

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: Модернизация электрических сетей напряжением 10 кВ с центром питания подстанция Самара напряжением 35/10 кВ в Еврейской автономной области

Исполнитель
студент группы 742-узб

подпись, дата

Г.А. Закусиллов

Руководитель
профессор,
канд.техн.наук, доцент

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

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

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2021

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 Г.А. Закусилов

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация электрических сетей напряжением 10 кВ с центром питания подстанция Самара напряжением 35/10 кВ в Еврейской автономной области

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

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема сетей 10 кВ района с центром питания ПС «Самара» Еврейской автономной области, контрольный замер нагрузки на ПС «Самара», однолинейная схема ПС «Самара».

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика района модернизации, расчёт электрической нагрузки в сети 10 кВ, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка оборудования напряжением до 1 кВ, выбор и проверка оборудования напряжением выше 1 кВ, оценка надёжности схемы сети 10 кВ, компенсация емкостных токов замыкания на землю, релейная защита и автоматика, экономическое обоснование вложений в модернизацию сетей 10 кВ, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): однолинейная схема сети 10 кВ, однолинейная схема ПС Самара 35/10 кВ, однолинейная схема ТП 10 кВ, микропроцессорная защита ВЛ-10 кВ, варианты выполнения схемы сети 10 кВ, микропроцессорная автоматика в 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 108 с, 11 рисунков, 47 таблиц, 1 приложение, 43 источника.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА, ТРЁХФАЗНОЕ КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ОДНОФАЗНОЕ КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ЗАЩИТЫ, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.

Объект разработки - сети 10 кВ района с центром питания ПС «Самара» Еврейской автономной области. Так как сети 10 кВ выполнены проводами и кабелями выработавшими нормативный срок эксплуатации, то для качественного электроснабжения потребителей АО «ДРСК» необходимо заменить оборудование 10 кВ сетей. Целью работы является проведение реконструкции изношенных сетей 10 кВ для улучшения качества электроснабжения и минимизации потерь в сетях. Характеристики сети 10 кВ получены расчётным способом. Конфигурация сети выбрана на основе технико-экономического сравнения вариантов сети и представляет собой сочетание петлевой и двухлучевой схем сети. Применён провод СИП-3 на железобетонных опорах и кабель АВВГ. Время безотказной работы сети 9 лет, окупаемость вложений в реконструкцию - 7 лет.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение.....	7
1 Характеристика района модернизации	10
1.1 Географическая характеристика	10
1.2 Климатическая характеристика.....	11
1.3 Характеристика потребителей	11
1.4 Характеристика центра питания.....	12
2 Расчёт электрической нагрузки в сети 10 кВ	13
2.1 Расчёт перспективных электрических нагрузок.....	13
2.2 Оценка нагрузочной способности существующих трансформаторных подстанций.....	16
2.3 Выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ.....	18
2.4 Расчёт электрических нагрузок на шинах подстанции Самара	25
3 Расчет токов короткого замыкания	27
3.1 Расчет токов короткого замыкания 10 кВ.....	27
3.2 Расчет токов короткого замыкания 0,4 кВ.....	30
4 Выбор и проверка оборудования напряжением до 1 кВ.....	35
4.1 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ	35
4.2 Выбор трансформаторов тока 0,4 кВ.....	38
5 Выбор и проверка оборудования напряжением выше 1 кВ	44
5.1 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов короткого замыкания.....	44
5.2 Выбор предохранителей 10 кВ.....	45
5.3 Выбор выключателей нагрузки 10 кВ	46
5.4 Выбор комплектного распределительного устройства 10 кВ.....	48
5.5 Выбор выключателей 10 кВ.....	50
5.6 Выбор трансформаторов тока 10 кВ.....	53
5.7 Выбор трансформатора напряжения	57
5.8 Выбор жестких шин на стороне 10 кВ	59

5.9 Выбор изоляторов.....	62
5.10 Выбор ограничителей перенапряжений.....	63
6 Оценка надёжности схемы сети 10 кВ.....	65
7 Компенсация емкостных токов замыкания на землю.....	71
8 Релейная защита и автоматика.....	72
8.1 Токовая отсечка.....	72
8.2 Максимальная токовая защита линий.....	73
8.3 Устройства автоматического включения резерва.....	75
8.4 Защита от однофазных замыканий на землю.....	76
9 Экономическое обоснование вложений в модернизацию сетей 10 кВ.....	78
9.1 Расчет капиталовложений проектируемой сети.....	78
9.2 Расчет эксплуатационных издержек.....	80
9.3 Расчет численности рабочих.....	82
9.4 Расчет заработной платы.....	82
9.5 Расчет себестоимости электроэнергии.....	83
9.6 Стоимостная оценка результатов.....	85
9.7 Оценка экономической эффективности проекта.....	86
10 Безопасность и экологичность.....	90
10.1 Безопасность.....	90
10.2 Экологичность.....	93
10.2.1 Отвод земель под электрические сети 10 кВ.....	94
10.2.2 Расчёт шумового воздействия трансформаторов 10/0,4 кВ.....	97
10.3 Чрезвычайные ситуации.....	100
10.3.1 Причина пожаров в электроустановках.....	100
10.3.2 Способы и средства тушения пожаров в электроустановках.....	101
Заключение.....	104
Библиографический список.....	106
Приложение.....	110

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АО – акционерное общество;
- ВЛ – воздушная линия;
- ДРСК – Дальневосточная распределительная сетевая компания;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ОПН – ограничитель перенапряжений;
- ПС – подстанция;
- РЭС – район электрических сетей;
- СИП – самонесущий изолированный провод;
- ТО – токовая отсечка;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- ЦП – центр питания;
- ЧДД – чистый дисконтированный доход.

ВВЕДЕНИЕ

Распределительные сети в современной системе сельского электроснабжения являются сложным и обширным инженерно-техническим объектом. В регионах страны, где имеются крупные сельскохозяйственные производители наиболее часто ситуация с фактическим состоянием воздушных линий 10 кВ оказывает непосредственное влияние на надёжность электроснабжения. Больше других влияние атмосферных осадков заметно на регионы, где распределительные сети расположены на пересеченной местности, что влияет на аварийность. Так как чаще всего трасса прохождения воздушных линий 10 кВ не расчищено, просека имеет преграды в виде упавших веток и деревьев.

Для отрасли сельского хозяйства актуально применение принципов рационального использования топливно-энергетических ресурсов, [1].

Для получения сбалансированного процесса функционирования распределительных линий 10 кВ в сельском хозяйстве требуется соблюдать эффективность в планируемых затратах и эффекте, от фактически понесенных затрат.

Наиболее частая причина аварийности распределительных сетей 10 кВ сельского хозяйства заключается в износе силового и коммутационного оборудования, дефицитное оснащение средствами контроля, защиты от перегрузок и коротких замыканий, диспетчерского и технологического управления, регулирования напряжения.

Для того, чтобы обеспечить сельские распределительные сети 10 кВ устойчивым нормальным режимом работы требуется регулярно проводить осмотр и ревизию используемого оборудования, соблюдать правила и нормы эксплуатации, соблюдать резервирование ответственных потребителей засчёт обеспечения связей в сетях 10 кВ от различных центров питания с допустимым режимом работы на случай прекращения электроснабжения от основного источника питания.

Актуальность бакалаврской работы состоит в том, что на основе данных из отчёта по преддипломной практике был выбран участок сетей 10 кВ филиала

АО «ДРСК» - «Электрические сети Еврейской автономной области», на котором по соображениям улучшения качества электроэнергии и снижения потерь при её передаче оправдано провести модернизацию сетей по пути, обеспечивающим решение актуальных проблем в эксплуатации.

В данной бакалаврской работе был произведен расчет параметров сети 10 кВ и оборудования 10 кВ, при которых модернизация электрической сети 10 кВ Октябрьского РЭС Еврейской автономной области с центром питания ПС напряжением 35/10кВ «Самара» имеет положительный эффект.

Цель бакалаврской работы – модернизация изношенных сетей 10 кВ для улучшения качества электроснабжения и минимизации потерь в сетях.

Решаемые задачи:

- расчёт электрических нагрузок;
- техническое переоснащение сетей 10 кВ проводом СИП-3 (самонесущий изолированный провод);
- выбор и проверка аппаратов 10 кВ;
- расчёт релейной защиты и автоматики;
- расчёт срока окупаемости капитальных вложений по чистому дисконтированному доходу;
- рассмотрение вопросов безопасности и экологичности проекта.

Пути решения поставленных задач:

- рассмотрение данных по нагрузкам в сети 10 кВ;
- определение максимальных рабочих токов по линиям 10 кВ;
- выбор сечений проводов СИП-3, их проверка по допустимой потере напряжения;
- расчёт токов КЗ и выбор оборудования в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования»;
- выбор типов защит в сети 10 кВ и их исполнения;
- расчёт уставок срабатывания выбираемых защит;

- определение капитальных вложений в модернизацию сетей, издержек при модернизации;
- расчёт выручки от реализации, прибыли, налоговых выплат;
- построение графика окупаемости проекта в течении 20 лет с учётом динамического показателя ЧДД;
- соблюдение норм экологичности и безопасности при модернизации сетей 10 кВ.

Ожидаемые результаты проекта:

- сокращение технических потерь электроэнергии,
- увеличение надёжности сетей 10 кВ,
- улучшении качества электроэнергии в сети 10 кВ.
- окупаемость проекта в пределах 5 – 8 лет;
- определенные параметры экологичности и безопасности проекта.

Проектирование осуществляется с использованием ПЭВМ, оснащённым лицензионным программным обеспечением: Microsoft Office Word 2007; Microsoft Office Excel 2007; Microsoft Office Visio 2007; Mathcad 2007.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА МОДЕРНИЗАЦИИ

1.1 Географическая характеристика

В данном подразделе приводится характеристика Еврейской автономной области с точки зрения географического расположения и особенностей рельефа местности, что может повлиять на прокладку трассы модернизируемых участков ВЛ-10 кВ.

Площадь Еврейской автономной области составляет 36300 км². Еврейская автономная область находится в южной части российского Дальнего Востока. Западная граница с Амурской областью по протяженности аналогична восточной границе с Хабаровским краем. Южная граница по реке Амур составляет государственную границу Китайской народной республикой.

Побережье Тихого океана находится восточнее Еврейской автономной области на 1200 км. Транссибирская магистраль обеспечивает транспортную доступность с Западной части страны до Приморского края, что положительно сказывается на развитии региона, [1].

Административным центром муниципального образования Еврейской автономной области Октябрьского района является село Амурзет.

Октябрьский район расположен на левом берегу Амура в южной части области. На юге и западе по Амуру граничит с КНР, на севере — с Облученским, на востоке — с Ленинским районами ЕАО. Площадь территории - 6400 км². Численность населения — около 13,1 тыс. человек, населённых пунктов – 15.

В состав района входят 3 муниципальных образования:

1. Амурзетское сельское поселение
2. Нагибовское сельское поселение
3. Полевское сельское поселение

«Благоприятные климатические и природные условия определяют сельскохозяйственную направленность экономики района, которое специализируется на производстве сои, картофеля, зерновых культур,

овошей».

«Автомарога Р455 Биробиджан—Ленинское и Р456 Бирофельд—Амурзет связывает областной центр с населёнными пунктами района и пунктом пропуса «Амурзет» на реке Амур напротив китайского посёлка Миншань», [2].

1.2 Климатическая характеристика

Основные климатические характеристики района размещения ПС «Самара» следующие:

- максимальная температура воздуха - плюс 40° С; минимальная температура воздуха - минус 49° С; минимальная температура наиболее холодной пятидневки - минус 33° С;

- скорость ветра, возможная 1 раз в 15 лет-30 м/сек;

- среднемаксимальная высота снежного покрова - 29 см;

- глубина промерзания суглинистых грунтов - 285 см;

- район площадки подстанции относится к зоне 6-ти балльных землетрясений.

1.3 Характеристика потребителей

Потребителями электроэнергии ПС 35/10 «Самара» являются электроприёмники села Полевое, Самара. Социально-значимые потребители, подключенные к сетям 10 кВ филиала АО ДРСК «ЭС ЕАО» Октябрьского РЭС – котельные, школы, детский сад, согласно листу графической части 2.

Информация о социально-значимых потребителях, подключенных к ПС 35/10 «Самара» формируется в виде таблицы 1, где показываються характеристики фидеров 10 кВ ПС 35/10 «Самара».

Таблица 1 - Перечень социально-значимых потребителей

Подстанция	№ фид 10 кВ	Число жителей	Число ТП 6-10/0,4 кВ	Потребитель	Принадлежность
Самара	ф-72	350	3	котельн школа д/сад	РСК
Самара	ф-75	971	9	3 котельн школа	РСК
Самара	ф-80	250	2		РСК

1.4 Характеристика центра питания

Распределительное устройство подстанции «Самара» 110 кВ выполнено по схеме блок линия-трансформатор, 35-10 кВ - одна секционированная система шин, лист графической части №2.

Информация об имеющемся оборудовании ПС 35/10 «Самара» формируется в виде таблицы 2, где показываються характеристики оборудования ПС 35/10 «Самара».

Таблица 2 – Оборудование ПС 35/10 «Самара»

РУ	разъединители	ТТ	ТН	Коммутационные аппараты	Разрядники	Трансформаторы
РУВН 35 кВ	РНДЗ-26-1000/35, РНДЗ-16-1000/35	ТВТ-35	ЗНОМ-35	Выключатели масляные ВТ-35/600, привод ПП-67К	РВС-35	ТМ-2500/35/10
РУНН 10 кВ		ТВЛМ-10	НТМИ-10	Выключатели маломасляные выключатели ВМГ-10/630 привод встроенный пружинный	РВ-10	ТМ-25/10/04

К недостаткам сети 10 кВ относится:

1) На ПС «Самара» установлено устаревшее оборудование - разрядники РВ-10 и РВС-35, масляные выключатели ВМГ-10 и ВТ-35, не соответствующие классу точности трансформаторы тока ТВЛМ-10 и ТВТ-35;

2) ВЛ выполнены голым проводом марки АС сечением 35-70 мм².

Перечисленное оборудование необходимо заменить на более современное и надёжное: вакуумные выключатели 10 кВ; разрядники заменить на ОПН; ТН типа НТМИ заменить на антирезонансные ТН типа НАМИ. Провода с голыми проводами необходимо заменить на изолированные провода марки СИП.

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ В СЕТИ 10 КВ

2.1 Расчёт перспективных электрических нагрузок

Для расчёта нагрузок как правило принимаются данные контрольных замеров за последние 3 года. При реконструкции сетей 10 кВ необходимы данные замеров как на стороне 10, так и на стороне 0,4 кВ ТП. Так как ТП не оснащены приборами учёта на сторонах 10-0,4 кВ, то нагрузку на стороне 10 кВ можно определить приближенно, имея данные контрольного замера на головном участке фидера.

Информация о контрольном замере за период 2018-2020 гг ПС 35/10 «Самара» формируется в виде таблицы 3, где по информации, полученной на преддипломной практике показываются характеристики фидеров 10 кВ ПС 35/10 «Самара».

Таблица 3 – Данные замеров на ПС «Самара»

Присоединение		КДЗ 2018, МВт		КДЗ 2019, МВт		КДЗ 2020, МВт	
U, кВ	Наименование	лето	зима	лето	зима	лето	зима
1 сш 10	ф-72	0,017	0,085	0,017	0,136	0,034	0,136
1 сш 10	ф-75	0,051	0,391	0,051	0,476	0,102	0,425
2 сш 10	ф-80	0,017	0,136	0,017	0,136	0,034	0,136

Нагрузка на стороне 10 кВ ТП определяется следующим образом, [4]. Находится по схемным данным общая мощность трансформаторов, питаемых по фидеру. Для примера, для фидера №72 мощность равна $S_{общ} = 360$ кВА (0,36 МВА). Далее распределяется пропорционально мощности ТП доля мощности головного участка фидера.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить долю потребления мощности ТП с номинальной мощностью трансформатора $S_{ТП} = 100$ кВА приведена ниже по тексту:

$$D = S_{ТП} / S_{общ};$$

$$D=100/360=0,28.$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить нагрузку стороны НН на ТП с номинальной мощностью трансформатора $S_{ТП} = 100$ кВА приведена ниже по тексту:

$$S_{мп\ НН} = D \cdot S_{фидера};$$

$$S_{мп\ НН} = 0,28 \cdot 0,136 \cdot 1000 = 37,8 \text{ кВт},$$

где $S_{фидера}$ - нагрузка фидера в день контрольного замера, максимальное значение за 3 года по таблице 3.

Информация по распределению нагрузки по ТП, подключенных к ПС 35/10 «Самара» формируется в виде таблицы 4, где показываються расчётные данные по каждой ТП

Таблица 4 – Распределение нагрузки по ТП

фидер	№ ТП	S_p , кВА	P_p , кВт	Q_p , кВАр
Ф-72	202	40,7	37,8	15,1
	169	40,7	37,8	15,1
	162	65,1	60,4	24,2
Ф-75	166	59,3	55,1	22,0
	209	59,3	55,1	22,0
	208	59,3	55,1	22,0
	172	59,3	55,1	22,0
	175	59,3	55,1	22,0
	201	23,7	22,0	8,8
	205	38,0	35,3	14,1
	176	59,3	55,1	22,0
	194	94,9	88,1	35,3
Ф-80	2021	73,2	68,0	27,2
	2022	73,2	68,0	27,2

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить прогнозируемую нагрузку ТП на срок 5 лет на стороне 10 кВ с учётом ежегодного прироста $\Sigma = 2\%$ для примера по ТП 202 приведена ниже по тексту, кВт:

$$P_{ТП-202}^{прог} = P_{ТП-202}^{тек} \cdot \left(1 + \frac{\Sigma}{100}\right)^N, \quad (1)$$

$$P_{ТП-202}^{прог} = 37,8 \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^5 = 41,7 \text{ ,}$$

где $P_{ТП-202}^{тек}$ - мощность ТП на текущий период, кВт;

Σ - величина естественного прироста в %, принимается 2%, [4];

N - срок прогноза, принимается 5 лет.

Реактивная нагрузка по ТП принимается как $0.4 \cdot P_{ТП}$, для соблюдения коэффициента мощности 0,4.

Информация по перспективной нагрузке ТП, подключенных к ПС 35/10 «Самара» формируется в виде таблицы 5, где показываются расчётные данные по каждой ТП.

Таблица 5 – Перспективные нагрузки по ТП

фидер	№ ТП	S_p , кВА	P_p , кВт	Q_p , кВАр
Ф-72	202	44,9	41,7	16,7
	169	44,9	41,7	16,7
	162	71,9	66,7	26,7
Ф-75	166	65,5	60,8	24,3
	209	65,5	60,8	24,3
	208	65,5	60,8	24,3
	172	65,5	60,8	24,3
	175	65,5	60,8	24,3
	201	26,2	24,3	9,7
	205	41,9	38,9	15,6
	176	65,5	60,8	24,3
	194	104,8	97,3	38,9
Ф-80	2021	80,9	75,1	30,0
	2022	80,9	75,1	30,0

2.2 Оценка нагрузочной способности существующих трансформаторных подстанций

Актуальность проводимой модернизации сетей 10 кВ состоит в том, что по сроку эксплуатации большинство ТП имеет срок службы в диапазоне от 20 до 28 лет, таким образом, срок службы большинства ТП превышает расчётный срок 20 лет. Обоснование необходимости замены силовых трансформаторов ТП проводится по их нагрузке на текущий и перспективный срок.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить загрузку ТП на текущий период для примера по ТП 202 приведена ниже по тексту:

$$K_3^{тек}_{mn-202} = S^{тек}_{mn-202} / S^{ном}_{mn-202};$$

$$K_3^{тек}_{mn-202} = 40,7/100=0,407.$$

Фактически трансформатор ТМ-100 на ТП 202 недогружен, загрузка менее 0,5, что является неоптимальным. Информация по фактической нагрузке ТП, подключенных к ПС 35/10 «Самара» формируется в виде таблицы 6, где показываются расчётные данные по каждой ТП.

Таблица 6 – Фактическая загрузка ТП

фидер	№ ТП	S _p , кВА	P _p , кВт	Q _p , кВАр	N _{тр}	K _{загр факт}	S _{ном} , кВА
ф-72	202	40,7	37,8	15,1	1	0,41	100
	169	40,7	37,8	15,1	1	0,41	100
	162	65,1	60,4	24,2	1	0,41	160
Ф-75	166	59,3	55,1	22,0	1	0,24	250
	209	59,3	55,1	22,0	1	0,24	250
	208	59,3	55,1	22,0	1	0,24	250
	172	59,3	55,1	22,0	1	0,24	250
	175	59,3	55,1	22,0	1	0,24	250
	201	23,7	22,0	8,8	1	0,24	100
	205	38,0	35,3	14,1	1	0,24	160
	176	59,3	55,1	22,0	1	0,24	250
	194	94,9	88,1	35,3	1	0,24	400
Ф-80	2021	73,2	68,0	27,2	1	0,73	100
	2022	73,2	68,0	27,2	1	0,73	100

Для всех ТП кроме ТП 2021 и ТП 2022 загрузка трансформаторов менее 0,5, что не оптимально. Для снижения потерь от недогруженности трансформаторов устанавливаем трансформаторы меньшей мощности на прогнозируемый период.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить загрузку ТП на прогнозируемый период для примера по ТП 202 приведена ниже по тексту:

$$K_3^{прог}_{тп-202} = S^{прогк}_{тп-202} / S^{ном}_{тп-202};$$

$$K_3^{прог}_{ТП-202} = \frac{44,9}{63} = 0,71.$$

Трансформатор ТМ-63 на ТП 202 загружен оптимально, загрузка в пределах 0,5-0,8 номинальной мощности, что является оптимальным.

Информация по загрузке ТП после замены силовых трансформаторов ТП, подключенных к ПС 35/10 «Самара» формируется в виде таблицы 7, где показываются расчётные данные по каждой ТП.

Таблица 7 – Загрузка ТП на перспективный период после замены трансформаторов

фидер	№ ТП	S _р , кВА	N _{тр}	S _{ном} при замене, кВА	K _{загр} факт	K _{загр} авар
ф-72	202	44,9	1	63	0,71	0,71
	169	44,9	1	63	0,71	0,71
	162	71,9	1	100	0,72	0,72
Ф-75	166	65,5	1	100	0,66	0,66
	209	65,5	1	100	0,66	0,66
	208	65,5	1	100	0,66	0,66
	172	65,5	1	100	0,66	0,66
	175	65,5	1	100	0,66	0,66
	201	26,2	1	40	0,66	0,66
	205	41,9	1	63	0,67	0,67
	176	65,5	1	100	0,66	0,66
	194	104,8	1	160	0,66	0,66
Ф-80	2021	80,9	1	100	0,81	0,81
	2022	80,9	1	100	0,81	0,81

Загрузка всех ТП в пределах 0,5-0,8 номинальной мощности, что является оптимальным.

2.3 Выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ

Учитывая схему соединения ТП, а также принимая во внимание требования к надёжности электроснабжения потребителей, составляем 2 варианта схемы соединения ТП.

Используем лучевую схему для ВЛ 10 кВ для подключения столбовых однотрансформаторных ТП при наличии потребителей 2 и 3 категории, [11].

Составляются 2 варианта выполнения сети 10 кВ.

Информация по вариантам сети 10 кВ, подключенных к ПС 35/10 «Самара» формируется в виде таблицы 8, где показываються расчётные данные по каждому варианту.

Таблица 8 – Варианты подсоединения ТП

Линия	$P_{\text{сум}}$, кВт	$Q_{\text{сум}}$, кВар
Вариант №1		
ПС-ТП 202 - ТП 162	139,2	64,8
ПС-ТП 166 - ТП 194	486,4	229,3
ПС-ТП 2021 - ТП 2022	139,3	65,6
Вариант №2		
ПС-ТП 166 - ТП 194	454,3	213,4
ПС-ТП 2021 - ТП 201	310,6	146,2

Для каждого участка сети 10 кВ определяется расчётная нагрузка линий.

Расчётные формулы, с помощью которых можно вычислить нагрузку линии с подключаемыми ТП 202-162 по варианту 1 приведены ниже по тексту:

$$P_{P_{\text{ТП}202-162}} = \kappa_0 \cdot \sum_{i=1}^n P_{P_{\text{ТП}i}}, \quad (2)$$

$$P_{P_{\text{ТП}202-162}} = 0,95 \cdot 139,2 = 132 \text{ кВт},$$

$$Q_{P\text{ТП}202-162} = \kappa_O \cdot \sum_{i=1}^n Q_{P\text{ТП}i},$$

$$Q_{P\text{ТП}202-162} = 0,95 \cdot 64,8 = 61,5 \text{ квар},$$

$$S_{P\text{ТП}202-162} = \sqrt{P_{P\text{ТП}202-162}^2 + Q_{P\text{ТП}202-162}^2},$$

$$S_{P\text{ТП}202-162} = \sqrt{132^2 + 61,5^2} = 145,9 \text{ кВА}.$$

где κ_O - коэффициент одновременности, принимаемы по таблице 9, [3].

Информация по коэффициентам одновременности для сети 10 кВ, подключенных к ПС 35/10 «Самара» формируется в виде таблицы 9, где показаны расчётные данные в зависимости от числа ТП, [3].

Таблица 9 – Значения κ_O в зависимости от количества трансформаторов

Количество ТП 10/0,4 кВ	2 тр-ра	3 тр-ра	5 тр-ов	10 тр-ов
Коэффициент	$\kappa_O=0,9$	$\kappa_O=0,85$	$\kappa_O=0,8$	$\kappa_O=0,75$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить расчётный ток линии с подключаемыми ТП 202-162 по варианту 1 приведена ниже по тексту:

$$I_{P\text{ТП}202-162} = \frac{S_{P\text{ТП}202-162}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (3)$$

$$I_{P\text{ТП}202-162} = \frac{145,9}{\sqrt{3} \cdot 10} = 8,4 \text{ А},$$

где U_H - номинальное напряжение сети 10 кВ.

Выбираем провод марки СИП-3 с длительно допустимым током 224 А, сечением 35 мм².

Информация по нагрузке проводов сети 10 кВ, подключенных к ПС 35/10 «Самара» формируется в виде таблицы 10, где показываются расчётные данные для каждой линии.

Таблица 10 - Нагрузка проводов линий 10 кВ

Линия	$P_{\text{сум}}$, кВт	$Q_{\text{сум}}$, кВар	K_0	S_p , кВА	I_p , А	$F_{\text{СИП-3}}$, мм ²	$I_{\text{доп}}$, А
Вариант №1							
ПС-ТП 202 - ТП 162	139,2	64,8	0,95	145,9	8,4	35	200
ПС-ТП 166 - ТП 194	486,4	229,3	0,85	457,1	26,4	35	200
ПС-ТП 2021 - ТП 2022	139,3	65,6	0,95	146,3	8,5	35	200
Вариант №2							
ПС-ТП 166 - ТП 194	454,3	213,4	0,8	401,5	23,2	35	200
ПС-ТП 2021 - ТП 201	310,6	146,2	0,9	309,0	17,9	35	200

Графы предлагаемых вариантов сети 10 кВ показаны на рисунках 1-2.

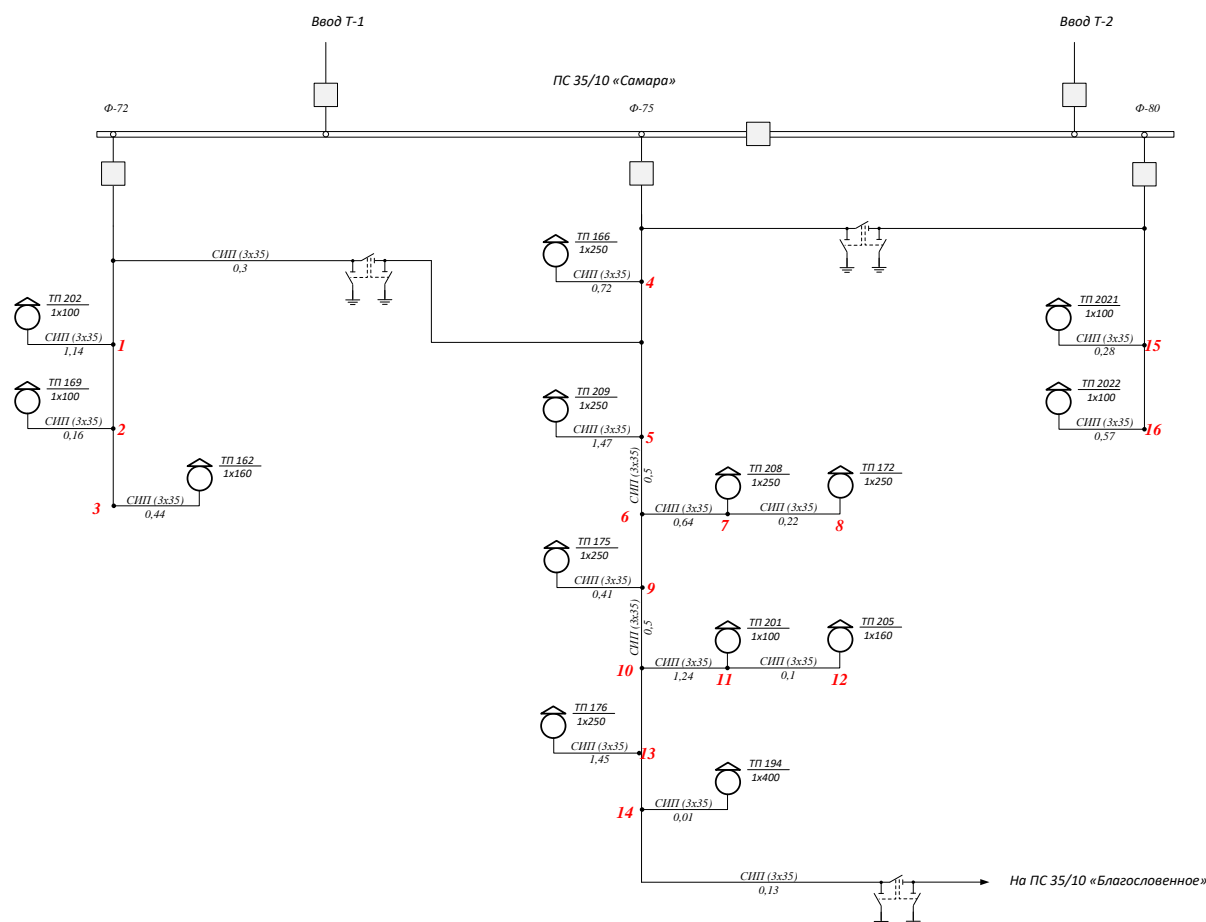


Рисунок 1 – Граф сети №1

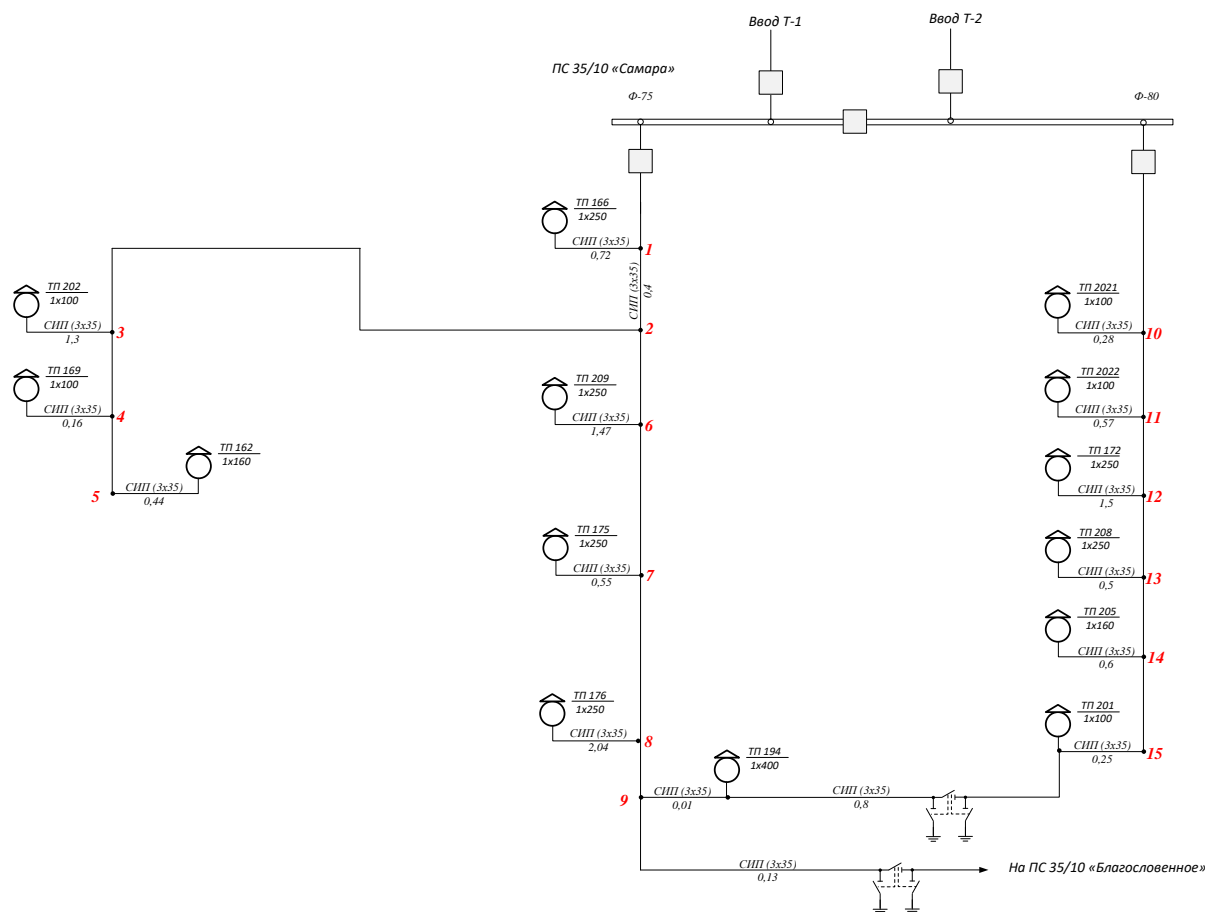


Рисунок 2 – Граф сети №2

По данным графам необходимо провести расчёт режимов сетей для того, чтобы выбрать оптимальный вариант с минимальными потерями мощности и допустимыми потерями напряжения.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить напряжение на шинах 10 кВ ТП 202 (участок 1 графа сети №1) приведена ниже по тексту, кВ:

$$U_{ТП136} = U_{III} - \sqrt{\left(\frac{P_1^2 \cdot r_{уд} \cdot L_1 + Q_1^2 \cdot x_{уд} \cdot L_1}{U_{III}}\right)^2} + \left(\frac{P_1^2 \cdot x_{уд} \cdot L_1 + Q_1^2 \cdot r_{уд} \cdot L_1}{U_{III}}\right), \quad (4)$$

$$U_{ТП136} = 10 - \sqrt{\left(\frac{139,5^2 \cdot 0,986 \cdot 1,14 + 64,8^2 \cdot 0,09 \cdot 1,14}{10}\right)^2} + \left(\frac{64,8^2 \cdot 0,09 \cdot 1,14 + 139,5^2 \cdot 0,986 \cdot 1,14}{10}\right) = 9,98,$$

где L_1 – длина линии ВЛ на участке 1 графа сети №1, км:

P_1, Q_1 – активный и реактивный поток мощности в начале участка 1 графа сети №1, находится в результате расчёта потокораспределения, кВт, кВар;

U_{III} - напряжение на источнике питания ПС «Самара» по результатам контрольного замера, 10 кВ;

$r_{уд}, x_{уд}$ - активное и реактивное сопротивление провода, для провода СИП-3-35 составляет 0,986 и 0,09 Ом соответственно.

Информация по потерям напряжения в сети 10 кВ, подключенных к ПС 35/10 «Самара» формируется в виде таблицы 11, где показываются расчётные данные для каждой линии.

Таблица 11 – Проверка сети 10 кВ по потере напряжения

уч-к	$P_{нач},$ кВт	$Q_{нач},$ кВар	$\Delta P,$ кВт	$\Delta Q,$ кВар	$P_{кон},$ кВт	$Q_{кон},$ кВар	$L,$ км	$R_{уч},$ Ом/км	$\Delta U,$ кВ	$\Delta U, \%$	$U_{узл},$ кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
вариант 1											
3	61,9	29,2	0,020	0,002	61,8	29,2	0,44	0,986	0,004	0,29%	9,97
2	100,6	47,0	0,019	0,002	100,5	47,0	0,16	0,986	0,002	0,25%	9,97
1	139,5	64,8	0,265	0,027	139,2	64,8	1,14	0,986	0,023	0,23%	9,98
4	493,7	230,0	2,091	0,209	491,7	229,8	0,72	0,986	0,051	0,51%	9,95
5	435,3	203,2	3,302	0,330	432,0	202,8	1,47	0,986	0,093	1,44%	9,86
6	375,7	176,2	0,846	0,085	374,9	176,2	0,5	0,986	0,028	1,72%	9,83
7	112,7	53,2	0,098	0,010	112,6	53,2	0,64	0,986	0,011	1,83%	9,82
8	56,3	26,6	0,008	0,001	56,3	26,6	0,22	0,986	0,002	1,85%	9,82
9	262,2	122,9	0,338	0,034	261,8	122,9	0,41	0,986	0,016	1,88%	9,81
10	205,5	96,3	0,253	0,025	205,3	96,3	0,5	0,986	0,015	2,03%	9,80
11	58,7	27,4	0,051	0,005	58,7	27,4	1,24	0,986	0,011	2,14%	9,79
12	36,1	16,6	0,002	0,000	36,1	16,6	0,1	0,986	0,001	2,14%	9,79
13	146,5	68,8	0,373	0,037	146,2	68,8	1,45	0,986	0,031	2,35%	9,77
14	89,8	42,2	0,001	0,000	89,8	42,2	0,01	0,986	0,000	2,35%	9,77
15	139,4	65,6	0,065	0,007	139,3	65,6	0,28	0,986	0,006	0,06%	9,99
16	69,7	32,8	0,033	0,003	69,7	32,8	0,57	0,986	0,006	0,11%	9,99
вариант 2											
9	89,8	42,2	0,001	0,000	89,8	42,2	0,01	0,986	0,000	1,04%	9,90
8	146,7	68,9	0,525	0,052	146,2	68,8	2,04	0,986	0,044	1,44%	9,86
7	203,3	95,5	0,273	0,027	203,0	95,5	0,55	0,986	0,016	1,14%	9,89
6	260,8	122,2	1,193	0,119	259,6	122,1	1,47	0,986	0,056	1,27%	9,87
5	61,9	29,2	0,020	0,002	61,8	29,2	0,44	0,986	0,004	1,04%	9,90

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	100,6	47,0	0,019	0,002	100,5	47,0	0,16	0,986	0,002	1,00%	9,90
3	139,6	64,8	0,302	0,030	139,2	64,8	1,3	0,986	0,026	0,97%	9,90
2	401,1	187,1	0,770	0,077	400,3	187,0	0,4	0,986	0,023	0,71%	9,93
1	459,2	213,9	1,809	0,181	457,4	213,7	0,72	0,986	0,048	0,48%	9,95
15	22,6	10,8	0,002	0,000	22,6	10,8	0,25	0,986	0,001	0,85%	9,92
14	58,7	27,4	0,025	0,002	58,7	27,4	0,6	0,986	0,005	0,84%	9,92
13	115,1	54,0	0,080	0,008	115,0	54,0	0,5	0,986	0,008	0,79%	9,92
12	171,9	80,7	0,531	0,053	171,4	80,6	1,5	0,986	0,037	0,70%	9,93
11	242,0	113,5	0,400	0,040	241,6	113,5	0,57	0,986	0,020	0,33%	9,97
10	312,0	146,4	0,327	0,033	311,7	146,3	0,28	0,986	0,013	0,13%	9,99

Потеря напряжения по ВЛ не превышает допустимую 5% по ГОСТ Р 32144-2013.

Вариант сети 10 кВ выбирается по приведенным затратам.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить приведенные затраты приведена ниже по тексту:

$$Z = E_H \cdot K + I = E_H \cdot (K_{ВЛ} + K_{ВЫКЛ}) + (A \cdot K_{ВЛ} + A \cdot K_{ВЫКЛ}) + C_0 \cdot (\Delta W_{ВЛ}) \cdot 10^{-3}, \quad (5)$$

где E_H - норматив дисконтирования принимается 0,1;

$K_{ВЛ}$ и $K_{ВЫКЛ}$ - стоимость ВЛ и выключателей соответственно;

$C_0 = 1,71$ руб/кВт*ч – удельная стоимость потерь электроэнергии, [5];

A - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание

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

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

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить потери мощности в линиях 10 кВ приведена ниже по тексту, кВт:

$$\Delta P_{ВЛ} = \frac{1}{N_u} \cdot \frac{(P^2 + Q^2) \cdot r_{л0} \cdot L}{1000 \cdot U_H^2}, \quad (6)$$

где P, Q – активный и реактивный поток мощности по участку сети, кВт, кВар;

U_H - номинальное напряжение сети, 10 кВ;

N_u - число цепей, ВЛ одноцепные, $N_u = 1$.

Для варианта №1 согласно таблице 11, суммарные потери мощности на участках $\Delta P_{ВЛ} = 7,77$ кВт.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить потери электроэнергии в линиях 10 кВ варианта №1 приведена ниже по тексту, кВт*ч::

$$\Delta W_{ВЛ} = \Delta P_{ВЛ} \cdot T, \quad (7)$$

$$\Delta W_{ВЛ} = 7,77 \cdot 8760 = 68041,$$

где T – число часов максимальных потерь, принимаем 8760 ч.

Для варианта №2 расчёт проводится аналогично.

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

Информация по расчётным данным сравнения вариантов сети 10 кВ, подключенных к ПС 35/10 «Самара» формируется в виде таблицы 12, где показаны расчётные данные для каждого критерия сравнения.

Таблица 12 – Расчётные данные сравнения вариантов сети 10 кВ

№ Варианта	1	2
1	2	3
Количество выключателей 10 кВ, шт	3	2
Стоимость выключателя 10 кВ, тыс руб	340	340
Капиталовложения в выключатели, тыс руб	1020	680
Протяженность линий 10 кВ, км	10,15	11,59
Стоимость 1 км СИП-3, тыс. руб.\км	190	190
Капиталовложения в линии 10 кВ, тыс руб	1928,5	2202,1
Издержки на эксплуатацию и ремонт линий 10 кВ, тыс руб	9,6	11,0
Издержки на эксплуатацию и ремонт выключателей 10 кВ, тыс руб	60,2	40,1

Продолжение таблицы 12

1	2	3
Издержки на амортизацию электрооборудования, тыс руб	147,4	144,1
Потери электроэнергии, кВт*ч	68041	54990
Стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт*ч	1,71	1,71
Издержки потерь элеткроэнергии, тыс руб	116,4	94,0
Приведенные затраты, тыс руб	628,4	577,5

В результате сравнения по приведенным затратам выявлено, что вариант 2 дешевле на 51 тыс.руб. (8,1%).

2.4 Расчёт электрических нагрузок на шинах подстанции Самара

Расчётные формулы, с помощью которых можно вычислить нагрузку на шинах 10 кВ ПС «Самара» приведены ниже по тексту:

$$P_{P\text{ ШП}} = \kappa_0 \cdot \sum_{i=1}^n P_{P\text{ ТП}i}, \quad (8)$$

$$P_{P\text{ ШП}} = 0,8 \cdot 764,9 = 611,9 \text{ кВт},$$

$$Q_{P\text{ ШП}} = \kappa_0 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{P\text{ ТП}i}, \quad (9)$$

$$Q_{P\text{ ШП}} = 0,8 \cdot 359,7 = 287,7 \text{ квар},$$

$$S_{P\text{ ШП}} = \sqrt{P_{P\text{ ШП}}^2 + Q_{P\text{ ШП}}^2}, \quad (10)$$

$$S_{P\text{ ШП}} = \sqrt{611,9^2 + 287,7^2} = 676,2 \text{ кВА},$$

где κ_0 - коэффициент одновременности, принимаем по [3].

Информация по расчётным данным нагрузки 10 кВ ПС 35/10 «Самара» формируется в виде таблицы 13, где показываються расчётные данные для каждого параметра.

Таблица 13 – Нагрузка на шинах 10 кВ ПС «Самара»

Линия	$P_{\text{сум}}$, кВт	$Q_{\text{сум}}$, кВар	K_o	S_p , кВА	I_p , А
на шинах ПС "Самара"	764,9	359,7	0,8	676,2	39,1

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

3.1 Расчет токов короткого замыкания 10 кВ

Основные требования к расчетам токов КЗ состоят в следующем [6]:

- оценить насколько допустим режим работы оборудования с расчётным уровнем токов КЗ, наиболее часто определяется отключающей способностью выключателя 10 кВ;

- результаты расчётов токов КЗ должны позволять проводить выбор и проверку электрических аппаратов и проводников по условиям электродинамической и термической стойкости;

- результаты расчётов токов КЗ должны позволять проводить выбор и проверку средств РЗА.

Рассчитываем токи КЗ в сети 10 кВ на каждой ТП в соответствии с рисунком 3.

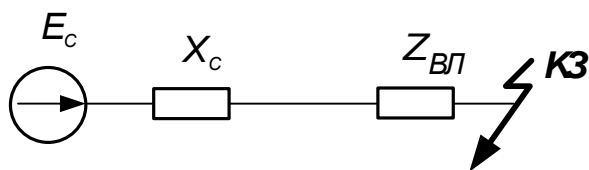


Рисунок 3 - Эквивалентная схема

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить сопротивление системы на шинах 10 кВ ПС «Самара» приведена ниже по тексту:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{10кВ ПС}^{(3)}}, \quad (11)$$

$$X_c = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,46 \text{ Ом};$$

где $I_{10кВ ПС}^{(3)}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС «Самара», принимается 12,5 кА.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить сопротивление участков линий 10 кВ от ПС «Самара» до ТП 202 приведена ниже по тексту:

$$X_{Л} = x_{y\partial} \cdot L; \quad (12)$$

$$X_{Л} = 0,09 \cdot 2,42 = 0,218 \text{ Ом};$$

$$R_{Л} = r_{y\partial} \cdot L, \quad (13)$$

$$R_{Л} = 0,986 \cdot 2,42 = 2,386 \text{ Ом},$$

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

L – длина участка провода, км.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить ток трехфазного короткого замыкания линий 10 кВ от ПС «Самара» приведена ниже по тексту:

$$I_{\text{ноТП202}} = \frac{U_{\text{срнн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\text{до ТП202}}^2 + X_{\text{до ТП202}}^2}}, \quad (14)$$

$$I_{\text{ноТП202}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,39^2 + (0,46 + 0,22)^2}} = 2,33 \text{ кА}.$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить ток двухфазного короткого замыкания линий 10 кВ от ПС «Самара» приведена ниже по тексту:

$$I_{noIII202}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{noIII202}^{(3)}, \quad (15)$$

$$I_{noIII202}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,33 = 2,03 \text{ кА.}$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить постоянную затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания линий 10 кВ от ПС «Самара» приведена ниже по тексту:

$$T_{III202} = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}, \quad (16)$$

$$T_{III202} = \frac{0,678}{2,386 \cdot 314} = 0,0009 \text{ с.}$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить коэффициент затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания линий 10 кВ от ПС «Самара» приведена ниже по тексту:

$$K_{y\partial III202} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{III202}}}, \quad (17)$$

$$K_{y\partial III202} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0009}} = 1.$$

Расчётная формула, с помощью которой можно ударный ток короткого замыкания линий 10 кВ от ПС «Самара» приведена ниже по тексту:

$$i_{y\partial III202} = K_{y\partial III202} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{noIII202}, \quad (18)$$

$$i_{yдТП202} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,33 = 3,3 \text{ кА.}$$

Информация по расчётным данным токов КЗ в сети 10 кВ от ПС 35/10 «Самара» формируется в виде таблицы 14, где показываются расчётные данные для каждой ТП.

Таблица 14– Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ

ТП	Лвл, км	Rсумм, Ом	Xсумм, Ом	ZΣ, Ом	I(3)по, кА	I(2)по, кА	T, с	Kуд	Iуд, кА
202	2,42	2,386	0,678	2,48	2,33	2,03	0,0009	1,00	3,3
169	2,58	2,544	0,692	2,64	2,19	1,91	0,0009	1,00	3,1
162	3,02	2,978	0,732	3,07	1,89	1,64	0,0008	1,00	2,7
166	0,72	0,710	0,525	0,88	6,55	5,70	0,0024	1,01	9,4
209	1,12	1,104	0,561	1,24	4,67	4,06	0,0016	1,00	6,6
208	2,85	2,810	0,717	2,90	1,99	1,73	0,0008	1,00	2,8
172	2,35	2,317	0,672	2,41	2,40	2,08	0,0009	1,00	3,4
175	1,67	1,647	0,610	1,76	3,29	2,86	0,0012	1,00	4,7
201	3,70	3,648	0,793	3,73	1,55	1,35	0,0007	1,00	2,2
205	3,45	3,402	0,771	3,49	1,66	1,44	0,0007	1,00	2,3
176	3,71	3,658	0,794	3,74	1,54	1,34	0,0007	1,00	2,2
194	3,72	3,668	0,795	3,75	1,54	1,34	0,0007	1,00	2,2
2021	0,28	0,276	0,485	0,56	10,35	9,01	0,0056	1,17	17,1
2022	0,85	0,838	0,537	1,00	5,81	5,05	0,0020	1,01	8,3

3.2 Расчет токов короткого замыкания 0,4 кВ

Параметры элементов схемы замещения при расчете токов КЗ в именованных единицах будут равны каталожным данным, причём сопротивления принимаем в мОм, [7]. Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить сопротивление системы на шинах 0,4 кВ ТП-202 при известном значении тока трёхфазного КЗ на стороне ВН приведена ниже по тексту:

$$X_C = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot I_{ПО ТП-202}^{(3)}}, \quad (19)$$

$$X_C = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 2,33} = 99,2 \text{ мОм.}$$

Расчётные точки показаны на рисунке 4.

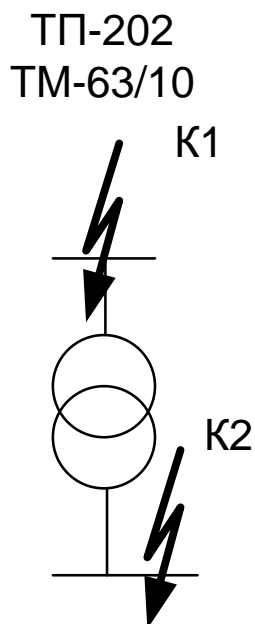


Рисунок 4 - Точки КЗ на стороне 0,4 кВ ТП

Сопротивления трансформатора ТМ-63 берётся по [7]:

$$R_{тр} = 52 \text{ мОм},$$

$$X_{тр} = 102 \text{ мОм}.$$

Переходное сопротивление шин ТП принимается:

$$R_{перех} = 20 \text{ мОм}.$$

Сопротивление автоматического выключателя ВА 51-31-100 принимается по [7]

$$R_{авт\ ввод} = 2,65 \text{ мОм},$$

$$X_{авт\ ввод} = 1,2 \text{ мОм}.$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить ток трехфазного короткого замыкания для точки К-2 приведена ниже по тексту:

$$I^{(3)}_{no\text{ТП-}202} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma K2}^2 + X_{\Sigma K2}^2}} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{авт\ ввод} + R_{перех} + R_{тр})^2 + (X_{тр} + X_{авт\ ввод} + X_C)^2}}, \quad (20)$$

$$I^{(3)}_{no\text{ТП-}202} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(52 + 20 + 2,65)^2 + (102 + 1,2 + 99,2)^2}} = 1,07 \text{ кА.}$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить ток однофазного короткого замыкания для точки К-2 приведена ниже по тексту:

$$I^{(1)}_{no\text{ТП-}202} = \frac{400 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (21)$$

$$I^{(1)}_{no\text{ТП-}202} = \frac{U_{CPHH} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(52 \cdot 3 + 20 \cdot 3 + 2,65 \cdot 3)^2 + (102 \cdot 3 + 1,2 \cdot 3 + 99,2 \cdot 3)^2}} = 0,52 \text{ кА.}$$

Сопротивление обратной последовательности всех имеющихся элементов равно сопротивлению прямой последовательности.

Сопротивление нулевой последовательности системы и переходное сопротивление шин ТП равняется нулю.

Сопротивление нулевой последовательности трансформатора равно сопротивлению прямой последовательности.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить постоянную затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания для точки К-2, приведена ниже по тексту:

$$T_{ТП-202} = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}, \quad (22)$$

$$T_{ТП-202} = \frac{(102 + 1,2 + 99,2)}{(52 + 20 + 2,65) \cdot 314} = 0,009 \text{ с.}$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить коэффициент затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания для точки К-2 приведена ниже по тексту:

$$K_{y\partial ТП-202} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ТП-202}}}, \quad (23)$$

$$K_{y\partial ТП-202} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,009}} = 1 + 0,31 = 1,992.$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить ударный ток короткого замыкания для точки К-2 приведена ниже по тексту:

$$i_{y\partial ТП-202} = K_{y\partial ТП-202} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{нo ТП-202}, \quad (24)$$

$$i_{y\partial ТП-202} = 1,31 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,07 = 1,99 \text{ кА.}$$

Информация по расчётным данным сопротивлений до точки К-2 в сети 0,4 кВ формируется в виде таблицы 15, где показываются расчётные данные для каждой ТП.

Информация по расчётным данным токов КЗ для точек К-1, К-2 в сети 0,4 кВ формируется в виде таблицы 16, где показываются расчётные данные для каждой ТП.

Таблица 15 - Результаты расчётов сопротивлений до точки К-2

ТП	I(3)поК-1, кА	Sном Т, кВА	XТ, мОм	RТ, мОм	Rперех, мОм	Xавт ввод, мОм	Rавт ввод, мОм	Xс, мОм	ZΣ, мОм
202	2,33	63	102	52	20	1,2	2,65	99,2	215,75
169	2,19	63	102	52	20	1,2	2,65	105,5	221,61
162	1,89	100	65	36,3	20	0,7	1,7	122,7	197,08
166	6,55	100	65	36,3	20	0,7	1,7	35,3	116,48
209	4,67	100	65	36,3	20	0,7	1,7	49,5	129,01
208	1,99	100	65	36,3	20	0,7	1,7	116,0	190,73
172	2,40	100	65	36,3	20	0,7	1,7	96,5	172,26
175	3,29	100	65	36,3	20	0,7	1,7	70,2	147,80
201	1,55	40	157	88	20	1,2	2,65	149,3	326,84
205	1,66	63	102	52	20	1,2	2,65	139,5	253,94
176	1,54	100	65	36,3	20	0,7	1,7	149,7	223,10
194	1,54	160	41,7	16,6	20	0,5	1,5	150,1	196,06
2021	10,35	100	65	36,3	20	0,7	1,7	22,3	105,42
2022	5,81	100	65	36,3	20	0,7	1,7	39,8	120,40

Таблица 16 - Результаты расчётов токов КЗ для точек К-1, К-2

ТП	I(3)поК-2, кА	I(1)поК-2, кА	T, с	КУД	IУД, кА
202	1,07	0,52	0,009	1,31	1,992
169	1,04	0,51	0,009	1,33	1,955
162	1,17	0,67	0,010	1,38	2,290
166	1,98	0,87	0,006	1,16	3,270
209	1,79	0,83	0,006	1,21	3,056
208	1,21	0,68	0,010	1,37	2,344
172	1,34	0,72	0,009	1,33	2,516
175	1,56	0,78	0,007	1,26	2,792
201	0,71	0,34	0,009	1,32	1,324
205	0,91	0,48	0,010	1,38	1,778
176	1,04	0,63	0,012	1,43	2,095
194	1,18	0,81	0,016	1,54	2,563
2021	2,19	0,91	0,005	1,13	3,494
2022	1,92	0,86	0,006	1,18	3,199

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ

4.1 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

Расчётное условие, с помощью которого можно выбрать автоматические выключатели приведено ниже по тексту:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p, \quad (25)$$

$$100 \geq 91,$$

где I_p – максимальный рабочий ток;

$I_{\text{ном. расц}}$ – паспортные данные номинального тока расцепителя по [9].

Для примера на ТП-202 расчётный ток составляет 91 А, поэтому выбираем автомат ВА 51-31 с током расцепителя 100 А.

Информация по расчётным данным автоматических выключателей формируется в виде таблицы 17, где показываются расчётные данные для каждой ТП.

Таблица 17 - Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	I_p АВТ, А	$I_{\text{ном. расц}}$, А	Марка выключателя
202	91	100	ВА51-31
169	91	100	ВА51-31
162	144	160	ВА51-33
166	144	160	ВА51-33
209	144	160	ВА51-33
208	144	160	ВА51-33
172	144	160	ВА51-33
175	144	160	ВА51-33
201	58	100	ВА51-31
205	91	100	ВА51-31
176	144	160	ВА51-33
194	231	250	ВА51-33
2021	144	160	ВА51-33
2022	144	160	ВА51-33

Проверим АВ на ТП-202: ВА 51-31-100:

$$I_{отк} = 5 \text{ кА},$$

$$I_{уставка\ расц} = 100 \text{ А}.$$

Ток срабатывания расцепителя ТП-202 при кратности катушки электромагнитного расцепителя и уставке:

$$I_{сррасц} = K_{сррасц} \cdot I_{уставка\ расц},$$

$$I_{сррасц} = 4 \cdot 100 = 400 \text{ А}.$$

Расчётное условие, с помощью которого можно проверить автоматические выключатели ТП-202 по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ приведено ниже по тексту:

$$I^{(3)}_{по} \leq I_{отк},$$

$$1,07 \leq 5 \text{ кА}.$$

Расчётное условие, с помощью которого можно проверить автоматические выключатели ТП-202 по чувствительности к токам КЗ приведено ниже по тексту:

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

$$521 \geq 1,25 \cdot 400; 521 \geq 500 \text{ А}.$$

Информация по расчётным данным проверки автоматических выключателей 0,4 кВ по разрушающему воздействию формируется в виде таблицы 18, где показываются расчётные данные для каждой ТП.

Таблица 18 - Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ по разрушающему воздействию

ТП	$I(3)_{по}$, кА	$I_{отк}$, кА	вывод
202	1,07	5	Проверку проходит
169	1,04	5	Проверку проходит
162	1,17	5	Проверку проходит
166	1,98	5	Проверку проходит
209	1,79	5	Проверку проходит
208	1,21	5	Проверку проходит
172	1,34	5	Проверку проходит
175	1,56	5	Проверку проходит
201	0,71	5	Проверку проходит
205	0,91	5	Проверку проходит
176	1,04	5	Проверку проходит
194	1,18	5	Проверку проходит
2021	2,19	5	Проверку проходит
2022	1,92	5	Проверку проходит

Информация по расчётным данным проверки автоматических выключателей 0,4 кВ по чувствительности к токам КЗ формируется в виде таблицы 19, где показываются расчётные данные для каждой ТП.

Таблица 19 - Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ по чувствительности к токам КЗ

ТП	$I(1)_{по}$, А	$1,25 \cdot I_{расц}$, А	$K_{ср}$ расц	$1,25 \cdot I_{ср}$ расц, А	$I_{расц}$, А	$I_{ср}$ расц, А	вывод
1	2	3	4	5	6	7	8
202	521	125	4	500	100	400	Проверку проходит
169	514	125	4	500	100	400	Проверку проходит
162	672	200	2	400	160	320	Проверку проходит
166	871	200	4	800	160	640	Проверку проходит
209	832	200	4	800	160	640	Проверку проходит
208	684	200	2	400	160	320	Проверку проходит
172	722	200	2	400	160	320	Проверку проходит
175	780	200	2	400	160	320	Проверку проходит

1	2	3	4	5	6	7	8
201	338	125	2	250	100	200	Проверку проходит
205	481	125	2	250	100	200	Проверку проходит
176	626	200	2	400	160	320	Проверку проходит
194	812	312,5	2	625	250	500	Проверку проходит
2021	910	200	4	800	160	640	Проверку проходит
2022	859	200	4	800	160	640	Проверку проходит

Все условия выбора и проверки соблюдены в полном объёме.

4.2 Выбор трансформаторов тока 0,4 кВ

Выбираем трансформаторы тока 0,4 кВ марки ТОП-0,66 на примере ТП-202. Паспортные данные берём из [7].

Расчётное условие, с помощью которого можно выбрать трансформатор тока по напряжению установки приведено ниже по тексту:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (26)$$

$$0,4 \text{ кВ} \leq 0,66 \text{ кВ};$$

Расчётное условие, с помощью которого можно выбрать трансформатор тока по допустимому первичному току приведено ниже по тексту:

$$I_{max} \leq I_{Iном}, \quad (27)$$

$$91 \text{ А} \leq 100 \text{ А};$$

Расчётное условие, с помощью которого можно проверить трансформатор тока по электродинамической стойкости приведено ниже по тексту:

$$I_{дин} \geq I_{уд},$$

$$10 \text{ кА} \geq 1,99 \text{ кА},$$

Расчётное условие, с помощью которого можно проверить трансформатор тока по термической стойкости приведено ниже по тексту:

$$B_{KH} \geq B_{кр};$$

$$25 \text{ кА}^2\text{с} \geq 1.16 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{кр} = I_{\text{ноТП-202}}^2 \cdot (t_{\text{омк}} + T_A); \quad (28)$$

$$B_{кр} = 1,07^2 \cdot (1,0 + 0,009) = 1,16 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T; \quad (29)$$

$$B_{HK} = 5^2 \cdot 1 = 25 \text{ кА}^2\text{с}.$$

где $I_{\text{ноТП-202}}$ - ток трёхфазного КЗ на шинах 0,4 кВ ТП 202, 1,07 кА;

$t_{\text{омк}}$ - время отключения автоматического выключателя на стороне 0,4 кВ, уставка срабатывания электромагнитного расцепителя принимается максимально возможная 1,0 с;

T_A - время затухания апериодической составляющей тока трёхфазного КЗ для шин 0,4 кВ ТП-202, 0,009 с;

I_T - ток термической стойкости, принимается 5 кА;

t_T - время термической стойкости, принимается 1с.

Расчётное условие, с помощью которого можно проверить трансформатор тока по вторичной нагрузке приведено ниже по тексту:

$$r_2 \leq r_{2\text{наcn}}, \quad (30)$$

где r_2 – расчётная нагрузка трансформатора тока, Ом;

$r_{2насп}$ – номинальная паспортная нагрузка трансформатора тока по вторичным цепям, Ом

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить расчётную нагрузку трансформатора тока 0,4 кВ приведена ниже по тексту:

$$r_2 = r_{конт} + r_{пров} + r_{приб},$$

$$r_2 = 0.1 + 0.035 + 0.024 = 0.159 \text{ Ом},$$

где $r_{конт}$ – сопротивление контактов вторичных цепей, примерно 0,1 Ом;

$r_{пров}$ – сопротивление проводов вторичных цепей, Ом;

$r_{приб}$ – сопротивление приборов вторичных цепей, Ом.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить сопротивление проводов вторичных цепей трансформатора тока 0,4 кВ приведена ниже по тексту:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (31)$$

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

где q – сечение провода АКРВГ 4 мм²;

ρ – удельное сопротивление проводов с алюминиевыми жилами, 0,0283 Ом·м/мм²;

l – длина проводом вторичных цепей от трансформатора тока до щитка установленных приборов, 5 м.

Информация по вторичной нагрузке трансформаторов тока 0,4 кВ формируется в виде таблицы 20, где показывается нагрузка счётчика NP542.27Т и амперметра Э80А.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 0,4 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э80А		0.5	
Счетчик АЭ и РЭ	NP542.27Т	0.6		0.6
Итого		0.6	0.5	0.6

Определяются наиболее загруженные фазы трансформатора тока 0,4 кВ по таблице 20 из величин 0,6, 0,5, 0,6 ВА для фаз А, В и С соответственно.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить сопротивление приборов вторичных цепей трансформатора тока 0,4 кВ приведена ниже по тексту:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (32)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,6}{5^2} = 0.024 \text{ Ом.}$$

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

I_2 – ток вторичных цепей, 5 А.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить номинальное сопротивление вторичных цепей трансформатора тока 0,4 кВ приведена ниже по тексту:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2}, \quad (33)$$

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

S_{2H} - мощность вторичной обмотки для класса точности 0,5 принимается 5 ВА.

Информация по выбору и проверке трансформаторов тока 0,4 кВ на ТП 202 формируется в виде таблицы 21, где показываються расчётные данные для каждого условия выбора и проверки.

Таблица 21– Выбор трансформатора тока 0,4 кВ для ТП 202

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 0,66$ кВ	$U_H = 0,4$ кВ	$U_H \geq U_P$
$I_H = 100$ А	$I_P = 91$ А	$I_H \geq I_{Pmax}$
$Z_{2H} = 0.2$ Ом (для класса точности 0.5)	$Z_{HP} = 0.159$ Ом	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$B_{KH} = 1,16$ кА ² с	$B_{KP} = 25$ кА ² с	$B_{KH} \geq B_{KP}$
$I_{дин} = 1,99$ кА	$I_{уд} = 10$ кА	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Информация по выбору трансформаторов тока 0,4 кВ на ТП, подключенных к ПС Самара формируется в виде таблицы 22, где показываються расчётные данные для каждого условия выбора и проверки.

Таблица 22 – Выбор трансформаторов тока 0,4 кВ

ТП	$I_{P TP},$ А	$I_{H TP},$ А
202	91	100
169	91	100
162	144	150
166	144	150
209	144	150
208	144	150
172	144	150
175	144	150
201	58	100
205	91	100
176	144	150
194	231	250
2021	144	150
2022	144	150

Информация по проверке трансформаторов тока 0,4 кВ на ТП, подключенных к ПС Самара формируется в виде таблицы 23, где показываются расчётные данные для каждого условия выбора и проверки.

Таблица 23– Проверка трансформаторов тока 0,4 кВ

ТП	$V_{кр},$ кА2с	$V_{кн},$ кА2с	$I_{уд},$ кА	$I_{дин},$ кА	Степень селек- тивности, с	вывод
202	1,16	25	1,99	10	1	Проверку проходит
169	1,64	25	1,96	10	1,5	Проверку проходит
162	2,77	25	2,29	10	2	Проверку проходит
166	1,99	25	3,27	10	0,5	Проверку проходит
209	3,23	25	3,06	10	1	Проверку проходит
208	2,95	25	2,34	10	2	Проверку проходит
172	2,72	25	2,52	10	1,5	Проверку проходит
175	3,69	25	2,79	10	1,5	Проверку проходит
201	1,51	25	1,32	10	3	Проверку проходит
205	2,08	25	1,78	10	2,5	Проверку проходит
176	2,16	25	2,09	10	2	Проверку проходит
194	3,50	25	2,56	10	2,5	Проверку проходит
2021	2,43	25	3,49	10	0,5	Проверку проходит
2022	3,71	25	3,20	10	1	Проверку проходит

Все условия выбора и проверки соблюдены в полном объёме.

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 КВ

5.1 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов короткого замыкания

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить термически стойкое к токам КЗ сечение линий для ТП 202 приведена ниже по тексту, [10]:

$$F_T = \frac{\sqrt{B_{KP} \cdot 1000000}}{C}, \quad (34)$$

$$F_T = \frac{\sqrt{5,5 \cdot 1000000}}{95} = 24,7 \text{ мм}^2,$$

где B_{KP} - расчётное значение теплового импульса, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$;

C - температурный коэффициент, принимается 95, [14]:

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить расчётное значение теплового импульса для ТП 202 приведена ниже по тексту, [10]:

$$B_{KP} = I_{no}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}); \quad (35)$$

$$B_{KP} = 2,33^2 \cdot (0,01 + 1,0) = 5,5 \text{ кA}^2 \cdot \text{с};$$

где I_{no} - ток трёхфазного КЗ на шинах ТП 202, кА;

$t_{отк}$ - время отключения выключателя 10 кВ, 0,01с;

$t_{сел}$ - ступень селективности на стороне 10 кВ, принимается 0,5 с от времени срабатывания защиты каждой ТП.

Информация по проверке сечений линий 10 кВ, подключенных к ПС Самара формируется в виде таблицы 24, где показываются расчётные данные ТП.

Таблица 24 – Проверка сечений линий 10 кВ

ТП	$t_{\text{сел}}, \text{с}$	I(3)по, кА	Вкр, кА ² *с	Fт, мм ²	Fф, мм ²	Условие Fт, < FФ
202	1	2,33	5,5	0,8	35	выполнено
169	1,5	2,19	7,3	0,9	35	выполнено
162	2	1,89	7,1	0,9	35	выполнено
166	0,5	6,55	21,9	1,6	35	выполнено
209	1	4,67	22,0	1,6	35	выполнено
208	2	1,99	8,0	0,9	35	выполнено
172	1,5	2,40	8,7	1,0	35	выполнено
175	1,5	3,29	16,4	1,3	35	выполнено
201	3	1,55	7,2	0,9	35	выполнено
205	2,5	1,66	6,9	0,9	35	выполнено
176	2	1,54	4,8	0,7	35	выполнено
194	2,5	1,54	6,0	0,8	35	выполнено
2021	0,5	10,35	54,7	2,5	35	выполнено
2022	1	5,81	34,1	1,9	35	выполнено

Все условия выбора и проверки соблюдены в полном объёме, сечение проводов СИП-3 остаётся 35 мм².

5.2 Выбор предохранителей 10 кВ

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить ток ВН для ТП 202 приведена ниже по тексту, [10]:

$$I_{\text{РАСЧ}} = \frac{S_{\text{ТП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (36)$$

$$I_{\text{РАСЧ}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3,6 \text{ А}.$$

На каждый трансформатор устанавливаем предохранитель типа ПКТ101 – 10У1 с током плавкой вставки 6 А и током патрона 20 А, [10].

Информация по выбору предохранителей 10 кВ формируется в виде таблицы 25, где показываються расчётные данные для каждой ТП.

Таблица 25 – Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

№ ТП	S _{ном} , кВА	I _{расч} , А	I _{номПР} , А	I _{вст} , А	Тип предохранителя
202	63	3,6	20	6	ПКТ101 – 10У1
169	63	3,6	20	6	ПКТ101 – 10У1
162	100	5,8	20	6	ПКТ101 – 10У1
166	100	5,8	20	6	ПКТ101 – 10У1
209	100	5,8	20	6	ПКТ101 – 10У1
208	100	5,8	20	6	ПКТ101 – 10У1
172	100	5,8	20	6	ПКТ101 – 10У1
175	100	5,8	20	6	ПКТ101 – 10У1
201	40	2,3	20	4	ПКТ101 – 10У1
205	63	3,6	20	6	ПКТ101 – 10У1
176	100	5,8	20	6	ПКТ101 – 10У1
194	160	9,2	20	10	ПКТ101 – 10У1
2021	100	5,8	20	6	ПКТ101 – 10У1
2022	100	5,8	20	6	ПКТ101 – 10У1

Все условия выбора и проверки соблюдены в полном объёме,

5.3 Выбор выключателей нагрузки 10 кВ

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить расчётный и номинальный тепловой импульс для ТП 202 приведена ниже по тексту, [10]:

$$B_K = I_{\text{но.ТП202}}^{(3)2} \cdot t_{\text{отк}};$$

$$B_K = 2,33^2 \cdot 0,51 = 5,5 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

$$B_{\text{Кном}} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с};$$

где $t_{\text{отк}}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{\text{отк}} = 0,5\text{с}$.

Применены выключатели нагрузки типа ВМП - 10/400.

Информация по выбору выключателей нагрузки 10 кВ для ТП-202 формируется в виде таблицы 26, где показываются условия выбора и проверки

Таблица 26 – Выбор выключателей нагрузки для ТП-202

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 400 \text{ А}$ $i_{скв} = 80 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 300 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$ $I_{pmaxTP202} = 3,6 \text{ А}$ $i_{уд TP202} = 3,3 \text{ кА}$ $B_{к.} = 5,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_H \geq U_P$ $I_H \geq I_{pmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$

Информация по выбору предохранителей 10 кВ формируется в виде таблицы 27, где показываются расчётные данные для каждой ТП.

Таблица 27 - Выбор выключателей нагрузки

№ ТП	$I_P \text{ ТП, А}$	$I_H, \text{ А}$
202	3,6	400
169	3,6	400
162	5,8	400
166	5,8	400
209	5,8	400
208	5,8	400
172	5,8	400
175	5,8	400
201	2,3	400
205	3,6	400
176	5,8	400
194	9,2	400
2021	5,8	400
2022	5,8	400

Информация по проверке предохранителей 10 кВ формируется в виде таблицы 28, где показываются расчётные данные для каждой ТП.

Таблица 28 - Проверка выключателей нагрузки

№ ТП	$B_{Кр}, \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Кн}, \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{уд}, \text{ кА}$	$I_{дин}, \text{ кА}$
1	2	3	4	5
202	5,5	300	3,3	80
169	7,3	300	3,1	80
162	7,1	300	2,7	80
166	21,9	300	9,4	80

1	2	3	4	5
209	22,0	300	6,6	80
208	8,0	300	2,8	80
172	8,7	300	3,4	80
175	16,4	300	4,7	80
201	7,2	300	2,2	80
205	6,9	300	2,3	80
176	4,8	300	2,2	80
194	6,0	300	2,2	80
2021	54,7	300	17,1	80
2022	34,1	300	8,3	80

Все условия выбора и проверки соблюдены в полном объёме,

5.4 Выбор комплектного распределительного устройства 10 кВ

В РУ 10 кВ ПС «Самара» Выбирается КРУ серии К-63 со встроенными вакуумными выключателями марки ВВ/Tel-10, [9].

Информация по характеристикам КРУ 10 кВ формируется в виде таблицы, где показываються исходные данные для каждой характеристики, [10]. Ячейки КРУ К-63 обладают надёжными показателями работы в сетях уровней напряжения 6-10 кВ, широко применяются как при реконструкции, так и при новом строительстве объектов электроэнергетики в сетях АО «ДРСК». Важным показателем качества работы с данными КРУ является их установленное количество в существующей системе электроснабжения.

Расчётное условие, с помощью которого можно выбрать КРУ по напряжению установки приведено ниже по тексту:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (37)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить расчётный ток линий 10 кВ от ПС «Самара» приведена ниже по тексту, [10]:

$$I_{p \text{ ТП166-194}} = \frac{S_{p \text{ ТП166-194}}}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

$$I_{p \text{ ТП166-194}} = \frac{401,5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23 \text{ A},$$

$$I_{p \text{ ТП2021-201}} = \frac{S_{p \text{ ТП2021-201}}}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

$$I_{p \text{ ТП2021-201}} = \frac{309}{\sqrt{3} \cdot 10} = 18 \text{ A}.$$

Расчётное условие, с помощью которого можно выбрать КРУ по допустимому току приведено ниже по тексту:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (38)$$

$$23 \text{ A} \leq 630 \text{ A};$$

$$18 \text{ A} \leq 630 \text{ A};$$

Расчётное условие, с помощью которого можно проверить КРУ по электродинамической стойкости приведено ниже по тексту:

$$I_{дин} \geq I_{уд},$$

$$51 \text{ кА} \geq 17,1 \text{ кА}.$$

Расчётное условие, с помощью которого можно проверить КРУ по термической стойкости приведено ниже по тексту:

$$B_{Кн} \geq B_{кр};$$

$$1200 \text{ кА}^2\text{с} \geq 163 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{кр} = I_{ноТП-2021}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел});$$

$$B_{кр} = 10,35^2 \cdot (0,01 + 1,5) = 163 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

$$B_{Кн} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0,01\text{с}$;

$t_{сел}$ - степень селективности секционного и вводного выключателя ПС «Самара», 1,5 с, [10].

Информация по выбору КРУ 10 кВ формируется в виде таблицы 29, где показываються условия выбора и проверки

Таблица 29 – Выбор КРУ-10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{номВЛ-1} = 630 \text{ А}$ $I_{номВЛ-2} = 630 \text{ А}$ $i_{дин} = 51 \text{ кА}$ $B_{к.н} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmaxВЛ-1} = 23 \text{ А}$ $I_{рmaxВЛ-2} = 18 \text{ А}$ $i_{уд} = 17,1 \text{ кА}$ $B_{к.} = 163 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$ $B_{к.н} \geq B_{к}$

Все условия выбора и проверки соблюдены в полном объёме.

5.5 Выбор выключателей 10 кВ

На стороне 10 кВ ЦП выбираем вакуумные выключатели ВВ/Тел-10–12,5-40/630 УХЛ2 вместо используемых масляных типа ВМГ-10, выработавших свой ресурс.

Расчётное условие, с помощью которого можно выбрать выключатели 10 кВ по напряжению установки приведено ниже по тексту:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (39)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

Расчётное условие, с помощью которого можно выбрать выключатели 10 кВ по допустимому току приведено ниже по тексту:

$$I_{max} \leq I_{Iном}, \quad (40)$$

$$23 \text{ А} \leq 630 \text{ А};$$

$$18 \text{ А} \leq 630 \text{ А}.$$

Расчётное условие, с помощью которого можно проверить КРУ по электродинамической стойкости приведено ниже по тексту:

$$I_{дин} \geq I_{уд},$$

$$51 \text{ кА} \geq 17,1 \text{ кА},$$

Расчётное условие, с помощью которого можно проверить выключатели 10 кВ по отключающей способности приведено ниже по тексту:

$$I_{по} \leq I_{откл ном};$$

$$10,35 \text{ кА} \leq 12,5 \text{ кА}.$$

Расчётное условие, с помощью которого можно проверить выключатели 10 кВ по термической стойкости приведено ниже по тексту:

$$B_{Кн} \geq B_{кр};$$

$$1200 \text{ кА}^2\text{с} \geq 163 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{кр} = I_{ноТП-2021}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел});$$

$$B_{кр} = 10,35^2 \cdot (0,01 + 1,5) = 163 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

$$B_{Кн} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0,01\text{с}$;

$t_{сел}$ - степень селективности секционного и вводного выключателя ПС «Самара», 1,5 с, [10].

Расчётное условие, с помощью которого можно проверить выключатели 10 кВ по возможности отключения полного тока КЗ приведено ниже по тексту:

$$\sqrt{2} \cdot I_{ноТП-2021}^{(3)} + i_{атТП-2021} \leq \sqrt{2} \cdot I_{НОМОТК} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right);$$

$$\sqrt{2} \cdot 10,35 + 10,35 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right);$$

$$20,2 \leq 24,7 \text{ кА}.$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 40\%$;

$I_{ном\ откл}$ – номинальный ток отключения, 12,5 кА.

Информация по выбору выключателей 10 кВ формируется в виде таблицы 30, где показываются условия выбора и проверки

Таблица 30 – Выбор выключателей 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$ $I_{номВЛ-1} = 630 \text{ А}$ $I_{номВЛ-2} = 630 \text{ А}$ $I_{откл\ ном} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{скв} = 51 \text{ кА}$ $В_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmaxВЛ-1} = 23 \text{ А}$ $I_{рmaxВЛ-2} = 18 \text{ А}$ $I_{по} = 10,35 \text{ кА}$ $i_{уд} = 17,1 \text{ кА}$ $В_{к.} = 163 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{откл\ ном} \geq I_{по}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $В_{к.ном} \geq В_{к.}$

Все условия выбора и проверки соблюдены в полном объёме.

5.6 Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Трансформаторы тока (ТТ) устанавливаются на головных участках линий 10 кВ. Выбираем ТТ марки ТОЛ-10-1. Паспортные данные берём из [14].

Расчётное условие, с помощью которого можно выбрать трансформатор тока по напряжению установки приведено ниже по тексту:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

Расчётное условие, с помощью которого можно выбрать трансформатор тока по допустимому первичному току приведено ниже по тексту:

$$I_{max} \leq I_{ном},$$

$$23 \text{ А} \leq 50 \text{ А,}$$

$$18 \text{ А} \leq 50 \text{ А.}$$

Расчётное условие, с помощью которого можно проверить трансформатор тока по электродинамической стойкости приведено ниже по тексту:

$$I_{дин} \geq I_{уд},$$

$$20 \text{ кА} \geq 17,1 \text{ кА},$$

Расчётное условие, с помощью которого можно проверить трансформатор тока по термической стойкости приведено ниже по тексту:

$$B_{КН} \geq B_{кр};$$

$$1200 \text{ кА}^2\text{с} \geq 163 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{кр} = I_{ноТП-2021}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел});$$

$$B_{кр} = 10,35^2 \cdot (0,01 + 1,5) = 163 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{НК} = I_T^2 \cdot t_T;$$

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

где I_T - ток термической стойкости, принимается 10 кА;

t_T - время термической стойкости, принимается 3с.

Расчётное условие, с помощью которого можно проверить трансформатор тока по вторичной нагрузке приведено ниже по тексту:

$$r_2 \leq r_{2наст},$$

где r_2 – расчётная нагрузка трансформатора тока, Ом;

$r_{2насп}$ – номинальная паспортная нагрузка трансформатора тока по вторичным цепям, Ом

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить расчётную нагрузку трансформатора тока 10 кВ приведена ниже по тексту:

$$r_2 = r_{конт} + r_{пров} + r_{приб},$$

$$r_2 = 0.1 + 0.035 + 0.073 = 0,22 \text{ Ом},$$

где $r_{конт}$ – сопротивление контактов вторичных цепей, примерно 0,1 Ом;

$r_{пров}$ – сопротивление проводов вторичных цепей, Ом;

$r_{приб}$ – сопротивление приборов вторичных цепей, Ом.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить сопротивление проводов вторичных цепей трансформатора тока 10 кВ приведена ниже по тексту:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \tag{41}$$

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

где l – длина проводом вторичных цепей от трансформатора тока до щитка установленных приборов, 5 м.

q – сечение провода АКРВГ 4 мм² (провод алюминиевый контрольный с резиновой изоляцией, поливинилхлоридной оболочкой без защиты);

ρ – удельное сопротивление проводов с алюминиевыми жилами, 0,0283 Ом·м/мм²;

Информация по вторичной нагрузке трансформаторов тока 10 кВ формируется в виде таблицы 31, где показывается нагрузка счётчика NP542.27Т, амперметра Э80А, ваттметра и варметра Д80А.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э80А	0.5		0.5
Счетчик АЭ и РЭ	NP542.27Т	0.57		0.57
Ваттметр	Д80А	0.5		0.5
Варметр	Д80А	0.5		0.5
Итого		2,07		2,07

Определяются наиболее загруженные фазы трансформатора тока 10 кВ по таблице 31 из величин 2,07, 0, 2,07 ВА для фаз А, В и С соответственно.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить сопротивление приборов вторичных цепей трансформатора тока 10 кВ приведена ниже по тексту:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (42)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{2,07}{5^2} = 0.083 \text{ Ом.}$$

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

I_2 – ток вторичных цепей, 5 А.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить номинальное сопротивление вторичных цепей трансформатора тока 10 кВ приведена ниже по тексту:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2}, \quad (43)$$

$$Z_{2H} = \frac{12,5}{5^2} = 0.5 \text{ Ом.}$$

S_{2H} - мощность вторичной обмотки для класса точности 0,5 принимается 12,5 ВА.

Информация по выбору и проверке трансформаторов тока 10 кВ формируется в виде таблицы 32, где показываються расчётные данные для каждого условия выбора и проверки.

Таблица 32 – Выбор трансформатора тока 10 кВ для линий

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10,5 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{\text{номВЛ-1}} = 50 \text{ А}$ $I_{\text{номВЛ-2}} = 50 \text{ А}$	$I_{\text{рmaxВЛ-1}} = 23 \text{ А}$ $I_{\text{рmaxВЛ-2}} = 18 \text{ А}$	$I_H \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{2H} = 0.5 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{Hр} = 0.22 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hр}$
$V_{KH} = 300 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{Kр} = 163 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KH} \geq V_{Kр}$
$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 17,1 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

Все условия выбора и проверки соблюдены в полном объёме.

5.7 Выбор трансформатора напряжения

Выбираем трансформаторы напряжения НАМИО,6-10У3 по [15].

Расчётное условие, с помощью которого можно выбрать трансформатор напряжения по напряжению установки приведено ниже по тексту:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

Расчётное условие, с помощью которого можно проверить трансформатор напряжения по вторичной нагрузке приведено ниже по тексту:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \tag{44}$$

$$52 \text{ ВА} \leq 75 \text{ ВА},$$

где $S_{2\Sigma}$ – расчётная нагрузка трансформатора напряжения, ВА;

$S_{ном}$ – номинальная паспортная нагрузка трансформатора напряжения по вторичным цепям, ВА.

Информация по вторичной нагрузке трансформаторов напряжения 10 кВ формируется в виде таблицы 33, где показывается нагрузка счётчика NP542.27Т, амперметра Э80А, ваттметра и варметра Д80А.

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, В*А	Число катушек	Cos φ	Sin φ	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, В*А
Вольтметр	Д80А	2	1	1	0	2	-
Ваттметр	Д80А	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	NP542.27Т	5 ВА	5	0.38	0.925	9,5	23
Счетчик РЭ	NP542.27Т	5 ВА	5	0.38	0.925	9,5	23
Итого	-	-	-	-	-	24	46

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить расчётную нагрузку трансформатора напряжения 10 кВ приведена ниже по тексту:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2},$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{24^2 + 46^2} = 52 \text{ ВА}.$$

Информация по выбору и проверке трансформаторов напряжения 10 кВ формируется в виде таблицы 34, где показываются расчётные данные для каждого условия выбора и проверки.

Таблица 34 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$ $S_P = 52 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $S_H = 75 \text{ ВА}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$ $S_H \geq S_P$

Все условия выбора и проверки соблюдены в полном объёме.

5.8 Выбор жестких шин на стороне 10 кВ

В КРУ 10 кВ ПС «Самара» применяется жёсткая ошиновка в виде шин прямоугольного сечения из алюминиевого сплава $60 \times 8 \text{ мм}^2$, рисунок 5.

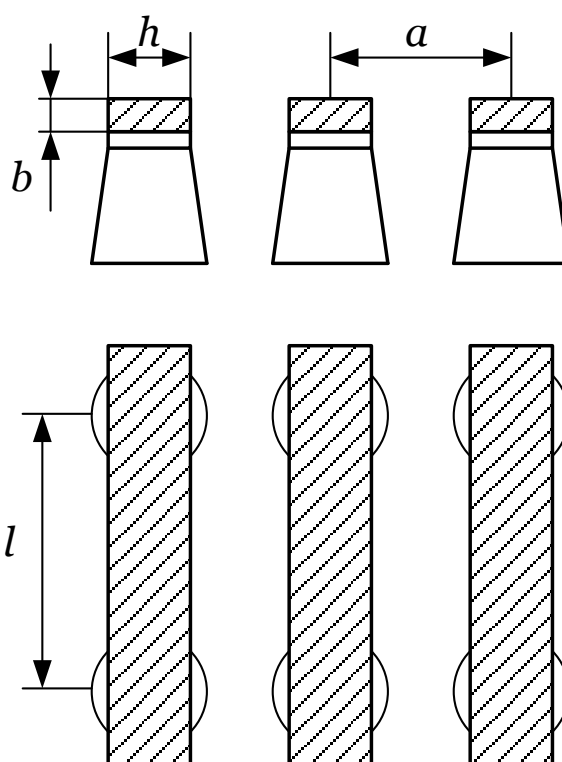


Рисунок 5 – Жесткая ошиновка РУ 10 кВ

Расчётное условие, с помощью которого можно выбрать шины 10 кВ по допустимому току нагрева шин приведено ниже по тексту:

$$I_{p \text{ ПП166-194}} = \frac{S_{P \text{ ПП166-194}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \leq I_{\text{доп}},$$

$$I_{p \text{ ПП166-194}} = \frac{401,5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23 \text{ А} \leq 1025 \text{ А},$$

$$I_{p \text{ III}2021-201} = \frac{S_{p \text{ III}2021-201}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \leq I_{\text{доп}},$$

$$I_{p \text{ III}2021-201} = \frac{309}{\sqrt{3} \cdot 10} = 18 \text{ A} \leq 1025 \text{ A}.$$

Расчётное условие, с помощью которого можно проверить сечение шин 10 кВ по термической стойкости приведено ниже по тексту:

$$q \geq q_{\min},$$

$$480 \text{ мм}^2 \geq 140 \text{ мм}^2,$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{Bk}}{C}, \tag{45}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{163 \cdot 10^6}}{91} = 140 \text{ мм}^2.$$

Расчётное условие, с помощью которого можно проверить пролёт между держателями шин на возможность возникновения резонанса шин 10 кВ приведено ниже по тексту:

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}},$$

$$l_{\text{факт}} \leq 1,22 \text{ м},$$

$$0,9 \text{ м} \leq 1,22 \text{ м},$$

где $l_{\text{факт}}$ – фактическое расстояние между изоляторами в КРУ К-63, 0,9 м;

J - момент инерции шины, см⁴;

q - поперечное сечение шины, мм².

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить момент инерции шин 10 кВ приведена ниже по тексту:

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

$$J = \frac{80 \cdot 6^3}{12} = 1440 \text{ мм}^4.$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить механическое напряжение в материале шины 10 кВ приведена ниже по тексту:

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

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{17100^2 \cdot 0,9^2}{0,64 \cdot 0,45} = 14,2 \text{ МПа},$$

где W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³,

a - расстояние между фазами, 0,45 м ;

l - расстояние между опорными изоляторами, м.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить момент сопротивления шин 10 кВ приведена ниже по тексту:

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6},$$

$$W = \frac{0,8^2 \cdot 6}{6} = 0,64 \text{ см}^3.$$

Расчётные условия, с помощью которых можно проверить механическую прочность шин 10 кВ приведено ниже по тексту:

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп},$$

$$14,2 < 300 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{доп} \leq 0,7 \sigma_{разр},$$

$$14,2 \leq 0,7 \cdot 300 = 210.$$

Информация по выбору и проверке жёстких шин 10 кВ формируется в виде таблицы 35, где показываются расчётные данные для каждого условия выбора и проверки.

Таблица 35 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{рmaxВЛ-1} = 23 \text{ А}$ $I_{рmaxВЛ-2} = 18 \text{ А}$ $\sigma_{расч} = 14,2 \text{ МПа}$ $q_{min} = 140 \text{ мм}^2$	$I_{доп ВЛ-1} = 1025 \text{ А}$ $I_{доп ВЛ-2} = 1025 \text{ А}$ $\sigma_{доп} = 300 \text{ МПа}$ $q = 480 \text{ мм}^2$	$I_{доп} \geq I_{max}$ $\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$ $q \geq q_{min}$

Все условия выбора и проверки соблюдены в полном объёме.

5.9 Выбор изоляторов

Выбираем опорные изоляторы марки ОНШП-10-20 УХЛ1 с $F_{разр} = 3000 \text{ Н}$.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить нагрузку на головку изолятора держателя шины 10 кВ приведена ниже по тексту:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{yd}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7},$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{17100^2 \cdot 0,9}{0,8} \cdot 10^{-7} = 57 \text{ Н}.$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить допустимую нагрузку на головку изолятора держателя шины 10 кВ приведена ниже по тексту:

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр} ,$$

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

Информация по выбору и проверке изоляторов 10 кВ формируется в виде таблицы 36, где показываются расчётные данные для каждого условия выбора и проверки.

Таблица 36 – Выбор опорных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10,5 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 57 \text{ Н}$	$F_{ДОП} = 1800 \text{ Н}$	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$

Все условия выбора и проверки соблюдены в полном объёме.

5.10 Выбор ограничителей перенапряжений

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить энергию поглощения ОПН 10 кВ приведена ниже по тексту, кДж:

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

$$\mathcal{E} = \frac{60 - 25,8}{240} \cdot 25,8 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-2} \cdot 20 = 11,7 ,$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, принимается равной 60 кВ в соответствии с [17].

$U_{ост}$ - остаточное напряжение на зажимах ОПН после волны перенапряжения, 25,8 кВ в соответствии с каталожными данными;

z - волновое сопротивление воздушной линии проводом СИП-3, 240 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов;

T - время распространения волны.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить время распространения волны, набегавшей на ОПН 10 кВ, приведена ниже по тексту:

$$T = \frac{l}{v};$$

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

где l - длина защищенного подхода РУ 10 кВ ПС Самара, 2,5 км.

v - скорость света, упрощенно равно скорости волны, м/с.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить удельную энергию поглощения ОПН 10 кВ приведена ниже по тексту, кДж:

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

$$\mathcal{E}^* = \frac{11,7}{10} = 1,17 \text{ кВт/кВ}.$$

Выбирается ОПН-10 кВ с классом 2 энергоёмкости (до 2,3 кДж/кВ), [17].

Все условия выбора и проверки соблюдены в полном объёме.

6 ОЦЕНКА НАДЁЖНОСТИ СХЕМЫ СЕТИ 10 КВ

Для того, чтобы соблюсти системный подход в определении эффективности проводимой модернизации распределительных сетей 10 кВ с центром питания ПС «Самара», обозначается область расчётных случаев для определения надёжности существующей схемы сети 10 кВ – выполняется расчёт нормального режима в существующей сети 10 кВ. Используется вероятностный метод, [19].

На рисунках 6-7 показаны исходная схема и замещения сети 10 кВ с точки зрения надёжности в нормальном режиме.

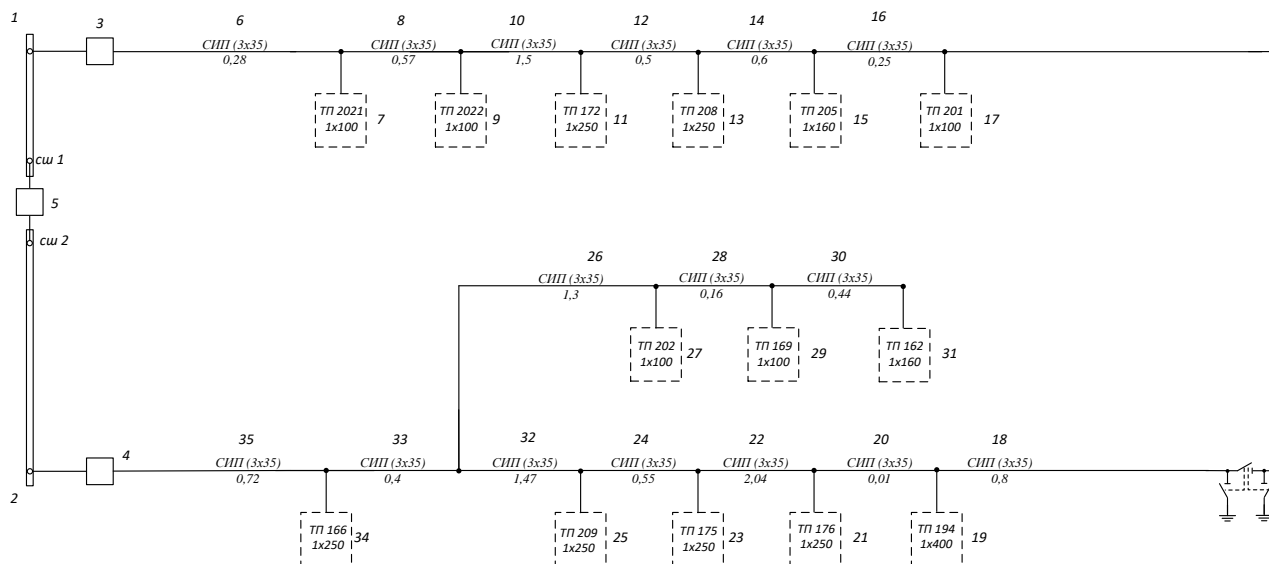


Рисунок 6 – Исходная схема сети

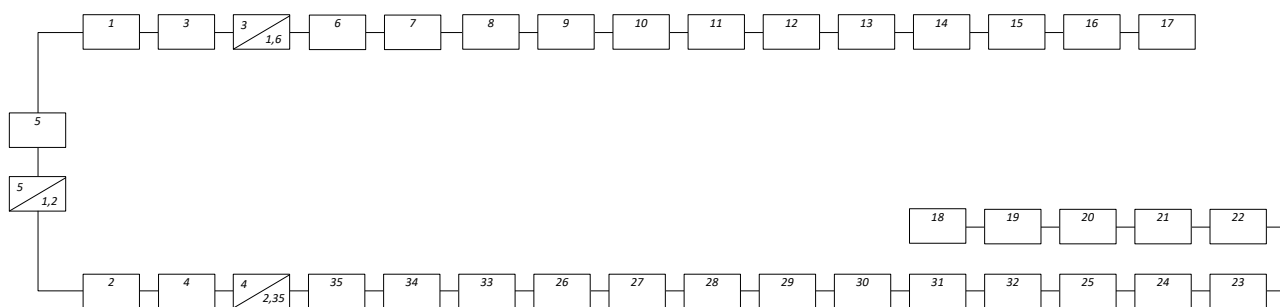


Рисунок 7 - Схема замещения сети с точки зрения надёжности в нормальном режиме

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить вероятность отказа соответствующего элемента приведена ниже по тексту, безразмерная величина:

$$q = \frac{\omega \cdot t_B}{T_z}, \quad (46)$$

где ω - средний параметр потока отказов соответствующего элемента, 1/год;

T_B , - среднее время восстановления, ч;

T_z , - число часов в году или рассматриваемом периоде, ч.

Информация по результатам расчёта вероятности отказа элементов схемы 10 кВ формируется в виде таблицы 37, где показываются расчётные данные для каждого элемента.

Таблица 37 - Результаты расчёта надёжности элементов

Элемент схемы размещения	Средний параметр потока отказов ω , 1/год	Среднее время восстановления T_B , ч	Частота текущих ремонтов μ_B , 1/год	Продолжительность текущего ремонта T_p , ч	Вероятность отказа, q
ВЛ 10 кВ с проводом СИП-3	0,076	2	0,17	5	
Трансформатор 10 кВ	0,016	50	0,25	4	0,00009132
Вакуумный выключатель в стационарном состоянии 10 кВ	0,004	8	0,083	4	0,0000038
Секция шин №1 10 кВ	0,03	7	0,166	5	0,00002397
Секция шин №2 10 кВ	0,03	7	0,166	5	0,0002158

Далее приводится порядок расчёта надёжности схемы сети 10 кВ, в виду громоздкости которого приводятся только основные расчётные данные, более подробно алгоритм расчёта вероятностным методом приведён в Приложении к бакалаврской работе.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить поток отказов для элементов последовательной цепи приведена ниже по тексту:

$$\omega = \sum \omega_i + \omega_{\text{пр.наиб}} \quad (47)$$

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

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить поток отказов для элементов параллельных цепей приведена ниже по тексту:

$$\omega_{\text{II,III}} = \omega_{\text{II}} \cdot q_{\text{III}} + \omega_{\text{III}} \cdot q_{\text{II}} + \omega_{\text{II}}^* \cdot q_{\text{прIII}} + \omega_{\text{III}}^* \cdot q_{\text{прII}}, \quad (48)$$

где $q_{\text{пр}}$ - вероятность преднамеренного отключения цепочки.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить поток отказов для элементов цепей с преднамеренно отключенными элементами приведена ниже по тексту:

$$\omega^* = \omega_c - \omega_{\text{пр.нб}} \quad (49)$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить среднюю вероятность отказа системы приведена ниже по тексту:

$$q_c = K_{\text{ПС}} = q_1 \cdot q_2 + K_{\text{пр1}} \cdot \lambda_{\text{пр1}} \cdot q_2 + K_{\text{пр2}} \cdot \lambda_{\text{пр2}} \cdot q_1 \quad (50)$$

где $K_{\text{пр}i}$ – коэффициент преднамеренного отключения цепи элементов.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить коэффициент преднамеренного отключения цепи элементов приведена ниже по тексту:

$$K_{\text{нрi}} = 1 - e^{\frac{-t_{\text{нрi}}}{t_{\text{Вэкв}}}} \quad (51)$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить среднюю вероятность отказа системы с резервированием приведена ниже по тексту:

$$q_{\text{с.АВР}} = q(S/A_1A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S/A_1'A_2) \cdot q(A_1') \cdot p(A_2) + q(S/A_1A_2') \cdot p(A_1) \cdot q(A_2') + q(S/A_1'A_2') \cdot q(A_1') \cdot q(A_2') \quad (52)$$

где $q(S/A_1A_2)$ - вероятность резервирования при отказе, если нет отказа неисправного участка сети 10 кВ и нет отказа при подаче напряжения на запасной участок сети 10 кВ;

$q(S/A_1'A_2)$ - вероятность резервирования при отказе, если не выполнено отключение неисправного участка сети 10 кВ и нет отказа при подаче напряжения на запасной участок сети 10 кВ;

$q(S/A_1A_2')$ - вероятность резервирования при отказе, если выполнено отключение неисправного участка сети 10 кВ и есть отказ в подаче напряжения на запасной участок сети 10 кВ;

$q(S/A_1'A_2')$ - и не выполнена подача напряжения на запасной участок сети 10 кВ;

$p(A_1)$ - вероятность резервирования при отказе, если не выполнено отключение неисправного участка сети 10 кВ;

$p(A_2)$ - вероятность резервирования при отказе, если нет отказа при подаче напряжения на запасной участок сети 10 кВ;

$q(A_1')$ - вероятность события отказа, если выполнено отключение неисправного участка сети 10 кВ;

$q(A_2')$ - вероятность события отказа при подаче напряжения на запасной участок сети 10 кВ.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить среднее время безотказной работы сети 10 кВ приведена ниже по тексту, г:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c}. \quad (53)$$

$$T_c = \frac{1}{0,012} = 83.$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить время безотказной работы сети 10 кВ приведена ниже по тексту, г:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c}. \quad (54)$$

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{0,012} = 9.$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить среднее время восстановления системы 10 кВ приведена ниже по тексту:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c}. \quad (55)$$

$$t_{BC} = \frac{0,018}{0,012} = 1,5ч .$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить недоотпуск электроэнергии в сеть 10 кВ приведена ниже по тексту, кВт·ч:

$$W_{нед} = P_{p\ 10\ кВ} \cdot q_c \cdot 5000, \quad (56)$$

$$W_{нед} = 612 \cdot 0,018 \cdot 5000 = 55080.$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить недоотпуск мощности в сеть 10 кВ приведена ниже по тексту, кВт:

$$P_{нед} = P_P \cdot q_c, \quad (57)$$

$$P_{нед} = 612 \cdot 0,018 = 11.$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить ущерб от недоотпуска в сети 10 кВ приведена ниже по тексту, руб.:

$$Y = C \cdot W_{нед}, \quad (58)$$

$$Y = 3,15 \cdot 55080 = 173502.$$

где C – стоимость электроэнергии, отпускаемой потребителям, равная 3,15 руб/кВт·ч.

Модернизируемая сеть 10 кВ отвечает требованиям надёжности. Более подробные расчёты произведены в программе Mathcad 2007 по описанному выше алгоритму и сведены в Приложение.

7 КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить емкостной ток в сети 10 кВ приведена ниже по тексту, А:

$$I_{c\text{ ВЛ}} = \frac{U_H \cdot L_{\text{ВЛ}}}{350}, \quad (59)$$

$$I_{c\text{ ВЛ}} = \frac{10 \cdot 11,6}{350} = 0,33,$$

где U_H – номинальное напряжение сети, 10 кВ;

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

Расчётное условие, с помощью которого можно проверить необходимость компенсации емкостного тока для сети 10 кВ приведено ниже по тексту:

$$I_{c\text{ ВЛ}} \leq I_{c\text{ доп ВЛ}},$$

$$0,33 \leq 20 \text{ А.}$$

Условие выполняется, компенсация емкостного тока не требуется.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В данной бакалаврской работе в целях оптимального обеспечения затрата на модернизацию оборудования слабозагруженных сетей 10 кВ проводится расчёт средств микропроцессорной защиты, как современного средства обеспечения защиты электрических сетей.

Для примера рассчитаем защиту линии для ПС-ТП 166 - ТП 194.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить коэффициент трансформации трансформатора тока 10 кВ приведена ниже по тексту:

$$n_T = \frac{I_{ттвн}}{I_{ттнн}}.$$

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

где $I_{ттвн}$ - ток первичной обмотки трансформатора тока, А;

$I_{ттнн}$ - ток вторичной обмотки трансформатора тока, А.

8.1 Токовая отсечка

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить первичный ток срабатывания токовой отсечки 10 кВ приведена ниже по тексту:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (60)$$

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 6505 = 7202 \text{ А},$$

где k_n - коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1, [22];

$I_{к.мах}^{(3)}$ - ток КЗ на шинах первой ТП по линии.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить коэффициент чувствительности токовой отсечки 10 кВ приведена ниже по тексту:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (61)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1340}{7202} = 0,2,$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ – значение тока двухфазного КЗю

Так как чувствительность отсечки без выдержки времени менее 2, то целесообразно установить отсечку с выдержкой времени (вторая степень защиты).

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить вторичный ток срабатывания токовой отсечки 10 кВ приведена ниже по тексту:

$$I_{\text{с.р.}} = k_{\text{сх}} \frac{I_{\text{с.з.}}}{n_{\text{T}}}, \quad (62)$$

$$I_{\text{с.р.}} = 1 \cdot \frac{7202}{10} = 720,2 \text{ A} .$$

Выбирается реле тока РТ с параллельным соединением катушек и уставкой срабатывания 750 А. Выдержка времени ТО: $t_{\text{с.з.}} \approx 0 \text{ с}$.

Информация по результатам расчёта токовой отсечки 10 кВ формируется в виде таблицы 38, где показываются расчётные данные для каждой линии.

Таблица 38 – Расчёт токовой отсечки

Линия	$I_{(3)\text{по}}$, кА	$I_{(2)\text{по}}$, кА	$I_{\text{р}}$, А	$I_{\text{н ТТ}}$, А	$I_{\text{с.з.}}$ кА	n_{T}	$I_{\text{с.р.}}$ А	$K_{\text{ч}}$
ПС-ТП 166 - ТП 194	6,55	1,34	23	50	7,202	10	720	0,19
ПС-ТП 2021 - ТП 201	10,35	1,35	18	50	11,390	10	1139	0,12

Все условия выбора и проверки соблюдены в полном объёме.

8.2 Максимальная токовая защита линий

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты 10 кВ приведена ниже по тексту:

$$I_{c.з.} = I_{раб.} \cdot k_H \cdot k_{c.з.} / k_в \quad (63)$$

$$I_{c.з.} = I_{раб.} \cdot k_H \cdot k_{c.з.} / k_в = 0,2 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 0,232 \text{ кА},$$

где k_H – коэффициент надежности, $k_H = 1,1$, [23];

$k_{c.з.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1, [23];

$k_в$ – коэффициент возврата, $k_в = 0,95$, [23];

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

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить ток срабатывания реле максимальной токовой защиты 10 кВ приведена ниже по тексту:

$$I_{c.р.} = I_{c.з.} \cdot k_{сх} / n_T, \quad (64)$$

$$I_{c.р.} = I_{c.з.} \cdot k_{сх} / n_T = 232 \cdot 1 / 10 = 23,$$

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

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить чувствительность максимальной токовой защиты 10 кВ приведена ниже по тексту:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{c.з.}}, \quad (65)$$

$$K_{ч} = \frac{1,34}{0,232} = 6.$$

Чувствительность МТЗ больше 1,5, защита работает эффективно.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить выдержку времени максимальной токовой защиты 10 кВ приведена ниже по тексту:

$$t_{c.з.} = t_{р.з.} + \Delta t + t_{отсечки}, \quad (66)$$

$$t_{с.з.} = 0,1 + 0,5 + 0 = 0,6,$$

где $t_{р.з.}$ – время срабатывания релейной защиты, принимается 0,1с;

$t_{ОТСЕЧКИ}$ – время срабатывания токовой отсечки с выдержкой времени, 0 с.

Δt - степень селективности, 0,5 с.

Информация по результатам расчёта максимальной токовой защиты 10 кВ формируется в виде таблицы 39, где показываются расчётные данные для каждой линии.

Таблица 39– Расчёт МТЗ

Линия	$I_{(3)по}$, кА	$I_{(2)по}$, кА	I_p , А	$I_{Н ТТ}$, А	$I_{с.з.}$ кА	$I_{с.р.}$ А	$K_{ч}$
ПС-ТП 166 - ТП 194	6,55	1,34	23	50	0,232	23	6
ПС-ТП 2021 - ТП 201	10,35	1,35	18	50	0,232	23	6

Все условия выбора и проверки соблюдены в полном объёме.

8.3 Устройства автоматического включения резерва

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить напряжение срабатывания пусковых реле приведена ниже по тексту:

$$U_{ABP} = 0,4 \cdot U_{ном}, \quad (67)$$

$$U_{ABP} = 0,4 \cdot 10000 = 4000 \text{ В},$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить время срабатывания АВР 10 кВ приведена ниже по тексту:

$$t_{ABP} = t_{MTЗ} + \Delta t,$$

$$t_{ABP} = 0,6 + 0,5 = 1,1 \text{ с}$$

Время срабатывания АВР выбрано с учётом недействия АВР при кратковременной просадке напряжения на одной из секций шин 10 кВ ПС «Самара», до отключения этих повреждений, [24].

8.4 Защита от однофазных замыканий на землю

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить ток срабатывания защиты от однофазных замыканий на землю приведена ниже по тексту, А:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч} \quad (68)$$

$$I_{с.з.} = 0,13/1,5 = 0,09.$$

где $I_{ТНП.повр.л}$ – ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности приведена ниже по тексту, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л} , \quad (69)$$

$$I_{ТНП.повр.л} = 0,33 - 0,2 = 0,13.$$

где $I_{ЗНЗ}$ – суммарный емкостной ток сети, $I_{ЗНЗ} = 0,33$ А.

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

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить ток замыкания на землю линии ПС-ТП 166 - ТП 194 приведена ниже по тексту, А:

$$I_{повр.л} = \frac{10 \cdot 9,85}{350} = 0,2.$$

Информация по результатам расчёта защиты от замыканий на землю 10 кВ формируется в виде таблицы 40, где показываются расчётные данные для каждой линии.

Таблица 40 – Расчёт ЗНЗ

Линия	$I_{\text{повр.л, А}}$	$I_{\text{ТНП.повр.л, А}}$	$I_{\text{с.з, А}}$
ПС-ТП 166 - ТП 194	0,20	0,13	0,09
ПС-ТП 2021 - ТП 201	0,11	0,23	0,15

Все условия выбора и проверки соблюдены в полном объёме.

9 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЛОЖЕНИЙ В МОДЕРНИЗАЦИЮ СЕТЕЙ 10 КВ

Расчет капитальных вложений в систему электроснабжения сёл Самара, Полевое на напряжении 10 кВ проводится, исходя из схемы электроснабжения и перечня необходимого оборудования, [25].

Расчет капиталовложений в СЭС представим в ценах 2 квартала 2021 года, согласно [27] для трансформаторных подстанций и линий с проводом СИП 3.

Рассчитывается динамический (интегральный) срок окупаемости, т.е. с учетом фактора времени.

9.1 Расчет капиталовложений проектируемой сети

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить вложения в модернизацию распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» приведена ниже по тексту, тыс.руб., [25]:

$$K_{\Sigma} = (K_{ЛЭП} + K_{ПС}) \cdot K_{зон} \quad (70)$$

$$K_{\Sigma} = 2202 \cdot 1,4 + (3150 + 3229,172) \cdot 1,3 = 11375,9.$$

где $K_{зон}$ - повышающий коэффициент для ТП $K_{зон} = 1,3$, для ЛЭП $K_{зон} = 1,4$, [28].

$K_{ЛЭП}$ - суммарные вложения в строительство кабельных и воздушных линий электропередачи, тыс.руб.;

$K_{ТП}$ - суммарные вложения в строительство трансформаторных подстанций, тыс.руб.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить вложения в модернизацию линий распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» приведена ниже по тексту, тыс.руб., [25]:

$$K_{ЛЭП} = \sum k_{уд.i} \cdot L_i, \quad (71)$$

где $k_{уд.i}$ – удельные вложения в линии электропередачи;
 $K_{ПС}$ – капиталовложения на сооружение подстанций, тыс.руб.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить вложения в модернизацию ТП распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» приведена ниже по тексту на примере СТП 1х160, руб., [25]:

$$K_{СТП\ 160\ сум} = K_{СТП\ 160} \cdot N_{СТП\ 160},$$

$$K_{СТП\ 160\ сум} = 304872 \cdot 1 = 304872,$$

где $K_{СТП\ 160}$ – стоимость СТП 1х160, принимается по [27];

$N_{СТП\ 160}$ – количество устанавливаемых СТП 1х160, принимается по таблице 42.

Информация по результатам расчёта вложений в модернизацию ТП распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» формируется в виде таблицы 41, где показываються расчётные данные для каждой ТП.

Таблица 41 – Вложения в трансформаторные подстанции, [26]

Марка ТП	Число ТП, $N_{ТП}$	Стоимость $K_{ТП}$, тыс. руб.	Всего, тыс. руб
1	2	3	4=2*3
СТП 1х63	3	233033	699 099
СТП 1х40	1	96620	96 620
СТП 1х160	1	304872	304 872
СТП 1х100	9	236509	2 128 581
Всего, млн.руб			3 229

Информация по результатам расчёта вложений в модернизацию линий распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» формируется в виде таблицы 42, где показываються расчётные данные для провода СИП-3.

Таблица 42 – Капиталовложения в линии электропередачи, [26]

Марка кабеля или провода	Сечение, мм ²	Суммарная длина линий, км	Стоимость, руб./км	Всего, тыс. руб.
1	2	3	4	5=3*4
СИП 3	35	11,59	190 000	2 202
Всего				2 202

Информация по результатам расчёта вложений в модернизацию РУ-10 кВ ПС «Самара» формируется в виде таблицы 43, где показываются расчётные данные для каждого типа оборудования.

Таблица 43 – Капиталовложения в РУ 10 кВ ПС, [26]

Тип оборудования	Количество, шт.	Стоимость, руб./шт.	Всего, тыс. руб.
1	2	3	4=2*3
Ячейка линейная КРУ с выключателем ВВ/TEL-10-12,5/630	2	740 000	1 480
Ячейка секционная КРУ с выключателем ВВ/TEL-10-12,5/630	1	500 000	500
Комплект РЗиА	3	390 000	1 170
Всего			3150

9.2 Расчет эксплуатационных издержек

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить суммарные эксплуатационные издержки при модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» приведена ниже по тексту, тыс.руб., [28]:

$$I = I_{\text{экс}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{ДВ}}, \quad (72)$$

$$I = 387 + 569 + 94 = 1050,$$

где $I_{\text{экс}}$ – издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования;

$I_{\text{ам}}$ – издержки на амортизацию электрооборудования;

$I_{\text{ДВ}}$ – издержки на компенсацию потерь электроэнергии.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования при модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» приведена ниже по тексту, тыс.руб., [28]:

$$I_{\text{экс}} = \sum a_{\text{ам.}i} \cdot K_i , \quad (73)$$

$$I_{\text{экс}} = 0,059 \cdot (3150+3229,172)+0,005 \cdot 2202 = 387,$$

где $a_{\text{ам.}i}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание элементов сети, $a_{\text{ам.}ПС} = 5,9\%$, $a_{\text{ам.}ВЛЭП} = 0,5\%$, [29].

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить издержки на амортизацию при модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» приведена ниже по тексту, тыс.руб., [28]:

$$I_{\text{ам}} = K_i / T_{\text{сл.}i} , \quad (74)$$

$$I_{\text{ам}} = 11375,9/20 = 569,$$

где $T_{\text{сл}}$ – срок службы электрооборудования, лет;

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить издержки на компенсацию потерь электроэнергии при модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» приведена ниже по тексту, тыс.руб., [28]:

$$I_{\text{ДВ}} = \text{ДВ}_{\Sigma} \cdot C_{\text{уд.}}, \quad (75)$$

$$I_{\text{ДВ}} = 54990 \cdot 1,71 = 138,$$

где ДВ_{Σ} - суммарные потери электроэнергии в ЛЭП, кВт·ч;

$C_{уд}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 1,71 руб/кВт·ч, по [33].

9.3 Расчет численности рабочих

Информация по результатам расчёта численности рабочих при модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» формируется в виде таблицы 44, где показываются расчётные данные для каждого типа оборудования.

Таблица 44 - Численность рабочих

Элемент сети обслуживания	Единица измерения	Количество единиц	Нормативная численность	Количество рабочих
ВЛ 0,4 кВ	км		0,035	0
ВЛ 10 кВ	км	11,59	0,04	0,4636
КЛ 0,4 кВ	км		0,03	0
Однотрансформаторные подстанции	ед.	14	0,025	0,35
Двухтрансформаторные подстанции	ед.	0	0,03	0
Выключатели нагрузки	ед.	14	0,002	0,028
Вакуумные выключатели	ед.	3	0,0095	0,0285
Количество прочих абонентов	ед.	28	0,0026	0,0728
Системы учета электроэнергии, обслуживание РЗиА	ед.	17	0,0026	0,0442
Всего				0,98

9.4 Расчет заработной платы

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить фонд заработной платы рабочих при модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» приведена ниже по тексту, тыс.руб., [30]:

$$\Phi_{ЗПгод} = \Phi_{ЗПтариф} \cdot N \cdot 12 = ЗП \cdot N \cdot 12 \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (76)$$

$$\Phi_{ЗПгод} = 22,9346 \cdot 1 \cdot 12 \cdot 1,6 \cdot 1,6 = 704,55.$$

где N – численность рабочих, обслуживающих сеть электроснабжения, $N=1$;

$ZП$ – среднемесячная заработная плата, для работника по обслуживанию электрических сетей (предприятие ОАО «ДРСК») $ZП = 22,9346$ тыс.руб. согласно [26]; K_1 – коэффициент, учитывающий величину доплаты, $K_1 = 1,6$, [31];

K_2 – районный коэффициент, $K_2 = 1,6$, [31].

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить страховые взносы рабочих при модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» приведена ниже по тексту, тыс.руб., [30]:

$$I_{стр\ взносы} = 0,3 \cdot \Phi ZП_{год} :$$

$$I_{стр\ взносы} = 0,3 \cdot 704,55 = 211,37 \text{ тыс.руб.}$$

9.5 Расчет себестоимости электроэнергии

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить плату за транспорт электроэнергии при модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» приведена ниже по тексту, тыс.руб., [32]:

$$I_э = T_э \cdot W_{\Sigma} , \tag{77}$$

$$I_э = 1,429 \cdot 7234,47 = 10338,05 \text{ тыс.руб.},$$

где $T_э$ – тариф на транспорт электроэнергии для АО «ДРСК» по [33] принимаем 1,429 руб/кВт·ч;

W_{Σ} – количество электроэнергии за год, тыс. кВт·ч/год:

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить прочие расходы при модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» приведена ниже по тексту, тыс.руб., [33]:

$$I_{пр} = 0,01 \cdot K_{\Sigma},$$

$$I_{np} = 0,01 \cdot 11375,9 = 113,76 \text{ тыс.руб.}$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить затраты на текущий ремонт при модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» приведена ниже по тексту, тыс.руб., [33]:

$$TP = 0,03 \cdot K_{\Sigma},$$

$$TP = 0,03 \cdot 11375,9 = 341,3 \text{ тыс.руб.}$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить суммарные издержки при модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» приведена ниже по тексту, тыс.руб., [33]:

$$I_{\Sigma} = I_{np} + I_{\text{экс}} + I_W + CH + TP + I_{\text{э}} + I_{\text{ам}} + \Phi ЗП_{\text{год}};$$

$$I_{\Sigma} = 113,76 + 387 + 94 + 211,37 + 341,3 + 10338,05 + 569 + 704,55 = 12759,21 \text{ тыс.руб.}$$

Результат расчёта себестоимости электроэнергии приведен в таблице 46.

Информация по результатам расчёта себестоимости электроэнергии при модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» формируется в виде таблицы 45, где показываются расчётные данные для каждого показателя.

Таблица 45 – Результаты расчета себестоимости электроэнергии

Показатели и статьи расходов	Обозначение	Единица измерения	Значение
1	2	3	4
Амортизация основных средств	$I_{\text{ам}}$	Тыс. руб.	569
Затраты на ремонт и эксплуатацию	$I_{\text{экс}}$	Тыс. руб.	387
Затраты на потери электроэнергии	I_W	Тыс. руб.	94
Затраты на покупную электроэнергию	$I_{\text{э}}$	Тыс. руб.	10 338,05

1	2	3	4
Прочие расходы	$I_{пр}$	Тыс. руб.	113,76
Заработная плата рабочих	$\Phi_{3Пгод}$	Тыс. руб.	704,55
Всего годовых затрат	I_{Σ}	Тыс. руб.	12 759,21
Электроэнергия потребляемая потребителями	W	кВт·ч	7 234,47
Себестоимость одного кВт·ч электроэнергии (передачи)	$C = I_{\Sigma} / W$	Руб./кВт·ч	1,76

9.6 Стоимостная оценка результатов

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить объём продажи электроэнергии при модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» приведена ниже по тексту, тыс.руб., [34]:

$$O_P = \sum W \cdot T_i \cdot D_i, \quad (78)$$

$$O_P = 7234,47 \cdot 3,15 \cdot 0,7 = 15952,$$

где W – полезно отпускаемая электроэнергия потребителю, кВт·ч;

T_i – тариф для потребителя электроэнергии, составляет 3,15 руб./кВт·ч, [35];

D_i – доля потребления электроэнергии за год, составляет 0,7 о.е., так как учитывается фактор несвоевременных платежей за поставленную электроэнергию и присутствующую дебиторскую задолженность среди потребителей без их разделения на физических и юридических лиц

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить объём полезно отпускаемой электроэнергии при модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» приведена ниже по тексту, тыс.руб., [34]:

$$W = \sum P_P \cdot T_{max}, \quad (79)$$

$$W = 825,9 \cdot 8760 = 7234,47,$$

где P_p – суммарная расчётная нагрузка потребителей сёл Самара, Полевое, кВт;

T_{max} – число часов использования максимума нагрузки, $T_{max} = 8760$ ч.

9.7 Оценка экономической эффективности проекта

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить прибыль от реализации проекта по модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» приведена ниже по тексту, тыс.руб., [34]:

$$П_{\text{от}} = O_{pt} - I'_t - H_t, \quad (80)$$

$$П_{\text{от}} = 15952 - 12190 - 639 = 3123,$$

где O_{pt} – стоимостная оценка результатов деятельности объекта, реализованной продукции в год.

I'_t – полные эксплуатационные расходы.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить полные эксплуатационные расходы проекта по модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» приведена ниже по тексту, тыс.руб., [34]:

$$I'_t = I_{\Sigma} - I_{am}, \quad (81)$$

$$I'_t = 12759,21 - 569 = 12190.$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить ежегодные налоговые отчисления на прибыль проекта по модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» приведена ниже по тексту, тыс.руб., [34]:

$$H_t = 0,2 \cdot (O_{pt} - I_{\Sigma}), \quad (82)$$

$$H_t = 0,2 \cdot (15952 - 12759,21) = 639.$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить ликвидационную стоимость оборудования проекта по модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» приведена ниже по тексту, тыс.руб., [34]:

$$K_{лик} = 0,15 \cdot K, \quad (83)$$

$$K_{лик} = 0,15 \cdot 11375,9 = 341,3.$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить денежный поток проекта по модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» приведена ниже по тексту, тыс.руб., [34]:

$$ДП = П_{от} - K, \quad (84)$$

$$ДП = 0 - 2275,2 = -2275,2.$$

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить дисконтированный денежный поток проекта по модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» приведена ниже по тексту, тыс.руб., [34]:

$$ДДП = ДП \cdot (1+E)^t, \quad (85)$$

$$ДДП = -2275,2 \cdot (1+0,08)^0 = -2275,2.$$

где E – ставка дисконта, 8%.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить чистый дисконтированный поток проекта по модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» приведена ниже по тексту, тыс.руб., [34]:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{20} \frac{(-K + O_{pt} - I_t - H_t + K_{лик})}{(1 + E)^t}. \quad (86)$$

Информация по результатам расчёта экономических показателей проекта при модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» формируется в виде таблицы 46 где показываются расчётные данные для каждого показателя.

Таблица 46 - Экономические показатели проекта

год	Кт, тыс.руб.	$P_{от}$, тыс.руб.	ДП, тыс.руб.	ДДП, тыс.руб.	ДДП нарастающим итогом, тыс.руб.
0	2275		-2275	-2275	-2275
1	3982		-3982	-3687	-5962
2	5119		-5119	-4389	-10351
3		3123	3123	2479	-7871
4		3123	3123	2296	-5576
5		3123	3123	2125	-3450
6		3123	3123	1968	-1482
7		3123	3123	1822	340
8		3123	3123	1687	2027
9		3123	3123	1562	3589
10		3123	3123	1447	5036
11		3123	3123	1339	6375
12		3123	3123	1240	7616
13		3123	3123	1148	8764
14		3123	3123	1063	9827
15		3123	3123	985	10812
16		3123	3123	912	11723
17		3123	3123	844	12567
18		3123	3123	782	13349
19		3123	3123	724	14072
20	341,3*	3123	3464	743	14816

* - $K_{лик}$

На рисунке 8 показан дисконтированный денежный поток проекта.

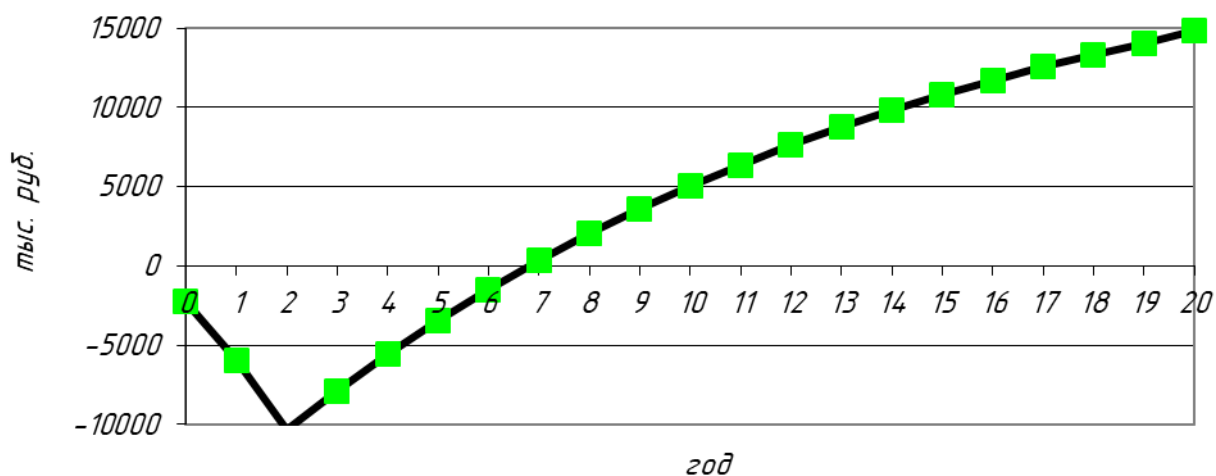


Рисунок 8 – Дисконтированный денежный поток проекта

На рисунке 8 показан график окупаемости проекта, срок окупаемости составляет 7 лет. Данный срок окупаемости характеризуется как «реальный», что приемлемо для затрат на реконструкцию сетей 10 кВ. Источник финансирования оборудования – инвестиционная программа АО «ДРСК», таким образом расчёт срока окупаемости проводился на максимальный тариф для потребителей, что приемлемо для данного источника финансирования.

ЧДД через 20 лет ожидается на уровне 15 миллионов рублей.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Реализация целей данной бакалаврской работы предусматривает полную модернизацию системы электроснабжения 10 кВ района сёл Полевое, Самара.

Необходимо рассмотреть меры безопасности при монтаже элементов системы электроснабжения, рассчитать показатели экологичности проекта, такие как площадь отводимых земель, допустимое удаление ТП от жилых районов для соблюдения требований по шуму, рассмотреть меры противопожарной безопасности.

10.1 Безопасность

Данная выпускная квалификационная работа предусматривает модернизацию линейных ячеек 10 кВ, ячеек трансформаторов напряжения 10 кВ, устройств релейной защиты сетей 10 кВ и ячеек собственных нужд на ПС «Самара».

Так как в здании ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» располагается шкаф релейной защиты и автоматики, то рассмотрим защитные меры при монтаже и эксплуатации измерительных приборов, устройств релейной защиты, вторичных цепей, устройств автоматики, телемеханики и связи, [36].

Наличие постоянного заземления для вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока и напряжения в ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» должно быть обеспечено во время проведения работ в цепях измерительных приборов и устройств релейной защиты ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» обеспечивает безопасные условия труда персонала по монтажу и настройке измерительного оборудования в ЗРУ-10 кВ ПС «Самара». Условие достаточного заземления в одной точке применимо только вторичных для обмоток трансформаторов тока, если они образуют между собой электрически соединенную группу в схемах релейной защиты ЗРУ-10 кВ ПС «Самара».

В ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» для вторичных обмоток трансформаторов тока оборудуется специальный зажим на случай, когда необходимо выполнить раз-

рыв в токовой цепи и реле измерительных приборов вторичной обмотки трансформатора тока ЗРУ-10 кВ ПС «Самара».

Шкафы релейной защиты ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» обозначаются соответствующими плакатами и информационными табличками в случаях, если в них оборудовано закороченное соединение цепей между трансформатором тока и жазимами.

При производстве работ на трансформаторах тока в шкафах релейной защиты ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» или в их вторичных цепях необходимо соблюдаются следующие меры безопасности:

а) проведение сварочных работ или монтаж токоведущих цепей ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» обеспечивается без задействования шин первичных цепей ЗРУ-10 кВ ПС «Самара»;

б) подключение цепей измерения и защиты ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» к оборудованным жазимам трансформаторов тока выполняется только после того, как выполнена сборка вторичных схем;

в) жазимы вторичной обмотки трансформаторов тока ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» должны быть надёжно подключены к приборам проверки полярности до того, как проводится подача импульса в первичную обмотку маторов тока ЗРУ-10 кВ ПС «Самара».

В шкафах релейной защиты ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» запрещена работа по подключению или проверке схем соединения реле без действующих и заверенных в установленном порядке схем. Соответствие схем фактическому состоянию шкафов релейной защиты ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» обеспечивается ответственным лицом.

В шкафах релейной защиты ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» запрещена работа слесарно-монтажным инструментом без изолирующих рукоятей запрещена.

В шкафах релейной защиты ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» работы по проверке цепей измерения, цепей сигнализации, цепей управления, цепей защиты допустимо проводить при:

- проведении работ по регулировке выключателей, проверке изоляции одному работнику из состава бригады;
- наличии группы по электробезопасности не ниже III у работника, выполняющего монтаж без производителя работ;
- получении инструктажа по технике безопасности от производителя работ работником, выполняющим монтаж.

При работах в цепях трансформаторов напряжения в шкафах релейной защиты ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» с подачей напряжения от постороннего источника снимаются предохранители со стороны высшего и низшего напряжений и отключаются автоматы от вторичных обмоток.

При необходимости производства каких-либо работ в цепях или в шкафах релейной защиты ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» при включенном основном оборудовании принимаются дополнительные меры против его случайного отключения – защитные ограждения, блокировки.

Запрещается на панелях или вблизи шкафов релейной защиты ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» производить работы, вызывающие сильное сотрясение релейной аппаратуры, грозящие ложным действием реле.

Переключения, включение и отключение выключателей, разъединителей и другой аппаратуры ЗРУ-10 кВ ПС «Самара», необходимые при наладке или проверке устройства, производятся только оперативным персоналом.

Записывать показания электросчетчиков и других измерительных приборов, установленных в ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» разрешается:

- единолично лицам из оперативного персонала предприятия с группой по электробезопасности не ниже II при наличии постоянного оперативного персонала (с дежурством двух лиц) и с группой по электробезопасности не ниже III - без постоянного оперативного персонала;
- персоналу других организаций в сопровождении лица из местного оперативного персонала с группой по электробезопасности не ниже III.

В ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» проведение работ по монтажу и демонтажу счетчиков электроэнергии, коммутации измерительных приборов выполняется

по наряду со снятием напряжения двумя работниками, которые обладают допуском и группой по электробезопасности для первого не ниже IV, для второго не ниже III.

В ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» проведение работ по монтажу и демонтажу счетчиков электроэнергии, коммутации измерительных приборов выполняется по распоряжению, если в работе используются испытательные блоки или изолирующие зажимы, которые обеспечивают безопасное закорачивание цепей измерения и учёта.

В ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» проведение работ по монтажу и демонтажу счетчиков электроэнергии, коммутации измерительных приборов выполняется с оформлением распоряжения одним работником с группой по электробезопасности не ниже III.

В ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» проведение работ по монтажу и демонтажу счетчиков электроэнергии, коммутации измерительных приборов выполняется со снятием напряжения.

В ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» проведение работ по монтажу и демонтажу счетчиков электроэнергии на разных фидерах 10 кВ, находящихся в одном помещении, выполняется по одному наряду (распоряжению) при условии отсутствия оформления перехода с одного рабочего места на другое.

В ЗРУ-10 кВ ПС «Самара» проведение работ по монтажу и демонтажу счетчиков электроэнергии, коммутации измерительных приборов выполняются без снятия напряжения, если в работе используются испытательные блоки или изолирующие зажимы, которые обеспечивают безопасное закорачивание цепей измерения и учёта

10.2 Экологичность

В ходе модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» требования экологичности сводятся к определению площади отводимых земель под трансформаторные подстанции и воздушные линии 10 кВ, оценке влияния шумового воздействия трансформаторов ТП на жилую застройку, расположенную в селах Самара и Полевое.

10.2.1 Отвод земель под электрические сети 10 кВ

При модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» будет выполняться отвод земель муниципалитета под ТП 10/0,4 кВ и воздушные линии 10 кВ для постоянного и временного пользования.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить площадь земли, отводимой в постоянное пользование под ТП и опоры ВЛ 10 кВ приведена ниже по тексту:

$$S_{III} = S_{ТПП} + S_{ПО}, \quad (87)$$

$$S_{III} = 700 + 1538 = 2238 \text{ м}^2,$$

где $S_{ТПП}$ - площадь земли, отводимая под трансформаторные подстанции, м^2 ;

$S_{ПО}$ - площадь земли, отводимая под опоры линии, м^2 .

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить площадь земли, отводимой в постоянное пользование под ТП приведена ниже по тексту:

$$S_{ТПП} = S_{ТП1} \cdot n_{ТП1} + S_{ТП2} \cdot n_{ТП2} \quad (88)$$

$$S_{ТПП} = 14 \cdot 50 + 0 = 700 \text{ м}^2,$$

где $S_{ТП1}$, $S_{ТП2}$ - площадь земли, отводимая под одно и двухтрансформаторную ТП соответственно, согласно [37], м^2 ;

$n_{ТП1}$, $n_{ТП2}$ - количество одно и двухтрансформаторных ТП соответственно, шт.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить площадь земли, отводимой в постоянное пользование под опоры линии 10 кВ приведена ниже по тексту:

$$S_{ПО} = (A_{он}^2 + \pi \cdot \Delta^2 + 4 \cdot A_{он} \cdot \Delta) \cdot n_{ОП}, \quad (89)$$

$$S_{ПО} = (0,35^2 + 3,14 \cdot 1,5^2 + 4 \cdot 0,35 \cdot 1,5) \cdot 166 = 1538 \text{ м}^2,$$

где $A_{он}$ - ширина стороны опоры, по рисунку 9, 0,35 м;

Δ - ширина полосы земли вокруг внешнего контура опоры, для земель сельскохозяйственного назначения принимается 1,5 м, согласно [37], как показано на рисунке 9;

$n_{ОП}$, - количество опор под ВЛ 10 кВ, шт.

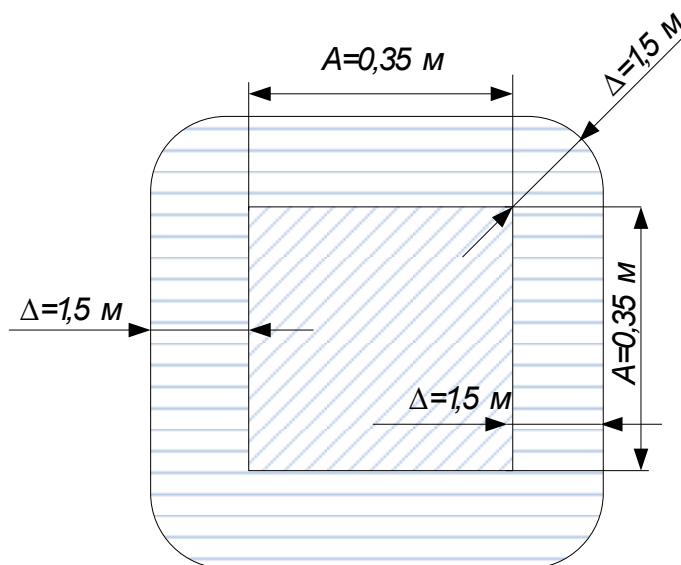


Рисунок 9- Поперечное сечение опоры ВЛ 10 кВ без ригелей в случае прохождения трассы ВЛ по землям сельхоз угодий

Отвод земель во временное пользование необходим на период строительства ВЛ, КЛ и ТП.

Ширина полос земель, предоставляемых во временное краткосрочное пользование для кабельных линий электропередачи на период строительства, должна приниматься для линий напряжением до 35 кВ не более 6 м, [38].

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить площадь земли, отводимой во временное пользование под монтаж линий и опор ВЛ 10 кВ приведена ниже по тексту, м^2 :

$$S_{ВЛ} = S_{ВМП} + S_{ВЛ} , \quad (90)$$

$$S_{ВЛ} = 24836 + 60268 = 85104 \text{ м}^2,$$

где $S_{ВМП}$ - площадь земельных участков, предоставляемых во временное пользование для монтажа опор ВЛ 10 кВ в местах их размещения,, по рисунку 10, м^2 ;

$S_{ВЛ}$ - площадь земельных участков, предоставляемых на период строительства ВЛЭП, м^2 .

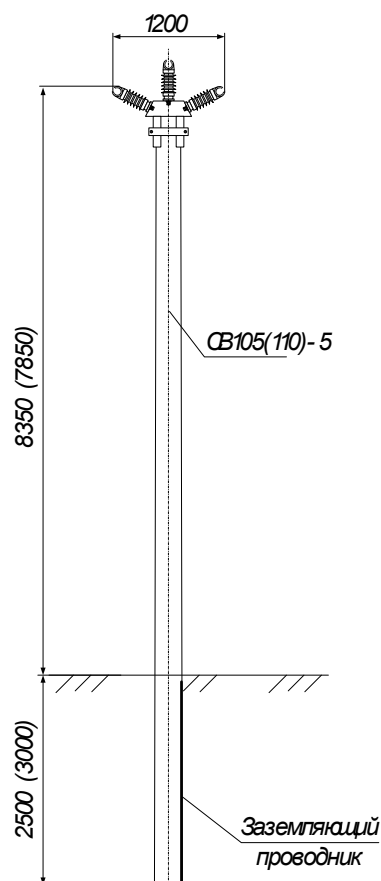


Рисунок 10 - Междупазное расстояние ВЛ - 10 кВ

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить площадь земли, отводимой во временное пользование под опоры ВЛ 10 кВ приведена ниже по тексту, м^2 :

$$S_{ВМП} = n_{ОП} \cdot S_{ОП10кВ} , \quad (91)$$

$$S_{ВМП} = 166 \cdot 150 = 24836 \text{ м}^2,$$

где $S_{ОП10кВ}$ - площадь земельных участков, предоставляемая для монтажа опор ВЛ 10 кВ, согласно [37] 150 м^2 .

Междуфазное расстояние между крайними проводами на опорах линий 10 кВ принимается по рисунку 10.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить площадь земли, отводимой во временное пользование под провода ВЛ 10 кВ приведена ниже по тексту, м^2 :

$$S_{ВЛ} = L_{ВЛ10кВ} \cdot L_{полосы} , \quad (92)$$

$$S_{ВЛ} = 11590 \cdot (2 + 2 + 1,2) = 60268 \text{ м}^2,$$

где $L_{ВЛ10кВ}$ - длина линий 10 кВ, 11590 м;

$L_{полосы}$ - ширина полосы земли отчуждения, согласно [38], принимается с учётом расстояния 2 м от проекции крайних фаз на землю исходя из расположения проводов на опоре в виде треугольника, по рисунку 10 составляет 5,2 м.

10.2.2 Расчёт шумового воздействия трансформаторов 10/0,4 кВ

При модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» будут оборудованы столбовые ТП в системе электроснабжения сёл Самара, Полевое мощностью 40-160 кВА с открытой установкой трансформаторов на опоре. Поэтому звукоизоляция трансформаторов не предусматривается.

Определим минимальное расстояние от ТП до территории жилой застройки, на которой выполняются санитарно – гигиенические требования по шуму, согласно [40].

Определяем скорректированный уровень звуковой мощности для ТП-194, на которой установлен 1 трансформатор по [41], дБА:

$$L_{PA} = 62 .$$

Также, для расчёта необходимо знать уровень звука, создаваемый источником шума с скорректированной мощностью. Определяем его по [40] для жилых комнат квартир, жилых помещений домов отдыха, пансионатов, домов-интернатов для престарелых и инвалидов, спальных помещений в детских дошкольных учреждениях и школах-интернатах с учётом поправки на ночное время суток (с 23 – х часов до 7) $D_{УL_A}$ равен 45 дБА.

Расчётная формула, с помощью которой можно вычислить минимальное расстояние от подстанции до территории жилой застройки, на которой выполняются санитарно – гигиенические требования по шуму приведена ниже по тексту для ТП-194, м:

$$R = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{PA} - D_{УL_A}}{10}}}{2 \cdot \pi}} , \quad (93)$$

$$R = \sqrt{\frac{10^{\frac{62-45}{10}}}{2 \cdot \pi}} = 3 .$$

Таким образом, получаем минимальное расстояние, на котором должна быть расположена ТП от жилой зоны.

На рисунке 11 покажем результат расчёта для ТП 194 с наибольшей мощностью трансформаторов – 160 кВА.

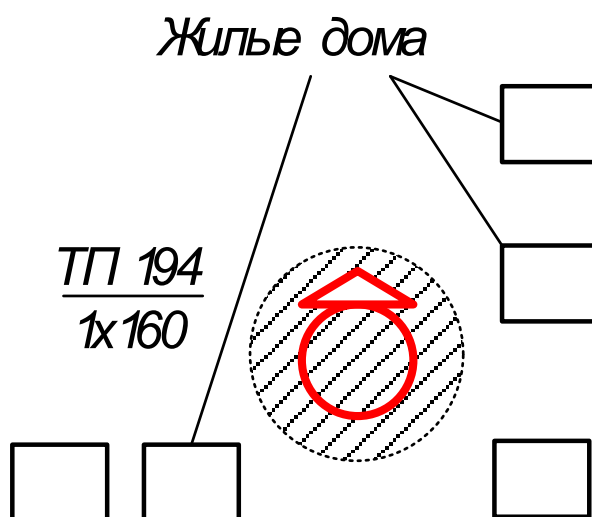


Рисунок 11 – Зона соблюдения требований по шуму для ТП 194

На остальных ТП установлены трансформаторы меньшей мощности 40-100 кВА, шумовое воздействие от которых меньше, расстояние до территории жилой застройки неизменно.

Информация по результатам расчёта шумового воздействия трансформаторов 10/0,4 кВ при модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» формируется в виде таблицы 47, где показываются расчётные данные для каждой ТП.

Таблица 47 – Шумовое воздействия

№ ТП	N _т	Стр, кВА	L_{PA} , дБА	R, м
202	1	63	59	2
169	1	40	59	2
162	1	63	59	2
166	1	40	59	2
209	1	63	59	2
208	1	100	59	2
172	1	63	59	2
175	1	40	59	2
201	1	100	59	2
205	1	40	59	2
176	1	160	62	3
194	1	40	59	2
2021	1	160	62	3
2022	1	100	59	2

Все ТП проектируемого района находятся на расстоянии минимум 10 м от территории жилой застройки, что больше минимально допустимого расстояния 3 м.

10.3 Чрезвычайные ситуации

В выпускной квалификационной работе проводится реконструкция ВЛ 10 кВ и трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ сёл Полевое, Самара. Так как существует опасность возникновения пожаров при реконструкции (ошибочное включение заземленных ВЛ-10 кВ, межвитковые замыкания в трансформаторе 10/0,4 кВ, замыкания в распределительных устройствах трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ из-за ошибочных операций персонала), то следует определить:

- Причины пожаров в трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ сёл Самара, Полевое;
- Способы и средства тушения пожаров в трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ сёл Самара, Полевое.

10.3.1 Причина пожаров в электроустановках

Короткие замыкания в трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ сёл Самара, Полевое представляют наибольшую пожарную опасность.

При КЗ на шинах трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ сёл Самара, Полевое, сопротивление цепи протекания тока КЗ практически равно нулю, в результате чего ток, проходящий по проводникам и токоведущим достигает больших значений, отсюда следует что [43]:

- величина токов короткого замыкания во много раз превышает номинальные токи оборудования;
- возможен перегрев и воспламенение как изоляционного материала, так и близкорасположенного оборудования.

Для существующих электрических сетей 10/0,4 кВ сёл Самара, Полевое существует риск [43]:

- повышенного износа электрической изоляции вследствие ее старения и отсутствия контроля за ее состоянием.

- эксплуатации РУ трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ сёл Самара, Полевое с нарушением инструкции по эксплуатации;

- отсутствия условий по предотвращению непредусмотренного аккумулярования выделяющегося тепла;

- нарушения пожаробезопасного расстояния до горючих материалов;

- нарушения четких технических указаний по режиму работы трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ сёл Самара, Полевое.

10.3.2 Способы и средства тушения пожаров в электроустановках

Тушение пожаров на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ сёл Самара, Полевое состоит в действии персонала, подразделений пожарной охраны и придаваемых им сил или работа автоматических установок пожаротушения для того, чтобы остановить горение [44].

Возгорание на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ сёл Самара, Полевое можно остановить следующими способами [44]:

- уменьшением температуры в зоне горения, уменьшением температуры горящего вещества;

- уменьшение скорости окислительной реакции из-за размытия реагирующих веществ;

- отчуждением горящего вещества от зоны горения;

- применением ингибиторов химической реакции окисления.

Использование перечисленных способов возможно в совокупности или отдельно с огнетушащими и техническими материалами.

Выбор огнетушащего средства на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ сёл Самара, Полевое для прекращения горения зависит от обстановки на пожаре и зависит от:

- текущего состояния горящего материала, его свойств;

- конкретного вида пожара, открытого или закрытого пространства горения;

- притока или оттока теплового или газового потока в зону горения;

- конкретного температурного режима пожара, площади охвата горения;

- конкретными обстоятельствами по наличию пострадавших, предпринятых действий и мер по тушению пожара;

- использованием в качественном и количественном соотношении средств тушения пожара;

- эффективностью огнетушащего средства.

Тушение пожаров трансформаторов 10/0,4 кВ системы электроснабжения сёл Самара, Полевое проводится с помощью пены из воздушно-механического состава, распыленной воды и порошковых составов. Трансформаторы 10/0,4 кВ системы электроснабжения сёл Самара, Полевое в обязательном порядке должны быть отключены и заземлены со стороны ВН и НН при возгорании масла в трансформаторах. Как только осуществлено снятие напряжения с низкой и высокой стороны трансформаторов 10/0,4 кВ системы электроснабжения сёл Самара, Полевое их тушение возможно при помощи распыленной воды, пены, порошковых смесей.

Поверхностное горение масла на поверхностях трансформаторов 10/0,4 кВ системы электроснабжения сёл Самара, Полевое прекращается при помощи распыленных струй воды, пены, порошковых смесей. Горение масла под корпусом трансформаторов 10/0,4 кВ системы электроснабжения сёл Самара, Полевое прекращается при помощи пены, масло убирается в аварийный резервуар при его наличии.

Внутреннее горение масла при внутреннем повреждении трансформатора 10/0,4 кВ системы электроснабжения сёл Самара, Полевое с выбросом масла через выхлопную трубу или через поврежденные уплотнения корпуса трансформатора прекращается при помощи организации подачи средств пожаротушения через образовавшиеся повреждения в корпусе трансформатора для того, чтобы снизить вероятность взрыва от горения в закрытом объёме трансформаторного масла.

В случае увеличения площади возгорания на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ сёл Самара, Полевое близко расположенное электрооборудования, несущие металлические конструкции, проемы защищаются распылением

водяных струй на них. Тушение электрооборудования близкорасположенного к зоне возгорания трансформатора допускается только после установления факта снятия с него напряжения и заземления.

Принудительный слив масла с трансформаторов 10/0,4 кВ сёл Самара, Полевое при возникновении в них пожара не проводится во избежание повреждения активной части, её перегрева и как следствие взрыва внутреннего объёма бака трансформатора.

Тушение возгораний на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ сёл Самара, Полевое проводят с использованием пены средней кратности. Ликвидация горения в первую очередь проводится для трансформаторного масла, попавшего в окружающую среду, далее проводится тушение при помощи пеногенераторов боковых поверхностей трансформатора.

Тушение возгораний в распределительных устройствах трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ сёл Самара, Полевое, сопровождающихся горением изоляции кабелей, муфт, воронок осуществляется воздушно-механической пеной, водой, двуокисью углерода, порошковыми и галоидопроизводными составами.

Тушение возгораний в распределительных устройствах трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ сёл Самара, Полевое проводится только на отключенной системе сборных шин. При тушении пожара внутри помещений трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ сёл Самара, Полевое должны использоваться стволы-распылители малой производительности, так как высокая интенсивность подачи огнетушащего средства может привести к дополнительному перекрытию фаз, пробоям изоляции и коротким замыканиям.

Тушение возгораний в распределительных устройствах трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ сёл Самара, Полевое проводится с использованием дымососов, что обеспечивает удаление дыма и снижение температуры в помещениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные итоги выполнения бакалаврской работы по модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» сводятся в порядке, указанном во введении к бакалаврской работе в соответствии с путями решения поставленных задач.

Использованные следующие пути решения поставленных задач по модернизации распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара»:

- рассмотрены данные по нагрузкам в распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара»;
- определены максимальные рабочие токи в распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара»;
- выбраны сечения проводов СИП-3, проведена их проверка по допустимой потере напряжения в распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара»;
- проведены расчёты токов КЗ в распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара» в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования»;
- выбрано оборудование 10 кВ в распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара»;
- выбраны средства электромеханической релейной защиты в распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара»;
- рассчитаны уставки срабатывания электромеханической релейной защиты в распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Самара»;
- рассчитаны капитальные вложения в модернизацию распределительных сетей 10 кВ с центром питания ПС «Самара», издержек при модернизации;
- рассчитана выручка от реализации электроэнергии после модернизации распределительных сетей 10 кВ с центром питания ПС «Самара», прибыль, налоговые выплаты;

- построен график окупаемости проекта по модернизации распределительных сетей 10 кВ с центром питания ПС «Самара» в течении 20 лет с учётом динамического показателя ЧДД;

- соблюдены нормы экологичности и безопасности при модернизации распределительных сетей 10 кВ с центром питания ПС «Самара».

Результаты выполнения бакалаврской работы в рамках достижения поставленных задач:

- надёжность распределительных сетей 10 кВ с центром питания ПС «Самара» составляет 9 лет безотказной работы;

- качество электроэнергии в распределительных сетях 10 кВ с центром питания ПС «Самара» в части медленного изменения напряжения не превышает 5% от номинального напряжения 10 кВ.

- окупаемость затрат на модернизацию сетей 10 кВ с центром питания ПС «Самара» составила 7 лет;

- безопасность и экологичность проекта по модернизации сетей 10 кВ с центром питания ПС «Самара» обеспечена посредством соблюдения мер безопасности и рассчитанных площадей овода земель и уровней шума имеющихся трансформаторов на ТП.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 URL: <http://www.bestreferat.ru/referat-169525.html> (дата обращения 05.05.2021)
- 2 URL: <http://www.eao.ru/?p=469> (дата обращения 05.05.2021)
- 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 Карапетян, И Г. Справочник по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро / Под ред Д.Л. Файбисовича. 2-е изд., перераб и доп. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2016,- 352 с.: ил.
- 5 Приложение к постановлению комитета по ценам и тарифам Правительства Еврейской автономной области от 24.12.2020 №51/8-П.
- 6 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98, М.: Издательство НЦ ЭНАС., 2012.
- 7 Готман В.И., Хрущев Ю.В. Учебное пособие по курсовому проектированию по дисциплине "Электромагнитные переходные процессы в электрических системах", Томск: изд-во ТПУ, 2012. - 68 с.
- 8 Логинов А.В., Логинова С.Е. и др. Пособие по проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 0,38-20 кВ с самонесущими изолированными и защищенными проводами (книги 1, 2, 3, 4), Санкт-Петербург, филиал ОАО "НТЦ Электроэнергетики" "РОСЭП", 2017 г.
- 9 URL: <http://alldc.ru/article928> (дата обращения 05.05.2021)
- 10 Киреева Э.А. Справочник электрика. /Киреева Э.А., Гусев Л.В., Харитон А.Г., Чохонелидзе А.Н., Цырук С.А. М.: Колос, 2017. – 464 с.
- 11 Ополева Г. Н. Схемы и ПС электроснабжения Москва, 2016 г.

12 Маньков В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения. Справочное пособие. СПб. НОУ ДПО «УМИТЦ «ЭлектроСервис». 2010. - 664 с.

13 Мясоедов Ю. В., Савина Н. В., Роточёва А. Г. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2012.-139 с.

14 URL: http://aenergetika.ru/transformator_toka_top-0 (дата обращения 05.05.2021)

15 URL: <http://forca.ru/spravka/spravka/nami-10-antirezonsnyy-transformator-napryazheniya-2.html> (дата обращения 05.04.2021)

16 URL: <http://www.zvo.ru/kru/606.html?showall=1> (дата обращения 05.05.2021)

17 URL: http://aenergetika.ru/ogranichitel_perenapryz (дата обращения 05.05.2021)

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

19 Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2017.

20 Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. Энергоатомиздат, 2011. — 240 с: ил.

21 Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2013. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.

22 Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014.– 132 с.

23 Ротачёв Ю.А. Релейная защита и автоматика: Учебно-методическое пособие для студентов заочного обучения/ Амурский гос. ун-т – Благовещенск, 2010.

24 URL: <http://www.matritca.ru/smart-ims> (доступ от 28.05.2021).

25 Файбисович Д.Л., Карапетян И.Г. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2011.

26 Экономика промышленности: учеб. пособие для вузов. В 3 т, Т. 2. Экономика и управление энергообъектами. — В 3 кн. Кн. 1-3 / под ред. А.И. Барановского, Н.Н. Кожевникова, Н.В. Пирадовой. - М.: изд-во МЭИ, 2018.

27 URL: <http://uztt-nsk.ru/prays> (доступ от 18.05.2021).

28 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая ред.) / Мин. экономики РФ, Мин. финансов РФ, Г К по р-ву, архит. и жил. политике; рук. авт. коллект. Косов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. ~М.: ОАО «НПО»; Экономика, 2010.-421 с.

29 Приложение к постановлению комитета по ценам и тарифам Правительства Еврейской автономной области от 24.12. 2020 №51/8-П.

30 Колпачков В.И. Производственная эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт энергетического оборудования: справочник / В.И. Колпачов, А.И. Ящур. - М.: ЗАО Энергосервис, 2010. - 437 с.

31 МДК 5-01.01 Рекомендации по нормированию труда работников энергетического хозяйства // Государственный комитет РФ по строительству и жилищно-коммунальному комплексу. Утв. приказом Госстроя РФ №58 от 03.04.2000. Правовая поисковая система «Кодекс» (15.05.06).

32 Мазур И.И. Управление проектами: учеб. пособие / И.И. Мазур, \Д. Шапиров, Н.Г'. Ольдегорте; под общ. ред. И.И, Мазура. - 3-е изд. - М.: 1мега-Л, 2015.-644 с.

33 Приложение к постановлению комитета по ценам и тарифам Правительства Еврейской автономной области от 24.12. 2020 №18/4-П.

34 Егоршин А.П. Управление персоналом: учебник для вузов / А.П. Егоршин. - 3-е изд. - Н. Новгород: НИМБ, 2011. - 720 с.

35 Приложение к постановлению комитета по ценам и тарифам Правительства Еврейской автономной области от 05.12.2020 №42/1-П - Цены (тари-

фы) на электрическую энергию для населения и приравненным к нему категориям потребителей по Еврейской автономной области на 2021 год.

36 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)

37 Правила определения размеров земельных участков для размещения ВЛЭП и опор линий связи, обслуживающих электрические сети. Постановление правительства РФ от 11 августа 2003 года №486.

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

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

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

41 Санитарные правила и нормы СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»

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

43 URL: <http://forca.ru/knigi/oborudovanie/tushenie-pozharov-v-elektroustanovkah-3.html> (доступ от 11.04.2021).

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	$T_{в.B} := 8$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_B := 0.083$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{р.B} := 4$
- 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	$\omega_L := 0.076$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.L} := 1$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_L := 0.17$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{р.L} := 1$

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_r , ч	$T_{р.сш} := 5$

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	$\mu_{тр} := 0.25$

Вероятности отказа элементов схемы

$$q_{л6} := \frac{\omega_L \cdot 0.28 \cdot T_{в.L}}{8760}$$

$$q_{л6} = 2.429 \times 10^{-6}$$

$$q_{Л8} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.57 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л10} := \frac{\omega_{Л} \cdot 1.5 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л12} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.5 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л14} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.6 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л8} = 4.945 \times 10^{-6} \quad q_{Л10} = 1.301 \times 10^{-5} \quad q_{Л12} = 4.338 \times 10^{-6} \quad q_{Л14} = 5.205 \times 10^{-6}$$

$$q_{Л16} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.25 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л18} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.8 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л20} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.01 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л22} := \frac{\omega_{Л} \cdot 2.04 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л16} = 2.169 \times 10^{-6} \quad q_{Л18} = 6.941 \times 10^{-6} \quad q_{Л20} = 8.676 \times 10^{-8} \quad q_{Л22} = 1.77 \times 10^{-5}$$

$$q_{Л24} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.55 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л26} := \frac{\omega_{Л} \cdot 1.3 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л28} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.16 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л30} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.44 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л24} = 4.772 \times 10^{-6} \quad q_{Л26} = 1.128 \times 10^{-5} \quad q_{Л28} = 1.388 \times 10^{-6} \quad q_{Л30} = 3.817 \times 10^{-6}$$

$$q_{Л32} := \frac{\omega_{Л} \cdot 1.47 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л33} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.4 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л35} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.72 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л32} = 1.275 \times 10^{-5} \quad q_{Л33} = 3.47 \times 10^{-6} \quad q_{Л35} = 6.247 \times 10^{-6}$$

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

$$q_{СШ} = 2.397 \times 10^{-5}$$

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

$$q_{ГР} = 9.132 \times 10^{-5}$$

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

$$q_{рзшин} := 0.002 \quad q_{рзгр} := 0.0012 \quad q_{рзлин} := 0.0012 \quad \omega_{рзв} := 0.0012$$

$$q_{ВЗ} := q_{Вст} \dots$$

$$+ a_{кз} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{рзшин}) \cdot (1 - q_{рзлин})] \cdot [1 - (1 - q_{СШ}) \cdot (1 - q_{Л6})] \dots$$

$$+ a_{о.п} \cdot \frac{\mu_{СШ} + \mu_{Л}}{8760}$$

$$q_{ВЗ} = 3.738 \times 10^{-6}$$

$$q_{B4} := q_{BCT} \dots \\ + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{P3SHIN}) \cdot (1 - q_{P3LIN})] \cdot [1 - (1 - q_{CSH}) \cdot (1 - q_{L35})] \dots \\ + a_{O.P.} \cdot \frac{\mu_{CSH} + \mu_L}{8760}$$

$$q_{B4} = 3.738 \times 10^{-6}$$

$$q_{B5} := q_{BCT} \dots \\ + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{P3SHIN})] \cdot [1 - (1 - q_{CSH}) \cdot (1 - q_{CSH})] \dots \\ + a_{O.P.} \cdot \frac{\mu_{CSH} + \mu_{CSH}}{8760}$$

$$q_{B5} = 3.737 \times 10^{-6}$$

Вероятности отказа цепочки

$$q_1 := \left(q_{B3} + q_{L8} + q_{L10} + q_{L12} + q_{L14} \dots \right) + (q_{CSH} + q_{TP} \cdot 6) \\ + q_{L16}$$

$$q_1 = 6.053 \times 10^{-4}$$

$$q_2 := \left(q_{B4} + q_{L18} + q_{L20} + q_{L22} + q_{L24} \dots \right) + (q_{CSH} + q_{TP} \cdot 8) \\ + q_{L26} + q_{L28} + q_{L30} + q_{L32} + q_{L33} + q_{L35}$$

$$q_2 = 8.268 \times 10^{-4}$$

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_{B3} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot \omega_L \cdot 0.28 \cdot (\omega_{CSH}) + a_{O.P.} \cdot (\mu_{CSH} + \mu_L) \quad \omega_{B3} = 4.73996608 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{B4} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot \omega_L \cdot 0.72 \cdot \omega_{CSH} + a_{O.P.} \cdot (\mu_{CSH} + \mu_L) \quad \omega_{B4} = 4.74116992 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{B5} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot \omega_L \cdot (\omega_{CSH} + \omega_{CSH}) + a_{O.P.} \cdot (\mu_{CSH} + \mu_{CSH} + \mu_L) \\ \omega_{B5} = 5.109872 \times 10^{-3}$$

$$\omega_1 := \omega_{\text{сш}} + \omega_{\text{В3}} + \omega_{\text{Л}} \cdot (0.28 + 0.57 + 1.5 + 0.5 + 0.6 + 0.25) + 6\omega_{\text{тр}}$$

$$\omega_1 = 0.412$$

$$\omega_2 := \omega_{\text{сш}} + \omega_{\text{В4}} \dots$$

$$+ \left(\begin{array}{l} 0.72 + 0.4 + 1.3 + 0.16 + 0.44 + 1.47 + 0.55 \dots \\ + 2.04 + 0.01 + 0.8 \end{array} \right) \omega_{\text{Л}} + 8\omega_{\text{тр}}$$

$$\omega_2 = 0.762$$

Параметр потока отказов для системы:

$$\omega_{\text{сист}} := \omega_1 \cdot q_2 + \omega_2 \cdot q_1 + (\omega_1 - \omega_{\text{сш}}) \cdot (q_{\text{сш}}) + (\omega_2 - \omega_{\text{сш}}) \cdot (q_{\text{сш}})$$

$$\omega_{\text{сист}} = 0.012$$

Коэффициент

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

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

Вероятность отказа системы без учёта АВР:

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

$$q_{\text{сбезАВР}} = 0.00041$$

Вероятность отказа системы с учётом АВР:

$$p_1 := (1 - q_{\text{В3}}) \cdot [(1 - q_{\text{рзшин}}) \cdot (1 - q_{\text{рзлин}})]$$

$$p_2 := (1 - q_{\text{В5}}) \cdot (0.91)$$

$$q_{\text{сАВР}} := q_{\text{сбезАВР}} \cdot p_1 \cdot p_2 + 0.5 \cdot (1 - p_1) \cdot p_2 + 0.5 \cdot (1 - p_2) \cdot p_1 + 0.5 \cdot (1 - p_1) \cdot (1 - p_2)$$

$$q_{\text{сАВР}} = 0.04683013$$

Коэффициент вынужденного простоя системы

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

$$K_{\text{ПС}} = 0.018$$

Коэффициент готовности

$$K_{ГС} := 1 - K_{ПС}$$

$$K_{ГС} = 0.982$$

Время восстановления

$$t_{ВС} := \frac{K_{ПС}}{\omega_{сист}} \quad t_{ВС} = 1.5 \quad \text{часов}$$

Расчётное время безотказной работы

$$T_{Р} := \frac{0.105}{\omega_{сист}} \quad T_{Р} = 8.8 \quad \text{лет}$$

Среднее время безотказной работы

$$T_{С} := \frac{1}{\omega_{сист}} \quad T_{С} = 83.3 \quad \text{лет}$$

Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой мощности 612 КВт за год

$$W_{нед} := 612 \cdot K_{ПС} \cdot 5000 \quad W_{нед} = 55080 \quad \text{КВт*ч}$$

Ограничения мощности

$$P_{огр} := 612 K_{ПС} \quad P_{огр} = 11.016 \quad \text{КВт}$$

Ущерб от недоотпуска за год

$$Y_{нед} := W_{нед} \cdot 1.8 \quad Y_{нед} = 99144 \quad \text{руб}$$