспортные данные берём из [11]. Выражение для проверки по термической стойкости:

$$B_K = I_{n.o.PY10кВ}^2 \cdot (t_{отк} + T_{A1});$$

$$B_K = 1,6^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 2) = 5,5 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_K = 6^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 2) = 74 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T;$$

$$B_{HK} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Проверку по динамической стойкости и результаты проверки по вторичной нагрузке, термической стойкости показаны в таблице 25.

Таблица 25 – Результаты выбора и проверки трансформаторов тока ТОЛ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ПС «Березовка»		
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 100 \text{ А}$	$I_{max} = 69 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$Z_{2Н} = 0.2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{Нр} = 0.191 \text{ Ом}$	$Z_{2Н} \geq Z_{Нр}$
$B_{Кн} = 300 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Кр} = 5,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Кн} \geq B_{Кр}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{уд} = 4,2 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
ПС «Среднебелая»		
$U_{Н} = 10 \text{ кВ}$	$U_{Н} = 10 \text{ кВ}$	$U_{Н} \geq U_{р}$
$I_{Н} = 100 \text{ А}$	$I_{рл1} = 69 \text{ А}$	$I_{Н} \geq I_{рmax}$
$Z_{2Н} = 0.2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{Нр} = 0.191 \text{ Ом}$	$Z_{2Н} \geq Z_{Нр}$
$B_{Кн} = 300 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Кр} = 74 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Кн} \geq B_{Кр}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{уд} = 16 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Выбранные трансформаторы тока проверку проходят.

5.6 Выбор трансформатора напряжения

Используется выражение для выбора напряжения установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Используется выражение для проверки по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (55)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность вторичной обмотки для $K_T=0,5$;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, определяется по выражению:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{прив} \cdot \cos \varphi_{прив}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (56)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{15,64^2 + 25,9^2} = 30,3 \text{ ВА}.$$

Подробно нагрузка измерительных приборов показана в таблице 29, согласно которой можно рассчитать расчетную нагрузку во вторичной цепи S_2 .

Выбираем трансформаторы напряжения НАМИ 10У3 по [10].

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения НАМИ 10У3

Вид нагрузки	Наименование прибора	нагрузка катушки, ВА	Число катушек	Cos φ	Sin φ	P _{приб} , Вт	Q _{приб} , ВАр
Цифровой вольтметр	VD-963	2,0	1	1	0	2,0	-
Цифровой ватметр	PS194P-5X1	1,50	2	1	0	3,0	-
Цифровой счетчик активной и реактивной мощности	ЦЭ 6850М	5.6 Вт	5	0.38	0.925	10,64	25,9
Итого	-	-	-	-	-	15,64	25,9

В таблице 27 показан результат выбора и проверки трансформатора напряжения 10 кВ.

Таблица 27 – Выбор и проверка трансформатора напряжения 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $S_H = 150 \text{ ВА}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $S_P = 30,3 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$U_{уст} \leq U_{ном}$ $S_H \geq S_P$

5.7 Выбор выключателей 10 кВ

На стороне 10 кВ ПС «Березовка» и ПС «Среднебелая» выбираем вакуумные выключатели ВВ/Тел-10. Порядок выбора выключателей:

напряжение установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

длительный ток:

$$I_{мах} \leq I_{ном};$$

$$69 \text{ А} \leq 630 \text{ А};$$

отключающая способность:

$$I_{по} \leq I_{откл \text{ ном.}}$$

$$6 \text{ кА} \leq 12,5 \text{ кА}.$$

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

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 1,6^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 2) = 5,5 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\kappa} = 6^2 \cdot (0.045 + 0,01 + 2) = 74 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

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

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

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

где $\beta_{\text{н}}$ – для выбранного выключателя заводское значение 40%;

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

Проверка линейного выключателя на ПС «Березовка»:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но РУ10кВ}}^{(3)} + i_{\text{атПС}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{номотк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right);$$

$$\sqrt{2} \cdot 1,6 + 1,6 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0.40}{100}\right);$$

$$3,2 \leq 39.59 \text{ кА}.$$

Проверка линейного выключателя на ПС «Среднебелая»:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но РУ10кВ}}^{(3)} + i_{\text{атПС}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{номотк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right);$$

$$\sqrt{2} \cdot 6 + 6 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0.40}{100}\right);$$

$$11,8 \leq 39,59 \text{ кА}.$$

Результатом проверки является сравнительная таблица 28.

Таблица 28 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
ПС «Березовка»		
$U_{уст} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$ $I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{скв} = 32 \text{ кА}$ $В_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рл1} = 69 \text{ А}$ $I_{пт} = 1,6 \text{ кА}$ $I_{по} = 1,6 \text{ кА}$ $i_{уд} = 4,2 \text{ кА}$ $В_{к.} = 5,5 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{ат} = 2,3 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{откл} \geq I_{пт}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $В_{к.ном} \geq В_{к}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$
ПС «Среднебелая»		
$U_{уст} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$ $I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{скв} = 32 \text{ кА}$ $В_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рл1} = 69 \text{ А}$ $I_{пт} = 6 \text{ кА}$ $I_{по} = 6 \text{ кА}$ $i_{уд} = 16 \text{ кА}$ $В_{к.} = 74 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{ат} = 8,5 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{откл} \geq I_{пт}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $В_{к.ном} \geq В_{к}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$

В результате получено выполнение всех условий выбора и проверки для выключателей типа ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ-2.

5.8 Выбор токоведущих частей КРУ

Условие выбора шин:

$$I_{max} \leq I_{дон},$$

$$69 \text{ А} \leq 1025 \text{ А}.$$

Используются однополосные шины из алюминия сечение $60 \times 10 \text{ мм}^2$. Тип профиль прямоугольный. Марка сплава АД0.

По условию нагрева материала прямоугольных шин условие выполняется. Проверка на термическую стойкость:

Для оценки термической стойкости рассчитывается минимальное сечение:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{Bk}}{C}, \quad (57)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{5,5 \cdot 10^6}}{91} = 25,8 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{74 \cdot 10^6}}{91} = 94,5 \text{ мм}^2.$$

Определяется пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 1,2 \text{ м}. \quad (58)$$

где l - пролёт, который рассчитывается между осями опорных изоляторов, чтобы не было резонансных условий пролёт не должен превышать 1,2 м, в выбранном типе КРУ К-63 расстояние 0,9 м;

J - момент инерции шины:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12};$$

$$J = \frac{0,8 \cdot 6^3}{12} = 14,4 \text{ см}^4;$$

q - поперечное сечение шины, равное 480 мм^2 .

Механический расчет однополосных шин сводится к определению напряжения в материале шины в случае воздействия ударного тока:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (59)$$

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{4200^2 \cdot 0.9^2}{0.64 \cdot 0.45} = 0,9 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{16000^2 \cdot 0.9^2}{0.64 \cdot 0.45} = 12,5 \text{ МПа},$$

где W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, $0,64 \text{ см}^3$,

a – пролёт между фазами, по данным завода-изготовителя $0,45 \text{ м}$;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

Условия проверки по выражению:

$$\sigma_{РАСЧ} \leq \sigma_{ДОП};$$

$$12,5 \leq 75;$$

$$\sigma_{ДОП} \leq 0,7 \cdot \sigma_{РАЗР};$$

$$12,5 \leq 0,7 \cdot 130 = 91;$$

где $\sigma_{ДОП}$ – допустимое напряжение в материале шин, 75 МПа ;

$\sigma_{РАЗР}$ – напряжение на разрушение в материале шин, 130 МПа .

Соблюдение условий механической прочности означает, что шины выбраны правильно, таблица 29.

Таблица 29 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
ПС «Березовка»		
$I_{\max} = 69 \text{ А}$ $\sigma_{\text{расч}} = 12,5 \text{ МПа}$ $q_{\min} = 25,8 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ $q = 480 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $q \geq q_{\min}$
ПС «Среднебелая»		
$I_{\max} = 69 \text{ А}$ $\sigma_{\text{расч}} = 0,9 \text{ МПа}$ $q_{\min} = 94,5 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ $q = 480 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $q \geq q_{\min}$

5.9 Выбор изоляторов 10 кВ

Расчётная механическая прочность изоляторов при изгибе проверяется по ударному току КЗ

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}; \quad (60)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{16000^2 \cdot 0.9}{0.8} = 50 \text{ Н};$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{4200^2 \cdot 0.9}{0.8} = 3 \text{ Н};$$

Допустимая механическая прочность на головку изолятора с учётом разрушающего усилия:

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр};$$

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

Выбранные опорные изоляторы марки ОНШП-10-20 УХЛ1 подходят по всем условиям, таблица 30.

Таблица 30 – Выбор опорных изоляторов 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
ПС «Березовка»		
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 50 \text{ Н}$	$F_{доп} = 1800 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$
ПС «Среднебелая»		
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 3 \text{ Н}$	$F_{доп} = 1800 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

5.10 Выбор выключателей нагрузки

Наибольший ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ из всех линий на ТП 112, поэтому выберем и проверим выключатели нагрузки на данной ТП:

- напряжение установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

- номинальный ток:

$$I_{мах} \leq I_{ном},$$

$$6 \text{ А} \leq 400 \text{ А.}$$

- динамическая стойкость:

$$I_{дин} \geq I_{уд};$$

$$30 \text{ кА} \geq 1,57 \text{ кА};$$

- термическая стойкость

$$B_k = I_{но.ПП112}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + t_{неч} + T_a);$$

$$B_k = 1,11^2 \cdot (0,5 + 0,5 + 0,034) = 1,3 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

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

где $t_{неч}$ - задержка от слабой чувствительности предохранителя, 0,5 с;

$t_{отк}$ - время перегорания плавкой вставки, 0.5с.

Заводские данные выключателей нагрузки берём в [10]. Для остальных ТП выбор проводится аналогично. Результаты сведём в таблицу 31.

Таблица 31 – Выбор и проверка выключателей нагрузки

№ ТП	I_R ТП, А	I_N , А	$I^{(3)}$ по, кА	$t_{отк}$, с	$t_{неч}$, с	T_a , с	$V_{кр}$, кА ² с	$V_{кн}$, кА ² с	$I_{уд}$, кА	$I_{дин}$, кА
ТП-1114 комплекс	23	400	0,85	0,5	0,5	0,044	0,8	400	1,21	30
ТП-1112-село	23	400	0,82	0,5	1,0	0,046	1,0	400	1,16	30
ТП-1113-школа	14	400	0,98	0,5	1,5	0,038	2,0	400	1,39	30
ТП-1116-д/сад	14	400	1,00	0,5	1,0	0,037	1,5	400	1,42	30
ТП-112-село	6	400	1,11	0,5	0,5	0,034	1,3	400	1,57	30

По результату выбора и проверки на всех ТП устанавливаем выключатели нагрузки марки ВМП - 10/400.

5.11 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 [17]. Использование ОПН позволяет предотвратить грозовые и коммутационные перенапряжения.

Энергия поглощения ОПН, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (61)$$

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

где U - величина перенапряжения, которая не ограничена, находится как часть от 50%-го напряжения, равна 40 кВ по [14].

$U_{ост}$ - напряжение по данным завода-изготовителя ОПН, 25,8 кВ;

z - волновое сопротивление провода, 200 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}; \quad (62)$$

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

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.

6 КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Существует 2 способа оценки величины емкостного тока в сетях: по погонным параметрам проводов завода-изготовителя и по эмпирической формуле. Второй упомянутый способ имеет погрешность 10 %, что в инженерном оценочном расчёте при небольшой протяженности линий 10 кВ допустимо.

Величина емкостного тока в сетях 10 кВ равна:

$$I_c = \frac{U_H \cdot L_{ВЛ}}{180}; \quad (63)$$

$$I_c = \frac{10 \cdot 35,1}{180} = 1,95 \text{ А.}$$

где U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

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

Так как применяемое напряжение для среднего напряжения распределительных сетей 10 кВ, то величина емкостного тока должна быть менее 20 А по ПУЭ. В соответствии с результатом расчёта дугогасящий реактор не следует устанавливать.

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В системе электроснабжения села Семиозерка применяются блоки защит линий 10 кВ на микропроцессорных блоках, что облегчает обслуживание блоков защит, способствует увеличению надёжность средств защиты линий 10 кВ от коротких замыканий, замыканий на землю и прочих повреждений.

Для примера рассчитаем защиту линии питания ТП 112,1116,1113.

Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$n_T = \frac{I_B}{I_H},$$

$$n_T = \frac{50}{5} = 10 .$$

7.1 Токовая отсечка без выдержки времени

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{C3} = K_H \cdot I_{K}^{(3)}, \quad (64)$$

$$I_{C3} = 1,1 \cdot 1,11 = 1,22 ,$$

где K_H – коэффициент надёжности, равен 1,1;

$I_{K}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ.

Проверка чувствительности выполняется по выражению:

$$K_q = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{C.3}} \leq 2 , \quad (65)$$

$$K_q = \frac{0,86}{1,22} = 0,7 \leq 2 ,$$

где $I_{КЗ}^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ.

В результате получается недостаточная чувствительность токовой отсечки, поэтому настраивается выдержка времени её срабатывания, для того, чтобы обеспечить вторую ступень сработки.

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{CP} = k_{CX} \frac{I_{CЗ}}{n_T} . \quad (66)$$

$$I_{CP} = 1 \cdot \frac{1219}{20} = 61A .$$

Выбранное время сработки $t_{c.з.} \approx 0,0$ с, итоги расчётов для линий 10 кВ показаны в таблице 32.

Таблица 32 – Расчёт токовой отсечки

Питаемые ТП	$I_{(3)по},$ кА	$I_{(2)по},$ кА	$I_{лин},$ А	$I_{Н ТТ},$ А	$I_{с.з.}$ кА	пТ	$I_{с.р.}$ А	$K_{ч}$	$t_{н.с.},$ с
112,1116,1 113	1,11	0,86	37	100	1,219	20	61	0,70	0,5
1114,1112	0,85	0,71	37	100	0,938	20	47	0,76	0,5

7.2 Максимальная токовая защита линий

Ток срабатывания максимальной токовой защиты рассчитывается по формуле, кА:

$$I_{CЗ} = \frac{K_{CЗ} \cdot K_{Н} \cdot I_{раб}}{K_{В}} , \quad (67)$$

$$I_{CЗ} = \frac{0,31 \cdot 1,1 \cdot 1}{0,95} = 0,359 ,$$

где $K_{Н}$ – коэффициент надежности, 1,1;

$K_{CЗ}$ – коэффициент запуска двигателей, 1;

K_B – коэффициент возврата, 0,95;

$I_{\text{раб.}}$ – ток защищаемой линии предельный по пропускной способности проводника, А.

Определяется по формуле ток срабатывания реле, А:

$$I_{\text{CP}} = \frac{K_{\text{ex}} \cdot I_{\text{CЗ}}}{n_{\text{T}}}, \quad (68)$$

$$I_{\text{CP}} = \frac{1 \cdot 359}{20} = 18.$$

где K_{ex} – коэффициент схемы, 1;

Чувствительность защиты вычисляется по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{C.З.}}} \geq 1,5, \quad (69)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,86}{0,36} = 2,4 \geq 1,5,$$

Выбранное время отстройки $t_{\text{сел}} = 0,5 \text{ с}$, время срабатывания защиты определяется по выражению, с:

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{pz}} + t_{\text{сел}};$$

$$t_{\text{сз}} = 0,5 + 0,5 = 1.$$

При помощи реле времени настраивается время срабатывания защиты 1 с. Выбранное время сработки $t_{\text{с.з.}} \approx 1,0 \text{ с}$, итоги расчётов для линий 10 кВ показаны в таблице 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	$I_{с.р.}, \text{А}$	$K_{ч}$	$t_{\bar{n}.с.}, \text{с}$
112,1116,1113	0,86	37	100	0,359	20	18	2,4	1,0
1114,1112	0,71	37	100	0,359	20	18	2,0	1,0

7.3 Защита от однофазных замыканий на землю

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

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

$$I_{сз} = \frac{I_{ТНП\ поврежд}}{K_{ч}}, \quad (70)$$

$$I_{сз} = \frac{1,07}{1,5} = 0,71.$$

где $I_{ТНП\ поврежд}$ – ток поврежденного участка линии с изолированной нейтралью 10 кВ через трансформатор тока нулевой последовательности:

$$I_{ТНП\ поврежд} = I_c - I_{повр}, \quad (71)$$

$$I_{ТНП\ поврежд} = 1,95 - 0,88 = 1,07 \text{ А},$$

где I_c – ток сети емкостного характера в целом по сети 10 кВ, 1,95 А.

$I_{повр}$ – ток замыкания на землю поврежденной линии.

Находится ток замыкания на землю поврежденной линии, А:

$$I_{повр} = \frac{U_H \cdot L_{ВЛ}}{180};$$

$$I_{\text{повр}} = \frac{10 \cdot 15,9}{180} = 0,88.$$

Выбранное время сработки $t_{c.з.} \approx 0,5 \text{ с}$, итоги расчётов для линий 10 кВ показаны в таблице 34.

Таблица 34 – Расчёт ЗНЗ

Линия	$I_{\text{повр.л}}, \text{ А}$	$I_{\text{ГНП.повр.л}}, \text{ А}$	$I_{c.з.}, \text{ А}$	$t_{\text{н.с.}}, \text{ с}$
112,1116,1113	0,88	1,07	0,71	0,5
1114,1112	1,07	0,88	0,59	0,5

7.4 Устройства автоматического включения резерва

Учитывается тот факт, что на ПС «Березовка» секционный выключатель на стороне 10 кВ нормально выключен, поэтому для срабатывания пусковых реле необходимо выбрать напряжение:

$$U_{\text{ABP}} = 0,4 \cdot U_{\text{ном}},$$

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

Выбранное время отстройки $t_{\text{сел}} = 0,5 \text{ с}$, время срабатывания защиты определяется по выражению, с:

$$t_{cз} = t_{pz} + t_{сел};$$

$$t_{cз} = 1 + 0,5 = 1,5.$$

7.5 Уставки срабатывания защит

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

Таблица 35– Время срабатывания защит

Линия	ТО	МТЗ	ЗНЗ	АВР
112,1116,1113	0,5	1,0	0,5	1,5
1114,1112	0,5	1,0	0,5	1,5

8 ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Рассчитаем заземление ТП 1113. Конструкция заземления представляет собой связанные вертикальные электроды количеством 4 шт, длиной 2 м, диаметром 20 мм, проложенных на глубине 0,3 м, соединение между собой выполнено сваркой.

Следует рассчитать стационарное сопротивление одного вертикального электрода по выражению:

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right], \quad (72)$$

$$R_{ЭВ} = \frac{150}{\pi \cdot 2 \cdot 2} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot 2 \cdot (2 \cdot 0,3 + 2)}{0,02 \cdot (4 \cdot 0,3 + 2)} \right] = 69 \text{ Ом},$$

где l_B - длина электрода, проложенного вертикально, м;

h_3 - глубина прокладки заземлителя, м;

$\rho_{\text{грунт}}$ - удельное сопротивление грунта, для почвы по [16] принимаем 150 Ом*м;

d - диаметр электродов, м.

Далее следует рассчитать стационарное сопротивление одного горизонтального электрода по выражению:

$$R_{ЭГ} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right], \quad (73)$$

$$R_{ЭГ} = \frac{150}{\pi \cdot 4} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot 4}{\sqrt{2 \cdot 0,02 \cdot 0,3}} \right] = 24 \text{ Ом},$$

где l - длина горизонтальной полосы, м.

Далее следует рассчитать общее стационарное сопротивление заземлителя по выражению:

$$R = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_G \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (74)$$

$$R = \frac{69 \cdot 24}{0,75 \cdot (8 \cdot 69 + 4 \cdot 24)} = 3,4 \text{ Ом},$$

где $\eta = 0,75$ - понижающий коэффициент, для сложного заземлителя позволяет учесть ухудшение растекания тока молнии из-за взаимного экранирования;

n_B - количество электродов, проложенных вертикально;

n_G - количество электродов, проложенных горизонтально;

Далее следует рассчитать импульсное сопротивление вертикального электрода по выражению:

$$R_{uB} = \frac{\alpha_{uB} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{\eta \cdot n_B}, \quad (75)$$

$$R_{uB} = \frac{1 \cdot 69}{0,75 \cdot 8} = 23 \text{ Ом},$$

где $\alpha_{uB} = 1$ - коэффициент, учитывающий импульсное сопротивление электрода, проложенного вертикально.

Далее следует рассчитать удельную индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя по выражению:

$$L_o = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l}{r} - 0,31 \right), \quad (76)$$

$$L_o = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{4}{0,01} - 0,31 \right) = 1,14 \text{ мкГн/м},$$

Далее следует рассчитать импульсный коэффициент протяженного заземлителя по выражению:

$$\alpha_{u\Gamma} = 1 + \frac{L_o \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{\text{ЭГ}}} \alpha_{u\Gamma}, \quad (77)$$

$$\alpha_{u\Gamma} = 1 + \frac{1,14 \cdot 4}{3 \cdot 2 \cdot 24} = 1,03,$$

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

Далее следует рассчитать импульсное сопротивление протяжного электрода по выражению, Ом:

$$R_{u\Gamma} = \alpha_u \cdot R_{\text{ЭГ}}, \quad (78)$$

$$R_{u\Gamma} = 1,03 \cdot 24 = 25 \text{ Ом}.$$

Далее следует рассчитать общее импульсное сопротивление заземлителя по выражению, Ом:

$$R_u = \frac{R_{u\Gamma} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{u\Gamma} + n_\Gamma \cdot R_{uB})}, \quad (79)$$

$$R_u = \frac{25 \cdot 23}{1 \cdot (4 \cdot 25 + 8 \cdot 23)} = 2,7 \text{ Ом}.$$

Условие правильности расчёта для стационарного сопротивления:

$3,4 \text{ Ом} \leq 4 \text{ Ом};$

Условие правильности расчёта для импульсного сопротивления:

$2,7 \text{ Ом} \leq 9 \text{ Ом};$

Полученное стационарное сопротивление заземлителя меньше 4 Ом, следовательно, электробезопасность обеспечена. Полученное импульсное сопротивление заземлителя меньше 9 Ом, следовательно, грозозащищенность обеспечена, [16].

9 ОЦЕНКА НАДЁЖНОСТИ ПРОЕКТИРУЕМОЙ СХЕМЫ 10 КВ

Распределительные сети 10 кВ села Семиозерка могут быть проверены на предмет обеспечения надёжности инженерным методом, так как анализируется надёжность сетей в целом как объекта, для которого возможно представление в виде системы, для элементов и связей которой имеется полная информация, [20]. Такой метод называется расчётным, так как оценить надёжность сетей 10 кВ села Семиозерка можно с учётом предварительного моделирования

Из расчётных методов для определения показателей надёжности вероятностный метод наиболее подходящий. Количественная оценка надёжности вероятностным методом даёт возможность обработать электрические схемы любой сложности, так как вероятностный метод является производным от системного анализа и теории вероятностей.

Вероятностный метод по своей сути представляет инструмент для нахождения численных значений показателей надёжности при различных случаях изменения состояния расчётной схемы, будь то полное погашение схемы или частичный отказ с локальным недоотпуском.

Алгоритм для определения численных значений показателей надёжности:

1 – Вычисляется параметр потока отказов для последовательно соединённых элементов по соответствующему выражению:

$$\omega = \sum \omega_i + \omega_{\text{пр.наиб}} \quad (80)$$

где $\omega_{\text{пр.наиб}}$ – преднамеренные отключения наибольшей повторяемости, 1/год.

Преднамеренные отключения наибольшей повторяемости $\omega_{\text{пр.наиб}}$ находятся по справочной литературе [20] с учётом максимального численного значения повторяемости капитальных ремонтов.

2 – Вычисляется параметр потока отказов для двух параллельно соединённых элементов по соответствующему выражению:

$$\omega_{II,III} = \omega_{II} \cdot q_{III} + \omega_{III} \cdot q_{II} + \omega_{II}^* \cdot q_{npIII} + \omega_{III}^* \cdot q_{npII}, \quad (81)$$

где q_{np} - вероятность того, что какой-либо элемент цепочки преднамеренно отключен, находится по соответствующему выражению:

$$q_{np} = \frac{\omega \cdot t_B}{T_c}; \quad (82)$$

ω^* находим по формуле:

$$\omega^* = \omega_c - \omega_{np.нб} \quad (83)$$

2 – Вычисляется средняя вероятность отказа системы по соответствующему выражению:

$$q_c = K_{ПС} = q_1 \cdot q_2 + K_{np1} \cdot \lambda_{np1} \cdot q_2 + K_{np2} \cdot \lambda_{np2} \cdot q_1 \quad (84)$$

где K_{npi} – коэффициент простоя, выполняет функцию учёта события, при котором снижается вероятность того, что один элемент будет преднамеренно отключен, в то время как аварийно будет отключен другой.

3 – Вычисляется коэффициент простоя по соответствующему выражению:

$$K_{npi} = 1 - e^{-\frac{t_{npi}}{t_{Bэкв}}} \quad (85)$$

4 – Вычисляется вероятность отказа системы при работе АВР.

Срабатывание АВР может быть учтено по соответствующему выражению:

$$q_{c.ABP} = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / A_1' A_2) \cdot q(A_1') \cdot p(A_2) + q(S / A_1 A_2') \cdot p(A_1) \cdot q(A_2') + q(S / A_1' A_2') \cdot q(A_1') \cdot q(A_2') \quad , \quad (86)$$

где $q(S / A_1 A_2)$ - рассчитанная условная вероятность того, что будет отказ, когда неисправный элемент в рабочем состоянии и не будет отказа, когда происходит включение резервного элемента;

$q(S / A_1' A_2)$ - рассчитанная условная вероятность того, что не будет отказа, когда неисправный элемент в рабочем состоянии и не будет отказа, когда происходит включение резервного элемента;

$q(S / A_1 A_2')$ - рассчитанная условная вероятность того, что будет отказ, когда неисправный элемент в рабочем состоянии и будет отказ, когда происходит включение резервного элемента;

$q(S / A_1' A_2')$ - рассчитанная условная вероятность того, что не будет отказа, когда неисправный элемент в рабочем состоянии и не будет отказа, когда происходит включение резервного элемента;

$p(A_1)$ - рассчитанная вероятность того, что не будет отказа, когда требуется отключить поврежденный элемент в автоматическом режиме;

$p(A_2)$ - рассчитанная вероятность того, что не будет отказа, когда требуется включить поврежденный элемент в автоматическом режиме;

$q(A_1')$ - рассчитанная вероятность того, что будет отказ, когда потребуется включить поврежденный элемент в автоматическом режиме;

$q(A_2')$ - рассчитанная вероятность того, что будет отказ, когда потребуется включить резервный элемент в автоматическом режиме.

5 – Вычисляется среднее время безотказной работы системы по соответствующему выражению:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} ; \quad (87)$$

$$T_c = \frac{1}{0,0128} = 78,1 \text{ лет} .$$

6 – Вычисляется расчетное время работы системы, в течении которого будет безотказная работа по соответствующему выражению:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c} ; \quad (88)$$

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{0,0128} = 8,2 \text{ лет} .$$

7 – Вычисляется среднее время, в течении которого система будет восстановлена по соответствующему выражению:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c} ; \quad (89)$$

$$t_{BC} = \frac{0,0000035}{0,0128} = 2,4 \text{ ч} .$$

8 – Вычисляется математическое ожидание объёма недоотпуска электроэнергии по соответствующему выражению, кВт·ч:

$$W_{нед} = P_{деф} \cdot q_c \cdot 8760 ; \quad (90)$$

$$W_{нед} = 1070 \cdot 0,0000035 \cdot 8760 = 32,9 .$$

9 – Вычисляется мощность, величина которой будет ограничена для потребителя по соответствующему выражению, кВт:

$$P_{нед} = P_P \cdot q_c ; \tag{91}$$

$$P_{нед} = 1070 \cdot 0,0000035 = 0,0038.$$

10 – Вычисляется денежный ущерб вследствие недоотпуска электроэнергии за год по соответствующему выражению, руб.:

$$Y = C \cdot W_{нед}, \tag{92}$$

$$Y = 2,74 \cdot 32,9 = 90,$$

где C – стоимость электроэнергии, отпускаемой потребителям, равная 2,74 руб/кВт·ч.

Все параметры надёжности определены с помощью ПК Mathcad 2014, подробности указаны в приложении А.

Расчётные схемы по надёжности сетей 10 кВ села Семиозерка приведены на рисунке 5.

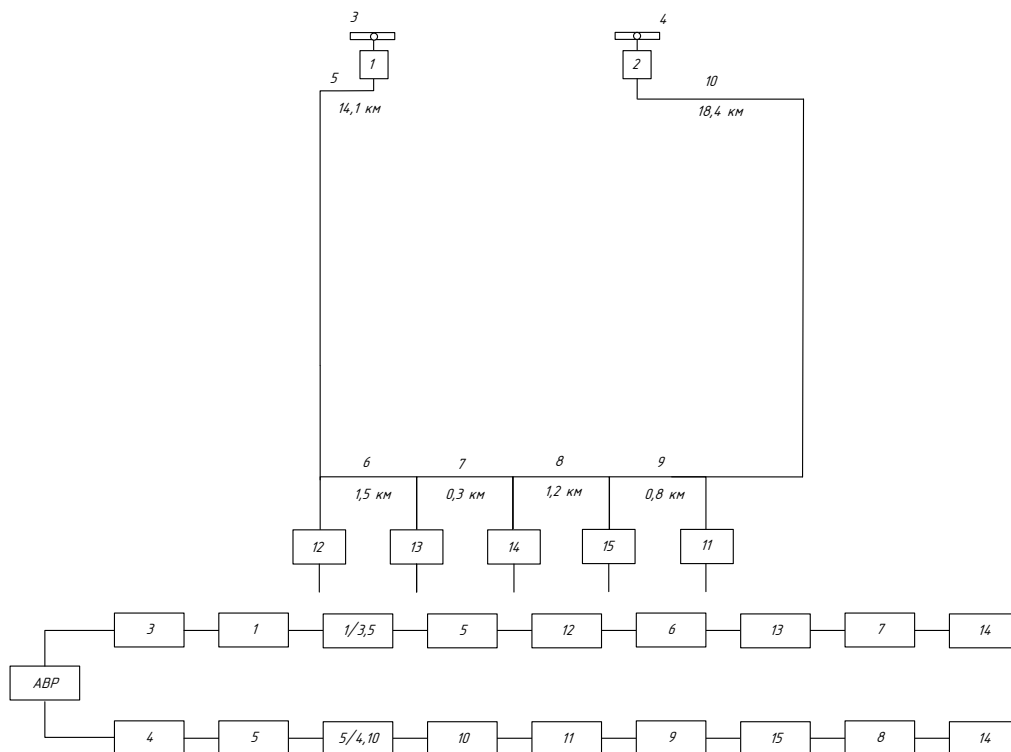


Рисунок 5 – Расчётная и эквивалентная схема надёжности сетей 10 кВ

В табличном виде результаты расчёта приведены ниже, таблица 36.

Таблица 36 - Результаты расчёта надёжности сетей 10 кВ села Семиозерка

$q_{без.АВР}$	$q_{с.АВР}$	$K_{ПС}$	$K_{ГС}$	$t_{ВС}$, ч	T_p , лет	T , лет	$W_{нед}$, кВт*ч в год	$P_{нед}$, кВт	$У$, руб	ω
0,00008	0,046	0,0000035	0,99	2,4	8,2	78,1	32,9	0,0038	90	0,0128

Так как применены вакуумные выключатели 10 кВ и самонесущие изолированные провода СИП-2 в результате расчётом получены показатели надёжности реконструируемой схемы сети 10 кВ села Семиозерка.

10 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАТРАТ НА РЕКОНСТРУКЦИЮ СЕТЕЙ 0,4-10 КВ

10.1 Суммарные капиталовложения в систему электроснабжения 0,4-10 кВ

Для оборудования 0,4-10 кВ сельских систем электроснабжения не предусмотрены удельные укрупненные стоимостные показатели, поэтому воспользуемся открыто размещенными в сети Интернет данными по стоимости КТП, проводов ВЛ и ячеек КРУ 10 кВ, что для учебного проектирования допустимо в условиях ограниченного доступа к точной информации о цене электрооборудования.

Затраты на реконструкцию ТП при стоимости новых комплектных ТП [10] составят, тыс. руб.:

$$K_{knn} = K_{mn1114} + K_{mn1112} + K_{mn1113} + K_{mn1116} + K_{mn112}; \quad (93)$$

$$K_{knn} = 800 + 800 + 1280 + 750 + 300 = 3930.$$

Затраты на реконструкцию ячеек КРУ-10 кВ, [10], тыс. руб.:

$$K_{KPY} = K_{KPY \text{ с самозерка}} + K_{KPY \text{ среднебелая}};$$

$$K_{KPY} = 1450 \cdot 2 = 2900.$$

Затраты на реконструкцию ВЛ-10 кВ при стоимости провода СИП-3 [10] без учёта стоимости опор ВЛ, тыс. руб.:

$$K_{вл10} = L_{вл10} \cdot C_{вл10};$$

$$K_{вл10} = 36.3 \cdot 115.95 = 4209.$$

Затраты на реконструкцию ВЛ-0,4 кВ при стоимости провода СИП-2А [10] без учёта стоимости опор ВЛ определены в табличном виде ниже. Формула расчёта аналогична формуле расчёта стоимости проводов ВЛ-10 кВ.

Таблица 37 – Затраты на реконструкцию ВЛ-0,4 кВ

Марка кабеля или провода	L, км	$C_{уд}$, руб./км, [25]	$K_{вл0,4}$, тыс. руб.
СИП2А-35	0,66	250 804	165,531
СИП2А-70	1,05	375 981	394,780
СИП2А-95	1,86	444 036	825,907
СИП2А-120	0,96	494 667	474,881
СИП2А-150	3,66	445 256	1 629,636
ААШВ-50	0,30	252 546	75,764
ААШВ-95	0,40	439 288	175,715
итого			3742,2

Затраты на реконструкцию оборудования 0,4-10 кВ системы электроснабжения села Семиозерка, тыс.руб.:

$$K = (K_{вл0,4} + K_{вл10}) \cdot K_{зонВЛ} + (K_{кмп} + K_{КРУ}) \cdot K_{зонТП}; \quad (94)$$

$$K = (3742,2 + 4209) \cdot 1,4 + (2900 + 3930) \cdot 1,3 = 14118,1.$$

где $K_{зон}$ - зональный коэффициент, для трансформаторных подстанций допустимо использовать $K_{зон} = 1,3$, для воздушных линий допустимо использовать $K_{зон} = 1,4$, [24].

10.2 Суммарные издержки

Издержки, возникающие в процессе старения оборудования, потерь электроэнергии в оборудовании, а также вследствие технического износа оборудования рассчитываются по следующим формулам, [24], тыс.руб.:

$$I_p = a_{ам.ПС} \cdot (K_{кмп} + K_{КРУ}) \cdot K_{зонТП} + a_{ам.ВЛЭП} \cdot (K_{вл0,4} + K_{вл10}) \cdot K_{зонВЛ}, \quad (95)$$

$$I_p = 0,059 \cdot (2900 + 3930) \cdot 1,3 + 0,004 \cdot (3742,2 + 4209) \cdot 1,4 = 443,$$

где $a_{ам.i}$ – нормированная величина издержек на ремонт и обслуживание элементов сети, $a_{ам.ПС} = 5,9\%$, $a_{ам.ВЛЭП} = 0,85\%$, [24].

$$I_{ам} = K_i / T_{сл.i}, \quad (96)$$

$$I_{ам} = 14118,1/20 = 706.$$

Издержки на компенсацию потерь в сети 10 кВ в денежном выражении определены ранее при технико-экономическом сравнении вариантов сети 10 кВ и составляют 670 тыс.руб. ежегодно.

Дополнительно учитываются издержки потерь электроэнергии в трансформаторах ТП и сетях 0,4 кВ. Для сетей 10 кВ определение потерь электроэнергии ведётся приближенно, как 10% от отпускаемой электроэнергии потребителям, кВтч:

$$\Delta W_{\Sigma 0,4} = (\Delta P_{mp} + 0,1 \cdot P_{p0,4}) \cdot T;$$

$$\Delta W_{\Sigma 0,4} = (12 + 0,1 \cdot 1500) \cdot 8760 = 1420063;$$

где ΔP_{mp} – суммарные потери в трансформаторах ТП, 12 кВт;

$P_{p0,4}$ – суммарная величина расчётной нагрузки по фидерам 0,4 кВ, 1500 кВт;

T – число часов в году, 8760 ч.

$$C_{\Delta W} = C_{\Delta W 10 \text{ кВ}} + \Delta W_{\Sigma 0,4} \cdot C_{yd}, \quad (97)$$

$$C_{\Delta W} = 670 + (1420063) \cdot 1,5/1000 = 2801,$$

где $\Delta W_{\Sigma 0,4}$ – суммарные потери электроэнергии в сетях 0,4 кВ села Семиозерка, кВтч;

$C_{\Delta W 10 \text{ кВ}}$ – стоимость потерь в сети 10 кВ, равная 607 тыс.руб.;

$C_{\text{уд}}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 1.5 руб./кВт·ч по [26].

$$I = I_p + I_{\text{ам}} + C_{\Delta W}; \quad (98)$$

$$I = 443 + 706 + 2801 = 3949 \text{ тыс.руб.}$$

10.3 Чистый доход

Оценить возможный эффект от транспорта электроэнергии по сетям 0,4-10 кВ села Семиозерка можно с использованием формулы:

$$Q_{pt} = P_{\text{ПС}} \cdot T \cdot T_{\text{макс}} \cdot D; \quad (99)$$

$$Q_{pt} = 1,113 \cdot 2,74 \cdot 5000 \cdot 0,8 = 12,42 \text{ млн.руб.}$$

где T – тариф на электроэнергию для потребителей, без учёта прогноза тарифа на текущий момент принимается 2,74 руб./кВтч [18];

$P_{\text{ПС}}$ – расчётная мощность нагрузки на ПС Среднебелая и ПС Березовка, 1,133 МВт;

D – доля потребления электроэнергии, окупающего вложения, 0,8;

$T_{\text{макс}}$ – число часов максимума нагрузок, для сельских сетей 5000 ч

$$\text{ЧД} = \sum_m \Phi_m, \quad (100)$$

где Φ_m – результирующие затраты, млн.руб.;

m – шаг расчётного периода, лет.

Реконструкцию сетей села Семиозерка распределяем на 3 года равными частями, по 4,71 млн.руб. в год. Для первого года реализации проекта:

$$\Phi_m = \Delta t - (Kt + It) = 0 - 4,71 = -4,71 \text{ млн.руб.}$$

10.4 Чистый дисконтированный доход

Дисконтированный доход рассчитывается с использованием формулы:

$$\text{ЧДД} = \sum_m \Phi_m (1 + E_{н.п.})^{T_0 - \tau}, \quad (101)$$

где T_0 – год начала реализации проекта по реконструкции села Семиозерка;

τ – текущий год.

$E_{н.п.}$ - ставка дисконтирования, для оценочного расчёта допустимо принимать 10%, [35]);

Для первого года реконструкции сетей села Семиозерка:

$$\text{ЧДД} = -4,71 \cdot (1 + 10/100)^{0-1} = -4,28 \text{ млн.руб.}$$

Последующие года рассчитываются аналогично

10.5 Дисконтированный срок окупаемости

Для определения окупаемости по мере реализации проекта по реконструкции сетей села Семиозерка используется график ЧДД для каждого года. Далее значения складываются нарастающим итогом и представляются в графическом виде, чтобы можно было определить момент, при котором идёт положительная динамика денежного потока доходов от эксплуатации сети. Преимущества использования графика ЧДД против определения срока окупаемости статическим методом заключается в максимальном учёте факторов, отягчающих получение прибыли от непосредственного эксплуатирования электросетевого комплекса села Семиозерка.

В табличном виде результаты расчёта приведены ниже, таблица 38.

Таблица 38 – Экономические показатели проекта

год	К, млн. руб	И, млн. руб	Q_{pr} , млн. руб.	Фм, млн. руб.	Фм, нарастаю- щий, млн. руб.	ЧД, млн.руб.	ЧДД, млн.руб.	ЧДД нараста- ющий, млн. руб..
1	-4,71			-4,71	-4,71	-1398,47	-4,28	-4,28
2	-4,71			-4,71	-9,41	-2796,95	-7,78	-12,06
3	-4,71			-4,71	-14,12	-4195,42	-10,61	-22,66
4		-3,95	12,42	8,47	-5,65	-3260,25	-3,86	-26,52
5		-3,95	12,42	8,47	2,82	-2325,07	1,75	-24,77
6		-3,95	12,42	8,47	11,29	-1389,90	6,37	-18,40
7		-3,95	12,42	8,47	19,76	-454,72	10,14	-8,26
8		-3,95	12,42	8,47	28,23	480,45	13,17	4,91
9		-3,95	12,42	8,47	36,69	1415,62	15,56	20,47
10		-3,95	12,42	8,47	45,16	2350,80	17,41	37,88
11		-3,95	12,42	8,47	53,63	3285,97	18,80	56,68
12		-3,95	12,42	8,47	62,10	4221,15	19,79	76,46
13		-3,95	12,42	8,47	70,57	5156,32	20,44	96,91
14		-3,95	12,42	8,47	79,04	6091,50	20,81	117,72
15		-3,95	12,42	8,47	87,51	7026,67	20,95	138,67
16		-3,95	12,42	8,47	95,97	7961,84	20,89	159,55
17		-3,95	12,42	8,47	104,44	8897,02	20,66	180,22
18		-3,95	12,42	8,47	112,91	9832,19	20,31	200,53
19		-3,95	12,42	8,47	121,38	10767,37	19,85	220,37
20		-3,95	12,42	8,47	129,85	11702,54	19,30	239,67
21		-3,95	12,42	8,47	138,32	12637,71	18,69	258,36
22		-3,95	12,42	8,47	146,79	13572,89	18,03	276,40
23		-3,95	12,42	8,47	155,26	14508,06	17,34	293,74
24		-3,95	12,42	8,47	163,72	15443,24	16,62	310,36
25		-3,95	12,42	8,47	172,19	16378,41	15,89	326,25
26		-3,95	12,42	8,47	180,66	17313,59	15,16	341,41
27		-3,95	12,42	8,47	189,13	18248,76	14,43	355,84
28		-3,95	12,42	8,47	197,60	19183,93	13,70	369,54
29		-3,95	12,42	8,47	206,07	20119,11	12,99	382,53
30		-3,95	12,42	8,47	214,54	21054,28	12,29	394,82
всего				214,54	2791,74	231828,64	394,82	4742,31

По сказанным выше соображениям, проводится оценка графика на рисунке б, в итоге кривая ЧДД находится в области положительных значений дисконтированного дохода после 8 года эксплуатации, поэтому дисконтированный срок окупаемости составляет 8 лет.

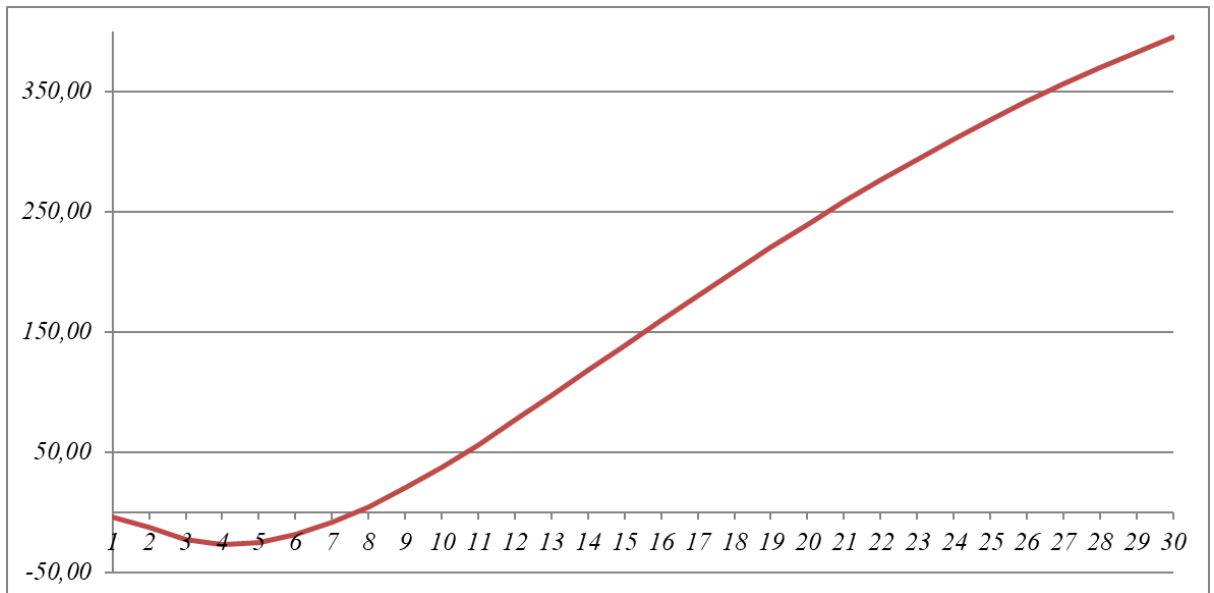


Рисунок 6– Срок окупаемости затрат с учётом дисконтирования

10.6 Рентабельность инвестиций

Для оценки рентабельности принимается условие, при котором рентабельность должна превышать норму дисконтирования. Рентабельность инвестиций оценивается по формуле:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t' - H_t}{K} \quad (102)$$

$$R_t = \frac{12,42 - 3,95 - 0,2 \cdot 12,42}{14,1} \cdot 100\% = 42\% \geq 10\% ,$$

где \mathcal{E}_t - эффект, получаемый при проведении полной реконструкции сетей села Семиозерка в год t ;

H_t - налог на прибыль, 0,2 от эффекта \mathcal{E}_t ;

I_t - суммарная величина издержек на эксплуатацию сетей села Семиозерка;

K - капитальные затраты на эксплуатацию сетей села Семиозерка.

Затраты на реконструкцию сетей 0,4-10 кВ села Семиозерка считаются рентабельными.

10.7 Себестоимость передачи электроэнергии

Определяется количество электроэнергии, полученной потребителем за год, кВтч:

$$W_{\Sigma} = P_{\text{макс}} \cdot T_{\text{макс}}, \quad (103)$$

$$W_{\Sigma} = 1,113 \cdot 5000 = 5665000 \text{ кВтч},$$

где $T_{\text{макс}}$ - число часов максимума нагрузки, для сельских сетей 5000 ч;

$P_{\text{макс}}$ - нагрузка сетей 10 кВ села Семиозерка, 1,113 МВт;

Себестоимость передачи электроэнергии находится по выражению, руб/кВтч:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\Sigma}}, \quad (104)$$

$$C = \frac{3,95}{5665000} = 0,7.$$

где I_{Σ} - издержки при эксплуатации сетей 10 кВ села Семиозерка 3,95 млн. руб.

Затраты на реконструкции электросетевого комплекса села Семиозерка имеют инвестиционную привлекательность, что обосновано низкой себестоимостью кВтч отпущенной электроэнергии потребителям села Семиозерка – 0,7 р/кВтч, в то время как потребитель оплачивает электроэнергию по цене 2,74 р/кВтч. Затраты на реконструкции электросетевого комплекса села Семиозерка рентабельны на 42% и окупаются за 8 лет.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

11.1 Безопасность

В процессе реконструкции распределительных сетей села Семиозерка планируется выполнение различных работ как на высоте, так и с использованием приспособлений и механизмов. Чтобы минимизировать травматизм задействованных работников при реконструкции распределительных сетей села Семиозерка, необходимо обеспечить безопасность персонала при производстве работ на высоте, при работе с монтажными инструментами, механизмами и измерительными приборами, а также правила техники безопасности при производстве отдельных видов работ, [21, 22].

Под работами на высоте по [21,22] понимаются работы, в ходе которых электромонтер по обслуживанию линий электропередачи находится выше 1,5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила. Допуск к работе на высоте получают лица старше 18 лет при условии прохождения медицинского осмотра и минимума по требованиям безопасности труда, что подтверждается удостоверением специального образца.

При выполнении работ на высоте должны быть использованы исправные стремянки или приставные лестницы, а также специальные конструкции с настилами шириной не менее 1 м и перилами высотой не менее 1 м. Для используемых в работе на высоте раздвижных лестниц-стремянки обязательно должна предусматриваться блокировка, которая исключает возможность их самопроизвольного раздвигания.

Испытанные предохранительные пояса должны использоваться в обязательном порядке при работах на высоте с неограждённых поверхностей или с постоянно укрепленных лестниц. Факт прохождения испытаний предохранительных поясов подтверждается наличием паспорта и биркой. Запрещается использовать пояса без бирок и паспортов, подтверждающих факт прохождения

испытаний. В случае поломки запирающего карабина на предохранительном поясе его использование не допускается. Прикрепляться к лестницам и стремянкам, с которых осуществляется работа на высоте запрещено.

Работы на высоте вблизи токоведущих частей, которые находятся или могут находиться под напряжением без специальных защитных средств от случайного прикосновения к ним, запрещена. Также запрещена работа на высоте вблизи машин, оборудования и над ними. Допускается работа на высоте вблизи токоведущих частей в случае если они отключены и заземлены. Допускается работа на высоте вблизи машин, оборудования и над ними в случае если они отключены.

Работы на высоте с использованием инструментов и оборудования проводятся с использованием индивидуальных сумок и инструментальных ящиков. Не допускается загромождение рабочего пространства.

Выполнение работ на высоте предполагает подъём и спуск с высоты. Подъём и спуск с высоты по тросам и канатам, а также переход по неустойчиво закрепленным конструкциям запрещен. При выполнении работ на высоте перелезать через ограждения и садиться на них запрещено.

Для передачи инструментов электромонтеру по обслуживанию линий электропередачи, который работает на высоте используется верёвка, крепление инструментов осуществляется к её середине. Работник, находящийся на земле удерживает веревку от раскачивания за один конец, работник находящийся на высоте осуществляет подъём за другой конец верёвки. Передача инструментов работнику на высоте подбрасыванием инструментов запрещена.

Выполнение работ на высоте при гололёдных образованиях, сильном ветре, снегопаде и дожде запрещено.

В процессе реконструкции распределительных сетей села Семиозерка используется только исправный ручной инструмент, состояние которого соответствует исправному и рабочему внешнему виду – рабочие кромки без повреждений, рукоятки инструмента не имеют трещин и выступающих зазубрин. Рукоятки используемого инструмента при работах по замене проводов 0,4 кВ села Семиозерка должны быть изготовлены из изоляционного материала, так как в

таком случае будет обеспечена основная защита от поражения электрическим током в случае попадания инструмента в проводку или часть электроустановки, по которой протекает электрический ток. Изоляция используемого инструмента выполняется таким образом, что вся рукоятка покрывается таким материалом не менее 100 мм до середины упора.

В процессе реконструкции распределительных сетей села Семиозерка проверяются следующие моменты перед началом работы с электроинструментом:

- детали электроинструмента, скрепляемые болтовыми и иными соединениями;
- на не подключенном электроинструменте проверяются вращающиеся или движущиеся механизмы на предмет их целостности;
- целостность провода электроинструмента, отсутствие трещин и изломов на проводе подключения электроинструмента.

Запрещено применение неисправного электроинструмента.

Использование измерительного инструмента осуществляется двумя лицами, при этом один из них соответствует квалификационной группе не ниже четвертой, другой из них соответствует квалификационной группе не ниже третьей. Снятие напряжения в электроустановке предшествует измерению сопротивления. При полном снятии напряжения производится подключение и отключение переносного электроинструмента для работы с ним.

Сопротивление изоляции электрооборудования, проводов и кабелей измеряется мегомметром при проведении электромонтажных работ. Не допускается прикасаться к незаизолированным частям объекта измерения и проводов прибора в процессе измерения вследствие образования высокого напряжения на выходе мегомметра. Конденсаторы, полупроводниковые приборы и другие элементы, не устойчивые к воздействию высокого напряжения в электроустановках должны быть отсоединены или закорочены проводом.

При проведении работ в шкафах релейной защиты распределительного устройства 0,4 кВ ТП села Семиозерка по регулировке, проверке и наладке схем контроля, управления, обмена информацией, настройке систем безопасности

весь применяемый инструмент от открыто расположенных клемм, зажимов изолируют для того, чтобы избежать заколачивания рабочей поверхностью инструмента токоведущих частей схем.

В процессе реконструкции распределительных сетей села Семиозерка обязательно должны соблюдаться следующие требования безопасности труда:

- Пробное включение электроустановок производится только после того, как убедились в отсутствии людей вблизи токоведущих частей электроустановки;

- Перед пробным включением аппаратуры и оборудования систем безопасности осуществляется тщательная проверка правильности монтажа схемы согласно утвержденной рабочей документации, также проводится тщательная проверка надежности контактных соединений в приборах, аппаратуре, оборудовании, шкафах, соединительных коробках, блоках.

Проведение работ в РУ-0,4 кВ и РУ-10 кВ ТП села Семиозерка должны соблюдаться меры безопасности:

- Перед монтажом оборудования РУ-0,4 кВ и РУ-10 кВ ТП села Семиозерка в виде аппаратуры, шкафов, щитков и других элементов проводится контроль прочности закрепления конструкций, на которые их устанавливают;

- В процессе монтажа оборудования РУ-0,4 кВ и РУ-10 кВ ТП села Семиозерка массой более 20 кг работа осуществляется не менее чем двумя электромонтерами, оборудование массой не более 10 кг допускается устанавливать электромонтеру без посторонней помощи;

- После монтажа оборудования РУ-0,4 кВ и РУ-10 кВ ТП села Семиозерка его следует немедленно закрепить на основаниях;

- Во время монтажа оборудования РУ-0,4 кВ и РУ-10 кВ ТП села Семиозерка запрещено проверять вручную правильность стыковки отверстий собираемых конструкций и устанавливаемого оборудования;

Следует использовать специальные устройства или ручные или электрические лебёдки для организации затяжки проводов и кабелей в трубы. Предварительно трубы в местах срезов, в которые производится затяжка проводов, обрабатываются от металлических заусенцев.

Для того, чтобы избежать обрыв провода при тяжении осуществляется надёжное крепление проводов.

Во избежание случаев попадания конечностей человека, осуществляющего ручное затягивание проводов в трубы требуется особое внимание при проведении такого рода работ. Затяжка проводов в трубы не допускается на высоте с приставной или раздвижной лестницы. Допустимый способ затягивания проводов в трубы на высоте считается работа с использованием специальных настилов или лесов.

Во время монтажа и демонтажа плавких вставок предохранителей оборудования РУ-0,4 кВ и РУ-10 кВ ТП села Семиозерка запрещена замена «жучками». Замену плавких вставок предохранителей оборудования РУ-0,4 кВ и РУ-10 кВ ТП села Семиозерка имеет право проводить один работник с группой по электробезопасности не ниже третьей только в случае отключенного напряжения питания.

Для контроля и проверки готовности оборудования электросетевого комплекса села Семиозерка к безопасной эксплуатации должен быть утвержден и актуализирован следующий комплект документов:

- акт приемки оборудования 0,4-10 кВ села Семиозерка в эксплуатацию;
- паспорта оборудования 0,4-10 кВ села Семиозерка;
- однолинейные, поопорные, питающие схемы сетей электрических соединений 0,4-10 кВ села Семиозерка;
- схемы блокировок, размещения оборудования. 0,4-10 кВ села Семиозерка.

11.2 Экологичность

В ходе реконструкции электрических сетей напряжением 10-0,4 В села Семиозерка произведена замена силовых трансформаторов на более мощные для

ТП-1113-школа и ТП-112-село, для ТП-1114-комплекс произведена докомпоновка вторым силовым трансформаторам в связи с изменением категоричности потребителей по надёжности и бесперебойности электроснабжения. Так как жилая застройка на плане местности не изменила своё месторасположения и установленные трансформаторы имеют более высокое шумовое воздействие, то актуально провести расчёт минимального расстояния от ТП до территории жилой застройки на предмет соблюдения санитарно – гигиенических требований по уровню шума, [23,24].

Для ТП-1114-комплекс приводится показательный расчёт суммарного скорректированного уровня звуковой мощности для двух установленных силовых трансформаторов ТМ-400 по выражению, дБА:

$$L_{РА_{сумм}} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot L_{PAi}}, \quad (105)$$

$$L_{РА_{сумм}} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0.1 \cdot 68} = 71,$$

где L_{PAi} - величина скорректированного уровня звуковой мощности для одного трансформатора ТМ-400, согласно [23], дБА.

Для того, чтобы вычислить минимальное расстояние от ТП-1114-комплекс до территории жилой застройки, где соблюдаются санитарно – гигиенические требования по шуму используется выражение, м:

$$R = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{РА_{сумм}} - L_A}{10}}}{2 \cdot \pi}}; \quad (106)$$

$$R = \sqrt{\frac{10^{\frac{71-45}{10}}}{2 \cdot 3,14}} = 8.$$

где L_A - допустимый уровень звука для территории жилой застройки в ночное время суток (с 23х часов до 7), по [24] равен 45 дБА.

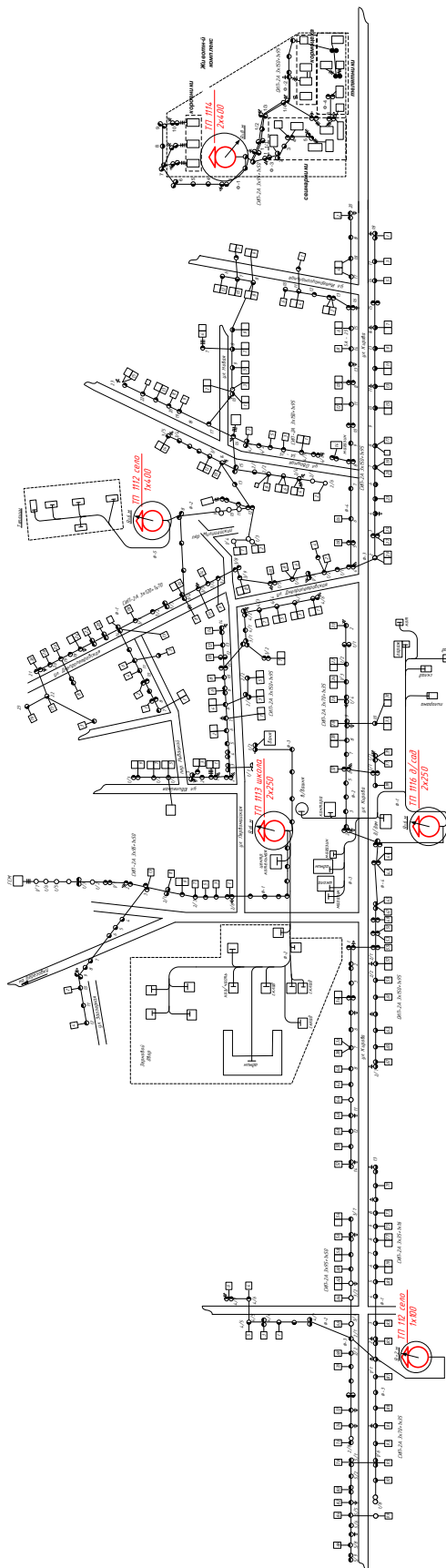


Рисунок 7 – Шум от трансформаторов села Семиозërка

Результат расчёта шумового воздействия сведём в таблицу 39.

Таблица 39 – Шумовое воздействие трансформаторов села Семиозерка

№ ТП	N _{тр}	S, кВА	L _{РА сум} , дБА	R, м
ТП-1114 комплекс	2	400	71,0	8
ТП-1112-село	1	400	68,0	6
ТП-1113-школа	2	250	68,0	6
ТП-1116-д/сад	2	250	68,0	6
ТП-112-село	1	100	59,0	2

На плане села Семиозерка указаны места расположения ТП 10/0,4 кВ, на каждой ТП указана граница, с внешней стороны которой выполнены требования по шумовому воздействию, рисунок 23.

Трансформаторы ТМ-400/10 и ТМ-250/10 выполняются в виде комплектных ТП, таким образом, трансформаторы располагаются в защитной металлической оболочке, что также снижает шумовое воздействие, а следовательно расстояние R окажется меньше расчётного.

11.3 Чрезвычайные ситуации

Для того, чтобы обеспечить пожарную безопасность, а также длительную и безопасную работу электросетей напряжением 10-0,4 кВ села Семиозерка одним из важнейших факторов является конструктивное соответствие окружающей среде, [25,26].

Требуется соблюдать следующие меры для предупреждения пожаров от электротехнических причин при реконструкции электросетей напряжением 10-0,4 кВ села Семиозерка:

- Подбирать проверять электрооборудование 10-0,4 кВ села Семиозерка таким образом, чтобы его характеристики соответствовали характеру окружающей среды;

- Сооружать и эксплуатировать электросети напряжением 10-0,4 кВ села Семиозерка в соответствии с требованиями правил приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов распределительных сетей напряжением 0,4-10 кВ. Приемосдаточным испытаниями должна быть подвергнута каждая

воздушная линия с изолированными проводами в соответствии с требованиями ПУЭ;

- Использование аппаратов защиты (в выпускной квалификационной работе выбраны предохранители ПКТ-10, выключатели нагрузки ВМП-10/400, автоматические выключа-тели, силовые выключатели ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ2) электросетей села Семиозерка,

- Поддержание режимов работы электросетей напряжением 10-0,4 кВ села Семиозерка исключающих перегрузки.

Кроме соблюдения правил по выбору типа оборудования при реконструкции электросетей напряжением 10-0,4 кВ села Семиозерка, предусматривается также защита его от аварийных режимов работы, таких, как:

- короткие замыкания;
- перегрузки в сети;
- появление больших переходных сопротивлений.

Возникновение больших по величине токов является главной опасностью коротких замыканий определяется. В таком случае при однофазных коротких замыканиях токи могут достигать сотен ампер, при трехфазных в силовых сетях напряжением 0,4 кВ - тысяч, а при более высоких напряжениях — десятков тысяч ампер, как следствие происходит: - выделение большого количества тепла в течение очень малых промежутков времени, из-за чего происходит воспламенение изоляции, расплавление токоведущих жил, проплавление брони кабелей, труб электрических проводов; - разбрызгивание расплавленного металла на большие расстояния вследствие резких динамических ударов за счет сил электромагнитного взаимодействия, также происходит механическое разрушение обмоток электрических машин, аппаратов и приборов.

Защита от токов КЗ в электросетях напряжением 10-0,4 села Семиозерка требуется для:

- исключения возникновения КЗ;
- ограничения времени действия токов КЗ.

Мерами предупреждения коротких замыканий в электросетях напряжением 10-0,4 кВ села Семиозерка являются:

- выбор, монтаж и эксплуатация оборудования в электросетях напряжением 10-0,4 кВ села Семиозерка - предохранителей, автоматических выключателей, выключателей нагрузки, вакуумных выключателей, проводов СИП, кабелей, КТП;

- своевременное проведение планово-предупредительных осмотров и ремонтов [25];

- контроль сопротивления - в электросетях напряжением 10-0,4 кВ села Семиозерка используются плавкие предохранители и автоматические воздушные выключатели.

Вследствие того, что по проводам и кабелям электрических сетей, обмоткам машин, аппаратов и приборов проходит рабочий ток больше допустимого возникает режим электрической перегрузки.

Величина рабочего тока зависит от мощности и вида включенных токоприемников, напряжения в сети и режима работы. Длительно допустимым током называют ток, который длительное время может протекать по проводам, обмоткам машин и аппаратов, не вызывая их перегрева сверх допустимой температуры, определенной классом нагревостойкости изоляции. Опасность перегрузок объясняется тепловым действием тока. При прохождении по проводникам тока большего, чем допустимый, происходит нагрев изоляции сверх допустимой температуры. Двукратные и более высокие перегрузки приводят к воспламенению горючей изоляции. При меньших перегрузках воспламенение изоляции, как правило, не наблюдается, но происходит термическое старение изоляции, что приводит к коротким замыканиям. Основными причинами перегрузок являются:

- неправильный выбор электрооборудования по мощности,
- параллельное включение в сеть потребителей без увеличения сечения проводников,
- попадание на проводники токов утечки, молнии,
- повышение температуры окружающей среды,

- механические перегрузки двигателей, работа на двух фазах.

Профилактика перегрузок электросетей напряжением 10-0,4 кВ села Семиозерка:

- правильный расчет электрических сетей,
- создание условий для охлаждения электрических машин, аппаратов и приборов,
- своевременная чистка и смазка,
- применение аппаратов защиты.

Переходным сопротивлением называется сопротивление, возникающее в местах перехода тока с одного проводника на другой. Переходные сопротивления образуются в местах соединения проводников между собой или в местах присоединения проводников к машинам, аппаратам, приборам. Большие переходные сопротивления возникают в местах плохих контактов за счет слабого сжатия, окисления контактных поверхностей, малой поверхности контакта. В местах возникновения больших переходных сопротивлений возникает локальный нагрев, что может приводить к воспламенению изоляции, сгораемых элементов конструкций и т. д.

Опасность больших переходных сопротивлений усугубляется тем, что аппараты защиты не срабатывают, а места возникновения больших переходных сопротивлений контролировать сложно.

Для предупреждения возникновения пожаров от больших переходных сопротивлений при реконструкции электросетей напряжением 10-0,4 кВ села Семиозерка необходимо:

- правильно соединять проводники между собой,
- на съемных контактах применять специальные наконечники,
- при соединении на винтах и болтах предусматривать контрящие приспособления (особенно на оборудовании, подверженном вибрации),
- применять антикоррозийные покрытия,
- применять трущиеся контакты,
- регулярно проводить осмотры контактных соединений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с заданием на проектирование рассмотрена необходимость и проведена реконструкция системы электроснабжения села Семиозерка Ивановского 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 «Березовка» - 579 кВт, ПС «Среднебелая» - 553 кВт;

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/TeI, ТТ - ТОЛ , ТН - НАМИ, предохранители ПК, ПН-п, НПН, автоматические выключатели ВА – 51, выключатели нагрузки ВМП. КРУ К-63.

Рассчитаны токи КЗ в соответствии с РД.

Оценена надёжность спроектированной схемы 10 кВ.

Рассмотрены вопросы безопасности при эксплуатации электрооборудования сетей села Семиозерка в части организации защитного заземления при работах в электроустановках ТП и питающих ПС «Среднебелая» и ПС «Березовка».

Рассчитано стационарное и импульсное сопротивление заземления ТП, удовлетворяющее требованиям ПУЭ. Затраты на реконструкции электросетевого комплекса села Семиозерка имеют инвестиционную привлекательность, что обосновано низкой себестоимостью кВтч отпущенной электроэнергии потребителям села Семиозерка – 0,7 р/кВтч, в то время как потребитель оплачивает электроэнергию по цене 2,74 р/кВтч. Затраты на реконструкции электросетевого комплекса села Семиозерка рентабельны на 42% и окупаются за 8 лет.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. - М.: ЭНАС, 2013. - 456 с.: ил.
- 2 Сайт Администрации Ивановского района [Электронный ресурс]. URL <http://amur-ivanovka.narod.ru/histori/raion.htm> (дата обращения 27.04.2021)
- 3 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, 2012. — 964 с.
- 4 АО Эвро, официальный сайт [Электронный ресурс]. URL http://www.ev-ro.ru/catalog/kabel-i-provod/samonesushie_izolirovan_pue_provoda_sip/ (дата обращения 27.04.2021)
- 5 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования под ред. Барыбина Ю.Г., Федорова Л.Е. и др., М.: «Энергоатомиздат», 2011.
- 6 Э.Я. Гричевский., П. А. Катко, Справочник по проектированию электросетей в сельской местности. Энергия, 2012 г., 352 с.
- 7 АО Энбаза, официальный сайт [Электронный ресурс]. URL <http://www.enbaza.ru/spec/ssprice> (дата обращения 27.04.2021)
- 8 Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения / Ю.Г. Барыбин.- М.: Энергоатомиздат, 2010
- 9 Ополева Г. Н. Схемы и ПС электроснабжения Москва, 2016 г.
- 10 Киреева Э. А., Орлов В. В., Старкова Л. Е Электроснабжение цехов промышленных предприятий. — М.: НТФ «Энергопрогресс», 2013. — 120 с; ил. Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 12(60).
- 11 Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2003. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.

- 12 Шабад М.А. Защита трансформаторов 10 кВ. М.: Энергоатомиздат, 1989. 144 с.: ил. Биб-ка электромонтера; Вып. 623 с.
- 13 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.
- 14 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций
- 15 Таврида электрик, официальный сайт [Электронный ресурс]. URL <http://www.tavrida.ru/Product/OvervoltageStop/10Uh11/> (дата обращения 27.04.2021)
- 16 Правила устройства воздушных линий электропередачи напряжением 6-20 кВ с защищёнными проводами от 01.01.99.
- 17 Правила устройства воздушных линий электропередачи напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами от 01.01.98.
- 18 Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2017.
- 19 Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. Энергоатомиздат, 2017. — 240 с: ил.
- 20 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 8-е изд. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2012. – 488 с.
- 21 Сайт центробанка РФ [Электронный ресурс]. URL https://cbr.ru/currency_base/daily/ (дата обращения 27.04.2021)
- 22 Файбисович Д.Л., Карапетян И.Г. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2009. Ополева Г. Н. Схемы и ПС электроснабжения Москва, 2006 г.
- 23 СТО 56947007-29.240.01.271-2019. Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований [Электронный ресурс]. URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.01.271-2019.pdf (дата обращения 27.05.2021)
- 24 Рожкова, Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций/ Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. - М.: Энергоатомиздат, 2013. - 648 с.

25 РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования». – Введ. 23.03.1998 г. – М.: Московский энергетический институт. – 131 с.

26 Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.

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

28 ГОСТ 12.1.019-79 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

29 Шум. Трансформаторы силовые масляные ГОСТ 12.2.024—87 ССБТ.

30 Нормы допустимых уровней шума СН 2.2.4/2.1.8562 – 96.

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

ПРИЛОЖЕНИЕ

Расчёт надёжности сети 10 кВ

Вакуумные выключатели 10 кВ:

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

Воздушные линии 10 кВ:

- средний параметр потока отказов на 1 км w , 1/год	$\omega_{л} := 0.076$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.л} := 2$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{л} := 0.17$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч	$T_{р.л} := 5$

Система шин 10 кВ:

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

$\mu_{сш} = 0.166$

Трансформатор 6-10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{тр} := 0.016$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.тр} := 50$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{тр} := 0.25$
	$T_{р.тр} := 50$

РУ 10 кВ ТП:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{яч} := 0.0005$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.яч} := 4$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{яч} := 0.1$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч	$T_{р.яч} := 3$

Вероятности отказа элементов схемы

$$q_{Л5} := \frac{\omega_{Л} \cdot 14.1 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л6} := \frac{\omega_{Л} \cdot 1.5 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л7} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.3 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л8} := \frac{\omega_{Л} \cdot 1.2 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л5} = 2.447 \times 10^{-4} \quad q_{Л6} = 2.603 \times 10^{-5} \quad q_{Л7} = 5.205 \times 10^{-6} \quad q_{Л8} = 2.082 \times 10^{-5}$$

$$q_{Л9} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.8 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л10} := \frac{\omega_{Л} \cdot 18.4 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л9} = 1.388 \times 10^{-5} \quad q_{Л10} = 3.193 \times 10^{-4}$$

$$q_{Тр} := \frac{\omega_{Тр} \cdot T_{В.Тр}}{8760} \quad q_{Тр} = 9.132 \times 10^{-5}$$

$$q_{СШ} := \frac{\omega_{СШ} \cdot T_{В.СШ}}{8760} \quad q_{СШ} = 2.397 \times 10^{-5}$$

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

$$q_{Яч} = 2.283 \times 10^{-7}$$

$$q_{рзшин} := 0.002$$

$$q_{рзлин} := 0.0012$$

$$q_{рзтр} := 0.0012$$

$$\omega_{рзв} := 0.0012$$

$$q_{В1} := q_{Вст} \dots$$

$$+ a_{КЗ} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - (1 - q_{рзшин}) \cdot (1 - q_{рзлин}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{СШ}) \cdot (1 - q_{Л5}) \right] \dots$$

$$+ a_{О.П} \cdot \frac{\mu_{СШ} + \mu_{Л}}{8760}$$

$$q_{В1} = 3.74 \times 10^{-6}$$

$$q_{В2} := q_{Вст} \dots$$

$$+ a_{КЗ} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - (1 - q_{рзшин}) \cdot (1 - q_{рзлин}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{СШ}) \cdot (1 - q_{Л10}) \right] \dots$$

$$+ a_{О.П} \cdot \frac{\mu_{СШ} + \mu_{Л}}{8760}$$

$$q_{В2} = 3.74 \times 10^{-6}$$

$$q_{B5} := q_{BCT} \dots \\ + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{P3SHIH})] \cdot [1 - (1 - q_{CIII})] \dots \\ + a_{O.P} \cdot \frac{\mu_{CIII}}{8760}$$

$$q_{B5} = 3.695 \times 10^{-6}$$

Вероятности отказа цепочки

$$q_1 := q_{B1} + q_{L5} + q_{L6} + q_{L7} + q_{CIII} + q_{TP} \cdot 5 + q_{YCH} \cdot 5$$

$$q_1 = 7.614 \times 10^{-4}$$

$$q_2 := q_{B2} + q_{L9} + q_{L8} + q_{CIII} + q_{TP} \cdot 3 + q_{YCH} \cdot 3$$

$$q_2 = 3.371 \times 10^{-4}$$

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_{B1} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot \omega_L \cdot (\omega_{CIII}) + a_{O.P} \cdot (\mu_{CIII} + \mu_L)$$

$$\omega_{B1} = 4.741936 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{B2} := \omega_{B1}$$

$$\omega_1 := \omega_{CIII} + \omega_{B1} + \omega_L \cdot \frac{15.9}{100} + 5\omega_{TP} + 5\omega_{YCH}$$

$$\omega_1 = 0.129$$

$$\omega_2 := \omega_{CIII} + \omega_{B2} + \frac{19.2}{100} \omega_L + 3\omega_{TP} + 3\omega_{YCH}$$

$$\omega_2 = 0.099$$

Параметр потока отказов для системы:

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

$$\omega_{СИСТ} = 0.0128$$

Коэффициент

$$K_{IP1} := 1 - e^{-\frac{T_{P.TP}}{T_{B.TP}}}$$

$$K_{IP1} = 0.632$$

$$K_{IP2} := 1 - e^{-\frac{T_{P.TP}}{T_{B.TP}}}$$

$$K_{IP2} = 0.632$$

Вероятность отказа системы без учёта АВР:

$$q_{\text{сбезАВР}} := q_1 \cdot q_2 + K_{\text{пр1}} \cdot \omega_1 \cdot q_2 + K_{\text{пр2}} \cdot \omega_2 \cdot q_1$$

$$q_{\text{сбезАВР}} = 0.00008$$

Вероятность отказа системы с учётом АВР:

$$p1 := (1 - q_{\text{яч}}) \cdot [(1 - q_{\text{рзшин}}) \cdot (1 - q_{\text{рзлин}})] \quad p1 = 0.997$$

$$p2 := (1 - q_{\text{яч}}) \cdot (0.91) \quad p2 = 0.91$$

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

$$q_{\text{сАВР}} = 0.04652349$$

Коэффициент вынужденного простоя системы

$$K_{\text{ПС}} := q_{\text{сАВР}} \cdot q_{\text{сбезАВР}}$$

$$K_{\text{ПС}} = 0.00000351$$

Коэффициент готовности

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

$$K_{\text{ГС}} = 1$$

Время восстановления

$$t_{\text{ВС}} := \frac{K_{\text{ПС}} \cdot 8760}{\omega_{\text{сист}}} \quad t_{\text{ВС}} = 2.4 \quad \text{часов}$$

Расчётное время безотказной работы

$$T_{\text{Р}} := \frac{0.105}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_{\text{Р}} = 8.2 \quad \text{лет}$$

Среднее время безотказной работы

$$T_{\text{С}} := \frac{1}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_{\text{С}} = 78.1 \quad \text{лет}$$

Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой мощности 1070 КВт за год

$$W_{\text{нед}} := 1070 \cdot K_{\text{ПС}} \cdot 8760 \quad W_{\text{нед}} = 32.9 \quad \text{КВт*ч}$$

Ограничения мощности

$$P_{\text{огр}} := 1070 \text{ КПС}$$

$$P_{\text{огр}} = 0.0038 \quad \text{КВт}$$

Ущерб от недоотпуска за год

$$Y_{\text{нед}} := W_{\text{нед}} \cdot 2.74$$

$$Y_{\text{нед}} = 89.9$$

руб