

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

« _____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция распределительных электрических сетей
села Владимировка Благовещенского района Амурской области

Исполнитель

студент группы 842-об3

(подпись, дата)

И.С. Жукова

Руководитель

профессор, доктор. техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н.Козлов

Благовещенск 2022

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
« ____ » _____ 2022 г.

З А Д А Н И Е

- К выпускной квалификационной работе студента Жукова Ирина Сергеевна
1. Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция распределительных электрических сетей с. Владимировка Благовещенского района Амурской области.
(утверждено приказом от _____ № _____)
2. Срок сдачи студентом законченной работы _____
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, материалы производственной и преддипломной практик, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ.
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика села Владимировка. 2. Анализ существующей системы электроснабжения села. 3. Расчет электрических нагрузок. 4. Строительство системы низковольтного электроснабжения вновь строящейся части села. 5. Выбор ТП 10 кВ. 6. Выбор сечений проводов низковольтных и высоковольтных сетей 6. Разработка вариантов реконструкции системы электроснабжения села и их анализ. 7. Разработка вариантов реконструкции системы электроснабжения села и их анализ. 8. Реконструкция питающих сетей села 9. Расчет токов короткого замыкания 9. Выбор оборудования. 11. Релейная защита и автоматика. 12. Безопасность и экологичность проекта.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 1. Существующая карта-схема распределительных сетей с. Владимировка 2. Варианты подключения вновь строящихся ПС. 3. Однолинейная схема ПС 110 кВ Владимировка. 4. Схема электроснабжения объектов потребителей 0,4 кВ 5. Установка и заземление ТП 10/0,4 кВ. 6. Однолинейная электрическая схема ТП 10/0,4 кВ 7. Релейная защита и автоматика.
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков.
7. Дата выдачи задания _____
- Руководитель выпускной квалификационной работы: Наталья Викторовна Савина, профессор, доктор. тех. наук.

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 142 с., 23 рисунка, 45 таблиц, 30 источников.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ТОК, СЕЛО, РАЙОН, ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ТОК КЗ, ОБОРУДОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ПРОВОД, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР.

В настоящей ВКР рассматриваются вопросы модернизации системы электроснабжения села Владимировка Амурской области с центром питания ПС 110 кВ Владимировка в связи с вводом в эксплуатацию новых потребителей электрической энергии. Так же в выпускной квалификационной работе рассмотрены вопросы касающиеся расчета электрических нагрузок, определения мощности трансформаторов подстанций, расчета линий 10 и 0,4 кВ, расчета токов короткого замыкания, выбора оборудования подстанции, выбора и согласования защит, выполнены необходимые технико-экономические расчеты и рассмотрены аспекты касающиеся экологичности и охраны труда при производстве работ.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1 Характеристика села Владимировка	9
1.1 Краткое описание села	9
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности.....	10
1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии села	11
1.4 Оценка перспектив развития села.....	12
2 Анализ существующей системы электроснабжения села.....	13
2.1 Источники питания и их анализ.....	13
2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов ТП	13
2.3 Характеристика системы электроснабжения села и ее анализ	15
2.4 Определение целесообразности реконструкции системы электроснабжения села.....	16
3 Расчет электрических нагрузок	17
3.1 Анализ имеющихся данных для проектирования	17
3.2 Определение расчетных нагрузок на вводах потребителей.....	22
3.3 Расчет нагрузки на уличное освещение	25
4 Проектирование системы низковольтного электроснабжения вновь строящейся части села	27
4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения при строительстве .	27
4.2 Расчет нагрузок.....	28
5 Выбор ТП 10 кВ.....	33
5.1 Расчет нагрузок сети 10 кВ.....	33
5.2 Оценка целесообразности КРМ	36
5.3 Определение количества и местоположения трансформаторных подстанций.....	39
5.4 Конструктивное исполнение ТП 10/0,4 кВ	44
6 Выбор сечений проводов низковольтных и высоковольтных сетей	46
6.1 Выбор проводов.....	46

6.2	Оценка качества электроэнергии	48
7	Разработка вариантов реконструкции системы электроснабжения села и их анализ.....	52
7.1	Расчет технико-экономических показателей.....	53
7.2	Окончательный выбор варианта	63
7.3	Технико-экономические показатели проекта	63
8	Реконструкция питающих сетей села	67
8.1	Проверка мощности трансформаторов питающей подстанции при реконструкции	67
8.2	Проверка питающей линии.....	69
8.3	Выбор и проверка оборудования на ПС Владимировка.....	70
8.3.1	На стороне 110 кВ	70
8.4	Выбор и проверка ОПН	81
9	Расчет токов короткого замыкания	90
9.1	Расчет токов КЗ 10 кВ	90
9.2	Расчет токов КЗ в сети 110 кВ.....	99
10	Выбор оборудования 10/0,4 кВ.....	101
10.1	Выбор оборудования и средств защиты ТП 10/0,4	101
10.2	Заземление подстанции.....	113
10.3	Молниезащита ТП 10/0,4 кВ	116
10.4	Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии	116
10.5	Проверка сечений СИП на термическую стойкость к токам короткого замыкания	117
11	Релейная защита и автоматика	119
11.1	Защита и автоматика устройств в составе распределительного устройства 10 кВ	119
12	Безопасность и экологичность проекта	122
12.1	Безопасность	122
12.2	Экологичность	131
12.3	Чрезвычайные ситуации	135

Заключение	138
Библиографический список	139

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВКР – выпускная квалификационная работа;

ВЛ – высоковольтная линия электропередач;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

СИП – самонесущий изолированный провод;

ТН – трансформатор напряжения;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТТ – трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

Развитие сектора электрификации привело к повсеместному росту промышленности, а т.к. производство электроэнергии происходит на крупных электростанциях и дальнейшей передачей по линиям электропередачи, то возникает ряд проблем.

Частые проблемы, требующие решения, возникают при передаче и распределении электроэнергии в сельских районах, это происходит из-за существенной разветвленности и протяженности, также свою лепту вносит фактор неравномерного распределения нагрузок по потребителям.

Выполнение требуемых стандартов качества электроэнергии, а также надежности и экономичности электроснабжения - приоритетные задачи электроснабжения сельских районов.

Основные критерии качества электроэнергии при осуществлении питания потребителей по трехфазным сетям определяется постоянством и уровнями частоты тока на принимающей стороне потребителя.

К основным задачам электроснабжения сельскохозяйственных потребителей относят поддержание требуемого уровня напряжения на приемном конце, т.к. отклонение напряжения сверх допустимых пределов может привести к выходу из строя дорогостоящего оборудования.

В связи с вводом в эксплуатацию вновь вводимых потребителей электрической энергии села Владимировка и необходимостью обеспечить выполнение предъявляемых требований к распределительным сельским сетям, необходимо осуществить реконструкцию сети 10 и 0,4 кВ существующей сети села для достижения бесперебойного электроснабжения потребителей.

Таким образом, для достижения намеченной цели были поставлены следующие задачи:

- 1) Произвести анализ исходных данных для проектирования;

2) Осуществить проектирование электрической сети 0,4 кВ прибегая к принципу применения современных технологий и выполнения требований актуальных руководящих документов;

3) Произвести реконструкцию электрической сети 10 кВ с учетом современных требований;

4) Осуществить проектирование трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ и осуществить выбор оборудования на этих ТП;

5) Дать технико-экономическую оценку проекта;

6) Рассмотреть вопросы безопасности, экологичности и чрезвычайных ситуаций при проведении работ.

Итогом настоящей ВКР должна являться спроектированная сеть 0,4, 10 кВ, проверенная на осуществление требований по качеству электроснабжения, по требованиям, предъявляемым к срабатыванию защитных аппаратов в спроектированной сети, проектирование ТП 10/0,4 кВ, а также разработка технико-экономических показателей проекта.

Как итог в настоящей ВКР представлены разработанные план электроснабжения части с. Владимировка. Данный вариант электроснабжения позволит осуществить бесперебойное снабжение населенного пункта.

При выполнении выпускной квалификационной работы были использованы программные средства: Windows 10, Microsoft Office 2019, MathType 6.3, MathCad 15.0.

К выпускной квалификационной работе прилагается 7 листов графической части, выполненной в программе Microsoft Office Visio.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА СЕЛА ВЛАДИМИРОВКА

1.1 Краткое описание села

Село Владимировка — спутник города Благовещенск, расположен на левом берегу реки Зея напротив областного центра. Автомобильное сообщение села с областным центром осуществляется — по автомобильному мосту.

От Владимировки на восток идёт дорога к селу Волково и далее к с. Тамбовка, а на юг — к пос. Заречный и к селу Каникурган.

Административный центр Усть-Ивановского сельсовета село Усть-Ивановка стоит на левом берегу Зеи в 5 км. выше Владимировки.

Основные данные представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Краткое описание села Владимировка

Статус	Село
Дата основания	-
Муниципальное образование	Сельское поселение Усть-Ивановский сельсовет
Входит в	Благовещенский район
Субъект Федерации	Амурская область
Подчинение	Районное
Население (тыс.чел.)	1,031
Координаты	50°17'55" с.ш., 127°37'59" в.д.
Почтовые индексы	675004
Телефонный код	+7 4162
Автомобильные коды	28
Код ОКАТО	10211838002

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Климат переходный от резко континентального на северо-западе к муссонному на юго-востоке. Формирование такого климата обусловлено взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и следующих географических факторов: широтное положение, удалённость территории от моря, влияние подстилающей поверхности в виде рельефа, растительности, водных объектов.

Все факторы климатообразования — солнечная радиация, циркуляция атмосферы, географические факторы — взаимодействуют, определяя особенности климата территории [2].

Климат, прежде всего, характеризуют показатели температуры самого холодного и самого тёплого месяцев. Одинаковые показатели разных мест объединяются изотермами. В январе изотермы юга области (в т.ч. благовещенского района) от $-26\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$. Зима суровая. На широте Благовещенска находится город Воронеж, где средняя температура января $-6,1\text{ }^{\circ}\text{C}$, а в Благовещенске она составляет $-21,5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Абсолютный минимум $-45,4\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Лето на юге области очень тёплое с достаточным или избыточным увлажнением. Здесь проходят июльские изотермы от $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $22\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Годовое количество осадков велико: в Благовещенском районе — до 600 мм. Характерен летний максимум осадков, что обусловлено муссонностью климата. За июнь, июль и август может выпасть до 70 % годовой нормы осадков. Возможны колебания в выпадении осадков. Так, летом с возрастанием испарения увеличивается абсолютная и относительная влажность, а весной из-за сухости воздуха снежный покров большей частью испаряется, и следствием этого становится незначительный весенний подъём уровня воды в реках [2].

Район расположен на юго-западе области.

Район граничит: на западе — с Китаем.

Основные реки — Амур, Зея, Безымянка, Грязнушка, Гуран, Манчжурка, Прядченка, Симониха.

Площадь района равна 3059,61 кв. км.

Основные климатические характеристики района строительства приняты согласно СП20.13330.2011 «Нагрузки и воздействия», СП 131.13330.2018 «Строительная климатология» [2].

Таблица 1.2 - Основные климатические характеристики района строительства.

Параметр	Значение
Климатический район	I-B
Снеговой район	I (0,8 кПа)
Ветровой район	II (0,30 кПа)
Климатические характеристики холодного периода года	
Температура воздуха наиболее холодных суток	-37 °С
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки	35 °С
Абсолютная минимальная температура воздуха	-45 °С
Среднемесячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца	73%
Количество осадков за ноябрь – март	43 мм
Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль	Северо-запад
Климатические характеристики теплого периода года	
Температура воздуха	26 °С
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца	27,0 °С
Абсолютная максимальная температура воздуха	39 °С
Среднемесячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца	76 %
Количество осадков за апрель – октябрь	514 мм
Суточный максимум осадков	122 мм
Преобладающее направление ветра за июнь – август	Южное

1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии села

Процессе выполнения настоящей ВКР рассматривается вопрос электроснабжения с. Владимировка. Основными потребителями выступают такие категории как:

- бытовые потребители;
- мелкие, частные предприятия;
- жилые одноэтажные частные дома;
- летние домики на садовых участках;
- продовольственные магазины;
- детский сад, школа;

- котельные;
- гаражи, прочие производственные мастерские;
- скважины водоснабжения;
- прочие потребители.

Общая численность населения села по данным местной администрации на 01.01.2021 года составляет 1038 чел. По представленным данным все потребители села относятся к 3ей категории.

1.4 Оценка перспектив развития села

В связи с близостью села от областного центра г. Благовещенск и возможным притоком жителей из отдалённых сел региона оценка развития села применена как высокая.

Так же в связи со строительством таможенного пункта вблизи населенного пункта Каникурган, установленного на границе с Китайской Народной Республикой, ожидается рост электрических нагрузок производственного сектора, в частности складских помещений и ангаров.

В связи с текущей конфигурацией распределительных сетей села, в следствии высокой оценкой развития самого села, требуется строительство и ввод в эксплуатацию новых ЛЭП, следовательно оценка электрических сетей села так же отмечена как высокая.

2.1 Источники питания и их анализ

Электроснабжение с. Владимировка осуществляется от ПС 110 кВ Владимировка. Питание ПС 110 кВ Владимировка выполнено отпайкой от линии ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка длиной 70 м и маркой провода АС-120.

ПС 110/10 кВ Владимировка выполнена в виде двухтрансформаторной подстанции с двумя системами шин 10 кВ и трансформаторами мощностью 10 МВА.

От ПС 110 кВ Владимировка выполняется электроснабжение потребителей по воздушным линиям Ф 16 ПС Волково кольцо с Ф 1 ПС Николаевка, Ф 5 РП Усть-Ивановка Кольцо с Ф 12 ПС Волково, Ф 8 Истоки, Ф 9 Владимировка, Ф 10 Владимировка.

2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов ТП

Данные контрольных замеров на декабрь 2021 года приведены в таблице 2.1. Данные получены во время прохождения преддипломной производственной практики по запросу в адрес Филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети».

Таблица 2.1 – Загрузка ТП

№ТП	Тип трансформатора	Мощность трансформатора	Загрузка ТП, кВА	К _з
1	2	3	4	5
Ф-3				
10-1	ТМГ 160 кВа	160	83,20	0,52
10-5	ТМГ 250 кВа	250	171,18	0,68
10-12	ТМГ 160 кВа	160	81,32	0,51
10-11	ТМГ 400 кВа	400	239,86	0,60
10-14	ТМГ 63 кВа	63	32,00	0,51
10-20	ТМГ 100 кВа	100	51,10	0,51
10-21	ТМГ 630 кВа	630	330,98	0,53
10-22	ТМГ 100 кВа	100	67,40	0,67

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5
10-28	ТМГ 160 кВа	160	90,10	0,56
10-33	ТМГ 100 кВа	100	55,60	0,56
10-38	ТМ 400 кВа	400	257,10	0,64
10-44	ТМГ 250 кВа	250	137,60	0,55
10-45	ТМГ 250 кВа	250	200,10	0,80
10-46	ТМГ 160 кВа	160	86,60	0,54
Ф-5				
10-26	ТМГ 63 кВа	63	31,48	0,50
10-27	ТМГ 63 кВа	63	32,75	0,52
10-47	ТМГ 63 кВа	63	35,60	0,57
Ф-10				
10-4	ТМГ 100 кВа	100	50,72	0,51
10-6	ТМГ 400 кВа	400	209,78	0,52
10-7	ТМГ 400 кВа	400	225,76	0,56
10-10	ТМГ 400 кВа	400	281,62	0,70
10-12	ТМГ 250 кВа	250	135,07	0,54
10-13	ТМ 200 кВа	200	140,76	0,70
10-15	ТМГ 250 кВа	250	131,65	0,53
10-16	ТМГ 200 кВа	200	111,66	0,56
10-18	ТМГ 400 кВа	400	254,04	0,64
10-19	ТМГ 250 кВа	250	124,06	0,50
10-19	ТМГ 250 кВа	250	141,81	0,57
10-24	ТМГ 200 кВа	200	122,60	0,61
10-25	ТМГ 250 кВа	250	129,49	0,52
10-30	ТМГ 250 кВа	250	133,56	0,53
10-34	ТМГ 160 кВа	160	82,27	0,51
10-35	ТМ 200 кВа	200	136,30	0,68
10-37	ТМГ 250 кВа	250	133,54	0,53
10-39	ТМ 250 кВа	250	127,10	0,51
10-40	ТМГ 400 кВа	400	223,82	0,56
10-43	ТМГ 250 кВа	250	134,50	0,54
Ф-4				
10-21	ТМ 315 кВа	315	220,56	0,70

Как видно из анализа таблицы 2.1 нагрузка ТП села Владимировка, трансформаторы, нагруженные сверх номинального значения, отсутствуют, трансформаторы, имеющие низкий коэффициент загрузки, отсутствуют. Все нагрузка всех трансформаторов распределительной сети села находится в допустимых пределах [1].

2.3 Характеристика системы электроснабжения села и ее анализ

Электроснабжение с. Владимировка характеризуется большой протяженностью линий электропередачи 10 кВ. В сети установлены трансформаторные подстанции с трансформаторами 10/0,4 кВ.

Схема электроснабжения села по конфигурации относится однолучевой разветвленной. Распределительная сеть 10 кВ выполнена воздушными линиями электропередачи 10 кВ [4].

Питание сети 10 кВ осуществляется от четырех отходящих фидеров напряжением 10 кВ от ПС 110 кВ Владимировка.

На рисунке 2.1 изображена существующая схема электроснабжения напряжением 10 кВ.

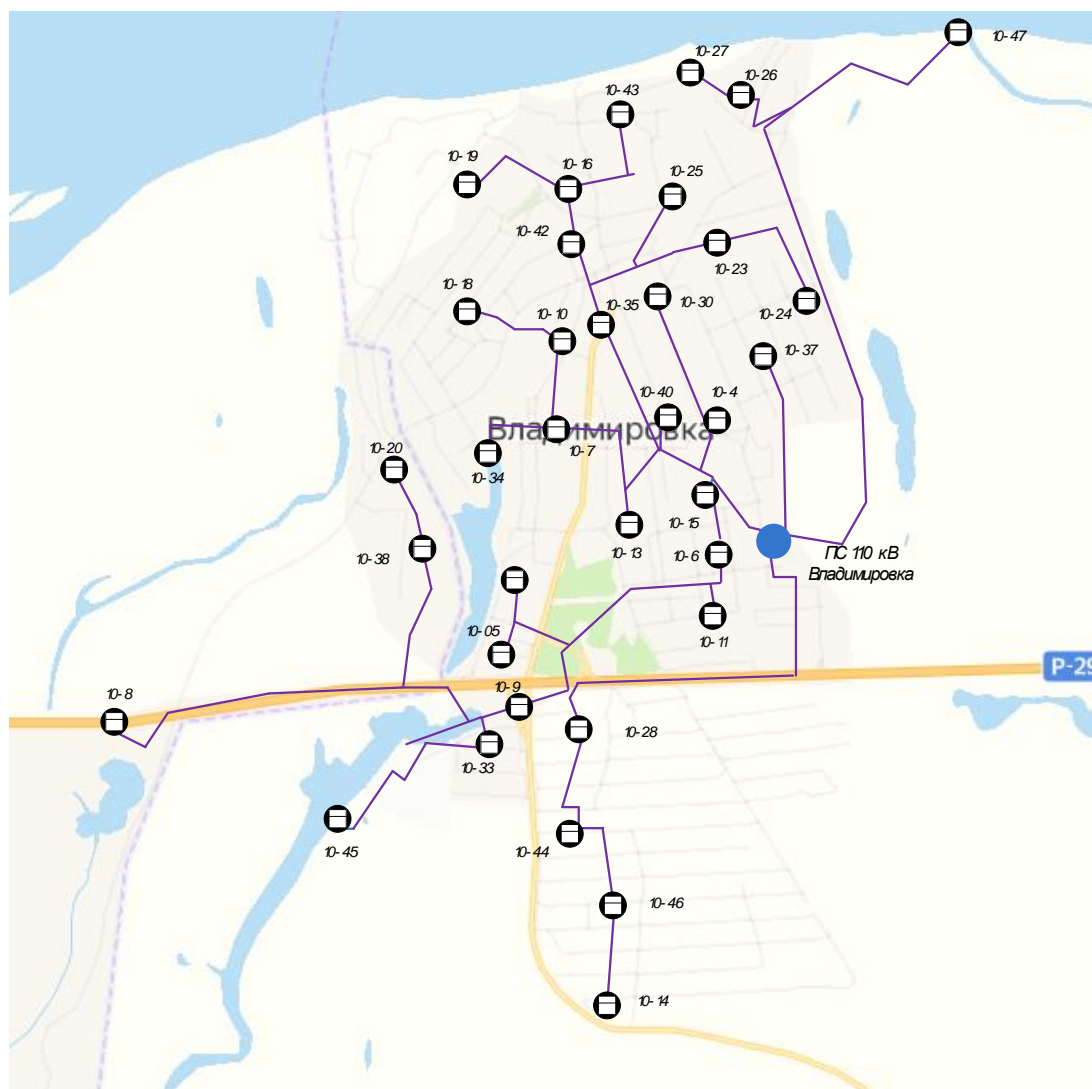


Рисунок 2.1 – Существующая схема электроснабжения 10 кВ

Ввод в эксплуатацию распределительных сетей села Владимировка считается 1994. Техническое состояние распределительной сети можно охарактеризовать как удовлетворительное, большая часть сети 10 кВ сооружена на ж/б опорах с маркой провода СИП-3 и не требует к себе пристального внимания.

Питание вновь вводимых потребителей предварительно планируется произвести от ВЛ 10 кВ ф-5, который в свою очередь, подключен к магистрали 10 кВ, питающейся от ТП 110/10 кВ Владимировка.

Сеть 10 кВ фидера 5 представляет собой магистраль с отходящими линиями, питающими 3 трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ. Резервирование отсутствует, от фидера 5 осуществляется питание потребителей 3 категории.

2.4 Определение целесообразности реконструкции системы электроснабжения села

Исходя из перспектив развития села, и предполагаемым строительством складских помещений, а также расширения жилой части села на восток, реконструкция распределительной сети с. Владимировка, в части ввода в эксплуатацию новых потребителей электрической энергии, является целесообразной.

Для этого требуется провести изменение текущей конфигурации ВЛ-10 кВ при условии строительства ответственного участка выполненного защищенным проводом марки СИП-3 до вновь вводимых потребителей с установкой на трансформаторных подстанций с трансформаторами марки ТМГ, спроектировать линии 0,4 кВ выполненные на базе самонесущего изолированного провода марки СИП-2.

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Анализ имеющихся данных для проектирования

Согласно перспективному плану развития села Владимировка, предполагается строительство складских помещений, и застройка жилой части села в восточном направлении.

Карта расположения вновь вводимых и планируемых к постройке объектов потребления, совместно с объектами сопутствующей инфраструктуры, представлена на рисунке 3.1.

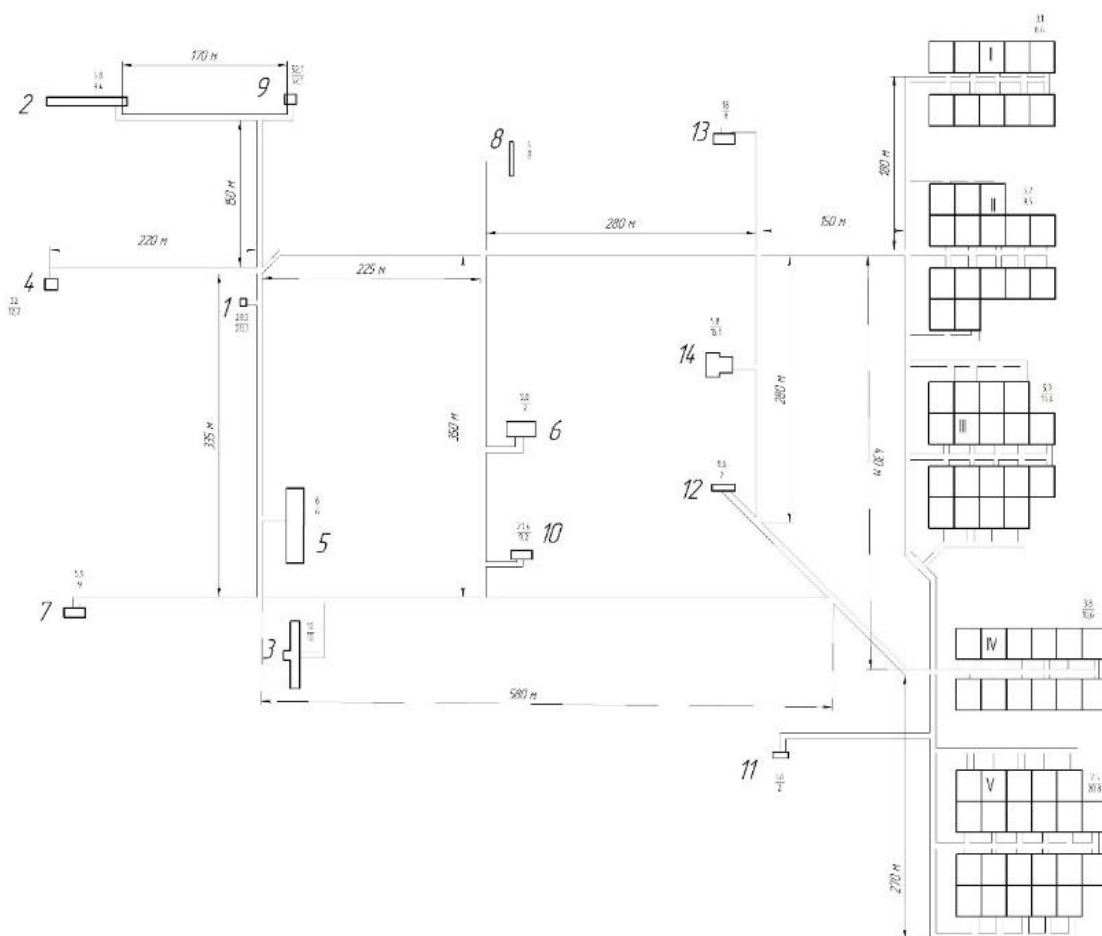


Рисунок 3.1 - План расположения потребителей 0,4 кВ

Номерами на рисунке 3.1. обозначаются:

1. Пункт приема груза;
2. Склад временного хранения;

3. Склад разгрузки крупногабаритного груза
4. Технические и подсобные помещения;
5. Склад длительного хранения груза;
6. Склад кратковременного хранения;
7. Распределительный пункт;
8. Навесы;
9. Пункт сортировки;
10. Мастерская пункта технического обслуживания;
11. Помещение бытового обслуживания на 10 рабочих мест;
12. Мастерская;
13. Административное здание;
14. Административное здание;
 - I. Жилье старой застройки без газификации;
 - II. Жилье новой застройки с газификацией;
 - III. Жилье новой застройки без газификации;
 - IV. Дома без газа с известным потреблением электроэнергии;
 - V. Дома с планируемой газификацией с известным потреблением.

Описание потребителей и плановых нагрузок на их вводах приведено в п. 3.2 настоящей ВКР.

3.1.1 Дополнительные данные для проектирования

Питание вновь вводимых потребителей предварительно планируется произвести от ВЛ 10 кВ ф-5, который в свою очередь, подключен к магистрали 10 кВ, питающейся от ТП 110/10 кВ Владимировка.

Сеть 10 кВ представляет собой магистраль с отходящими линиями, питающими 3 трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ.

Данные электрические сети принадлежат филиалу АО «ДРСК».

На рисунке 3.2 представлена существующая схема отходящего от ПС 110 кВ Владимировка фидера 10 кВ.

На рисунке 3.3 изображена карта схема предполагаемого нового строительства и электропитания.

Полная карта-схема ВЛ 10 кВ отходящих фидеров от ПС 110 кВ Владимировка отображена на листе 1 графической части ВКР.

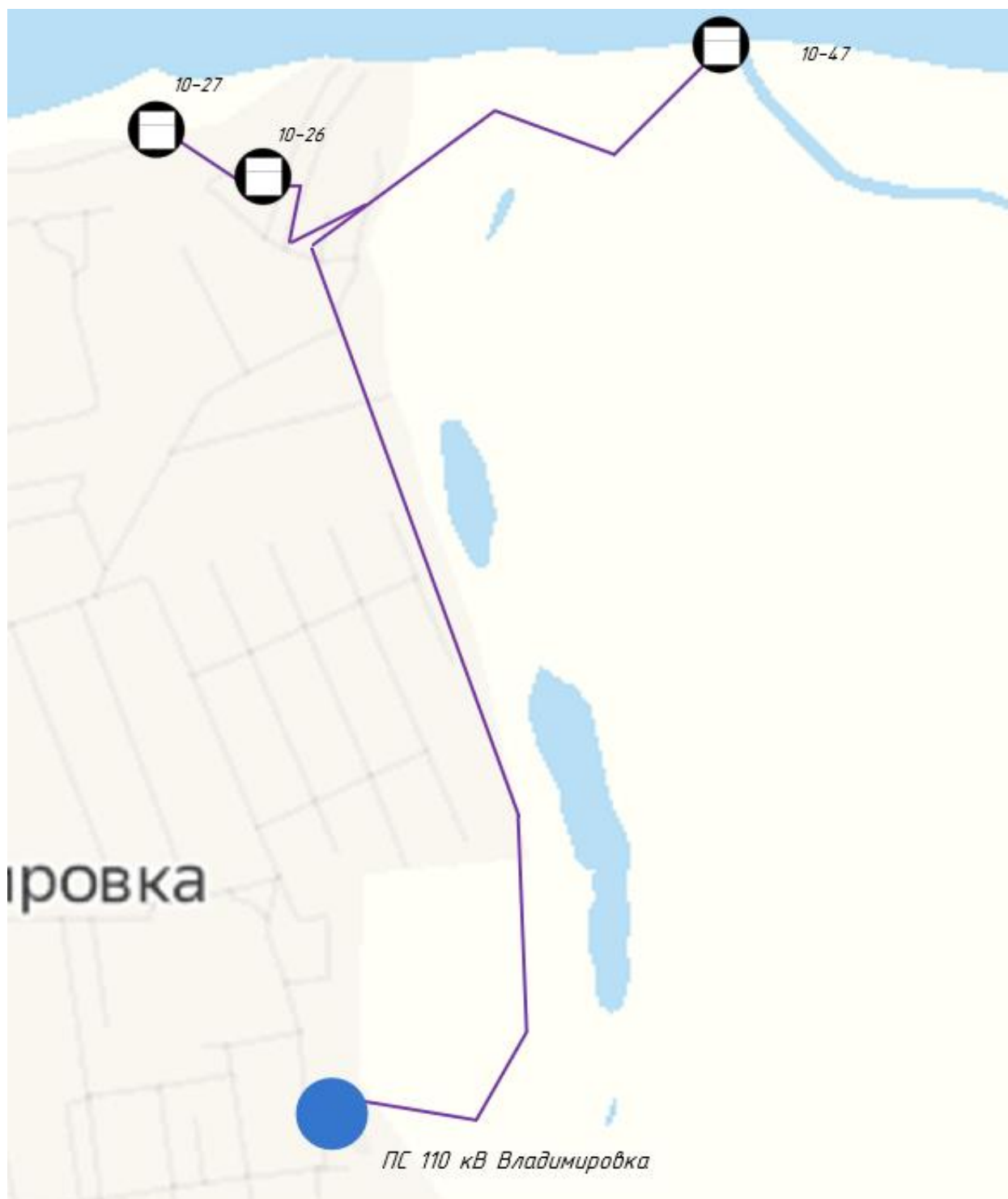


Рисунок 3.2 – Трасса ВЛ 10 кВ фидера 5

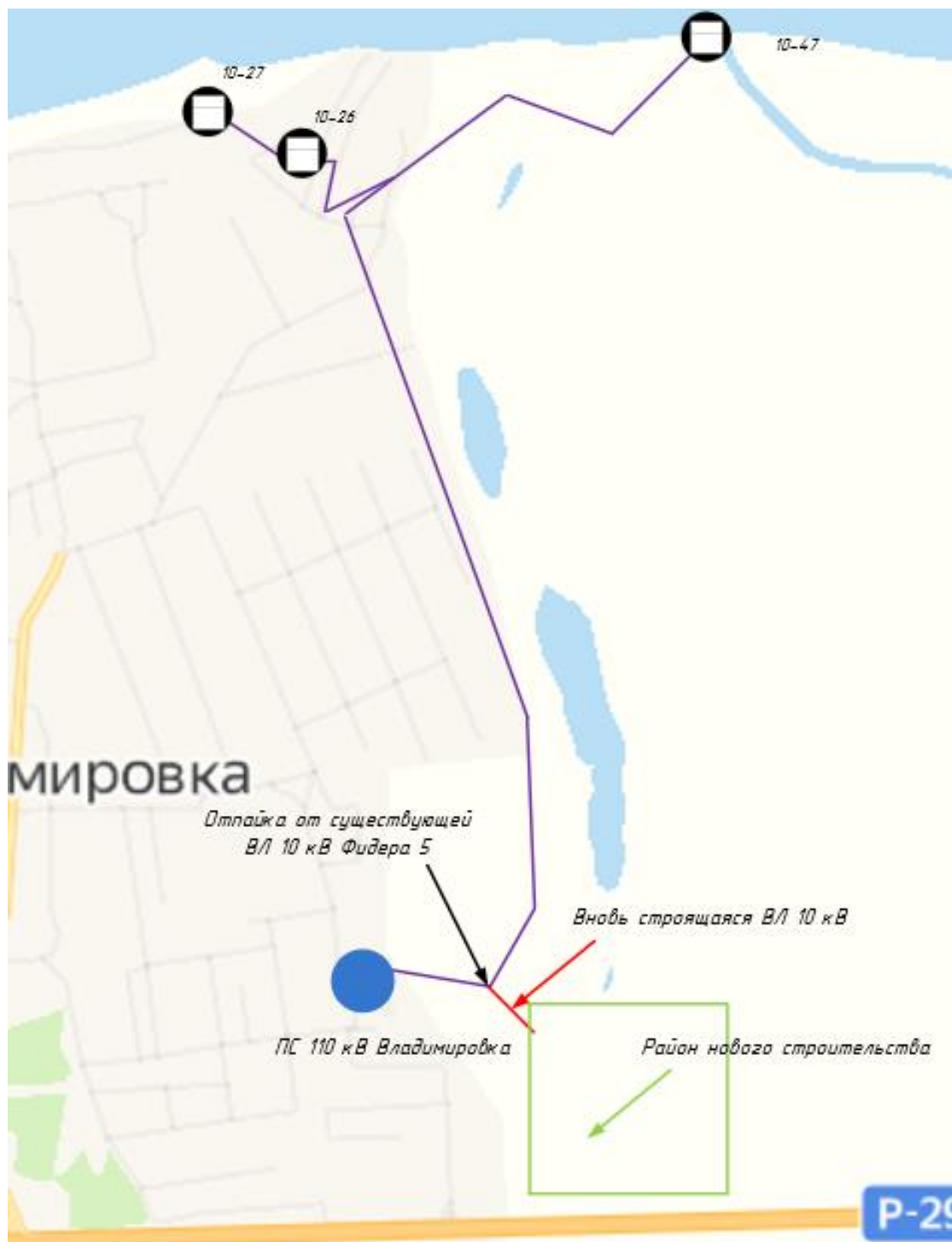


Рисунок 3.3 – План предполагаемого строительства

Таблица 3.1 – Данные по ТП фидера 5

№ТП	Мощность трансформатора	Загрузка ТП, кВА
Ф-5		
10-26	ТМГ 160 кВа	30,481
10-27	ТМГ 160 кВа	22,754
10-47	ТМГ 160 кВа	35,6

Таблица 3.2 – Данные ЛЭП фидера 5

Участок	Длина, км	Марка провода
Владимировка-отпайка 1	2,57	СИП 3-50
Отпайка 1 – ТП 10-26	0,32	СИП 3-50
Отпайка 1 ТП 10-47	0,96	СИП 3-50
ТП 10-26 – ТП 10-27	0,19	СИП 3-50
Итого	4,04	

Структурная схема воздушной линии фидера 5 показана на рисунке 3.4.

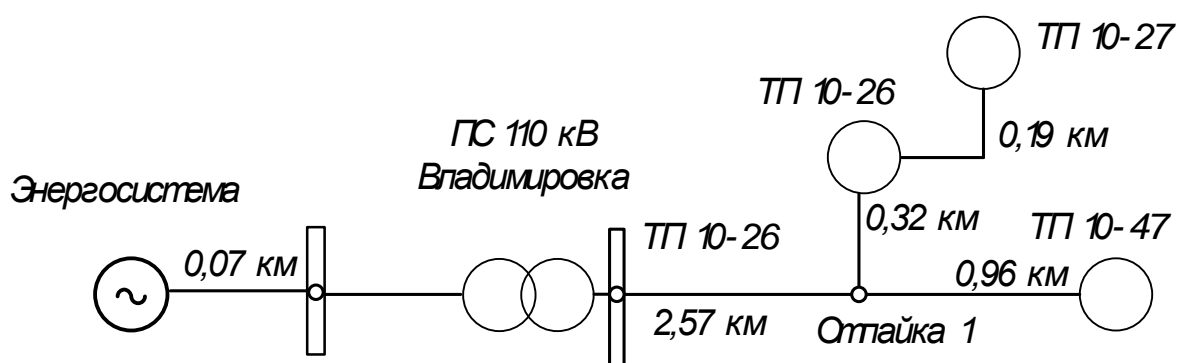


Рисунок 3.4 – Структурная схема фидера 5

Структурная схема воздушной линии фидера 5 с учетом ввода в эксплуатацию показана на рисунке 3.5.

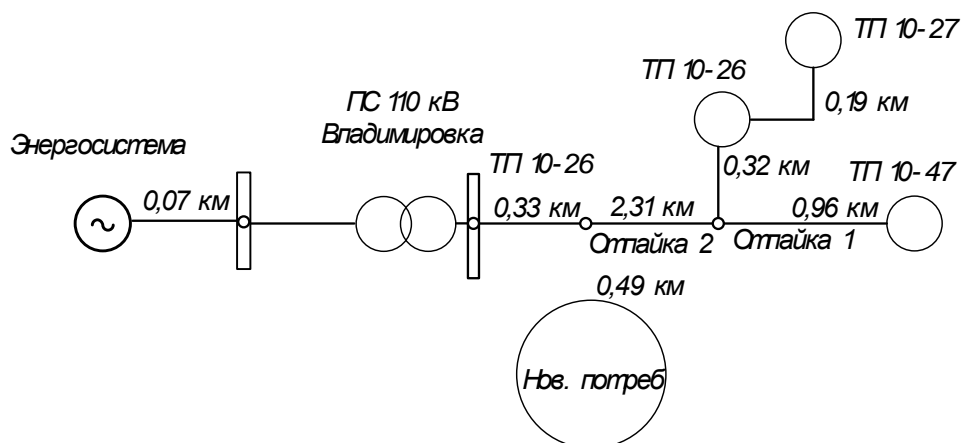


Рисунок 3.5 – Структурная схема фидера 5 после реконструкции сети

3.2 Определение расчетных нагрузок на вводах потребителей

Осуществим расчет нагрузок потребителей приходящихся на вечерний и дневной диапазоны по нижеуказанным формулам [4]:

$$S_D = K_{IP} \cdot \sqrt{P_D^2 + Q_D^2}, \text{ кВА}, \quad (3.1)$$

$$S_B = K_{IP} \cdot \sqrt{P_B^2 + Q_B^2}, \text{ кВА}, \quad (3.2)$$

где P_D, Q_D, S_D - значения дневных максимумов нагрузки [4];

P_B, Q_B, S_B - значения вечерних максимумов нагрузки [4];

K_{IP} - коэффициент пересчета:

Коэффициент пересчета, определяется по следующей формуле:

$$K_{IP} = \frac{P_{уст.ф}}{P_{уст.рвм}}, \quad (3.3)$$

где $P_{уст.ф}$ - фактическая установленная активная мощность, кВт [4];

$P_{уст.рвм}$ - установленная активная мощность согласно руководящим материалами по проектированию электроснабжения [4].

Осуществим расчет нагрузок на примере потребителя № 10:

$$K_{IP} = \frac{50}{150} = 0,333,$$

$$S_D = 0,333 \cdot \sqrt{120^2 + 100^2} = 52,068 \text{ кВА},$$

$$S_B = 0,333 \cdot \sqrt{120^2 + 100^2} = 52,068 \text{ кВА}.$$

Все дальнейшие полученные расчеты сводим в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Определение расчетных нагрузок на вводах потребителей

№ п./п.	Наименование потребителя	$P_{уст.ф}$, кВт	$P_{уст.рум}$, кВт	$P_{дв.мах}$, кВт	$K_{гпр}$	Расчетная мощность					
						Дневная			Вечерняя		
						P_d , кВт	Q_d , кВАр	S_d , кВА	P_v , кВт	Q_v , кВАр	S_v , кВА
1	Пункт приема груза	-	46	17/3	1	20	20	28,28	20	20	28,28
2	Склад временного хранения	-	14	-	1	5	3	5,83	8	5	9,43
3	Склад разгрузки крупногабаритного груза	-	10	-	1	10	-	10	10	-	10
4	Технические и подсобные помещения	-	60	14	1	25	20	32,01	10	7	12,21
5	Склад длительного хранения груза	-	6	-	1	6	-	6	6	-	6
6	Склад кратковременного хранения	-	8	-	1	5	3	5,83	2	-	2
7	Распределительный пункт	15	20	-	0,75	6	5	5,86	9	8	9,03
8	Навесы	8	2	-	4	1	-	4	2	-	8
9	Пункт сортировки	50	150	-	0,33	120	100	52,07	120	100	52,07
10	Мастерская пункта технического обслуживания.	50	35	-	1,43	15	12	27,44	5	4	9,15
11	Помещение бытового обслуживания на 10 рабочих мест	-	8	-	1	5	3	5,83	2	-	2
12	Мастерская	-	15	-	1	7	5	8,6	2	-	2
13	Административное здание	-	25	-	1	15	10	18,03	8	-	8
14	Административное здание	-	30	-	1	5	3	5,83	14	8	16,12

Рассчитаем нагрузку на вводе в жилой дом.

Сельским жилым домом считается многоквартирный дом или квартира во многоквартирном доме, имеющая отдельный счетчик электроэнергии [4].

При наличии сведений об уровне годового потребления, расчетную нагрузку на вводе определяют по монограмме. В качестве расчетного периода рекомендуется брать 7 лет, с учетом срока разработки проекта (1 год) и его реализации (1 год) на 7й расчетный год [4].

Определим расчетную мощность дневного и вечернего максимумов:

$$S_{\text{Д}} = \frac{P_{\text{М}} \cdot K_{\text{О}} \cdot K_{\text{ВД}} \cdot n}{\text{Cos}\varphi_{\text{Д}}}, \text{ кВА}; \quad (3.4)$$

$$S_{\text{В}} = \frac{P_{\text{М}} \cdot K_{\text{О}} \cdot K_{\text{ВВ}} \cdot n}{\text{Cos}\varphi_{\text{В}}}, \text{ кВА}. \quad (3.5)$$

где $P_{\text{М}}$ - значение расчетной активной нагрузки, кВт;

$K_{\text{О}}$ - коэффициент одновременности для данного количества домов [4];

$K_{\text{ВД}}$, $K_{\text{ВВ}}$ - коэффициент участия потребителей в дневном и вечернем максимуме нагрузок [4];

n - количество домов (квартир) [4];

$\text{Cos}\varphi_{\text{Д}}$, $\text{Cos}\varphi_{\text{В}}$ - коэффициент мощности дневного и вечернего максимумов соответственно [4].

Определим нагрузки первой группы домов:

$K_{\text{уд}}=0,35$; $K_{\text{ув}}=1$; $K_{\text{о}}=0,44$; $\text{Cos}\varphi_{\text{д}}=0,9$; $\text{Cos}\varphi_{\text{в}}=0,93$; $P_{\text{м}}=1,8$ кВт.

Количество домов $n=10$ домов.

Рассчитаем полную мощность [4]:

$$S_{\text{рд}} = \frac{1,8 \cdot 0,44 \cdot 10 \cdot 0,35}{0,9} = 3,08 \text{ кВА},$$

$$S_{\text{рд}} = \frac{1,8 \cdot 0,44 \cdot 10 \cdot 0,35}{0,9} = 3,08 \text{ кВА}.$$

Результаты расчёта для прочих объектов сведены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Расчётные данные полной мощности коммунально-бытовых потребителей

№ п./п.	Наименование потребителя	Количество, n , шт.	P_M , кВт	K_O	Максимум					
					Дневной			Вечерний		
					$K_{уд}$	$\cos\varphi_D$	S_D , кВА	$K_{вв}$	$\cos\varphi_B$	S_B , кВА
I	Жилье старой застройки	10	1,8	0,44	0,35	0,9	3,1	1	0,92	8,6
II	Жилье новой застройки	13	1,5	0,408	0,35	0,9	3,1	1	0,92	8,6
III	Жилье новой застройки	18	2,2	0,382	0,35	0,9	5,9	1	0,92	16,4
IV	Жилье без подведенного газа	12	2,26	0,358	0,35	0,9	3,8	1	0,92	10,6
V	Дома с подведенным газом	22	2,6	0,335	0,35	0,9	7,5	1	0,92	20,8

Принимаем во внимание что для жилья IV категории расчётная активная нагрузка берется на 20% меньше.

3.3 Расчет нагрузки на уличное освещение

Осуществим расчет требующийся для уличного освещения.

Расчет ведем по заданным параметрам:

- ширина улицы 5-7 м.;
- асфальтное покрытия улицы и подвес осветительного прибора 11 м.

Таким образом для освещения одного погонного метра, $P_0=5,5$ Вт/м [4].

Определим полную мощность необходимую для освещения улицы:

$$S_{yo} = \frac{P_o \cdot l}{\cos\varphi}, \quad (3.6)$$

где S_{yo} - мощность уличного освещения;

P_o - удельная мощность для освещения одного погонного метра;

l - длина улицы;

S_{yo} - коэффициент мощности лампы, S_{yo} для газоразрядных ламп равен 0,92.

Таким образом:

$$S_{yo} = \frac{5,5 \cdot 2,6}{0,92} = 15,54 \text{ кВА}.$$

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ВНОВЬ СТРОЯЩЕЙСЯ ЧАСТИ СЕЛА

4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения при строительстве

При прокладке трассы сети 0,4 кВ имеется необходимость руководствоваться несколькими замечаниями, выработанными в ходе наработки практического опыта эксплуатации:

- радиус зоны обслуживания ТП 10/0,4 кВ, должен быть не более 500 м;
- суммарная длина с учетом отпаек, отходящей линии 0,4 кВ должна быть не более 1,5 км;
- мощность ТП должна быть равной.

План сети 0,4 кВ приведен на листе 4 графической части настоящей ВКР.

Габаритные размеры зданий и сооружений приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Размеры объектов населённого пункта

№ п/п	Наименование потребителя	Размеры (габариты) потребителя, мм
1	Пункт приема груза	6879 x 7540
2	Склад временного хранения	84000 x 9000
3	Склад разгрузки крупногабаритного груза	70000 x 10000 + 7000 x 10000
4	Технические и подсобные помещения	13250 x 11900
5	Склад длительного хранения груза	78000 x 18000
6	Склад кратковременного хранения	30000 x 16000
7	Распределительный пункт	22000 x 10000
8	Навесы	36000 x 3000

9	Пункт сортировки	11600 x 10500
10	Мастерская пункта технического обслуживания.	9000 x 21000
11	Помещение бытового обслуживания на 10 рабочих мест	16400 x 6400
12	Мастерская	24120 x 6500
13	Административное здание	20800 x 11200
14	Административное здание	13550 x 16400 + 13550 x 25000
15	Пункт приема груза	26000 x 30000

План-схема электроснабжения приведена на рисунке 4.1.

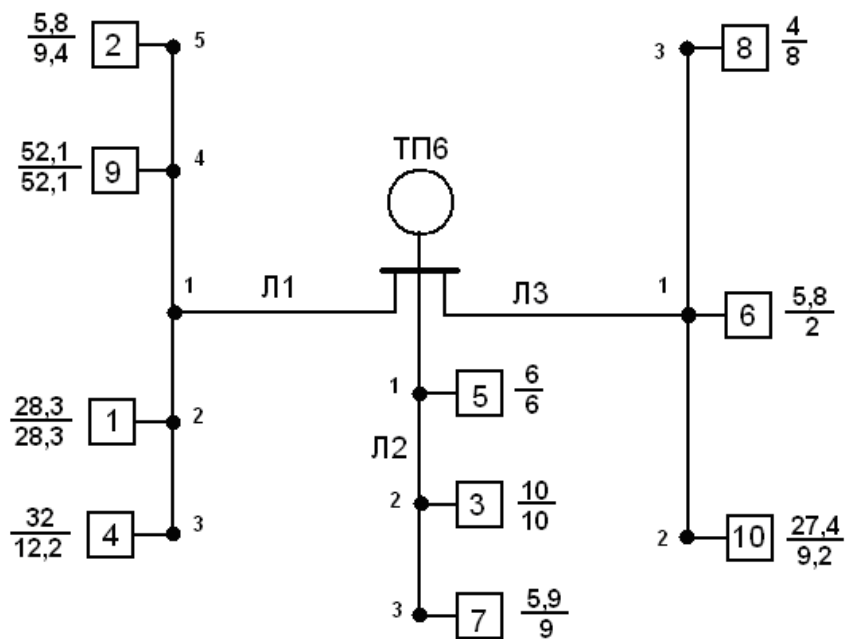


Рисунок 4.1 – Схема сети 0,4 кВ

4.2 Расчет нагрузок

Просуммируем нагрузки по участкам и учтем нагрузку на уличное освещение. Для удобства сведем данные в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Суммирование нагрузок по участкам сети ТП6

№ линии	№ уч-ка	Длина L, м	Потребители	S _{рд} , кВА	S _{рв} , кВА
Л1	3-2	180	4	32	12,2
	2-1	30	3-2, 1	49,9	35,7
	5-4	140	2	5,8	9,4
	4-1	180	5-4, 9	55,6	57,8
	1-0	10	2-1, 4-1	89,6	81,1
Л2	3-2	180	7	5,9	9
	2-1	120	3-2, 3	13,6	15,4
	1-0	200	2-1, 5	17,2	19
Л3	3-1	240	8	4	8
	2-1	150	10	27,4	9,2
	1-0	240	3-1, 2-1, 6	33,3	15,2
Шины ТП				121,7	102,2

Для ТП6. Л1:

$$S_{д3-2} = 32 = 32 \text{ кВА},$$

$$S_{д2-1} = 32 + \Delta 28,3 = 32 + 17,9 = 49,9 \text{ кВА},$$

$$S_{д4-1} = 52,1 + \Delta 5,8 = 52,1 + 3,5 = 55,6 \text{ кВА},$$

$$S_{д5-4} = 5,8 = 5,8 \text{ кВА},$$

$$S_{д1-0} = 55,6 + \Delta 49,9 = 55,6 + 34 = 89,6 \text{ кВА},$$

$$S_{в3-2} = 12,2 = 12,2 \text{ кВА},$$

$$S_{в2-1} = 28,3 + \Delta 12,2 = 28,3 + 7,4 = 35,7 \text{ кВА},$$

$$S_{в5-4} = 9,4 = 9,4 \text{ кВА},$$

$$S_{в4-1} = 52,1 + \Delta 9,4 = 52,1 + 5,7 = 57,8 \text{ кВА},$$

$$S_{в1-0} = 57,8 + \Delta 35,7 = 57,8 + 23,3 = 81,1 \text{ кВА}.$$

Для ТП6 Л2 выполняется аналогично:

$$S_{д3-2} = 5,9 = 5,9 \text{ кВА},$$

$$S_{д2-1} = 10 + \Delta 5,9 = 10 + 3,6 = 13,6 \text{ кВА},$$

$$S_{д1-0} = 13,6 + \Delta 6 = 13,6 + 3,6 = 17,2 \text{ кВА},$$

$$S_{в3-2} = 9 = 9 \text{ кВА},$$

$$S_{в2-1} = 10 + \Delta 9 = 10 + 5,4 = 15,4 \text{ кВА},$$

$$S_{в1-0} = 15,4 + \Delta 6 = 15,4 + 3,6 = 19 \text{ кВА}.$$

Для ТП6 ЛЗ выполняется аналогично:

$$S_{д3-1} = 4 = 4 \text{ кВА},$$

$$S_{д2-1} = 27,4 = 27,4 \text{ кВА},$$

$$S_{д1-0} = 27,4 + \Delta 4 + \Delta 5,8 = 27,4 + 2,4 + 3,5 = 33,3 \text{ кВА},$$

$$S_{в3-1} = 8 = 8 \text{ кВА},$$

$$S_{в2-1} = 9,2 = 9,2 \text{ кВА},$$

$$S_{в1-0} = 9,2 + \Delta 8 + \Delta 2 = 9,2 + 4,8 + 1,2 = 15,2 \text{ кВА},$$

$$S_{дТП6} = S_{д1-0 \text{ Л1}} + \Delta S_{д1-0 \text{ Л2}} + \Delta S_{д1-0 \text{ Л3}} = 121,7 \text{ кВА},$$

$$S_{вТП6} = S_{в1-0 \text{ Л1}} + \Delta S_{в1-0 \text{ Л2}} + \Delta S_{в1-0 \text{ Л3}} = 102,2 \text{ кВА}.$$

Нагрузка на ТП7:

$$\begin{aligned} S_{д} &= 18,1 + \Delta 5,8 + \Delta 8,6 + \Delta 5,8 + \Delta 3,1 + \Delta 3,1 + \Delta 5,9 + \Delta 3,8 + \Delta 7,5 = \\ &= 18,1 + 3,5 + 5,2 + 3,5 + 1,9 + 1,9 + 3,6 + 2,3 + 4,5 = 44,5 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{в} &= 20,8 + \Delta 2 + \Delta 2 + \Delta 8 + \Delta 16,1 + \Delta 8,6 + \Delta 8,6 + \Delta 16,4 + \Delta 10,6 + 15,5 = \\ &= 20,8 + 1,2 + 1,2 + 4,8 + 9,9 + 5,2 + 5,2 + 10,1 + 6,4 + 15,5 = 80,3 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Где 15,5 кВА – мощность, уличного освещения (расчет произведен в разделе 3.3 настоящей ВКР).

Исходя из полученных результатов принимаем трансформаторы 160 кВА для ТП6 и 100 кВА для ТП7.

Питание уличного освещения осуществляется от ТП7.

Расчетная нагрузка подстанции – наибольшая из полных мощностей дневного или вечернего максимума нагрузок на шинах ТП. Она определяется путем суммирования мощностей всех потребителей приходящихся на трансформатор.

Выбор мощности ТП осуществляется по условию их работы в нормальном режиме согласно экономическим интервалам нагрузки:

$$S_{\text{эк.мин}} \leq \frac{S_P}{n} \leq S_{\text{эк.мах}}, \quad (4.1)$$

где S_P – расчетная нагрузка подстанции, кВА;

n – количество трансформаторов;

$S_{\text{эк.мин}}$ – минимальная граница экономического интервала, принятой номинальной мощности $S_{\text{эк.мин}}$;

$S_{\text{эк.мах}}$ – максимальная граница экономического интервала, принятой номинальной $S_{\text{эк.мах}}$.

Выбранные мощности трансформаторов проверяются по условиям их работы:

– в нормальном режиме по допустимым нагрузкам;

– в послеаварийном режиме по допустимому аварийному перегрузу.

Для нормального режима:

$$\frac{S_P}{S_H \cdot n} \leq K_C, \quad (4.2)$$

где K_C – коэффициент допустимой систематической нагрузки трансформатора.

K_C определяется по формуле:

$$K_C = K_{\text{ст}} - \alpha \cdot (U_B - U_{\text{вт}}), \quad (4.3)$$

где $K_{\text{ст}}$ – коэффициент допустимой нагрузки трансформатора, равный 1,59;

α – расчетный температурный градиент, °С, равный 0,92.

Осуществим расчет мощности трансформатора ТП6:

Принимаем трансформатор ТМ-160/10,

$$K_c = 1,59 - 0,92 \cdot 10 - 2 \cdot (-4,6 - (-10)) = 1,54$$

$$\frac{S_p}{S_n \cdot n} = \frac{121,7}{100 \cdot 1} = 1,22 \leq K_c = 1,54.$$

Условие выполняется.

Дальнейший расчет осуществляем по выбранным ТП

Результат выбора принимаемой мощности трансформаторов сведен в таблице 4.3. учитывая что трансформаторы на уже существующих ПС не требуют замены.

Таблица 4.3 Выбор мощности силовых трансформаторов

№ ТП	Кол-во ТП n, шт.	S _p , кВА	S _н , кВА	Марка выбранного трансформатора
6	1	121,7	160	ТМГ-160/10
7	1	80,3	100	ТМГ-100/10
10-26	1	31,48	63	ТМГ 63 кВа
10-27	1	32,75	63	ТМГ 63 кВа
10-47	1	35,60	63	ТМГ 63 кВа

5 ВЫБОР ТП 10 КВ

5.1 Расчет нагрузок сети 10 кВ

Осуществим расчет нагрузки ТП 10-26.

В расчете принимаем максимальную активную мощность и смешанный характер нагрузки.

На основании вышеуказанных данных произведем расчет S_D и S_B при помощи формул:

$$S_D = \frac{P_{MAX} \cdot K_H \cdot K_{y\partial}}{\cos \varphi_D}, \quad (5.1)$$

$$S_B = \frac{P_{MAX} \cdot K_H \cdot K_{y\partial}}{\cos \varphi_B}, \quad (5.2)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность, кВт;

K_H – коэффициент роста нагрузок равный 1,4;

$\cos \varphi_D$, $\cos \varphi_B$ – соответственно дневной и вечерний коэффициенты мощности равные 0,8 и 0,83 (таблица 4.3 РУМ) [4];

K_{yD} , K_{yB} – коэффициенты участия равные соответственно 1 и 1 (таблица 2.1 РУМ) [4].

$$S_D = \frac{31,48 \cdot 1,4 \cdot 1}{0,8} = 54,34 \text{ кВА},$$

$$S_B = \frac{31,48 \cdot 1,4 \cdot 1}{0,83} = 51,412 \text{ кВА}.$$

Осуществим расчет нагрузки ТП 10-27 [4].

$$S_{Д} = \frac{32,75 \cdot 1,4 \cdot 1}{0,8} = 39,81 \text{ кВА},$$

$$S_{В} = \frac{32,75 \cdot 1,4 \cdot 1}{0,83} = 38,37 \text{ кВА}.$$

Рассчитаем нагрузку ТП 10-47.

$$S_{Д} = \frac{35,6 \cdot 1,4 \cdot 1}{0,8} = 62,3 \text{ кВА},$$

$$S_{В} = \frac{35,6 \cdot 1,4 \cdot 1}{0,83} = 60,05 \text{ кВА}.$$

Результаты расчета подстанций занесем в таблицу 5.1.

Таким образом, были определены нагрузки на трансформаторных подстанциях напряжением 10/0,4 кВ, находящихся на магистрали сети 10 кВ.

Таблица 5.1 - Результаты расчётов нагрузок подстанций сети 10 кВ

ТП	Нагрузка, кВА		Коэффициент мощности		$\text{Sin}\varphi_{\partial}$	$\text{Sin}\varphi_{\epsilon}$
	$S_{Д}$	$S_{В}$	$\text{Cos}\varphi_{\partial}$	$\text{Cos}\varphi_{\epsilon}$		
10-26	54,34	51,41	0,8	0,83	0,6	0,56
10-27	39,81	38,37	0,8	0,83	0,6	0,56
10-47	62,3	60,05	0,8	0,83	0,6	0,56
ТП6	121,7	102,2	0,7	0,75	0,71	0,66
ТП7	44,8	80,8	0,8	0,83	0,6	0,56

Произведем расчёт нагрузки по участкам сети 10 кВ.

Расчёт выполняется аналогично сети 0,4 кВ.

Результаты расчётов сведем в таблицу 5.2.

Коэффициент мощности для сети 10 кВ [4]:

$$\cos \varphi_{CPB} = \frac{\sum (S_i \cdot \cos \varphi_i)}{\sqrt{[\sum (S_i \cdot \cos \varphi_i)]^2 + [\sum (S_i \cdot \sin \varphi_i)]^2}}, \quad (5.3)$$

где S_i – нагрузка участка, кВА;

$\cos \varphi_i$ – коэффициент мощности потребителя.

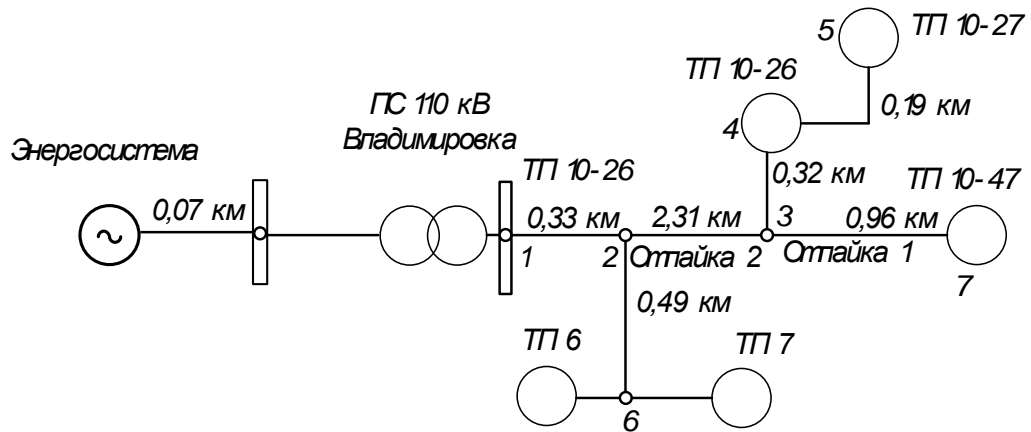


Рисунок 5.1 - Схема для определения нагрузок сети 10 кВ

Произведем расчет участка 2-6:

$$S_{Д2-6} = 121,7 + \Delta 44,8 = 121,7 + 32,3 = 154 \text{ кВА},$$

$$S_{B2-6} = 102,2 + \Delta 80,8 = 102,2 + 59,7 = 161,9 \text{ кВА}.$$

$$\cos \varphi_{CPB Д2-6} = \frac{121,7 \cdot 0,7 + 44,8 \cdot 0,8}{\sqrt{(121,7 \cdot 0,7 + 44,8 \cdot 0,8)^2 + (121,7 \cdot 0,71 + 44,8 \cdot 0,6)^2}} = 0,729,$$

$$\cos \phi_{\text{CPB Д2-6}} = \frac{102,2 \cdot 0,75 + 80,8 \cdot 0,83}{\sqrt{(102,2 \cdot 0,75 + 80,8 \cdot 0,83)^2 + (102,2 \cdot 0,66 + 80,8 \cdot 0,56)^2}} = 0,787.$$

Таблица 5.2 - Результаты расчётов нагрузок сети 10 кВ

Уча- сток	Длина участка, км	Подстанции	Нагрузка участка, кВА		$\cos \varphi_{\text{CPB.Д}}$	$\cos \varphi_{\text{CPB.В}}$
			S _Д	S _В		
1-2	0,33	ТП6, ТП7, ТП 10-26, ТП 10-27 и ТП 10-47	322,95	332,83	0,8	0,83
2-3	2,31	ТП 10-26, ТП 10-27 и ТП 10-47	156,45	149,83	0,8	0,83
3-4	0,32	ТП 10-26, ТП 10-27	94,15	89,78	0,8	0,83
3-7	0,96	ТП 10-47	62,3	60,05	0,8	0,83
4-5	0,19	ТП 10-27	39,81	38,37	0,8	0,83
2-6	0,49	ТП6 и ТП7	154,0	161,9	0,729	0,787

5.2 Оценка целесообразности КРМ

Для обеспечения устойчивости энергосистемы, и повышения надёжности энергоснабжения установлены предельные значения коэффициентов реактивной мощности, по классам номинального напряжения [4].

В качестве средств компенсации реактивной мощности применяют шунтовые батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы, статические компенсаторы реактивной мощности, управляемые реакторы и асинхронизированные турбогенераторы. В нашем случае будем применять батареи конденсаторов.

Рассмотрим методику расчёта и выбора компенсирующих устройств.

Сначала необходимо найти требуемую мощность компенсирующих устройств.

$$Q_{\text{КУтребуемая}} = Q_{\text{МАХ}} - P_{\text{max}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{пред}} \quad (5.4)$$

где P_{\max} – максимальная активная мощность, МВт.

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}}$ – предельное значение коэффициента реактивной мощности.

В том случае, если на стороне низшего напряжения две секции шин, то определяем мощность компенсирующих устройств на одну секцию шин, по формуле, в случае же одной секции мощность будет равна, выше найденной, по формуле.

$$Q_{\text{КУТребуемая}} = \frac{Q_{\text{ку}}}{2}. \quad (5.5)$$

Выбираем мощность шунтовых конденсаторов и их количество, и определяем фактическую мощность, после определяем некомпенсированную мощность на одну, или две секции шин, по формулам:

$$Q_{\text{нес}} = Q_{\text{p}\Sigma} - Q_{\text{факт}}. \quad (5.6)$$

Таблица 5.3 – Расчетные данные по выбору компенсирующих устройств

ТП	P_p , кВт	$Q_{\text{p}\Sigma}$, кВар	$Q_{\text{КУнес}}$, кВар
10-26	31,48	12,6	11,7
10-27	32,75	13,1	12,2
10-47	35,60	14,24	13,34
ТП6	121,7	48,68	47,78
ТП7	80,3	32,12	31,22

Мощность компенсирующих устройств меньше 50 кВар, поэтому компенсация реактивной нагрузки не требуется.

5.2.1 Определение потерь мощности в трансформаторах

Основными видами потерь в силовых трансформаторах являются нагрузочные потери и потери холостого хода. Нагрузочные потери — это потери в

обмотках трансформатора и они главным образом зависят от сопротивления обмоток, и соответственно часть мощности, проходящая через трансформатор, тратится на нагрев этих обмоток. Потери холостого хода это потери в магнитной системе трансформатора зависящие от тока холостого хода и вихревых токов, возникающих в сердечнике трансформатора.

Потери в трансформаторе можно найти по формуле:

$$\Delta S_{\text{тр}} = \frac{|S_{\text{нагр}}|^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z_{\text{тр}} + \Delta S_{\text{хх}}, \quad (5.7)$$

Рассчитаем потери в трансформаторе на ТП № 10-26.

$$\Delta S_{\text{тр}10-26} = \frac{|31,48|^2}{10^2} \cdot (2,69 + j15) \cdot 10^{-3} + (0,82 + j8,4) \cdot 10^{-3} = 0,027 + j0,157,$$

В случае если на подстанции установлены два силовых трансформатора, то общее сопротивление делится на два, а потери холостого хода удваиваются.

Нагрузка на шинах высшего напряжения составит сумму нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах, формула.

$$S_{\text{тр.ВН}} = \sqrt{(P_{\text{ш}} + \Delta P_{\text{тр}})^2 + (Q_{\text{ш}} + \Delta Q_{\text{тр}})^2}, \quad (5.8)$$

$$S_{\text{тр.ВН}10-26} = \sqrt{(63 + 0,028)^2 + (12,6 + 0,157)^2} = 64,3.$$

Аналогичный расчёт производится для каждой ТП и определяется мощность ТП с учетом потерь.

Сведём данные расчёта в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Данные по потерям в трансформаторах

ТП	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$S_{\text{ТПВН}}$, кВА
10-26	0,027	0,157	64,3
10-27	0,03	0,169	64,31
10-47	0,035	0,199	64,32
ТП6	0,39	2,23	168,28
ТП7	0,174	0,98	105,5

5.3 Определение количества и местоположения трансформаторных подстанций

Для выбора наиболее оптимального количества ТП, а следовательно и наилучшей системы распределения электрической мощности необходимо решить оптимизационную задачу с неопределенными значениями большого количества разнообразных факторов.

В общем виде для решения данной задачи следует принять во внимание нижеуказанные принципы:

- перспективный рост нагрузок;
- осуществление минимума затрат;
- технические ограничения.

Количество ТП рассчитываем по формуле:

$$N_{\text{ТП}} = \frac{S_p}{K_c} \cdot \sqrt[3]{\frac{100 \cdot d}{\Delta U \cdot m^2 \cdot U_n^2 \cdot \gamma \cdot P_0 \cdot \alpha}}, \quad (5.9)$$

где S_p - расчётная суммарная нагрузка объекта, кВА;

K_c - коэффициент сложности сети, $K_c=2$;

d - удельная стоимость провода, $d=0,32 \frac{\text{руб}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}$;

ΔU - потери напряжения в сети 0,4 кВ, $\Delta U = 6,4 \%$;

m - число отходящих линий от ТП, $m=3$;

U_n - номинальное напряжение низшего напряжения, $U_n = 0,4\text{кВ}$;

γ - проводимость материала провода, $\gamma = 32 \frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{м}^2}$;

P_0 - удельная нагрузка линии 0,4 кВ, $P_0 = 10 \text{ Вт/м}$;

α - стоимость оборудования ТП, $\alpha = 1180 \text{ руб.}$

Определяем суммарную дневную расчётную нагрузку, складывая их, используя надбавки:

$$S_{pд} = S_{\max д} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta S_i, \quad (5.10)$$

где $S_{\max д}$ - максимальная нагрузка, выбранная из всех объектов потребления, кВА;

$\sum_{i=1}^{n-1} \Delta S_i$ - надбавки нагрузки, определяются по табл. 4.4. РУМ, кВА [4].

$$S_{pд} = 52,1 + 18,2 + 3,5 + 6 + 20,4 + 3,6 + 3,5 + 3,5 + 2,4 + 17,3 + 3,5 + 5,2 + 11,2 + 3,5 + 1,9 + 1,9 + 3,6 + 2,3 + 4,5 = 168,1 \text{ кВА}$$

Найдем просуммированную вечернюю нагрузку.

$$S_{pв} = S_{\max в} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta S_i + S_{ул}, \quad (5.11)$$

где $S_{\max в}$ - максимальная нагрузка, кВА;

$\sum \Delta S_i$ - надбавки нагрузки, определяются, кВА [3];

$S_{ул}$ - нагрузка уличного освещения, кВА.

$$S_{\text{рв}} = 182,1 \text{ кВА.}$$

Так как $S_{\text{рв}} > S_{\text{рд}}$, то принимаем $S_{\text{р}} = S_{\text{рв}}$:

$$P_0 = \frac{182,1 \cdot 10^3 \cdot 0,83}{3760} = 40,2 \text{ Вт / м.}$$

$\cos \varphi$ определим из таблицы 4.3. РУМ [4].

$$N_{\text{ТП}} = \frac{182,1}{2} \cdot \sqrt[3]{\frac{100 \cdot 0,32}{6,433 \cdot 3^2 \cdot 0,4^2 \cdot 32 \cdot 10 \cdot 1180}} = 1,904 \approx 2.$$

В итоговом варианте, для присоединения вновь вводимых потребителей электроэнергии принимаем две ТП.

Выбор места установки вновь проектируемых ТП

Для предполагаемого строительства целесообразно выбрать две трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ – ТП6 и ТП7.

Определение места координат установки ТП произведем исходя из следующих условий:

- до наиболее нагруженного потребителя расстояние должно быть минимально;
- до наименее нагруженного потребителя расстояние может оставаться большим.

Расчет координат приведен в таблицах 5.4, 5.5. и на рисунке 5.2.

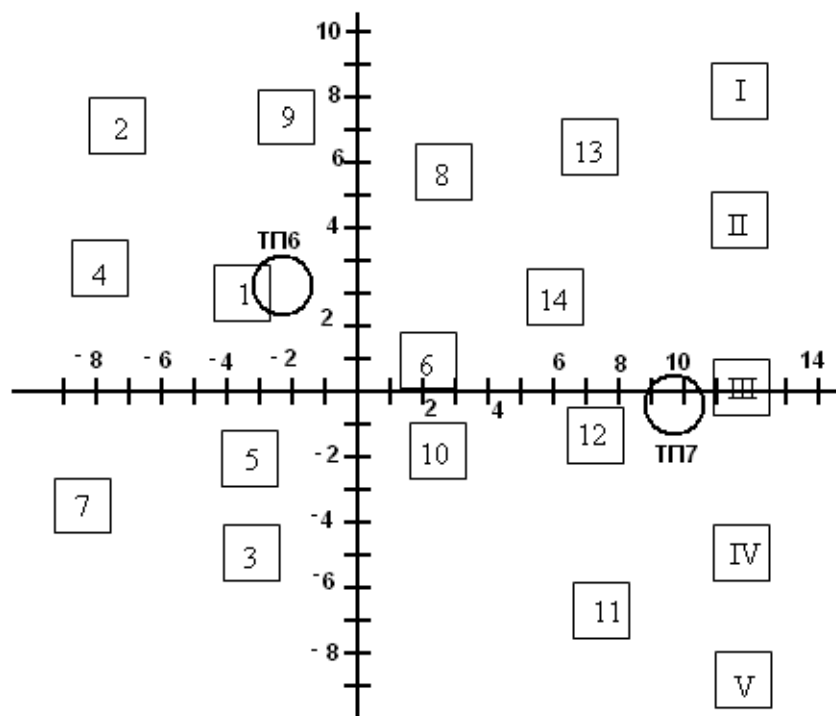


Рисунок 5.2 Определение координат подстанций

Таблица 5.4 - Расчет координат для установки ТП6

Потребитель	S_p , кВА	X_i , см	Y_i , см	$S_i \cdot X_i$	$S_i \cdot Y_i$
1	28,3	-3,5	3	-99,05	84,9
2	9,4	-7,5	7	-70,5	65,8
3	10	-3,2	-5	-32	-50
4	32	-8	3,8	-256	121,6
5	6	-3,2	-2	-19,2	-12
6	5,8	2,1	1	12,18	5,8
7	9	-8,5	-3,4	-76,5	-30,6
8	8	2,8	5,9	22,4	47,2
9	52,1	-2,2	7,3	-114,6	380,33
10	27,4	2,5	-2	68,5	-54,8
Итого	188	-	-	-564,8	558,23

Таблица 5.5 Расчет координат для установки ТП7

№ потребителя	Sp, кВА	Xi, см	Yi, см	SiXi	SiYi
I	8,6	11,8	8	101,48	68,8
II	8,6	11,8	4,2	101,48	39,9
III	16,4	11,9	0	195,16	0
IV	10,6	11,9	-5	126,14	-53
V	20,8	12	-9	249,6	-187,2
11	5,8	7,5	-6,5	43,5	-37,7
12	8,6	7,2	-1,3	61,92	-11,18
13	18	7	6,5	126	117
14	16,1	6	2,8	96,6	45,08
Сумма	114,4	-	-	1112,5	-18,3

Последующий расчет осуществляем по формулам:

$$X_P = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n S_i}, \quad (5.12)$$

$$Y_P = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n S_i}. \quad (5.13)$$

Координаты ТП6:

$$X_p = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n S_i} = \frac{-564,8}{188} = -3,004,$$

$$Y_p = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n S_i} = \frac{558,23}{188} = 2,969.$$

Координаты ТП7:

$$X_p = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n S_i} = \frac{1112,5}{114,4} = 9,725,$$

$$Y_p = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n S_i} = \frac{-18,3}{114,4} = -0,160.$$

В результате полученных расчетов был осуществлен расчет места установки ТП и распределение потребителей по подстанциям.

5.4 Конструктивное исполнение ТП 10/0,4 кВ

КТП представляет собой закрытое цельнометаллическое помещение, выполненное в виде силового каркаса обшитого панелями из листовой стали толщиной 2 мм. Имеет двери с каждой стороны. Все двери снабжены внутренними замками под спецключ и петлями под наружные навесные замки. В помещении располагаются: отсек УВН с предохранителями 10 кВ; отсек РУНН с панелью низкого напряжения с приборами технического учета; отсек силового трансформатора, открытые ошиновки 0,4 и 10 кВ. Для осмотра состояния предохранителей, без снятия напряжения, предусмотрены смотровые окна на технологических дверях вводных ячеек. Отсек УВН оборудуется полимерными проходными и опорными изоляторами.

КТП имеет согласно требованиям ПУЭ следующие механические блокировки:

– В отсеке РУНН расположены: вводной автомат, выделенный в отдельный отсек, трансформаторы тока, сборные шины, к которым присоединены автоматические выключатели (либо другие коммутационные аппараты) отходящих линий, аппаратура защиты, приборы учета на вводе и отходящих линиях, панель

собственных нужд. РУНН отделен от отсека УВН и трансформатора стальными листами.

В отсеке РУНН имеются в полу специальные технологические отверстия для ввода кабельных линий 0,4кВ.

КТП комплектуются высоковольтным линейным разъединителем с приводом устанавливаемом на опоре ВЛ-10 кВ.

Технический учет расхода активной и реактивной энергии производится на шинах 0,4 кВ после вводного автомата.

Для удобства установки или демонтажа силового трансформатора предусмотрен съемный элемент крыши над трансформаторным отсеком.

ТП оборудовано кронштейнами для строповки исключаящими соприкосновение строп с корпусом ТП.

Для обеспечения технического учета электроэнергии на вводе в РУ-0,4кВ проектируемой ТП-10/0,4кВ устанавливается электросчетчик, обеспечивающий учет активной и реактивной электроэнергии (мощности).

6 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ НИЗКОВОЛЬТНЫХ И ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ СЕТЕЙ

6.1 Выбор проводов

Одной из главных задач расчета сетей является выбор сечения и марки проводов, а также кабельных линий.

При выборе сечений принимаем во внимание нижеуказанные рекомендации:

Для с. Владимировка, по условиям механической прочности минимальное сечение провода:

Опоры трассы ВЛ выполняем из железобетона.

Предварительно принимаем провода с минимальным сечением:

- для 0,4 кВ - СИП-2 3x35+1x50;

- для 10кВ СИП-2 3x50+1x50.

Определим потери:

$$\Delta U \% = \frac{Sp \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)}{10 \cdot U_n^2}, \quad (6.1)$$

где Sp – мощность участка, кВА;

l – длина, км;

r_0 – удельное активное сопротивление провода;

x_0 – удельное реактивное сопротивление провода;

U_n – номинальное напряжение сети, кВ.

Определим потери напряжения для ТП6 Л1 участка 3-2:

$$\Delta U_{3-2} \% = \frac{32 \cdot 0,18 \cdot (0,868 \cdot 0,7 + 0,104 \cdot 0,714)}{10 \cdot 0,38^2} = 2,72 \%$$

Учитываем, что $\Delta U_{0,38 \text{ доп}} = 6,4 \%$ и $\Delta U_{10 \text{ доп}} = 4,57 \%$.

Результаты произведенных расчетов сведем в таблицу 6.1 и 6.2.

Таблица 6.1 - Расчет проводов ВЛ 0,4

Линия	Уч-к	S _p , кВА	L, км	cosφ	sinφ	Проверка				
						Марка	r ₀	x ₀	ΔU% уч-ка	ΔU% шин
ЛЭП 0,4 кВ										
ТП6, Л1	3-2	32	0,18	0,7	0,714	СИП-35	0,868	0,104	2,72	3,85
	2-1	49,9	0,03	0,7	0,714	СИП-35	0,868	0,104	0,71	1,13
	5-4	5,8	0,14	0,7	0,714	СИП-35	0,868	0,104	0,38	5,53
	4-1	55,6	0,18	0,7	0,714	СИП-35	0,868	0,104	4,73	5,15
	1-0	89,6	0,01	0,7	0,714	СИП-35	0,868	0,104	0,42	0,42
ТП6, Л2	3-2	5,9	0,18	0,7	0,714	СИП-35	0,868	0,104	0,50	2,89
	2-1	13,6	0,12	0,7	0,714	СИП-35	0,868	0,104	0,77	2,39
	1-0	17,2	0,2	0,7	0,714	СИП-35	0,868	0,104	1,62	1,62
ТП6, Л3	3-1	4	0,24	0,7	0,714	СИП-35	0,868	0,104	0,45	4,22
	2-1	27,4	0,15	0,7	0,714	СИП-35	0,868	0,104	1,94	5,71
	1-0	33,3	0,24	0,7	0,714	СИП-35	0,868	0,104	3,77	3,77

Таблица 6.2 - Расчет проводов ВЛ 10 кВ

Участок	S _p , кВА	S _p , кВА	cosφ	sinφ	Проверка					
					Марка	r ₀	x ₀	ΔU% уч-ка	ΔU% шин	
Линии 10 кВ										
1-2	322,95	0,33	0,8	0,83	СИП-50	0,641	0,4	0,27	1,12	
2-3	156,45	2,31	0,8	0,83	СИП-50	0,641	0,4	0,24	1,09	
3-4	94,15	0,32	0,8	0,83	СИП-50	0,641	0,4	0,54	0,85	
3-7	62,3	0,96	0,8	0,83	СИП-50	0,641	0,4	1,10	1,41	
4-5	39,81	0,19	0,8	0,83	СИП-50	0,641	0,4	0,35	0,66	
2-6	154,0	0,49	0,729	0,787	СИП-50	0,641	0,4	0,31	0,31	

Примечание: СИП-35 – провод марки СИП-2 сечением 3x35+1x54,6 мм²;
СИП-50 – провод марки СИП-2 сечением 3x50+1x70 мм².

Осуществим проверку выбранного СИП по длительно допустимому току на участке ВЛ 10 кВ 1-2 и ВЛ 0,4 кВ 1-0:

$$I_{p \text{ max}} \leq I_{\text{доп}}; \quad (6.2)$$

$$I_p = \frac{S_{p \max}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (6.3)$$

Для СИП-35 - $I_{\text{доп}} = 160 \text{ А}$;

Для СИП-50 - $I_{\text{доп}} = 210 \text{ А}$.

$$I_{p \ 0,38} = \frac{89,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 136,1 \text{ А} \leq 160 \text{ А},$$

$$I_{p \ 10} = \frac{322,95}{\sqrt{3} \cdot 10} = 18,66 \text{ А} \leq 210 \text{ А}.$$

Исходя из анализа полученных расчетов принятый и уже существующий СИП проходит проверку по длительно допустимому току.

6.2 Оценка качества электроэнергии

Оценка выполнена в соответствии с пунктом 1.2.21 ПУЭ [3].

Для проведения анализа уровня напряжения у потребителя необходимо составить таблицу действительных отклонений напряжений для осуществления расчета фактических уровней напряжения на шинах потребителя.

Режим регулирования на шинах 10кВ ТП принимаем +5; +5.

По данным таблиц отклонения строятся диаграммы отклонения напряжения каждой из проектируемых ТП.

Произведем расчет потерь силового трансформатора.

Напряжение в реальной электрической сети носит переменный характер и постоянно меняет свое значение в зависимости от нагрузки и рабочего режима источника питания.

Следовательно, один из основных параметров показателя качества электрической энергии выступает фактическое отклонение напряжения, которое не всегда соответствует нормируемому значению, указанному в таблице 6.3.

Таблица 6.3 - Допустимые значения отклонения напряжения

Показатель качества электрической энергии	Допустимые значения	
	нормальное	максимальное
Отклонение напряжения в сети 0,4 кВ	± 5	± 10
Отклонение напряжения в сети 10кВ	-	± 10

Проверку по уровням напряжения на потребителе лучше всего выполнять для близких к шинам 0,4 кВ при 25% нагрузке и для наиболее удаленных при 100% (максимальной) нагрузке.

Произведем расчет потерь на ТПб:

Номинальная мощность ТПб:

$$S_n = 100 \text{ кВА}, S_p = 140,1 \text{ кВА}.$$

Потери напряжения:

$$\Delta U_T, \% = \frac{S_{max}}{S} (\Delta P_m, \% \cdot \cos \varphi_n + U_p, \% \cdot \sin \varphi_n), \quad (6.4)$$

где S_{max} – максимальное расчетное значение полной мощности, кВА;

S_n – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$\Delta P_m, \%$ – потери короткого замыкания трансформатора (потери в меди).

$$\Delta P_m, \% = \frac{\Delta P_m \cdot 100}{S_n} \text{ – потери короткого замыкания трансформатора;}$$

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности в зависимости от характера нагрузок ТП;

$$U_p, \% = \sqrt{(u_k, \%)^2 - (\Delta P_m, \%)^2} \text{ – индуктивная составляющая напряжения}$$

короткого замыкания трансформатора.

$$\Delta P_{\text{м}} \% = \frac{1,97 \cdot 100}{100} = 1,97 \text{ кВА},$$

$$U_{\text{р}}, \% = \sqrt{4,5^2 - 1,97^2} = 4,046,$$

$$\Delta U_{\text{т}} \% = \frac{140,1}{100} \cdot (1,97 \cdot 0,7 + 4,046 \cdot 0,714) = 5,979 \text{ \%}.$$

В соответствии с вышеуказанными нормами, напряжение у потребителя не должно иметь длительные отклонения $\pm 5\%$ и кратковременные $\pm 10\%$.

В случае отклонения напряжения, выходящего за допустимые пределы, требуется использовать регулируемую надбавку ($\pm 2,5 \cdot n, \%$).

Расчеты приведены в таблицах 6.4 и 6.5.

Таблица 6.4 - Отклонение напряжения у потребителя на ТП6

Элемент		Потери, надбавки %	
		ТП6	
		100%	25%
Шины 10 кВ		+5	0
ВЛ 10 кВ		-1,12	-0,28
Трансформатор	Регулируемая надбавка	-	-
	Потери	-5,979	-1,495
	Нерегулируемая надбавка	+5	+5
ВЛ 0,4		-4,36	-0,08
Потребитель		-1,459	+3,145

Таблица 6.7 - Отклонение напряжения у потребителя на ТП7

Элемент		Потери, надбавки %	
		ТП7	
		100%	25%
Шины 10 кВ		+5	0
ВЛ 10 кВ		-1,12	-0,28
Трансформатор	Регулируемая надбавка	-	-
	Потери	-5,508	-1,377
	Нерегулируемая надбавка	+5	+5
ВЛ 0,4		-3,341	-0,116
Потребитель		0,031	+3,227

Согласно данным из таблиц, построим диаграммы отклонения напряжения (рисунки 6.1 и 6.2).

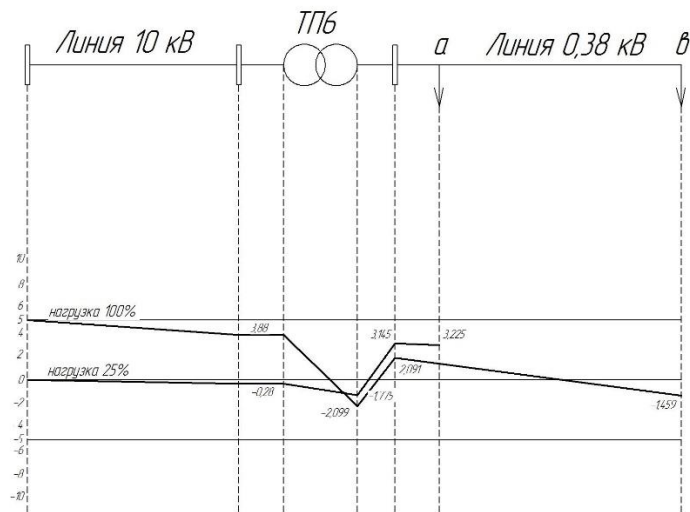


Рисунок 6.1 - Диаграмма отклонений напряжения для ТП6

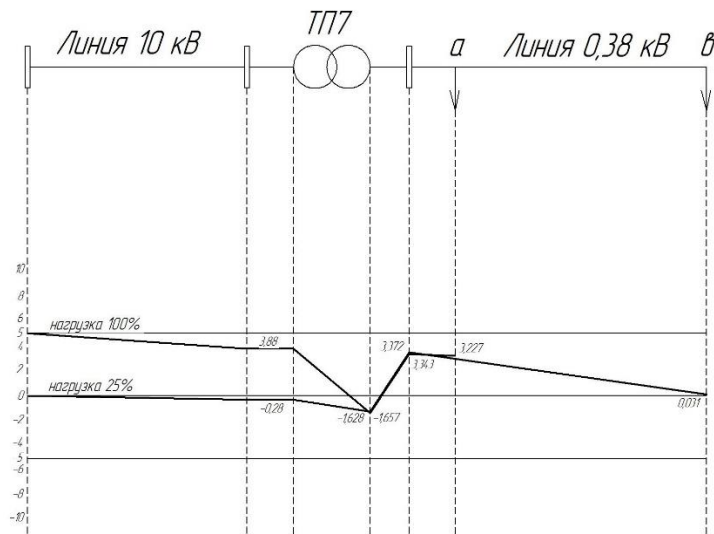


Рисунок 6.2 - Диаграмма отклонений напряжения для ТП7

В результате анализа полученных графиков, видно, что отклонение напряжения не превышает допустимых пределов.

7 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА И ИХ АНАЛИЗ

Прежде чем приступит к оценке, дадим краткую характеристику возможных вариантов.

Радиальная схема, применяется в тех случаях, когда имеются отдельные узлы достаточно больших по величине сосредоточенных нагрузок, по отношению к которым подстанция занимает более или менее центральное местоположение.

При радиальной схеме отдельные достаточно мощные электроприемники могут получать питания непосредственно от подстанции, а группы менее мощных и близко расположенных друг к другу электроприемников — через посредство распределительных пунктов, устанавливаемых возможно ближе к геометрическому центру нагрузки. Фидеры низкого напряжения присоединяются на подстанциях к главным распределительным щитам через рубильники и предохранители или через максимальные автоматы.

Магистральные схемы электроснабжения применяются в следующих случаях:

а) когда нагрузка имеет сосредоточенный характер, но отдельные узлы ее оказываются расположенными в одном и том же направлении по отношению к подстанции и на сравнительно незначительных расстояниях друг от друга, причем абсолютные величины нагрузок отдельных узлов недостаточны для рационального применения радиальной схемы;

б) когда нагрузка имеет распределенный характер с той или иной степенью равномерности.

При магистральных схемах с сосредоточенными нагрузками присоединение отдельных групп электроприемников, так же как и при радиальных схемах, производится обычно через посредство распределительных пунктов.

Задача правильного размещения распределительных пунктов имеет особое важное значение. Основные положения, которыми необходимо руководствоваться при этом, сводятся к следующему:

а) протяженность фидеров и магистралей должна быть минимальной и трасса их должна быть удобной и доступной;

б) должны быть сведены к минимуму и, если возможно, вообще исключены случаи обратного (по отношению к направлению потока электроэнергии) питания электроприемников;

в) распределительные пункты должны размещаться в местах, удобных для обслуживания, и в то же время не мешать производственной работе и не загромождать проходов.

Соединение в цепочку рекомендуется для электроприемников небольшой мощности, близко расположенных друг к другу, но значительно удаленных при этом от распределительного пункта, вследствие чего может быть получена значительная экономия в расходе проводов. При этом, однако, не следует допускать соединения в одну цепочку однофазных и трехфазных электроприемников.

7.1 Расчет технико-экономических показателей

Выбор вариантов схемы электроснабжения осуществляется в следствии сопоставления трех вариантов:

I – двухцепная схема ЛЭП;

II – одноцепная схема ЛЭП;

III – схема петля.

Схема расположения объектов сети 10 кВ приведена на рисунке 7.1.

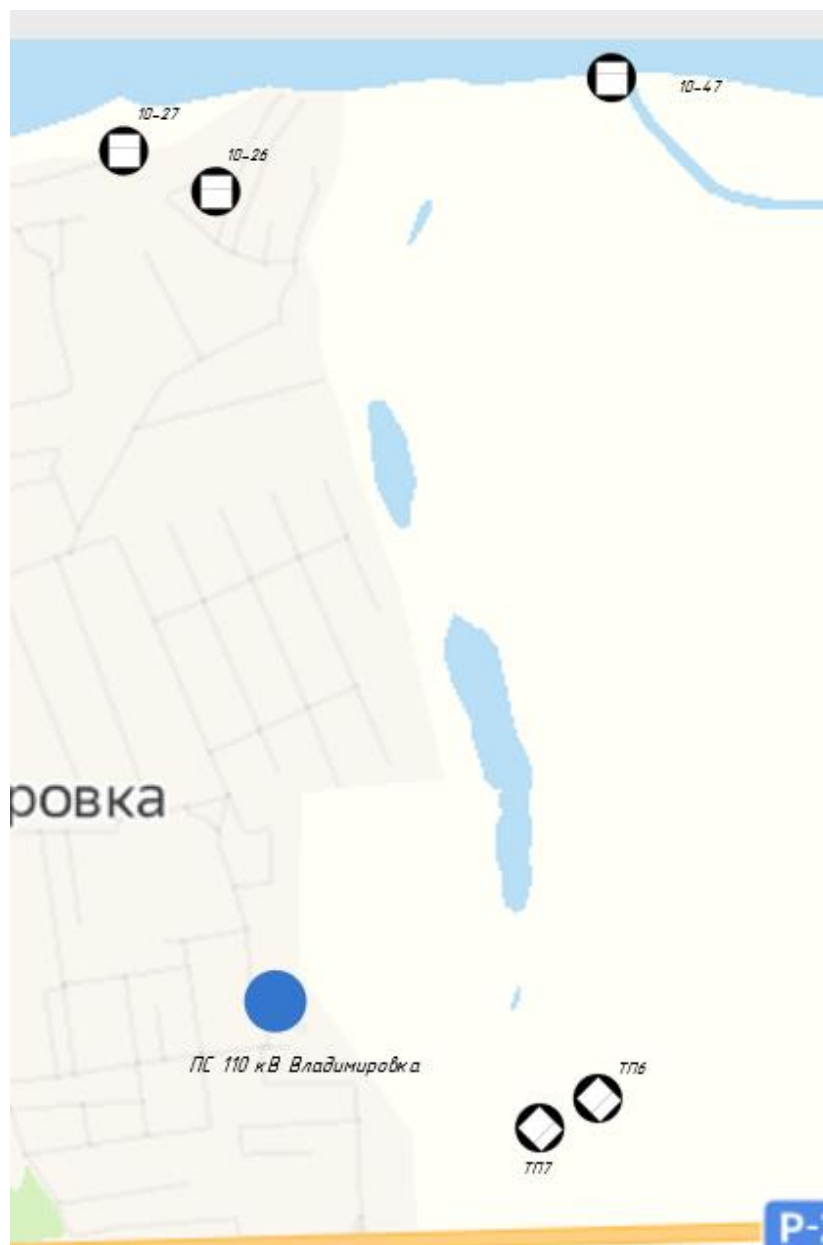


Рисунок 7.1 - Схема Расположения объектов ЛЭП 10 кВ

Двухцепную ЛЭП выбираем из соображений обеспечения надежности электроснабжения потребителей. Данный вид сети позволит в аварийной ситуации на одной из цепи перевести нагрузку на период ремонта.

Схема двухцепной ЛЭП приведена на рисунке 7.2.

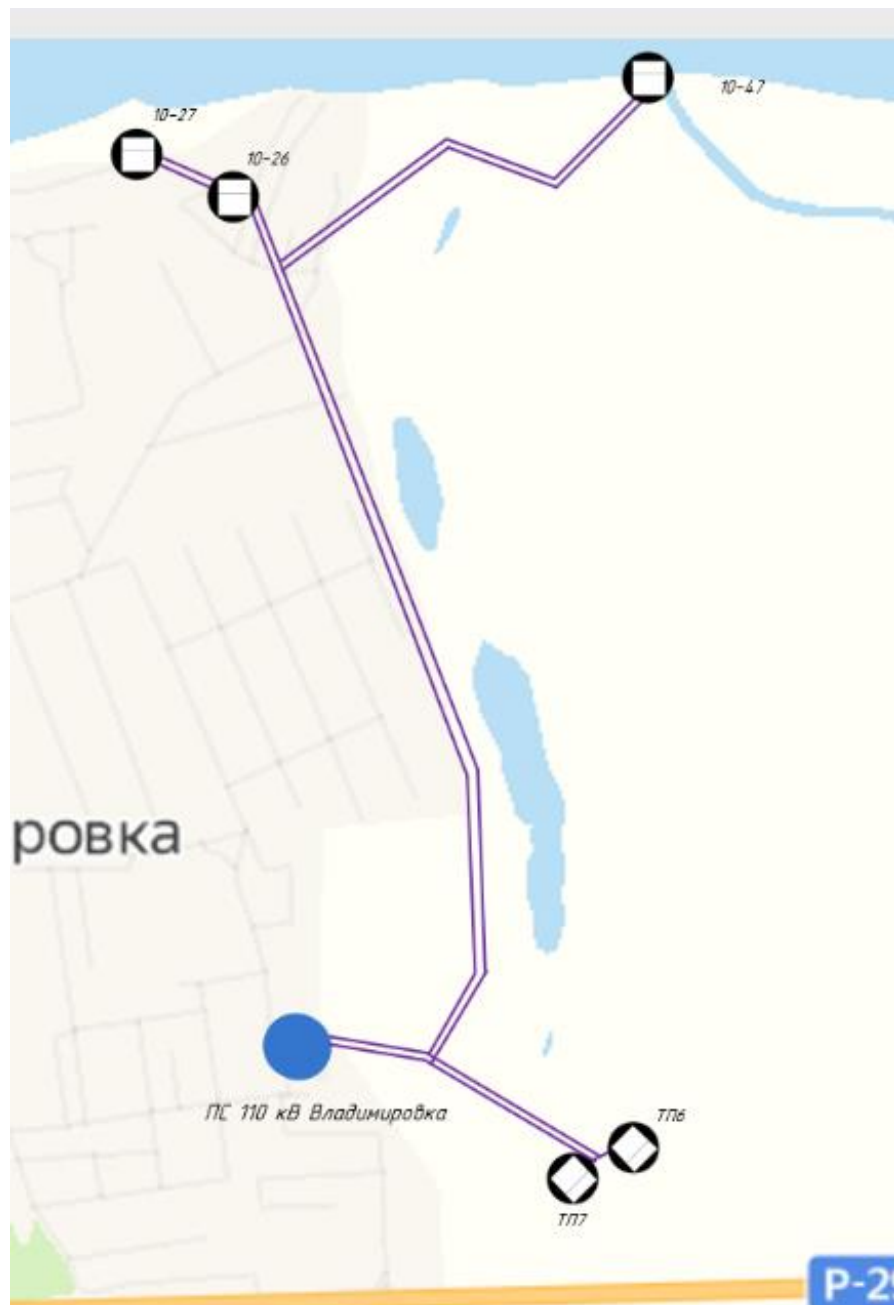


Рисунок 7.2 - Схема двухцепной ЛЭП 10 кВ

Одноцепную схему ЛЭП с ответвлениями выбираем из соображений рекомендаций по проектированию сельских электрических сетей, а так же исходя из соображений экономичности данного вида сети.

Схема одноцепной ЛЭП с ответвлениями приведена на рисунке 7.3.

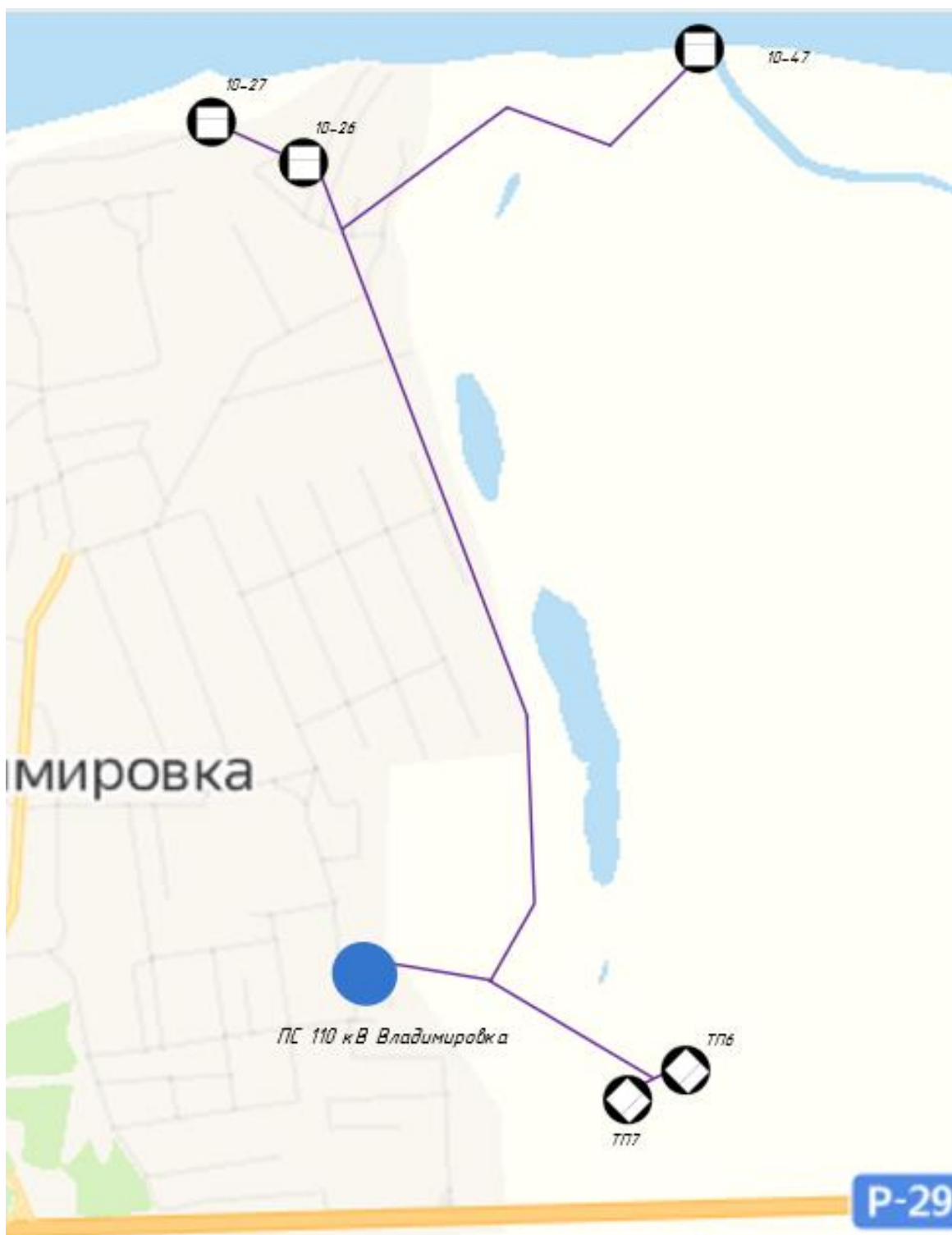


Рисунок 7.3 - Схема магистральной ЛЭП 10 кВ

Схему петля выбираем из критерия возможной экономичности линий, а также для обеспечения надежности электроснабжения.

При обрыве участка линии снабжение электроэнергией осуществляется по неповрежденному участку.

Схема ЛЭП петля приведена на рисунке 7.4.

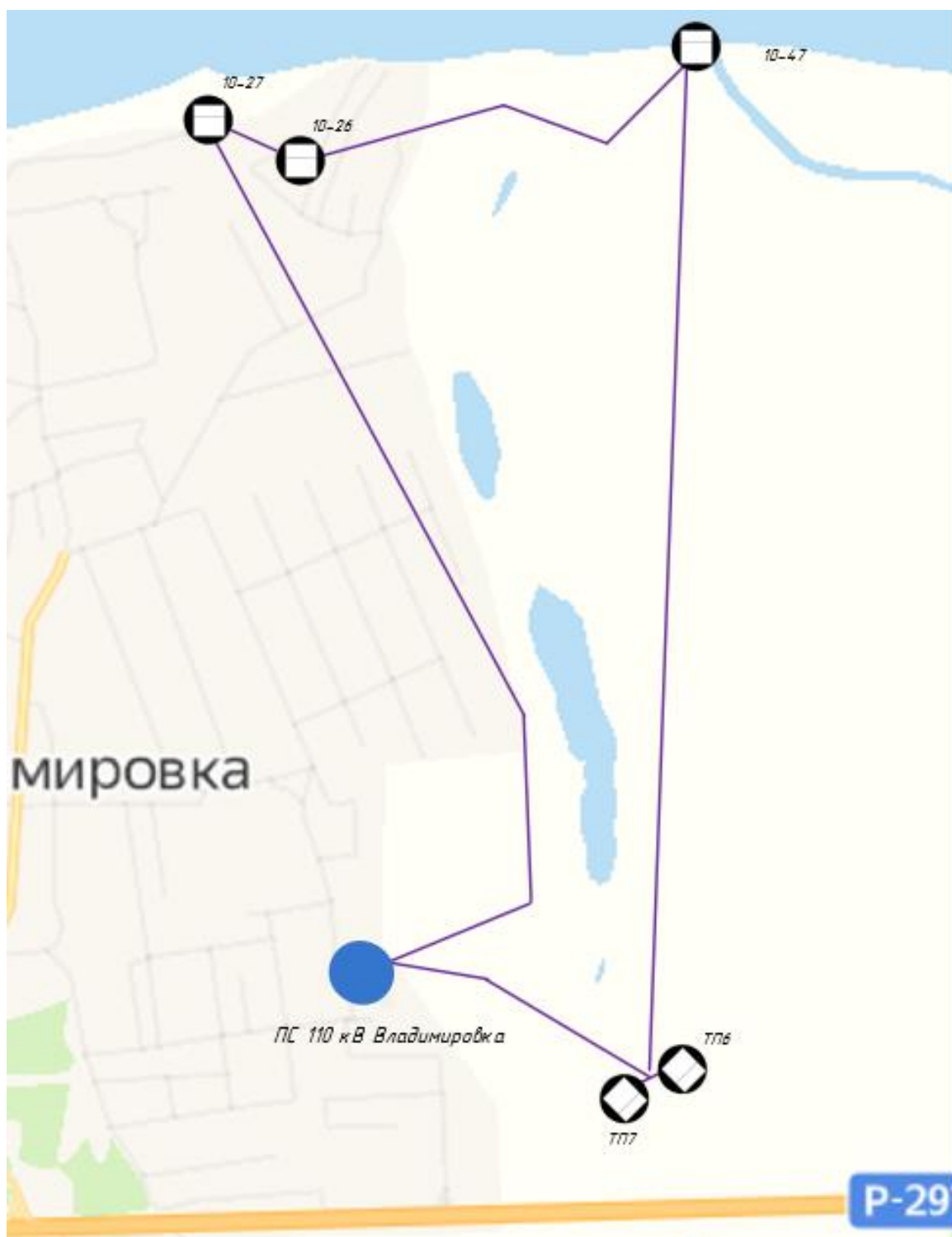


Рисунок 7.4 – Схема кольцевой ЛЭП 10 кВ

Критерием выбора наиболее целесообразного варианта является минимум суммарных приведенных затрат:

$$Z_i = \sum_{i=1}^n K_i E_H + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m I_{ij}, \quad (7.1)$$

где K_i – капитальные вложения в i элемента сети, тыс. руб.;

E_H – коэффициент сравнительной эффективности, равный 0,1;

n – количество элементов сети;

m – число видов издержек производства;

I_{ij} – издержки производства, тыс. руб., определяются по формуле:

$$I_{ij} = I_a + I_{обс} + I_{ЛЭП}, \quad (7.2)$$

где I_a – амортизационные отчисления;

$I_{обс}$ – издержки на обслуживание электрических сетей;

$I_{ЛЭП}$ – издержки на потери электроэнергии при транспортировке её по элементам сети.

Капитальные вложения по варианту 1:

$$K_{ЛЭП} = \sum_{i=1}^n K_{ACi} \cdot L_i, \quad (7.3)$$

где K_{ACi} – удельный показатель стоимости ЛЭП-10 кВ, тыс. руб.;

L_i – длина линии с учетом нелинейности трассы.

$$K_{ЛЭП} = 3,61 \cdot 73,6 + 4,21 \cdot 73,6 + 4,52 \cdot 73,6 + 4 \cdot 73,6 + 6,1 \cdot 73,6 = 1778 \text{ тыс.руб.}$$

Данные и результаты расчета для этого и других вариантов сведём в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 - Результаты расчета $K_{ЛЭП}$

№ варианта	Участок	L_i , км	Провод	K_{ACi} , тыс.руб./км	$K_{ЛЭП}$, тыс.руб
I вариант (двух- цепная ЛЭП)	ЦП-отп1	0,48	СИП-50	73,6	666,82
	отп1-ТП6- ТП7	0,98	СИП-50	73,6	
	отп1- отп2	4,66	СИП-50	73,6	
	отп2-тп10- 26	0,64	СИП-50	73,6	
	тп10-26- тп10-27	0,38	СИП-50	73,6	
	отп2- тп10- 47	1,92	СИП-50	73,6	
II вариант (одноцепная ЛЭП)	ЦП-отп1	0,24	СИП-50	0	227,86
	отп1-ТП6- ТП7	0,490	СИП-50	50,3	
	отп1- отп2	2,33	СИП-50	50,3	
	отп2-тп10- 26	0,32	СИП-50	50,3	
	тп10-26- тп10-27	0,19	СИП-50	50,3	
	отп2- тп10- 47	0,96	СИП-50	50,3	
III вариант (петля)	ЦП- тп10- 27	2,67	СИП-50	50,3	684,58
	тп 10-27- тп 10-26	0,19	СИП-50	50,3	
	тп 10-26- тп 10-47	1,22	СИП-50	50,3	
	тп 10-47- ТП6	8,78	СИП-50	50,3	
	ТП6-ЦП	0,75	СИП-50	50,3	

* - двухцепная ЛЭП.

Затраты на выключатели определяются по формуле:

$$K_B = K_{y-10} N_B, \quad (7.4)$$

где K_{y-10} – стоимость выключателя РЛНД-10/400 У1, тыс. руб.

$$K_B = 5,015 \cdot 14 = 70,2 \text{ тыс.руб.}$$

$$\sum_{i=1}^n K_i E_H = (666,82 + 70,2) \cdot 0,1 = 73,7 \text{ тыс.руб.}$$

Амортизационные отчисления для варианта 1:

$$\sum_{i=1}^n I_{ai} = K_{\text{ЛЭП}} \frac{P_{\text{ал}}}{100} + K_{\text{В}} \frac{P_{\text{аВ}}}{100}, \quad (7.5)$$

где $P_{\text{ал}}$, $P_{\text{аВ}}$ – норма амортизационных отчислений в элемент сети – ЛЭП 10 и выключатели $P_{\text{ал}} = 2$, $P_{\text{аВ}} = 6,4$.

$$\sum_{i=1}^n I_{ai} = 666,82 \cdot \frac{2}{100} + 70,2 \cdot \frac{6,4}{100} = 73,703 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на обслуживание сетей по варианту 1:

$$\sum_{i=1}^n I_{\text{обс}i} = \gamma \cdot (n_{\text{yeЛЭП}} \cdot \sum L_i + n_{\text{yeВ}} \cdot \sum N_{\text{В}}), \quad (7.6)$$

где γ – затраты на обслуживание одной условной единицы сетей, принимаем равными 0,028 тыс.руб.

n_{ye} – условные единицы обслуживания соответствующего оборудования электрической сети.

$$\sum_{i=1}^n I_{\text{обс}i} = 0,028 \cdot (3,1 \cdot 9,06 + 48,7 \cdot 14) = 19,88 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета сведем в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 Результаты расчета $\sum_{i=1}^n I_{\text{обс}i}$

№ варианта	I вариант	II вариант	III вариант
$\sum L_i$, км	9,06	4,53	13,61
$n_{\text{уэЛЭП}}$	3,1	2,6	2,6
$\sum N_B$	14	1	2
$n_{\text{уэВ}}$	48,7		
$\sum_{i=1}^n I_{\text{обс1}}$	19,88	1,69	3,72

Издержки, для варианта 1:

$$\sum_{i=1}^n I_{\text{ПЭЛ}} = \sum_{i=1}^n \Delta W \cdot c = \sum_{i=1}^n 3 \cdot I_i^2 \cdot R_{0i} \cdot L_i \cdot \tau \cdot c, \quad (7.7)$$

где ΔW – потери энергии при передаче по ЛЭП, кВтч.;

c – удельные затраты на потери электроэнергии, $c = 2,84$ р/кВтч.

I – ток i -той линии, А;

R_i – активное сопротивление i -той линии, Ом;

τ – время потерь, $\tau = 0,69 \cdot T - 584 = 0,69 \cdot 4200 - 584 = 2314$ ч.

Ток на участке линии для двухцепной линии:

$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3}U_{\text{Л}}}. \quad (7.8)$$

Ток на участке линии для кольцевой линии:

$$I_i = \frac{S_{\text{уч}}}{\sqrt{3}U_{\text{Л}}} = \frac{(S_i + S_j)}{\sqrt{3}U_{\text{Л}}}, \quad (7.9)$$

где S_j - мощность, прибавляемая к i -той мощности до точки потокораздела, кВА.

Сведём все затраты данные по затратам, обусловленным потерями электроэнергии при передаче, в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 - Результаты расчета $\sum_{i=1}^n I_{ПЭЛ}$

№ варианта	Участок	I_i, A	$R_i, \text{ом/м}$	$L_i, \text{км}$	$\sum_{i=1}^n I_{ПЭЛ}$
I вариант (двух-цепная ЛЭП)	ЦП-отп1	9,33	0,641	0,48	7,48 тыс.руб.
	отп1-ТП6-ТП7	4,81	0,641	0,98	
	отп1-отп2	4,52	0,641	4,66	
	отп2-тп10-26	2,72	0,641	0,64	
	тп10-26-тп10-27	1,15	0,641	0,38	
	отп2- тп10-47	1,80	0,641	1,92	
II вариант (магистраль)	ЦП-отп1	18,67	0,641	0,24	14,96 тыс.руб.
	отп1-ТП6-ТП7	9,62	0,641	0,490	
	отп1-отп2	9,04	0,641	2,33	
	отп2-тп10-26	5,44	0,641	0,32	
	тп10-26-тп10-27	2,30	0,641	0,19	
	отп2- тп10-47	3,60	0,641	0,96	
III вариант (кольцевая)	ЦП- тп10-27	18,67	0,641	2,67	19,45 тыс.руб.
	тп 10-27-тп 10-26	15,53	0,641	0,19	
	тп 10-26-тп 10-47	13,23	0,641	1,22	
	тп 10-47-ТП6	9,62	0,641	8,78	
	ТП6-ЦП	2,59	0,641	0,75	

Для двухцепной ЛЭП, ток линии делим на 2, длину умножаем на 2.

Полные затраты на строительство ЛЭП по 1 варианту:

$$Z_1 = 666,82 + 17,83 + 19,87 + 7,48 = 712,01 \text{ тыс.руб.}$$

Приведённые затраты других вариантов вычислены аналогично.

Все результаты сведены в таблицу 7.4 и 7.5.

Таблица 7.4 - Результаты расчета приведенных затрат

№ вар.	ΣL_i , км	$K_{дэл}$, тыс.руб.	N_B	K_B , тыс.руб.	$\Sigma k_i E_n$, тыс.руб.
I	9,06	666,82	14	70,2	73,7
II	4,53	227,86	1	5,02	23,29
III	13,61	684,58	2	10,03	69,46

Таблица 7.5 - Результаты расчета приведенных затрат

№ вар.	ΣI_a , тыс.руб.	$\Sigma I_{обс}$, тыс.руб.	$\Sigma I_{пэл}$, тыс.руб.	z_i , тыс.руб.
I	17,83	19,87	7,48	712,01
II	4,89	1,69	14,96	249,39
III	14,33	3,72	19,448	722,08

7.2 Окончательный выбор варианта

Из таблиц 7.4 и 7.5 следует, что приведённые затраты варианта 2 наименьшие.

Наименьшие затраты на обслуживание электрической сети представлены вариантом 1, однако отклоняем данный вариант по затратам капиталовложений.

Окончательно принимаем второй вариант для сети ВЛ 10 кВ.

7.3 Техничко-экономические показатели проекта

Расчет основных экономических показателей произведен по принятому варианту №2 и по варианту кольцевой схемы, т.к. этот вариант наиболее экономичен за исключением принятого.

Для оценки экономической эффективности проекта используют следующие показатели: чистый дисконтированный доход (ЧДД), индекс доходности (ИД), срок окупаемости инвестиций ($T_{ок}$).

Чистый дисконтированный доход используется при оценке инвестиционных проектов, в связи с не равноценностью сегодняшних и будущих доходов (изменением «ценности» денег с течением времени). Для этого используется коэффициент дисконтирования m , определяемый по формуле

$$m = \frac{1}{(1 + E)^t}, \quad (7.10)$$

где m – коэффициент дисконтирования;

E – норма дисконтирования, %;

t – порядковый номер временного интервала получения дохода.

Годовая экономия $\mathcal{E}_{\text{ГОД}}$, руб/год от создания магистральной сети может получиться за счет сокращения эксплуатационных затрат в проектируемом варианте:

$$\mathcal{E}_{\text{ГОД}} = \mathcal{Z}_{\text{КОЛ}} - \mathcal{Z}_{\text{МАГ}}, \quad (7.11)$$

где $\mathcal{Z}_{\text{МАГ}}$ – годовые эксплуатационные затраты по магистральному варианту, руб;

$\mathcal{Z}_{\text{КОЛ}}$ – годовые эксплуатационные затраты по кольцевому варианту, руб.

Эксплуатационные затраты вариантов вычисляются по формуле:

$$\mathcal{Z} = \sum_{i=1}^n I_{\text{обс}} + \sum_{i=1}^n I_a + \sum_{i=1}^n I_{\text{ПЭЛ}}, \quad (7.12)$$

$$\mathcal{Z}_{\text{МАГ}} = 14,96 + 1,69 + 4,87 = 21,53 \text{ тыс.руб.}$$

$$\mathcal{Z}_{\text{КОЛ}} = 19,45 + 3,72 + 14,33 = 37,5 \text{ тыс.руб.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{ГОД}} = 37,5 - 21,53 = 15,98 \text{ тыс.руб}$$

Расчет ЧДД, руб, представляем в следующем виде:

$$ЧДД = \sum_{t=1}^T \mathcal{E}_{ГОД} \cdot m_t - \sum_{t=1}^T K_t \cdot m_t, \quad (7.13)$$

где $\mathcal{E}_{ГОД}$ – экономия, получаемая от внедрения проекта, руб;

K_t – капитальные вложения в проект, руб;

T – срок реализации проекта, лет;

t – номер временного интервала;

m_t – коэффициент дисконтирования.

Выгода по капиталовложениям определяется по формуле:

$$K = K_{ЛЭП.КОЛ} - K_{ЛЭП.МАГ}, \quad (7.14)$$

$$K = 69,46 - 23,29 = 46,17 \text{ тыс.руб.}$$

$ЧДД > 0$, положительное значение чистого дисконтированного дохода говорит о том, что проект приносит прибыль. Отрицательное значение показывает, что при заданной норме прибыли проект приносит убыток.

Расчет чистого дисконтированного дохода представлен в таблице 7.6 и в таблице 7.7, а также на рисунке 7.5.

Таблица 7.6 - Расчет чистого дисконтированного дохода при $E = 0,12$ (12%)

Период	Капитальные вложения, тыс. руб	Годовая экономия, тыс. руб	Коэф дисконтирования	Дисконтированный доход, тыс. руб.	Накопление ЧДД, тыс. руб
0	23,29	0,00	1,00	0,00	23,29
1	0,00	15,98	0,89	13,38	36,67
2	0,00	15,98	0,80	11,14	47,81
3	0,00	15,98	0,71	9,24	57,05
4	0,00	15,98	0,64	7,62	64,67
5	0,00	15,98	0,57	6,23	70,90

Таблица 7.7 Расчет чистого дисконтированного дохода при $E = 0,2$ (20%)

Период	Капитальные вложения, руб	Годовая экономия, руб	Коэф дисконтирования	Дисконтированный доход, тыс. руб.	Накопление ЧДД, руб
0	23,29	0,00	1	0,00	23,29
1	0,00	15,98	0,833	12,48	35,77
2	0,00	15,98	0,694	9,70	45,47
3	0,00	15,98	0,579	7,52	52,99
4	0,00	15,98	0,482	5,77	58,76
5	0,00	15,98	0,402	4,41	63,17

Зависимость чистого дисконтированного дохода от периода существования проекта изобразим графически с помощью рисунка 7.5.

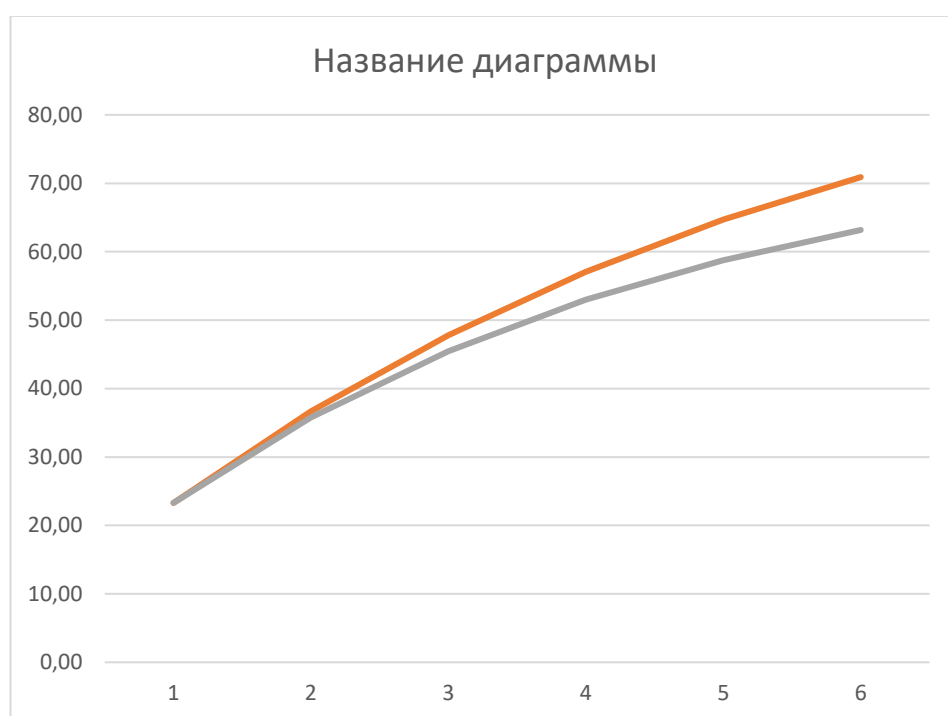


Рисунок 7.5 - Графическое представление чистого дисконтируемого дохода

Таблица 7.8 - Основные технико-экономические показатели проекта магистральной ЛЭП 10 кВ

Наименование варианта	Предлагаемый (магистральная линия)	Сравнительный (кольцевая линия)
Капитальные вложения, тыс. руб.	23,29	69,46
Годовые эксплуатационные расходы, тыс. руб.	4,88	14,33
Годовая экономия, тыс. руб.	До 15,97	–
Чистый дисконтированный доход, тыс. руб.	до 13,98	–

8 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПИТАЮЩИХ СЕТЕЙ СЕЛА

8.1 Проверка мощности трансформаторов питающей подстанции при реконструкции

В данном разделе будут рассчитаны электрические нагрузки подстанции ПС 110 кВ Владимировка, согласно данным контрольных замеров. Проведен анализ полученных значений.

Данные получены в ходе прохождения преддипломной производственной практики.

Проведем анализ существующей нагрузки и сведем данные в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 - Анализ существующей загрузки ПС 110 кВ Владимировка

Трансформатор	$S_{ном},$ МВА	Год ввода	$S_{длит.доп},$ МВА		$S_{макс},$ МВА		Режим максимальной нагрузки 2021		
					2021 г.		зима		
			лето	зима	лето	зима	$S_{макс},$ МВА	%	Резерв, МВА
Т-1	10	1994	12,2	12,5	0,82	3,39	8,28	82,8	4,22
Т-2	10	1994			1,59	3,69			

В таблице режим максимальной нагрузки принят сезон зима 2021, как наиболее утяжеленный. Как видно из таблицы 4.2 максимальная нагрузка ПС 110 кВ Владимировка составляет 8,28 МВА.

Так же по информации полученной в ходе прохождения преддипломной производственной практики от Филиала АО «ДРСК» Амурские электрические сети, получена информация, что существующая схема распределительных сетей 10 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей ПС 110 кВ Волково суммарным объемом 1,296 МВт (1,44 МВА) на ПС 110 кВ Владимировка, учтем данную информацию и примем ее к расчету загрузки трансформаторов.

8.1.1 Расчет загрузки силовых трансформаторов

На подстанции ПС 110 кВ Владимировка в настоящий момент установлено два трансформатора ТДН-10000/110/10.

Проверим уже установленные на подстанции ПС 110 кВ Владимировка двух обмоточные трансформаторы мощностью 10 МВА, ТДН-10000/110/10.

Проверим трансформатор на загрузку в нормальном режиме:

$$K_3^H = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{2 \cdot S_{\text{ТНОМ}}} \leq 0.7; \quad (8.1)$$

где $S_{\text{ТНОМ}}$ – номинальная мощность силового трансформатора, МВА;

$$K_3^H = \frac{\sqrt{10,89^2 + 4,22^2}}{2 \cdot 10} = 0,54.$$

Проверим трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, при отключении одного или двух трансформаторов:

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{S_{\text{ТНОМ}}} \leq 1.4; \quad (8.2)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{10,89^2 + 4,22^2}}{10} = 1,089.$$

После осуществления перевода и реконструкции распределительных сетей фидера №5 ПС Владимировка, суммарная нагрузка ПС составит 10,89 МВА в режиме зимнего максимума (загрузка трансформатора Т-1 (Т-2) составит 108,9 % от номинального тока ($I/I_{\text{НОМ}}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1)), что не превышает длительно допустимое значение.

Таким образом, для устранения недопустимой перегрузки, замена трансформаторного оборудования не требуется.

8.2 Проверка питающей линии

Питание ПС 110 кВ Владимировка выполнено отпайкой от линии ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка длиной 70 м и маркой провода АС-120.

Длительно допустимый ток на стороне 110 кВ (при коэффициенте перегрузки трансформатора 5%) для трансформатора мощностью 10 МВА:

$$I_{\text{расч.макс.ВН}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,05; \quad (8.3)$$

$$I_{\text{расч.макс.НН}} = \frac{10890}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,05 = 57,41 \text{ А.}$$

Проанализируем полученные данные и сведем все в таблицу 8.2.

Таблица 8.2 - Проверка провода питающего ПС

S _p , кВА	L, км	Выбор и проверка			
		Марка провода	Ток протекающий, А	Ток длительно допустимый, А	Соответствие условию по току
10,89	0,77	АС-120	57,41	390	Да

Как видно по результату расчета, замена питающего ПС провода не требуется.

8.3 Выбор и проверка оборудования на ПС Владимировка

8.3.1 На стороне 110 кВ

Длительно допустимый ток на стороне 110 кВ (при коэффициенте перегрузки трансформатора 5%) для трансформатора мощностью 10 МВА:

$$I_{\text{расч.макс.ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot 1,05; \quad (8.4)$$

где $S_{\text{НОМ.Т}}$ - мощность трансформатора;

$U_{\text{НОМ}}$ - среднее номинальное напряжение.

$$I_{\text{расч.макс.ВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,05 = 84,34 \text{ А.}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз}} \cdot K_{\text{уд}}; \quad (8.5)$$

где $I_{\text{кз}}$ - значение трёхфазного тока короткого замыкания на шинах 110 кВ;

$K_{\text{уд}}$ - ударный коэффициент.

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,12 = 3,06 \text{ кА.}$$

Термическое действие токов короткого замыкания:

$$W_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}); \quad (8.6)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетное время отключения выключателя;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Таким образом время отключения выключателя равно:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{отклвыкл}}; \quad (8.7)$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

$t_{\text{отклвыкл}}$ - полное время отключения выключателя.

$$t_{\text{откл}} = 3 + 0.055 = 3,055 \text{ с.}$$

$$W_k = 10,5^2 \cdot (3,055 + 0,03) = 334,06 \text{ кА}^2\text{с.}$$

В соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования», выключатели и разъединители выбираются по условиям: По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}; \quad (8.8)$$

По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}}; \quad (8.9)$$

По отключающей способности:

$$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}; \quad (8.10)$$

По току динамической стойкости:

$$i_{\text{Дин}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (8.11)$$

По току термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}; \quad (8.12)$$

Проверка условий выбора выключателей и разъединителей напряжением 110 кВ представлены в таблицах 8.3-8.4.

Таблица 8.3 – Проверка условий выбора выключателей на стороне 110 кВ

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателей
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}}$	$I_{\text{ном.расч}} = 84,34 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$	$I_{\text{по}} = 1,12 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{Дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}} = 3,06 \text{ кА}$	$i_{\text{Дин}} = 102 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 334,06 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$

Выключатели ВГТ-110 согласно анализу таблицы 8.3 удовлетворяют предъявляемым требованиям.

Таблица 8.4 – Проверка условий выбора разъединителей на стороне 110 кВ

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателей
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}}$	$I_{\text{ном.расч}} = 84,34 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$	$I_{\text{по}} = 1,12 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{Дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}} = 3,06 \text{ кА}$	$i_{\text{Дин}} = 102 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 334,06 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$

Существующие разъединитель РНД(З)-110 согласно анализу таблицы 8.4 не требуют замены и пригодны к дальнейшей эксплуатации.

8.3.2 Выбор выключателей 10 кВ

Длительно допустимый ток на стороне 10 кВ (при коэффициенте перегрузки трансформатора 5%) для трансформатора мощностью 10 МВА:

$$I_{\text{расч.макс.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,05; \quad (8.13)$$

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

$U_{\text{ном}}$ - среднее номинальное напряжение.

$$I_{\text{расч.макс.НН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 1,05 = 577,35 \text{ А.}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз}} \cdot K_{\text{уд}}; \quad (8.14)$$

где $I_{\text{кз}}$ - значение трёхфазного тока короткого замыкания на шинах 10 кВ;

$K_{\text{уд}}$ - ударный коэффициент.

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 7,2 \cdot 2 = 21,21 \text{ кА.}$$

Термическое действие токов короткого замыкания:

$$W_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}); \quad (8.15)$$

где $t_{откл}$ – расчетное время отключения выключателя;

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Таким образом время отключения выключателя равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл}; \quad (8.16)$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

$t_{отклвыкл}$ - полное время отключения выключателя.

$$t_{откл} = 3 + 0.03 = 3,03 \text{ с.}$$

$$B_k = 7,5^2 \cdot (3,055 + 0,03) = 170,44 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Полученные расчетные данные сведем в таблицу 8.5, проведем анализ для предварительно выбранного выключателя типа ВВ TEL 10 кВ.

Таблица 8.5 – Проверка условий выбора выключателей на стороне 10 кВ

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные вводных данные выключателей	Каталожные данные выключателей отходящих линий и СВ
$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{ном.расч}$	$I_{ном.} = 577,35 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном.} = 1000 \text{ А}$
$I_{откл} \geq I_{по}$	$I_{по} = 7,5 \text{ кА}$	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{Дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 21,21 \text{ кА}$	$i_{Дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{Дин} = 102 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 170,44 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$

К установке рекомендуются выключатели типа ВВ TEL 10 кВ.

8.3.3 Выбор и проверка ТН 10 кВ и 110 кВ

Измерительные трансформаторы напряжения выбирают в зависимости от места установки по величине рабочего напряжения, чтобы выполнялось условие:

$$U_n \geq U_{\text{раб}} = 110 \text{ кВ}; \quad (8.17)$$

где U_n - номинальное напряжение ТН, кВ,

$U_{\text{раб}}$ - рабочее напряжение на шинах электроустановки, к которым подключают ТН, кВ.

8.3.4 Определение мощности вторичных обмоток трансформаторов напряжения 110 кВ для подключения средств релейной защиты и измерений

Расчеты по определению мощности вторичных обмоток трансформаторов напряжения 110 кВ для подключения средств релейной защиты и измерений приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 - Расчеты по определению мощности вторичной обмотки ТН 110 кВ для подключения средств релейной защиты и измерений

Наименование нагрузки	Нагрузка на фазу, В·А
РЗ Т1(Т2) – Защита, РПН, АУВ 110 кВ	1,5
Цифровой контрольно-измерительный прибор	0,3
Преобразователь ИПЦ	0,1
ОМП W1G (W2G)	1,5
РАС	1,5
ППКЭ	0,05

Проверка трансформаторов напряжения 110 кВ по допустимой нагрузке вторичных обмоток для релейной защиты и измерений

Мощность основной вторичной обмотки ТН для измерений выбрана из ряда номинальных значений по ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия» и составляет $S_{\text{ном.ТН}} = 15 \text{ В·А}$.

Согласно п.6.15.1 ГОСТ 1983-2015, условие проверки на допустимую

нагрузку вторичной обмотки ТН в классе точности 0,5:

$$S_{\text{ном.ТН}} > S_{\text{нагр.расч}} > 0,25 \cdot S_{\text{ном.ТН}} ; \quad (8.18)$$

где $S_{\text{ном.ТН}}$ - мощность вторичной обмотки ТН 110 кВ для релейной защиты и измерений.

Результаты проверки отражены в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Проверка трансформаторов напряжения 110 кВ на допустимую нагрузку вторичных обмоток для релейной защиты и измерений

Наименование присоединения	Расчетная мощность нагрузки, $S_{\text{нагр.расч.}}$ В·А	Проверка нагрузки ТН на соответствие требованиям ГОСТ 1983-2015	
		$S_{\text{нагр.расч.}} < S_{\text{ном.ТН}}$	$S_{\text{нагр.расч.}} > 0,25 \cdot S_{\text{ном.ТН}}$
TV1G	4,95	4,95 < 15 условие выполняется	4,95 > 3,75 условие выполняется
TV2G	4,95	4,95 < 15 условие выполняется	4,95 > 3,75 условие выполняется

Существующие ТН типа НКФ-110 установленные на ПС 110 кВ Владимировка удовлетворяют предъявляемым требованиям.

Расчеты по определению мощности вторичных обмоток трансформаторов напряжения 10 кВ для подключения средств релейной защиты и измерений приведены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Расчеты по определению мощности ТН 10 кВ TV1K (TV2K) на обмотку для подключения средств релейной защиты и измерений

Наименование нагрузки	Нагрузка на фазу, В·А
Терминал защиты TV1K (TV2K)	0,5
ИПЦ TV1K (TV2K)	0,1
МТЗ Т1 (Т2)	0,5
ИПЦ Т1 (Т2)	0,1
МТЗ Резерв1 (Резерв2)	0,5
ИПЦ Резерв1 (Резерв2)	0,1
МТЗ W5K (W10K)	0,5
ИПЦ СВ	0,1
РАС	1,5
ППКЭ	0,05
Итого	4,55

8.3.5 Проверка трансформаторов напряжения 10 кВ по допустимой нагрузке вторичных обмоток для релейной защиты и измерений

Мощность основной вторичной обмотки шинных ТН для измерений выбрана из ряда номинальных значений по ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия» и составляет $S_{ном.ТН} = 15 \text{ В} \cdot \text{А}$.

Проверка на допустимую нагрузку вторичной обмотки ТН в классе точности 0,5. Результаты проверки отражены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Проверка трансформаторов шинных ТН 10 кВ TV1K (TV2K) на допустимую нагрузку вторичных обмоток для релейной защиты и измерений

Наименование присоединения	Расчетная мощность нагрузки, $S_{нагр.расч.}, \text{ В} \cdot \text{А}$	Проверка нагрузки ТН на соответствие требованиям ГОСТ 1983-2015	
		$S_{нагр.расч.} < S_{ном.ТН}$	$S_{нагр.расч.} > 0,25 \cdot S_{ном.ТН}$
TV1K	4,55	4,55 < 15- условие выполняется	4,55 > 3,75- условие выполняется
TV2K	4,55	4,55 < 15- условие выполняется	4,55 > 3,75- условие выполняется

8.3.6 Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ и 110 кВ

Трансформаторы тока выбираются:

- по номинальному напряжению;
- по максимальному току нагрузки;

- по динамической стойкости;
- по термической стойкости;
- по мощности нагрузки вторичной обмотки в требуемом классе точности.

Трансформатор тока 110 кВ должен соответствовать параметрам, представленным в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Параметры трансформатора тока 110 кВ

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 84,34 \text{ А}$	$I_{\text{ном.ТТ-СВ}} = \underline{600} \text{ 200 100} / 5$ $I_{\text{ном.ТТ-В}} = 400 \text{ 200 } \underline{100} / 5$ $I_{\text{ном.ТТ-Г}} = 400 \text{ 200 } \underline{100} / 5$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}} = 29,7 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 334,06 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12288 \text{ кА}^2\text{с}$

Существующие трансформаторы тока 110 кВ типа ТФЗМ-110 соответствуют условиям выбора и не требуют замены.

Выбраны трансформаторы тока с коэффициентом трансформации 1000/5 А для трансформаторных ячеек, 600/5 для ячейки СВ и 200/5 для линейных ячеек 10 кВ. Для 10 кВ применяем трансформаторы тока ТОЛ-10.

Таблица 8.11. – Параметры трансформаторов тока 10 кВ

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}}$	$I_{\text{ном.}} = 577,35 \text{ А}$	$I_{\text{ном.ТТ-СВ}} = \underline{1000} \text{ 800 600} / 5$ $I_{\text{ном.ТТ-В}} = 1000 \text{ 800 } \underline{600} / 5$ $I_{\text{ном.ТТ-Г}} = 1000 \text{ 800 600 } \underline{200} / 5$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}} = 21,21 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 170,44 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$

8.3.7 Определение расчетной нагрузки на обмотки трансформаторов тока 10 кВ для подключения средств измерений

Мощность вторичных обмоток трансформаторов тока для подключения

средств измерений $S_{\text{ном.}}$ выбирается из ряда номинальных значений по ГОСТ 7746-2015.

Проверка соответствия условий работы трансформаторов тока требуемому классу точности производится сопоставлением их фактической (расчетной) нагрузки с допустимой номинальной для данного класса точности ($R_{\text{доп.}} > R_{\text{расч.}}$).

Расчетная нагрузка трансформаторов тока, соединенных в звезду, определяется по формуле:

$$R_{\text{расч.}} = R_{\text{каб.}} + R_{\text{приб.}} + R_{\text{пер.}}; \quad (8.19)$$

где $R_{\text{расч.}}$ – расчетное сопротивление рассматриваемой цепи, Ом;

$R_{\text{каб.}}$ – сопротивление проводов и кабелей вторичной цепи, Ом;

$R_{\text{приб.}}$ – сопротивление приборов, Ом;

$R_{\text{пер.}}$ – суммарное переходное сопротивление контактов и клемм (значение принимается равным 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов).

$$R_{\text{каб.}} = \frac{l}{\rho \cdot S}; \quad (8.20)$$

где l – длина кабеля, м;

S – сечение кабеля, мм²;

ρ – удельная проводимость, равная 57 для меди, $\frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$.

Рассчитаем допустимую нагрузку на вторичную обмотку для трансформаторов тока:

$$R_{\text{доп.}} = \frac{S_{\text{ном.}}}{I_2^2}; \quad (8.21)$$

где $R_{\text{доп.}}$ – допустимое сопротивление нагрузки ТТ, Ом;

I_2 – вторичный номинальный ток трансформатора тока;

$S_{\text{ном.}}$ – номинальная мощность обмотки трансформатора тока.

В соответствии с ГОСТ 7746-2015, нагрузка (сопротивление) вторичной цепи трансформатора тока должна находиться в пределах 25-100 % от номинальной нагрузки трансформатора тока.

$S_{\text{факт.}} > S_{\text{мин.}} = 7,5 \text{ В} \cdot \text{А}$ для трансформаторов тока с номинальной вторичной нагрузкой 30 В·А.

Фактическая мощность нагрузки, В·А.

$$S_{\text{факт.}} = I_2^2 \cdot (R_{\text{каб.}} + R_{\text{приб.}} + R_{\text{пер.}}); \quad (8.22)$$

Рассчитаем допустимую нагрузку на вторичную обмотку с классом точности 0,5 для трансформаторов тока вводов 10 кВ трансформаторов и секционного выключателя.

$S_{\text{расч.}} > S_{\text{мин.}} = 7,5 \text{ В} \cdot \text{А}$ для трансформаторов тока с номинальными вторичными нагрузками 30 В·А.

Результаты расчетов отражены в таблице 8.12.

Таблица 8.12 – Определение расчетной нагрузки на трансформаторы тока вводов 10 кВ трансформаторов и СВ 10 кВ

Присоединение	Трансформатор тока		Длина, м	$R_{\text{каб.}}$, Ом	$R_{\text{приб.}}$, Ом	$R_{\text{пер.}}$, Ом	$S_{\text{факт.}}$, В·А	$R_{\text{расч.}}$, Ом	Примечание $R_{\text{доп.}} > R_{\text{расч.}}$
	Мощность обмотки,	$R_{\text{доп.}}$, Ом							
Ввод трансформатора	30	1,2	105	0,736	0,028	0,05	20,35	0,814	1,2 > 0,814
СВ 110 кВ	30	1,2	120	0,842	0,024	0,05	22,9	0,916	1,2 > 0,916

Рассчитаем допустимую нагрузку на вторичную обмотку с классом точности 0,5 для трансформаторов тока 10 кВ линий и резерва.

$S_{\text{расч.}} > S_{\text{мин}} = 1,75 \text{ В} \cdot \text{А}$ для трансформаторов тока с номинальными вторичными нагрузками $3 \text{ В} \cdot \text{А}$.

Результаты расчетов отражены в таблице 8.13.

Таблица 8.13 – Определение расчетной нагрузки на трансформаторы тока линий 10 кВ и резерва

Присоединение	Трансформатор тока		Длина, м	$R_{\text{каб.}}$, Ом	$R_{\text{приб.}}$, Ом	$R_{\text{пер.}}$, Ом	$S_{\text{факт.}}$, В·А	$R_{\text{расч.}}$, Ом	Примечание $R_{\text{доп.}} > R_{\text{расч.}}$
	Мощность обмотки, S, В·А	$R_{\text{доп.}}$, Ом							
Линия	3	0,12	5	0,035	0,004	0,05	2,225	0,089	$1,2 > 0,089$
Резерв	3	0,12	5	0,035	0,004	0,05	2,225	0,089	$1,2 > 0,089$

Как видно из результатов, принятые трансформаторы тока соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке.

8.4 Выбор и проверка ОПН

ОПН нужен для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. ОПН состоят из колонок металлооксидных варисторов, создаваемых на основе оксида цинка с небольшими добавками других металлов. Эти колонки находятся в полимерных или фарфоровых крышках [12].

Порядок выбора ОПН:

- выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН;
- выбор номинального напряжения ОПН по условиям работы в квазиустановившихся режимах;
- выбор класса пропускной способности ОПН;
- выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности;
- определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях;
- определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях;

Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН.

Для увеличения надежности выбирают ОПН с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением ($U_{нр}$) выше наибольшего значения рабочего напряжения сети в точке его установки ($U_{нс}$) по условию:

$$U_{нр} \geq 1.05 \cdot U_{нс}; \quad (8.23)$$

Здесь 1.05 – коэффициент запаса, учитывающий увеличение максимального напряжения сети из-за гармоник.

Выбор номинального напряжения.

Номинальное напряжение ОПН выбирают в зависимости от квазистационарных перенапряжений в сети в месте установки ОПН, принимая во внимание их амплитуды и продолжительность [12].

Номинальное напряжение ОПН должно быть не менее большего эквивалентного квазистационарного перенапряжения, определяемого по формуле:

$$U_{экр} = U_{к} \cdot \left(\frac{T_{к}}{10} \right)^m; \quad (8.24)$$

где $U_{к}$ - амплитуда квазистационарного перенапряжения;

$T_{к}$ - продолжительность квазистационарного перенапряжения в секундах;

$U_{экр}$ - амплитуда эквивалентного 10-секундного квазистационарного перенапряжения;

m - показатель степени, описывающей характеристику ОПН «напряжение промышленной частоты в зависимости от времени». В качестве усредненного значения может принять $m = 0,02$.

Выбор номинального разрядного тока и класса пропускной способности.

Способность ОПН поглощать энергию связана с номинальным разрядным током. Поглощение энергии ОПН, обусловленное воздействием переходного перенапряжения сети, зависит от свойства ОПН «остающееся напряжение – ток» и от номинального разрядного тока.

Номинальный разрядный ток выбирают в соответствии с грозовым разрядным током через ОПН, от которого требуется защитить оборудование [12].

Как правило, в зависимости от ожидаемого грозового разрядного тока приемлемы следующие значения:

- Сети напряжением от 1 до 220 кВ: 5 или 10 кА.

В сетях диапазонов I и II, где линейные расстояния между ОПН небольшие, ОПН на распределительных трансформаторах с номинальным разрядным током 5 кА достаточно надежны.

В сетях напряжением 110 кВ и выше, рекомендуются ОПН с номинальным разрядным током 10 кА.

ОПН должны иметь возможность поглощать энергию, возникающую из-за перенапряжений в сети. Считаются опасными кратковременные перенапряжения, которые возникают вследствие:

- включения или повторного включения длинных линий;
- отключения батарей конденсаторов или кабелей силовыми выключателями, допускающими повторные зажигания дуги;
- ударов молнии в провода воздушной линии с высоким уровнем изоляции или обратных перекрытий, близких к месту установки ОПН.

Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности.

Под током взрывобезопасности ОПН, $I_{вз.без}$ понимают максимальное действующее значение установившегося большого тока короткого замыкания, при котором он еще сохраняет свою взрывобезопасность [12].

Если происходит внутреннее повреждение ОПН аварийный ток, который в нем протекает не должен вызывать разрушение покрышки по средствам взрыва. Следовательно, должно быть обеспечено выдерживание ОПН аварийного тока,

который будет либо такой же, либо больше, чем наибольший аварийный ток через ОПН в точке его установки.

$$I_{\text{кз}} < I_{\text{вз.бесз}} ; \quad (8.25)$$

Значения токов срабатывания у ОПН отличается в разы. В процессе испытаний противозрывного устройства нужно обеспечить его срабатывание при максимально возможных токах за несколько сотых долей секунды, при минимальных токах (порядка 0.5 кА) за время до 0.5 с. [12].

Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях.

ОПН нужно проверить на то что он сможет обеспечить защитный уровень коммутационных перенапряжений. Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ОПН, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15-20 % ниже испытательного напряжения $U_{\text{ки}}$ коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования:

$$U_{\text{ост.к}} \leq U_{\text{ки}} / (1.15-1.2) ; \quad (8.26)$$

Для оборудования со сроком эксплуатации свыше 10 лет рекомендуется увеличить эту разницу до 30-40 %.

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{\text{ки}} = 1.41 \cdot 1.35 \cdot 0.9 \cdot U_{\text{исп50}} ; \quad (8.27)$$

где $U_{\text{исп50}}$ – 50 % испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе.

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, $A_{вн}$:

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0.15-0.25); \quad (8.28)$$

где $U_{доп}$ - допустимый уровень внутренних перенапряжений;

$U_{ост.к}$ – остающееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе.

Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям, $A_{гр}$:

$$A_{гр} = (U_{исп} - U_{ост}) / U_{исп} > (0.2-0.25); \quad (8.29)$$

где $U_{исп}$ – значение грозового испытательного импульса;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе;

$(0.2 - 0.25)$ – координационный интервал.

ОПН, выбранный по всем указанным условиям, соответствующим его применению, обеспечит надежную защиту электроустановок [12].

Проверка ОПН – 10 кВ.

РУ – 10 кВ проверим ОПН типа ОПН-10/12-10/650 (II) УХЛ1.

Выбор по напряжению установки выполняется по следующему соотношению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (8.30)$$

$$10 \leq 10 \text{ кВ.}$$

Условия выполняются.

Выбор по наибольшему длительно допустимому напряжению:

$$U_{\text{н.р.д}} = 1.05 \cdot \frac{U_{\text{н.р.с}}}{\sqrt{3}} ; \quad (8.31)$$

где $U_{\text{нрс}}$ – наибольшее рабочее напряжение сети согласно ГОСТ Р 55195-2012 [9].

$$U_{\text{н.р.д}} = 1.05 \cdot \frac{12}{\sqrt{3}} = 7,28 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}} \quad (8.32)$$

$$7,28 \leq 12 \text{ кВ.}$$

Условия выполняются.

Выбор по условию взрывобезопасности:

$$I_{\text{в.б}} > 1.2 \cdot I_{\text{ПО}} ; \quad (8.33)$$

Для выбранного ОПН $I_{\text{в.б}}$ ток взрывобезопасности равен 40 кА.

$$40 > 1.2 \cdot 7,5 = 9 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

Выбор по временно допустимому повышению напряжения.

Максимальное значение напряжения при однофазном КЗ на шинах ОРУ:

$$U_{\text{н.р}} = 1.15 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 6,64 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{у}} = 1.4 \cdot U_{\text{н.р}} ; \quad (8.34)$$

$$U_y = 1.4 \cdot 6,64 = 9,3 \text{ кВ.}$$

Кратность перенапряжения равна:

$$\frac{U_y}{U_{\text{н.р.ном}}}; \quad (8.35)$$

$$\frac{9,3}{6,64} = 1,4.$$

Время в течении, которого выдерживается перенапряжение выбранного ОПН $t_{\text{ОПН}} = 1400 \text{ с.}$

Значение средней длительности при одностороннем отключении однофазного КЗ $t = 4 \text{ с.}$

$$t_{\text{ОПН}} > t; \quad (8.36)$$

$$1400 > 4 \text{ с.}$$

Условие выполняется.

Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

Максимальное значение остающихся перенапряжений при грозовом импульсе с амплитудой 10 кА для ОПН работающих в сетях 10 кВ не должно превышать 45 кВ.

Для выбранного ОПН $U_{\text{ост.ном}} = 36 \text{ кВ.}$

$$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}; \quad (8.37)$$

$$36 < 45 \text{ кВ.}$$

Определение защитного уровня при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_{\text{н}} \cdot K_{\text{к}} \cdot U_{\text{исп}}}{1.2}; \quad (8.38)$$

где $K_{\text{н}}$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием. Для трансформаторов и электрических машин $K_{\text{н}}=1.35$;

$K_{\text{к}}$ - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции. Для трансформаторов и электрических машин $K_{\text{к}}=0.9$.

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1.35 \cdot 0.9 \cdot 35}{1.2} = 50,12 \text{ кВ.}$$

Для выбранного ОПН $U_{\text{ост.к.ном}}=30,7 \text{ кВ.}$

$$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}; \quad (8.39)$$

$$30,7 < 50,12 \text{ кВ.}$$

Выбор по длине утечки внешней изоляции ОПН.

Согласно ГОСТ Р 55195-2012 [9] для района с первой степенью загрязненности окружающей среды для подстанционного оборудования длина пути утечки должна быть не менее $l_{\text{утеч}} = 30 \text{ см.}$

Для выбранного ОПН $l_{\text{утеч.ном}} = 22 \text{ см.}$

Результаты расчета и каталожные данные приведено в таблице 8.14.

Таблица 8.14 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{н.р.ном}} = 12 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} = 7.28 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}}$
$I_{\text{в.б}} = 40 \text{ кА}$	$1.2 \cdot I_{\text{по}} = 9 \text{ кА}$	$I_{\text{в.б}} > 1.2 \cdot I_{\text{по}}$
$t_{\text{опн}} = 14400 \text{ с}$	$t = 4 \text{ с}$	$t_{\text{опн}} > t$
$U_{\text{ост.ном}} = 36 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.гр}} = 45 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}$
$U_{\text{ост.к.ном}} = 30.7 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к}} = 50.12 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}$
$I_{\text{утеч.ном}} = 30 \text{ см}$	$I_{\text{утеч}} = 22 \text{ см}$	$I_{\text{утеч.ном}} > I_{\text{утеч}}$

Вывод: выбранные ОПН, соответствуют условиям эксплуатации.

9.1 Расчет токов КЗ 10 кВ

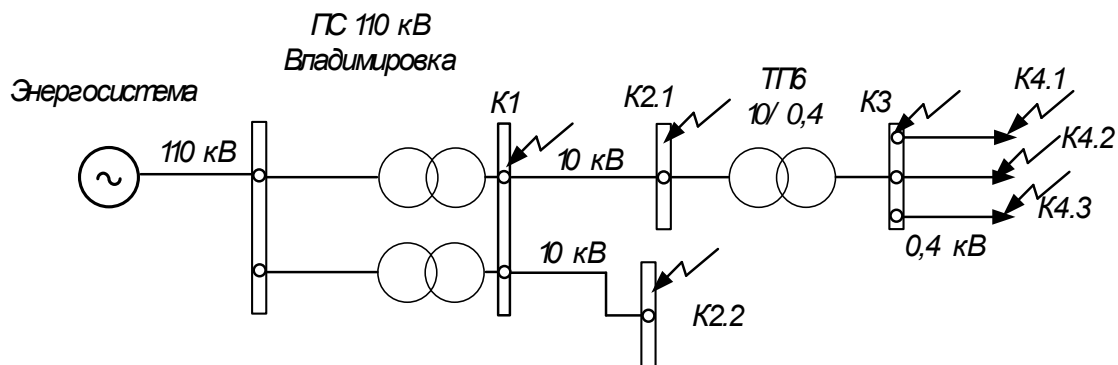


Рисунок 9.1 - Электрическая схема сети

С целью упрощения никакую аппаратуру на высокой стороне не выбираем. Выбираем упрощённый вариант КТП со стороны 10 кВ - только предохранители, разъединители и разрядники. Сопротивление контактов и первичной обмотки трансформаторов тока пренебрегаем.

Считаем токи в точках:

K1 – ток трёхфазного к.з. $I_{K1}^{(3)}$ и ударный ток $i_{y\partial 1}$.

На подстанции 10/0,4 сопротивлением предохранителей на высокой стороне пренебрегаем, так как считаем максимальные токи.

K2 – ток трёхфазного к.з. $I_{K2}^{(3)}$, ударный ток $i_{y\partial 2}$ и ток двухфазного к.з. $I_{K2}^{(2)}$ в самой электрически удалённой точке не обязательно перед трансформатором ТПБ, так как в QF1 выбираем токовую защиту, этот вид защиты проверяется на минимальный ток к.з. – это токи двухфазного к.з. в сети 10 кВ.

В сети низкого напряжения на шинах рассчитываем $I_{K3}^{(3)}$, $i_{уд3}$, $I_{K3}^{(1)}$, так как предохранители на высокой стороне должны обеспечивать отключение минимальных токов к.з. на низкой стороне, это однофазные токи к.з.

Автоматические выключатели должны обеспечивать отключение минимальных токов к.з., поэтому в каждой линии определяем наиболее удалённые точки в каждой из линий К4.

В точках К4 необходимо рассчитать $I_{К4}^{(1)}$ - ток однофазного к.з.

Также если аппарат не обеспечивает быстродействия используется приставка, таким образом рассчитывается ток двухфазного к.з. $I_{К4}^{(2)}$.

Точка К2 является наиболее электрически удалённой от ЦП, следовательно ток двухфазного к.з. рассчитываем в ней.

Можем составить схему замещения в, соответствии с которой будем производить расчёт токов к.з.

Параметры проводов ВЛ 110 кВ Сведём в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 - Данные проводов ВЛ 110 кВ

№ участка	Марка провода	Длина участка	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
1	АС120	0,07	0,249	0,4

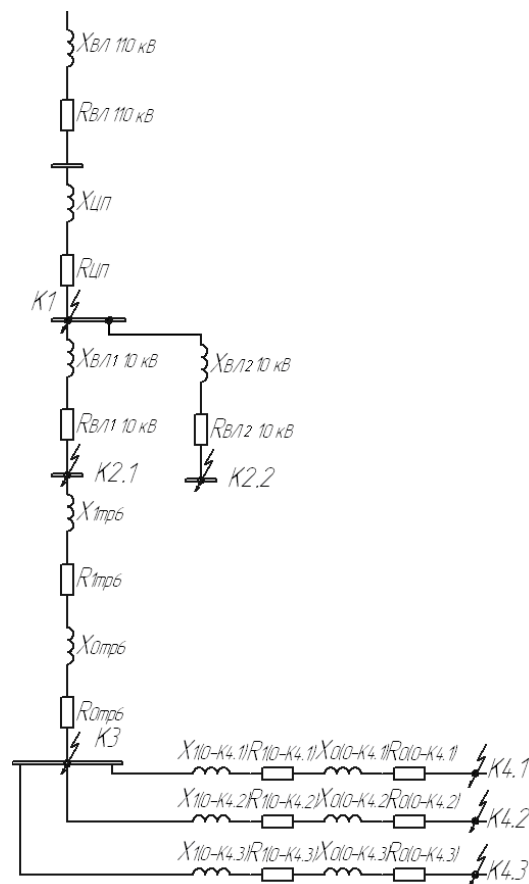


Рисунок 9.2 - Электрическая схема замещения для расчёта токов к.з.

Принимаем базисное напряжение $U_6=10$ кВ.

Ток трёхфазного к.з. равен:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\text{эквК1}}^2 + x_{\text{эквК1}}^2}}, \quad (9.1)$$

где $r_{\text{эквК1}}, x_{\text{эквК1}}$ - эквивалентное приведённое сопротивление до точки к.з. от источника питания.

Так как мощность сети равна бесконечности, то сопротивлением сети пренебрегаем.

$$r_{\text{1ВЛ110}} = \sum (r_{0i} \cdot l_i) = r_{01} \cdot l_1 + r_{02} \cdot l_2, \quad (9.2)$$

где r_{0i} - удельное сопротивление прямой последовательности для данного сечения проводника с длиной 1 км.

$$r_{\text{1ВЛ110}} = 0,249 \cdot 0,77 + 0,42 \cdot 0,77 = 0,515 \text{ Ом.}$$

$$x_{\text{1ВЛ110}} = \sum (x_{0i} \cdot l_i) = x_0 \cdot (l_{01} + l_{12}), \quad (9.3)$$

$$x_{\text{1ВЛ110}} = 0,4 \cdot (0,24 + 0,495) = 0,116 \text{ Ом,}$$

$$x_{\text{1ВЛ110}}^0 = x_{\text{1ВЛ110}} \cdot \left(\frac{U_6}{U_H}\right)^2 =, \quad (9.5)$$

$$x_{\text{1ВЛ110}}^0 = 0,116 \cdot \left(\frac{10}{110}\right)^2 = 0,213 \text{ Ом,}$$

$$r_{ЦП}^{\circ} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\delta}^2}{S_H^2} = \frac{60 \cdot 10^3 \cdot 10^2 \cdot 10^6}{10000^2 \cdot 10^6} = 0,06 \text{ Ом}, \quad (9.6)$$

$$x_{ЦП}^{\circ} = \frac{10 \cdot U_{K\%} \cdot U_{\delta}^2}{S_H} = \frac{10 \cdot 10,5 \cdot 10^2}{10000} = 1,05 \text{ Ом}, \quad (9.7)$$

$$r_{1ВЛ10} = \Sigma \cdot (r_{01i} \cdot l_i) = 3,91 \text{ Ом}, \quad (9.8)$$

$$x_{1ВЛ10} = \Sigma \cdot (x_{01i} \cdot l_i) = 2,44 \text{ Ом}. \quad (9.10)$$

Сопротивление до точки К1:

$$r_{ЭКВК1}^{\circ} = r_{1ВЛ10}^{\circ} + \frac{r_{ЦП}^{\circ}}{2} = 0,177 + \frac{0,06}{2} = 0,207 \text{ Ом}, \quad (9.11)$$

$$x_{ЭКВК1}^{\circ} = x_{1ВЛ10}^{\circ} + \frac{x_{ЦП}^{\circ}}{2} + x_c = 0,213 + \frac{1,05}{2} = 0,738 \text{ Ом}. \quad (9.12)$$

До точки К2.1:

$$r_{ЭКВК2.1}^{\circ} = r_{ЭКВК1}^{\circ} + r_{1ВЛ10}^{\circ} = 0,207 + 3,91 = 4,117 \text{ Ом}, \quad (9.13)$$

$$x_{ЭКВК2.1}^{\circ} = x_{ЭКВК1}^{\circ} + x_{1ВЛ10}^{\circ} = 0,738 + 2,44 = 3,178 \text{ Ом}, \quad (9.14)$$

Определяем токи трёхфазного к.з.

В точке К1:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\text{ЭКВК1}}^2 + x_{\text{ЭКВК1}}^2}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,207^2 + 0,738^2}} = 7532,5 \text{ A}, \quad (9.15)$$

$$i_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot I_{K1}^{(3)} \cdot K_{y\partial} \quad (9.16)$$

где $K_{y\partial}$ - ударный коэффициент, $K_{y\partial} = 1 + \sin \varphi_k \cdot e^{-\frac{t_{y\partial}}{T_A}}$ (9.17)

$$\varphi_{k1} = \arctg \frac{x_{\text{ЭКВК1}}}{r_{\text{ЭКВК1}}} = \arctg \frac{0,738}{0,207} = 74,33^\circ, \quad (9.18)$$

$$T_{a1} = \frac{x_{\text{ЭКВК1}}}{\omega \cdot r_{\text{ЭКВК1}}} = \frac{0,738}{314 \cdot 0,207} = 0,0114 \text{ с}, \quad (9.19)$$

$$t_{y\partial 1} = 0,01 \cdot \left(\frac{\varphi_k + 90^\circ}{180^\circ} \right) = 0,01 \cdot \left(\frac{74,33 + 90}{180} \right) = 0,00913 \text{ с}, \quad (9.20)$$

$$K_{y\partial 1} = 1 + \sin 74,26 \cdot e^{-\frac{0,00913}{0,0114}} = 1,432,$$

$$i_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot 7532,5 \cdot 1,432 = 15254,5 \text{ A}.$$

В точке К2.1:

$$I_{K2.1}^{(3)} = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\text{ЭКВК2.1}}^2 + x_{\text{ЭКВК2.1}}^2}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{4,117^2 + 3,178^2}} = 1110,1 \text{ A},$$

$$\phi_{к2.1} = \arctg \frac{X_{\text{ЭКВК}2.1}}{r_{\text{ЭКВК}2.1}} = \arctg \frac{3,178}{4,117} = 37,67^\circ,$$

$$\phi_{к2.1} = \arctg \frac{X_{\text{ЭКВК}2.1}}{r_{\text{ЭКВК}2.1}} = \arctg \frac{3,178}{4,117} = 37,67^\circ,$$

$$t_{\text{уд}2.1} = 0,01 \cdot \left(\frac{\phi_{к} + 90^\circ}{180^\circ} \right) = 0,01 \cdot \left(\frac{37,67 + 90}{180} \right) = 0,00709 \text{ с},$$

$$K_{\text{уд}2.1} = 1 + \sin 37,67 \cdot e^{\frac{0,00709}{0,00246}} = 1,034,$$

$$i_{\text{удК}2.1} = \sqrt{2} \cdot 1110,1 \cdot 1,034 = 1623,3 \text{ А}.$$

Определяем токи двухфазного к.з.

$$I_{\text{К}2.1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К}2.1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1638,5 = 1419 \text{ А}. \quad (9.21)$$

Для того, чтобы рассчитать токи к.з. на стороне 0,4 кВ в точках К3 и К4 приведём все сопротивления к стороне 0,4 кВ, то есть примем за $U_{\text{бл}} = 0,4 \text{ кВ}$.

Приведём к стороне 0,4 суммарные сопротивления до точки К2.1.

$$r_{\text{ЭКВ}0,4} = r_{\text{ЭКВК}2.1} \cdot \left(\frac{U_{\text{бл}}}{U_{\text{бл}}'} \right)^2 = 4,117 \cdot \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,00659 \text{ Ом}, \quad (9.22)$$

$$X_{\text{ЭКВ}0,4} = X_{\text{ЭКВК}2.1} \cdot \left(\frac{U_{\text{бл}}}{U_{\text{бл}}'} \right)^2 = 3,178 \cdot \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,00508 \text{ Ом}. \quad (9.23)$$

Сопротивления трансформатора 10/0,4 берём из методических указаний.

$$R_{1\text{тр}6} = 0,032 \text{ Ом}, X_{1\text{тр}6} = 0,072 \text{ Ом}.$$

Определяем сопротивления прямой последовательности до точек К4.1, К4.2, К4.3 от шин 0,4 кВ подстанции 10/0,4:

$$r_{1(0\text{-К}4.1)} = 0,641 \cdot (0,01 + 0,18) + 0,868 \cdot 0,14 = 0,2433 \text{ Ом}.$$

$$x_{1(0\text{-К}4.1)} = 0,101 \cdot (0,01 + 0,18) + 0,104 \cdot 0,14 = 0,0338 \text{ Ом}.$$

$$r_{1(0\text{-К}4.2)} = 0,868 \cdot (0,18 + 0,12 + 0,2) = 0,434 \text{ Ом}.$$

$$x_{1(0\text{-К}4.2)} = 0,104 \cdot (0,18 + 0,12 + 0,2) = 0,052 \text{ Ом}.$$

$$r_{1(0\text{-К}4.3)} = 0,641 \cdot 0,24 + 0,868 \cdot 0,24 = 0,3621 \text{ Ом}.$$

$$x_{1(0\text{-К}4.3)} = 0,101 \cdot 0,24 + 0,104 \cdot 0,24 = 0,0492 \text{ Ом}.$$

Определим эквивалентные сопротивление до точки К3:

$$\overset{\circ}{r}_{\text{ЭКВК}3} = \overset{\circ}{r}_{\text{ЭКВ}0,4} + R_{1\text{тр}6} = 0,00659 + 0,032 = 0,0386 \text{ Ом}, \quad (9.24)$$

$$\overset{\circ}{x}_{\text{ЭКВК}3} = \overset{\circ}{x}_{\text{ЭКВ}0,4} + X_{1\text{тр}6} = 0,00508 + 0,072 = 0,0771 \text{ Ом}, \quad (9.25)$$

Определим ток трёхфазного к.з. в точке К3

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\text{ЭКВКЗ}}^2 + x_{\text{ЭКВКЗ}}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,0386^2 + 0,0771^2}} = 2678,4 \text{ А},$$

$$\phi_{k3} = \arctg \frac{x_{\text{ЭКВКЗ}}}{r_{\text{ЭКВКЗ}}} = \arctg \frac{0,0771}{0,0386} = 63,41^\circ,$$

$$T_{a3} = \frac{x_{\text{ЭКВКЗ}}}{\omega \cdot r_{\text{ЭКВКЗ}}} = \frac{0,077}{314 \cdot 0,0386} = 0,00636 \text{ с},$$

$$t_{\text{уд3}} = 0,01 \cdot \left(\frac{\phi_k + 90^\circ}{180^\circ} \right) = 0,01 \cdot \left(\frac{63,41 + 90}{180} \right) = 0,00852 \text{ с},$$

$$K_{\text{уд3}} = 1 + \sin 63,41^\circ \cdot e^{\frac{0,00852}{0,00636}} = 1,234,$$

$$i_{\text{удКЗ}} = \sqrt{2} \cdot 2678,4 \cdot 1,234 = 4674,2 \text{ А}.$$

Чтобы определить ток однофазного к.з. в точке КЗ рассчитаем сопротивление нулевой последовательности трансформатора 10/0,4 (Y/Y0):

$$R_{0\text{тр6}} = 10 \cdot R_{1\text{тр6}} = 10 \cdot 0,032 = 0,32 \text{ Ом}, \quad (9.26)$$

$$X_{0\text{тр6}} = 7 \cdot X_{1\text{тр6}} = 7 \cdot 0,072 = 0,504 \text{ Ом}. \quad (9.27)$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Л}}}{\sqrt{(2 \cdot r_{\text{ЭКВКЗ}} + R_{0\text{тр6}})^2 + (2 \cdot x_{\text{ЭКВКЗ}} + X_{0\text{тр6}})^2}} = 901,2 \text{ А}.$$

Ток в поврежденной фазе на стороне 10 кВ будет равен:

$$I_{\text{повр}} = \frac{2}{3} \cdot \left(\frac{1}{K} \right) \cdot I_{\text{кз}}^{(1)} = \frac{2}{3} \cdot \left(\frac{0,4}{10} \right) \cdot 901,2 = 24,032 \text{ А.} \quad (9.28)$$

Ток в неповрежденной фазе на стороне 10 кВ будет равен:

$$I_{\text{неповр}} = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{1}{K} \right) \cdot I_{\text{кз}}^{(1)} = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{0,4}{10} \right) \cdot 901,4 = 12,016 \text{ А.} \quad (9.29)$$

Рассчитаем токи однофазных к.з. в точках К4.1, К4.2 и К4.3

Определим сопротивления нулевой последовательности до точек К4.1, К4.2 и К4.3.

Учитывая влияние повторных заземлений:

$$r_{0\text{ВЛ}} = r_{0\text{уд}} \cdot l \cdot k_C \cdot k_R, \quad (9.30)$$

$$x_{0\text{ВЛ}} = x_{0\text{уд}} \cdot l \cdot k_C \cdot k_X, \quad (9.31)$$

где $k_C = 0,91$ - коэффициент сезонности /3/;

k_R, k_X - поправочные коэффициенты к активным и индуктивным сопротивлениям петли фаза-ноль соответственно, зависят от повторных заземлений;

$r_{0\text{уд}}, x_{0\text{уд}}$ - значения удельных сопротивлений петли «фазный провод - нулевой провод» по приложению 3 ГОСТ Р 50270.

Сопротивления нулевой последовательности:

$$r_{0(0-K4.1)} = 2,449 \cdot (0,01 + 0,18) + 2,97 \cdot 0,14 = 0,881 \text{ Ом.}$$

$$x_{1(0-K4.1)} = 0,949 \cdot (0,01 + 0,18) + 1,241 \cdot 0,14 = 0,354 \text{ Ом.}$$

$$x_{1(0-K4.1)} = 0,949 \cdot (0,01 + 0,18) + 1,241 \cdot 0,14 = 0,354 \text{ Ом.}$$

$$x_{1(0-K4.2)} = 1,241 \cdot (0,18 + 0,12 + 0,2) = 0,621 \text{ Ом.}$$

$$r_{1(0-K4.2)} = 2,449 \cdot 0,24 + 2,97 \cdot 0,24 = 1,301 \text{ Ом.}$$

$$x_{1(0-K4.2)} = 0,949 \cdot 0,24 + 1,241 \cdot 0,24 = 0,526 \text{ Ом.}$$

Вычислим токи однофазного к.з. в точках К4.1, К4.2 и К4.3:

$$I_{K4.1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{Л}}{\sqrt{\left(2 \cdot \left(r_{\text{ЭКВКЗ}} + r_{1(0-K4.1)}\right) + R_{\text{опр6}} + r_{0(0-K4.1)}\right)^2 + \left(2 \cdot \left(x_{\text{ЭКВКЗ}} + x_{1(0-K4.1)}\right) + X_{\text{опр6}} + x_{0(0-K4.1)}\right)^2}} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot (0,0386 + 0,2433) + 0,32 + 0,881)^2 + (2 \cdot (0,0771 + 0,0338) + 0,504 + 0,354)^2}} = 334,9 \text{ А.}$$

$$I_{K4.2}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{Л}}{\sqrt{\left(2 \cdot \left(r_{\text{ЭКВКЗ}} + r_{1(0-K4.2)}\right) + R_{\text{опр6}} + r_{0(0-K4.2)}\right)^2 + \left(2 \cdot \left(x_{\text{ЭКВКЗ}} + x_{1(0-K4.2)}\right) + X_{\text{опр6}} + x_{0(0-K4.2)}\right)^2}} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot (0,0386 + 0,434) + 0,32 + 1,485)^2 + (2 \cdot (0,0771 + 0,052) + 0,504 + 0,621)^2}} = 225,1 \text{ А.}$$

$$I_{K4.3}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{Л}}{\sqrt{\left(2 \cdot \left(r_{\text{ЭКВКЗ}} + r_{1(0-K4.3)}\right) + R_{\text{опр6}} + r_{0(0-K4.3)}\right)^2 + \left(2 \cdot \left(x_{\text{ЭКВКЗ}} + x_{1(0-K4.3)}\right) + X_{\text{опр6}} + x_{0(0-K4.3)}\right)^2}} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot (0,0386 + 0,3621) + 0,32 + 1,301)^2 + (2 \cdot (0,0771 + 0,0492) + 0,504 + 0,526)^2}} = 252,8 \text{ А.}$$

Для удобства сведем полученные токи КЗ в таблицу 9.2.

Таблица 9.2 – Ток КЗ

Место и вид КЗ	$I_{K1}^{(3)}$, кА	$I_{K2.1}^{(3)}$, кА	$I_{K2.1}^{(2)}$, кА	$I_{K3}^{(3)}$, кА	$I_{K3}^{(1)}$, кА	$I_{K4.1}^{(1)}$, кА	$I_{K4.2}^{(1)}$, кА	$I_{K4.3}^{(1)}$, кА
Ток КЗ, А	7,5	1,1	1,42	2,68	0,9	0,3	0,23	0,25

9.2 Расчет токов КЗ в сети 110 кВ

Расчет тока КЗ в сети 110 кВ выполнен аналогично.

Расчетная схема сети для расчета токов КЗ приведена на рисунке 9.3 результат приведен в таблице 9.3.

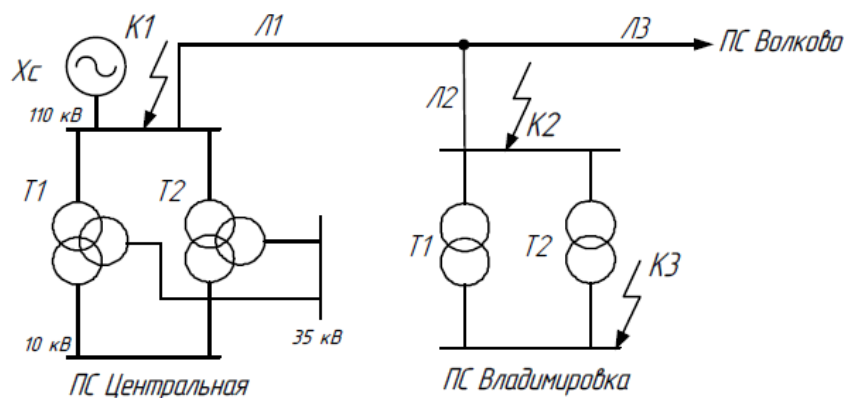


Рисунок 9.3 - Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

Таблица 9.3 – Результаты расчета

Точка К.З.	$I^{(3)}$, кА
К1	1,29
К2	1,12
К3	7,5

10 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ 10/0,4 КВ

10.1 Выбор оборудования и средств защиты ТП 10/0,4

Выберем оборудование и средства защиты ТП 10/0,4 кВ.

Выбираем разъединитель:

$$I_{P_{\max}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (10.1)$$

$$I_{P_{\max}} = \frac{121,7}{\sqrt{3} \cdot 10} = 7,34 \text{ А.}$$

Принимаем разъединитель РЛНД-10/400 У1:

$$U_H = 10 \text{ кВ}, \quad I_H = 400 \text{ А}, \quad i_{\text{дин(скв)}} = 25 \text{ кА}, \quad I_{\text{терм}} = 10 \text{ кА}, \quad t_{\text{терм}} = 4 \text{ с},$$

$$U_{\text{НА}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{НС}} = 10 \text{ кВ}, \quad I_H = 400 \text{ А} \geq I_{P_{\max}} = 7,34 \text{ А},$$

$$i_{\text{дин(скв)}} = 25 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 1,623 \text{ кА}.$$

$$B_{\text{Красч}} = B_{\text{КП}} + B_{\text{КА}},$$

$$B_{\text{КА}} = \left(I_{\text{Кmax}}^{(3)} \right)^2 \cdot T_a \cdot \left(1 + e^{-\frac{2 \cdot t_{\max}}{T_a}} \right),$$

$$B_{\text{КА}} = 2,648^2 \cdot 0,00636 \cdot \left(1 + e^{-\frac{2 \cdot 3}{0,00636}} \right) = 0,045 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{KA} = 1,11^2 \cdot 0,00246 \cdot \left(1 + e^{-\frac{2,3}{0,00246}} \right) = 0,003 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

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

$$B_{KH} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$B_{\text{Красч}} = 3,696 + 0,003 = 3,699 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{\text{Красч}} = 3,699 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < B_{KH} = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Высоковольтный предохранитель для защиты трансформатора:

$$I_{\text{Нтр}} = \frac{S_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}}, \quad (10.2)$$

$$I_{\text{Нтр}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,7 \text{ А}.$$

Принимаем предохранитель ПКТ101-1010-16-31,5 УЗ.

$$U_{\text{H}} = 10 \text{ кВ}, \quad I_{\text{Нест}} = 16 \text{ А}, \quad I_{\text{Поткл}} = 20 \text{ кА}.$$

ПКТ101-1010-16-31,5 УЗ соответствует КТП.

$$U_{\text{НА}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{НС}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{Нвст}} = 16 \text{ А} \geq I_{\text{Pmax}} = 7,34 \text{ А};$$

$$I_{\text{Нвст}} = 16 \text{ А} \geq I_{\text{Нтр}} = 5,7 \text{ А};$$

$$I_{\text{Нвст}} = 16 \text{ А} \geq 2,5 \cdot I_{\text{Нтр}} = 14,25 \text{ А};$$

$$I_{\text{Ноткл}} = 20 \text{ кА} \geq i_{\text{удmax}} = 1,623 \text{ кА};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кmin}}}{I_{\text{Нвст}}} \geq 1,5.$$

Принимаем $I_{\text{Кmin}} = 24,032 \text{ А}$, допускается, чтобы $K_{\text{ч}}$ обеспечивало отключение для любого из токов,

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кmin}}}{I_{\text{Нвст}}} \geq 1,5.$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{24,032}{16} = 1,502 \geq 1,5$$

Проверка по селективности.

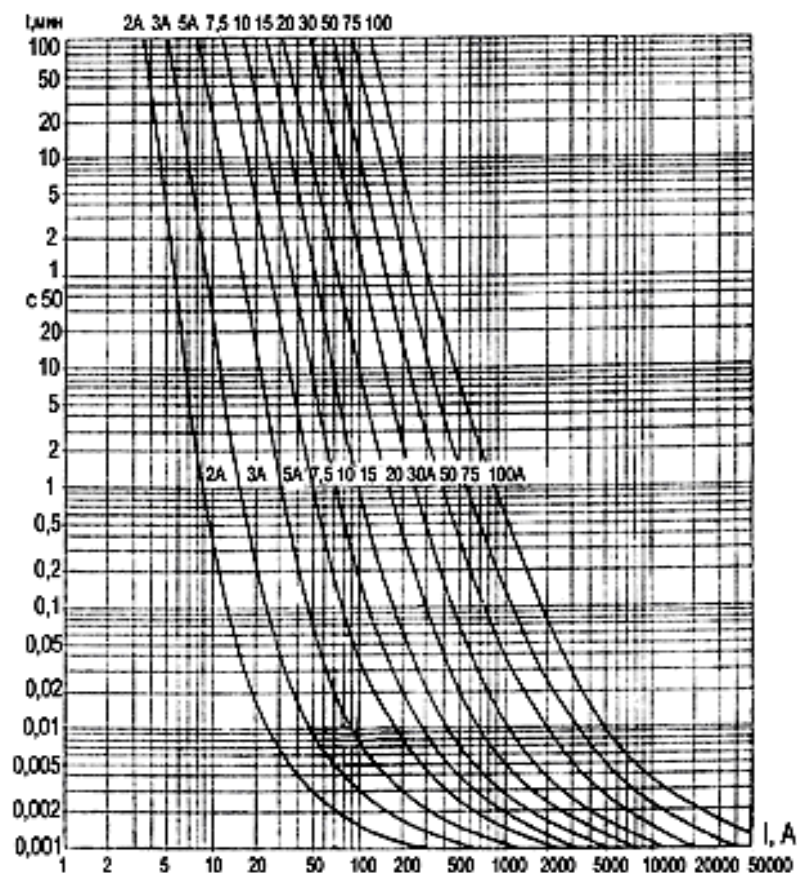


Рисунок 10.1 - Времятоковые характеристики ПКТ–10

При $I_{К3\ 10кВ}^{(3)} = 2678,4 \cdot \left(\frac{0,4}{10}\right) = 107,136\text{ А}$, $t_d \approx 1\text{ с}$, $1\text{ с} \leq 5\text{ с}$, значит, предохра-

нитель обеспечивает необходимое время срабатывания. При малых токах к.з. в сети 0,4 кВ (такие как $I_{К4.1\ 0,4кВ}^{(1)}$) время срабатывания предохранителя слишком велико, поэтому автоматический выключатель в сети 0,4 кВ работает быстрее.

Рубильник на стороне НН:

Выбор производится аналогично разъединителям.

$$I_{P\max} = \frac{121,7}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 175,7\text{ А}.$$

Принимаем рубильник Р32:

$$U_H = 380\text{ В}, \quad I_H = 250\text{ А}, \quad i_{\text{Ндун(скв)}} = 20\text{ кА}, \quad B_{KH} = 64\text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad t_{\text{Интерм}} = 1\text{ с}.$$

$$U_{HA} = 380\text{ В} = U_{HC} = 380\text{ В};$$

$$I_H = 250\text{ А} \geq I_{P\max} = 175,7\text{ А};$$

$$i_{\text{Ндун(скв)}} = 20\text{ кА} > i_{y0} = 4,443\text{ кА};$$

$$B_{KH} = 2,648^2 \cdot 3 = 21,04\text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{KA} = 2,648^2 \cdot 0,00636 \cdot \left(1 + e^{-\frac{2,3}{0,00636}}\right) = 0,045\text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{\text{Красч}} = 21,04 + 0,045 = 21,085\text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{\text{Красч}} = 3,699\text{ кА}^2 \cdot \text{с} < B_{KH} = 400\text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Разрядник на высокой стороне принимаем РВО-10 У1 $U_H = 10\text{ кВ}$.

Разрядник на низкой стороне принимаем РВН-0,4 У1 $U_H = 0,4\text{ кВ}$.

Трансформаторы тока для низкой стороны ТК-20 $I_{H1} = 200 \text{ A}$, $I_{H2} = 5 \text{ A}$.

Автоматические выключатели:

$$I_{Л1\max} = \frac{S_{1-0 \text{ Л1}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (10.3)$$

$$I_{Л1\max} = \frac{89,6}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 129,3 \text{ A},$$

$$I_{Л2\max} = \frac{17,2}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 24,8 \text{ A},$$

$$I_{Л3\max} = \frac{33,3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 48,1 \text{ A}.$$

Линия 1 $I_{Л1\max} = 129,3 \text{ A}$:

Принимаем автоматические выключатели типа А3720Б:

$$I_{HA} = 250 \text{ A}, \quad I_{H\text{тр}} = 250 \text{ A}, \quad I_{H\text{эм}} = 1500 \text{ A} \quad I_{\text{ПКС}} = 18 \text{ кА}.$$

Исполнение климатическое УЗ для КТП;

$$U_{HA} = 0,5 \text{ кВ} > U_{HC} = 0,4 \text{ кВ};$$

$$I_{HA} \geq I_{Л\max},$$

$$I_{HA} = 250 \text{ A} \geq I_{Л\max} = 129,3 \text{ A},$$

$$I_{H\text{мп}} \geq 1,1 \cdot (I'_{Л1\max} + 0,4 \cdot I_{Л1\max}),$$

$$I'_{Л1\max} = I_{Л1\max} - I_{H\text{дв}} = 129,3 - 36,88 = 92,42 \text{ A}$$

$$I_{Л1\max} = K_i \cdot I_{H\text{дв}} = 6 \cdot 36,88 = 221,28 \text{ A}$$

$$1,1 \cdot (92,42 + 0,4 \cdot 221,28) = 199,03 \text{ A}, \quad 271,05 > 146,4, \quad 221,8 > 199,03$$

$$I_{HA} = 250 \text{ A} \geq 199,03 \text{ A}$$

$$I_{HЭМ} \geq 1,2 \cdot (I''_{Л\max} + \Sigma I_{П\max}), I''_{Л\max} = I'_{Л\max} = 92,42 \text{ A}, \Sigma I_{П\max} = I_{П\max} = 221,28 \text{ A}$$

$$I_{HЭМ} \geq 1,2 \cdot (92,42 + 221,28) = 376,44 \text{ A},$$

$$I_{HA} = 250 \text{ A}, I_{HГР} = 250 \text{ A}, I_{HЭМ} = 1500 \text{ A} \quad I_{ПКС} = 18 \text{ кА}.$$

Проверка по отключающей способности:

$$I_{ПКС} \geq I_{K\max}^{(3)},$$

$$18 \text{ кА} \geq 2,678 \text{ кА}.$$

Проверка по времени действия при минимальных токах к.з. в зоне за-
щиты:

$$\text{Минимальный ток } I_{\min} = I_{4.1}^{(1)} = 339,4 \text{ A},$$

$$I_{HЭМ} \geq 1,2 \cdot (92,42 + 221,28) = 376,44 \text{ A}.$$

$t_d \leq 5 \text{ с}$, $t_d \approx 50 \text{ с}$, $50 \text{ с} > 5 \text{ с}$ - не удовлетворяет требованиям.

$$\text{Линия 2 } I_{Л2\max} = 24,8 \text{ A}:$$

Принимаем автомат с полупроводниковым расцепителем А3714Б:

$$I_{HA} = 160 \text{ A}, I_{Hmp} = 80 \text{ A}, I_i = 1600 \text{ A} \quad I_{ПКС} = 18 \text{ кА}.$$

Исполнение климатическое УЗ для КТП;

$$U_{HA} = 0,66 \text{ кВ} > U_{HC} = 0,4 \text{ кВ}$$

$$I_{Hmp} \geq 1,1 \cdot I_{Л2\max} = 1,1 \cdot 24,8 = 27,28 \text{ A}.$$

$$I_{Hmp} = 160 \text{ A} \geq 27,28 \text{ A}.$$

Проверка по отключающей способности:

$$I_{ПКС} \geq I_{K \max}^{(3)}, 18 \text{ кА} \geq 2,678 \text{ кА}.$$

Проверка по времени действия при минимальных токах к.з. в зоне защиты:

$$\text{Минимальный ток } I_{\min} = I_{4.2}^{(1)} = 225,1 \text{ А}, k = \frac{I_{\min Л2}}{I_{Л2 \max}} = \frac{225,1}{24,8} = 9,08.$$

$$t_d \leq 5 \text{ с}, t_d \approx 2,3 \text{ с}, 2,3 \text{ с} \leq 5 \text{ с} - \text{удовлетворяет требованиям.}$$

Линия 3 $I_{Л3 \max} = 48,1 \text{ А}$:

Принимаем автомат с полупроводниковым расцепителем А3714Б:

$$I_{НА} = 160 \text{ А}, I_{Нпр} = 80 \text{ А}, I_i = 1600 \text{ А}, I_{ПКС} = 18 \text{ кА}.$$

Исполнение климатическое УЗ для КТП;

$$U_{НА} = 0,66 \text{ кВ} > U_{НС} = 0,4 \text{ кВ};$$

$$I_{Нтр} \geq 1,1 \cdot I_{Л3 \max} = 1,1 \cdot 48,1 = 52,91 \text{ А},$$

$$I_{Нтр} = 160 \text{ А} \geq 52,91 \text{ А}.$$

Проверка по отключающей способности:

$$I_{ПКС} \geq I_{K \max}^{(3)}, 18 \text{ кА} \geq 2,678 \text{ кА}.$$

Проверка по времени действия при минимальных токах к.з. в зоне защиты.

$$\text{Минимальный ток } I_{\min} = I_{4.3}^{(1)} = 252,8 \text{ А}, k = \frac{I_{\min Л3}}{I_{Л3 \max}} = \frac{252,8}{48,1} = 5,26.$$

$t_d \leq 5 \text{ с}$, $t_d \approx 5,2 \text{ с}$, $5,2 \text{ с} > 5 \text{ с}$ - не удовлетворяет требованиям.

Так как выбранные автоматы не обеспечивают требуемого быстродействия либо срабатывают позже предохранителей на стороне ВН, то целесообразно использование совместного с ними приставок ЗТИ (защитная токовая приставка).

ЗТИ выполняет функцию защиты от междуфазных к.з. и имеет регулировку по токам уставки 100;160;250А. Кроме того выполняет функцию защиты от замыканий на землю и имеет нерегулируемый ток уставки 5;7А.

$$I_{y1p} \geq 0,6 \cdot I_{P_{\max}}, (40, 80, 120);$$

$$I_{y2p} \geq 1,1 \cdot (I'_{P_{\max}} + 0,4I_{L_{\max}}), (100, 160, 250 \text{ А})$$

Линия 1:

$$I_{y1p} = 0,6 \cdot I_{P_{\max}},$$

$$I_{y2p} = 1,1 \cdot (I'_{P_{\max}} + 0,4I_{L_{\max}}).$$

$$I_{y1p} = 0,6 \cdot 129,3 = 77,58 \text{ А},$$

$$I_{y2p} = 1,1 \cdot (92,42 + 0,4 \cdot 221,28) = 199,03 \text{ А}.$$

Принимаем:

$$I_{y1p} = 80 \text{ А},$$

$$I_{y2p} = 250 \text{ А}.$$

Время срабатывания определяется по выражению:

$$t_{\text{cp}} = \frac{4,2}{\frac{I_{\text{к}}}{I_{\text{y}}} - 1} \text{ с} \leq 5 \text{ с}; \quad (10.4)$$

$$t_{\text{cp}} = \frac{4,2}{\frac{334,9}{80} - 1} = 1,32 \text{ с} \leq 5 \text{ с}.$$

ЗТИ обеспечивает время действия при защите от однофазных к.з.

Рассчитываем ток мин. двухфазного к.з. для точки 4 линии 1.

$$I_{\text{к4.1}}^{(2)} = \frac{U_{\text{л}}}{2 \cdot \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (10.5)$$

$$I_{\text{к4.1}}^{(2)} = \frac{400}{2 \cdot \sqrt{0,282^2 + 0,111_{1\Sigma}^2}} = 659,94 \text{ А}.$$

$$t_{\text{cp}} = \frac{4,2}{\frac{I_{\text{к}}}{I_{\text{y}}} - 1} \text{ с} \leq 5 \text{ с}.$$

$$t_{\text{cp}} = \frac{4,2}{\frac{659,94}{250} - 1} = 2,56 \text{ с} \leq 5 \text{ с}.$$

ЗТИ обеспечивает время действия при защите от междуфазных к.з.

Проверяем время срабатывания по времятоковой характеристике:

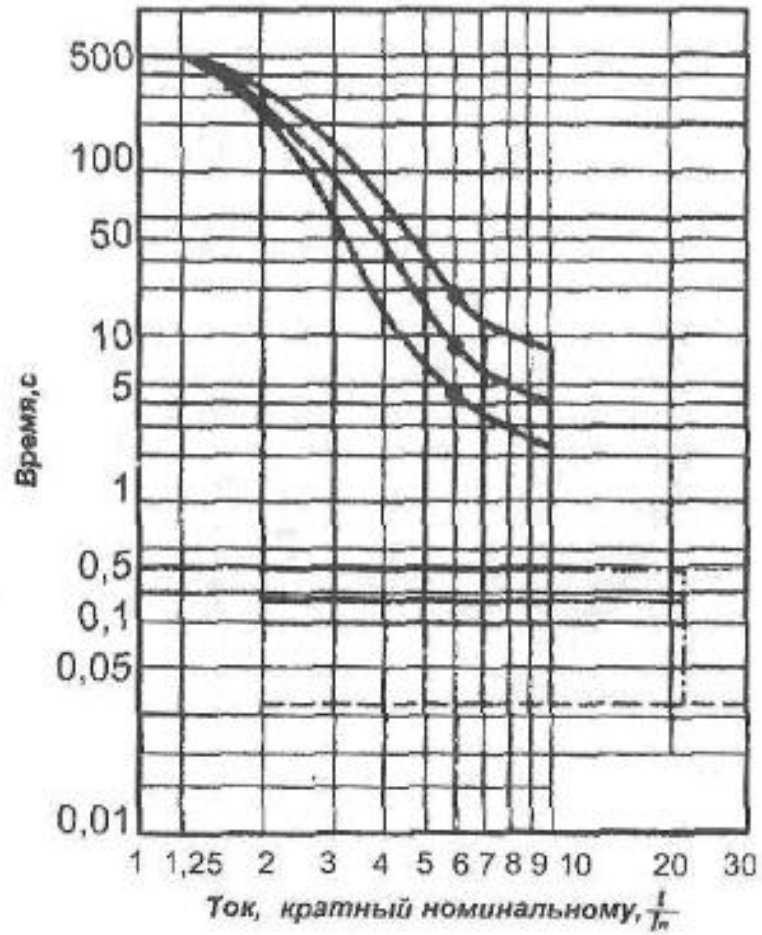


Рисунок 10.2 - Времятоковая характеристика выключателя А3700

Линия 2.

$$I_{y1p} = 0,6 \cdot I_{pmax},$$

$$I_{y2p} = 1,1 \cdot (I'_{pmax} + 0,4I_{Лmax}).$$

$$I_{y1p} = 0,6 \cdot 24,8 = 14,88 \text{ А},$$

$$I_{y2p} = 1,1 \cdot 24,8 = 27,28 \text{ А}.$$

Принимаем:

$$I_{y1p} = 40 \text{ A},$$

$$I_{y2p} = 100 \text{ A}.$$

Время срабатывания:

$$t_{cp} = \frac{4,2}{\frac{225,1}{40} - 1} = 0,908 \text{ с} \leq 5 \text{ с}.$$

ЗТИ обеспечивает время действия при защите от однофазных к.з.

Рассчитываем ток мин. двухфазного к.з. для точки 4 линии 2.

$$I_{K4.1}^{(2)} = \frac{U_{л}}{2 \cdot \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}},$$

$$I_{K4.1}^{(2)} = \frac{400}{2 \cdot \sqrt{0,473^2 + 0,129_{1\Sigma}^2}} = 407,93 \text{ A}$$

$$t_{cp} = \frac{4,2}{\frac{407,93}{100} - 1} = 1,36 \text{ с} \leq 5 \text{ с}.$$

ЗТИ обеспечивает время действия при защите от междуфазных к.з.

Проверяем время срабатывания по времятоковой характеристике.

Линия 3.

$$I_{y1p} = 0,6 \cdot I_{p_{max}} = 0,6 \cdot 48,11 = 28,86 \text{ A},$$

$$I_{y2p} = 1,1 \cdot (I'_{p_{max}} + 0,4I_{л_{max}}) = 1,1 \cdot 48,1 = 52,91 \text{ A}.$$

Принимаем:

$$I_{y1p} = 40 \text{ A},$$

$$I_{y2p} = 100 \text{ A}.$$

Время срабатывания определяется по выражению:

$$t_{cp} = \frac{4,2}{\frac{252,8}{40} - 1} = 0,79 \text{ с} \leq 5 \text{ с}.$$

ЗТИ обеспечивает время действия при защите от однофазных к.з.

Рассчитываем ток мин. двухфазного к.з. для точки 4 линии 3.

$$I_{K4.1}^{(2)} = \frac{U_{л}}{2 \cdot \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}},$$

$$I_{K4.1}^{(2)} = \frac{400}{2 \cdot \sqrt{0,401^2 + 0,126_{1\Sigma}^2}} = 475,82 \text{ A},$$

$$t_{cp} = \frac{4,2}{\frac{475,82}{100} - 1} = 1,12 \text{ с} \leq 5 \text{ с}.$$

ЗТИ обеспечивает время действия при защите от междуфазных к.з.

Проверяем время срабатывания по времятоковой характеристике.

Таким образом, выбранные автоматические выключатели полностью обеспечивают требуемое быстродействие. Кроме того, при устойчивом коротком замыкании они срабатывают быстрее предохранителей, установленных на стороне 10 кВ проектируемой подстанции.

10.2 Заземление подстанции

Для обеспечения безопасных условий работы обслуживающего персонала от поражения напряжением прикосновения и шаговым напряжением необходимо все части электрооборудования, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под таковым при повреждении изоляции, надежно заземлять.

Заземляющее устройство принято общим для напряжения 10 и 0,4 кВ. Сопротивление заземляющего устройства должно быть $R_3 \leq 4$ Ом в любое время года. Заземляющее устройство выполнено углубленными заземлителями из полосовой стали, укладываемой в траншею глубиной 0,7 м по периметру распределительного пункта, и вертикальными электродами. Заземляющий контур связан с магистральным заземлением в двух местах. Магистралы заземления выполнены из полосовой стали. В качестве ответвлений от магистралей используются нулевые жилы кабелей и специально прокладываемые стальные полосы.

Расчет искусственного заземления ТП 10/0,4 кВ с трансформатором 10/0,4 кВ произведем следующим образом. Устанавливаем необходимое сопротивление $R_3 \leq 4$ Ом. Определяем расчетные удельные сопротивления грунта с учетом повышающих коэффициентов, которые учитывают высыхание почвы летом и промерзание ее зимой. Удельное сопротивление грунта ρ составляет 70 Ом·м.

$$\rho_{\text{РАСЧ}} = \rho \cdot K, \quad (10.6)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление грунта Ом/м;

K – повышающий коэффициент для вертикальных и горизонтальных заземлителей.

Коэффициенты вертикального и горизонтального заземлителей равны соответственно $K_v = 1,5$; $K_g = 3,0$.

$$\rho_{\text{РАСЧ.В}} = 70 \cdot 1,5 = 105 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{\text{РАСЧ.Г}} = 70 \cdot 3,0 = 210 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Определяем сопротивление растекания одного вертикального электрода. Возьмем стержень диаметром 12 мм, длина стержня 3 м. Сопротивление растекания вертикального заземлителя определяется по формуле:

$$R_B = \frac{\rho_{\text{расч.в.}}}{2\pi \cdot l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+1}{4t-1} \right), \quad (10.7)$$

где l – длина прутка, м;

d – диаметр прутка, м;

t – расстояние от поверхности земли до середины электрода, м.

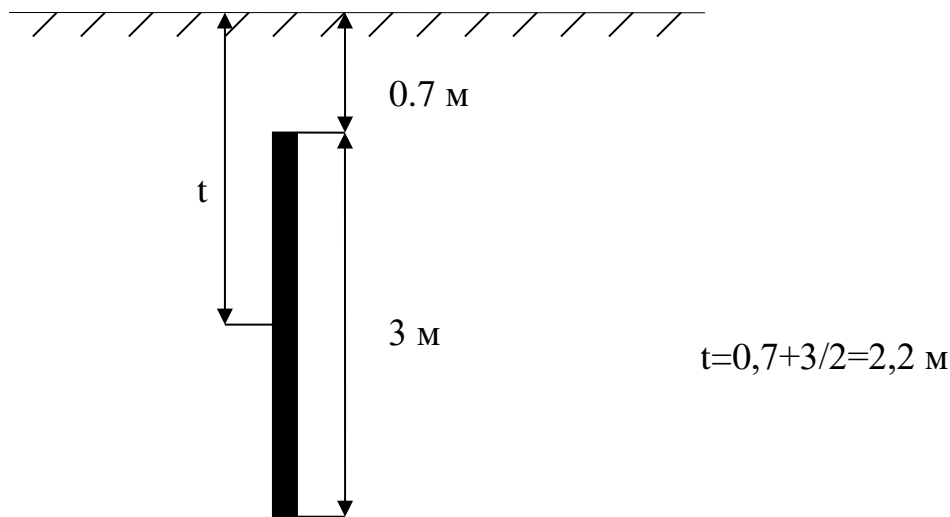


Рисунок 10.3 - Расстояние от поверхности земли до середины электрода

$$R_B = \frac{105}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,012} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 1}{4 \cdot 2,2 - 1} \right) = 15,9 \text{ Ом.}$$

Определяем примерное число вертикальных заземлителей при принятом коэффициенте использования $K_{\text{и.в.}} = 0,7$:

$$n_B = \frac{R_B}{K_{\text{и.в.}} \cdot R_3}, \quad (10.8)$$

$$n_B = \frac{15,9}{0,7 \cdot 4} = 5,68 \approx 6 \text{ шт.}$$

Вертикальные электроды располагаем по контуру ТП. Определяем сопротивление растекания горизонтальных электродов из стали сечением 40x4 мм, приваренных к верхним концам вертикальных электродов. Периметр контура – 50 м:

$$R_{\Gamma} = \frac{\left(\frac{\rho}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{l^2 \cdot 2}{b \cdot t} \right)}{K_{и.г.}}, \quad (10.9)$$

где $K_{и.г.}$ – коэффициент использования соединительной полосы в контуре,

$$K_{и.г.} = 0,64;$$

l – длина полосы, м;

b – ширина полосы, м;

t – глубина заложения, м.

$$R_{\Gamma} = \frac{\left(\frac{210}{2 \cdot 3,14 \cdot 50} \cdot \ln \frac{50^2 \cdot 2}{0,04 \cdot 0,7} \right)}{0,64} = 5,48 \text{ Ом.}$$

Уточненное сопротивление вертикальных электродов:

$$R_B = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_{и.г.}}{R_{\Gamma} - R_{и.г.}}, \quad (10.10)$$

$$R_B = \frac{5,48 \cdot 4}{5,48 - 4} = 14,8 \text{ Ом.}$$

Уточненное число вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{14,8}{0,7 \cdot 4} = 5,8 \approx 6 \text{ электродов.}$$

Проверка сопротивления заземления:

$$R_3 = \frac{R_\Gamma \cdot R_B}{R_\Gamma + R_B}, \quad (10.11)$$

$$R_3 = \frac{5,48 \cdot 14,8}{5,48 + 14,8} = 3,9 \text{ Ом}$$

3,9 Ом < 4 Ом – следовательно, заземление рассчитано правильно.

10.3 Молниезащита ТП 10/0,4 кВ

Молниезащита подстанции выполняется путем заземления металлического корпуса подстанции сталью диаметром 12мм.

Принятая в проекте система заземления подстанции - IT.

Сопротивление заземляющего контура не должно превышать 4 Ом.

К дополнительной системе уравнивания потенциалов должны быть подключены все доступные прикосновению открытые проводящие части стационарных электроустановок, сторонние проводящие части и нулевые защитные проводники всего оборудования.

10.4 Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии

Питание проектируемой ТПб осуществляется по одному источнику питания от ПС110/10кВ Владимировка.

В РУ-0,4кВ, а так же в отсеке трансформаторной камеры подстанции предусмотрено стационарное рабочее освещение с включением от выключателя, установленного на панели РУ-0,4кВ.

Кроме того в РУ-0,4кВ предусмотрена установка понижающего разделительного трансформатора напряжением 220/36В для питания переносного ремонтного освещения, присоединяемого через штепсельный разъем установленный на панели РУ-0,4кВ. Включение ремонтного освещения выполняется посредством штепсельного разъема.

Освещение отсека РУ-0,4кВ осуществляется бытовыми светильниками с лампами накаливания 60Вт.

Питание сетей освещения и обогрева принято от сборки собственных нужд РУ-0,4кВ.

10.5 Проверка сечений СИП на термическую стойкость к токам короткого замыкания

Для электроснабжения потребителей ВКР предусматривает строительство одноцепной воздушной линии с отпаем от существующих линий ВЛ 10 кВ Фидера 5, выполненных проводом СИП-3 сечением 50мм².

Для участка проектируемой ВЛ-10кВ используется провод СИП-3 сечением 50мм².

Проверка выбранного сечения кабеля 10 кВ по термической устойчивости току короткого замыкания, согласно ГОСТ Р 52736-2007:

$$I_{K1}^{(3)} = 7,5 \text{ А} - \text{трехфазный ток КЗ на шинах 10 кВ ПС 110/10, кА};$$

$T_b = t_{л} + t \text{ с.}$ - выдержка времени максимальной защиты на отходящей линии ПС 110/10 Владимировка;

$$T_b = 0,3 \text{ с.}$$

$$T_o = 0,05 \text{ с} - \text{время отключения выключателя.}$$

Действительное время отключения:

$$T_{л} = T_b + T_o, \tag{10.12}$$

$$T_{л} = 0,3 + 0,05 = 0,35 \text{ с.}$$

Расчетный тепловой импульс тока КЗ:

$$W_k = I_{K1}^{(3)2} \cdot T_{л}, \quad (10.13)$$

$$W_k = 7,5^2 \cdot 0,35 = 19,7 \text{ MA}^2 \cdot \text{c}.$$

Минимальная сечение кабеля по термической устойчивости:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{W_k}}{C};$$

где $C = 90$ - постоянное значение для проводов с алюминиевыми жилами 10 кВ (согласно ГОСТ Р 52736 - 2007, таблица 8).

$$S_{\min} = \frac{19,8}{90} = 49,44 \text{ мм}^2.$$

Условие $S_{\text{факт}} \geq S_{\text{тер. мин}}$ выполняется:

$$50 \text{ мм}^2 \geq 49,44 \text{ мм}^2.$$

Вывод: отходящая линия, выполненная маркой провода СИП 50, соответствует термической стойкости.

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

11.1 Защита и автоматика устройств в составе распределительного устройства 10 кВ

На ПС 110 кВ Владимировка защиты присоединений 10 кВ выполняются в релейных шкафах ячеек распределительного устройства 10 кВ.

Производитель РЗА присоединений 10 кВ не должен отличаться от производителя шкафов РЗА присоединений 110 кВ. Устройства РЗА должны поставляться в составе ячеек производителем ячеек 10 кВ. В ячейках должны быть предусмотрены оптические датчики дуговых замыканий, стационарные датчики наличия напряжения, устройства системы регистрации аварийных событий.

В качестве устройств РЗА присоединений 10 кВ принимаются микропроцессорные терминалы типа БЭ2502 производства ООО «НПП ЭКРА». В качестве устройств системы регистрации аварийных событий принимаются устройства ООО «СВЕЙ».

11.1.1 Защита секций 10 кВ

Для защиты секций 10 кВ предусмотрены:

- логическая защита шин;
- дуговая защита.

Логическая защита шин выполнена с использованием предусмотренной в составе терминалов РЗА присоединений 10 кВ внутренней логики. При КЗ на секции 10 кВ защита срабатывает на отключение секции без выдержки времени. При внешнем замыкании, выполняется «Пуск МТЗ» присоединения, на котором произошло повреждение. Сигнал «Пуск МТЗ» передается на входы вышестоящих присоединений «Блокировка ЛЗШ» и защита не срабатывает.

Дуговая защита выполняется по средствам волоконно – оптических датчиков, устанавливаемых в высоковольтных отсеках ячеек 10 кВ. Датчики реагируют на вспышки света, сигнал передается на устройство регистрации дуговых замыканий. Регистратор дуговых замыканий преобразует сигнал в электрический и по средствам сухих контактов передает сигнал на микропроцессорное

устройство защиты присоединения. В логической схеме дуговой защиты МП терминала выполняется пуск по току и защита работает селективно.

В качестве регистраторов дуговых замыканий принимаются устройства типа Лайм производства Микропроцессорные технологии.

11.1.2 Защита и автоматика вводного выключателя 10 кВ

Микропроцессорное устройство РЗА вводного выключателя 10 кВ должно обеспечивать выполнение функций:

- три ступени максимальной токовой защиты с возможностью ввода направленности и пуска по напряжению;
- логическая защита шин (ЛЗШ);
- приемный вход и логику защиты от дуговых замыканий;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) с действием на вышестоящие выключатели 110 кВ;
- автоматическое включение резерва с командой на включение секционного выключателя по факту отключения ввода;
- однократное автоматическое повторное включение;
- автоматику управления выключателем.

11.1.3 Защита и автоматика секционного выключателя 10 кВ

Микропроцессорное устройство РЗА секционного выключателя 10 кВ должно обеспечивать выполнение функций:

- три ступени максимальной токовой защиты с возможностью ввода направленности и пуска по напряжению;
- логическая защита шин (ЛЗШ);
- приемный вход и логику защиты от дуговых замыканий;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) с действием на вводные выключатели 10 кВ;
- автоматический ввод резерва;
- автоматику управления выключателем.

11.1.4 Защита и автоматика отходящей линии 10 кВ

Микропроцессорное устройство РЗА отходящей линии 10 кВ и ТСН 10 кВ должно обеспечивать выполнение функций:

- три ступени максимальной токовой защиты с возможностью ввода направленности и пуска по напряжению;
- защита от однофазных замыканий на землю;
- логическая защита шин (ЛЗШ);
- приемный вход и логику защиты от дуговых замыканий;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) с действием на вводной и секционный выключатели;
- автоматическое повторное включение;
- автоматику управления выключателем.

12.1 Безопасность

Электромонтажные работы в действующей установке, как правило, должны выполняться после снятия напряжения со всех токоведущих частей, находящихся в зоне производства работ, их отсоединения от действующей части электроустановки, обеспечения видимых разрывов электрической цепи и заземления отсоединенных токоведущих частей. Зона производства работ должна быть отделена от действующей части электроустановки сплошным или сетчатым ограждением, препятствующим случайному проникновению в эту часть персонала монтажной организации [23].

Работы в действующих электроустановках персонал строительно-монтажной организации должен выполнять по наряду-допуску. Наряд-допуск выдается на срок, необходимый для выполнения заданного объема работ [23].

Монтажные работы в действующем открытом распределительном устройстве производятся по наряду-допуску. Допуск к работам должен осуществляться оперативным персоналом эксплуатирующей организации. Проход персонала и проезд механизмов по территории действующей части распределительного устройства к огражденной зоне производства работ разрешается только в сопровождении уполномоченного на это представителя эксплуатирующей организации. В исключительных случаях при невозможности выполнять требования по вышеизложенным пунктам, работы выполняются по наряду-допуску, в котором наряду с другими требованиями должно быть указание о том, что работы на данном участке разрешается осуществлять только в присутствии представителя эксплуатирующей организации – наблюдающего. Наблюдающий несет ответственность за сохранность временных ограждений рабочих мест, предупредительных плакатов и предотвращение подачи рабочего напряжения на отключенные токоведущие части, соблюдение бригады.

Работы по строительству подстанции должны производиться с соблюдением мероприятий по охране труда и выполнению требований техники безопасности.

Производство работ в тумане, в дождливую погоду, при ветре 10 м/сек и более запрещается [23].

Скорость движения автотранспорта у строительных объектов не должна превышать 10 км/час, а на поворотах и в рабочих зонах кранов - 5 км/час.

Лица, занятые на электромонтажных работах, не должны выполнять работы, относящиеся к эксплуатации электрохозяйства заказчика и генерального подрядчика.

При необходимости подачи оперативного тока для опробования электрических цепей и аппаратов на них следует установить предупредительные плакаты, знаки или надписи, а работы, не связанные с опробованием, должны быть прекращены, и люди, занятые на этих работах, выведены. Подача напряжения для опробования электрооборудования производится по письменной заявке ответственного лица электромонтажной организации (мастера или прораба), назначенного специальным распоряжением. Затягивание проводов через протяжные коробки, ящики, трубы, блоки, в которых уложены провода, находящиеся под напряжением, а также прокладка проводов и кабелей в трубах, лотках и коробках, не закрепленных по проекту, не допускаются [23].

Проверка сопротивления изоляции проводов и кабелей с помощью мегомметра должна производиться персоналом с квалификационной группой по технике безопасности не ниже III.

Концы проводов и кабелей, которые в процессе испытания могут оказаться под напряжением, необходимо изолировать или ограждать.

Размотка кабеля с барабана разрешается только при наличии тормозного приспособления.

Общие требования безопасности при совмещенном производстве электромонтажных и пусконаладочных работ, а также совмещении электромонтажных

и строительных работ, в соответствии с действующими Правилами техники безопасности обеспечивает руководитель электромонтажных работ на объекте. Ответственность за обеспечение необходимых мер безопасности, за их выполнение непосредственно в зоне производимых пусконаладочных работ несет руководитель наладочного персонала.

При работах машины и грузоподъемные краны должны быть заземлены. При проезде вблизи воздушных ЛЭП подъемные и выдвинутые части машин и грузоподъемных кранов должны находиться в транспортном положении.

Экскаваторы, во время работы должны устанавливаться на спланированной площадке, а машины на пневмоходу закрепляются инвентарными (переносными) упорами.

При работе экскаватора запрещается производство каких-либо других работ со стороны забоя и нахождения людей в радиусе действия экскаватора плюс 5 метров [23].

Машинист экскаватора обязан следить за состоянием стенок разрабатываемого котлована и при малейшей угрозе обрушения, обвалов немедленно прекратить работу и отвести экскаватор на безопасное расстояние.

В темное время суток место проведения работ в опасных местах необходимо оборудовать дополнительными светильниками-сигналами отличными от светильников рабочего освещения.

Для спуска в котлован или подъема из него следует применять инвентарные лестницы, которые должны соответствовать ГОСТ 26887-86.

Во избежание затопления котлованов поверхностными водами следует устраивать обвалование или временные водоотводные каналы и ограждения в соответствии с ППР [23].

При обнаружении в процессе земляных работ кабеля, не указанного в документации на проведение работ, все работы необходимо прекратить и сообщить об этом предприятию, выдавшему акт-допуск на проведение работ.

Все земляные работы вести с предохранением земли от замачивания.

12.1.1 Требования безопасности при работе с электрооборудованием подстанции

К работам по монтажу электрооборудования допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие предварительный медицинский осмотр и не имеющие противопоказаний к выполнению указанной работы [23].

Работник при приеме на работу проходит вводный инструктаж. Перед допуском к самостоятельной работе он должен пройти:

- обучение по программам подготовки по профессии;
- первичный инструктаж на рабочем месте;
- проверку знаний инструкций по охране труда;
- по оказанию первой помощи пострадавшим при несчастных случаях на производстве;
- по применению средств защиты, необходимых для безопасного выполнения работ;
- по пожарной безопасности.

Для работников, имеющих право подготовки рабочего места, допуска, право быть производителем работ, наблюдающим и членом бригады необходима проверка знаний Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок в объеме, соответствующем обязанностям ответственных лиц по охране труда [23].

Допуск к самостоятельной работе оформляется соответствующим распоряжением по структурному подразделению предприятия.

Вновь принятому работнику выдается квалификационное удостоверение, в котором должна быть сделана соответствующая запись о проверке знаний инструкций и правил, и оправа на выполнение специальных работ.

Квалификационное удостоверение для дежурного персонала во время исполнения служебных обязанностей может храниться у начальника смены цеха или при себе в соответствии с местными условиями.

Работники, не прошедшие проверку знаний в установленные сроки, к самостоятельной работе не допускаются.

Работник в процессе работы обязан проходить:

- повторные инструктажи - не реже одного раза в квартал;
- проверку знаний инструкции по охране труда и действующей инструкции по оказанию первой помощи пострадавшим при несчастных случаях на производстве - один раз в год [23];
- медицинский осмотр - один раз в два года;
- проверку знаний Правил для работников, имеющих право подготовки рабочего места, допуска, право быть производителем работ, наблюдающим или членом бригады, один раз в год.

Работники, получившие неудовлетворительную оценку при квалификационной проверке, к самостоятельной работе не допускаются и не позднее одного месяца должны пройти повторную проверку.

При нарушении правил охраны труда, в зависимости от характера нарушений, проводится внеплановый инструктаж или внеочередная проверка знаний.

О каждом несчастном случае или аварии пострадавший или очевидец обязан немедленно известить своего непосредственного руководителя.

Каждый работник должен знать местонахождение аптечки и уметь ею пользоваться [23].

При обнаружении неисправных приспособлений, инструмента и средств защиты работник должен сообщить об этом своему непосредственному руководителю [23].

Не допускается работа с неисправными приспособлениями, инструментом и средствами защиты.

Во избежание попадания под действие электрического тока не следует прикасаться к оборванным свешивающимся проводам или наступать на них.

При работе на ПС вблизи ЛЭП на каждый механизм необходимо получение наряд допуска.

Загромождать подходы к щитам с противопожарным инвентарем и к пожарным кранам, а также использовать противопожарный инвентарь не по назначению не допускается.

12.1.2 Электромонтажные работы

При погрузке, разгрузке, перемещении, подъеме и установке электрооборудования должны быть приняты меры по его защите от повреждений, при этом тяжеловесное электрооборудование необходимо стропить за предусмотренные для этой цели детали или в местах, указанных предприятием изготовителем [23].

Разборка оборудования, поступившего опломбированным с предприятия-изготовителя, запрещается.

Электрооборудование и кабельная продукция деформированные или с повреждением защитных покровов монтажу не подлежат до устранения повреждения и дефектов в установленном порядке. При производстве электромонтажных работ следует применять нормокомплекты специальных инструментов по видам электромонтажных работ, а также механизмы и приспособления, предназначенные для этой цели.

В качестве опорных конструкций и крепежных изделий для установки, коробов, навесных щитков и постов управления, защитно-пусковой аппаратуры следует применять изделия заводского изготовления, имеющие повышенную монтажную готовность (с защитным покрытием, приспособленные для скрепления без сварки и не требующие больших трудозатрат на механическую обработку).

Крепление опорных конструкций следует выполнять сваркой к закладным деталям, предусмотренным в строительных элементах, или крепежными изделиями. Способ крепления должен быть указан в рабочих чертежах.

При производстве работ электромонтажная организация должна выполнять требования действующих правил по охране труда и правил пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ.

Изоляторы перед монтажом должны быть проверены на целостность фарфора (быть без трещин и сколов).

Установку, сборку и регулировку оборудования следует производить в соответствии с монтажными инструкциями предприятий-изготовителей.

До начала работ на ОРУ под наведенным напряжением монтажная организация должна совместно с предприятием-владельцем подстанции разработать ППР с учетом мер защиты от действия наведенного напряжения.

12.1.3 Пусконаладочные работы

Пусконаладочные работы должны выполняться в соответствии с обязательным приложением 1 к СнИП 3.05.05-84 и действующими правилами по охране труда. При выполнении пусконаладочных работ следует руководствоваться требованиями Правил устройства электроустановок, утвержденных в порядке, установленном СнИП 1.01.02-83, проектом, эксплуатационной документацией предприятий-изготовителей.

Общие условия безопасности труда и производственной санитарии при выполнении пусконаладочных работ обеспечивает заказчик.

Пусконаладочные работы на рассматриваемых объектах выполняются в электроустановках находящихся под напряжением с оформлением нарядов – допуска или распоряжений. Пусконаладочные работы по электротехническим устройствам осуществляются в четыре этапа.

На первом этапе пусконаладочная организация должна [23]:

- разработать (на основе проектной и эксплуатационной документации предприятий изготовителей) рабочую программу и проект производства пусконаладочных работ, включающий мероприятия по технике безопасности;
- передать заказчику замечания по проекту, выявленные в процессе разработки рабочей программы и проекта производства работ;
- подготовить парк измерительной аппаратуры, испытательного оборудования и приспособлений.

На первом этапе пусконаладочных работ заказчик должен:

- выдать пусконаладочной организации два комплекта электротехнической и технологической части проекта, утвержденного к производству работ, комплект эксплуатационной документации предприятий-изготовителей, уставки релейной защиты, блокировок и автоматики, в необходимых случаях согласование с энергосистемой;

- обеспечить электроэнергией рабочие места наладочного персонала от временных или постоянных сетей электроснабжения;
- назначить ответственных представителей по приемке пусконаладочных работ;
- согласовать с пусконаладочной организацией сроки выполнения работ, учтенные общем графике строительства;
- выделить на объекте помещения для наладочного персонала и обеспечить охрану этих помещений.

На втором этапе должны быть произведены пусконаладочные работы, совмещенные с электромонтажными работами, с подачей напряжения по временной схеме. Совмещенные работы должны выполняться в соответствии с действующими правилами техники безопасности.

Начало пусконаладочных работ на этом этапе определяется степенью готовности строительно-монтажных работ: в электротехнических помещениях должны быть окончены все строительные работы, включая и отделочные, закрыты все проемы, колодцы и кабельные каналы, выполнено освещение, отопление и вентиляция. Закончена установка электрооборудования и выполнено его заземление.

На этом этапе пусконаладочная организация выполняет проверку смонтированного электрооборудования с подачей напряжения от испытательных схем на отдельные устройства функциональные группы. Подача напряжения на наладываемое электрооборудование должна осуществляться только при отсутствии электромонтажного персонала в зоне наладки, при условии соблюдения мер безопасности в соответствии с требованиями действующих правил техники безопасности.

На втором этапе пусконаладочных работ заказчик должен [23]:

- обеспечить временное электроснабжение в зоне производства пусконаладочных работ;

- согласовать с проектными организациями вопросы по замечаниям пусконаладочной организации, выявленным в процессе изучения проекта, а также обеспечить авторский надзор со стороны проектных организаций;
- обеспечить замену отбракованного и поставку недостающего электрооборудования;
- обеспечить проверку и ремонт электроизмерительных приборов;
- обеспечить устранение дефектов электрооборудования и монтажа, выявленных в процессе производства пусконаладочных работ.

По окончании второго этапа пусконаладочных работ и до начала индивидуальных испытаний пусконаладочная организация должна передать заказчику в одном экземпляре протоколы испытания электрооборудования повышенным напряжением, заземления и настройки защит, а также внести изменения в один экземпляр принципиальных электрических схем объектов электроснабжения, включаемых под напряжение.

На третьем этапе пусконаладочных работ выполняются индивидуальные испытания электрооборудования. Началом данного этапа считается введение эксплуатационного режима на данной электроустановке после чего пусконаладочные работы должны относиться к работам, производимых в действующих электроустановках [23].

На этом этапе пусконаладочная организация производит настройку параметров, уставок защиты и характеристик электрооборудования, опробование схем управления, защиты и сигнализации, а также электрооборудования на холостом ходу для подготовки к индивидуальным испытаниям технологического оборудования.

На третьем этапе пусконаладочных работ обслуживание электрооборудования должно осуществляться Заказчиком, который обеспечивает расстановку эксплуатационного персонала, сборку и разборку электрических схем, а также осуществлять технический надзор за состоянием электротехнического и технологического оборудования.

С введением эксплуатационного режима обеспечение требований безопасности, оформление нарядов и допуска к производству пусконаладочных работ должны осуществляться Заказчиком.

После окончания индивидуальных испытаний электрооборудования производятся индивидуальные испытания технологического оборудования. Пусконаладочная организация в этот период уточняет параметры, характеристики и уставки защит электроустановок.

После проведения индивидуальных испытаний электрооборудование считается принятым в эксплуатацию. При этом пусконаладочная организация передает Заказчику протоколы испытаний электрооборудования повышенным напряжением, проверки устройств заземления и зануления, а также исполнительные принципиальные электрические схемы, необходимые для эксплуатации электрооборудования.

Окончание пусконаладочных работ на третьем этапе оформляются актом технической готовности электрооборудования для комплексного опробования.

На четвертом этапе пусконаладочных работ производится комплексное опробование электрооборудования по утвержденным программам.

На этом этапе должны выполняться пусконаладочные работы по настройке взаимодействия электрических схем и систем электрооборудования в различных режимах.

12.2 Экологичность

При строительстве и реконструкции ПС, необходимо определить уровень звука в ближайшей точке на границе территории прилегающей к ПС, создаваемый источниками шума (ТМ) и сделать вывод о его соответствии санитарно-гигиеническим требованиям. Если есть превышение, то необходимо разработать мероприятия по уменьшению шума.

Перечень источников шумового воздействия в период эксплуатации приведен в таблице 12.1 [25].

Таблица 12.1 – Перечень источников шума в период эксплуатации

Наименование	Количество	Номер источника шума	Шумовая хар-ка, дБА
Трансформатор силовой масляный ТДН-10000/110/10	2	ИШ №1-2	87,0

Произведем необходимые расчеты.

Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к зданиям гостиниц и общежитий составляет: 50 дБА.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения видов Д) уровень звуковой мощности составляет (при $S_{ном} = 10$ МВА, $U_{ном} = 110$ кВ) [25]:

$$L_{PA} = 87 \text{ дБА};$$

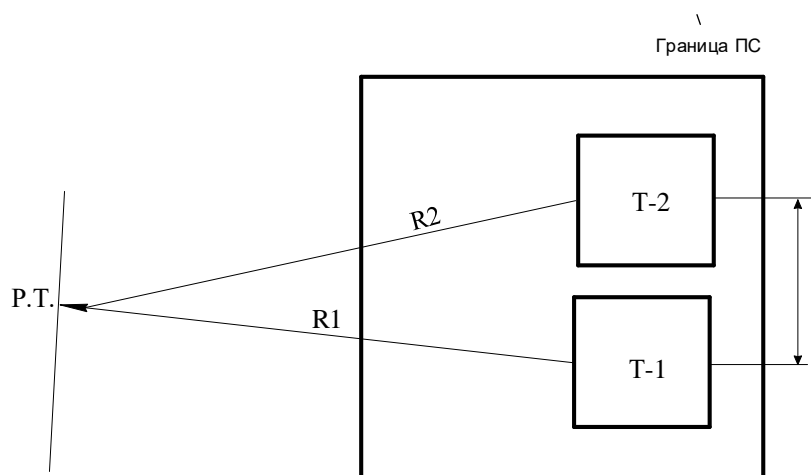


Рисунок 12.1 – Схема расположения трансформаторов и расчетной точки

1) Т.к. расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{WAS} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot L_{Wai}}; \quad (12.1)$$

$$L_{wA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot 87} = 90,01 \text{ дБА}$$

где n – количество источников шума (ТМ);

L_{wAi} – скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

2) На границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = \Delta Y_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$ / Минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (L_{wA\Sigma} - \Delta Y_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (12.2)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (90,01 - 50)}}{2\pi}} = 39,94 \text{ м.}$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{C33}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму. Исходя из расчетов, минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы, прилегающей территории будет равным 39,94 м, что является меньше фактического расстояния до границы жилой застройки.

12.2.1 Решения и мероприятия по охране окружающей среды

Проектом предусмотрены следующие мероприятия по охране окружающей среды в период строительства:

- вывоз твердых бытовых отходов (от строительных бригад) по мере накопления на полигоны ТБО.

Необходимый уровень экологической безопасности достигается, за счет следующих природоохранных мероприятий и инженерных решений:

- рациональное размещение объектов предприятия на территории земельного отвода;
- централизованная поставка растворов и бетонов специализированным транспортом на строительную площадку;
- наличие коммуникаций, исключающее внедорожное движение транспорта;
- уменьшение количества пыли путем периодического поливания водой временных дорог в сухой жаркий период и накрывания кузова нагруженных грунтом автосамосвалов полотнищами брезента, надежно закрепленных к бортам;
- производить стоянку и заправку строительных механизмов горюче-смазочных материалов (ГСМ) на специализированных площадках, не допуская пролива и попадания на грунт ГСМ. После заправки пролитое масло и топливо должны быть немедленно вытерты;
- мойка колес автотранспорта при выезде со строительной площадки;
- проведение экологического мониторинга с целью оценки воздействия предприятия на все элементы природной среды.

В процессе строительства образуются следующие типы отходов:

- вытесненный грунт (IV класс опасности);
- строительный мусор (IV класс опасности);
- бытовые отходы (IV класс опасности).

Бытовые и строительные отходы собираются в закрывающиеся стальные контейнеры и по мере накопления мусора, вывозятся силами специализированной лицензированной организацией по договорам.

При условии соблюдения предусмотренных требований экологической безопасности, проектно-инженерных решений и предусмотренных природоохранных мероприятий позволяют реализовать установку электротехнического оборудования без нанесения непоправимого ущерба окружающей среде.

12.3 Чрезвычайные ситуации

При производстве строительного-монтажных работ строго соблюдать требования пожарной безопасности в соответствии с правилами пожарной безопасности при производстве строительного-монтажных работ [27].

При передаче ремонтной, монтажной и другой организации на ремонт, реконструкцию или монтаж технологического оборудования общая ответственность с руководства предприятия (цеха) за противопожарное состояние участков, где проводятся эти работы, не снимается, за исключением случая, когда площадь ПС полностью передается подрядной организации для реконструкции.

Установленный противопожарный режим на энергетическом предприятии является обязательным для персонала подрядных, ремонтных, строительного-монтажных и наладочных организаций и должен строго выполняться, за что должностные лица этих организаций несут персональную ответственность.

Меры и контроль за пожарной безопасностью на ремонтных и строительных площадках, а также при монтажных и наладочных работах определяется руководством энергетического предприятия (цеха) совместно с организацией, проводящей эти работы [27].

Площадки должны быть выгорожены и на них установлены необходимые знаки безопасности по действующему стандарту.

Строительная площадка и рабочие места оборудуются средствами пожаротушения согласно Федерального закона РФ от 22 июля 2008г №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». Для этого используются пожарные щиты, огнетушители на рабочих местах. Места установки пожарных кранов, щитов, огнетушителей обозначены знаками пожарной безопасности F 02, F 04 по ГОСТ Р 12.4.026-2001.

Жирные масляные тряпки, опилки, стружки предусмотрено хранить в закрытых металлических контейнерах в безопасном месте. Эвакуационные проходы свободны и обозначены соответствующими знаками.

В целях соблюдения пожарной безопасности при производстве работ, сохранности временных сооружений и механизмов должностные лица (мастер, прораб, начальник участка) обязаны:

- произвести инструктаж по мерам пожарной безопасности всех участвующих в строительстве лиц (возможно совмещение инструктажа по безопасности труда на рабочем месте);

- знать и точно выполнять противопожарные мероприятия, предусмотренные проектом;

- знать и точно выполнять правила пожарной безопасности, осуществлять контроль за соблюдением их требований всеми работающими на строительстве;

- обеспечить наличие, исправное содержание и готовность к применению средств пожаротушения;

- регулярно не реже одного раза в смену проверить противопожарное состояние на рабочих местах, санитарно-бытовых помещениях и на складах;

- обязательно знать о пожарной опасности применяемых в строительстве материалов и конструкций.

На рабочих местах, в складах и санитарно-бытовых помещениях должны быть вывешены инструкции, предупредительные надписи и плакаты о мерах пожарной безопасности,

учитывающие характер выполняемых работ, особенности эксплуатации помещений, правила использования средств пожаротушения, порядок действий при пожаре и эвакуации людей.

Курить на территории строительной площадки разрешается только в специально отведенных местах с надписью: «Место для курения».

На рабочих местах, где применяются взрывоопасные вещества, (клеи, мастики, краски, растворители) не допускается выполнение работ с использованием огня или работ, вызывающих искрообразование.

Запрещается хранить в кабине строительной машины бензин, керосин и другие легковоспламеняющиеся жидкости, а также взрывчатые вещества.

При определении уровня топлива в баке необходимо пользоваться мерной рейкой. Запрещается курить, зажигать спички и пользоваться открытым пламенем и керосиновыми фонарями для освещения при заправке бака топливом, а также при контрольном осмотре топливного бака. В случае воспламенения топлива следует пользоваться огнетушителем или забросать пламя песком, землей, закрыть зону огня тканью (брезентом или войлоком) и ни в коем случае не заливать водой.

При открывании металлической тары с горюче-смазочными материалами (ГСМ) не допускать удара по пробке металлическими предметами. Пробки закручивать и выкручивать на таре только ключом.

Промасленные обтирочные материалы надо складывать в закрытые железные ящики, которые после окончания работы следует выносить (вывозить) из помещения для утилизации на полигон ТБО.

Не разрешается допускать каких-либо подтеканий топлива или масла. После заправки пролитое масло и топливо должны быть немедленно вытерты.

На машинах должен находиться исправный огнетушитель, а в местах стоянки машин должны стоять ящики с песком.

При въезде на площадку следует установить информационные щиты с указанием наименования объекта, названия застройщика (технического заказчика), исполнителя работ (подрядчика, генподрядчика), фамилий, должностей и номеров телефонов ответственного производителя работ по объекту и представителя органа госстройнадзора (в случаях, когда надзор осуществляется) или местного самоуправления, курирующего строительство, сроков начала и окончания работ, схемы объекта.

При въезде на строительную площадку устанавливается стенд пожарной защиты с указанием строящихся, сносимых и вспомогательных зданий и сооружений, въездов, подъездов, схем движения транспорта, местонахождения водопроводов, средств пожаротушения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей ВКР были достигнуты все 6 задач, поставленных во введении:

1) Проанализированы имеющиеся исходные полученные в ходе прохождения преддипломной производственной практики;

2) Спроектирована электрическая сеть 0,4 кВ с учетом современных веяний в электроэнергетики и целесообразности применения выбранного оборудования;

3) Была спроектирована электрическая сеть 10 кВ с учетом современных веяний в электроэнергетики и целесообразности применения выбранного оборудования, рассчитаны нагрузки на остальных потребителях сети 10 кВ;

4) Спроектированы трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ, а также с помощью расчета токов короткого замыкания было выбрано оборудование и трансформаторы на подстанциях 10/0,4 и РУ 10 кВ ПС 110/10 кВ Владимировка;

5) Дана экономическая оценка проекта электроснабжения и выбран наиболее экономически целесообразный вариант электроснабжения с. Владимировка;

6) Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности при проведении работ, а также было рассчитано заземление для подстанций 10/0,4 кВ.

Таким образом в настоящей ВКР конечным результатом является надежное, бесперебойное электроснабжения с. Владимировка при условии ввода в эксплуатацию новых потребителей. Произведена оценка качества электрической энергии с учетом существующих предъявляемых требований.

Полностью произведена разработка плана электроснабжения реконструируемого фидера № 5 поселка со смешанным типом нагрузки.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые общие технические условия [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004970> (дата обращения: 06.04.2022).

2 СП 131.13330.2018 Строительная климатология [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/554402860> (дата обращения: 27.03.2022).

3 Правила устройства электроустановок. Издание 7. – М.: НЦ ЭНАС, 2003 [Электронный ресурс] URL: <https://www.elec.ru/library/direction/pue.html> (дата обращения: 06.05.2022).

4. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства [Текст]. – М.: Сельэнергопроект, 1987. – № 8. – 33 с.

5. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства [Текст]. – М.: Сельэнергопроект, 2011.

6 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Электронный ресурс] URL: <https://www.elec.ru/viewer?url=/files/013/000001404/attfile/rd-153-340-20527-98.pdf> (дата обращения: 07.04.2022).

7 Приказ Минэнерго России от 30.06.2020 № 508 «об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы» [Электронный ресурс] URL: <https://minenergo.gov.ru/node/19166> (дата обращения: 06.04.2022).

8 Приказ Минэнерго РФ от 23.06.2015 № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/420285270> (дата обращения: 27.04.2022).

9 ГОСТ Р 55195-2012. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции [Электронный ресурс] <https://docs.cntd.ru/document/1200103684> (дата обращения: 27.04.2022).

10 ГОСТ Р 52565-2006. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия [Электронный ресурс] URL: https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2019/01/24/gost_r_52565-2006.pdf (дата обращения: 08.05.2022).

11 ГОСТ Р 52726-2007. Разъединители и заземлители переменного тока на напряжение свыше 1 кВ и приводы к ним [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200051507> (дата обращения: 28.04.2022).

12 Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf

13 ПТЭЭП. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей [Электронный ресурс] URL: <https://www.elec.ru/library/direction/pteep/> (дата обращения: 29.03.2022).

14 РД-91.020.00-КТН-259-10. Нормы и правила проектирования заземляющих устройств [Электронный ресурс] URL: <https://rutas.group/files/rd-91.020.00-ktn-276-07.pdf> (дата обращения: 29.04.2021).

15 Козлов, А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 160с.

16 Козлов, А.Н. Микропроцессорные средства управления [Электронный ресурс]: учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника". Ч.1: Построение основных функций цифровых релейных защит /

АМГУ, Эн.ф.; сост. А. Н. Козлов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 54 с.

17 Индексы изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2015 года [Электронный ресурс] // E-smeta.ru: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.e-smeta.ru/index/1347-indexy-smetnoy-oborudovaniya-1kv2022.html>.

18 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян – М.: НТФ «Энергосетьпроект» 2012. - 376 с.

19 Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов ПАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс] URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto_56947007-29.240.124-2012.pdf (дата обращения: 05.05.2022).

20 Липсиц, И. В. Инвестиционный анализ. Подготовка и оценка инвестиций в реальные активы: Учебник / И.В. Липсиц, В.В. Коссов. – Москва: НИЦ ИНФРА-М, 2013 – 320 с.

21 Управление государственного регулирования цен и тарифов Амурской области приказ от 11 декабря 2021 года № 133-пр/э об установлении цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей Амурской области на 2022 год [Электронный ресурс] URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/2801202012170004> (дата обращения: 15.05.2022).

22 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения: 28.03.2022).

23 Приказ Минтруда РФ от 15.12.2020 № 903Н. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс] URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=381010> (дата обращения: 25.03.2022).

24 ТДН-10000/110-У1 – Трансформатор [Электронный ресурс]
URL: <https://trans-mtk.com/catalog/vysokovoltnye-transformatory/tdn-10000-kva-110-11-kv/> (дата обращения: 08.05.2022).

25 Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014.

26 СП 485.1311500.2020. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования. - М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2022 [Электронный ресурс]
URL: <https://www.flamax.ru/upload/СП%20485.1311500.2020.pdf> (дата обращения: 27.03.2022).

27 СП 8.13130.2020. Системы противопожарной защиты. Источники наружного противопожарного водоснабжения. Требования пожарной безопасности. - М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2020 [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/565391175> (дата обращения: 16.04.2022).

28 Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003.

29 РД 153-34.3-35.125-99 «Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений». – Введ. 12.07.1999. – СПб.: Издательство ПЭИПК.

30 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957) [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264184> (Дата обращения: 06.05.2022).