

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

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

Исполнитель

студент группы 142-об3

_____ подпись, дата

А.Р. Ступина

Руководитель

доцент

_____ подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

_____ подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

_____ подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Ступиной Анастасии Романовны

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

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 905-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схема электрических соединений ПС 110 кВ Игнатьево, схема электрических соединений ПС 35 кВ Марково, поопорная схема ВЛ 0,4 кВ села Игнатьево, поопорная схема ВЛ 10 кВ села Игнатьево, экспликация села Игнатьево

Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Анализ существующей системы электроснабжения села Игнатьево и источников питания, расчет электрических нагрузок, реконструкция системы электроснабжения 0,4 кВ, реконструкция системы электроснабжения 10 кВ

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) содержит 123 с., 14 рисунков, 33 таблицы, 123 формулы, 6 листов графической части

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – Булгаков Андрей Борисович, канд. техн. наук, доцент

7. Дата выдачи задания: 04.04.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачёва Алла Георгиевна, доцент

Задание принял к исполнению (04.04.2025): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 123 с., 14 рисунков, 33 таблицы, 103 формулы, 26 источников.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ПОТРЕБИТЕЛЬ, РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данной выпускной квалификационной работе предлагается вариант реконструкции системы электроснабжения села Игнатьево в связи с её физическим износом.

Цель работы – разработка плана реконструкции системы электроснабжения села Игнатьево Благовещенского района Амурской области, отвечающего современным стандартам по обеспечению надёжности электроснабжения потребителей.

В ходе работы на основе исходных данных был проведён анализ недостатков существующей системы электроснабжения села Игнатьево, разработан вариант реконструкции системы электроснабжения рассматриваемого села, соответствующий современным выдвигаемым требованиям. Выбранное к монтажу оборудование было проверено по результатам расчёта токов короткого замыкания.

Основными задачами являются: выбор мощности реконструируемых трансформаторов, выбор сечений кабельных линий, расчёт токов короткого замыкания для дальнейшего выбора оборудования, расчёт уставок РЗ

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика села Игнатьево	9
1.1 Краткое описание села Игнатьево	9
1.2 Климатические характеристики и территориальные особенности	10
1.3 Характеристика потребителей электроэнергии села Игнатьево	11
2 Анализ существующей системы электроснабжения села Игнатьево	12
2.1 Центры питания и их анализ	12
2.2 Характеристика системы электроснабжения села Игнатьево	19
3 Расчет электрических нагрузок потребителей	25
3.1 Расчет электрических нагрузок частных домов	28
3.2 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений	32
3.3 Определение расчётных нагрузок линий 0,4 кВ	35
4 Реконструкция системы низковольтного электроснабжения села	
4.1 Выбор сечений линий распределительной сети 0,4 кВ	38
4.2 Проверка выбранных сечений линий 0,4 кВ по допустимой потере напряжения	42
5 Реконструкция трансформаторных подстанций	45
5.1 Расчёт электрических нагрузок ТП	45
5.2 Компенсация реактивной мощности	47
5.3 Расчёт коэффициентов загрузки ТП	49
5.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на реконструируемых ТП	51
5.5 Выбор ТП и их конструктивное исполнение	53
5.6 Расчет электрических нагрузок на стороне ВНТП	55
6 Разработка варианта реконструкции системы электроснабжения 10 кВ села Игнатьево	60
6.1 Расчёт потокораспределения в сети 10 кВ	62

6.2 Выбор сечений линий распределительной сети 10 кВ	67
6.3 Проверка выбранных сечений линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	69
7 Расчёт токов короткого замыкания	72
7.1 Расчёт токов короткого замыкания на шинах питающих подстанций	73
7.2 Расчёт токов короткого замыкания в сети 10 кВ	78
7.3 Расчёт токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	82
8 Выбор электрических аппаратов трансформаторных подстанций	86
8.1 Выбор предохранителей 10 кВ	86
8.2 Выбор предохранителей 0,4 кВ	88
8.3 Выбор выключателей 0,4 кВ	89
9 Заземление и молниезащита трансформаторных подстанций	92
9.1 Заземление КТП 10/0,4 кВ	92
9.2 Молниезащита КТП 10/0,4 кВ	95
10 Релейная защита и автоматика	96
10.1 Токовая отсечка без выдержки времени	96
10.2 Максимальная токовая защита	97
10.3 Автоматика	99
11 Безопасность и экологичность	101
11.1 Безопасность	101
11.2 Экологичность	105
14 Технико-экономические расчёты	117
Заключение	120
Библиографический список	121
Приложение	123

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматический ввод резерва;
АПВ – автоматическое повторное включение;
АЧР – автоматическая частотная разгрузка;
ВЛ – воздушная линия;
КЗ – короткое замыкание;
КРУ – комплектное распределительное устройство;
ЛЭП – линия электропередачи;
РУВН – распределительное устройство высокого напряжения;
РУСН – распределительное устройство среднего напряжения;
РУНН – распределительное устройство низкого напряжения;
СИП – самонесущий изолированный провод;
ТН – трансформатор напряжения;
ТП – трансформаторная подстанция;
ТТ – трансформатор тока;
ЭП – электроприёмник.

ВВЕДЕНИЕ

В современных условиях стабильного развития инфраструктуры и увеличения спроса на пригородное жильё надёжность и эффективность систем электроснабжения сельских населённых пунктов приобретает важное значение. Особенно актуальным становится вопрос реконструкции существующих сетей электроснабжения в пригородных зонах, где наблюдается рост потребительской нагрузки. Село Игнатьево, рассматриваемое в рамках данной выпускной квалификационной работы, является пригородом города Благовещенск, и находится вблизи международного аэропорта имени Муравьёва – Амурского, находящегося на реконструкции. Это позволяет прогнозировать рост нагрузки и развития жилой и коммерческой инфраструктуры данного района, что требует повышения надёжности электрических сетей. В настоящее время данная система электроснабжения характеризуется большой степенью износа, что сильно повышает риск повреждений, и, как следствие, перебоев в электроснабжении. Своевременная реконструкция с использованием современных материалов позволяет значительно улучшить качество электроснабжения и снизить аварийность в сети.

Целью выпускной квалификационной работы является реконструкция системы электроснабжения села Игнатьево Благовещенского района Амурской области,

Актуальность работы обусловлена неудовлетворительным техническим состоянием существующих линий электропередач, срок эксплуатации которых значительно превышает нормативные значения, а также несоответствием требований по обеспечению надёжности, предъявляемым к потребителям II категории.

Основными задачами являются: проведение анализа существующего состояния системы электроснабжения и выявление её недостатков, расчёт электрических нагрузок потребителей, реконструкция системы низковольтного

электроснабжения, определение расчётных нагрузок на стороне 10 кВ существующей системы электроснабжения, реконструкция трансформаторных подстанций.

Практическая значимость выпускной квалификационной работы заключается в создании актуального проекта реконструкции рассматриваемых объектов электроэнергетики.

Перечень использованного программного обеспечения:

MS Word 2016,

MS Excel 2016,

MS Visio Professional 2016

Графическая часть выпускной квалификационной работы выполнена на 6 листах формата A1

1 ХАРАКТЕРИСТИКА СЕЛА ИГНАТЬЕВО

1.1. Краткое описание села Игнатьево

Игнатьево – село, расположенное в Благовещенском районе Амурской области, является пригородом города Благовещенск и административно включено в состав Чигиринского сельсовета. На 2023 год общая численность населения данного села составляет 1360 человек [14]. Река Симоновка, протекающая через территорию села Игнатьево, делит его на две части: северо-западную и южную. Расстояние до села Марково (на север) по автотрассе 10К- 020 составляет 17 км, расстояние до г. Благовещенск (на юг) составляет 26 км.

С северо-запада село примыкает к территории Международного аэропорта имени Муравьева-Амурского.

План рассматриваемого села приведён на рисунке 1

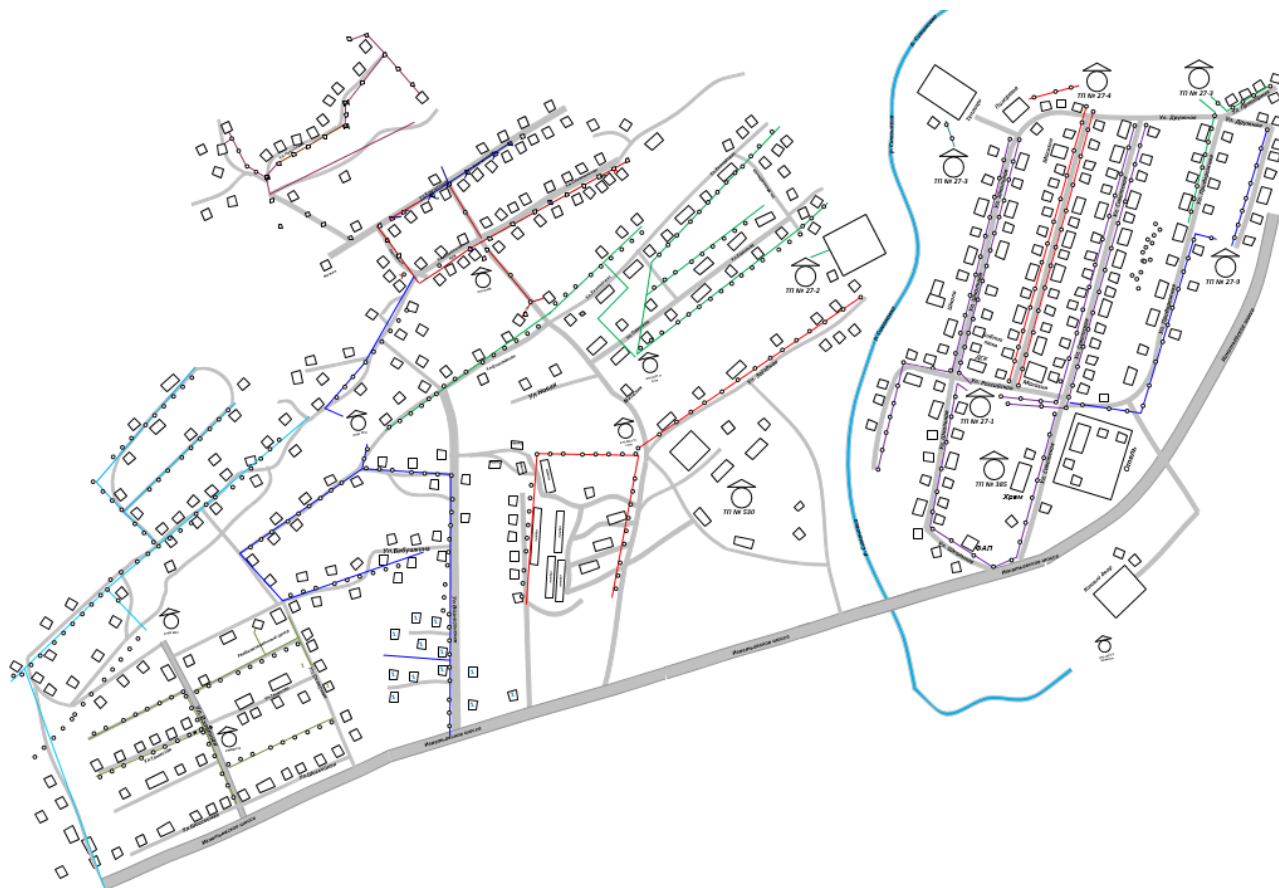


Рисунок 1 – экспликация села Игнатьево

1.2. Климатические характеристики и территориальные особенности

В данном разделе описываются климатические особенности рассматриваемого района, необходимые для грамотного выбора электрических аппаратов, поскольку климат оказывает значительное влияние на надёжность и работоспособность систем электроснабжения.

Климат рассматриваемого района является холодным. Благодаря значительной удалённости от Тихого океана (около 1200 км) климат является резко-континентальным, в связи с чем имеются большие колебания годовых температур и низкие зимние температуры.

В летний сезон рассматриваемый район подвержен влиянию тихоокеанских циклонов, несущих основную массу осадков, что обуславливает наличие паводков и наводнений.

Таблица 1 – Климатические характеристики рассматриваемого района

Параметр	Значение
Район по толщине стенки гололёда	III
Район по давлению ветра	II
Абсолютная минимальная температура воздуха	-45 °C
Среднегодовая температура воздуха	+1,4 °C
Абсолютная максимальная температура воздуха	+39 °C
Максимальная наблюденная скорость ветра	28 м/с
Среднегодовая скорость ветра	2,1 м/с
Порыв ветра	34 м/с
Число грозových часов в год	40-60 час.

Тип грунта	Песок, глина
------------	--------------

Климатическая характеристика района является основой для грамотного технического проектирования при выборе изоляции, марок проводов и кабелей, определений условий прокладки линий, определении устойчивости к атмосферным воздействиям, а также определении расчётных условий для эксплуатации выбранного оборудования.

1.3 Характеристика потребителей электроэнергии села Игнатьево

Основной частью потребителей рассматриваемого района является частный жилой сектор, представленный частными домами и несколькими многоквартирными домами. В качестве промышленного предприятия в селе выступает пилорама, в качестве сельских – ферма и тепличный комплекс, в качестве общественных потребителей – школа, библиотека, отель Игнатьево, продовольственные магазины, детский спортивный клуб. На территории села функционируют такие медицинские учреждения как фельдшерско-акушерский пункт и реабилитационный центр.

В результате проведённого анализа потребителей рассматриваемого села было выявлено, что основной нагрузкой сети являются частные дома, имеющие третью категорию электроснабжения. К третьей категории снабжения относятся потребители, где перерывы в подаче электроснабжения допустимы без серьёзных последствий, допускается питание от одного источника без резервирования. Остальные потребители имеют вторую категорию электроснабжения не может быть прервано на длительное время. К таким потребителям относятся магазины, школы, системы отопления и другие. Потребители первой категории в селе Игнатьево полностью отсутствуют.

Подробное описание потребителей электрической энергии села Игнатьево приведено в таблице 10

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА ИГНАТЬЕВО

2.1 Центры питания и их анализ

В данном разделе подробно рассмотрим подстанцию 110 кВ Игнатьево, схема электрических соединений которой представлена на рисунке 2, и подстанцию 35 кВ Марково, схема электрических соединений которой представлена на рисунке 3.

ПС 110 кВ Игнатьево имеет двухстороннее питание: со стороны ПС 220 кВ Благовещенская и со стороны ПС 110 кВ Сергеевка. Со стороны ПС 220 кВ Благовещенская питание поступает по ВЛ 110 кВ Благовещенская – Игнатьево с отпайкой на ПС Дачная проводом марки АС-70. Со стороны ПС 110 кВ Сергеевка питание поступает по ВЛ 110 кВ Игнатьево – Сергеевка проводом марки АС-70. Протяжённость питающих воздушных линий: со стороны ПС 220 кВ Благовещенская - 23,5 км, со стороны ПС 110 кВ Сергеевка - 39,5 км.

РУВН на подстанции 110 кВ Игнатьево является открытым (ОРУ) и выполнено по типовой схеме №5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

РУСН на данной подстанции является комплектным распределительным устройством наружной установки (КРУН) и выполнено по типовой схеме №35-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем».

РУНН на данной подстанции является комплектным распределительным устройством наружной установки (КРУН) и выполнено по схеме «Одна секционированная система шин».

На подстанции 110 кВ Игнатьево установлены трансформаторы марки ТМТН 6300/110/35/10. Это трёхфазные трёхобмоточные трансформаторы с диапазоном мощности 6300 кВА, имеющие масляное охлаждение с естественной циркуляцией масла и воздуха, систему регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Номинальное напряжение обмотки ВН - 115 кВ, номинальное

напряжение обмотки СН - 38,5 кВ, номинальное напряжение обмотки НН – 11 кВ.

Технические характеристики трансформатора ТМТН-6300/110/35/10 представлены в таблице 2

Таблица 2 – технические характеристики трансформатора ТМТН-6300/110/35/10

Параметр	Значение	
Марка	ТМТН	
Номинальная мощность	6300, кВА	
Номинальное напряжение на стороне ВН	115 Вт	
Номинальное напряжение на стороне СН	38,5 Вт	
Номинальное напряжение на стороне НН	6,6; 11,0 Вт	
Потери короткого замыкания	52 кВт	
Потери холостого хода	10 кВт	
Ток холостого хода	0,5 %	
Напряжение короткого замыкания	ВН-СН	10,5 %
	ВН-НН	6,0 %
	СН-НН	0,5 %
Габаритные размеры (ДхШхВ)	6000х3300х5000 мм	
Масса	30120 кг	
Климатическое исполнение	У1,УХЛ1	
Вид регулирования	РПН	
Регулирование напряжения РПН со стороны ВН	± 9х1,78 %	
Схема и группа соединения обмоток	УН/УН/Д-0-11	

ПС 35 кВ Марково имеет двухстороннее питание: со стороны ПС 220 кВ Благовещенская и со стороны ПС 35 кВ Совхозная. Со стороны ПС 220 кВ Благовещенская питание поступает по ВЛ 35 кВ Благовещенская – Марково проводом марки АС-50. Со стороны ПС 35 кВ Совхозная по ВЛ 35 кВ Марково-Совхозная проводом марки АС-50. Протяжённость питающих воздушных линий: со стороны ПС 220 кВ Благовещенская 31,4 км, со стороны 35 кВ Марково - 14 км.

РУВН на подстанции 35 кВ Марково является комплектным распределительным устройством наружной установки (КРУН) и выполнено по типовой схеме №35-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем».

РУНН на данной подстанции является комплектным распределительным устройством наружной установки (КРУН) и выполнено по схеме «Одна секционированная система шин».

На подстанции 35 кВ Марково установлены трансформаторы марок ТМН-4000/35/10 и ТМ-2500/35/10.

ТМН-4000/35/10 является трёхфазным двухобмоточным масляным трансформатором с диапазоном мощности 400 кВА, естественным масляным охлаждением и системой регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) с диапазоном регулирования $\pm 4 \times 2,5\%$. Номинальное напряжение обмотки ВН - 35 кВ, номинальное напряжение обмотки НН - 10 кВ.

Технические характеристики трансформатора ТМН-4000/35/10 представлены в таблице 3

Таблица 3 – технические характеристики трансформатора ТМН-4000/35/10

Параметр	Значение
Марка	ТМН
Номинальная мощность	4000, кВА
Номинальное напряжение на стороне ВН	35 Вт

Номинальное напряжение на стороне НН	10 Вт
Потери короткого замыкания	11,6 кВт
Потери холостого хода	2,1 кВт
Ток холостого хода	1,4 %
Напряжение короткого замыкания	6,5 %
Габаритные размеры (ДхШхВ)	3115х3190х3600 мм
Масса	10650 кг
Климатическое исполнение	У1,УХЛ1
Вид регулирования	РПН
Регулирование напряжения РПН со стороны ВН	$\pm 4 \times 2,5$ %

ТМ-2500/35/10 является трёхфазным двухобмоточным масляным трансформатором с диапазоном мощности 2500 кВА, видом регулирования ПБВ (переключением без возбуждения) с диапазоном регулирования $\pm 2 \times 2,5\%$. Номинальное напряжение обмотки ВН - 35 кВ, номинальное напряжение обмотки НН - 10 кВ.

Технические характеристики трансформатора ТМ-2500/35/10 представлены в таблице 4.

Таблица 4 – технические характеристики трансформатора ТМН-2500/35/10

Параметр	Значение
Марка	ТМН
Номинальная мощность	4000, кВА
Номинальное напряжение на стороне ВН	35 Вт
Потери короткого замыкания	11,6 кВт

Номинальное напряжение на стороне НН	10 Вт
Потери холостого хода	2,1 кВт
Ток холостого хода	1,4 %
Напряжение короткого замыкания	6,5 %
Габаритные размеры (ДхШхВ)	3115х3190х3600 мм
Масса	10650 кг
Климатическое исполнение	У1,УХЛ1
Вид регулирования	РПН
Регулирование напряжения РПН со стороны ВН	$\pm 4 \times 2,5$ %
Схема и группа соединения обмоток	У/У _Н -0, Д/У _Н -11, У/З _Н -11

Рисунок 2 – Схема электрических соединений ПС 110 кВ Игнатьево

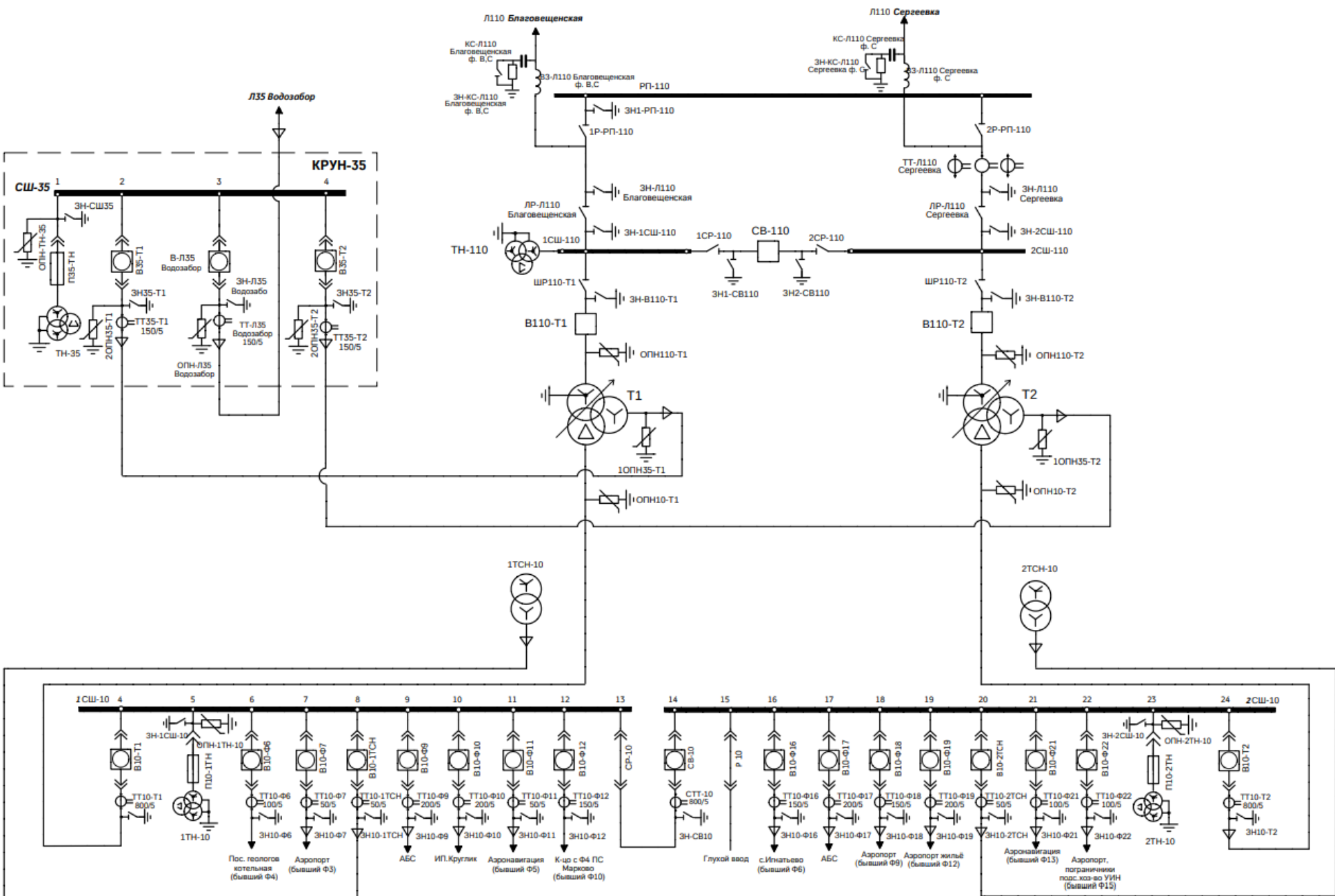
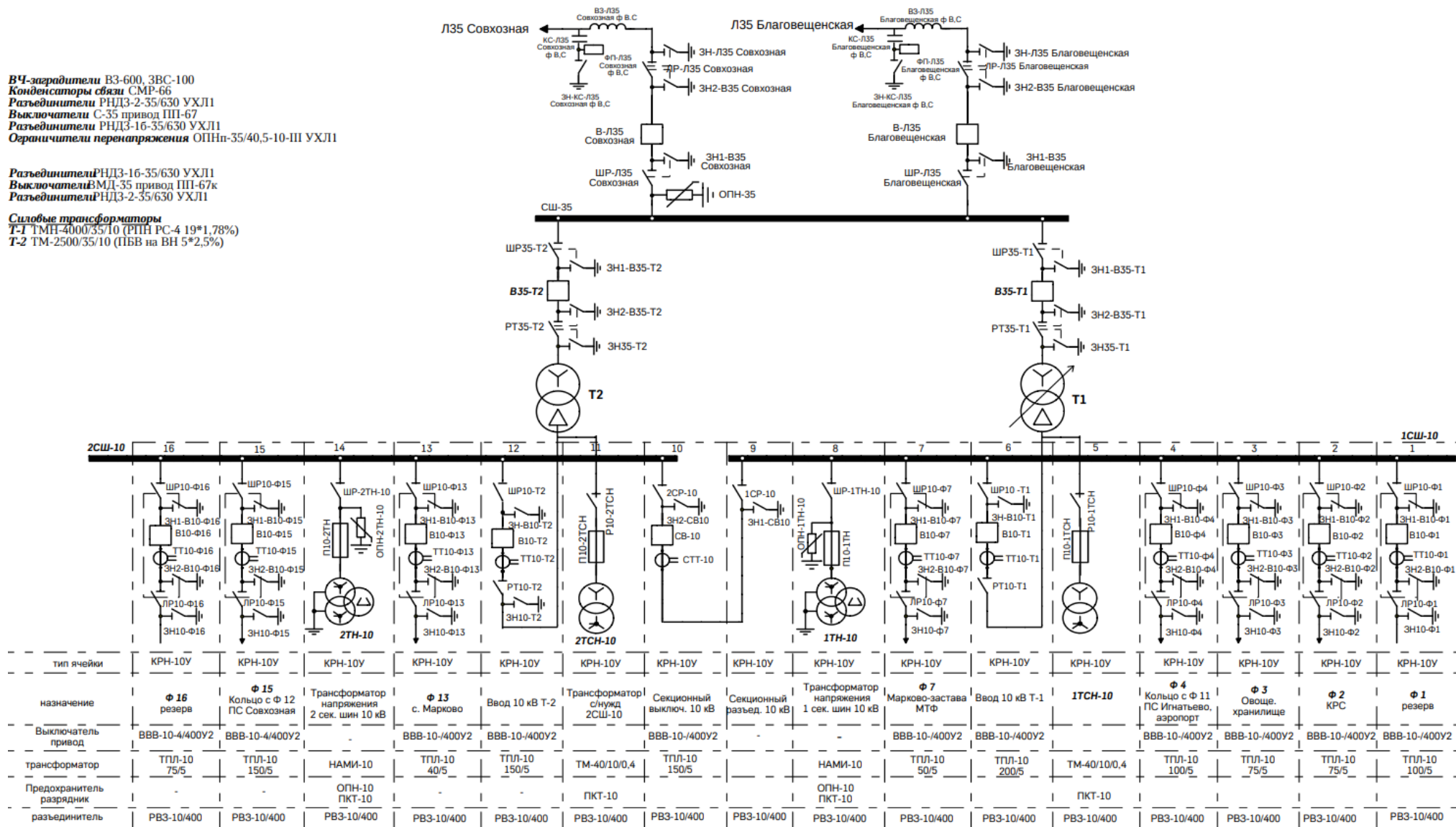


Рисунок 3 – Схема электрических соединений ПС 35 кВ Марково



2.2 Характеристика системы электроснабжения села Игнатьево

В данном разделе проводится анализ существующей системы электроснабжения 10/0,4 рассматриваемого села. Для проведения анализа используются поопорные схемы с взаимным географическим положением трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, полученные в ходе прохождения производственной практики и однолинейная схема существующей сети, представленная на рисунке 4.

От ПС 110 кВ Игнатьево питаются пять фидеров, питающих село: №6, №10, №12, №16, №19, от ПС 35 кВ Марково питается фидер №4, питающий рассматриваемое село. Рассмотрим каждый фидер более подробно.

Информация о фидере № 4 ПС 35 кВ Марково представлена в таблице 5

Таблица 5 – Характеристика фидера №4 ПС 35 кВ Марково

Фидер № 4 ПС 35 кВ Марково		
Схема питания	Магистральная	
Общее количество подключённых ТП	5	
Тип трансформатора и номинальная мощность рассматриваемых ТП	ТП № 27-13	ТМ 160/10/0,4
	ТП № 27-9	ТМ 160/10/0,4
	ТП № 27-6	ТМ 63/10/0,4
Наличие резервирования	Кольцо с фидером №12 ПС 110 кВ Игнатьево	
Суммарная протяжённость линий	12,74 км	
Тип провода	АС-70, АС-35	
Тип опор	Ж/Б	

Информация о фидере № 12 ПС 110 кВ Игнатьево представлена в таблице 6

Таблица 6 – Характеристика фидера №12 ПС 110 кВ Игнатьево

Фидер № 12 ПС 110 кВ Игнатьево		
Схема питания	Магистральная	
Общее количество подключённых ТП	6	
Тип трансформатора и номинальная мощность рассматриваемых ТП	ТП №27-3	ТМ 100/10/0,4
	ТП №27-4	ТМ 250/10/0,4
Наличие резервирования	Кольцо с фидером №4 ПС 35 кВ Марково	
Суммарная протяжённость линий	4,11 км	
Тип провода	АС-35, АС-50	
Тип опор	Ж/Б	

Информация о фидере № 6 ПС 110 кВ Игнатьево представлена в таблице 7

Таблица 7 – Характеристика фидера №6 ПС 110 кВ Игнатьево

Фидер № 6 ПС 110 кВ Игнатьево		
Схема питания	Магистральная	
Общее количество подключённых ТП	5	
Тип трансформатора и номинальная мощность рассматриваемых ТП	ТП № 27-2	ТМ 100/10/0,4
	ТП № 27-11	ТМ 160/10/0,4
	ТП № 530	ТМ 160/10/0,4
Наличие резервирования	Кольцо с фидерами №10, №19 ПС 110 кВ Игнатьево	
Суммарная протяжённость линий	7,6 км	

Продолжение таблицы 7

Тип провода	АС-50/1,13
Тип опор	Ж/Б

Информация о фидерах № 10, № 19 ПС 110 кВ Игнатьево представлена в таблице 8

Таблица 8 – Характеристика фидеров №10, №19 ПС 110 кВ Игнатьево

Фидеры №10, №19 ПС 110 кВ Игнатьево		
Схема питания	Магистральная	
Общее количество подключённых ТП	13	
Тип трансформатора и номинальная мощность рассматриваемых ТП	ТП № 27-12	ТМ 250/10/0,4
	ТП № 369	ТМ 160/10/0,4
	ТП № 10	ТМ 160/10/0,4
	ТП № 24	ТМ 160/10/0,4
	ТП № 24А	ТМ 160/10/0,4
Наличие резервирования	Кольцо с фидером №6 ПС 110 кВ Игнатьево	
Суммарная протяжённость линий	23,7 км	
Тип провода	СИП 1*120, АС-50/0,14	
Тип опор	Ж/Б	

Информация о фидере № 16 ПС 110 кВ Игнатьево представлена в таблице 9

Таблица 9 – Характеристика фидера №16 ПС 110 кВ Игнатьево

Фидер № 16 ПС 110 кВ Игнатьево	
Схема питания	Магистральная
Общее количество подключённых ТП	3

Продолжение таблицы 9

Тип трансформатора и номинальная мощность рассматриваемых ТП	ТП № 27-1	ТМ 250/10/0,4
	ТП № 385	ТМ 25/10/0,4
Наличие резервирования	Нет	
Суммарная протяжённость линий	1,1 км	
Тип провода	АС-50	
Тип опор	Ж/Б	

В ходе проведения анализа системы электроснабжения были выявлены её основные недостатки: использование устаревших проводов марки АС и не соответствие категорий электроснабжения потребителям.

Алюминиево-стальные провода АС широко применялись в прошлом, однако на сегодняшний день они во многом не соответствуют современным требованиям по надёжности и безопасности. Провода типа АС не имеют изоляции, что сильно увеличивает риск происхождения коротких замыканий при различных ситуациях, например при соприкосновении с ветками деревьев, что снижает уровень электробезопасности в населённых пунктах. Также, провода типа АС имеют довольно большие потери напряжения, и за годы их эксплуатации подверглись воздействию неблагоприятных природных факторов, что и приводит к физическому износу провода и как следствие снижению надёжности.

В качестве альтернативы в данной выпускной квалификационной работе предлагается использовать самонесущие изолированные провода (СИП), которые в сравнении с устаревшими проводами марки АС имеют ряд преимуществ, таких как высокая механическая прочность, наличие изоляции и устойчивость к различным атмосферным воздействиям. Применение проводов

марки СИП позволит повысить надёжность электроснабжения и снизить потери электроэнергии.

Также, на реконструируемой территории расположены потребители, относящиеся ко второй категории надёжности электроснабжения, но не имеющие при этом резервного источника питания. Согласно правилам устройств электроустановок, электроприёмники имеющие вторую категорию электроснабжения в обязательном порядке должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания [4]. Однако, при проведении анализа было выявлено, что фельдшерско-акушерский пункт, реабилитационный центр, котельная и школа, имеющие вторую категорию надёжности электроснабжения, имеют только один источник питания. Отсутствие резервирования на данных объектах недопустимо. Для повышения надёжности электроснабжения необходимо предусмотреть организацию второго независимого ввода, либо установку резервного источника питания.

3 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Проведение расчёта электрических нагрузок является одним из ключевых этапов проектирования системы электроснабжения. В данной главе проводится расчёт электрических нагрузок, необходимый для определения требуемой мощности оборудования, выбора и проверки правильности выбора токоведущих элементов, силовых трансформаторов, а также для расчёта потерь и колебаний напряжения, выбора СКРМ и защит. Полученные в ходе расчёта данные будут использоваться в дальнейшем для обоснования выбора трансформаторов, линий электропередачи и остальной аппаратуры. Расчёт электрических нагрузок для определения нагрузок существующих ТП производится методом удельных электрических нагрузок согласно СП 256.1325800.2016 «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектировки и монтажа», в виду отсутствия контрольных замеров Благовещенского РЭС [13].

Информация о потребителях электрической энергии села Игнатьево представлена в таблице 10

Таблица 10 – Данные о составе потребителей электрической энергии села Игнатьево

ТП	Потребитель	Кол-во единиц
ТП № 369	Жилой дом	61 ед.
	Гараж	43 ед.
	Магазин	200 м ²
ТП № 10	Жилой дом	58 ед.
	Гараж	39 ед.
ТП № 24	Жилой дом	48 ед.
	Гараж	35 ед.
ТП № 24А	Реабилитационный центр	100 чел.
	Жилой дом	41 ед.
	Гараж	38 ед.

Продолжение таблицы 10

ТП № 27-3	Теплицы	2000 м ²
	Жилой дом	1 ед.
ТП № 27-4	Жилой дом	30 ед.
	Гараж	25 ед.
	Пилорама	700 м ²
	Склад	3000 м ²
	Магазин	300 м ²
ТП № 27-13	Жилой дом	19 ед.
	Гараж	11 ед.
ТП № 27-9	Жилой дом	21 ед.
	Гараж	15 ед.
	Эко-отель «Игнатьево»	700 м ²
ТП № 27-6	Конюшня	500 м ²
	Жилой дом	1 ед.
	Склад	1500 м ²
ТП № 27-2	Ферма	600 м ²
	Жилой дом	2 ед.
	Гараж	1 ед.
ТП № 27-11	Жилой дом	38 ед.
	Гараж	30 ед.
	Магазин	200 м ²
ТП № 27-12	Жилой дом	21 ед.
	Гаражный кооператив	35 ед.
	Многоэтажный дом	3 ед.
ТП № 530	Котельная	1 ед.

ТП № 27-1	Фельдшерско-акушерский пункт	300 чел.
	Школа	250 чел.
	Библиотека	200 м ²
	Жилой дом	68 ед.
	Гараж	52 ед.
	Детский спортивный клуб	100 чел.
ТП № 385	Жилой дом	1 ед.
	Храм	300 м ²

Для проведения корректного расчёта электрических нагрузок реконструируемого села необходимо знать удельную расчётную электрическую мощность электроприёмников потребителей села.

Таблица 11 – Удельные расчётные нагрузки электроприёмников потребителей в селе Игнатьево [15].

Потребитель	Удельная расчётная мощность	Коэффициент реактивной мощности, $\text{tg}\varphi$
Гараж	0,5 (кВт/ед.)	0,7
Магазин	0,25 (кВт/)	0,75
Школа	0,25 (кВт/место)	0,38
Детский спортивный клуб	0,25 (кВт/место)	0,38
Фельдшерско-акушерский пункт	0,3 (кВт/место)	0,62
Реабилитационный центр	0,3 (кВт/место)	0,62
Библиотека	0,15 (кВт/место)	0,43
Эко-отель «Игнатьево»	0,25 (кВт/место)	0,42

Котельная	0,25 (кВт)	0,75
Пилорама	0,1 (кВт)	0,3
Склад	0,01 (кВт)	0,38
Ферма	0,01 (кВт)	0,33
Теплицы	0,03 (кВт)	0,33
Храм	0,25 (кВт)	0,75
Уличное освещение	1,2 (кВт/км)	0,75

На рисунке 5 представлена экспликация зданий, подключенных к рассматриваемой в примере трансформаторной подстанции № 27-1

3.1 Расчет электрических нагрузок частных домов

Для примера в данном разделе проводим расчет нагрузки на ТП № 27-1 на которой установлен один трансформатор номинальной мощностью 250 кВА.

Так как основной массой потребителей села является коттеджная застройка, то необходимо провести подробный расчёт нагрузки одного коттеджа.

Расчётная активная мощность электроприбора $Q_{рэп}$ вычисляется по формуле:

$$P_{рэп} = P_{уст} * k_{и} * k_{с} \quad (1)$$

где $P_{уст}$ – установленная мощность электроприёмника, кВт;

$k_{и}$ – коэффициент использования электроприбора;

$k_{с}$ – коэффициент спроса электроприбора.

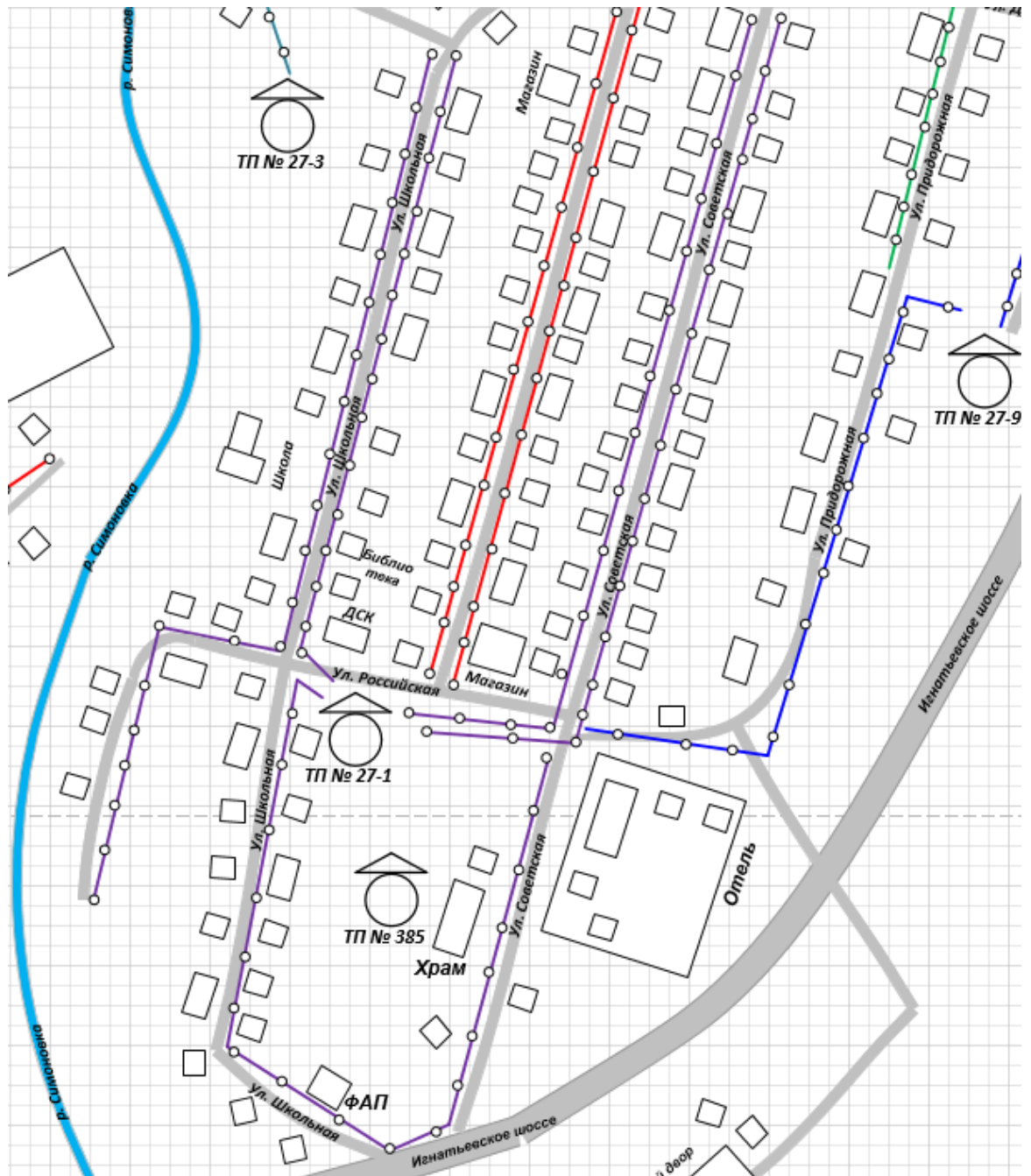


Рисунок 5 – Экспликация зданий, подключенных к ТП № 27-1

Расчётная реактивная мощность электроприбора Q_p определяется по формуле:

$$Q_{р\text{эл}} = P_{р\text{эл}} * tg\varphi \quad (2)$$

где $P_{р\text{эл}}$ – расчётная активная мощность электроприёмника, кВт;

$tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности электроприбора.

Полная мощность электроприёмника находится по формуле:

$$S_{\Pi} = \sqrt{P_{\text{рэп}}^2 + Q_{\text{рэп}}^2} \quad (3)$$

где $P_{\text{рэп}}$ – расчётная активная мощность электроприёмника, кВт;

$Q_{\text{рэп}}$ – расчётная реактивная мощность электроприёмника, кВАр.

Удельные расчётные нагрузки электроприёмников коттеджей указаны в таблице 12

Таблица 12 – Удельные расчётные нагрузки электроприёмников коттеджей

Нагрузка	Установленная мощность P_y , кВт	Коэффициент использования, $k_{\text{и}}$	Коэффициент спроса, $k_{\text{с}}$	$\cos\varphi/\text{tg}\varphi$	Расчетная мощность		
					Активная, кВт	Реактивная, кВАр	Полная, кВА
Электроплита	4,5	0,8	1,0	0,9/0,484	3,6	1,74	4,00
Насосы	1,0	0,7	0,9	0,6/1,33	0,63	0,84	1,05
Освещение, бытовые розетки	2,0	0,5	0,9	0,9/0,484	0,9	0,44	1,00
Бойлер	1,5	0,6	0,8	0,95/0,32	0,72	0,23	0,76
Холодильник	0,8	0,6	1,0	0,85/0,61	0,48	0,29	0,56
Стиральная машина	2,2	0,6	0,8	0,8/0,75	1,056	0,79	1,32
Кондиционер	1,5	0,5	0,7	0,65/1,69	0,525	0,89	1,03
Итого					7,911	5,22	9,72

Для удобства, округлим полученное значение $P_{\text{уд.чд}}$ до 7,9 кВт.

Расчётная активная мощность нагрузки частных домов $P_{уст.чд}$ определяется по формуле:

$$P_{рчд} = P_{уст.чд} * n_{чд} * k_o \quad (4)$$

где $P_{уст.чд}$ – установленная мощность одного частного дома, кВт;

$n_{чд}$ – количество частных домов, шт;

k_o – коэффициент одновременности.

Коэффициент одновременности определяется по следующей формуле:

$$k_o = 1,0838 * n_{чд}^{-0,544} \quad (5)$$

где $n_{чд}$ – количество частных домов, шт.

Расчётная реактивная мощность частных домов $Q_{рчд}$ определяется по формуле:

$$Q_{рчд} = P_{рчд} * tg\varphi_{чд} \quad (6)$$

где $P_{рчд}$ – расчётная активная мощность одного электроприёмника, кВт;

$tg\varphi_{чд}$ – коэффициент реактивной мощности частных домов.

Проведём расчёт активной и реактивной мощностей частных домов электрических нагрузок фидера №1 ТП № 27-1

Расчетная активная мощность частных домов рассматриваемого района $P_{чд}$:

$$P_{чд} = 7,9 * 17 + 0,23 = 134,3 \text{ кВт}$$

Расчетная реактивная мощность частных домов рассматриваемого района $Q_{\text{чд}}$:

$$Q_{\text{чд}} = 134,3 * 0,2 = 26,86 \text{ кВАр}$$

3.2 Расчёт электрических нагрузок общественных зданий и сооружений

Расчетная активная мощность общеобразовательной школы $P_{\text{ршк}}$ определяется по формуле:

$$P_{\text{ршк}} = P_{\text{уд.шк}} * N_{\text{шк}} \quad (7)$$

где $P_{\text{уд.шк}}$ – удельная расчетная активная мощность на одного ученика (кВт/чел.);

$N_{\text{шк}}$ – количество учеников, чел.

Расчётная реактивная мощность общеобразовательной школы $Q_{\text{ршк}}$ определяется по формуле:

$$Q_{\text{ршк}} = P_{\text{ршк}} * \text{tg} \varphi_{\text{шк}} \quad (8)$$

где $P_{\text{ршк}}$ – расчётная активная мощность общеобразовательной школы, кВт;

$\text{tg} \varphi_{\text{шк}}$ – коэффициент реактивной мощности школы.

Расчетная активная мощность библиотеки $P_{\text{рбиб}}$ определяется по формуле:

$$P_{\text{рбиб}} = P_{\text{уд.биб}} * M_{\text{биб}} \quad (9)$$

где $P_{\text{уд.биб}}$ – удельная расчетная активная мощность библиотеки на м^2 ;

$M_{\text{биб}}$ – площадь помещения библиотеки (м^2).

Расчётная реактивная мощность библиотеки $Q_{\text{рбиб}}$ определяется по формуле:

$$Q_{\text{биб}} = P_{\text{рбиб}} * \operatorname{tg} \varphi_{\text{биб}} \quad (10)$$

где $P_{\text{рбиб}}$ – расчётная активная мощность библиотеки, кВт;

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{биб}}$ – коэффициент реактивной мощности библиотеки.

Расчетная активная мощность детского спортивного клуба $P_{\text{рдск}}$ определяется по формуле:

$$P_{\text{рдск}} = P_{\text{уд.дуч}} * N_y \quad (11)$$

где $P_{\text{уд.дуч}}$ – удельная расчетная активная мощность детского спортивного учреждения, кВт/чел.;

N_y – количество учеников, чел.

Расчётная реактивная мощность детского спортивного клуба $Q_{\text{рдск}}$ определяется по формуле:

$$Q_{\text{рдск}} = P_{\text{рдск}} * \operatorname{tg} \varphi_{\text{дск}} \quad (12)$$

где $P_{\text{рдск}}$ – расчётная активная мощность детского спортивного клуба, кВт;

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{дск}}$ – коэффициент реактивной мощности детского спортивного учреждения.

Расчетная активная мощность фельдшерско-акушерского пункта $P_{\text{рфап}}$ определяется по формуле:

$$P_{\text{рфап}} = P_{\text{уд.мед}} * N_{\text{м}} \quad (13)$$

где $P_{\text{уд.мед}}$ – удельная расчетная активная мощность медицинского учреждения (кВт/чел.);

$N_{\text{м}}$ – количество мест, чел.

Расчётная реактивная мощность фельдшерско-акушерского $Q_{\text{рфап}}$ определяется по формуле:

$$Q_{\text{рфап}} = P_{\text{рфап}} * \text{tg}\varphi_{\text{мед}} \quad (14)$$

где $P_{\text{рфап}}$ – расчётная активная мощность фельдшерско-акушерского пункта, кВт;

$\text{tg}\varphi_{\text{дск}}$ – коэффициент реактивной мощности медицинского учреждения.

Расчетная активная мощность освещения улиц $P_{\text{росв}}$ определяется по формуле:

$$P_{\text{росв}} = P_{\text{уд.осв}} * L \quad (15)$$

где $P_{\text{уд.осв}}$ – удельная расчетная активная мощность осветительных установок, кВт;

L – длина улицы, км.

Расчётная реактивная мощность освещения улиц $Q_{\text{росв}}$ определяется по формуле:

$$Q_{\text{росв}} = P_{\text{росв}} * \text{tg}\varphi_{\text{осв}} \quad (16)$$

где $P_{\text{росв}}$ – расчётная активная мощность освещения, кВт;

$tg\varphi_{осв}$ – коэффициент реактивной мощности осветительных установок.

Проведём расчёт активной и реактивной мощностей электрических нагрузок зданий фидера №1 ТП № 27-1

Расчетная активная мощность фельдшерско-акушерского пункта $P_{рфап}$:

$$P_{рфап} = 0,46 * 100 = 46 \text{ кВт}$$

Расчетная реактивная мощность фельдшерско-акушерского пункта $Q_{рфап}$:

$$Q_{рфап} = 46 * 0,62 = 28,52 \text{ кВАр}$$

3.3 Определение расчётных нагрузок линий 0,4 кВ

Так как электрическая нагрузка в реконструируемых сетях является смешанной, то расчётная активная и реактивная нагрузки питающих линий и распределительных устройств 0,4 кВ определяются по следующим формулам:

$$P_{P0,4} = P_{об.мах} + \sum k_{yi} * P_{об.i} \quad (17)$$

$$Q_{P0,4} = Q_{об.мах} + \sum k_{yi} * Q_{об.i} \quad (18)$$

где $P_{об.мах}$, $Q_{об.мах}$ – наибольшая активная и реактивная мощности из числа всех объектов, питающихся от линии;

$P_{об.i}$, $Q_{об.i}$ – активная и реактивная мощности остальных объектов;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме нагрузки остальных объектов.

Полная расчётная мощность нагрузки питающей линии определяется по формуле:

$$S_{P0,4} = \sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2} \quad (19)$$

Для примера, проведём расчёт электрических нагрузок фидера №1 ТП № 27-1:

Расчетная активная мощность фидера №1:

$$P_{P0,4} = 134,3 + 0,8 * 46 = 171,1 \text{ кВт}$$

Расчетная реактивная мощность фидера №1:

$$Q_{P0,4} = 28,52 + 26,86 * 0,9 = 52,69 \text{ кВАр}$$

Полная расчетная мощность фидера №1:

$$S_{P0,4} = \sqrt{171,1^2 + 52,69^2} = 179,03 \text{ кВА}$$

Расчёты нагрузок остальных фидеров трансформаторных подстанций приведены в таблице 13

Таблица 13 – Расчёты нагрузок на отходящих фидерах ТП

Фидер ТП	$P_{P0,4}$ (кВт)	$Q_{P0,4}$ (кВАр)	$S_{P0,4}$ (кВА)
ТП № 27-13			
Фидер №1	34,56	8,56	35,60
Фидер №2	38,93	9,33	40,04
ТП № 27-9			
Фидер №1	24,93	6,78	25,83
Фидер №2	85,20	30,20	90,40
ТП № 27-1			
Фидер №1	80,80	32,45	87,07
Фидер №2	65,88	21,58	69,32
Фидер №3	86,96	27,34	91,15
Фидер №4	44,73	11,71	46,24
Фидер №5	48,03	12,66	49,67
ТП № 27-4			
Фидер №1	73,49	24,47	77,45
Фидер №2	69,81	24,35	73,93

Фидер №3	80,41	22,37	83,46
ТП № 27-12			
Фидер №1	99,93	20,06	101,93
Фидер №2	41,53	18,88	45,62
Фидер №3	36,21	9,38	37,40
ТП № 27-1			
Фидер №1	40,86	11,82	42,54
Фидер №2	43,54	11,82	45,12
Фидер №3	69,93	19,49	72,60
ТП № 24			
Фидер №1	67,26	26,69	72,37
Фидер №2	49,56	13,16	51,27
Фидер №3	40,79	11,80	42,46
ТП № 24А			
Фидер №1	46,32	12,90	48,08
Фидер №2	32,94	9,04	34,16
Фидер №3	58,78	17,21	61,24
ТП № 10			
Фидер №1	44,23	14,03	46,40
Фидер №2	36,74	11,30	38,44
Фидер №3	42,46	11,54	44,00
ТП № 369			
Фидер №1	58,37	15,66	60,44
Фидер №2	46,63	12,79	48,35
ТП № 530			
Фидер №1	115,12	34,54	120,19
ТП № 27-2			
Фидер №1	29,15	8,79	30,45
ТП № 27-3			
Фидер №1	33,14	9,90	34,59
ТП № 27-6			
Фидер №1	39,81	13,85	42,15
ТП № 385			
Фидер №1	21,02	6,82	22,10

В данном разделе выполнен расчёт нагрузок для каждого фидера линии 0,4 кВ. Полученные значения послужат основой для дальнейшего выбора сечений проводов, проверки коэффициентов загрузки трансформаторов.

4.1 Выбор сечений линий распределительной сети 0,4 кВ

Анализ показал, что существующая система электроснабжения 0,4 кВ села Игнатьево выполнена в основном с использованием неизолированных алюминиево-стальных проводов типа АС-35, АС-50, а также небольшое количество СИП-1. Основной проблемой является эксплуатирование многих элементов системы свыше нормативного срока службы, что, в свою очередь, может приводить к увеличению отказов работы оборудования и понижению надёжности электроснабжения, а также высокий риск коротких замыканий из-за различных факторов.

СИП-1 представляет собой самонесущий изолированный провод с неизолированной нулевой жилой, провод АС не имеет изоляции, в то время как СИП-2 имеет изоляцию на всех жилах (включая нулевую).

ГОСТ 31946-2012 «Провода самонесущие изолированные и защищённые для воздушных линий электропередач» усилил требования к безопасности и надёжности воздушных линий электропередач, что сделало полную изоляцию всех жил более предпочтительной, в связи с чем при реконструкции села Игнатьево предлагается заменить АС-35, АС-50, СИП-1 на СИП-2.

В данном разделе рассматривается расчет площади сечений и материала проводника для ВЛ 0,4 кВ которыми выполнено низковольтное электроснабжение села Игнатьево. В настоящее время сети 0,4 кВ выполнены в виде одно цепных линий электропередачи, при этом в данном разделе предусматривается выбор нового типа проводника в виде самонесущего изолированного провода типа СИП-2, количество линий оставляем без изменений.

Рассмотрим основные достоинства нового проводника типа СИП-2:

- 1) Все жилы данного проводника имеют двойную изоляцию из

термостойкого сшитого полиэтилена, что является защитой от коротких замыканий при соприкосновении проводов и также безопасно для людей и животных, что особенно актуально в маленьких населённых пунктах.

2) Потери электроэнергии значительно меньше за счёт отсутствия коротких замыканий на землю и между фазами.

3) Монтаж проводится без снятия изоляции при помощи пирсинговых зажимов, не требует изоляторов и распорок, что значительно упрощает работу .

4) Данные типы проводников отлично переносят ветер, снег и гололёд за счёт наличия оболочки. Её материал не позволяет накапливаться на поверхности провода снегу и обледенению, что сильно снижает механические нагрузки на проводник.

5) При использовании СИП практически полностью исключается незаконное хищение электроэнергии путём прямого подключения сторонних потребителей к линии.

6) Проводник типа СИП имеет значительно меньшее реактивное сопротивление и тем самым меньшие потери энергии и напряжения при сравнении с неизолированным типом проводников.

Рассмотрим расчет и выбор проводников СИП-2 применительно к нашей системе электроснабжения.

Выбор провода должен осуществляться с соблюдением условия выбора провода по току [17]:

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ддт}} \quad (20)$$

где $I_{\text{р0,4}}$ – расчётный ток нагрузки фидера;

$I_{\text{ддт}}$ – длительный допустимый ток нагрузки фидера.

Разница между длительно допустимым и расчётным токами должна

обеспечивать запас, позволяющий в случае кратковременного повышения нагрузки избежать перегрузки кабеля. В среднем, эту разницу принимают в размере 15-20%

Опираясь на данные приведённого выше расчёта нагрузок отходящих фидеров для рассматриваемых ТП (Таблица 13) находим расчётные токи рассматриваемых фидеров.

Расчётный ток нагрузки фидера определяется по формуле:

$$I_{P0,4} = \frac{S_{P0,4}}{\sqrt{3} * U_{ном}} \quad (21)$$

где $S_{P0,4}$ – расчётная полная мощность для выбранного фидера, кВА;

$U_{ном}$ – линейное напряжение сети, кВ.

Для примера, проведём расчёт тока нагрузки и выберем проводник для фидера №2 ТП № 27-9:

$$I_{\phi 2} = \frac{90,56}{\sqrt{3} * 0,4} = 139,41 \text{ A}$$

Для полученной токовой нагрузки 139,41 для фидера № 2 ТП № 27-9 был выбран провод марки СИП-2 3х50+1х54,6, допустимый длительный ток которого составляет 195 А

Проверяем условие выбора провода по току:

$$139,41 \leq 195$$

Провод марки СИП-2 3х50+1х54,6 успешно проходит проверку по току,

принимая его к установке.

Результаты расчётов по выбору сечений для остальных проводов отходящих от ТП фидеров приведены в таблице 14

Таблица 14 – Выбор марок СИП на фидерах ТП

Наименование ТП	Номер фидера	$I_{\text{расч}}$ (А)	Принятое сечение (мм ²)	Длительно допустимый ток (А)
27-13	1	51,72	3×16+1×54,6	100
	2	61,82	3×16+1×54,6	100
27-9	1	37,60	3×16+1×35	100
	2	139,41	3×50+1×54,6	195
27-1	1	140,66	3×50+1×54,6	195
	2	154,74	3×50+1×54,6	195
	3	153,91	3×50+1×54,6	195
	4	75,75	3×16+1×54,6	100
	5	80,03	3×16+1×54,6	100
27-4	1	128,63	3×35+1×54,6	160
	2	122,43	3×35+1×54,6	160
	3	136,82	3×50+1×54,6	195
27-12	1	156,80	3×50+1×54,6	195
	2	77,63	3×16+1×54,6	100
	3	60,16	3×16+1×54,6	100
27-11	1	68,84	3×16+1×54,6	100
	2	65,74	3×16+1×54,6	100
	3	120,65	3×35+1×54,6	160
24А	1	117,72	3×35+1×54,6	160
	2	73,62	3×16+1×54,6	100
	3	67,01	3×16+1×54,6	100
24	1	79,53	3×16+1×54,6	100
	2	61,67	3×16+1×54,6	100
	3	102,95	3×25+1×54,6	130

Продолжение таблицы 14

10	1	81,17	3×16+1×54,6	100
	2	68,18	3×16+1×54,6	100
	3	71,29	3×16+1×54,6	100
369	1	96,80	3×25+1×54,6	130
	2	74,25	3×16+1×54,6	100
27-2	1	53,85	3×16+1×54,6	100
27-3	1	45,19	3×16+1×54,6	100
27-6	1	111,90	3×35+1×54,6	160
385	1	45,30	3×16+1×54,6	100
530	1	182,23	3×70+1×54,6	240

Таким образом, выбранные проводники для линий электропередачи 0,4 кВ успешно прошли проверку и удовлетворяют условиям выбора.

4.2 Проверка выбранных сечений линий 0,4 кВ по допустимой потере напряжения

Чтобы убедиться в достоверности выбора, сечения выбранных проводов также необходимо проверить на допустимые потери напряжения.

Согласно ГОСТ 32144-13 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю. [21]

Потери напряжения на линии вычисляются согласно следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{I_{\text{расч}} * L_0 \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} * (r_0 * \cos(\varphi) + x_0 * \sin(\varphi)) * 100\% \quad (22)$$

где $S_{расч}$ – расчётный максимальный ток, А;

L_0 – длина линии, км;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ;

r_0, x_0 – удельные активное и реактивное сопротивления линии, Ом/км.

Результаты расчётов потерь напряжения для фидеров рассматриваемых ТП приведены в таблице 15

Таблица 15 – Расчёт потерь напряжения на линиях 0,4 кВ

Наименование ТП	Номер фидера	$I_{расч}$ (А)	Длина линии (км)	$\Delta U(\%)$
27-13	1	51,72	0,372	1,53
	2	61,82	0,318	1,55
27-9	1	37,60	0,352	1,05
	2	139,41	0,526	5,78
27-1	1	140,66	0,521	5,90
	2	154,74	0,719	8,82
	3	153,91	0,787	9,62
	4	75,75	0,465	2,78
	5	80,03	0,473	2,99
27-4	1	128,63	0,363	3,7
	2	122,43	0,603	5,90
	3	136,82	0,588	6,37
27-12	1	156,80	1,154	8,12
	2	77,63	0,665	4,14
	3	60,16	0,365	1,73
27-11	1	68,84	1,015	5,55
	2	65,74	0,542	2,82
	3	120,65	1,225	9,75
24А	1	117,72	0,743	7,04
	2	73,62	0,385	2,24
	3	67,01	0,432	2,30

Продолжение таблицы 15

24	1	79,53	0,874	5,50
	2	61,67	0,573	2,80
	3	102,95	0,783	6,41
10	1	81,17	0,312	2,01
	2	68,18	0,482	2,61
	3	71,29	0,782	4,41
369	1	96,80	0,839	6,43
	2	74,25	0,691	4,06
27-2	1	53,85	0,492	2,10
27-3	1	45,19	0,312	1,11
27-6	1	111,90	0,921	8,24
385	1	45,30	0,213	0,77
530	1	182,23	0,731	9,53

В данном разделе произведён расчёт потерь напряжения на линиях 0,4 кВ, результаты расчёта показали, что значения потерь напряжения на линиях соответствуют установленным нормам.

5 РЕКОНСТРУКЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

В данном разделе рассматривается вопрос целесообразности реконструкции трансформаторов подстанций 10/0,4 кВ рассматриваемого района электрических сетей. Для решения будет приниматься на основании расчетных данных о фактических коэффициентах загрузки трансформаторов. Так же следует отметить что данная работа рассматривает установку двух трансформаторов при реконструкции на следующих трансформаторных подстанциях: № 27-1, № 530, № 24А.

Такое решение обусловлено отсутствием обеспечения резервирования потребителей второй категории надёжности, что является обязательным по согласно правилам устройств электроустановок. От ТП № 27-1 получают питание фельдшерско-акушерский пункт и школа села Игнатьево, от ТП № 530 получает питание котельная, от ТП № 24А получает питание реабилитационный центр. Все вышеперечисленные потребители имеют вторую категорию надёжности, но при этом только один источник питания.

В процессе реконструкции принято решение установить второй трансформатор на каждой из вышеперечисленных ТП и в процессе реконструкции сети 10 кВ предусмотреть подключение новых ВЛ для их питания.

5.1 Расчёт электрических нагрузок ТП

Для определения коэффициентов загрузки рассматриваемых ТП необходимо при помощи нагрузок отходящих фидеров определить нагрузки на стороне НН ТП:

Расчётная мощность нагрузки на шинах НН ТП допускается определяется по формуле:

$$P_{\text{ННТП}} = k * \sum P_{\text{Р0,4}} + P_{\text{Росв}} \quad (23)$$

$$Q_{\text{ННТП}} = k * \sum Q_{\text{Р0,4}} + Q_{\text{Росв}} \quad (24)$$

где k – коэффициент совмещения максимумов нагрузки фидеров ТП.

Для примера проведём расчёт нагрузки на ТП 27-4:

$$P_{\text{ННТП}} = 0,9 * (73,49 + 69,81 + 80,41) + 1,85 = 201,33$$

$$Q_{\text{ННТП}} = 0,9 * (35,67 + 30,44 + 37,01) + 0,55 = 103,11$$

Полная мощность нагрузки соответственно:

$$S_{\text{ННТП}} = \sqrt{P_{\text{ННТП}}^2 + Q_{\text{ННТП}}^2} \quad (25)$$

$$S_{\text{ННТП}} = \sqrt{201,33^2 + 103,11^2} = 226,19$$

Аналогично проводится расчет для остальных ТП, результаты расчетов приведены в таблице 16

Таблица 16 – Расчёт нагрузок существующих ТП

Номер ТП	$P_{\text{ННТП}}$ (кВт)	$Q_{\text{ННТП}}$ (кВАр)	$S_{\text{ННТП}}$ (кВА)
27-13	73,49	17,89	75,64
27-9	110,13	36,98	116,17
27-1	326,39	105,75	343,09
27-4	201,33	71,19	213,54
27-12	177,67	48,32	184,13
27-11	154,33	43,14	160,25
24А	157,61	51,65	165,86
24	138,04	39,15	143,48
10	123,44	36,87	128,83
369	105,00	28,45	108,78
27-2	29,15	8,79	30,45

27-3	23,14	6,60	24,06
27-6	59,81	20,55	63,24
385	21,02	6,82	22,10
530	50,12	15,04	52,33

Согласно полученным данным далее проводим компенсацию реактивной мощности на существующих ТП

5.2 Компенсация реактивной мощности

Перед тем как проводить расчёт коэффициентов загрузки силовых трансформаторов на всех трансформаторных подстанциях рассматриваемого района электрических сетей необходимо произвести расчёты и определить необходимость компенсации реактивной мощности на всех ТП рассматриваемого района.

Оценку целесообразности и компенсации реактивной мощности можно выполнить согласно прогнозных данных о активной и реактивной мощности нагрузки а также после определения коэффициента реактивной мощности сравните его с предельным значением для электрических сетей 0,4 кВ который составляет 0,35.

Если полученное значение коэффициента реактивной мощности превышает 0,35 , следовательно на трансформаторной подстанции рекомендована установка компенсирующих устройств в противном случае данные компенсирующие устройства нецелесообразно устанавливаются экономической точки зрения.

Проводим определение фактического коэффициента реактивной мощности для каждой ТП с прогнозными значениями нагрузки по следующей формуле:

$$tg\varphi_{\text{факт}} = \frac{Q_{\text{ннтп}}}{P_{\text{ннтп}}} \quad (26)$$

Для примера проводим расчет на ТП 27-13

$$tg\varphi_{\text{факт}} = \frac{Q_{\text{ннтп}}}{P_{\text{ннтп}}} = \frac{17,89}{73,49} = 0,24$$

Предельное значение коэффициента реактивной мощности для сетей 0,4 кВ составляет 0,35, при этом полученное фактическое значение меньше данного, следовательно компенсация реактивной мощности на данной ТП не требуется, далее проводим расчет данного параметра на остальных ТП, результаты расчетов приведены в таблице 17:

Таблица 17 - Расчет коэффициента реактивной мощности

Номер ТП	$tg\varphi_{\text{факт}}$
27-13	0,24
27-9	0,34
27-1	0,32
27-4	0,35
27-12	0,27
27-11	0,28
24А	0,33
24	0,28
10	0,30
369	0,27
27-2	0,30
27-6	0,34
385	0,32
530	0,30

Анализ данных показывает что компенсация реактивной мощности не требуется ни на одной ТП.

5.3 Расчет коэффициентов загрузки ТП

В данном разделе проводится расчет фактических коэффициентов загрузки тех трансформаторных подстанций на которых установка второго трансформатора не предполагается.

Определение такого параметра как фактический коэффициент загрузки является важной задачей т.к. она позволяет определить в каком режиме работает силовой трансформатор, при этом если данный параметр имеет низкое значение следовательно оборудование не нагружено и эксплуатируется не целесообразно с экономической точки зрения – требуется пересмотр номинальной мощности трансформатора. При высоком значении данного параметра для трансформатора имеется систематическая перегрузка, что может привести к выходу его из строя и возникновением чрезвычайной ситуации что так же недопустимо.

Коэффициент загрузки для нормального режима работы ТП рассчитывается как (без учета компенсации реактивной мощности):

$$K_3 = \frac{\sqrt{P_{\text{ннТП}}^2 + Q_{\text{ннТП}}^2}}{S_{\text{ном}} * N} \quad (27)$$

где $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность трансформатора ТП;

N – количество трансформаторов ТП.

Данный коэффициент ТП с потребителями III категории должен удовлетворять условиям $K_{3III} \leq 0,9$, для ТП, имеющих потребителей II и III категории $K_{3II} \leq 0,8$.

Значение данного параметра должно удовлетворять условию:

$K_3 = 0,95$ (для потребителей третьей категории) для одно трансформаторной ТП

Проводим расчет на примере ТП 27-9:

$$K_{3\ 27-9} = \frac{\sqrt{110,13^2 + 36,98^2}}{160} = 0,73$$

Коэффициент загрузки не превышает допустимое значение следовательно замена оборудования не требуется, так же проводим данный расчет для остальных ТП на которых установка второго трансформатора не требуется, сводим результаты в таблицу 18.

Таблица 18 - Расчеты коэффициентов загрузки ТП

Номер ТП	N_T	$S_{\text{ном}}$	K_3	Замена трансформатора
27-13	1	160	0,47	Не требуется
27-9	1	160	0,83	Не требуется
27-1	1	250	1,21	Требуется установка второго трансформатора
27-4	1	250	0,85	Не требуется
27-12	1	250	0,74	Не требуется
27-11	1	160	0,99	Требуется
24А	1	160	1,04	Требуется установка второго трансформатора
24	1	160	0,89	Не требуется
10	1	160	0,81	Не требуется
369	1	160	0,68	Не требуется
27-2	1	100	0,35	Не требуется
27-3	1	100	0,35	Не требуется

27-6	1	63	0,83	Не требуется
385	1	25	0,88	Не требуется
530	1	160	0,33	Требуется установка второго трансформатора

1. Из проведённого расчёта следует, что замена оборудования требуется на ТП № 27-11, поскольку трансформатор, установленный на данной ТП, превышает коэффициент загрузки.

2. На ТП № 27-1 требуется установка второго трансформатора, поскольку не удовлетворяется требование по обеспечению надёжности электроснабжения подключённых к ТП потребителей II категории (фельдшерско-акушерский пункт, школа), а также коэффициент загрузки трансформатора превышает допустимое значение.

3. На ТП № 530 необходима установка второго трансформатора, исходя из требований к надёжности электроснабжения потребителей II категории, подключённых к рассматриваемой ТП (котельная)

4. На ТП № 24А требуется установка второго трансформатора, поскольку не удовлетворяется требование по обеспечению надёжности электроснабжения подключённых к ТП потребителей II категории (реабилитационный центр), а также коэффициент загрузки трансформатора превышает допустимое значение.

5.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на реконструируемых ТП

В данном разделе проводится расчёт для выбора трансформаторной мощности реконструируемых ТП

Проводим расчеты применительно к реконструируемым ТП.

Требуемая мощность силового трансформатора определяется по следующей формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{n_T * k} \quad (28)$$

где k - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (для двух трансформаторных ТП принимается равным 0,7).

Рассмотрим подробно пример расчета мощности трансформатора для ТП 27-1:

$$S_{\text{тр } 27-1} = \frac{\sqrt{326,39^2 + 105,75^2}}{2 * 0,7} = 245,06$$

По расчетным данным выбираем трансформатор типа ТМГ 250/10/0,4 , номинальной мощностью 250 кВА.

Далее проверяем выбранный трансформатор по фактическому коэффициенту загрузки:

$$K_{3 \text{ } 27-1} = \frac{\sqrt{326,39^2 + 105,75^2}}{2 * 250} = 0,68$$

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту работы в послеаварийном режиме:

$$K_{3 \text{ } 27-1} = \frac{\sqrt{326,39^2 + 105,75^2}}{250} = 1,37$$

Полученный коэффициент загрузки удовлетворяет ранее указанным условиям, следовательно, номинальная мощность трансформатора выбрана верно, далее проводим расчет для остальных ТП где это необходимо, результаты

расчета сводим в таблицу 19.

Таблица 19 – Выбор трансформаторов на реконструируемых ТП

ТП	$S_{\text{ТП}}, \text{кВА}$	$S_{\text{НОМ}}, \text{кВА}$	Марка трансформатора	Кол-во	$K_{\text{факт}}$	$K_{\text{ПА}}$
27-1	245,06	250	ТМГ-250/10-0,4	2	0,68	1,37
24А	118,47	160	ТМГ-160/10-0,4	2	0,51	1,03
530	69,75	160	ТМГ-160/10-0,4	2	0,46	0,75
27-11	165,54	250	ТМГ-250/10-0,4	1	0,5	1,001

Коэффициенты загрузки находятся в допустимом диапазоне, из чего можно сделать вывод, что трансформаторы подобраны верно.

5.5 Выбор ТП и их конструктивное исполнение

Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ являются ключевым звеном в системе распределения электроэнергии. Основными функциями трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ являются приём электроэнергии от питающей линии 10 кВ, понижение напряжения до значения 0,4 кВ при помощи силового трансформатора и осуществление дальнейшего распределения электроэнергии к потребителям электрической энергии.

Основными видами трансформаторных подстанций являются комплектные трансформаторные подстанции (КТП), мачтовые трансформаторные подстанции (МТП), столбовые трансформаторные подстанции (СТП). Комплектные трансформаторные подстанции представляют из себя металлический или бетонный шкаф, размещающийся на фундаменте. Мачтовые трансформаторные подстанции размещаются как правило на двух железобетонных опорах. Столбовые подстанции монтируются на опорах с применением металлических конструкций.

Исходя из приведённых расчётов и категорий надёжностей потребителей принято решение о реконструкции трансформаторных подстанций № 27-1, № 24А, № 530 с установкой комплектных трансформаторных подстанций городского типа серии КТПГ.

В основной состав оборудования выбранных ТП 10/0,4 входят:

1. Ячейки кабельных/воздушных вводов 6-10 кВ, предназначенные для приёма электроэнергии;
2. Ячейки силовых трансформаторов;
3. Устройство высокого напряжения (УВН);
4. Распределительное устройство низкого напряжения (РУНН);
5. Ячейка секционной связи 6 (10) кВ;
6. Шинный мост 6 (10) кВ;
7. Шкаф секционного выключателя 0,4 кВ;
8. Шинный мост 0,4 кВ.

Основные технические характеристики выбранной КТП представлены в таблице 20

Таблица 20 – основные технические характеристики выбранных для установки КТП

Параметр	Значение
Мощность силового трансформатора, кВА	160;250
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	10
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4
Исполнение ввода УВН	Кабельный
Исполнение вывода РУНН	Кабельный
Степень защиты	IP 54; IP 31
Климатическое исполнение и категория размещения	У1, УХЛ1

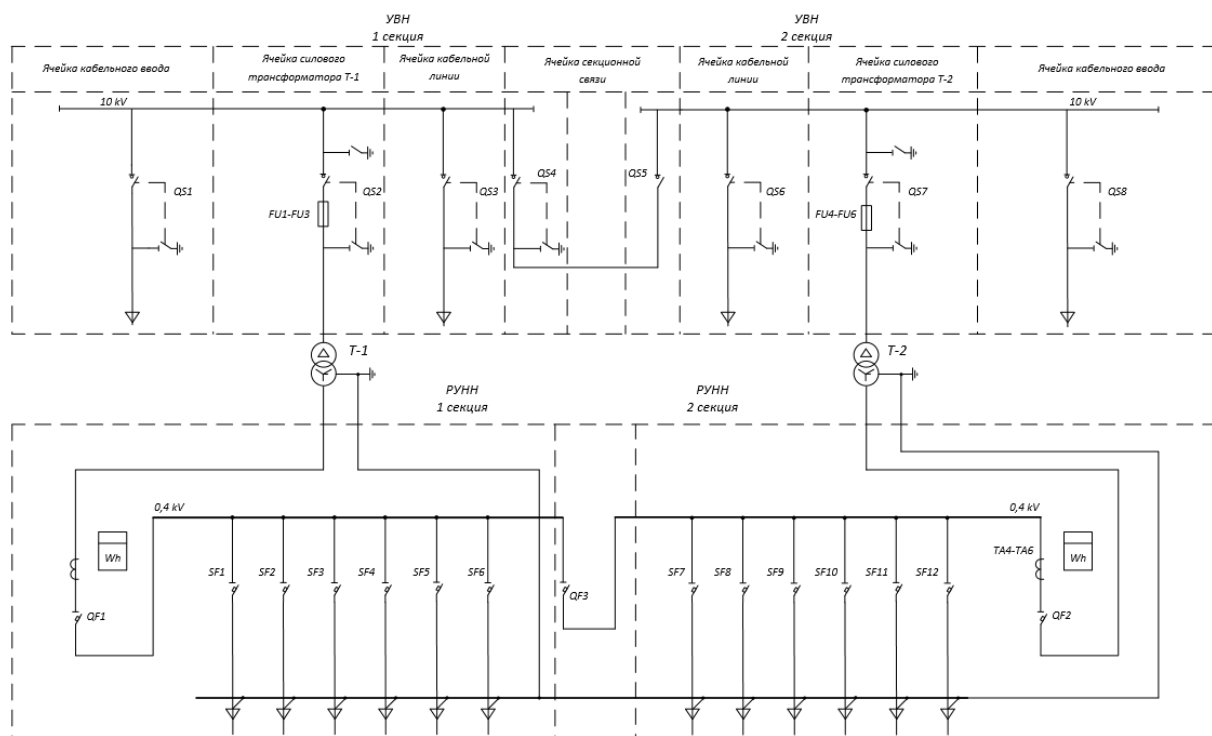


Рисунок 6 – схема электрическая принципиальная КТП

Выбранная к установке КТПГ имеет металлический каркас, в её ячейках высоковольтного ввода будут установлены выключатели нагрузки выбранные в таблице 434 раздела 4939049, а именно ВНА-10/630. В ячейках трансформаторных вводов будут установлены разъединители РВЗ и предохранителями ПТК.

5.6 Расчет электрических нагрузок на стороне ВНТП

При расчёте и выборе проводов линий электропередач питающих трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ а так же для выбора оборудования 10 кВ как на источнике питания так и на самих ТП требуется определить значение мощности нагрузки приведенной к шинам высокого напряжения каждой из ТП, которая представляет собой сумму мощности нагрузки на стороне низкого напряжения (определена ранее) и потерь мощности в силовых трансформаторах. Поэтому в данном разделе будет производиться расчет потерь активной, реактивной и полной мощности потерь в силовых трансформаторах всех ТП

рассматриваемого района с использованием паспортных данных трансформаторов. Будут использоваться ток холостого хода, напряжение короткого замыкания а так же номинальная мощность трансформаторов 10/0,4 кВ.

Паспортные данные трансформаторов которые используются в рассматриваемой системе электроснабжения приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Характеристики трансформаторов 10/0,4 кВ

Тип трансформатора	Потери холостого хода ΔP_x (кВт)	Потери короткого замыкания ΔP_k (кВт)	Напряжение короткого замыкания u_k (%)	Ток холостого хода i_k (%)
ТМ 25/10/0,4	0,1	0,6	4,5	2,8
ТМ 63/10/0,4	0,15	1,2	4,5	2,5
ТМ 100/10/0,4	0,22	1,3	4,5	2,5
ТМ 160/10/0,4	0,44	2,75	4,5	1,8
ТМ 250/10/0,4	0,56	3,7	4,5	1,7
ТМ 400/10/0,4	0,8	5,5	4,5	1,6

Расчет потерь активной мощности в трансформаторах ТП определяем через паспортные данные и коэффициент загрузки по следующей формуле:

$$\Delta P_m = \Delta P_k * K_{\text{факт}}^2 + \Delta P_x \quad (29)$$

Потери реактивной мощности :

$$\Delta Q_m = \frac{u_k * S_{\text{ТП}}^2}{S_{\text{НОМ}} * 100} + \frac{i_k * S_{\text{НОМ}}}{100} \quad (30)$$

где u_k - напряжение короткого замыкания трансформатора (%)

i_k - ток холостого хода трансформатора (%)

Проводим расчёт на примере ТП № 27-12:

$$\Delta P_T = 3,7 * 0,74^2 + 0,56 = 3,26 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = \frac{4,5 * 213,54^2}{250 * 100} + \frac{1,7 * 250}{100} = 12,46 \text{ кВАр}$$

Определяем полную мощность потерь в трансформаторе:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (31)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{3,26^2 + 12,46^2} = 12,88 \text{ кВ}$$

Определяем мощность нагрузки на шинах высокого напряжения данной ТП путём сложения расчетной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения и потерь мощности в трансформаторах:

$$P_{\text{ВНТП}} = P_{\text{НТП}} + \Delta P_m \quad (32)$$

$$Q_{\text{ВНТП}} = Q_{\text{НТП}} + \Delta Q_m \quad (33)$$

$$S_{\text{ВНТП}} = S_{\text{НТП}} + \Delta S_m \quad (34)$$

где $Q_{\text{НТП}}$ - расчетная реактивная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения ТП;

$S_{\text{НТП}}$ - расчетная полная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения ТП.

Расчет проводим для ТП 27-1:

$$P_{ВНТП} = 326,39 + 3,41 = 329,8 \text{ кВт}$$

$$Q_{ВНТП} = 105,75 + 38,16 = 143,91 \text{ кВАр}$$

$$S_{ВНТП} = 343,09 + 38,31 = 381,4 \text{ кВА}$$

Проводим расчет для остальных ТП результаты сводим в таблицу 21.

Таблица 21 – Определение расчетных мощностей 10 кВ ТП

ТП	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (кВА)	ΔS_m (кВА)	$P_{ВНТП}$ (кВт)	$Q_{ВНТП}$ (кВАр)	$S_{ВНТП}$ (кВА)
27-13	1,05	4,49	4,61	74,55	22,38	80,25
27-9	1,89	6,68	6,94	112,02	43,65	123,11
27-1	2,27	25,44	25,54	329,80	143,90	381,40
27-4	3,26	12,46	12,88	204,59	83,65	226,42
27-12	2,57	10,35	10,67	180,24	58,68	194,79
27-11	3,20	10,10	10,60	157,53	53,24	170,84
24А	1,16	10,62	10,68	159,34	67,57	181,88
24	2,65	8,67	9,07	140,69	47,82	152,55
10	2,22	7,55	7,87	125,66	44,42	136,70
369	1,71	6,21	6,44	106,71	34,66	115,22
27-2	0,34	2,92	2,94	29,49	11,71	33,38
27-3	0,38	3,04	3,06	33,52	12,94	37,65
27-6	0,99	3,55	3,68	50,79	20,40	56,27
385	0,57	1,58	1,68	21,59	8,39	23,78
530	0,90	6,94	7,00	116,47	44,95	130,69
Суммарное значение				1842,98	698,37	2044,93

В рамках реконструкции электрической сети необходимо определить нагрузку на те трансформаторные подстанции, которые не участвуют в питании рассматриваемого района, но подключены к рассматриваемому фидеру. Несмотря на то, что данные о фактическом электропотреблении отсутствуют,

известны номинальные мощности этих ТП, что позволяет оценить нагрузку.

Для приближённого расчёта принимаются следующие допущения:

Коэффициент спроса принимаем $k_c = 0,7$;

Коэффициент реактивной мощности $\cos\varphi = 0,9$

Активная мощность определяется по формуле

$$P = S_{\text{ном}} * k_c * \cos\varphi \quad (35)$$

Реактивная мощность определяется по формуле

$$Q = P * \tan\varphi \quad (36)$$

Расчётные мощности ТП, не входящих в зону реконструкции представлены в таблице 22

Таблица 22 – Определение расчетных мощностей 10 кВ ТП, не входящих в зону реконструкции

ТП	$S_{\text{ном}}$ (кВА)	$P_{\text{ннтп}}$ (кВт)	$Q_{\text{ннтп}}$ (кВАр)	$S_{\text{ннтп}}$ (кВА)	k_c	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (кВА)	ΔS_m (кВА)	$P_{\text{внтп}}$ (кВт)	$Q_{\text{внтп}}$ (кВАр)	$S_{\text{внтп}}$ (кВА)
27-15	160	100,8	48,7872	111,99	1,43	6,05	6,41	8,81	106,85	55,19	120,80
704	160	100,8	48,7872	111,99	1,43	6,05	6,41	8,81	106,85	55,19	120,80
92	800	504	243,936	559,93	1,43	12,03	30,44	32,73	516,03	274,37	592,66
27-14	160	100,8	48,7872	111,99	1,43	6,05	6,41	8,81	106,85	55,19	120,80
356	400	252	121,968	279,96	1,43	12,03	15,22	19,40	264,03	137,19	299,36
806	400	252	121,968	279,96	1,43	12,03	15,22	19,40	264,03	137,19	299,36
745	250	157,5	76,23	174,98	1,43	8,11	9,76	12,69	165,61	85,99	187,67
27-5	160	100,8	48,7872	111,99	1,43	6,05	6,41	8,81	106,85	55,19	120,80
27-16	25	15,75	7,623	17,50	1,43	1,32	0,55	1,43	17,07	8,17	18,93
Суммарное значение									1654,18	863,69	1881,18

В данном разделе проведён расчёт нагрузок на по стороне высшего напряжения трансформаторных подстанций. Это необходимо для выбора оборудования 10 кВт и дальнейших расчётов.

6 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 кВ СЕЛА ИГНАТЬЕВО

Как указывалось ранее в существующей системе электроснабжения села Игнатьево имеется ряд проблем связанных низкой надёжностью питания ответственных потребителей в частности котельная, школа, фельдшерско-акушерский пункт и реабилитационный центр имеют один источник питания в виде однострансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, поэтому в данном разделе предлагается выполнить реконструкцию данной системы электроснабжения и устранить данные проблемы, решением является:

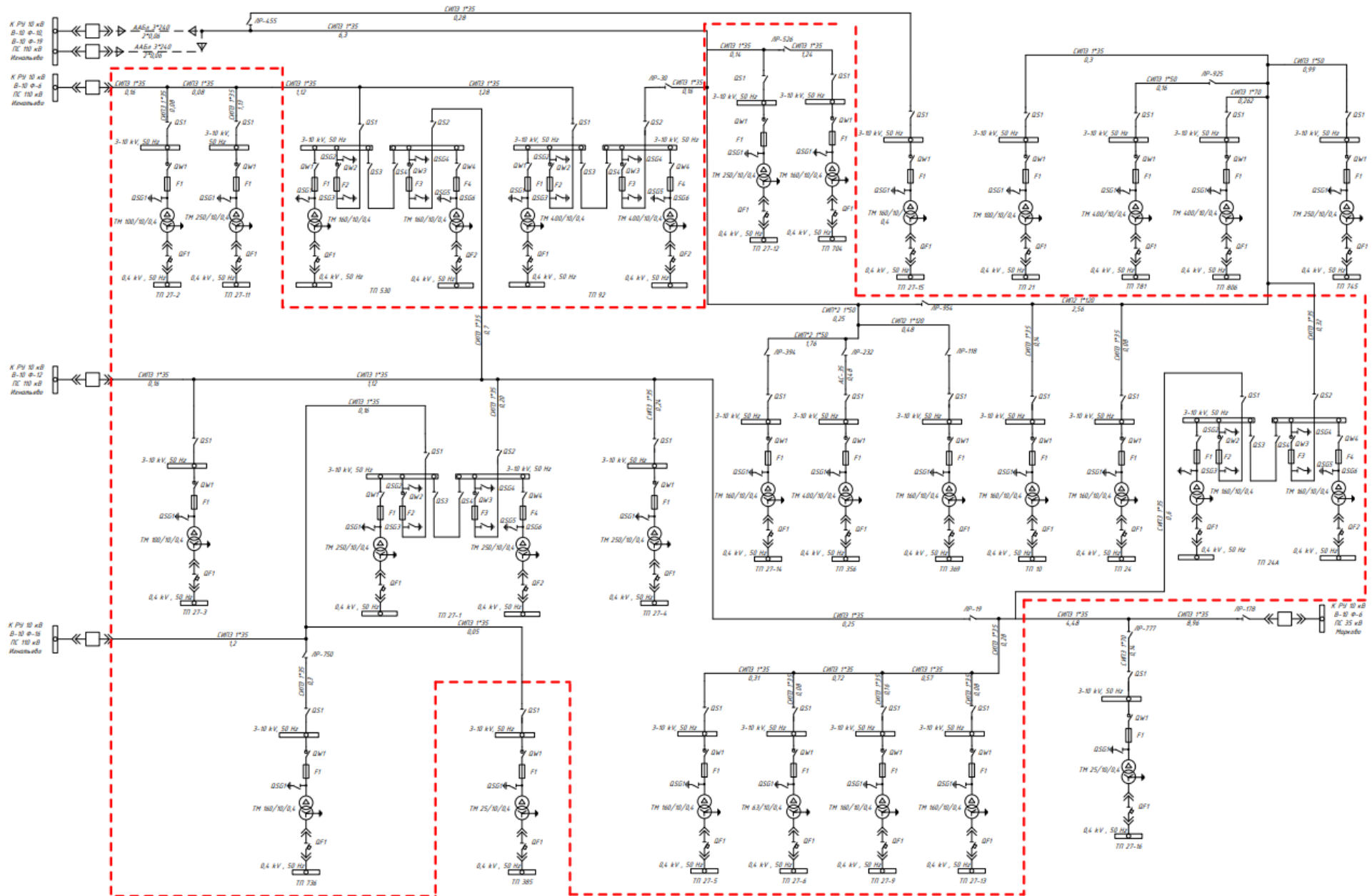
- Реконструкция с установкой двух трансформаторов на ТП № 27-1, ТП № 24А, ТП № 530

- Замена трансформатора на ТП № 27-11
- Замена устаревших проводов АС на СИП

Данные меры позволят повысить надёжность электроснабжения не только указанный потребителей но и всего района электрических сетей в частности благодаря организации резервирования между фидерами.

Однолинейная схема электроснабжения села Игнатьево после реконструкции представлена на рисунке 7.

Рисунок 7 – Однолинейная схема сети 10 кВ после реконструкции



Как видно на рисунке 7 от фидеров №10, №19 при реконструкции организованы дополнительные отпайки которые подключаются к ТП № 27-1, ТП № 530. От фидера №6 в процессе реконструкции организована новая отпайка, подключающаяся к ТП №24А. Данные трансформаторные подстанции в процессе реконструкции выполняются двухтрансформаторными, распределительное устройство выполняется с двумя вводами и секционным разъединителем которые могут включаться при необходимости в различных аварийных и ремонтных режимах.

На стороне низкого напряжения данных ТП так же имеется две секции шин объединённые секционным выключателем, на секционном автоматическом выключателе организована автоматика АВР для бесперебойного питания потребителей.

6.1 Расчёт потокораспределения в сети 10 кВ

Перед тем как производить выбор проводников в системе электроснабжения напряжением 10 кВ необходимо определить максимальное значение тока во всех сечениях где будет производиться данный выбор. Определение максимального значения тока в сечении должно производиться на основании таких режимов работы в которых перетоки мощности в сечениях будут максимальным и следовательно в данной работе будут учитываться ремонтный режим работы при котором происходит перераспределение потоков мощности и сечения будут загружены максимально.

В данном разделе проводится расчёт потокораспределения в существующей системе электроснабжения с учётом различных режимов работы электрической сети в частности и будут учитываться 3 ремонтных режима при питании всей системы электроснабжения от различных источников питания.

Исходя из представленной системы электроснабжения (рисунок 3) будем принимать к расчету четыре ремонтных режима работы сети

- Питание ТП кольца №1 от фидеров №10, №19 ПС 110 кВ Игнатьево
- Питание ТП кольца №2 от фидера № 4 ПС 35 кВ Марково
- Питание ТП кольца №1 от фидера №6 ПС 110 кВ Игнатьево
- Питание ТП №2 кольца от фидера № 12 ПС 110 кВ Игнатьево

Для наглядности схема электроснабжения представлена в виде графа на рисунке 6

Величина мощности в сечении [15]:

$$S_{pij} = k_o * \sum S_{pвнтпi} \quad (37)$$

где $\sum S_{pвнтпi}$ - расчётная полная мощность нагрузки на стороне ВН ТП

k_o – коэффициент совмещения максимумов

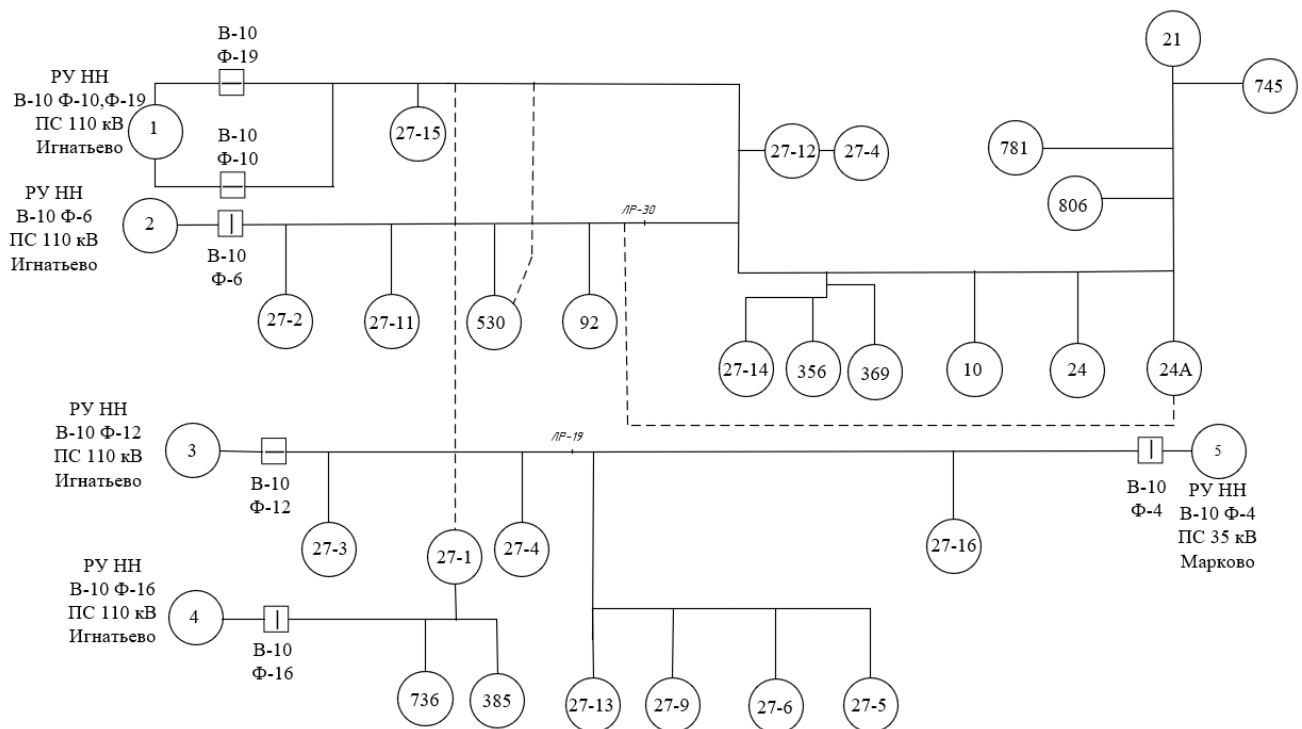


Рисунок 8 – Структурная схема после реконструкции при отключении питания со стороны фидера №6, №16 ПС 110 кВ Игнатьево и фидера № 4 ПС 35 кВ Марково

Проводим расчёт первого режима работы, путём определения потоков мощности на участках:

Поток мощности на участке 1 – 27-15 находится по формуле:

$$S_{1-27.15} = k_o(S_{27.15} + S_{27.12} + S_{27.14} + S_{369} + S_{356} + S_{27-14} + S_{10} + S_{24} + S_{24A} + S_{806} + S_{781} + S_{745} + S_{21} + S_{92} + S_{530} + S_{27-11} + S_{27-2})$$

$$S_{1-27.15} = 0,8 * 3115 = 2496 \text{ кВА} \quad (37)$$

Поток мощности на участке 27-15 – 27-12 находится по формуле:

$$S_{27.15-27.12} = k_o(S_{27.12} + S_{27.14} + S_{369} + S_{356} + S_{27-14} + S_{10} + S_{24} + S_{24A} + S_{806} + S_{781} + S_{745} + S_{21} + S_{92} + S_{530} + S_{27-11} + S_{27-2})$$

$$S_{27.12-92} = 0,8 * 2678,61 = 2142,36 \quad (38)$$

Поток мощности на участке 27-12 – 92 находится по формуле:

$$S_{27.12-92} = k_o(S_{369} + S_{356} + S_{27-14} + S_{10} + S_{24} + S_{24A} + S_{806} + S_{781} + S_{745} + S_{21} + S_{92} + S_{530} + S_{27-11} + S_{27-2})$$

$$S_{27.12-92} = 0,8 * 2678,61 = 2142,36 \quad (39)$$

Поток мощности на участке 92 – 530 находится по формуле:

$$S_{92-530} = k_o(S_{92} + S_{530} + S_{27-11} + S_{27-2})$$

$$S_{92-530} = 0,8 * 927,57 = 742,056 \quad (40)$$

Поток мощности на участке 530 – 27-11 находится по формуле:

$$S_{530-27.11} = k_o(S_{530} + S_{27-11} + S_{27-2})$$

$$S_{530-27.11} = 0,8 * 334,91 = 276,928 \quad (41)$$

Поток мощности на участке 27-11 – 27-2 находится по формуле:

$$S_{27.11-27.2} = k_o(S_{27-11} + S_{27-2})$$

$$S_{27.11-27.12} = 0,8 * 204,22 = 163,371 \quad (42)$$

Поток мощности на участке 369 – 356 находится по формуле:

$$S_{369-356} = k_o(S_{369} + S_{356} + S_{27-14} + S_{10} + S_{24} + S_{24A} + S_{806} + S_{781} + S_{745} + S_{21}) \quad (43)$$

$$S_{369-356} = 0,8 * 1635,82 = 1308,656$$

Поток мощности на участке 356 – 27-14 находится по формуле:

$$S_{356-27.14} = k_o(S_{356} + S_{27-14} + S_{10} + S_{24} + S_{24A} + S_{806} + S_{781} + S_{745} + S_{21}) \quad (44)$$

$$S_{356-27.14} = 0,8 * 1336,46 = 1069,168$$

Поток мощности на участке 27-14 – 10 находится по формуле:

$$S_{27.14-10} = k_o(S_{27-14} + S_{10} + S_{24} + S_{24A} + S_{806} + S_{781} + S_{745} + S_{21}) \quad (45)$$

$$S_{27.14-10} = 0,8 * 1215,66 = 972,508$$

Поток мощности на участке 10 – 24 находится по формуле:

$$S_{10-24} = k_o(S_{10} + S_{24} + S_{24A} + S_{806} + S_{781} + S_{745} + S_{21}) \quad (46)$$

$$S_{10-24} = 0,8 * 1078,96 = 836,168$$

Поток мощности на участке 24 – 24А находится по формуле:

$$S_{24-24A} = k_o(S_{24} + S_{24A} + S_{806} + S_{781} + S_{745} + S_{21}) \quad (47)$$

$$S_{24-24A} = 0,8 * 946,21 = 741,128$$

Поток мощности на участке 24А – 806 находится по формуле:

$$S_{24A-806} = k_o(S_{24A} + S_{806} + S_{781} + S_{745} + S_{21}) \quad (48)$$

$$S_{24A-806} = 0,8 * 744,53 = 595,624$$

Поток мощности на участке 806 – 781 находится по формуле:

$$S_{806-781} = k_o(S_{806} + S_{781} + S_{745} + S_{21}) \quad (49)$$

$$S_{806-781} = 0,8 * 445,17 = 356,136$$

Поток мощности на участке 781 – 745 находится по формуле:

$$S_{781-745} = k_o(S_{781} + S_{745} + S_{21}) \quad (50)$$

$$S_{781-745} = 0,8 * 335,17 = 268,183$$

Поток мощности на участке 745 – 21 находится по формуле:

$$S_{745-21} = k_o(S_{745} + S_{21}) \quad (51)$$

$$S_{745-21} = 0,8 * 324,37 = 259,496$$

Поток мощности на участке 21 – 2 находится по формуле:

$$S_{745-21} = k_o(S_{21}) \quad (52)$$

$$S_{745-21} = 0,8 * 136,7 = 109,36$$

Далее проводим расчёт тока в сечении:

$$I_{Pji} = \frac{S_{pji}}{\sqrt{3} * U_{ном}} \quad (53)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение, кВ

Рассчитаем на примере участка 1 – 27-15:

$$I_{1-27.15} = \frac{2492}{10 * \sqrt{3}} = 143,87$$

По аналогичным формулам проводим расчет потоков мощности и токов в сечении для остальных режимов работы, результаты расчетов приводятся в таблице 23.

Таблица 23 – расчёт потоков мощности и токов в сечениях

Участок	S_{pij}	I_{pji}	Участок	S_{pij}	I_{pji}
Питание ТП кольца №1 от фидеров №10, №19 ПС 110 кВ Игнатьево					
1 – 27-15	2492	143,88	356 – 27-14	1308,656	75,56

27-15 – 27-12	2395,36	138,30	27-14 – 10	1069,168	61,73
27-12 – 92	2142,888	123,72	10 – 24	972,528	56,15
92 – 530	742,056	42,84	24 – 24А	863,168	49,84
530 – 27-11	267,928	15,47	24А – 806	741,128	42,79
27-11 – 27-2	163,376	9,43	806 – 781	595,624	34,39
27-2 – 2	259,496	80,88	781 – 745	356,136	20,56
369 – 356	1400,832	75,56	745 – 21	276,183	15,95
Питание ТП кольца №1 от фидера №6 ПС 110 кВ Игнатьево					
2 – 27-2	2492,00	143,88	356 – 27-14	1308,656	75,56
27-2 – 27-11	2465,30	142,33	27-14 – 10	1069,168	61,73
21-11 – 530	2328,62	134,44	10 – 24	972,528	56,15
530 – 92	2224,07	128,41	24 – 24А	863,168	49,84
92 – 369	1749,94	101,03	24А – 806	741,128	42,79
369 – 27-12	252,47	14,58	806 – 781	595,624	34,39
27-12 – 27-15	194,93	11,25	781 – 745	356,136	20,56
27-15 – 1	102,83	5,94	745 – 21	276,183	15,95
Питание ТП кольца №2 от фидера №12 ПС 110 кВ Игнатьево					
3 – 27-3	530,74	30,64	27-26 – 5	15,14	0,87
27-3 – 27-4	500,62	28,90	27-13 – 27-9	304,34	17,57
27-4 – 27-13	319,49	18,45	27-9 – 27-6	240,14	13,86
27-13 – 27-16	111,78	6,45	27-6 – 27-5	141,66	8,18
Питание ТП кольца №2 от фидера №4 ПС 35 кВ Марково					
5 – 27-16	530,74	30,64	27-3 - 3	304,34	17,57
27-26 – 27-13	515,60	29,77	27-13 – 27-9	240,14	13,86
27-13 – 27-4	211,26	12,20	27-9 – 27-6	141,66	8,18
27-4 – 27-3	30,12	1,74	27-6 – 27-5	96,64	5,58
Питание ТП от фидера №16 ПС 110 кВ Игнатьево					
4 – 736	422,63	24,40	27-1 – 385	98,49	5,69
736 – 27-1	403,61	23,30			

6.2 Выбор сечений линий распределительной сети 10 кВ

Сечения линий электропередач выбираются по условиям нагрева токами нагрузки с проверкой:

- 1) по термической стойкости при коротких замыканиях;
- 2) по наибольшей потере напряжения в нормальном режиме работы

Для выбора сечений линий ВЛ 10 кВ определяется суммарный расчетный ток и выбирается стандартное сечение соответствующее ближайшему большему допустимому току.

Выбор по длительно допустимому току заключается в сравнении расчетного тока в рассматриваемом сечении с длительно допустимым для выбранного типа проводника [21]:

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ддт}} \quad (54)$$

где $I_{\text{расч}}$ – расчётный ток нагрузки фидера;

$I_{\text{ддт}}$ – длительный допустимый ток нагрузки фидера.

В данной работе рассматривается полная замена голого провода АС которым выполнены распределительные сети на самонесущий изолированный провод типа СИП-3. Это защищенный провод, представляющий собой одножильный многопроволочный проводник, покрытый защищенной оболочкой. Такой проводник изготавливается из алюминиевого сплава, защитный слой из сшитого полиэтилена.

Рассмотрим выбор сечения ВЛ на примере участка 1 – 27-15 максимальное расчетное значение тока в данном сечении составило 143,88 А

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-3 1×35 сечение 35 мм² с длительно допустимым током 200 А и проверяем условие:

$$143,88 \leq 200 \text{ А}$$

Условие соблюдается, значит выбранный СИП соответствует установленным требованиям и можно принимать его к установке Аналогично проводится выбор марки и сечения проводников на остальных участках, результаты выбора приведены в таблице 24:

Таблица 24 – выбранные марки и сечения проводников и их параметры

Участок	I_{pji}	Марка и сечение выбранного провода	Длительно допустимый ток
1 – 27-15	143,88	СИП-3 3х35	200
27-15 – 27-12	138,30	СИП-3 3х35	200
27-12 – 92	123,72	СИП-3 3х35	200
92 – 530	128,41	СИП-3 3х35	200
530 – 27-11	134,44	СИП-3 3х35	200
27-11 – 27-2	142,33	СИП-3 3х35	200
21-2	143,88	СИП-3 3х35	200
369 – 356	75,56	СИП-3 3х35	200
356 – 27-14	75,56	СИП-3 3х35	200
27-14 – 10	61,73	СИП-3 3х35	200
10 – 24	56,15	СИП-3 3х35	200
24 – 24А	49,84	СИП-3 3х35	200
24А – 806	42,79	СИП-3 3х35	200
806 – 781	34,39	СИП-3 3х35	200
781 – 745	20,56	СИП-3 3х35	200
745 – 21	15,95	СИП-3 3х35	200
3 – 27-3	30,64	СИП-3 3х35	200
27-3 – 27-4	28,90	СИП-3 3х35	200
27-4 – 27-13	18,45	СИП-3 3х35	200
27-13 – 27-16	13,86	СИП-3 3х35	200
27-26 – 5	30,64	СИП-3 3х35	200
27-13 – 27-9	17,57	СИП-3 3х35	200
27-9 – 27-6	13,86	СИП-3 3х35	200
27-6 – 27-5	8,18	СИП-3 3х35	200
4 – 736	24,40	СИП-3 3х35	200
736 – 27-1	23,30	СИП-3 3х35	200
27-1 – 385	5,69	СИП-3 3х35	200

6.3 Проверка выбранных сечений линий 10 кВ по допустимой потере напряжения

Чтобы убедиться в достоверности выбора, сечения выбранных проводов также необходимо проверить на допустимые потери напряжения.

Согласно ГОСТ 32144-13 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии

в системах электроснабжения общего назначения» положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

Допустимые потери напряжения на линии вычисляются согласно формуле 22

Результаты расчётов допустимых потерь напряжения для фидеров рассматриваемых ТП приведены в таблице 25.

Таблица 25– Расчёты потерь напряжения на линиях

Номер участка	$I_{расч}$ (А)	Длина линии (км)	$\Delta U(\%)$
1 – 27-15	143,88	0,348	13,42
27-15 – 27-12	138,30	4,44	201,72
27-12 – 92	123,72	0,22	7,30
92 – 530	128,41	1,28	44,07
530 – 27-11	134,44	1,12	40,37
27-11 – 27-2	142,33	0,08	3,05
27-2 - 2	143,88	0,46	17,75
369 – 356	75,56	0,25	5,06
356 – 27-14	75,56	1,76	35,66
27-14 – 10	61,73	0,98	16,22
10 – 24	56,15	1,56	23,49
24 – 24А	49,84	0,58	7,75
24А – 806	42,79	0,67	7,69
806 – 781	34,39	0,64	5,90
781 – 745	20,56	0,51	2,81
745 – 21	15,95	0,3	1,28
3 – 27-3	30,64	0,16	1,31
27-3 – 27-4	28,90	1,12	8,68
27-4 – 27-13	18,45	0,743	3,68
27-13 – 27-16	13,86	0,53	1,97

27-26 – 5	30,64	8,96	73,61
27-13 – 27-9	17,57	0,57	2,69
27-9 – 27-6	13,86	0,72	2,68
27-6 – 27-5	8,18	0,31	0,68
4 – 736	24,40	1,2	7,85
736 – 27-1	23,30	0,3	1,87
27-1 – 385	5,69	0,05	0,08

В ходе выполнения расчётов электрических потерь напряжения на участках линий было установлено, что не все марки СИП, ранее подобранные по длительно допустимому току, соответствуют требованиям по уровню допустимого падения напряжения. Несмотря на то, что сечение выбранных проводников СИП удовлетворяет условиям пропускной способности по току нагрузки, на ряде линий превышен параметр допустимых потерь напряжения.

В связи с этим, необходимо провести корректировку выбора сечений самонесущих изолированных проводов (СИП)

Результаты корректировки приведены в таблице 26

Таблица 26 – Корректировка выбора СИП 10 кВ

Номер участка	$\Delta U(\%)$	Марка и сечение выбранного провода	Длительно допустимый ток
1 – 27-15	9,78	СИП-3 3x50	200
27-15 – 27-12	8,49	СИП-3 3x240	200
92 – 530	8,31	СИП-3 3x150	200
530 – 27-11	7,62	СИП-3 3x150	200
27-2 - 2	8,83	СИП-3 3x70	200

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Как правило, электрооборудование выбирается в два этапа. Первый – предварительный выбор электрооборудования по параметрам продолжительных режимов, включая режимы допустимых перегрузок. Второй – проверка предварительно выбранного электрооборудования по параметрам (условиям) кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а коммутационные аппараты – на коммутационную способность. При этом предварительно нужно правильно определить расчетные условия КЗ, учитываемые параметры электрооборудования, выбрать метод расчета токов КЗ и выбора электрооборудования.

В качестве расчетных точек КЗ выбираем:

- шины 35 кВ ПС 110 кВ Игнатьево;
- шины 10 кВ ПС 110 кВ Игнатьево;
- шины ВН трансформаторных подстанций;
- шины НН трансформаторных подстанций;
- в конце отходящих от трансформаторных подстанций линий 0,4 кВ.

При определении токов КЗ используют, как правило, один из двух методов:

- метод именованных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в именованных единицах (омах, амперах, вольтах и т. д.);
- метод относительных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в долях или процентах от величины, принятой в качестве основной (базисной).

В дипломном проекте расчет токов КЗ произведен с использованием метода относительных единиц. При расчете данным методом все величины

сравнивают одного трансформатора или условную единицу мощности, например, 100 МВА.

7.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах питающих подстанций

Для расчета токов КЗ необходимо составить расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

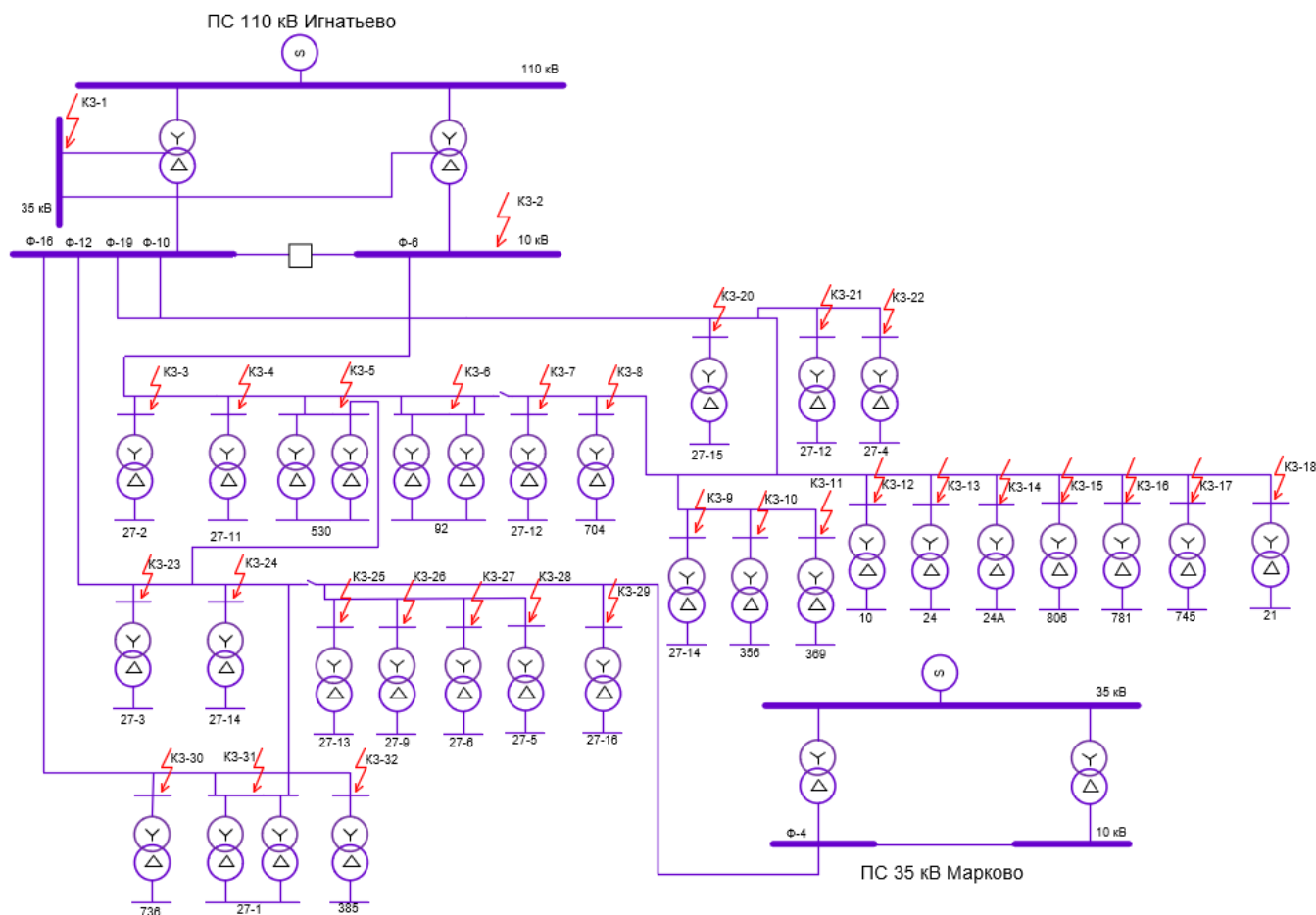


Рисунок 9 – Расчётная схема

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ: $U_1=10,5$ кВ, $U_2=37$ кВ

Базисная мощность принимается: $S_{\text{баз}}=100$ МВА. Определяем базисные токи:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА} \quad (56)$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 9,5} = 5,5 \text{ кА} \quad (57)$$

Для определения сопротивления системы, необходим ток КЗ на шинах ТП или мощность короткого замыкания. Если известна сопротивление системы определяются как:

$$X_c = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_c \cdot I_{кз}} \quad (58)$$

Если ток КЗ неизвестен, тогда берётся система бесконечной мощности

$$X_{C*} = 0.$$

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = X_{уді} \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{срі}^2} \quad (59)$$

где $X_{уді}$ – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

L – длина линии, км;

Сопротивление ВЛ 35 кВ Игнатьево – Сергеевка находится по формуле:

$$X_{лис} = 0,42 \cdot 39,5 \cdot \frac{100}{37^2} = 1,21 \text{ о.е} \quad (60)$$

Сопротивление ВЛ 35 кВ Благовещенская – Игнатьево находится по формуле:

$$X_{лБИ} = 0,42 \cdot 23,5 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,72 \text{ о.е} \quad (61)$$

Далее, необходимо вычислить сопротивление силового трансформатора ТМТН 6300/110/35/10 по формуле:

$$X_T = \frac{U_{k\%}}{100} * \frac{S_6}{S_{ном}} \quad (62)$$

где $U_{k\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, Ом/км;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{ср}$ – среднее напряжение в месте установки элемента, кВ.

Проведём расчёт сопротивления силового трансформатора ТМТН 6300/110/35/10

$$X_T = \frac{6,5}{100} * \frac{100}{6,3} = 1,03 \text{ о.е}$$

На рисунке 10 приведена схема замещения для точки КЗ-1

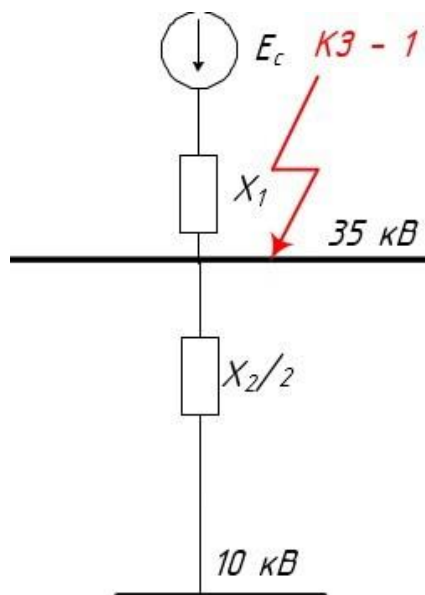


Рисунок 10 – Преобразованная схема размещения точки КЗ-1

В таблице 27 приведены сопротивления ВЛ в относительных единицах, необходимые для дальнейшего расчёта

Таблица 27 – Сопротивления воздушных линий

Наименование линии	X_L (Ом/км)	X_L (о.е)
ВЛ 35 кВ Игнатьево - Сергеевка	0,42	1,21
ВЛ 35 кВ Благовещенская - Игнатьево	0,42	0,72

Полное сопротивление на стороне 35 кВ определяется по формуле:

$$X_1 = X_c + X_{\text{экв}} = 0,45 \quad (63)$$

где $X_{\text{экв}}$ – эквивалентное сопротивление двух линий

$$\frac{1}{X_{\text{экв}}} = \frac{1}{X_{\text{лис}}} + \frac{1}{X_{\text{лби}}} \quad (64)$$

$$\frac{1}{X_{\text{экв}}} = \frac{1}{1,21} + \frac{1}{0,72} = 0,45$$

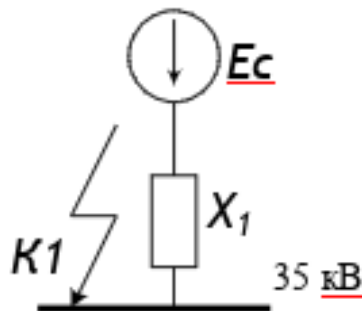


Рисунок 11 – Схема замещения для КЗ-1

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте КЗ будет определяться:

$$I_{\text{Поi}}^3 = \frac{E}{X_1} * I_6 \quad (65)$$

Находим действующее значение периодической составляющей тока для К1:

$$I_{\text{Поi}}^3 = \frac{1,1}{0,45} * 1,56 = 3,81$$

где $I_{\text{По}i}^3$ – действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ;

X_1 – результирующее сопротивление тока КЗ, кА.

Ударный ток находим по формуле:

$$i_{\text{уди}} = \sqrt{2} I_{\text{По}i} * K_{\text{уди}} \quad (66)$$

где $K_{\text{уди}}$ – еударный коэффициент (для 35 кВ $K_{\text{уди}}=1,6$; для 10 кВ $K_{\text{уди}}=1,8$);

Рассчитаем ударный ток для точки КЗ-1

$$i_{\text{уди}} = \sqrt{2} * 3,81 * 1,6 = 8,62 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока находится по формуле:

$$i_{\text{аи}} = \sqrt{2} * I_{\text{По}i}^3 \quad (67)$$

Апериодическая составляющая тока в точке КЗ-1:

$$i_{\text{аи}} = \sqrt{2} * 3,81 = 5,38 \text{ кА}$$

Результаты расчётов сведём в таблицу 27

Таблица 27 – Токи КЗ на шинах ПС 110 кВ Игнатьево

Точка КЗ	$I_{\text{По}i}^3$, кА	$i_{\text{уди}}$, кА	$i_{\text{аи}}$, кА
КЗ-1	3,81	8,62	5,38
КЗ-2	6,63	13,36	8,34

7.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Проводим расчёт токов КЗ в точках, указанных на рисунке 9

Сопротивления линий вычисляются по формуле по формуле 42

Найдём сопротивление линии с точкой КЗ-3

$$X_{л3} = 0,16 * 1,26 * \frac{100}{10,5^2} = 0,18 \text{ о. е}$$

Полученные результаты расчётов представлены в таблице 28

Таблица 28 – Сопротивления линий в точках КЗ

Точка КЗ	ТП	$X_{л}, \text{о. е}$
КЗ-3	27-2	0,18
КЗ-4	27-11	0,19
КЗ-5	530	0,35
КЗ-6	92	0,54
КЗ-7	27-12	0,11
КЗ-8	704	0,19
КЗ-9	27-14	1,19
КЗ-10	356	1,44
КЗ-11	369	1,47
КЗ-12	10	1,55
КЗ-13	24	1,61
КЗ-14	24А	1,69
КЗ-15	806	1,71
КЗ-16	781	1,72
КЗ-17	745	1,82
КЗ-18	21	1,89
КЗ-20	27-15	0,04
КЗ-21	27-12	0,97
КЗ-22	704	1,15
КЗ-23	27-3	0,02
КЗ-24	27-4	0,18
КЗ-25	27-13	2,16
КЗ-26	27-9	2,11
КЗ-27	27-6	2,08

K3-28	27-5	1,94
K3-29	27-16	1,32
K3-30	736	0,21
K3-31	27-1	0,24
K3-32	385	0,31

Приведём общую схему замещения для точки КЗ-5

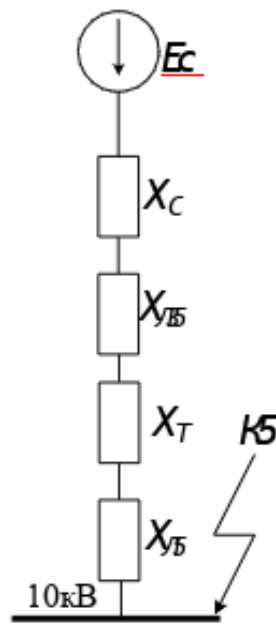


Рисунок 12 – Общая схема замещения для точки К-5.

Полное сопротивление на шинах 10 кВ ТП вычисляется по формуле:

Место для уравнения.

Рассчитаем сопротивление на шинах 10 кВ ТП 27-2 по приведённой выше формуле:

$$X_{27-2} = 0 + 0,18 + 1,03 + 1,21 + 0,72 = 3,14$$

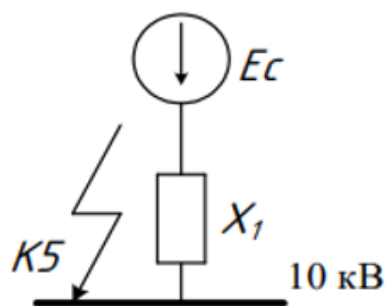


Рисунок 13 – Общая схема замещения для точки K5

Находим действующее значение периодической составляющей тока для КЗ-5 согласно формуле 46

$$I_{\text{Поi}}^3 = \frac{1,1}{3,14} * 5,5 = 1,9 \text{ кА}$$

Находим ударный ток в точке КЗ-3 согласно формуле 47, ударный коэффициент $K_{\text{уди}}=1,369$:

$$i_{\text{уди}} = \sqrt{2} * 1,9 * 1,369 = 3,67 \text{ кА}$$

Находим аperiodическую составляющую тока в точке КЗ-3:

$$i_{\text{аi}} = \sqrt{2} * 1,9 = 2,68 \text{ кА}$$

Результаты расчётов токов короткого замыкания приведены в таблице 29

Таблица 29 – результаты расчётов токов КЗ 10 кВ

Точка КЗ	ТП	$I_{\text{Поi}}^3$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	$i_{\text{а}}$, кА
Фидер №6 ПС 110 кВ Игнатьево				
КЗ-3	27-2	1,93	3,73	2,72
КЗ-4	27-11	1,92	3,72	2,72

K3-5	530	1,83	3,54	2,58
K3-6	92	1,73	3,35	2,44
Фидер №10,19 ПС 110 кВ Игнатьево				
K3-7	27-12	1,97	3,82	2,79
K3-8	704	1,92	3,72	2,72
K3-9	27-14	1,46	2,82	2,06
K3-10	356	1,38	2,66	1,94
K3-11	369	1,37	2,64	1,93
K3-12	10	1,34	2,60	1,90
K3-13	24	1,32	2,56	1,87
K3-14	24А	1,30	2,52	1,84
K3-15	806	1,30	2,51	1,83
K3-16	781	1,29	2,50	1,83
K3-17	745	1,27	2,45	1,79
K3-18	21	1,25	2,42	1,76
Фидер №10,19 ПС 110 кВ Игнатьево				
K3-20	27-15	2,02	3,90	2,85
K3-21	27-22	1,54	2,98	2,18
K3-22	704	1,47	2,85	2,08
Фидер №12 ПС 110 кВ Игнатьево				
K3-23	27-3	2,03	3,93	2,87
K3-24	27-4	1,93	3,73	2,72
Фидер №4 ПС 35 кВ Марково				
K3-25	27-13	1,18	2,29	1,67
K3-26	27-9	1,19	2,31	1,69
K3-27	27-6	1,20	2,32	1,70
K3-28	27-5	1,23	2,39	1,75
K3-29	27-16	1,41	2,74	2,00
Фидер №16 ПС 110 кВ Игнатьево				

КЗ-30	736	1,91	3,70	2,70
КЗ-31	27-1	1,89	3,66	2,67
КЗ-32	385	1,85	3,58	2,62

7.3 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП. В сети 0,4 кВ ударный коэффициент будет равен 1,1.

Рассмотрим пример расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ подстанции ТП 13, мощностью 400 кВА.

Базисный ток для ступени селективности 0,4 кВ будет равен:

$$I_{Б1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,51 \text{ кА};$$

Сопротивление трансформаторов рассчитаем по формуле 45, данные для расчета берем из таблицы 24.

Результаты расчётов представлены в таблице 28.

Таблица 30 – Сопротивления трансформаторов

ТП	Мощность трансформатора, кВАр	X _{Т,о.е}
27-13	160	28,12
27-9	160	28,12
27-1	400	11,25
27-4	250	18
27-12	250	18
27-11	160	28,12
24А	250	18
24	160	28,12
10	160	28,12
369	160	28,12
27-2	100	45

27-3	100	45
27-6	63	71,4
385	25	180
530	250	18
27-15	160	28,12
704	160	28,12
92	400	11,25
27-14	160	28,12
356	400	11,25
806	400	11,25
745	250	18
27-5	160	28,12
27-16	25	180

Схема замещения с точкой короткого замыкания рассматриваемой сети представлена на рисунке 14.

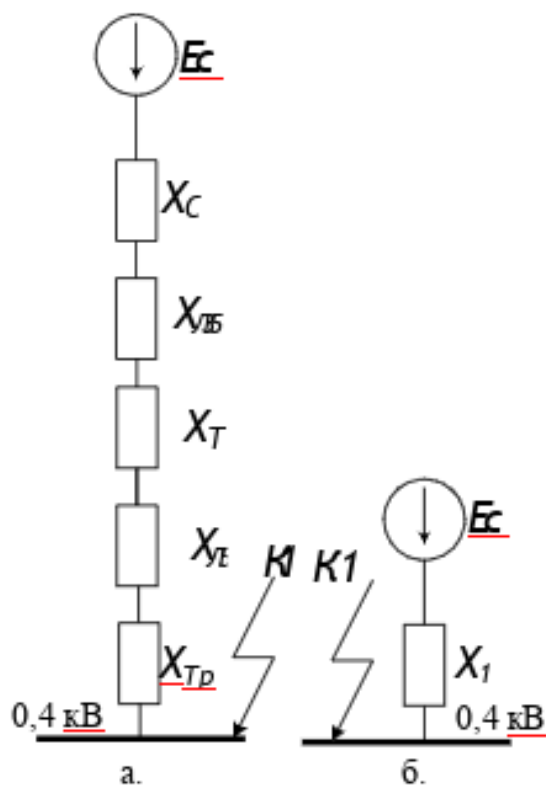


Рисунок 14 – Схема замещения для расчета КЗ на шинах НН ТП (а) и расчетная схема(б)

Результаты токов КЗ на шинах 0,4 кВ сводим в таблицу 30.

Таблица 31 – результаты расчётов токов КЗ на шинах 0,4 кВ

ТП	И _{по} , кА	i _{уд} , кА	i _а , А
27-2	3,30	6,39	4,67
27-11	5,08	9,84	7,19
530	7,46	14,44	10,55
92	10,78	20,86	15,24
27-12	7,54	14,61	10,67
704	5,08	9,84	7,19
27-14	4,93	9,54	6,97
356	10,16	19,67	14,36
369	4,88	9,45	6,91
10	4,87	9,43	6,89
24	4,86	9,41	6,88
24А	7,02	13,59	9,93
806	9,98	19,33	14,12
781	9,98	19,32	14,11
745	6,98	13,51	9,87
21	6,96	13,47	9,84
27-15	5,11	9,89	7,22
27-22	4,96	9,60	7,01
704	4,93	9,55	6,98
27-3	3,31	6,41	4,69
27-4	7,52	14,56	10,63
27-13	4,78	9,26	6,76
27-9	4,79	9,27	6,77
27-6	2,08	4,03	2,94
27-5	4,81	9,32	6,81

Продолжение таблицы 31

27-16	3,23	6,25	4,56
736	11,02	21,34	15,59
27-1	11,00	21,30	15,56
385	7,47	14,47	10,57

По результатам расчётов токов короткого замыкания на шинах 10 и 0,4 кВ на трансформаторных подстанциях будут выбраны защитные устройства линий.

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

8.1 Выбор предохранителей 10 кВ

Трансформаторы 10/0,4 кВ в распределительных электрических сетях мощностью до 630 кВА включительно, как правило, защищаются плавкими предохранителями на стороне 10 кВ.

Плавким предохранителем называется коммутационный аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи посредством расплавления специальных токоведущих частей (плавких вставок) под воздействием тока, превышающего определенное значение, с последующим гашением возникающей электрической дуги.

На стороне 10 кВ трансформаторов устанавливаются главным образом кварцевые предохранители типа ПК. Кварцевые предохранители имеют несколько важных положительных свойств: они обладают токоограничивающей способностью (благодаря очень быстрому гашению электрической дуги ток КЗ не успевает достичь своего максимального амплитудного значения); плавкие вставки защищены от воздействия внешней среды кварцевым песком и герметично закрытой фарфоровой трубкой, благодаря чему они длительное время не стареют и не требуют замены; конструктивное исполнение предохранителей ПК предусматривает сигнализацию срабатывания, причем контакты сигнального устройства могут давать команду на отключение трехфазного выключателя нагрузки, что предотвращает возможность неполнофазного режима работы трансформатора.

Произведем выбор предохранителя на ТП 27-1

Номинальный ток трансформатора ТМГ-400/10/0,4:

$$I_{\text{т.ном}} = \frac{S_{\text{т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 21,99 \text{ А} \quad (68)$$

Предварительно выбираем предохранитель типа ПКТ-103-10-80-20-УЗ (ПКТ - предохранитель кварцевый для защиты силовых трансформаторов, 1 - наличие ударного устройства легкого типа; 03 - предохранитель состоит из двух жестко связанных между собой патронов (на каждой фазе), через дефис далее указывается номинальное напряжение в киловольтах (10 кВ), затем номинальный ток предохранителя, равный номинальному току плавкой вставки (80 А) и номинальный ток отключения ($I_{ном.о} = 20$ кА для данного примера), а также климатическое исполнение и категория размещения).

Проверим выбранный предохранитель по следующим условиям:

- По току плавкой вставки

$$I_{п.в} \geq 2 * I_{т.ном.}, \quad (69)$$

$$80A \geq 1,89 A$$

- По номинальному току отключения

$$I_{ном.о} \geq I_{мах.},$$

$$20 \text{ кА} \geq 1,93 \text{ кА}$$

Предохранитель удовлетворяет условиям

Расчёты по подбору плавких предохранителей приведены в таблице 30

Таблица 32 – выбор предохранителей 10 кВ

ТП	$2 * I_{т.ном}$	$I_{п0}, \text{ кА}$	$I_{ном}, \text{ А}$	$I_{откл}, \text{ кА}$	Марка выбранного предохранителя
27-13	17,60	1,93	20	10	ПКТ-101-10-10- 20-У1-КЭАЗ

Продолжение таблицы 32

27-9	17,60	1,92	20	10	ПКТ-101-10-10-20-У1-КЭАЗ
27-1	27,49	1,83	50	12,5	ПКТ-103-10-50-12,5-У1-КЭАЗ
27-4	27,49	1,73	50	12,5	ПКТ-103-10-50-12,5-У1-КЭАЗ
27-12	27,49	1,97	50	12,5	ПКТ-103-10-50-12,5-У1-КЭАЗ
27-11	17,60	1,92	20	10	ПКТ-101-10-10-20-У1-КЭАЗ
24А	17,60	1,46	20	10	ПКТ-101-10-10-20-У1-КЭАЗ
24	17,60	1,38	20	10	ПКТ-101-10-10-20-У1-КЭАЗ
10	17,60	1,37	20	10	ПКТ-101-10-10-20-У1-КЭАЗ
369	17,60	1,34	20	10	ПКТ-101-10-10-20-У1-КЭАЗ
27-2	11,00	1,32	20	10	ПКТ-101-10-10-20-У1-КЭАЗ
27-3	11,00	1,30	20	10	ПКТ-101-10-10-20-У1-КЭАЗ
27-6	6,93	1,30	20	10	ПКТ-101-10-10-20-У1-КЭАЗ
385	2,75	1,29	20	10	ПКТ-101-10-10-20-У1-КЭАЗ
530	17,60	1,27	20	10	ПКТ-101-10-10-20-У1-КЭАЗ

8.2 Выбор предохранителей 0,4 кВ

На ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 0,4 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР},$$

где I_B - номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ - номинальный ток предохранителя

Результаты расчёта для линий 0,4 кВ сведены в таблицу 33

Таблица 33 – Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ

ТП	№ линии	$I_{расч}$, А	$I_{вст}$, А	Тип предохранителя
27-13	1	51,72	100	ПН-2 –100
	2	61,82	100	ПН-2 –100
27-9	1	37,60	100	ПН-2 –100
	2	139,41	250	ПН-2 –250
27-1	1	140,66	250	ПН-2 –250
	2	154,74	250	ПН-2 –250
	3	153,91	250	ПН-2 –250
	4	75,75	100	ПН-2 –100
	5	80,03	100	ПН-2 –100
27-4	1	128,63	250	ПН-2 –250
	2	122,43	250	ПН-2 –250
	3	136,82	250	ПН-2 –250
27-12	1	156,80	250	ПН-2 –250
	2	77,63	100	ПН-2 –100
	3	60,16	100	ПН-2 –100
27-11	1	68,84	100	ПН-2 –100
	2	65,74	100	ПН-2 –100
	3	120,65	250	ПН-2 –250
24А	1	117,72	250	ПН-2 –250
	2	73,62	100	ПН-2 –100
	3	67,01	100	ПН-2 –100
24	1	79,53	100	ПН-2 –100
	2	61,67	100	ПН-2 –100
	3	102,95	250	ПН-2 –250
10	1	81,17	100	ПН-2 –100
	2	68,18	100	ПН-2 –100
	3	71,29	100	ПН-2 –100

8.3 Выбор выключателей 0,4 кВ

На каждой ТП выбираем автоматический выключатель согласно приведённому условию:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p \cdot$$

где I_p – максимальный рабочий ток

Для примера на вводе в ТП 27-13 расчётный ток составляет 51,72 А, поэтому выбираем автомат ВА57-35-341210-100А, с током расцепителя 100 А.

Результаты выбора представлены в таблице 34.

Таблица 34 – выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

Наименование ТП	Номер фидера	$I_{расч}$ (А)	$I_{ном.расц}$ (А)	Марка выключателя
27-13	1	51,72	100	ВА57-35-341210-100А
	2	61,82	100	ВА57-35-341210-100А
27-9	1	37,60	100	ВА57-35-341210-100А
	2	139,41	250	ВА57-35-340010-250А
27-1	1	140,66	250	ВА57-35-340010-250А
	2	154,74	250	ВА57-35-340010-250А
	3	153,91	250	ВА57-35-340010-250А
	4	75,75	100	ВА57-35-341210-100А
	5	80,03	100	ВА57-35-341210-100А
27-4	1	128,63	250	ВА57-35-340010-250А
	2	122,43	250	ВА57-35-340010-250А
	3	136,82	250	ВА57-35-340010-250А
27-12	1	156,80	250	ВА57-35-340010-250А
	2	77,63	100	ВА57-35-341210-100А
	3	60,16	100	ВА57-35-341210-100А

Продолжение таблицы 34

27-11	1	68,84	100	BA57-35-341210-100A
	2	65,74	100	BA57-35-341210-100A
	3	120,65	250	BA57-35-340010-250A
24A	1	117,72	250	BA57-35-340010-250A
	2	73,62	100	BA57-35-341210-100A
	3	67,01	100	BA57-35-341210-100A
24	1	79,53	100	BA57-35-341210-100A
	2	61,67	100	BA57-35-341210-100A
	3	102,95	250	BA57-35-340010-250A
10	1	81,17	100	BA57-35-341210-100A
	2	68,18	100	BA57-35-341210-100A
	3	71,29	100	BA57-35-341210-100A
369	1	96,80	100	BA57-35-341210-100A
	2	74,25	100	BA57-35-341210-100A
27-2	1	53,85	100	BA57-35-341210-100A
27-3	1	45,19	100	BA57-35-341210-100A
27-6	1	111,90	250	BA57-35-340010-250A
385	1	45,30	100	BA57-35-341210-100A
530	1	182,23	250	BA57-35-340010-250A

9 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

9.1 Заземление КТП 10/0,4 кВ

Заземляющее устройство является важнейшим элементом защиты трансформаторной подстанции, поскольку именно с помощью него обеспечивается защита оборудования и обслуживающего персонала от поражающего воздействия токов короткого замыкания, а также для обеспечения корректных условий срабатывания устройств релейной защиты и автоматики.

В данной главе представлен расчёт заземляющего устройства для КТП 10/0,4 кВ с учётом требований нормативных документов.

Сопротивление одиночного вертикального заземлителя определяется по формуле:

$$R_{\text{верт}} = \frac{\rho}{2\pi * L_{\text{верт}}} * \left(\ln \frac{2 * L}{d} + 0,5 * \ln \frac{4t + L_{\text{верт}}}{4t - L_{\text{верт}}} \right) \quad (72)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта Ом*м;

$L_{\text{верт}}$ – длина вертикального заземлителя, м (принимается $L_{\text{верт}}=3$);

t – расстояние от поверхности земли до середины стержня, м;

d – диаметр принимаемого заземлителя, м;

Если в качестве заземлителя используется не круглая сталь, а угловая, то диаметр можно посчитать по формуле:

$$d = 0,95 * b \quad (73)$$

Где b – ширина стенки уголка, м.

$$d = 0,95 * 0,05 = 0,0475 \quad (74)$$

Расстояние от поверхности земли до середины стержня можно посчитать:

$$t = \frac{L_{\text{верт}}}{2} + t_{\text{гор}} \quad (75)$$

$$t = \frac{3}{2} + 0,7 = 1,5 + 0,7 = 2,2 \text{ м} \quad (76)$$

$$R_{\text{верт}} = 0,036 * \frac{100}{3} * \left(\lg \frac{2*3}{0,047} + 0,5 * \lg \frac{4*2,2+3}{4*2,2-3} \right) = 8,6 \text{ Ом} \quad (77)$$

Формула для расчёта сопротивления одиночного горизонтального заземлителя:

$$R_{\text{гор}} = \frac{\rho}{2*L_{\text{гор}}} * \left(\lg \frac{2*L_{\text{гор}}^2}{b*t} \right) \quad (78)$$

где b – ширина полосы, м;

$L_{\text{гор}}$ – горизонтальная длина заземлителя, м;

$t_{\text{гор}}$ – глубина заложения, м.

Длина горизонтального заземлителя равна периметру заземляющего устройства:

$$P = 2 * ((a + 2) + (b + 2)) \quad (79)$$

Где a – длина устанавливаемой КТП, м;

b – ширина устанавливаемой КТП, м.

Согласно данным с официального сайта производителя выбранных к установке КТП: $a = 10,446 \text{ м}$, $b = 5,2 \text{ м}$

$$P = 2 * ((10,446 + 2) + (5,2 + 2)) = 39,292 \text{ м}$$

$$R_{\text{гор}} = 0,036 * \frac{100}{2*39,292} * \left(\ln \frac{2*39,292^2}{0,04*0,7} \right) = 14,32 \text{ Ом}$$

Рассчитываем число вертикальных электродов:

$$n = \frac{R_{\text{верт}}}{R_3 * k_B} \quad (80)$$

Где R_3 – требуемое сопротивление заземлителя, Ом;

k_B – коэффициент экранирования.

$$n = \frac{8,6}{4 \cdot 0,65}$$

Определим сопротивление всей горизонтальной полосы:

$$R_{\text{полн.гор}} = \frac{R_{\text{гор}}}{k_{\text{гор}}} \quad (81)$$

$$R_{\text{полн.гор}} = \frac{14,32}{0,45} = 31,82$$

Сопротивление вертикальных заземлителей необходимо уточнить с учётом сопротивления горизонтальных заземлителей:

$$R_{\text{полн.верт}} = \frac{(R_{\text{полн.гор}} \cdot R_3)}{(R_{\text{полн.гор}} - R_3)} \quad (82)$$

$$R_{\text{полн.верт}} = \frac{(31,82 \cdot 4)}{(31,82 - 4)}$$

Пересчитаем число вертикальных электродов с учетом соединительной полосы

$$n_{\text{п}} = \frac{8,6}{4,57 \cdot 0,65} = 3,1$$

Принимаем к установке 4 вертикальных стержня

Действительное сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R_{\text{верт.дейст}} = \frac{R_{\text{верт}}}{n_{\text{п}} \cdot k_B} \quad (83)$$

$$R_{\text{верт.дейст}} = \frac{8,6}{4 \cdot 0,65} = 3,3$$

Сопротивление всего заземляющего контура определяется по формуле:

$$R_{\text{зк}} = \frac{R_{\text{верт.дейст}} \cdot R_{\text{гор.полн}}}{R_{\text{верт.дейст}} + R_{\text{гор.полн}}} \quad (84)$$

$$R_{\text{зк}} = \frac{3,3 \cdot 31,82}{3,3 + 31,82} = 2,98 \text{ Ом}$$

Рассчитанное сопротивление не превышает допустимого значения

$$R_{\text{доп}} = 4 \text{ Ом}$$

Так как для установки выбраны идентичные рассчитываемой модели КТП, то проводить расчёт для остальных КТП, устанавливаемых в процессе реконструкции, не требуется.

9.2 Молниезащита КТП 10/0,4 кВ

Комплектные трансформаторные подстанции, выполненные в металлическом корпусе, как правило не требуют установки отдельной внешней системы молниезащиты. Сам металлический корпус комплектных трансформаторных подстанций выполняет роль молниепримника. Согласно требованиям Правил устройств электроустановок, гл 1.7 и Инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.21.122-2003, металлические оболочки и корпуса электроустановок при надёжном соединении с заземляющим устройством могут быть использованы в качестве элемента молниезащиты. При такой конструкции ток отводится от корпуса напрямую в заземляющее устройство, в связи с чем установка отдельных молниеприёмников и токоотводов не требуется.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

10.1 Токовая отсечка без выдержки времени

Выбирается ток срабатывания отсечки по большему току короткого замыкания в конце защищаемого участка, другими словами по трехфазному току КЗ по формуле:

Первичный ток срабатывания токовой отсечки для фидера №:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (85)$$

где k_n коэффициент надёжности для микропроцессорной защиты, принимаем равным $k_n = 1,1$;

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 3,25 = 3,57 \text{ кА.}$$

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (86)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2,856}{3,57} = 0,8 < 1,5 ,$$

Так как коэффициент чувствительности меньше 1,5 , то делаем вывод, что данная защита не чувствительна таких маленьких токах КЗ. Поскольку токовая отсечка не выполняется, необходимо использование МТЗ

11.2 Максимальная токовая защита

В работе применяются микропорцесорные терминалы «СИРИУС-2-Л» для максимальной токовой защиты, такая защита применяется с зависимой или независимой характеристикой выдержки времени.

Проводим расчёт уставок максимальной токовой защиты фидера № 10.

Находится первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты, кА:

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_{зап} \cdot k_{с.з.}}{k_B} \cdot I_{р.мах}, \quad (87)$$

где k_H – коэффициент запаса, для выбранного комплекса «Сириус-2-Л» принимается равным $k_H = 1,1$;

$k_{с.з.}$ – коэффициент самозапуска электрических двигателей, принимаемый равным 1;

k_B – коэффициент возврата, для выбранного комплекса «Сириус 2-Л» принимаем $k_B = 0,95$;

$I_{р.мах.}$ – максимальный ток протекающий в линии, А.

Первичный ток срабатывания МТЗ находится как:

$$I_{с.з.} \geq \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 143,88 = 199,91 \text{ А.}$$

Находится ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх}}{k_T} \cdot I_{с.з.}, \quad (88)$$

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

k_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока типа ТОЛ-10 с $I_{ном.}=200$ А установленных на отходящих ВЛ 10 кВ:

$$k_T = \frac{I_{ном.перв.}}{I_{ном.втор.}}, \quad (89)$$

$$k_T = \frac{200}{5} = 40 \text{ А},$$

$$I_{с.р.} = \frac{1}{40} \cdot 199,91 = 4,99 \text{ А}.$$

Находится чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (90)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2420}{199,91} = 12,1 \geq 1,5,$$

Полученное значение удовлетворяет условию чувствительности.

Расчёт МТЗ для остальных линий приведён в таблице 31

Таблица 32 – Расчёт МТЗ для отходящих линий 10 кВ

Фидер	$I_{\text{раб.мах}}$	$I_{с.з.}$	$I_{с.р.}$	$K_{\text{ч}}$
Фидер № 10	143,88	199,91	4,99	12,1
Фидер № 6	62,87	87,35	2,1	20,12
Фидер № 16	24,4	33,91	0,84	45,94
Фидер №4	23,61	32,8	0,82	51,31
Фидер № 12	25,34	35,21	0,88	35,01

Согласовывается время срабатывания с защитными устройствами последующих и предыдущих элементов для правильной работы терминалов, [11]. Выдержка времени выбирается по условию:

$$t_{c.з.} = t_{p.з.} + \Delta t, \quad (91)$$

$$t_{c.з.} = 0,025 + 0,5 = 0,525$$

11.3 Автоматика

Автоматика, устанавливаемая в сетях 10/0,4 кВ направлена на повышение надёжности электроснабжения потребителей, предотвращение аварийных ситуаций, а также обеспечение бесперебойной подачи электроэнергии потребителям. Наиболее широко применяемыми видами автоматики в данных сетях являются автоматическое повторное включение (АПВ), автоматический ввод резерва (АВР) и автоматическая частотная разгрузка (АЧР).

Рассмотрим каждый вид автоматики более подробно.

Автоматическое повторное включение (АПВ) является функциональным элементом, предназначенным для автоматического восстановления питания погашенной линии или оборудования после аварийного отключения. Данный элемент активно применяется в электрических сетях среднего напряжения, и особенно часто на воздушных линиях, где применение АПВ является наиболее актуальным. Данная система регистрирует факт отключения, и после заданного ожидания осуществляет повторное включение отключившегося элемента.

Автоматический ввод резерва (АВР) является функциональным элементом, и предназначен для автоматического перевода потребителя на резервный источник питания при его отключении, и нужен для организации бесперебойного электроснабжения потребителей при отсутствии основного питания. Особенно актуальным этот элемент является для сетей, имеющих в

составе потребителей I и II категории электроснабжения, поскольку эти категории имеют особые запросы по бесперебойной подаче электроэнергии.

В данной выпускной квалификационной работе АВР используется на реконструируемых двухтрансформаторных трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ, где АВР устанавливается на секционный выключатель, соединяющий между собой две шины 0,4 кВ. Резервом для основного ввода в рассматриваемом случае является второй независимый ввод другого фидера 10 кВ, что позволяет запитать каждую шину 0,4 кВ от своего источника, сильно при этом повысив надёжность схемы.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) представляет собой систему автоматического отключения части потребителей при снижении частоты в системе ниже допустимого значения. Основная задача АЧР – стабилизация частоты в энергосистеме при нарушении баланса между генерацией и потреблением электрической энергии. Если частота в системе начинает падать, то это означает, что потребление электроэнергии превышает её выработку. Это явление очень опасно для баланса энергосистемы, поэтому благодаря автоматической частотной разгрузке часть нагрузки отключается, что снова приводит к балансу системы.

Таким образом, каждая из этих систем является важнейшим компонентом по обеспечению надёжности электроснабжения, их применение определяется техническими возможностями оборудования и требованиями соответствующих нормативных документов.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой комплекс расчётов по разработке плана реконструкции системы электроснабжения 10/0,4 кВ села Игнатьево Благовещенского района Амурской области. В ходе реконструкции в эксплуатацию вводится новая воздушная линия 10 кВ, а также на ряде действующих подстанций (ТП № 27-1, ТП № 27-11, ТП № 24А, ТП № 530) будет осуществлена установка второго трансформатора. Исходя из плана реконструкции в данном разделе будут рассмотрены правила безопасности при эксплуатации электроустановок, правила пожарной и противопаводковой безопасности, а также проведён расчёт минимального расстояния от ТП до границ прилегающих территорий, для проверки допустимости уровня шума.

11.1 Безопасность

В процессе монтажа, реконструкции и модернизации электрических станций, подстанций, трансформаторов и других элементов электрической сети приоритетной задачей является обеспечение безопасности при монтаже и эксплуатации электроустановок. Безопасность эксплуатирующей установки персонала и надёжность функционирования напрямую зависят от соблюдения установленных нормативных требований. К числу основополагающих документов в этой области относятся Правила устройства электроустановок (ПУЭ), Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП), Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, а также иные действующие нормативные документы.

11.1.1 Охрана труда при производстве работ в действующих электроустановках

11.1.1.1 Работы в действующих электроустановках должны проводиться:

– по заданию на производство работы, определяющему содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения,

состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы ;

- по распоряжению;
- на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации [4].

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом-допуском, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

11.1.1.2 В электроустановках напряжением до 1000 В при работе под напряжением необходимо:

- снять напряжение с расположенных вблизи рабочего места других токоведущих частей, находящихся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение, или оградить их;
- работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на резиновом диэлектрическом ковре;
- применять изолированный или изолирующий инструмент, предназначенный для работ под напряжением на токоведущих частях, и пользоваться диэлектрическими перчатками [4].

При производстве работ под напряжением на ВЛ до 1000 В методом в контакте или методом в изоляции необходимо применять комплект средств индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки, хлопчатобумажные перчатки, защитные кожаные перчатки.

Не допускается работать в одежде с короткими или засученными рукавами, а также использовать ножовки, напильники, металлические метры и другие металлические инструменты и приспособления, не предназначенные для выполнения работ под напряжением [4].

11.1.2 Организационные мероприятия по обеспечению безопасного проведения работ в электроустановках

11.1.2.1 Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

- оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы [4].

11.1.2.2 Работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются:

- выдающий наряд-допуск;
- отдающий распоряжение;
- утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады [4].

11.1.3 Средства индивидуальной защиты

Согласно приказу от 15 декабря 2020 г. №903н об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок для обеспечения безопасности при работах в электроустановках напряжением до 1000 В без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них, электромонтажные, строительные,

монтажные и пуско-наладочные работы должны выполняться с использованием средств индивидуальной защиты (СИЗ):

К основным изолирующим электрозащитным средствам для электроустановок напряжением до 1000 В относятся:

- изолирующие штанги всех видов;
- изолирующие клещи;
- указатели напряжения;
- электроизмерительные клещи;
- диэлектрические перчатки;
- ручной изолирующий инструмент [1].

К дополнительным изолирующим электрозащитным средствам для электроустановок напряжением до 1000 В относятся:

- диэлектрические галоши;
- диэлектрические ковры и изолирующие подставки;
- изолирующие колпаки;
- покрытия и накладки;
- лестницы приставные;
- стремянки изолирующие стеклопластиковые [1].

Кроме перечисленных средств защиты, в электроустановках применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- средства защиты головы (каска защитные);
- средства защиты глаз и лица (очки и щитки защитные);
- средства защиты органов дыхания (противогазы и респираторы);
- средства защиты рук (рукавицы);
- средства защиты от падения с высоты (пояса предохранительные и канаты – страховочные);
- одежда специальная защитная (комплекты для защиты от электрической дуги) [1].

11.4 Правила по охране труда при работе на высоте

Работники, впервые допускаемые к работам на высоте, в том числе, выполняющие работы на высоте с применением средств подмащивания, а также на площадках с защитными ограждениями высотой 1,1 м и более должны:

- знать инструкции по охране труда при проведении работ на высоте;
- знать общие сведения о технологическом процессе и оборудовании на данном рабочем месте, производственном участке, в цехе;
- знать производственные инструкции;
- знать условия труда на рабочем месте;
- знать обстоятельства и характерные причины несчастных случаев, аварий, пожаров, происшедших на высоте в организациях (на предприятиях), случаи производственных травм, полученных при работах на высоте; обязанностями и действиями при аварии, пожаре; способы применения имеющихся на участке средств тушения пожара, противоаварийной защиты и сигнализации, места их расположения, схемами и маршрутами эвакуации в аварийной ситуации;
- знать основные опасные и вредные производственные факторы, характерные для работы на высоте;
- знать зоны повышенной опасности, машины, механизмы, приборы, средства, обеспечивающие безопасность работы оборудования (предохранительные, тормозные устройства и ограждения, системы блокировки и сигнализации, знаки безопасности);
- знать и уметь применять безопасные методы и приемы выполнения работ на высоте [3].

11.2 Экологичность

В рамках реконструкции системы электроснабжения 10/0,4 кВ села Игнатьево Благовещенского района Амурской области на ряде действующих трансформаторных подстанций (ТП № 27-1, ТП № 27-11, ТП № 24А, ТП № 530) будет осуществлена установка второго трансформатора, в связи с чем

необходимо провести обязательную оценку уровня звукового давления, вызываемого шумом подстанций, на ближайшей прилегающих к ПС территориях, так как силовые трансформаторы являются генераторами шума. Полученные результаты необходимо сверить с санитарно-гигиеническими нормами, для подтверждения отсутствия нарушений. При выявлении нарушений санитарно-гигиенических норм в обязательном порядке должен быть разработан комплекс мероприятий, направленный на снижение уровня генерируемого шума.

Для установки на ТП № 27-1 выбран силовой трансформатор марки ТМ-250-10/0,4 кВ. Для выбранного масляного трансформатора уровень звуковой мощности, согласно ГОСТ 12.2.024-87 составляет 65 дБА [9].

Допустимый уровень шума для прилегающих к месту установки подстанции территорий составляет 70 дБА.

Проведём расчёт для определение минимального расстояния от жилой застройки до территории рассматриваемой ПС [2]:

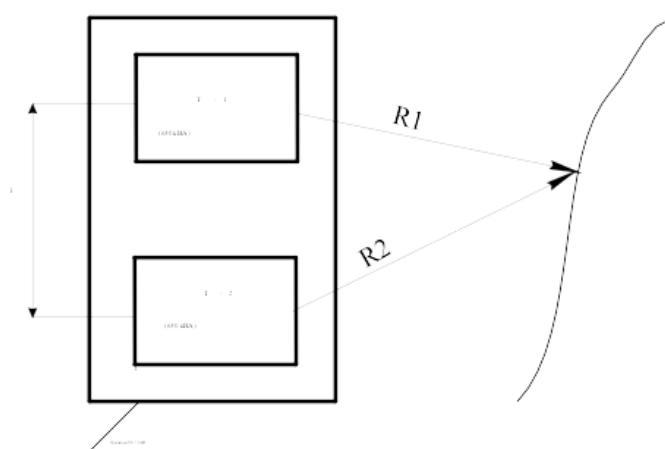


Рисунок 14– Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Для определения минимального расстояния от источников шума, расположенных на ПС до границы жилой зоны по формуле необходимо принять ряд допущений:

- 1) Так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l$,

$R_{2 \gg l}$, то два и более источника можно заменить одним.

Исходя из данного допущения уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{WA\Sigma} = 10 * \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 * L_{WAi}} \quad (93)$$

$$L_{WA\Sigma} = 10 * \lg \sum_{i=1}^1 10^{0,1 * 65} = 67,01 \text{ дБА}$$

где n – количество источников шума (ТМ);

$L_{WA\Sigma}$ – скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА.

2) На границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = ДУ_{LA}$, тогда $R = R_{min}$

Исходя из принятых допущений формула (93) приобретает вид:

$$ДУ_{LA} = L_{WA} - 10 \lg \frac{2\pi R_{min}}{S_0} \quad (94)$$

Преобразовав данную формулу, решив её относительно R_{min} получим минимальное расстояние от рассматриваемой трансформаторной подстанции до границы прилегающей территории:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WA} - ДУ_{LA})}}{2\pi}} \quad (95)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(67,01 - 60)}}{2\pi}} = 1,9 \text{ м}$$

Для защиты от шума, создаваемого трансформаторами, применяется способ «защита расстоянием». Т.к. позволяет установить необходимую санитарно-защитную зону (СЗЗ) по шуму. Исходя из проведенных расчетов,

минимальное расстояние от источников шума на подстанции до границы прилегающей территории должно составлять не менее 1,7 метров для обеспечения соблюдения установленных норм [2].

11.3 Чрезвычайные ситуации

11.3.1 Пожары в электроустановках

Согласно статистическим данным, на территории Российской Федерации происходит около 50 000 пожаров, причиной которых становятся пожары в электроустановках. Это, в свою очередь является 25% от общего количества пожаров, происходящих в стране. Около 70-75% пожароопасных ситуаций происходит из-за недостаточного контроля состояния электроустановок эксплуатирующими компаниями, органами отвечающими за безопасность, а также отсутствием знаний о правилах безопасного взаимодействия с электроустановками у потребителей электрической энергии [7].

Пожар – неконтролируемое горение, причиняющее материальный ущерб, вред жизни и здоровью граждан, интересам общества и государства [5].

Меры пожарной безопасности – действия по обеспечению пожарной безопасности, в том числе по выполнению требований пожарной безопасности [5].

Высокая частота пожаров, обусловленных нарушением правил эксплуатации электроустановок, связана в первую очередь с тем, что сами электроустановки являются мощными источниками электроэнергии, и могут представлять угрозу как в аварийном, так и в нормальном режимах работы. Даже при стабильной работе электроустановки есть риск возникновения локальных высокотемпературных зон, которые в свою очередь способны привести к воспламенению изоляционных материалов, конструктивных элементов зданий и

сооружений и корпусов электроустановок. А во время аварийного режима эксплуатация электроустановки всегда сопровождается резким увеличением вероятности возгорания в результате возникновения электрической дуги, короткого замыкания, перегрузки и других аварийных ситуаций.

Согласно статистике, самый высокий процент риска возникновения пожара в электроустановке возникает при возникновении короткого замыкания (на его долю приходится до 45% пожаров). На втором месте перегрев (порядка 30%), на третьем – перегрузка (порядка 15%). Менее распространёнными причинами являются: электрическая дуга (2,5 %), токи Фуко (2,5 %) и большое переходное сопротивление (5 %) [7].

Короткое замыкание – замыкание, возникающее в результате нарушения электрической изоляции токоведущих частей с различным потенциалом и последующим контактом этих токоведущих частей друг с другом (например, образование электрического контакта между фазными или между фазным и нулевым проводником).

Перегрузка – явление, возникающее в результате несоответствия потребляемой мощности электроустановок и сечения питающих линий или в результате несоответствия механических и электрических нагрузок (для электродвигателей и генераторов).

Перегрев – явление, возникающее как результат перегрузки, а также вследствие нарушенной теплоотдачи от электроустановок в окружающую среду.

Большое переходное сопротивление – явление, возникающее в местах контактных соединений, приводящее к значительному увеличению электрического сопротивления на данном участке, что впоследствии вызывает значительный локальный температурный нагрев.

Искрение, электрическая дуга – явления, возникающие при коммутациях (включение и отключение) электрических цепей без использования специальных

коммутационных аппаратов дугогасительных устройств, и приводящие к появлению открытого источника зажигания.

Токи Фуко (вихревые токи) – явление, возникающее в результате наведенной электродвижущей силы на металлических частях электроустановок, находящихся в зоне влияния значительного переменного электромагнитного поля, приводящее к образованию искр или электрических дуг [7].

Отдельное внимание следует уделить пожарам, происходящим в электроустановках из-за воздействий атмосферных перенапряжений, в частности, ударов молний. Молниевое воздействие на электроустановку может представлять как прямую, так и не прямую угрозу.

Попадание молнии в линию электропередачи способно вызвать резкое перенапряжение в сети, что может привести к пробое изоляции и последующему короткому замыканию электроустановке. Даже при отсутствии прямого попадания молнии в линию электропередачи, и ударе вблизи её, возможно возникновение перенапряжения и дальнейшее развитие пожароопасной ситуации.

На опорах ВЛ должны быть выполнены заземляющие устройства, предназначенные для повторного заземления, защиты от грозовых перенапряжений, заземления электрооборудования, установленного на опорах ВЛ [4].

Профилактика пожаров – совокупность превентивных мер, направленных на исключение возможности возникновения пожаров и ограничение их последствий [5].

Первичные меры пожарной безопасности – реализация принятых в установленном порядке норм и правил по предотвращению пожаров, спасению людей и имущества от пожаров [5].

Обучение мерам пожарной безопасности – организованный процесс по формированию знаний, умений, навыков граждан в области обеспечения пожарной безопасности в системе общего, профессионального и дополнительного образования, в процессе трудовой и служебной деятельности, а также в повседневной жизни [5].

На территории села Игнатьево большинство трансформаторов, установленных на подстанциях, являются масляными, из-за чего при вытекании масла и возникновении короткого замыкания на подстанции может случиться пожар.

Противопожарные расстояния от маслonaполненного оборудования с массой масла в единице оборудования 60 кг и более до производственных зданий с категорией помещения В1 - В2, Г и Д, а также до жилых и общественных зданий должны быть не менее:

16 м - при степени огнестойкости этих зданий I и II;

20 м - при степени III;

24 м - при степени IV и V [4].

Организация тушения пожаров – совокупность оперативно-тактических и инженерно-технических мероприятий (за исключением мероприятий по обеспечению первичных мер пожарной безопасности), направленных на спасение людей и имущества от опасных факторов пожара, ликвидацию пожаров и проведение аварийно-спасательных работ [5].

Локализация пожара – действия, направленные на предотвращение возможности дальнейшего распространения горения и создание условий для его ликвидации имеющимися силами и средствами [5].

Пожаро- и взрывобезопасность являются важнейшими составляющими общей системы электробезопасности в электроустановках. Несоблюдение

установленных требований может привести к катастрофическим последствиям как для эксплуатирующего персонала, так и для окружающей среды. В связи с этим эксплуатация электроустановок должна осуществляться в строгом соответствии с правилами устройств электроустановок.

Пожаро- и взрывобезопасность электроустановок должны обеспечиваться выполнением требований, приведенных в Правилах устройства электроустановок [4].

При сдаче в эксплуатацию электроустановки должны быть снабжены противопожарными средствами и инвентарем [4].

По условию пожарной безопасности трансформаторные подстанции должны быть расположены на расстоянии не менее 3 м от зданий I, II, III степеней огнестойкости и 5 м от зданий IV и V степеней огнестойкости [4].

В соответствии с требованиями федерального закона от 21 декабря 1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности», непосредственное руководство системой пожарной безопасности на объектах энергетики осуществляется руководителями эксплуатирующих организаций, которые несут персональную ответственность за соблюдение установленных норм и правил пожарной безопасности при эксплуатации электроустановок.

В соответствии с этими требованиями ФЗ руководители эксплуатирующих организаций обязаны:

- соблюдать требования пожарной безопасности, а также выполнять предписания, постановления и иные законные требования должностных лиц пожарной охраны;
- разрабатывать и осуществлять меры пожарной безопасности;

- проводить противопожарную пропаганду, а также обучать своих работников мерам пожарной безопасности;
- включать в коллективный договор (соглашение) вопросы пожарной безопасности;
- содержать в исправном состоянии системы и средства противопожарной защиты, включая первичные средства тушения пожаров, не допускать их использования не по назначению;
- оказывать содействие пожарной охране при тушении пожаров, установлении причин и условий их возникновения и развития, а также при выявлении лиц, виновных в нарушении требований пожарной безопасности и возникновении пожаров;
- предоставлять в установленном порядке при тушении пожаров на территориях предприятий необходимые силы и средства;
- обеспечивать доступ должностным лицам пожарной охраны при осуществлении ими служебных обязанностей на территории, в здания, сооружения и на иные объекты предприятий;
- предоставлять по требованию должностных лиц государственного пожарного надзора сведения и документы о состоянии пожарной безопасности на предприятиях, в том числе о пожарной опасности производимой ими продукции, а также о происшедших на их территориях пожарах и их последствиях;
- незамедлительно сообщать в пожарную охрану о возникших пожарах, неисправностях имеющихся систем и средств противопожарной защиты, об изменении состояния дорог и проездов [5].

11.3.2 ЧС природного характера

Одним из ключевых факторов риска для рассматриваемого в выпускной квалификационной работе села являются наводнения. Согласно данным главного управления МЧС России по Амурской области, Амурская область ежегодно сталкивается с паводками и подтоплениями, что делает проблему устойчивости электроснабжения региона особенно актуальной для населённых пунктов [8].

Наводнение – затопление территории водой, являющееся стихийным бедствием.

Наводнение может происходить в результате следующих событий:

Половодье – фаза водного режима реки, ежегодно повторяющаяся в данных климатических условиях в один и тот же сезон, характеризующаяся наибольшей водностью, высоким и длительным подъемом уровня воды и вызываемая снеготаянием или совместным таянием снега и ледников.

Паводок – фаза водного режима реки, которая может многократно повторяться в различные сезоны года, характеризующаяся интенсивным, обычно кратковременным увеличением расходов и уровней воды, и вызываемая дождями или снеготаянием во время оттепелей.

Паводкоопасный период – период времени, в течение которого на водных объектах на определенной территории наблюдается половодье или паводок.

Затор – скопление льдин в русле реки во время ледохода, вызывающее стеснение водного сечения и связанный с этим подъем уровня воды.

Зажор – скопление шуги с включением мелкобитого льда в русле реки, вызывающее стеснение водного сечения и связанный с этим подъем уровня воды.

Ветровой нагон – подъем уровня воды в морских устьях крупных рек, а также у подветренных побережий морей, крупных озер и водохранилищ, вызванный воздействием ветра на водную поверхность [8].

В целях предупреждения ЧС органами управления Российской единой системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (далее – РСЧС) на региональном и муниципальном уровнях в паводкоопасный период решаются ряд основных задач:

1. Мониторинг, прогнозирование и моделирование паводковой обстановки на территории субъекта Российской Федерации (муниципального образования);

Мониторинг и прогнозирование чрезвычайных ситуаций включает в себя: мониторинг окружающей среды, опасных природных процессов и явлений и прогнозирование чрезвычайных ситуаций природного характера; мониторинг состояния безопасности зданий, сооружений, потенциально опасных объектов и прогнозирование техногенных чрезвычайных ситуаций.

2. Организация и проведение превентивных мероприятий при подготовке к паводкоопасному периоду;

Превентивные мероприятия по подготовке к предпаводковому периоду делятся на три группы: 1 группа – мероприятия организационно-профилактического характера, 2 группа – плановые практические превентивные мероприятия, 3 группа – оперативные мероприятия выполняемые непосредственно при ухудшении паводковой обстановки.

3. Планирование, применение и маневрирование группировки сил и средств РСЧС при реагировании на угрозу и ликвидации последствий наводнения;
4. Своевременное оповещение и информирование населения, заблаговременное проведение эвакуационных мероприятий;
5. Выполнение оперативных инженерных мероприятий по защите населенных пунктов и инфраструктуры от негативного воздействия

паводковых вод;

6. Ликвидация ЧС и ПЖОН в зонах затопления (подтопления). [8]

Особенности рельефа и климатической зоны Амурской области способствуют застою воды, и такая природная специфика требует учёта рисков затопления при проектировании и размещении трансформаторных подстанций, а также повышению информированности населения о правилах обращения и правилах безопасности при взаимодействии с электроустановками.

В рассматриваемом селе большинство трансформаторных подстанций по своему конструктивному являются мачтовыми (МТП).

Отличительной чертой мачтовых подстанций является их расположение на так называемых мачтах (опорах).

Рассмотрим основные плюсы мачтовых трансформаторных подстанций:

1. Повышенное расположение оборудования

Все основные элементы МТП размещаются на мачте, на высоте 4-6 метров над уровнем земли, что в свою очередь защищает трансформаторную подстанцию от подтопления, даже при довольно высоком уровне воды.

2. Отсутствие подземных кабельных вводов

В трансформаторных подстанциях других типов, например блочных, часто применяются кабельные вводы, которые подвергаются риску затопления и выходу из строя. В то время как ввод мачтовых трансформаторных подстанций обычно осуществляется воздушным способом.

3. Упрощённая проверка и обслуживание после ЧС

После схода воды нет необходимости в откачке и проверке изоляции кабельных каналов, так как всё оборудование является открытым и визуально доступным. Это повышает эффективность и быстроту проверки после происхождения чрезвычайной ситуации.

14 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ

Технико-экономическое сравнение сводится к расчету минимума приведенных затрат, которые показывают экономическую эффективность вложенных в строительство средств.

Приведенные затраты состоят из:

1. капиталовложений в покупку трансформаторов и стоимости строительных работ;
2. издержек на амортизационные отчисления, ремонт, обслуживание и передача электроэнергии.

Капиталовложения представляют собой денежные средства, вкладываемые в строительство новых объектов и определяются по следующей формуле:

$$K_{\Sigma \text{ТП}} = K_{\text{ТП}} + K_{\text{смп}} + K_{\text{пр}} \quad (96)$$

где $K_{\Sigma \text{ТП}}$ – стоимость комплектных трансформаторных подстанций;

$K_{\text{смп}}$ – капиталовложения в строительные работы (50%);

$K_{\text{пр}}$ – прочие затраты, 5% от капиталовложений;

В затраты на строительные расходы входит оплата труда рабочим, стоимость доставки всех нужных элементов, затраты на установку оборудования и на подготовку площадки к установке оборудования и д.р.

Среднюю стоимость комплектных трансформаторных подстанций приведем в таблице 33.

Таблица 33 – Средняя стоимость КТП 10/0,4

КТП-160 10/0,4	2 КТП-250 10/0,4	2 КТП-16010/0,4
320700руб.	420000 руб.	508000 руб.

$$K_{\Sigma \text{тп}} = K_{\text{тп}} + K_{\text{смп}} + K_{\text{пр}} \quad (97)$$

$$K_{\Sigma \text{тп}} = 2 * 508000 + 420000 + 320700 = 1756700 \text{ руб};$$

Затраты определенные расходом различных видов экономических ресурсов в процессе производства и обращения продукции называются издержками.

В данном случае издержки включают в себя затраты на ремонт и техническое обслуживание объектов.

Часть стоимости основных фондов, переводимых ежегодно для возмещения их износа, определяется по формуле:

$$И_{\text{ам}} = K_{\Sigma \text{тп}} * \alpha_{\text{ам}} \quad (98)$$

Где $K_{\Sigma \text{тп}}$ – это суммарные капитальные вложения

$\alpha_{\text{ам}}$ – нормы амортизационных отчислений (о.е).

Амортизационные отчисления определяются по формуле, если известен срок службы оборудования:

$$\alpha_{\text{ам}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}} \quad (99)$$

Издержки на ремонт и техническое обслуживание рассчитываются по формуле:

$$И_{\text{экс}} = K_{\Sigma \text{тп}} * \alpha_{\text{экс}} \quad (100)$$

где $\alpha_{\text{экс}}$ нормы отчислений на обслуживание трансформаторов, о.е

Произведём расчёт издержек для реконструированного варианта сети:

$$I_{ам} = \frac{1756700}{20} = 43917,5 \text{ руб.}$$

$$I_{экс} = 43917,5 * 0,037 = 1624,94 \text{ руб.}$$

Необходимо рассчитать затраты на потерю электроэнергии, которые включают в себя величину потерь и их стоимость.

Потери электроэнергии в трансформаторах определяют по формуле:

$$W_{TP} = \frac{\sqrt{P_{ТП}^2 + Q_{ТП}^2}}{U_{НОМ}^2} * R_{ТН} * T_{г} \quad (101)$$

$$W_{TP} = \frac{\sqrt{112,39^2 + 33,42^2}}{10^2} * 2,8 * 8760 = 33,72 \text{ МВт*ч/ год}$$

Определим стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\Delta W-1} = \Delta W_{TP-1} * C_{\Delta W} \quad (102)$$

где $C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, руб (1,6 руб кВт * ч)

$$I_{\Delta W-1} = 33720 * 1,6 = 53952 \text{ руб.}$$

Рассчитываем суммарные издержки:

$$I = I_{ам} + I_{экс} + I_{\Delta W} \quad (103)$$

$$I = 43917,5 + 1624,94 + 53952 = 99494,45 \text{ руб.}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы, темой которой является реконструкция системы электроснабжения 10/0,4 кВ села Игнатьево Благовещенского района Амурской области, были выполнены все поставленные задачи.

Проведён анализ существующей системы электроснабжения, произведён расчёт электрических нагрузок потребителей электроэнергии. Был произведён выбор самонесущих изолированных проводов СИП для реконструкции линий 10 и 0,4 кВ. Также, с учётом требований по надёжности электроснабжения потребителей II категории была выполнена реконструкция трансформаторных подстанций, с установкой второго трансформатора, подключённого к уже существующим воздушным линиям 10 кВ, что позволило минимизировать затраты и обеспечить требуемую надёжность электроснабжения.

Рассмотрены вопросы безопасности, экологичности и происхождения чрезвычайных ситуаций.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие /А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013 – 627 с.
2. Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: учебное пособие / А.Б. Булгаков – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2020 – 89 с.
3. Приказ Минтруда России от 16.11.2020 № 782н «Об утверждении Правил по охране труда по охране труда при работе на высоте» [Электронный ресурс]. –Режим доступа: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=379253> (дата обращения: 06.06.2025).
4. Правила устройства электроустановок: все действующие разделы и главы шестого и седьмого изданий. – Москва : ЭНАС, 2019. – 672 с. – ISBN 978-5-4248-0162-4. – Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. – URL: e.lanbook.com (дата обращения: 05.06.2025).
5. Федеральный закон от 21.12.1994 N 69-ФЗ (ред. от 19.10.2023) «О пожарной безопасности» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://41.mchs.gov.ru/uploads/resource/2024-01-17/normativnye-pravovye-akty-reguliruyushchie-osushchestvlenie-gosu-darstvennogo-kontrolya-nadzora_1705444551571576372.pdf (дата обращения: 05.06.2025).
6. Приказ от 15 декабря 2020 года N 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://mos.gosnadzor.ru/about/documents/Приказ%20Минтруда%20от%201512.2020%20№%20903н.pdf> (дата обращения: 30.05.2025).
7. Минкин А. Н. Пожарная безопасность электроустановок. Учебник для проф.-техн. учеб, заведений и подгот. рабочих на производстве. Изд. 2-е, испр. и доп. М., «Высш. школа», 2023. – 231 с. с ил.
8. Методические рекомендации по организации подготовки и сопровождения паводкоопасного периода на территории субъектов Российской

Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://mchs.gov.ru/dokumenty/5741> (дата обращения: 07.06.2025).

9. ГОСТ 12.2.024-7 Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности. Шум. Трансформаторы силовые и масляные. Нормы и методы контроля [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.mitek.spb.ru/files/gost_12_2_024_87_1704237546.pdf (дата обращения: 06.06.2025).

10. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.385-94.

11. Киреева Э.А., Цырук С.А. Электроснабжение жилых и общественных строений. – М.:НТФ «Энергопресс», 2006. – 96 с.; ил.

13. Свод правил Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа, [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293751/4293751598.pdf> (дата обращения: 01.06.2025).

14. Официальный сайт Администрации Благовещенского муниципального района, [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://blgraion.amurobl.ru/> (Дата обращения 23.05.2025)

15. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.385-94.

16. Киреева Э.А., Цырук С.А. Электроснабжение жилых и общественных строений. – М.:НТФ «Энергопресс», 2006. – 96 с.; ил.

17. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп. // Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.

18. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2006. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.

19. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное

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

20. Ротачёв, Ю. А. Релейная защита и автоматика: Учебно-методическое пособие для студентов заочного обучения / Ю. А. Ротачёв. - Амурский гос. ун-т – Благовещенск, 2000.

21. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.

22. Китушин, В. Г. Надежность энергетических систем [Текст] : учеб.пособие / В. Г. Китушин. Ч. 1 : Теоретические основы. – Новосибирск : изд-во НГТУ, 2003. -255 с.

23. Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2009г. №21.

24. Савина, Н.В. Надежность систем электроэнергетики [Электронный ресурс] : учеб.пособие / Н.В. Савина – Благовещенск : Изд- во Амур.гос. ун- та, 2011. – 268 с., 1898 Кб. Режим доступа :http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/3060.pdf

25. Савина, Н. В. Электроэнергетические системы и сети [Электронный ресурс] : учеб.пособие. Ч. 1 / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. 177 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7062.pdf

26. Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учебное пособие / Н. В. Савина. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 194 с. – Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7031.pdf

ПРИЛОЖЕНИЕ А – Расчёты нагрузок на отходящих фидерах ТП

Фидер ТП	$P_{P0,4}$ (кВт)	$Q_{P0,4}$ (кВАр)	$S_{P0,4}$ (кВА)
ТП № 27-13			
Фидер №1	34,56	8,56	35,60
Фидер №2	38,93	9,33	40,04
ТП № 27-9			
Фидер №1	24,93	6,78	25,83
Фидер №2	85,20	30,20	90,40
ТП № 27-1			
Фидер №1	80,80	32,45	87,07
Фидер №2	65,88	21,58	69,32
Фидер №3	86,96	27,34	91,15
Фидер №4	44,73	11,71	46,24
Фидер №5	48,03	12,66	49,67
ТП № 27-4			
Фидер №1	73,49	24,47	77,45
Фидер №2	69,81	24,35	73,93
Фидер №3	80,41	22,37	83,46
ТП № 27-12			
Фидер №1	99,93	20,06	101,93
Фидер №2	41,53	18,88	45,62
Фидер №3	36,21	9,38	37,40
ТП № 27-1			
Фидер №1	40,86	11,82	42,54
Фидер №2	43,54	11,82	45,12
Фидер №3	69,93	19,49	72,60
ТП № 24			
Фидер №1	67,26	26,69	72,37
Фидер №2	49,56	13,16	51,27
Фидер №3	40,79	11,80	42,46
ТП № 24А			
Фидер №1	46,32	12,90	48,08
Фидер №2	32,94	9,04	34,16
Фидер №3	58,78	17,21	61,24
ТП № 10			
Фидер №1	44,23	14,03	46,40
Фидер №2	36,74	11,30	38,44
Фидер №3	42,46	11,54	44,00
ТП № 369			
Фидер №1	58,37	15,66	60,44
Фидер №2	46,63	12,79	48,35
ТП № 530			

Фидер №1	115,12	34,54	120,19
ТП № 27-2			
Фидер №1	29,15	8,79	30,45
ТП № 27-3			
Фидер №1	33,14	9,90	34,59
ТП № 27-6			
Фидер №1	39,81	13,85	42,15
ТП № 385			
Фидер №1	21,02	6,82	22,10

ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Выбор марок СИП на фидерах ТП

Наименование ТП	Номер фидера	$I_{расч}$ (А)	Принятое сечение (мм²)	Длительно допустимый ток (А)
27-13	1	51,72	3×16+1×54,6	100
	2	61,82	3×16+1×54,6	100
27-9	1	37,60	3×16+1×35	100
	2	139,41	3×50+1×54,6	195
27-1	1	140,66	3×50+1×54,6	195
	2	154,74	3×50+1×54,6	195
	3	153,91	3×50+1×54,6	195
	4	75,75	3×16+1×54,6	100
	5	80,03	3×16+1×54,6	100
27-4	1	128,63	3×35+1×54,6	160
	2	122,43	3×35+1×54,6	160
	3	136,82	3×50+1×54,6	195
27-12	1	156,80	3×50+1×54,6	195
	2	77,63	3×16+1×54,6	100
	3	60,16	3×16+1×54,6	100
27-11	1	68,84	3×16+1×54,6	100
	2	65,74	3×16+1×54,6	100
	3	120,65	3×35+1×54,6	160
24А	1	117,72	3×35+1×54,6	160
	2	73,62	3×16+1×54,6	100
	3	67,01	3×16+1×54,6	100
24	1	79,53	3×16+1×54,6	100
	2	61,67	3×16+1×54,6	100
	3	102,95	3×25+1×54,6	130
10	1	81,17	3×16+1×54,6	100
	2	68,18	3×16+1×54,6	100
	3	71,29	3×16+1×54,6	100
	1	96,80	3×25+1×54,6	130

369	2	74,25	$3 \times 16 + 1 \times 54,6$	100
27-2	1	53,85	$3 \times 16 + 1 \times 54,6$	100
27-3	1	45,19	$3 \times 16 + 1 \times 54,6$	100
27-6	1	111,90	$3 \times 35 + 1 \times 54,6$	160
385	1	45,30	$3 \times 16 + 1 \times 54,6$	100
530	1	182,23	$3 \times 70 + 1 \times 54,6$	240

ПРИЛОЖЕНИЕ В – Расчёт потерь напряжения на линиях 0,4 кВ

Наименование ТП	Номер фидера	$I_{расч}$ (А)	Длина линии (км)	$\Delta U(\%)$
27-13	1	51,72	0,372	1,53
	2	61,82	0,318	1,55
27-9	1	37,60	0,352	1,05
	2	139,41	0,526	5,78
27-1	1	140,66	0,521	5,90
	2	154,74	0,719	8,82
	3	153,91	0,787	9,62
	4	75,75	0,465	2,78
	5	80,03	0,473	2,99
27-4	1	128,63	0,363	3,7
	2	122,43	0,603	5,90
	3	136,82	0,588	6,37
27-12	1	156,80	1,154	8,12
	2	77,63	0,665	4,14
	3	60,16	0,365	1,73
27-11	1	68,84	1,015	5,55
	2	65,74	0,542	2,82
	3	120,65	1,225	9,75
24А	1	117,72	0,743	7,04
	2	73,62	0,385	2,24
	3	67,01	0,432	2,30
24	1	79,53	0,874	5,50
	2	61,67	0,573	2,80
	3	102,95	0,783	6,41
10	1	81,17	0,312	2,01
	2	68,18	0,482	2,61
	3	71,29	0,782	4,41
369	1	96,80	0,839	6,43
	2	74,25	0,691	4,06
27-2	1	53,85	0,492	2,10

27-3	1	45,19	0,312	1,11
27-6	1	111,90	0,921	8,24
385	1	45,30	0,213	0,77
530	1	182,23	0,731	9,53

ПРИЛОЖЕНИЕ Г – результаты расчётов токов КЗ 10 кВ

Точка КЗ	ТП	$I_{\text{Пoi}}^3$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	$i_{\text{а}}$, кА
Фидер №6 ПС 110 кВ Игнатьево				
КЗ-3	27-2	1,93	3,73	2,72
КЗ-4	27-11	1,92	3,72	2,72
КЗ-5	530	1,83	3,54	2,58
КЗ-6	92	1,73	3,35	2,44
КЗ-7	27-12	1,97	3,82	2,79
КЗ-8	704	1,92	3,72	2,72
КЗ-9	27-14	1,46	2,82	2,06
КЗ-10	356	1,38	2,66	1,94
КЗ-11	369	1,37	2,64	1,93
КЗ-12	10	1,34	2,60	1,90
КЗ-13	24	1,32	2,56	1,87
КЗ-14	24А	1,30	2,52	1,84
КЗ-15	806	1,30	2,51	1,83
КЗ-16	781	1,29	2,50	1,83
КЗ-17	745	1,27	2,45	1,79
КЗ-18	21	1,25	2,42	1,76
Фидер №10,19 ПС 110 кВ Игнатьево				
КЗ-20	27-15	2,02	3,90	2,85
КЗ-21	27-22	1,54	2,98	2,18
КЗ-22	704	1,47	2,85	2,08
Фидер №12 ПС 110 кВ Игнатьево				
КЗ-23	27-3	2,03	3,93	2,87
КЗ-24	27-4	1,93	3,73	2,72
Фидер №4 ПС 35 кВ Марково				
КЗ-25	27-13	1,18	2,29	1,67
КЗ-26	27-9	1,19	2,31	1,69
КЗ-27	27-6	1,20	2,32	1,70

K3-28	27-5	1,23	2,39	1,75
K3-29	27-16	1,41	2,74	2,00
Фидер №16 ПС 110 кВ Игнатъево				
K3-30	736	1,91	3,70	2,70
K3-31	27-1	1,89	3,66	2,67
K3-32	385	1,85	3,58	2,62