

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 системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ с центром питания подстанция Васильевка Белогорского района Амурской области

Исполнитель

студент группы 842-узб

подпись, дата

И.А. Пинчук

Руководитель

профессор

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 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
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента И.А. Пинчук

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ с центром питания подстанция Васильевка Белогорского района Амурской области

(утверждена приказом от ____ . ____ .2022г. № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: поопорная схема 0,4 кВ села Васильевка Амурской области, однолинейная схема ПС Васильевка, план ПС Васильевка, контрольный замер в электрических сетях за 2021 год, Схема и план развития Амурской области на период до 2030 года, адресный план села Васильевка.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика реконструируемого района, нагрузки сети 0,4 кВ, нагрузки сети 10 кВ, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка оборудования, релейная защита и автоматика, ёмкостные токи замыкания на землю, заземление и молниезащита подстанции, оценка надёжности системы электроснабжения 10 кВ, безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): фактические схемы ВЛ-0,4 кВ, варианты сети 10 кВ с.Васильевка, микропроцессорная защита ВЛ 10 кВ, молниезащита ПС «Васильевка», однолинейная схема сети 10 кВ, принципиальная однолинейная схема ПС «Васильевка».

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 113 с, 13 рисунков, 42 таблицы, 1 приложение, 38 источников.

РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ПЕТЛЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ДВУХЛУЧЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ЦЕНТР ПИТАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.

В выпускной квалификационной работе рассмотрено следующее:

- Дана характеристика района где находится село; охарактеризовано действующее электроснабжение;
- Рассчитаны электрические нагрузки;
- Выбраны трансформаторные подстанции на территории села;
- Из двух рассмотренных вариантов систем электроснабжения выбрана оптимальная;
- Рассчитаны токи короткого замыкания в сети 10-0,4 кВ;
- Выбрано оборудование на трансформаторных подстанциях;
- Произведен выбор оборудования на подстанции «Васильевка», для замены на более современное;
- Рассчитана релейная защита;
- Произведен расчёт экологичности и безопасности проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика реконструируемого района	9
1.1 Климатическая и географическая характеристика района реконструируемой сети	9
1.2 Общая характеристика потребителей электрической энергии	10
2 Нагрузки сети 0,4 кВ	11
2.1 Электрические нагрузки на вводе потребителей	11
2.2 Расчет уличного освещения	12
2.3 Расчёт электрических нагрузок, выбор и проверка проводников распределительной сети 0,4 кВ	13
2.4 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП	20
3 Нагрузки сети 10 кВ	22
3.1 Выбор числа и мощности ТП	22
3.2 Определение потерь мощности в трансформаторах ТП	23
3.3 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	25
3.4 Выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ	26
3.5 Расчёт электрических нагрузок на шинах 10 кВ подстанции Васильевка	33
4 Расчет токов короткого замыкания	35
4.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	35
4.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	38
4.3 Проверка сечений на действие токов КЗ	41
5 Выбор и проверка оборудования	43
5.1 Выбор предохранителей 10 кВ для защиты трансформаторов ТП	43
5.2 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ	44
5.3 Выбор трансформаторов тока 10 кВ	49
5.4 Выбор трансформаторов напряжения 10 кВ	52
5.5 Выбор разъединителей 10 кВ	54

5.6	Выбор выключателей 10 кВ	55
5.7	Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ	57
5.8	Выбор трансформаторов собственных нужд	60
5.9	Выбор предохранителей для защиты ТСН и ТН	61
5.10	Выбор жестких шин 10 кВ	62
5.11	Выбор изоляторов 10 кВ	65
6	Релейная защита и автоматика	67
6.1	Токовая отсечка	67
6.2	Максимальная токовая защита линий	68
6.3	Защита от однофазных замыканий на землю	70
7	Емкостные токи замыкания на землю	72
8	Заземление и молниезащита подстанции	73
8.1	Расчёт заземления подстанции	73
8.2	Расчет молниезащитных устройств	81
9	Оценка надёжности системы электроснабжения 10 кВ	86
10	Безопасность и экологичность	93
10.1	Безопасность	93
10.2	Экологичность	96
10.2.1	Отвод земель под электрические сети	96
10.2.2	Устройство маслоприёмника	100
10.2.3	Расчёт шумового воздействия трансформаторов ТП	101
10.3	Чрезвычайные ситуации	103
	Заключение	107
	Библиографический список	108
	Приложение А – Расчёты надёжности сети 10 кВ	114

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПС – подстанция силовая;

ТП – трансформаторная подстанция;

КЗ – короткое замыкание;

ТКЗ – ток короткого замыкания;

СЭС – Система электроснабжения;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

РЗ и А – релейная защита и автоматика;

ЛЭП – линия электропередач;

ВЛ – воздушная линия;

КЛ – кабельная линия;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ТО – токовая отсечка;

ЭСО – электроснабжающая организация.

ВВЕДЕНИЕ

Дальнейший рост электрификации быта является следствием повышения благосостояния народа. Стремление снизить трудозатраты на бытовую деятельность и снижение доли использования твердого топлива для обогрева жилых помещений способствует повышению уровня электрификации и совершенствованию всей системы электроснабжения.

Системы сельского электроснабжения на напряжении 0,4-10 кВ требуется выполнять оптимальными с точки зрения затрат на обслуживание и электробезопасности. Величина потерь в распределительных сетях 0,4-10 кВ показывает степень эффективности построения и функционирования сетей.

Для распределительных сетей 0,4-10 кВ села Васильевка требуется спроектировать систему электроснабжения, для которой будут выполняться требования по эффективной работе электросетевого оборудования.

Цель работы – провести реконструкцию распределительных сетей 0,4-10 кВ села Васильевка.

Актуальность работы – повышение эксплуатационных свойств сети в части использования самонесущих изолированных проводов, микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, автоматических выключателей 0,4 кВ.

Практическая значимость – расчёт и проверка оборудования напряжением 0,4-10 кВ села Васильевка в рамках предложенного объёма реконструкции системы электроснабжения 0,4-10 кВ с последующим снижением воровства электроэнергии за счёт использования проводов СИП и улучшением качества электроэнергии за счёт распределения нагрузки и выбором соответствующего расчётной нагрузке сечения проводов и кабелей.

В ходе проектирования решаются задачи:

- расчёт нагрузок потребителей 0,4 кВ;
- выбор схемы подключения потребителей 0,4 кВ для качественного и бесперебойного электроснабжения;

- выбор аппаратов 0,4-10 кВ и их проверка;
- расчёт токов КЗ в проектируемой сети в соответствии с РД;
- выбор средств РЗА для сетей 10 кВ;
- расчёт надёжности проектируемой сети;
- расчет молниезащищённости;
- описание мер безопасности при строительстве сетей 0,4-10 кВ
- расчёт экологичности проекта.

Определяются пути решения задач, для реализации цели проекта:

– Для расчета нагрузок потребителей 0,4 кВ, выбора схемы подключения потребителей 0,4 кВ используется инструкция по проектированию городских электрических сетей

– Расчёт токов КЗ в проектируемой сети проводится в соответствии с РД по определению уровня токов КЗ, используя определенные допущения.

– Надёжность сети 10 кВ рассчитывается аналитическим методом и обеспечивается использованием проводов СИП-3 на железобетонных опорах.

– Молниезащита рассчитывается в соответствии с Руководством по защите электрических сетей 6-10 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений.

Ожидаемые результаты:

– Выбранные и проверенные сечения проводов и кабелей сетей 0,4 – 10 кВ;

– Выбранные и проверенные устройства и аппараты 10 кВ устанавливаемые в центре питания;

– Рассчитанные уставки средств РЗА проектируемой сети;

– Безотказная работа сети в течении нормативного срока эксплуатации оборудования (20 лет) с минимальным ущербом от недоотпуска электроэнергии.

Расчёт и оформление проекта проводится в программах: Mathcad 2007; Microsoft Office Word 2007; Microsoft Office Excel 2007; Microsoft Office Visio 2007.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУИРУЕМОГО РАЙОНА

Электроснабжение села Васильевка осуществляется от реконструируемых трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ, питающихся от подстанции «Васильевка» напряжением 35/10 кВ.

Белогорский район электрических сетей является производственной структурной единицей филиала «Амурские электрические сети» АО «ДРСК» СП ЦЭС.

Эксплуатационное обслуживание электрических сетей, контроль за расходом электроэнергии потребителями в закреплённой зоне, мониторинг электропотребления по району обслуживания осуществляют специалисты АО «ДРСК»

Сетевой район подчиняется руководству СП ЦЭС Амурские ЭС. Техническое руководство районом осуществляется заместителем директора через производственные службы.

1.1 Климатическая характеристика района реконструируемой сети

Климатические условия района (Белогорский район), в котором находятся реконструируемые сети, удовлетворяют умеренному климатическому поясу.

Климат района континентальный, умеренный, муссонный.

Для удобства ознакомления с климатическими условиями оформляется таблица 1 с указанием наименования характеристик.

Таблица 1- Климатические условия

Климатические условия	Расчетная величина
Район по гололеду	2
Нормативная стенка гололеда, мм	10
Район по ветру	2
Скоростной наибольший нормативный напор ветра, Па	530
Низшая температура воздуха	- 40
Среднегодовая температура воздуха	- 1,1
Высшая температура воздуха	+ 35
Число грозových часов в год	45
Высота снежного покрова, макс/средн., см	40/20
Глубина промерзания грунтов, м	3,2

Грунт преимущественно почвенный, переходящих от не водоносных песков к глинистому, последующие расчёты сопротивления заземлителя ПС Васильевка выполняются с учётом двухслойной модели грунта с удельным сопротивлением от 80 до 150 Ом·м.

1.2 Характеристика потребителей электрической энергии

Структурный анализ потребителей электрической энергии отображает состав нагрузки, категоричность потребителей, требования к электрической сети с точки зрения надежности, а также режим работы потребителей.

Село Васильевка включают в себя потребителей II и III категории, преобладающее большинство потребителей относится к III категории. Дома преимущественно частные двухквартирные. Многоквартирный жилой фонд представлен домами микрорайона Солнечный для детей сирот.

Все потребители села Васильевка являются электроприемниками переменного тока на напряжении 0,4 кВ.

Потребители частного сектора подключаются посредством трехфазного ввода 0,4 кВ с установкой прибора учёта электроэнергии на опоре или фасаде здания. При расчёте нагрузок учитывается, что фазы загружены равномерно, искажения нагрузки по фазам отсутствуют.

Состав электроприемников потребителей частного сектора варьируется от мелкомоторной нагрузки асинхронных двигателей 0,22 кВ установленной мощностью 3 кВт до нагревательных печей установленной мощностью 5 кВт. В расчёте нагрузок использована средняя величина нагрузки имеющихся электроприемников потребителей с учётом рекомендации [4].

Производственные потребители компрессорная, котельная, водонапорная башня, мастерская относятся к мелкомоторному сектору, так как имеют в своём составе асинхронные двигатели 0,4 кВ мощностью до 7 кВт. Нагрузка приводится к трехфазной 0,4 кВ.

Коммунально-бытовые потребители клуб, столовая, магазины, библиотека является трёхфазной переменного тока с электроприемниками освещения, нагревательных печей до 2 кВт, офисной техники до 1,5 кВт.

2 НАГРУЗКИ СЕТИ 0,4 кВ

2.1 Электрические нагрузки на вводе потребителей

Расчёт дневного и вечернего максимума нагрузки на вводе в жилой дом целесообразно выполнять по указанным формулам с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формулам для многоквартирных домов:

$$S_B = \frac{K_{yB} \cdot P_P}{\cos \varphi_B}, \quad (1)$$

$$S_B = \frac{0,4 \cdot 5}{0,98} = 2 \text{ кВА};$$

$$S_D = \frac{K_{yD} \cdot P_P}{\cos \varphi_D}, \quad (2)$$

$$S_D = \frac{1 \cdot 5}{0,98} = 5,1 \text{ кВА}.$$

где K_{yD} , K_{yB} - коэффициенты участия в дневном и вечернем максимуме нагрузок, таблица 54.1, [4];

$\cos \varphi_D$; $\cos \varphi_B$ - коэффициентов мощности нагрузки дневного и вечернего потребления, таблица 54.2, [4].;

P_P - расчетная активная нагрузка на вводе, таблица 54.4, [4].

Для удобства ознакомления с результатами расчётов дневного и вечернего максимума нагрузки на вводе оформляется таблица 2 с указанием наименования потребителей.

Таблица 2 – Нагрузки потребителей села Васильевка на вводе 0,4 кВ

Объект	Кол-во объектов	Нагрузка		Sp, кВА	cosφ	Категория по надёжности
		P, кВт	Q, квар			
1	2	3	4	5	6	7
жилой дом одинарный		5	1,02	5	0,98	3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
жилой дом двойной		10	2,03	10	0,98	3
компрессорная	2	6,1	2,95	7	0,90	2
пекарня		9	5,10	10	0,87	3
магазин	1	10	4,84	11	0,90	3
кафе		9	5,10	10	0,87	3
котельная	1	28	21,00	35	0,8	2
клуб	1	32	19,83	37,6	0,85	3
столовая	1	9,00	4,36	10	0,90	3
многоквартирный дом мкр коммунальный		100	20,3	102	0,98	3
гараж	1	10	4,84	11	0,90	3
библиотека		7	3,39	8	0,9	3
школа		7	3,39	8	0,9	3
медпункт		25	10,65	27	0,92	3
КНС		65	52,15	83	0,78	3
контора	3	5	1,64	5	0,95	3
мастерская	1	60	48,14	77	0,78	3
водонапорная башня	1	6,10	2,95	7	0,90	2
многоквартирный дом мкр солнечный		100	20,3	102	0,98	3

2.2 Расчет уличного освещения

Расчёт нагрузки уличного освещения целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле для ТП 2-31:

$$P_{ос.} = P_{ос.уд.} \cdot l, \quad (3)$$

$$P_{ос.} = 4 \cdot 0,7 = 2,8 \text{ кВт},$$

где $P_{ос.уд.}$ – удельная мощность, принимаем 4 кВт/км [10];

l – длина, км.

Для удобства ознакомления с результатами расчётов нагрузки освещения улиц оформляется таблица 3 с указанием наименования ТП.

Таблица 3 – Нагрузка освещения улиц села Васильевка

№ ТП	Длина участка, км	Удельная нагрузка, кВт/км	Нагрузка освещения улиц, кВт
ТП 2-31	0,7	4	2,8
ТП 2-32	1,15	4	4,6
ТП 2-13	1,05	4	4,2
ТП 2-03	0,8	4	3,2
ТП 2-02	0,85	4	3,4
ТП 2-28	0,3	4	1,2
ТП 2-33	1,08	4	4,32
ТП 2-05	1,85	4	7,4
ТП 2-27	1,65	4	6,6
ТП 2-17	1,19	4	4,76
ТП 2-21	1,45	4	5,8
ТП 2-18	1	4	4
ТП 2-36	0,85	4	3,4

Для уличного освещения принимаются светодиодные светильники ДКУ БСТЗ 010 120 (аналог РКУ) мощностью 120 Вт.

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

Расчёт нагрузки линий 0,4 кВ целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле для ф-2 питающего 19 многоквартирных домов от ТП-2-31:

$$S_p = K_o \cdot S_i, \quad (4)$$

$$S_p = 0,29 \cdot 97 = 28,1 \text{ кВА.}$$

где K_o - коэффициент одновременности [10].

Расчёт тока воздушных линий 0,4 кВ целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных, для ф-2 от ТП-2-31:

$$I_{pMAX} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (5)$$

$$I_{pMAX} = \frac{28,1}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 40 \text{ А.}$$

Выбор сечения проводов воздушных линий [4] целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных, для ф-2 от ТП-2-31:

$$I_{pMAX} \leq I_{доп},$$

$$40 \text{ А} \leq 100 \text{ А.}$$

Принимаем СИП-2А сечением жил 70 мм^2 СИП-2А (3x70+1x25) [10].

Расчёт потери напряжения целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле для ф-2 от ТП-2-31:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{pMAX} \cdot l \cdot \frac{100}{380} \cdot (r_{уд} \cdot \cos(\varphi) + x_{уд} \cdot \sin(\varphi)), \quad (6)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 40 \cdot 500 \cdot \frac{100}{380} \cdot (0,44 \cdot 0,98 + 0,088 \cdot 0,2) = 4,1\%.$$

где $\cos(\varphi)$ и $\sin(\varphi)$ – среднее значение коэффициента мощности по фидеру;

l – длина линии, м;

I_{pMAX} – расчетный ток в линии, А.

Проверку сечения проводов целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных, для ф-2 от ТП-2-31:

$$\Delta U < \Delta U_{доп}, \quad (7)$$

$$4,1\% \leq 10\%.$$

где $\Delta U_{\text{ДОП}}$ – допустимое медленное изменение напряжения по ГОСТ 32144-2013 [11].

Условие выполняется для потребителей ф-2 от ТП-2-31.

Расчёт тока кабельных линий 0,4 кВ целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных, для ф-2 от ТП-2-28:

$$S_p = 0,62 \cdot 102 = 190 \text{ кВА},$$

$$I_{p\text{MAX}} = \frac{190}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 269 \text{ А}.$$

Расчёт допустимого тока кабельных линий [4] целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле для ф-2 от ТП-2-28:

$$I_{\text{ДОП}} = I_{\text{ДОП.СТАНД}} \cdot K_{\text{СН}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ТЕМП}} \quad (8)$$

$$I_{\text{ДОП}} = 295 \cdot 0,92 \cdot 1,25 \cdot 1 = 339 \text{ А}.$$

где $K_{\text{СН}}$ - коэффициент уменьшения допустимой нагрузки, для двух кабелей равен 0,92 по [8];

$K_{\text{ПЕР}}$ - коэффициент допустимой перегрузки при аварии с временем ликвидации 6 часов, 1.25 по [8];

$K_{\text{ТЕМП}}$ - температурный коэффициент, для 25 градусов равен 1 по [8].

Выбор сечения проводов кабельных линий целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных, для ф-2 от ТП-2-28:

$$I_{pMAX} \leq I_{доп}, \quad (9)$$

$$269 \leq 339 \text{ А.}$$

Принимаем кабель сечением жил 120 мм^2 ААШв (4х120) с длительно допустимым током 295 А [4].

Расчёт потери напряжения целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле для ф-2 от ТП-2-28:

Проверим выполнение условия (8) для ф-2 от ТП-2-28::

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 269 \cdot 150 \cdot \frac{100}{380} \cdot (0,261 \cdot 0,98 + 0,09 \cdot 0,2) = 5\%.$$

Для удобства ознакомления с результатами выбора проводников в сети 0,4 кВ оформляется таблица 4 и 5 с указанием наименования ТП.

Таблица 4 – Выбор проводов СИП-2А 0,4 кВ

ВЛ/КЛ 0,4 кВ	Тип линии	Тип потре- бителей	N _{потр}	P _{сумм} , кВт	S _{сумм} , кВА	K _о	P _p , кВт	S _p , кВА	I _p , А	I _{доп} , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТП 2-31										
ф-1	вл	быт.потр.	4	26,1	27	0,56	15	15	21	100
ф-2	вл	быт.потр.	19	95	97	0,29	28	28	40	240
ВЛ		освещение		2,8			2,8			
ТП 2-32										
ф-1	вл	быт.потр.	15	85	87	0,32	27	28	39	160
ф-2	вл	быт.потр.	18	123	129	0,29	36	37	52	240
ф-3	вл	быт.потр.	6	51,1	53	0,47	24	25	35	201
ВЛ		освещение		4,6			4,6			
ТП 2-13										
ф-1	вл	быт.потр.	5	63	71	0,5	32	35	46	160

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ф-2	вл	быт.потр.	8	80	82	0,41	33	33	47	195
ф-3	вл	быт.потр.	7	70	71	0,43	30	31	43	240
ВЛ		освещение		4,2			4,2			
ТП 2-03										
ф-1	вл	быт.потр.	8	50	51	0,41	21	21	30	130
ф-2	вл	быт.потр.	12	97	104	0,35	34	36	49	160
ф-3	вл	быт.потр.	10	69	72	0,38	26	27	38	160
ВЛ		освещение		3,2			3,2			
ТП 2-02										
ф-1	вл	быт.потр.	24	145	148	0,28	41	41	59	290
ф-2	вл	быт.потр.	5	40	41	0,5	20	20	29	130
ВЛ		освещение		3,4			3,4			
ТП 2-28										
ф-1	вл	быт.потр.	4	40	42	0,56	22	23	32	100
ф-2	кл	быт.потр.	3	300	306	0,62	186	190	269	339
ВЛ		освещение		1,2			1,2			
ТП 2-33										
ф-1	вл	быт.потр.	12	67	69	0,35	23	24	34	160
ф-2	вл	быт.потр.	12	97	101	0,35	34	35	49	195
ф-3	кл	быт.потр.	2	200	204	0,73	146	149	211	385
ф-4	кл	быт.потр.	3	225	231	0,62	140	143	202	385
ВЛ		освещение		4,32			4,32			
ТП 2-05										
ф-1	вл	быт.потр.	14	100	102	0,33	33	34	48	160
ф-2	вл	быт.потр.	6	40	41	0,47	19	19	27	100
ф-3	вл	быт.потр.	22	120	122	0,28	34	34	49	195
ф-4	вл	быт.потр.	9	50	51	0,4	20	20	29	130
ф-5	вл	быт.потр.	9	45	46	0,4	18	18	26	130
ф-6	вл	быт.потр.	16	95	97	0,32	30	31	44	240
ВЛ		освещение		7,4			7,4			
ТП 2-27										
ф-1	вл	быт.потр.	13	125	128	0,34	43	43	61	240
ф-2	вл	быт.потр.	11	110	112	0,37	41	42	59	195
ф-3	вл	быт.потр.	11	75	77	0,37	28	28	40	240
ф-4	вл	быт.потр.	9	120	139	0,4	48	55	69	340
ВЛ		освещение		6,6			6,6			
ТП 2-17										
ф-2	вл	быт.потр.	6	60	61	0,47	28	29	41	130
ф-3	вл	быт.потр.	10	100	104	0,38	38	39	55	195
ф-4	вл	пром.потр.	2	130	167	0,85	111	142	160	344
ф-5	вл	пром.потр.	2	130	167	0,85	111	142	160	344
ВЛ		освещение		4,8			4,8			
ТП 2-21										
ф-1	вл	быт.потр.	10	100	102	0,38	38	39	55	290
ф-2	вл	быт.потр.	13	130	134	0,34	44	46	64	340
ф-3	вл	быт.потр.	7	35	36	0,43	15	15	22	130
ВЛ		освещение		5,8			5,8			

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТП 2-18										
ф-1	вл	быт.потр.	5	36,1	39	0,5	18	20	26	130
ВЛ		освещение		4			4			
ТП 2-36										
ф-1	вл	быт.потр.	13	90	93	0,34	31	32	44	240
ВЛ		освещение		3,4			3,4			

Таблица 5 – Выбор кабелей ААШв 0,4 кВ

ВЛ/КЛ 0,4 кВ	Тип линии	Тип потре- бителей	N _{потр}	P _{сумм} , кВт	S _{сумм} , кВА	K _о	P _р , кВт	S _р , кВА	I _р , А	I _{доп} , А
ТП 2-17										
ф-1	кл	пром.потр.	2	34,1	42	0,85	29	36	42	132
ТП 2-18										
ф-2	кл	быт.потр.	1	100	102	1	100	102	145	201
ф-3	кл	быт.потр.	1	100	102,0	1	100	102	145	293
ф-4	кл	быт.потр.	1	100	102,0	1	100	102	145	293
ф-5	кл	быт.потр.	1	100	102,0	1	100	102	145	293
ТП 2-36										
ф-2	кл	быт.потр.	14	140	143	0,33	46	47	67	293

Для удобства ознакомления с результатами проверки проводников в сети 0,4 кВ оформляется таблица 6 и 7 с указанием наименования ТП.

Таблица 6 – Проверка проводов СИП-2А 0,4 кВ

ВЛ/КЛ 0,4 кВ	Тип потре- бителей	I _р , А	I _{доп} , А	F _{пров/каб} , мм ²	L, км	cos(φ)	sin(φ)	R, Ом/км	X, Ом/км	ΔU, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТП 2-31										
ф-1	быт.потр.	21	100	16	0,2	0,96	0,3	1,91	0,1	3,6
ф-2	быт.потр.	40	240	70	0,5	0,98	0,2	0,44	0,09	4,1
ТП 2-32										
ф-1	быт.потр.	39	160	35	0,3	0,98	0,2	0,87	0,09	4,7
ф-2	быт.потр.	52	240	70	0,45	0,96	0,3	0,44	0,09	4,7
ф-3	быт.потр.	35	201	50	0,4	0,97	0,2	0,64	0,09	4,1
ТП 2-13										
ф-1	быт.потр.	46	160	35	0,25	0,89	0,5	0,87	0,09	4,2
ф-2	быт.потр.	47	195	50	0,35	0,98	0,2	0,64	0,09	4,9
ф-3	быт.потр.	43	240	70	0,45	1,0	0,2	0,44	0,09	4,0
ТП 2-03										
ф-1	быт.потр.	30	130	25	0,25	0,98	0,2	1,2	0,09	4,0

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ф-2	быт.потр.	49	160	35	0,25	0,93	0,4	0,87	0,09	4,7
ф-3	быт.потр.	38	160	35	0,3	0,96	0,3	0,87	0,09	4,4
ТП 2-02										
ф-1	быт.потр.	59	290	95	0,55	0,98	0,2	0,32	0,09	4,9
ф-2	быт.потр.	29	130	25	0,3	0,98	0,2	1,2	0,09	4,7
ТП 2-28										
ф-1	быт.потр.	32	100	16	0,15	0,96	0,3	1,91	0,1	4,1
ТП 2-33										
ф-1	быт.потр.	34	160	35	0,3	0,97	0,2	0,87	0,09	4,0
ф-2	быт.потр.	49	195	50	0,35	0,96	0,3	0,64	0,09	5,0
ТП 2-05										
ф-1	быт.потр.	48	160	35	0,2	0,98	0,2	0,87	0,09	3,8
ф-2	быт.потр.	27	100	16	0,15	0,98	0,2	1,91	0,1	3,5
ф-3	быт.потр.	49	195	50	0,35	0,98	0,2	0,64	0,09	5,0
ф-4	быт.потр.	29	130	25	0,3	0,98	0,2	1,2	0,09	4,7
ф-5	быт.потр.	26	130	25	0,35	0,98	0,2	1,2	0,09	4,9
ф-6	быт.потр.	44	240	70	0,5	0,98	0,2	0,44	0,09	4,5
ТП 2-27										
ф-1	быт.потр.	61	240	70	0,3	0,98	0,2	0,44	0,09	3,8
ф-2	быт.потр.	59	195	50	0,25	0,98	0,2	0,64	0,09	4,3
ф-3	быт.потр.	40	240	70	0,5	0,98	0,2	0,44	0,09	4,1
ф-4	быт.потр.	69	340	120	0,6	0,87	0,5	0,253	0,09	5,0
ТП 2-17										
ф-2	быт.потр.	41	130	25	0,2	0,98	0,2	1,2	0,09	4,4
ф-3	быт.потр.	55	195	50	0,25	0,96	0,3	0,64	0,09	4,0
ф-4	пром.потр.	160	344	150	0,32	0,78	0,6	0,206	0,09	5,0
ф-5	пром.потр.	160	344	150	0,32	0,78	0,6	0,206	0,09	5,0
ТП 2-21										
ф-1	быт.потр.	55	290	95	0,5	0,98	0,2	0,32	0,09	4,1
ф-2	быт.потр.	64	340	120	0,55	0,97	0,3	0,253	0,09	4,3
ф-3	быт.потр.	22	130	25	0,4	0,98	0,2	1,2	0,09	4,7
ТП 2-18										
ф-1	быт.потр.	26	130	25	0,3	0,92	0,4	1,2	0,09	4,0
ТП 2-36										
ф-1	быт.потр.	44	240	70	0,45	0,97	0,2	0,44	0,09	4,1
ф-2	быт.потр.	67	293	95	0,4	0,98	0,2	0,329	0,09	4,1

Таблица 7 – Проверка кабелей ААШв 0,4 кВ

ВЛ/КЛ 0,4 кВ	Тип потреби- телей	I _p , А	I _{доп} , А	F _{пров/каб} , мм ²	L, км	cos(φ)	sin(φ)	R, Ом/км	X, Ом/км	ΔU, %
ТП 2- 28										
ф-2	быт.потр.	269	339	120	0,15	0,98	0,2	0,261	0,09	5,0
ТП 2- 33										
ф-3	быт.потр.	211	385	150	0,2	0,98	0,2	0,208	0,09	4,3
ф-4	быт.потр.	202	385	150	0,23	0,97	0,2	0,208	0,09	4,7
ТП 2- 17										
ф-1	пром.потр.	42	132	25	0,1	0,82	0,6	1,25	0,09	2,0
ТП 2- 18										
ф-2	быт.потр.	145	201	50	0,1	0,98	0,2	0,625	0,09	4,1
ф-3	быт.потр.	145	293	95	0,2	0,98	0,2	0,329	0,09	4,5
ф-4	быт.потр.	145	293	95	0,2	0,98	0,2	0,329	0,09	4,5
ф-5	быт.потр.	145	293	95	0,2	0,98	0,2	0,329	0,09	4,5
ТП 2- 36										
ф-2	быт.потр.	67	293	95	0,4	0,98	0,2	0,329	0,09	4,1

Сети 0,4 кВ села Васильевка реконструируются в части замены деревянных опор на железобетонные на базе стоек железобетонных СВ 95-2 с применением самонесущих изолированных, скрученными в жгут проводов. Используются угловые промежуточные опоры УП 3 и УП 4. На опорах предусматривается установка светодиодных светильников ДКУ БСТЗ 010 120 (аналог РКУ) мощностью 120 Вт.

2.4 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

Расчёт нагрузки на шинах НН ТП № 2-31 целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле для ТП-2-31:

$$P_{P\text{ТП}} = P_{P\text{наиб}} + P_{P\text{доб}}, \quad (10)$$

$$P_{P\text{ТП}2-31} = 28 + 9,2 = 37,2 \text{ кВт.}$$

где $P_{P_{наиб}}$ - наибольшая из нагрузок линий, подключенных к ТП, кВт;

$P_{P_{доб}}$ - добавочная величина нагрузки в соответствии со справочными данными [3], кВт.

Расчёт нагрузки на шинах НН ТП № 2-31 с учётом нагрузки освещения улиц целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле для ТП-2-31:

$$S_{P_{ТП}} = \frac{P_{P_{ТП}} + P_{P_{осв}}}{\cos(\varphi)}, \quad (11)$$

$$S_{P_{ТП2-31}} = \frac{37,2 + 2,8}{0,97} = 45 \text{ кВА},$$

где $\cos(\varphi)$ – среднее значение коэффициента мощности по ТП.

Для удобства ознакомления с результатами расчёта нагрузки на шинах НН ТП оформляется таблица 8 с указанием наименования ТП.

Таблица 8 – Суммарная расчётная нагрузка ТП

№ ТП	$P_{P_{ТП i}}$, кВт	Добавка, кВт	Нагрузка освещения, кВт	$S_{P_{ТП i}}$, кВА
ТП 2-31	44	28+9,2	2,8	45
ТП 2-32	79	36+15+17	4,6	82
ТП 2-13	83	33+19+20,4	4,2	87
ТП 2-03	71	34+13,1+16,4	3,2	75
ТП 2-02	62	41+12,5	3,4	63
ТП 2-28	203	186+13,8	1,2	209
ТП 2-05	128	34+11,2+11,8+12,5+19+21,2	4,32	130
ТП 2-27	138	48+17,7+27,2+28,8	7,4	145
ТП 2-17	237	111+18,4+78	6,6	274
ТП 2-21	93	44+9,2+25	4,76	95
ТП 2-18	328	100+11,2+69+69+69	5,8	339
ТП 2-36	74	46+19,7	4	76

3 НАГРУЗКИ СЕТИ 10 кВ

3.1 Выбор числа и мощности ТП

Расчёт мощности силовых трансформаторов ТП № 2-31 целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле для ТП-2-31:

$$S_{СТ} = \frac{S_{P\ TП\ i}}{n_{ТР} \cdot K_c}, \quad (12)$$

$$S_{СТ\ TП2-31} = \frac{45}{1 \cdot 0,77} = 59 \text{ кВА.}$$

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

$n_{ТР}$ - число трансформаторов;

K_c - коэффициент допустимой систематической нагрузки, принимаемый в зависимости от вида потребителей по таблице 11 [8].

Стандартный ряд номинальной мощности трансформаторов 25, 40 ,100 ,160 ,250 ,400 кВА. Ближайшая большая величина стандартной мощности для ТП № 2-31 - 63 кВА.

Расчёт загрузки в нормальном и послеаварийном режиме силовых трансформаторов ТП № 2-31 целесообразно выполнять по указанным формулам с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле для ТП-2-31:

$$K_{3\ норм} = \frac{S_{P\ TП\ i}}{S_{НОМ\ ТР} \cdot n_{ТР}}, \quad (13)$$

$$K_{3\ норм} = \frac{59}{63 \cdot 1} = 0,72 \geq 0,5,$$

$$K_{3 n/ав} = \frac{S_{P_{ТП i}}}{S_{НОМ_{ТП}} \cdot (n_{ТП} - 1)}, \quad (14)$$

$$K_{3 n/ав} = \frac{59}{63 \cdot 1} = 0,72 \leq 1,4,$$

где $S_{НОМ_{ТП}}$ - номинальная мощность трансформаторов ТП, кВА;

$n_{ТП}$ - число трансформаторов.

Для удобства ознакомления с результатами расчёта мощности трансформаторов ТП оформляется таблица 9 с указанием наименования ТП.

Таблица 9 – Выбор и проверка трансформаторов ТП

№ ТП	Sp, кВА	Nтр	Kс	Срасч, кВА	Sном, кВА	Kз
ТП 2-31	45	1	0,77	59	63	0,72
ТП 2-32	82	1	0,77	106	100	0,82
ТП 2-13	87	1	0,77	113	160	0,54
ТП 2-03	75	1	0,77	97	100	0,75
ТП 2-02	63	1	0,84	75	100	0,63
ТП 2-28	209	1	0,82	255	250	0,84
ТП 2-33	302	1	0,82	368	400	0,75
ТП 2-05	130	1	0,84	155	160	0,82
ТП 2-27	145	1	0,77	189	250	0,58
ТП 2-17	274	1	0,77	356	400	0,68
ТП 2-21	95	1	0,77	124	160	0,60
ТП 2-18	339	1	0,82	414	400	0,85
ТП 2-36	76	1	0,76	100	100	0,76

3.2 Определение потерь мощности в трансформаторах ТП

Несмотря на незначительную величину потерь мощности в трансформаторах ТП, данные величины потерь требуется определять для корректного расчёта нагрузок проводов ВЛ-10 кВ.

Расчёт полных активных потерь мощности в силовых трансформаторах ТП № 2-13 целесообразно выполнять по указанным формулам с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле для ТП-2-13:

$$\Delta P_{ТП} = \Delta P_{ХХ} + K_3^2 \cdot \Delta P_{КЗ}, \quad (15)$$

$$\Delta P_{TP} = 0,56 + 0,54^2 \cdot 2,65 = 1,7 \text{ кВт},$$

где ΔP_{XX} - активные потери холостого хода в силовых трансформаторах ТП № 2-13, [3];

ΔP_{K3} - активные потери короткого замыкания в силовых трансформаторах ТП № 2-13, [3].

Расчёт полных реактивных потерь мощности в силовых трансформаторах ТП № 2-13 целесообразно выполнять по указанным формулам с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле для ТП-2-13:

$$\Delta Q_{TP} = \Delta Q_{XX} + K_3^2 \cdot \Delta Q_{K3}, \quad (16)$$

$$\Delta Q_{TP} = 3,84 + 0,54^2 \cdot 7,2 = 6 \text{ квар},$$

где ΔQ_{XX} - реактивные потери холостого хода в силовых трансформаторах ТП № 2-13, [3];

ΔQ_{K3} - реактивные потери короткого замыкания в силовых трансформаторах ТП № 2-13, [3].

Расчёт реактивных потерь мощности холостого хода в силовых трансформаторах ТП № 2-13 целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле для ТП-2-13:

$$\Delta Q_{XX} = S_{НОМ TP} \cdot \frac{I_X}{100}, \quad (17)$$

$$\Delta Q_{XX} = 160 \cdot \frac{2,4}{100} = 3,84 \text{ квар};$$

где $S_{НОМ TP}$ - номинальная мощность трансформатора ТП № 2-13, [3];

I_X - ток холостого хода в силовых трансформаторах ТП № 2-13, [3].

Расчёт реактивных потерь мощности короткого замыкания в силовых трансформаторах ТП № 2-13 целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле для ТП-2-13:

$$\Delta Q_{K3} = S_{НОМ\ TP} \cdot \frac{U_K}{100}, \quad (18)$$

$$\Delta Q_{K3} = 160 \cdot \frac{4,5}{100} = 7,2 \text{ квар};$$

где U_K - напряжение короткого замыкания в силовых трансформаторах ТП № 2-13, [3].

Для удобства ознакомления с результатами расчёта потерь мощности в трансформаторах ТП оформляется таблица 10 с указанием наименования ТП.

Таблицу 10 – Потери мощности в трансформаторах

№ ТП	$K_{з\ факт}$	ΔP_{xx} , кВт	ΔP_{K3} , кВт	U_K , %	I_X , %	ΔP_{TP} , кВт	ΔQ_{TP} , кВт
ТП 2-31	0,72	0,26	1,28	4,5	2	0,9	2,7
ТП 2-32	0,82	0,37	1,97	4,6	2,6	1,7	5,7
ТП 2-13	0,54	0,56	2,65	4,5	2,4	1,3	6,0
ТП 2-03	0,75	0,37	1,97	4,6	2,6	1,5	5,2
ТП 2-02	0,63	0,37	1,97	4,6	2,6	1,1	4,4
ТП 2-28	0,84	0,82	3,7	4,5	2,3	3,4	13,6
ТП 2-33	0,75	1,05	5,5	4,5	2,1	4,2	18,6
ТП 2-05	0,82	0,56	2,65	4,5	2,4	2,3	8,6
ТП 2-27	0,58	0,82	3,7	4,5	2,3	2,1	9,5
ТП 2-17	0,68	1,05	5,5	4,5	2,1	3,6	16,8
ТП 2-21	0,60	0,56	2,65	4,5	2,4	1,5	6,4
ТП 2-18	0,85	1,05	5,5	4,5	2,1	5,0	21,3
ТП 2-36	0,76	0,37	1,97	4,6	2,6	1,5	5,3
ТП 2-31	0,72	0,26	1,28	4,5	2	0,9	2,7

3.3 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Расчёт нагрузки ТП, приведенной к напряжению 10 кВ ТП № 2-31 целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом расчётных данных, указанных в пояснении к формуле для ТП-2-31:

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

$$S_{10кВ ТП2-31} = \sqrt{(45 + 0,9)^2 + (14 + 2,7)^2} = 47 \text{ кВА}.$$

где $\Delta P_{ТПi}$ - потери активной мощности в силовых трансформаторах ТП № 2-31;

$\Delta Q_{ТПi}$ - потери реактивной мощности в силовых трансформаторах ТП № 2-31.

Для удобства ознакомления с результатами расчёта нагрузки на стороне 10 кВ ТП оформляется таблица 11 с указанием наименования ТП.

Таблица 11 - Нагрузки ТП на стороне 10 кВ

№ ТП	Активная, кВт	Реактивная, квар	Полная, кВА
ТП 2-31	45	14	47
ТП 2-32	81	26	85
ТП 2-13	84	33	90
ТП 2-03	73	27	78
ТП 2-02	63	17	65
ТП 2-28	206	65	216
ТП 2-33	297	89	310
ТП 2-05	130	35	135
ТП 2-27	140	54	150
ТП 2-17	240	155	286
ТП 2-21	94	27	98
ТП 2-18	333	107	350
ТП 2-36	76	22	79
ТП 2-31	45	14	47

3.4 Выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ

ВЛ 10 кВ выполняем проводом СИП-3 [10].

Разработаны 2 варианта сети 10 кВ для сравнения по приведенным затратам исходя из минимального количества головных выключателей 10 кВ и суммарной протяженности линий в одноцепном исполнении, рисунки 1 и 2.

Для разработанных вариантов проводится предварительный выбор сечений проводов СИП-3 с учётом того, что для двух лучевых схем в работе одна цепь и размыкания петли по точке потокораздела.

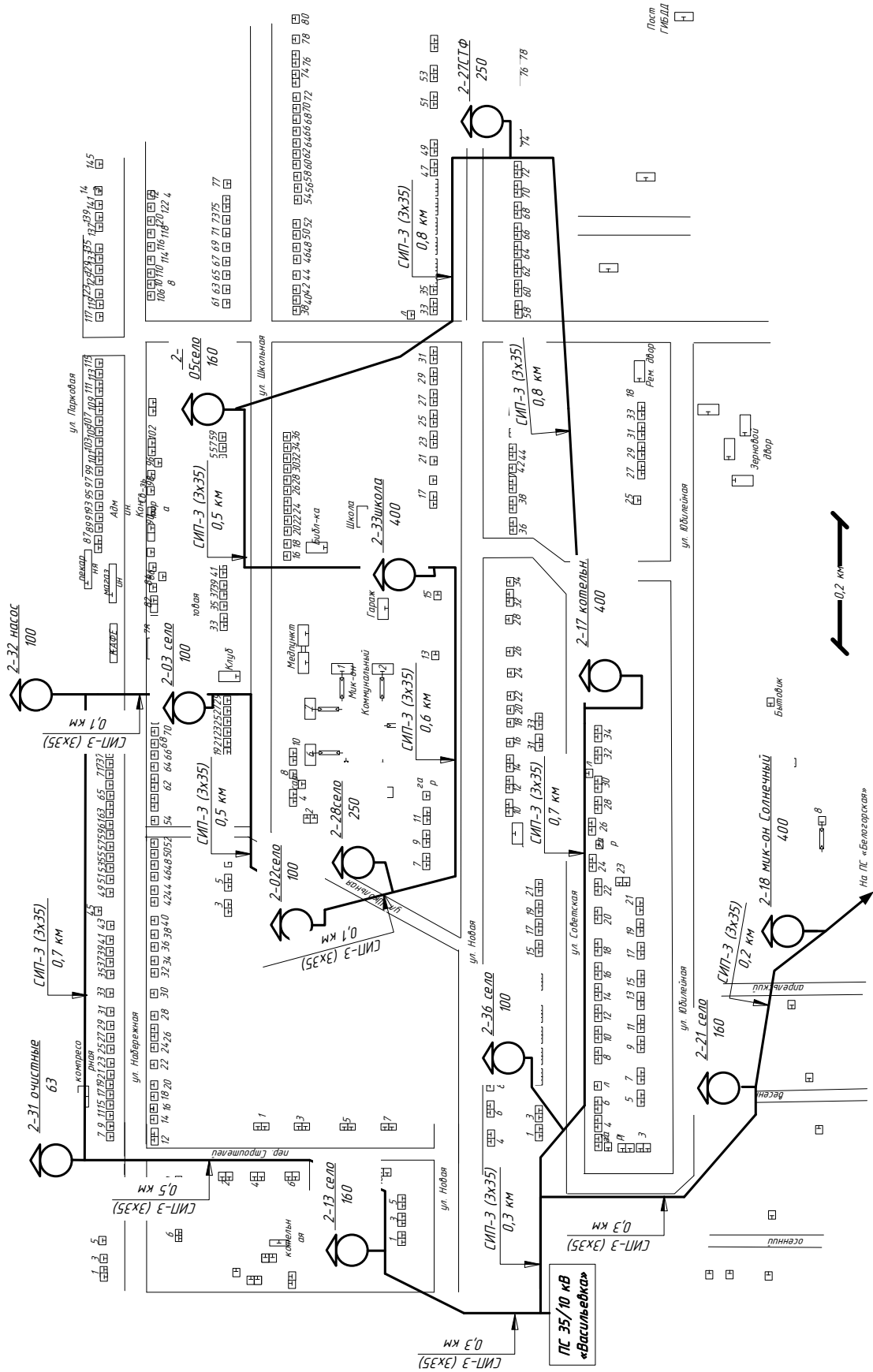


Рисунок 2 - Вариант №2 схемы распределительной сети 10 кВ

Расчёт нагрузки линии ПС-ТП2-21-ТП2-18 в варианте 1 целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле:

$$P_{P\text{ ТП2-21-ТП2-18}} = K_o \cdot (P_{P\text{ ТП2-21}} + P_{P\text{ ТП2-18}}), \quad (20)$$

$$P_{P\text{ ТП2-21-ТП2-18}} = 0,9 \cdot (333 + 94) = 385 \text{ кВт},$$

$$Q_{P\text{ ТП2-21-ТП2-18}} = K_o \cdot (Q_{P\text{ ТП2-21}} + Q_{P\text{ ТП2-18}}), \quad (21)$$

$$Q_{P\text{ ТП2-21-ТП2-18}} = 0,9 \cdot (27 + 107) = 121 \text{ квар},$$

где K_o - коэффициент одновременности, [8].

Расчёт тока линии ПС-ТП2-21-ТП2-18 в варианте 1 целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$I_{P\text{ ТП2-21-ТП2-18}} = \frac{\sqrt{P_{P\text{ ТП2-21-ТП2-18}}^2 + Q_{P\text{ ТП2-21-ТП2-18}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (21)$$

$$I_{P\text{ ТП2-21-ТП2-18}} = \frac{\sqrt{385^2 + 121^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23 \text{ А}.$$

Для удобства ознакомления с результатами расчёта нагрузки линий 10 кВ оформляется таблица 12 с указанием наименования линий 10 кВ.

Таблица 12 – Основные показатели выбранных вариантов сети 10 кВ

Линия	Scум, кВА	Ko	Sp, кВА	Ip, А	L, км	nc
1	2	3	4	5	6	7
Вариант №1						
ТП 2-13, ТП 2-31, ТП 2-02, ТП 2-28, ТП 2-03	756	0,80	604	35	1,9	1

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7
ТП 2-36, ТП 2-17, ТП 2-33, ТП 2-27, ТП 2-05, ТП 2-32	1037	0,80	830	48	3,5	1
ТП 2-21, ТП 2-18	448	0,90	403	23	0,5	1
Вариант №2						
ТП 2-13, ТП 2-31, ТП 2-32, ТП 2-03, ТП 2-02	364	0,80	292	17	2,1	1
ТП 2-36, ТП 2-17, ТП 2-27, ТП 2-05, ТП 2-33, ТП 2-28	1168	0,80	935	54	3,7	1

Выбор сечения проводов воздушных линий 10 кВ целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных, для линии ПС-ТП2-21-ТП2-18:

$$I_{pMAX} \leq I_{дон}, \quad (22)$$

$$23 \leq 200 \text{ А.}$$

где $I_{дон}$ - допустимый по нагреву ток провода СИП-3 (3х35) для сети 10 кВ, [10].

Выбираем провод марки СИП-3 (3х35) сечением жил 35 мм² по условию механической прочности для протяженных магистралей, на которых тяжение провода должно соответствовать протяженности линии, а также в связи с отсутствием выпускаемого провода сечением жил менее 35 мм².

В первом и втором варианте сети 10 кВ села Васильевка проводится проверка по допустимой потере напряжения, что в полной мере отражает реальные условия функционирования сети.

Расчёт потери напряжения целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных, для линии 10 кВ ПС-ТП2-21-ТП2-18:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{p\ TP\ i-j} \cdot l \cdot \frac{100}{U_H} \cdot (r_{уд} \cdot \cos(\varphi) + x_{уд} \cdot \sin(\varphi)), \quad (23)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 23 \cdot 0,5 \cdot \frac{100}{10000} \cdot (0,986 \cdot 0,92 + 0,1 \cdot 0,4) = 0,2\%.$$

Для удобства ознакомления с результатами расчёта потерь напряжения в линиях 10 кВ оформляется таблица 13 с указанием наименования линий 10 кВ села Васильевка

Таблица 13 – Потери напряжения в линиях рассматриваемых вариантов

Линия	$I_{p\ TP}$, А	l , км	$n_{ц}$	$r_{уд}$, Ом/км	ΔU , %
Вариант №1					
ТП 2-13, ТП 2-31, ТП 2-02, ТП 2-28, ТП 2-03	35	1,9	1	0,986	1,1
ТП 2-36, ТП 2-17, ТП 2-33, ТП 2-27, ТП 2-05, ТП 2-32	48	3,5	1	0,986	2,8
ТП 2-21, ТП 2-18	23	0,5	1	0,986	0,2
Вариант №2					
ТП 2-13, ТП 2-31, ТП 2-32, ТП 2-03, ТП 2-02	17	2,1	1	0,986	0,6
ТП 2-36, ТП 2-17, ТП 2-27, ТП 2-05, ТП 2-33, ТП 2-28	54	3,7	1	0,986	3,3

Расчёт приведенных затрат для каждого варианта сети 10 кВ целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле:

$$Z = E_H \cdot K + И = E_H \cdot (K_{ВЛ} + K_{ВЫКЛ}) + (A \cdot K_{ВЛ} + A \cdot K_{ВЫКЛ}) + C_0 \cdot (\Delta W_{ВЛ}) \cdot 10^{-3}, \quad (34)$$

где $E_H = 0,1$ - норматив дисконтирования, зависит от ставки рефинансирования, [10];

$K_{ВЛ}$ - стоимость ВЛ-10 кВ в части сооружения проводов ВЛ, [10];

$K_{ВЫКЛ}$ - стоимость выключателей 10 кВ без учёта затрат на монтаж, [10];

$C_0 = 1,53$ руб./кВт·ч – удельная стоимость потерь электроэнергии, [10];

A - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание

$a_{ам.выкл} = 5,9\%$, $a_{ам.ВЛЭП} = 0,5\%$, [10];

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

Расчёт потерь электроэнергии для каждого варианта сети 10 кВ целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле:

$$\Delta W_{Л} = \sum \frac{(P_{Л})^2 + (Q_{Л})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R + i \cdot X) \cdot T, \quad (25)$$

где $P_{Л}$ – потоки активной мощности по линии, МВт;

$Q_{Л}$ – потоки реактивной мощности по линии, МВар;

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

T – число часов.

Для удобства ознакомления с результатами расчёта приведенных затрат для линий 10 кВ оформляется таблица 14 с указанием наименования вариантов сети 10 кВ.

Таблица 14 – Сравнение вариантов сети 10 кВ

№ Варианта	1	2
Количество выключателей 10 кВ, шт	2	2
Стоимость выключателя 10 кВ, тыс руб	350	350
Капиталовложения в выключатели, тыс руб	700	700
Протяженность линий 10 кВ, км	5,55	5,9
Стоимость 1 км СИП-3, тыс. руб.\км	334	334
Капиталовложения в линии 10 кВ, тыс руб	1853,7	1970,6
Издержки на эксплуатацию и ремонт линий 10 кВ, тыс руб	9	10
Издержки на эксплуатацию и ремонт выключателей 10 кВ, тыс руб	41	41
Издержки на амортизацию электрооборудования, тыс руб	128	134
Потери электроэнергии, кВт·ч	268099	294515
Стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт·ч	1,53	1,53
Издержки потерь электроэнергии, тыс руб	410	451
Приведенные затраты, тыс руб	844	902

В результате сравнения по приведенным затратам выявлено, что вариант 2 дороже на 6%. Выбираем вариант 1.

Проверка линий 10 кВ варианта 1 осуществляется при условии:

1) Петля ПС-ТП10-ТП6-ТП2-ТП3-ТП7-ТП8-ТП9 нормально разомкнута (линия ТП3-ТП2 отключена)

2) Двухлучевые схемы работают с включенными обеими цепями.

Для плеч петли ПС-ТП 2-36, ТП 2-17, ТП 2-33, ТП 2-27, ТП 2-05, ТП 2-32, ТП 2-03, ТП 2-28, ТП 2-02, ТП 2-31, ТП 2-13 рассчитаны потери напряжения при обрыве каждого головного участка.

Для удобства ознакомления с результатами расчёта потерь напряжения линий 10 кВ варианта 1 оформляется таблица 15 с указанием наименования линий 10 кВ.

Таблица 15 – Проверка варианта сети 10 кВ

Линия	$S_{\text{сум}}$, кВА	K_o	S_p , кВА	I_p , А	F , мм ²	$I_{\text{доп}}$, А	L , км	$n_{\text{ц}}$	R , Ом/км	ΔU , %
ТП 2-36- ТП 2-13	1684	0,7	1254	72	35	200	5,3	1	0,986	6,3

3.5 Расчёт электрических нагрузок на шинах 10 кВ подстанции Васильевка

Расчёт нагрузки на стороне 10 кВ ПС Васильевка целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле:

$$P_{P\text{ ПС}} = K_o \cdot \Sigma P_{P\text{ ТП}}, \quad (26)$$

$$P_{P\text{ ПС}} = 0.7 \cdot (2112) = 1478 \text{ кВт},$$

$$Q_{P\text{ ПС}} = K_o \cdot (Q_{P\text{ ТП}}), \quad (27)$$

$$Q_{P\text{ ПС}} = 0,7 \cdot (745) = 522 \text{ квар},$$

где K_o - коэффициент одновременности, [8].

Расчёт тока на стороне 10 кВ ПС Васильевка целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$I_{P\Pi C} = \frac{\sqrt{P_{P\Pi C}^2 + Q_{P\Pi C}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (28)$$

$$I_{P\Pi C} = \frac{\sqrt{1478^2 + 522^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 91 A.$$

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

4.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

При выборе проводников и аппаратов за расчётный режим принимают, как правило, режим короткого замыкания.

Для удобства расчёта токов КЗ оформляется исходная схема и схема замещения участка сети 10 кВ с указанием наименования линий 10 кВ, рисунок 3.

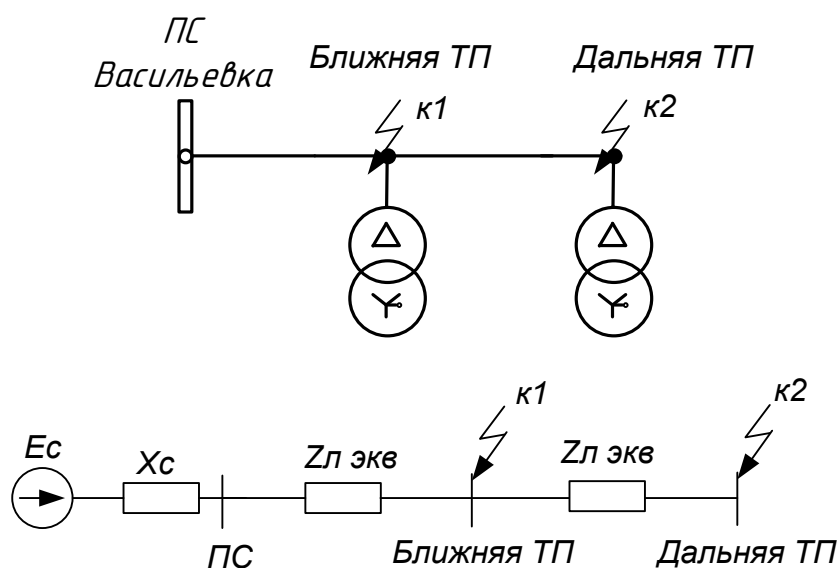


Рисунок 3 - Исходная схема и схема замещения участка 10 кВ

Расчет тока КЗ произведем на шинах ПС для электрически наиболее близкой ТП №2-13 и наиболее удаленной ТП №2-03 на магистрали ПС-ТП 2-13, ТП 2-31, ТП 2-02, ТП 2-28, ТП 2-03. Расчёт токов КЗ производим в именованных единицах – приближенное приведение.

Расчёт сопротивления системы целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле:

$$X_C = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{отк}}, \quad (29)$$

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

где $I_{отк}$ – отключающая способность выключателя на головном участке сети ($I_{отк} = 12,5$ кА), [15].

U_{cp} - среднее напряжение в месте установки элемента ($U_{cp} = 10,5$ кВ).

Расчёт сопротивления проводов 10 кВ целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных, Ом:

$$X_{Л} = x_{y\partial} \cdot L, \quad (30)$$

$$X_{Л} = 0,1 \cdot 0,3 = 0,03,$$

$$R_{Л} = r_{y\partial} \cdot L, \quad (31)$$

$$R_{Л} = 0,986 \cdot 0,3 = 0,3.$$

Расчёт периодической составляющей тока короткого замыкания в начальный момент времени на ТП №2-13 целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных, кА:

$$I_{noТП2-13}^{(3)} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}}, \quad (32)$$

$$I_{noТП2-13}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,3^2 + (0,485 + 0,03)^2}} = 10,7.$$

Расчёт тока двухфазного короткого замыкания целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных, кА:

$$I_{noTII2-13}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{noTII2-13}^{(3)}, \quad (33)$$

$$I_{noTII2-13}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,7 = 9,3.$$

Расчёт постоянной затухания апериодической составляющей целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных, с:

$$T_{TII2-13} = \frac{R_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} \cdot 314, \quad (34)$$

$$T_{TII2-13} = \frac{0,3}{0,485 \cdot 314} = 0,002.$$

Расчёт коэффициента затухания апериодической составляющей целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$K_{y\partial TII2-13} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{TII2-13}}}, \quad (35)$$

$$K_{y\partial TII2-13} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,002}} = 1,1.$$

Расчёт ударного тока короткого замыкания целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных, кА:

$$i_{y\partial TП2-13} = K_{y\partial TП2-13} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no TП2-13}^{(3)}, \quad (36)$$

$$i_{y\partial TП2-13} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,7 = 17,3.$$

Для удобства ознакомления с результатами расчёта токов КЗ в сети 10 кВ оформляется таблица 16 с указанием наименования участков сети 10 кВ.

Таблица 16 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ

Линия	Длина, км	R _{экв} , Ом	Z _{экв} , Ом	I ⁽³⁾ _{по} , кА	I ⁽²⁾ _{по} , кА	T, с	K _{уд}	I _{уд} , кА
ТП 2-13, ТП 2-31, ТП 2-02, ТП 2-28, ТП 2-03								
ТП 2-13	0,3	0,30	0,57	10,68	9,29	0,002	1,1	17,3
ТП 2-03	1,9	1,87	1,94	3,14	2,73	0,012	1,0	4,4
ТП 2-36, ТП 2-17, ТП 2-33, ТП 2-27, ТП 2-05, ТП 2-32								
ТП 2-36	0,4	0,39	0,63	9,71	8,45	0,003	1,1	14,8
ТП 2-32	3,5	3,45	3,48	1,74	1,52	0,023	1,0	2,5
ТП 2-21, ТП 2-18								
ТП 2-21	0,3	0,30	0,57	10,68	9,29	0,002	1,1	17,3
ТП 2-18	0,5	0,49	0,69	8,78	7,64	0,003	1,0	12,9

4.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

Для удобства расчёта токов КЗ оформляется исходная схема и схема замещения участка сети 0,4 кВ с указанием наименования линий 0,4 кВ, рисунок 4.

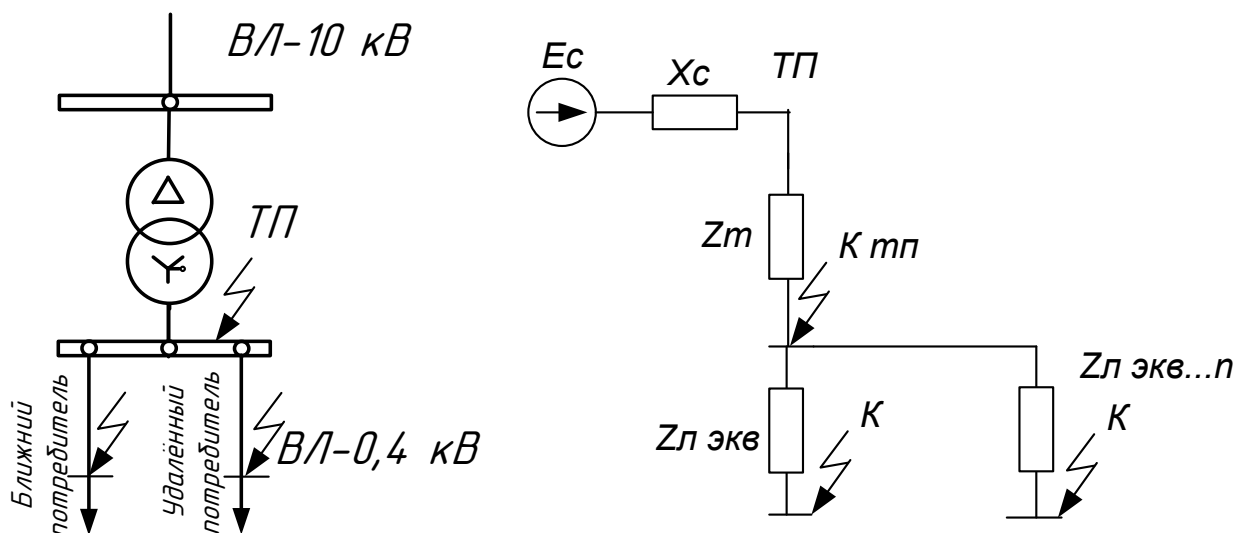


Рисунок 4 – Исходная схема и схема замещения участка 0,4 кВ

За расчётные точки электрически ближайšie и удалённые ЭП сети 0,4 кВ для ТП №2-31.

Расчёт сопротивления системы целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле на стороне ВН ТП №2-31, мОм:

$$x_C = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot I_{Kc}^{(3)}}, \quad (37)$$

$$x_C = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 10} = 22,$$

где $I_{Kc}^{(3)}$ - отключающая способность выключателя нагрузки на стороне 10 кВ, 10 кА.

Сопротивление обратной последовательности всех имеющихся элементов равно сопротивлению прямой последовательности. Сопротивление нулевой последовательности системы равняется нулю. Реактивное и активное сопротивление линий принимаются $X_{0л} = 3,5 \cdot X_{1л}$, $R_{0л} = 10 \cdot R_{1л}$.

Расчёт тока однофазного КЗ целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных, кА:

$$I_{II0}^{(1)} = \frac{U_{CPHH} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}. \quad (38)$$

Справочные данные трансформатора ТМ-160/10 для ТП №2-13 по [9]:

$$r_{mp} = 0,017 \text{ Ом},$$

$$X_{mp} = 0,042 \text{ Ом}.$$

Расчёт сопротивления проводов 0,4 кВ целесообразно выполнять по ранее использованной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$R_{Л1} = 0,64 \cdot 0,02 = 0,0128 \text{ Ом},$$

$$X_{Л1} = 0,02 \cdot 0,1 = 0,002 \text{ Ом},$$

$$R_{Л6} = 0,45 \cdot 0,44 = 0,198 \text{ Ом},$$

$$X_{Л6} = 0,1 \cdot 0,45 = 0,045 \text{ Ом}.$$

Для удобства ознакомления с результатами расчёта токов КЗ в сети 0,4 кВ оформляется таблица 17 с указанием наименования участков сети 10 кВ.

Таблица 17 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 0,4 кВ

Подстанция	Длина, км	Rл, Ом	Xл, Ом	Rт, Ом	Xт, Ом	Zэкв, Ом	I ⁽³⁾ по, кА	I ⁽¹⁾ по, кА	T, с	Kуд	Iуд, кА
ТП 2-13				0,017	0,042	0,066	3,34	1,96	0,008	1,29	6,071
ближайший дом	0,02	0,0128	0,002	0,017	0,042	0,072	3,05	2,40	0,005	1,12	4,838
удалённый дом	0,45	0,198	0,045	0,017	0,042	0,241	0,91	0,23	0,001	1,00	1,292
ТП 2-03				0,036	0,065	0,094	2,33	2,10	0,006	1,17	3,866
ближайший дом	0,03	0,0261	0,003	0,036	0,065	0,110	2,01	1,29	0,003	1,06	2,995
удалённый дом	0,3	0,261	0,03	0,036	0,065	0,319	0,69	0,19	0,001	1,00	0,972
ТП 2-36				0,036	0,065	0,094	2,33	2,10	0,006	1,17	3,866
ближайший дом	0,04	0,0128	0,004	0,036	0,065	0,103	2,12	1,61	0,004	1,11	3,326
удалённый дом	0,45	0,198	0,045	0,036	0,065	0,269	0,82	0,23	0,001	1,00	1,157
ТП 2-32				0,036	0,065	0,094	2,33	2,15	0,006	1,17	3,866
ближайший дом	0,05	0,0435	0,005	0,036	0,065	0,122	1,80	0,92	0,003	1,03	2,622
удалённый дом	0,45	0,288	0,045	0,036	0,065	0,350	0,63	0,17	0,001	1,00	0,887
ТП 2-21				0,017	0,042	0,066	3,34	1,56	0,008	1,29	6,071
ближайший дом	0,07	0,084	0,007	0,017	0,042	0,123	1,79	0,59	0,002	1,00	2,530
удалённый дом	0,55	0,1392	0,055	0,017	0,042	0,196	1,12	0,27	0,002	1,01	1,596
ТП 2-18				0,006	0,017	0,040	5,55	1,39	0,009	1,34	10,514
ближайший дом	0,1	0,064	0,01	0,006	0,017	0,085	2,57	0,77	0,001	1,00	3,638
удалённый дом	0,30	0,36	0,03	0,006	0,017	0,372	0,59	0,15	0,000	1,00	0,834

4.3 Проверка проводов ВЛ 10 кВ на действие токов КЗ

Термическую стойкость проводов ВЛ 10 кВ с Васильевка требуется проверить на устойчивость к токам КЗ по тепловому импульсу.

Расчёт термически стойкого к токам КЗ сечения проводов ВЛ 10 кВ целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле для участка ПС-ТП 2-13, ТП 2-31, ТП 2-02, ТП 2-28, ТП 2-03:

$$B_{T_{ТПi}} = I_{КЗi}^2 \cdot t_{П}, \quad (39)$$

$$B_{T_{ТП2-13}} = 10,68^2 \cdot 0,1 = 11,4 \text{ кА}^2,$$

$$B_{T_{ТП2-03}} = 3,14^2 \cdot 0,5 = 4,9 \text{ кА}^2,$$

$$B_{T_{НОМ}} = 3,2^2 \cdot 3 = 30,7 \text{ кА}^2,$$

где $I_{КЗi}$ - величина тока трехфазного КЗ на участке ВЛ, расчётная величина, кА;

$t_{П}$ - приведённое время КЗ, с учётом ступени селективности 0,1с на каждой ТП;

Полученное значение меньше номинального 30,7 кА². На всех участках по допустимому току применяем провод СИП-3 (3х35).

Для удобства ознакомления с результатами расчёта термической стойкости проводов ВЛ 10 кВ оформляется таблица 18 с указанием наименования участков сети 10 кВ.

Таблица 18 – Термически стойкое и фактическое сечение проводников

Линия	$I_{K3i}, \text{кА}$	$B_{T TP}, \text{кА}^2$	$B_{T НОМ}, \text{кА}^2$
ТП 2-13, ТП 2-31, ТП 2-02, ТП 2-28, ТП 2-03			
ТП 2-13	10,68	11,4	30,7(3,2·3,2·3)
ТП 2-03	3,14	4,9	30,7
ТП 2-36, ТП 2-17, ТП 2-33, ТП 2-27, ТП 2-05, ТП 2-32			
ТП 2-36	9,71	9,4	30,7
ТП 2-32	1,74	1,8	30,7
ТП 2-21, ТП 2-18			
ТП 2-21	10,68	11,4	30,7
ТП 2-18	8,78	15,4	30,7

По таблице 27, делается вывод о том, что термическая стойкость провода СИП-3 (3х35) для всех участков ВЛ-10 кВ села Васильевка по предлагаемой схеме к току КЗ соблюдается в течении 3 с, к установке провод СИП-3 (3х35) допускается.

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

5.1 Выбор предохранителей 10 кВ для защиты трансформаторов ТП

Расчёт тока на стороне ВН ТП 2-13 целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных, А:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (40)$$

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

На каждый трансформатор устанавливаем предохранитель типа ПК1 – 10У1 с током плавкой вставки 10 А и током патрона 20А [15].

Для удобства ознакомления с результатами выбора предохранителей для защиты трансформаторов ТП оформляется таблица 19 с указанием наименования ТП.

Таблица 19 – Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

№ ТП	$I_{РАСЧ}$, А	$I_{НОМПР}$, А	$I_{ВСТ}$, А	Тип предохранителя
ТП 2-31	4	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 2-32	6	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 2-13	9	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 2-03	6	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 2-02	6	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 2-28	14	20	20	ПКТ101 – 10У1
ТП 2-33	23	30	30	ПКТ102 – 10У1
ТП 2-05	9	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 2-27	14	20	20	ПКТ101 – 10У1
ТП 2-17	23	30	30	ПКТ101 – 10У1
ТП 2-21	9	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 2-18	23	30	30	ПКТ102 – 10У1
ТП 2-36	6	20	10	ПКТ101 – 10У1

5.2 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

Расчёт тока на стороне НН ТП 2-13 целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле:

$$I_{расч.} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n_{ТР}}, \quad (41)$$

$$I_{расч.} = \frac{87}{\sqrt{3} \cdot 0.4 \cdot 1} = 126 \text{ A},$$

где S_p - расчётная нагрузка на стороне 0,4 кВ;

$U_{НОМ}$ - напряжение рассматриваемой стороны;

$n_{ТР}$ - число трансформаторов.

Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ на стороне НН ТП 2-13 целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных, А:

$$I_{ном.расц.} \geq I_{расч.}, \quad (42)$$

$$160 \text{ A} \geq 126 \text{ A},$$

Выбираем автоматический выключатель 0,4 кВ АЕ-2063 с током расцепителя 160 А [15].

Для удобства ознакомления с результатами выбора автоматических выключателей 0,4 кВ для защиты трансформаторов ТП оформляется таблица 20 с указанием наименования ТП.

Таблица 20 – Выбор вводных автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	Sp, кВА	Nтр	$I_{расч.}, А$	$I_{ном.расц.}, А$	Марка выключателя
ТП 2-31	45	1	65	100	АЕ 2063
ТП 2-32	82	1	118	160	АЕ 2063
ТП 2-13	87	1	126	160	АЕ 2063
ТП 2-03	75	1	108	160	АЕ 2063
ТП 2-02	63	1	91	100	АЕ 2063
ТП 2-28	209	1	302	400	АЕ 2063
ТП 2-33	302	1	435	500	АЕ 2063
ТП 2-05	130	1	188	250	АЕ 2063
ТП 2-27	145	1	210	250	АЕ 2063
ТП 2-17	274	1	395	400	АЕ 2063
ТП 2-21	95	1	137	160	АЕ 2063
ТП 2-18	339	1	490	500	АЕ 2063
ТП 2-36	76	1	110	160	АЕ 2063

Проверка вводных автоматических выключателей 0,4 кВ на ТП 2-13: АЕ 2063-160 выполняется в соответствии со справочными данными: $I_{отк} = 25$ кА, $I_{сррасц} = 160 \cdot 8 = 1280$ А. Токи КЗ $I^{(3)}_{но} = 3,34$ кА, $I^{(1)}_{но} = 1,96$ кА.

Проверка вводного автоматического выключателя 0,4 кВ на ТП 2-13 по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I^{(3)}_{но} \leq I_{отк}, \quad (43)$$

$$3,34 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА}.$$

Проверка вводного автоматического выключателя 0,4 кВ на ТП 2-13 по чувствительности к токам КЗ:

$$I^{(1)}_{но} \geq 1,25 \cdot I_{расц}, \quad (44)$$

$$1,96 \text{ кА} \geq 1,28 \cdot 1,25 = 1,6 \text{ кА}.$$

Автоматический выключатель на вводе ТП 2-13 соответствуют условиям проверки.

Для удобства ознакомления с результатами проверки вводных автоматических выключателей 0,4 кВ для защиты трансформаторов ТП оформляется таблица 21 с указанием наименования ТП.

Таблица 21 - Проверка вводных автоматических выключателей 0,4 кВ

Подстанция	по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ		по чувствительности к токам КЗ	
	$I^{(3)}_{по}$, кА	$I_{отк}$, кА	$I^{(1)}_{по}$, кА	$1,25 \cdot I_{расц}$, кА
ТП 2-13	3,34	25	1,96	1,60
ТП 2-03	2,33	25	2,10	2,00
ТП 2-36	2,33	25	2,10	2,00
ТП 2-32	2,33	25	2,15	2,00
ТП 2-21	3,34	25	1,56	1,20
ТП 2-18	5,55	25	1,39	1,25

На отходящих линиях также устанавливаются автоматические выключатели для защиты линий. Для примера выбираем автоматический выключатель линии до удаленного потребителя от ТП 2-13 расчётный ток которой равен 43 А принимаем автоматический выключатель АЕ 2063 с током расцепителя 50 А.

Для удобства ознакомления с результатами выбора автоматических выключателей 0,4 кВ для защиты линий 0,4 кВ оформляется таблица 22 с указанием наименования ТП.

Таблица 22– Выбор автоматических выключателей для защиты линий 0,4 кВ

№	I_p , А	$I_{расц}$, А	Аппарат защиты
1	2	4	5
ТП 2-31			
ф-1	21	50	АЕ 2063
ф-2	40	50	АЕ 2063
ТП 2-32			
ф-1	39	50	АЕ 2063
ф-2	52	100	АЕ 2063
ф-3	35	50	АЕ 2063
ТП 2-13			
ф-1	46	50	АЕ 2063
ф-2	47	50	АЕ 2063
ф-3	43	50	АЕ 2063
ТП 2-03			
ф-1	30	50	АЕ 2063

1	2	3	4
ф-2	49	50	АЕ 2063
ф-3	38	50	АЕ 2063
ТП 2-02			
ф-1	59	100	АЕ 2063
ф-2	29	50	АЕ 2063
ТП 2-28			
ф-1	32	50	АЕ 2063
ф-2	269	300	АЕ 2063
ТП 2-33			
ф-1	34	50	АЕ 2063
ф-2	49	50	АЕ 2063
ф-3	211	250	АЕ 2063
ф-4	202	250	АЕ 2063
ТП 2-05			
ф-1	48	50	АЕ 2063
ф-2	27	50	АЕ 2063
ф-3	49	50	АЕ 2063
ф-4	29	50	АЕ 2063
ф-5	26	50	АЕ 2063
ф-6	44	50	АЕ 2063
ТП 2-27			
ф-1	61	100	АЕ 2063
ф-2	59	100	АЕ 2063
ф-3	40	50	АЕ 2063
ф-4	69	100	АЕ 2063
ТП 2-17			
ф-1	42	50	АЕ 2063
ф-2	41	50	АЕ 2063
ф-3	55	100	АЕ 2063
ф-4	160	160	АЕ 2063
ф-5	160	160	АЕ 2063
ТП 2-21			
ф-1	55	100	АЕ 2063
ф-2	64	100	АЕ 2063
ф-3	22	50	АЕ 2063
ТП 2-18			
ф-1	26	50	АЕ 2063
ф-2	145	160	АЕ 2063
ф-3	145	160	АЕ 2063
ф-4	145	160	АЕ 2063
ф-5	145	160	АЕ 2063
ТП 2-36			
ф-1	44	50	АЕ 2063
ф-2	67	100	АЕ 2063

Проверка линейного автоматического выключателя 0,4 кВ на ТП 2-13 по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I^{(3)}_{по} \leq I_{отк} , \quad (45)$$

$$0,91 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА}.$$

Проверка вводного автоматического выключателя 0,4 кВ на ТП 2-13 по чувствительности к токам КЗ:

$$I^{(1)}_{по} \geq 1,25 \cdot I_{расц}, \quad (46)$$

$$0,23 \text{ кА} \geq 1,25 \cdot 0,1 = 0,125 \text{ кА}.$$

Для удобства ознакомления с результатами проверки линейных автоматических выключателей 0,4 кВ для защиты линий 0,4 кВ оформляется таблица 23 с указанием наименования ТП.

Таблица 23 - Проверка линейных автоматических выключателей 0,4 кВ

потребитель	$I^{(3)}_{по}$, кА	$I_{отк}$, кА	$I^{(1)}_{по}$, кА	$1,25 \cdot I_{расц}$, кА
ближайший дом ТП 2-13	3,05	25	2,40	0,63
удалённый дом ТП 2-13	0,91	25	0,23	0,125
ближайший дом ТП 2-03	2,01	25	1,29	0,63
удалённый дом ТП 2-03	0,69	25	0,19	0,125
ближайший дом ТП 2-36	2,12	25	1,61	1,25
удалённый дом ТП 2-36	0,82	25	0,23	0,125
ближайший дом ТП 2-32	1,80	25	0,92	0,63
удалённый дом ТП 2-32	0,63	25	0,17	0,125
ближайший дом ТП 2-21	1,79	25	0,59	0,50
удалённый дом ТП 2-21	1,12	25	0,27	0,25
ближайший дом ТП 2-18	2,57	25	0,77	0,40
удалённый дом ТП 2-18	0,59	25	0,15	0,125

Проверка линейного автоматического выключателя 0,4 кВ на ТП 2-13: АЕ 2063-50 до удаленного потребителя выполняется в соответствии со справочны-

ми данными: $I_{отк} = 25$ кА, $I_{сррасц} = 50 \cdot 2 = 100$ А. Токи КЗ $I_{но}^{(3)} = 0,91$ кА, $I_{но}^{(1)} = 0,23$ кА.

5.3 Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Выберем трансформаторы тока на отходящих присоединениях ПС Васильевка марки ТОЛ 10 – 1 – У2.

Выбор трансформаторов тока целесообразно выполнять по указанным формулам с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$I_{MAX} \leq I_{1НОМ}, \quad (47)$$

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (48)$$

где $I_{1НОМ}$ - номинальный первичный ток трансформатора, А.

Z_2 – номинальная допустимая вторичная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Расчёт вторичной нагрузки трансформаторов тока целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k. \quad (49)$$

Расчёт сопротивления приборов целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (50)$$

$$r_{приб} = \frac{5,5}{25} = 0,22 \text{ Ом.}$$

где $S_{приб}$ – потребляемая приборами мощность, В·А;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, А.

Для удобства ознакомления с результатами выбора приборов, подключенных к трансформаторам тока оформляется таблица 24 с указанием наименования приборов.

Таблица 24 – Нагрузка приборов на стороне 10 кВ

Наименование прибора	Цепь	Тип прибора	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Фидер 10 кВ	СА 3020	0,5	–	0,5
Варметр		СР 3020	0,5	–	0,5
Ваттметр		СР 3020	0,5	–	0,5
Счётчик АЭ		РиМ 889	1,5	–	1,5
Счётчик РЭ		РиМ 889	1,5	–	1,5
Итого:				4,5	

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трёх приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов ($r_k = 0,1$ Ом).

Расчёт сопротивления проводов целесообразно выполнять по указанным формулам с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$S_{np} = S_{2ном} - (\sum S_{приб} + I_{2ном}^2 \cdot r_{конт}), \quad (51)$$

$$S_{np} = 10 - (5,5 + 25 \cdot 0,1) = 2 \text{ ВА},$$

$$r_{np} = \frac{S_{np}}{I_2^2};$$

$$r_{np} = \frac{2}{25} = 0,08 \text{ Ом}.$$

Расчёт сечения соединительных проводов целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле:

$$S = \frac{l_{расч}}{\gamma \cdot r_{нр}}, \quad (52)$$

$$S = \frac{10}{0,08 \cdot 32} = 3,9 \text{ мм}^2.$$

где $l_{расч}$ – длина соединительных проводов ($l_{расч} = 10$ м);

γ – удельная проводимость материала провода, для алюминия 32 м/Ом·мм².

Выбираем провод марки АКРВГ с сечением 4 мм².

Расчёт вторичной нагрузки целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$r_{нагр} = z_{нагр} = 0,08 + 0,22 + 0,1 = 0,4 \text{ Ом.}$$

Расчёт термической стойкости для трансформатора тока ТОЛ 10 – 1 – У2 целесообразно выполнять по указанным формулам с учётом предварительно рассчитанных данных для линии ТП 2-13, ТП 2-31, ТП 2-02, ТП 2-28, ТП 2-03:

$$B_K = I_{н.о}^2_{ТП2-13} \cdot (t_{отк} + Ta), \quad (53)$$

$$B_K = 10,7^2 \cdot (0,5 + 0,004) = 57,5, \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$B_K \leq B_{к.тт} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер.норм}, \quad (54)$$

$$B_K \leq B_{K.mmm} = 5^2 \cdot 3 = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Для удобства ознакомления с результатами проверки трансформаторов тока 10 кВ оформляется таблица 25 с указанием условий проверки.

Таблица 25 – Проверка трансформатора тока ТОЛ 10–1–У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 50 \text{ А}$ $I_H = 50 \text{ А}$ $I_H = 50 \text{ А}$	$I_{p1} = 35 \text{ А}$ $I_{p2} = 48 \text{ А}$ $I_{p3} = 23 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_H = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{np} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{np} \leq Z_H$
$B_{KH} = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{KP} = 57,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$i_{дин} = 25$	$i_{уд} = 17,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$

Для удобства ознакомления с результатами выбора трансформаторов тока 0,4 кВ оформляется таблица 26 с указанием условий проверки.

Таблица 26 – Выбор и проверка трансформатора тока 0,4 кВ

№ ТП	$I_{P \text{ ТП}}, \text{ А}$	$I_H, \text{ А}$	$B_{KP}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{KH}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{уд}, \text{ кА}$	$I_{дин}, \text{ кА}$
ТП 2-31	91	100	11,6	75	6,07	15
ТП 2-32	145	150	16,5	75	3,87	15
ТП 2-13	231	250	6,1	75	6,07	15
ТП 2-03	145	150	13,8	75	3,87	15
ТП 2-02	145	150	17,2	75	6,07	15
ТП 2-28	361	400	22,8	75	3,87	15
ТП 2-33	578	600	8,4	75	3,87	15
ТП 2-05	231	250	13,8	75	3,87	15
ТП 2-27	361	400	11,1	75	3,87	15
ТП 2-17	578	600	5,7	75	3,87	15
ТП 2-21	231	250	6,1	75	6,07	15
ТП 2-18	578	600	32,2	75	10,51	15
ТП 2-36	145	150	2,96	75	3,87	15

5.4 Выбор трансформаторов напряжения 10 кВ

Выбираются трансформаторы напряжения НАМИ–10-66 УХЛ2 [15].

Выбор трансформаторов напряжения целесообразно выполнять по указанным формулам с учётом предварительно рассчитанных данных:

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

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

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В·А.

Расчёт вторичной нагрузки трансформаторов напряжения целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных:

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

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{34,64^2 + 71,75^2} = 79,67 \text{ ВА.}$$

Для удобства ознакомления с результатами выбора приборов, подключенных к трансформаторам напряжения оформляется таблица 27 с указанием наименования приборов.

Таблица 27– Вторичная нагрузка ТН на стороне 10 кВ на одну секцию шин

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, В·А	Число обмоток	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр (сборные шины)	СВ 3020	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	СР 3020	1,5	2	1	0	1	3	-
Счётчик ватт-часов	РиМ 889	3 Вт	2	0,38	0,925	1	2,28	5,55
Счётчик вольт-ампер-часов	РиМ 889	3 Вт	2	0,38	0,925	2	4,56	11,1
Итого:							11,6	16,5

Для удобства ознакомления с результатами проверки трансформаторов напряжения 10 кВ оформляется таблица 28 с указанием условий проверки.

Таблица 28 - Проверка трансформаторов напряжения 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 100 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_P = 79,67 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H \geq S_P$

5.5 Выбор разъединителей 10 кВ

Расчёт фактической и паспортной термической стойкости для разъединителей для ТП 2-31 целесообразно выполнять по указанным формулам с учётом предварительно рассчитанных данных [15]:

$$B_K = I^{(3)}_{\text{по.ТП2-31}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (57)$$

$$B_K = 10,7^2 \cdot (1,0 + 0,5 + 0,002) = 171,4 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{\text{отк}} = 0,055 \text{ с}$. - собственное время отключения выключателя.

$$B_{K_{\text{НОМ}}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}; \quad (58)$$

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

Для удобства ознакомления с результатами проверки разъединителей ТП 2-31 оформляется таблица 29 с указанием условий проверки.

Таблица 29 – Проверка разъединителей 10 кВ ТП 2-31

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 400 \text{ А}$	$I_{P_{\text{max}} \text{ТП 2-31}} = 4 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P_{\text{max}}}$
$B_{K_{\text{НОМ}}} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 171,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K_{\text{НОМ}}} \geq B_K$

Для удобства ознакомления с результатами проверки разъединителей остальных ТП оформляется таблица 30 с указанием условий проверки.

Таблица 30 – Выбор разъединителей 10 кВ

№ ТП	I_P , А	I_H , А	$B_{кр}$, кА ² с	$B_{кн}$, кА ² с
ТП 2-31	4	400	171,4	400
ТП 2-32	6	400	10,7	400
ТП 2-13	9	400	114,4	400
ТП 2-03	6	400	29,6	400
ТП 2-02	6	400	228,5	400
ТП 2-28	14	400	285,6	400
ТП 2-33	23	400	188,8	400
ТП 2-05	9	400	9,2	400
ТП 2-27	14	400	7,7	400
ТП 2-17	23	400	141,6	400
ТП 2-21	9	400	114,4	400
ТП 2-18	23	400	115,8	400
ТП 2-36	6	400	94,5	400

Таким образом, на всех ТП устанавливаем разъединителей марки РВ-1-10 [15].

5.6 Выбор выключателей 10 кВ

На стороне 10 кВ ПС «Васильевка» выбираем вакуумные выключатели ВВ/Te1-10–12,5-20/630 УХЛ2 [15].

Выбор выключателей 10 кВ целесообразно выполнять по указанным формулам с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ} , \quad (59)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 12,5 \text{ кВ};$$

$$I_{МАХ} \leq I_{НОМ} , \quad (60)$$

$$48 \text{ А} \leq 630 \text{ А};$$

$$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} , \quad (61)$$

$$10,7 \text{ кА} \leq 12,5 \text{ кА}.$$

Расчёт фактической и паспортной термической стойкости для выключателя 10 кВ целесообразно выполнять по указанным формулам с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$B_K = I_{\text{но.к1}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a),$$

$$B_K = 12,5^2 \cdot (0,045 + 0,01) = 78 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{\text{отк}}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{\text{отк}} = 0,045\text{с}$, с учётом ступени селективности 0,5с.

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

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

Расчёт номинального значения апериодической составляющей тока КЗ для выключателя 10 кВ целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$i_{\text{а.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{\text{НОМ ОТКЛ}} , \quad (62)$$

$$i_{\text{а.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,31 \text{ кА},$$

где β_n – паспортная величина, для ВВ/Тел 40% [15];

$I_{\text{ном откл}}$ – номинальный ток отключения [15].

Расчёт отключаемого полного тока КЗ для выключателя 10 кВ целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но.ПС}}^{(3)} + i_{\text{атПС}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{номотк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{Н}}}{100}\right), \quad (63)$$

$$\sqrt{2} \cdot 12,5 + 12,5 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0,4}{100}\right),$$

$$24,6 \leq 39,59 \text{ кА.}$$

Для удобства ознакомления с результатами проверки выключателей 10 кВ оформляется таблица 31 с указанием условий проверки.

Таблица 31 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 12,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 48 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$
$i_{\text{СКВ}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{СКВ}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{КНОМ}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 57 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{КНОМ}} \geq B_{\text{К}}$
$I_{\text{вкл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 10,7 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$
$I_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 10,7 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{а.ном}} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 5,3 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит, следовательно, на головных участках линий устанавливаем выключатели типа ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ2.

5.7 Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ

В данном пункте выбираются и проверяются ограничители перенапряжения ОПН-10/Тел для установки в РУ-10 кВ ПС Васильевка, [11].

Выбор по длительно допустимому рабочему напряжению для ограничителей перенапряжения 10 кВ целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$U_{HPO} \geq (1,02 - 1,05) \cdot U_{HC}, \quad (64)$$

$$1,05 \cdot U_{HC} = 12,6 \text{ кВ.}$$

где U_{HPO} - справочная величина длительно допустимого рабочего напряжение ОПН-10/Тел, 12,7 кВ, [10];

U_{HPC} - справочная величина наибольшего рабочего напряжения сети ОПН-10/Тел, кВ, [10];

Выбор по взрывобезопасности для ограничителей перенапряжения 10 кВ целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$I_{BB} \geq (1,15-1,2) \cdot I_{K3}, \quad (65)$$

$$20 \text{ кА} > 1,2 \cdot 12,5 = 15 \text{ кА} - \text{условие выполняется.}$$

где I_{BB} – ток взрывобезопасности ОПН-10/Тел, 20 кА, [10];

I_{K3} – наибольший из токов КЗ, 12,5 кА.

Выбор по ограничению коммутации при грозовом импульсе для ограничителей перенапряжения 10 кВ целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$U_{OCT.GP} < U_{OCT.PB}, \quad (66)$$

$$37,2 \text{ кВ} < 45 \text{ кВ} - \text{условие выполняется}$$

где $U_{OCT.GP}$ – остающееся напряжение на ОПН-10/Тел, 37,2 кВ, [10];

$U_{OCT.PB}$ – остающееся напряжение при воздействии грозových импульсов тока 8/20 мкс с амплитудой 10 кА, 45 кВ.

Выбор по ограничению коммутационных перенапряжений для ограничителей перенапряжения 10 кВ целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$U_{OCT} \leq U_{KI} / (1,15-1,20), \quad (67)$$

$$29,5 \text{ кВ} < 54,1/1,2 = 45,1 \text{ кВ} \text{ – условие выполняется}$$

где U_{OCT} – остающееся напряжение ОПН-10/Тел, 29,5 кВ, [10].

Расчёт испытательного напряжения коммутационного импульса для ограничителей перенапряжения 10 кВ целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$U_{KI} = K_{И} \cdot K_{К} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{ИСП}, \quad (68)$$

$$U_{KI} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 31,5 = 54,1 \text{ кВ};$$

где $U_{ИСП}$ – испытательное напряжение внутренней изоляции силовых трансформаторов, 31,5 кВ;

$K_{И}$ – коэффициент импульса, 1,35, [10].

$K_{К}$ – коэффициент куммулятивности, 0,9, [10].

Выбор по длине пути утечки внешней изоляции для ограничителей перенапряжения 10 кВ целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$L_y / U_{НОМ} = 39/10 = 3,9 \text{ см/кВ},$$

$3,9 \geq 2,5$ – условие выполняется,

где L_y - длина пути утечки ОПН-10/Тел, 39 см.

5.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Для удобства расчёта мощности ТСН на ПС «Васильевка» составляется схема с указанием потребителей собственных нужд, рисунок 5..

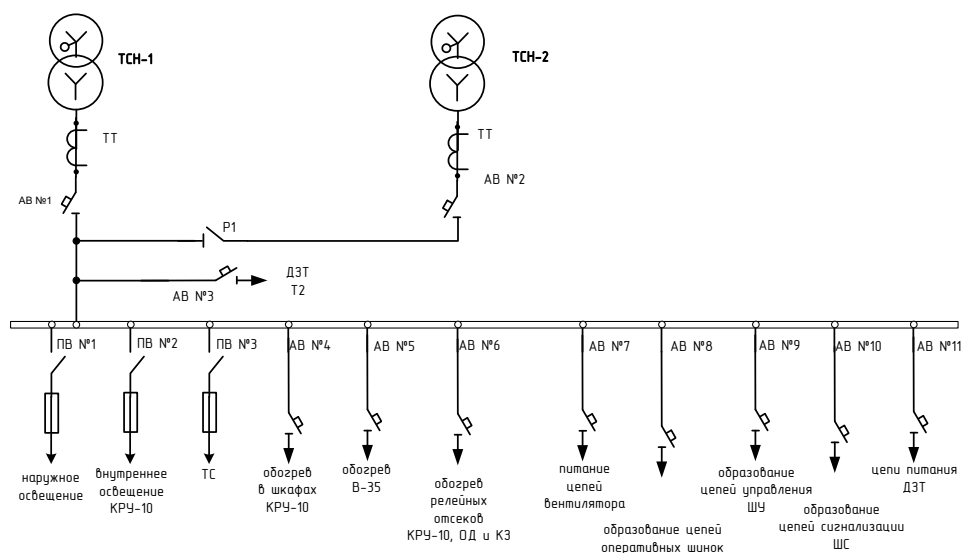


Рисунок 5 – Схема собственных нужд ПС «Васильевка»

Для удобства ознакомления с результатами расчёта мощности потребителей собственных нужд оформляется таблица 32 с указанием наименования потребителей.

Таблица 32 – Потребители СН

Потребители собственных нужд	Руст, кВт	$tg\varphi$	Qуст, кВт	Sуст, кВт
наружное освещение	20	0,5	10	22,4
внутреннее освещение КРУ-10	10	0,3	3	10,4
телесигнализация	10	0,3	3	10,4
Обогрев в шкафах КРУ-10	5	0,2	1	5,1
Обогрев В-35	26,4	0,2	5,28	26,9
Обогрев релейных отсеков КРУ-10, В-35	50	0,2	10	51,0
Питание цепей вентилятора	2,5	0,8	2	3,2
образование цепей оперативных шин	5	0,3	1,5	5,2
Образование цепей управления ШУ	5	0,3	1,5	5,2
Образование цепей сигнализации ШС	5	0,3	1,5	5,2
цепи питания РНТ	5	0,3	1,5	5,2
Итого	143,9		40,3	150,3

Расчёт мощности трансформаторов собственных нужд целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$S_T = \frac{S_{уст} \cdot K_c}{K_n}; \quad (69)$$

$$S_T = \frac{150,3 \cdot 0,8}{1,4} = 86 \text{ кВА};$$

где $S_{уст}$ – полная установленная мощность потребителей собственных нужд, кВА;

K_c - коэффициент спроса, 0,8, [8];

K_n - коэффициент допустимой аварийной перегрузки, 1,4, [8].

Выбираются трансформаторы ТМ-100/10.

5.9 Выбор предохранителей для защиты ТСН и ТН

Для защиты трансформатора напряжения и трансформатора собственных нужд используются предохранители ПКН001-10УЗ.

Выбор предохранителей 10 кВ целесообразно выполнять по указанным формулам с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$U_{уст} \leq U_{НОМ} ,$$

$$I_{НОРМ} \leq I_{НОМ} ,$$

$$I_{МАХ} \leq I_{НОМ} .$$

$$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛ.НОМ} .$$

Расчёт тока максимального режима целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$I_{\text{раб.мак}} = \frac{S_{\text{тсн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{S_{\text{тн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \text{ А.} \quad (70)$$

$$I_{\text{раб.мак}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,9 \text{ А.}$$

Ток КЗ был посчитан: $I_{\text{по}} = 10,5 \text{ кА.}$

Для удобства ознакомления с результатами проверки предохранителей 10 кВ оформляется таблица 33 с указанием условий проверки.

Таблица 33 – Выбор предохранителей ТСН

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 8 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мак}} = 5,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мак}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 10,5 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{п.о}}$

5.10 Выбор жестких шин 10 кВ

Принимаем однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения $15 \times 3 \text{ мм}^2$, марки АДЗ1Т - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные; $I_{\text{доп}} = 210 \text{ А.}$

Выбор жестких шин 10 кВ по нагреву целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$I_{\text{мак}} \leq I_{\text{доп}},$$

$$49 \leq 210 \text{ А.}$$

Проверку жестких шин 10 кВ по минимальному сечению по условию термической стойкости целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных:

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

$$q_{min} = \frac{\sqrt{10,5^2 \cdot (0,1) \cdot 10^6}}{91} = 36 \text{ мм}^2.$$

Проверку жестких шин 10 кВ по минимальному пролёту по условию резонанса колебаний целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \cdot \frac{J}{q}, \quad (71)$$

$$l \leq \sqrt{3} = 1,73 \text{ м}, \quad (72)$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, принимаем 0,45 м.

Расчёт момента инерции и сопротивления шины целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (73)$$

$$J = \frac{15 \cdot 3^3}{12} = 34 \text{ см}^4,$$

$$W = \frac{h^2 \cdot b}{6}, \quad (74)$$

$$W = \frac{3^2 \cdot 15}{6} = 22.5,$$

где b - ширина шины, равная 15 мм;

h - высота шины, равная 3 мм;

Принимаем расположение шин плашмя, пролёт 1,2 м.

Расчёт механического напряжения шины целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (75)$$

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{20^2 \cdot 1,73^2}{1 \cdot 0,8} = 27 \text{ МПа.}$$

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

a - расстояние между фазами, м;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

Проверку жестких шин 10 кВ по механической прочности целесообразно выполнять по указанным формулам с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$\sigma_{РАСЧ} < \sigma_{ДОП},$$

$$27 < 75 \text{ МПа,}$$

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

$$75 \leq 0,7 \cdot 130 = 91 \text{ МПа.}$$

Для удобства ознакомления с результатами проверки жёстких шин 10 кВ оформляется таблица 34 с указанием условий проверки.

Таблица 34 – Выбор и проверка жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\text{МАХ}} = 49 \text{ А}$	$I_{\text{ДОП}} = 210 \text{ А}$	$I_{\text{ДОП}} \geq I_{\text{МАХ}}$
$\sigma_{\text{РАСЧ}} = 27 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{ДОП}} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{ДОП}} \geq \sigma_{\text{РАСЧ}}$
$q_{\text{min}} = 36 \text{ мм}^2$	$q = 45 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\text{min}}$

5.11 Выбор изоляторов 10 кВ

Выбираем опорные изоляторы марки ИОС -10УХЛ1 и проходные изоляторы ИП-10/1600-3000 УХЛ1, $I_{\text{МАХ}} = 49 \text{ А}$, $F_{\text{разр}} = 3000 \text{ Н}$.

Расчёт допустимой и фактической нагрузки на головку изолятора целесообразно выполнять по указанным формулам с учётом предварительно рассчитанных данных:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} , \quad (76)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{20^2 \cdot 1.73}{0.8} \cdot 10^{-7} = 155 \text{ Н.}$$

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} , \quad (77)$$

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

Для удобства ознакомления с результатами проверки опорных изоляторов 10 кВ оформляется таблица 35 с указанием условий проверки.

Таблица 35 – Выбор опорных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{\text{РАСЧ}} = 155 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} = 1800 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} \geq F_{\text{РАСЧ}}$

Для удобства ознакомления с результатами проверки проходных изоляторов 10 кВ оформляется таблица 36 с указанием условий проверки.

Таблица 36 – Выбор проходных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{\text{РАСЧ}} = 155 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} = 1800 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} \geq F_{\text{РАСЧ}}$
$I_p = 49 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_H \geq I_p$

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В проекте используются блоки микропроцессорной защиты MICOM P123 на базе отечественных разработок. Быстродействие и надёжность микропроцессорных защит позволяет существенно снизить аварийность в сетях 10 кВ.

Для примера рассчитаем защиту линии ПС-ТП 2-13, ТП 2-31, ТП 2-02, ТП 2-28, ТП 2-03.

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

6.1 Токовая отсечка

Расчёт первичного тока срабатывания токовой отсечки целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле:

$$I_{C.3.} = k_H \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (78)$$

$$I_{C.3.} = 1,1 \cdot 10,7 = 11,75 \text{ А},$$

где k_H – коэффициент надёжности, принимаемый равным 1,1;

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

Расчёт чувствительности токовой отсечки целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{C.3.}}, \quad (79)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2,73}{11,75} = 0,23 \geq 2 .$$

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

Недостаточная чувствительность отсечки без выдержки времени компенсируется отсечкой с выдержкой времени (вторая ступень защиты).

Расчёт вторичного тока срабатывания токовой отсечки целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле:

$$I_{C.P.} = k_{CX} \frac{I_{C.З.}}{n_T}, \quad (80)$$

$$I_{C.P.} = 1 \cdot \frac{11750}{10} = 1075 \text{ А.}$$

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

Для удобства ознакомления с результатами расчёта токовой отсечки в сети 10 кВ оформляется таблица 37 с указанием расчётных величин.

Таблица 37 – Токовая отсечка

Линия	$I_{(3)по}$, кА	$I_{(2)по}$, кА	$I_{р\text{ лин}}$, А	$I_{н\text{ тт}}$, А	$I_{с.з.}$ кА	n_T	$I_{с.р.}$ А	$K_{ч}$
ТП 2-13, ТП 2-31, ТП 2-02, ТП 2-28, ТП 2-03	10,68	2,73	35	50	11,752	10	1175	0,23
ТП 2-36, ТП 2-17, ТП 2-33, ТП 2-27, ТП 2-05, ТП 2-32	9,71	1,52	48	50	10,680	10	1068	0,14
ТП 2-21, ТП 2-18	10,68	7,64	23	50	11,752	10	1175	0,65

6.2 Максимальная токовая защита линий

Расчёт первичного тока срабатывания максимальной токовой защиты линий целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле, кА:

$$I_{C.З.} = \frac{I_{раб.} \cdot k_H \cdot k_{с.з.}}{k_B}, \quad (81)$$

$$I_{C.3.} = \frac{0,02 \cdot 1,1 \cdot 1}{0,95} = 0,232,$$

где k_H – коэффициент надежности, $k_H = 1,1$;

$k_{c.3.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1;

k_B – коэффициент возврата, $k_B = 0,95$;

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

Расчёт тока срабатывания реле максимальной токовой защиты линий целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле, А:

$$I_{C.P.} = \frac{I_{C.3.} \cdot k_{cx}}{n_T}, \quad (82)$$

$$I_{C.P.} = \frac{0,232 \cdot 1}{50} = 23,$$

где k_{cx} – коэффициент схемы, $k_{cx} = 1$.

Расчёт чувствительности максимальной токовой защиты целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле:

$$K_{\eta} = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{C.3.}} \geq 1,5, \quad (83)$$

$$K_{\eta} = \frac{2,73}{0,232} = 12 \geq 1,5$$

Расчёт чувствительности выдержки времени максимальной токовой защиты целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле:

$$t_{C.з.} = t_{P.з.} + \Delta t , \quad (84)$$

$$t_{C.з.} = 0,025 + 0,5 = 0,525 .$$

где Δt - ступени селективности, 0,5 с.

Для удобства ознакомления с результатами расчёта максимальной токовой защиты в сети 10 кВ оформляется таблица 38 с указанием расчётных величин.

Таблица 38 – МТЗ

Линия	$I_{(3)по}$, кА	$I_{(2)по}$, кА	$I_{P\text{ лин}}$, А	$I_{Н\text{ ТТ}}$, А	$I_{с.з.}$ кА	$I_{с.р.}$ А	$K_{ч}$
ТП 2-13, ТП 2-31, ТП 2-02, ТП 2-28, ТП 2-03	10,68	2,73	35	50	0,232	23	12
ТП 2-36, ТП 2-17, ТП 2-33, ТП 2-27, ТП 2-05, ТП 2-32	9,71	1,52	48	50	0,232	23	7
ТП 2-21, ТП 2-18	10,68	7,64	23	50	0,232	23	33

6.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Расчёт тока защиты от однофазных замыканий на землю целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле, А:

$$I_{C.з.} = \frac{I_{ТНП.повр.л}}{k_{ч}} , \quad (85)$$

$$I_{C.з.} = \frac{0,12}{1,5} = 0,08 .$$

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

k_q – коэффициент чувствительности, 1,5.

Расчёт тока через трансформатор тока нулевой последовательности целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л} , \quad (86)$$

$$I_{ТНП.повр.л} = 0,17 - 0,05 = 0,12 .$$

где $I_{ЗНЗ}$ – суммарный емкостной ток сети, $I_{ЗНЗ} = 0,17$ А.

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

Расчёт тока замыкания на землю линии ПС-ТП 2-13, ТП 2-31, ТП 2-02, ТП 2-28, ТП 2-03 целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле, А:

$$I_{повр.л} = \frac{U_H \cdot L_B}{350} ,$$

$$I_{повр.л} = \frac{10 \cdot 1,9}{350} = 0,05 .$$

Для удобства ознакомления с результатами расчёта защиты от замыканий на землю в сети 10 кВ оформляется таблица 39 с указанием расчётных величин.

Таблица 39 – ЗНЗ

Линия	$I_{повр.л}$, А	$I_{ТНП.повр.л}$, А	$I_{с.з}$, А
ТП 2-13, ТП 2-31, ТП 2-02, ТП 2-28, ТП 2-03	0,05	0,12	0,08
ТП 2-36, ТП 2-17, ТП 2-33, ТП 2-27, ТП 2-05, ТП 2-32	0,10	0,07	0,05
ТП 2-21, ТП 2-18	0,01	0,15	0,10

7 ЕМКОСТНЫЕ ТОКИ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Расчёт ёмкостного тока сети целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле, А:

$$I_c = \frac{U_H \cdot L_B}{350}, \quad (87)$$

$$I_c = \frac{10 \cdot 5,9}{350} = 0,17 \text{ А.}$$

где U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

L_B – суммарная длина воздушных линий, км.

Ток не превышает 20 А для сети 10 кВ, компенсация ёмкостного тока не проводится.

8 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ

8.1 Расчёт заземления подстанции

Расчёт площади, используемой под заземлитель целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (88)$$

$$S = (36 + 2 \cdot 1,5) \cdot (45 + 2 \cdot 1,5) = 1870 \text{ м}^2.$$

где A - ширина территории подстанции, 36 м;

B - длина территории подстанции, 45 м.

Расчёт сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле:

$$F_{M.П} = \pi \cdot R^2, \quad (89)$$

$$F_{M.П} = 3,14 \cdot 6^2 = 113 \text{ мм}^2.$$

где R - радиус провода, принимаем равным 6 мм².

Расчёт сечения горизонтальных проводников по условиям термической стойкости целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{(I_K^{(1)})^2 \cdot t_{P.3}}{400 \cdot \beta}}, \quad (90)$$

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{4396^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 21,5 \text{ мм}^2.$$

где $I_K^{(1)}$ - ток короткого однофазного замыкания, А;

$t_{P.З}$ - время протекания тока КЗ;

β - коэффициент термической стойкости, 21.

Расчёт сечения горизонтальных проводников по условиям коррозионной стойкости целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d_{ПП} + S_{CP}), \quad (91)$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 7,11 \cdot (12 + 7,11) = 427 \text{ мм}^2.$$

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + d_K, \quad (92)$$

$$S_{CP} = 0,9347 \cdot \ln^3 240 + 0,8945 \cdot \ln^2 240 + 0,751 \cdot \ln 240 + 0,2468 = 7,11,$$

где S_{CP} - средняя глубина коррозии, мм;

T - расчетный срок службы заземлителя, 240 мес.;

a_K, b_K, c_K, d_K - коэффициенты, зависящие от грунта.

Расчёт фактического сечения горизонтальных проводников целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$F_{\Phi} = F_{КОР} + F_{T.C}. \quad (93)$$

$$F_{\Phi} = 427 + 21,5 = 448,5 \text{ мм}^2.$$

Расчёт радиуса заземлителя целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{F_{\phi}}{\pi}}, \quad (94)$$

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{448,5}{3,14}} = 11,9 \text{ мм.}$$

Фактический радиус принимаем равным 12 мм.

Расчёт общей длины полос заземлителя целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$L_{\Gamma} = \frac{(A+2 \cdot 1,5) \cdot (B+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} + \frac{(B+2 \cdot 1,5) \cdot (A+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}}. \quad (95)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{(36+2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (45+2 \cdot 1,5) + \frac{(45+2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (36+2 \cdot 1,5) = 624 \text{ м.}$$

где $l_{\Pi-\Pi}$ - расстояние между полосами, принимаем равным 6 м.

Расчёт числа горизонтальных полос на стороне A целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$\frac{(A+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} = \frac{(36+2 \cdot 1,5)}{6} = 7. \quad (96)$$

Расчёт числа горизонтальных полос на стороне B целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$\frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} = \frac{(45+2 \cdot 1,5)}{6} = 8. \quad (97)$$

Расчёт количества ячеек целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \quad (98)$$

$$m = \frac{624}{2 \cdot \sqrt{1870}} - 1 = 6 \text{ м.}$$

Расчёт длины стороны ячейки целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m}. \quad (99)$$

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{1870}}{6} = 6,97 \text{ м.}$$

Расчёт длины горизонтальных полос в расчетной модели целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1). \quad (100)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{1870} \cdot (6 + 1) = 624 \text{ м.}$$

Расчёт количества вертикальных электродов целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (101)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1870}}{12} = 28,83.$$

где a - расстояние между вертикальными электродами (м);

Принимаем количество вертикальных электродов равным 29.

Рассчитаем импульсное сопротивление заземлителя подстанции с учетом двухслойной модели грунта.

Грунты в тех местах, где расположена ПС Васильевка такие: песчанно-глинистые и щербисто-древесные.

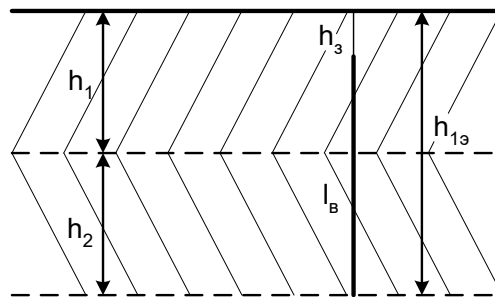


Рисунок 6 – Двухслойная модель грунта

Расчёт эквивалентного сопротивления первого слоя целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$\rho_{1Э} = \frac{h_{1Э}}{\sum_{i=1}^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (102)$$

$$\rho_{1Э} = \frac{5+0,7}{\frac{1,3}{80} + \frac{2,7}{270}} = 214,12 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

где $h_{1Э} = l_B + h_3$ - граница разделения слоев двухслойной модели, 5,7 м;

h_3 - глубина заложения электрода, 0,7 м;

Расчёт толщины второго слоя эквивалентной двухслойной модели целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$H_{РАСЧ} = (1,3 \div 1,4) \cdot l_B, \quad (103)$$

$$H_{РАСЧ} = 1,4 \cdot 5 = 7 \text{ м.}$$

Расчёт эквивалентного сопротивления второго слоя целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$\rho_{2Э} = \frac{H_{РАСЧ} - h_{1Э}}{\sum_{\Gamma}^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (104)$$

$$\rho_{2Э} = \frac{7 - 5,7}{\frac{1,3}{80} + \frac{2,7}{270}} = 48,8 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Расчёт эквивалентного сопротивления целесообразно выполнять по указанным формулам с учётом предварительных данных:

$$\frac{h_{1Э} - h_3}{l_B} = \frac{5,7 - 0,7}{5} = 1; \quad (105)$$

$$\frac{\rho_{1Э}}{\rho_{2Э}} = \frac{214,12}{48,8} = 4,38. \quad (106)$$

Из результата расчета данных отношений определяем $\frac{\rho_{ЭКВ}}{\rho_{2Э}} = 3$ [14], откуда $\rho_{ЭКВ} = 146,4 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$

Расчёт стационарного сопротивления одного вертикального электрода целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$R_{\text{ЭВ}} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{2 \cdot \pi \cdot l_B} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)}\right), \quad (107)$$

$$R_{\text{ЭВ}} = \frac{146,4}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0,7 + 5)}{0,024 \cdot (4 \cdot 0,7 + 5)}\right) = 35,2 \text{ Ом.}$$

Расчёт стационарного сопротивления одного горизонтального электрода целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{2 \cdot l_G} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot l_G}{\sqrt{b \cdot h_3}}\right), \quad (108)$$

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{146,4}{2 \cdot 43,5} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot 43,5}{\sqrt{2 \cdot 0,024 \cdot 0,7}}\right) = 9,8 \text{ Ом.}$$

где $b = 2 \cdot d$ ширина полосы полосового заземлителя (м).

Расчёт общего стационарного сопротивления заземлителя целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$R_{\text{СТ}} = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_G \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (109)$$

$$R_{\text{СТ}} = \frac{35,2 \cdot 9,8}{0,75 \cdot (29 \cdot 9,8 + 15 \cdot 35,2)} = 0,566 \text{ Ом.}$$

где η - коэффициент использования сложного заземлителя, 0,75.

Расчёт импульсного сопротивления вертикальных электродов целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$R_{IB} = \alpha_{II} \cdot \frac{R_0}{n \cdot \eta}, \quad (110)$$

$$R_{IB} = \frac{35,2 \cdot 1}{29 \cdot 0,75} = 1,618 \text{ Ом.}$$

где α_{II} - импульсный коэффициент (для одного вертикального электрода 1).

Расчёт импульсного коэффициента горизонтального электрода целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$\alpha_{II} = 1 + \frac{L_0 \cdot l_{\Gamma}}{3 \cdot \tau_{\phi} \cdot R_{ЭГ}}, \quad (111)$$

$$\alpha_{II} = 1 + \frac{1,61 \cdot 43,5}{3 \cdot 2 \cdot 9,8} = 2,19;$$

где τ_{ϕ} - длительность фронта тока молнии ($I_M = 60$ кА $\tau_{\phi} = 2$ мкс);

L_0 - индуктивность заземлителя на единицу длины, мкГн/м.

Расчёт индуктивности заземлителя целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$L_0 = 0,2 \cdot (\ln \frac{l_{\Gamma}}{r} - 0,31) \quad (112)$$

$$L_0 = 0,2 \cdot (\ln \frac{43,5}{0,01} - 0,31) = 1,61 \text{ мкГн/м;}$$

Расчёт импульсного сопротивления горизонтальных электродов целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$R_{ИГ} = \alpha_{И} \cdot \frac{R_0}{n \cdot \eta}, \quad (113)$$

$$R_{ИГ} = \frac{9,8 \cdot 2,19}{15 \cdot 0,75} = 1,908 \text{ Ом.}$$

Расчёт импульсного сопротивления целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$R_{И} = \frac{R_{ИГ} \cdot R_{ИБ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{ИГ} + n_G \cdot R_{ИБ})}, \quad (114)$$

$$R_{И} = \frac{1,908 \cdot 1,618}{0,75 \cdot (29 \cdot 1,908 + 15 \cdot 1,618)} = 0,0517 \text{ Ом.}$$

Полученное значение $R_{И}$ сравнивается с предельно допустимым сопротивлением 0,5 Ом, после чего делаем вывод о приемлемости данного вида заземления.

8.2 Расчет молниезащитных устройств

На линейном портале устанавливаются 2 молниеотвода высотой 24 м и на противоположной стороне подстанции устанавливаются 2 молниеотвода высотой 17 м на шинном портале.

Расчёт эффективной высоты молниеотвода целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot h, \quad (115)$$

$$h_{\text{ЭФ1}} = h_{\text{ЭФ2}} = 0,85 \cdot 24 = 20,4 \text{ м;}$$

$$h_{\text{ЭФ3}} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ м;}$$

Расчёт радиуса основания конической зоны защиты молниеотвода целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (116)$$

$$r_{01} = r_{02} = (1,1 - 0,002 \cdot 24) \cdot 24 = 25,25 \text{ м.}$$

$$r_{03} = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 18,12 \text{ м.}$$

где h - высота молниеотвода, м.

Расчёт горизонтальных координат точек боковой поверхности конуса на высоте защищаемого объекта целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$r_i = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{ЭФ}}\right), \quad (117)$$

$$r_{i1} = r_{i2} = 25,25 \cdot \left(1 - \frac{7}{20,4}\right) = 16,584 \text{ м.}$$

$$r_{i3} = 18,12 \cdot \left(1 - \frac{7}{14,45}\right) = 9,343 \text{ м.}$$

где h_i - высота защищаемого объекта, шинный портал 7 м.

Расчёт границы внутренней области защиты целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$r_{Ci} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CF} - h_i}{h_i}\right), \quad (118)$$

где h_{CF}, r_{C0} - высота и половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты.

Расчёт ширины внутренней области защиты целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$h_{CF} = h_{ЭФ} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{M-M} - h). \quad (119)$$

Рассчитаем участок между молниеотводами 1 и 2, расстояние между которыми равно 15,6 м.

$$h_{CF} = 20,4 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24) \cdot (15,6 - 24) = 21,8 \text{ м.}$$

$$r_{c0} = r_0. \quad (120)$$

Расчёт высоты внутренней зоны защиты на уровне земли для молниеотводов разной высоты целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$h_{CF} = \frac{h_{CF1} + h_{CF2}}{2}. \quad (121)$$

Расчёт половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли между совместно действующими молниеотводами разной высоты целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных данных:

$$r_{C0} = \frac{r_{01} + r_{02}}{2}. \quad (122)$$

$$r_{ci} = 25,248 \cdot \left(\frac{21,8-7}{21,8} \right) = 17,174 \text{ м.}$$

Рассчитаем участок между молниеотводами 1 и 3, расстояние между которыми равно 51,8 м.

$$h_{CF1} = 20,4 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24) \cdot (51,8 - 24) = 15,414 \text{ м.}$$

$$h_{CF2} = 14,45 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 17) \cdot (51,8 - 17) = 8,357 \text{ м.}$$

$$h_{CF} = \frac{15,368 + 8,357}{2} = 11,915 \text{ м.}$$

$$r_{C0} = \frac{25,248 + 18,122}{2} = 21,685 \text{ м.}$$

$$r_{ci} = 21,685 \cdot \left(\frac{11,915-7}{11,915} \right) = 8,945 \text{ м.}$$

Рассчитаем участок между молниеотводами 2 и 3, расстояние между которыми равно 52,4 м.

$$h_{CF1} = 20,4 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24) \cdot (52,4 - 24) = 15,368 \text{ м.}$$

$$h_{CF2} = 14,45 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 17) \cdot (51,8 - 17) = 8,251 \text{ м.}$$

$$h_{CF} = \frac{15,368 + 8,251}{2} = 11,809 \text{ м.}$$

$$r_{c0} = \frac{25,248 + 18,122}{2} = 21,685 \text{ м.}$$

$$r_{ci} = 21,685 \cdot \left(\frac{11,809 - 7}{11,809} \right) = 8,831 \text{ м.}$$

В результате расчётов получили зоны защиты, полностью защищающие оборудование ПС.

9 ОЦЕНКА НАДЁЖНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 кВ

Расчёт надёжности сетей электроснабжения проводим аналитическим методом (наиболее распространённый классический метод).

Расчёт потока отказов для последовательно соединённых элементов целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле:

$$\omega = \sum \cdot \omega_i + \omega_{\text{пр.наиб.}} , \quad (123)$$

где $\omega_{\text{пр.наиб.}}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений, определяется по справочнику исходя из максимального значения частоты капитальных ремонтов, 1/год.

Расчёт потока отказов для двух параллельно соединённых элементов целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле:

$$\omega_{\text{II,III}} = \omega_{\text{II}} \cdot q_{\text{III}} + \omega_{\text{III}} \cdot q_{\text{II}} + \omega_{\text{II}}^* \cdot q_{\text{пр.III}} + \omega_{\text{III}}^* \cdot q_{\text{пр.II}} , \quad (124)$$

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

ω^* - параметр потокотказов без учёта преднамеренных отключений.

Расчёт вероятности преднамеренного отключения цепочки целесообразно выполнять по указанной формуле:

$$q_{\text{пр.}} = \frac{\omega \cdot t_B}{T_z} . \quad (125)$$

Расчёт параметра потокотказов без учёта преднамеренных отключений целесообразно выполнять по указанной формуле:

$$\omega^* = \omega_c - \omega_{np.наиб.} \quad (126)$$

Расчёт средней вероятности состояния отказа системы целесообразно выполнять по указанной формуле:

$$q_c = K_{ПС} = q_1 \cdot q_2 + K_{np.1} \cdot \lambda_{np.1} \cdot q_2 + K_{np.2} \cdot \lambda_{np.2} \cdot q_1, \quad (127)$$

где $K_{np.i}$ - коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента или аварийного отключения другого.

Расчёт коэффициента преднамеренных отключений целесообразно выполнять по указанной формуле:

$$K_{np.i} = 1 - e^{\frac{-t_{np.i}}{t_{Вэкв.}}} \quad (128)$$

Расчёт вероятности отказа системы с учетом АВР целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле:

$$q_{c.ABP} = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / A_1' A_2) \cdot q(A_1') \cdot p(A_2) + q(S / A_1 A_2') \cdot p(A_1) \cdot q(A_2') + q(S / A_1' A_2') \cdot q(A_1') \cdot q(A_2'), \quad (129)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

Расчёт среднего времени безотказной работы системы целесообразно выполнять по указанной формуле:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} . \quad (130)$$

Расчёт времени безотказной работы системы целесообразно выполнять по указанной формуле:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c} . \quad (131)$$

Расчёт среднего времени восстановления системы целесообразно выполнять по указанной формуле:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c}. \quad (132)$$

Расчёт математического ожидания количества недоотпущенной электроэнергии целесообразно выполнять по указанной формуле, кВт·ч:

$$W_{нед.} = P_{деф.} \cdot q_c \cdot 5000. \quad (133)$$

Расчёт ограничений мощности целесообразно выполнять по указанной формуле, кВт:

$$P_{нед.} = P_p \cdot q_c. \quad (134)$$

Расчёт ущерба от недоотпуска электроэнергии целесообразно выполнять по указанной формуле, руб.:

$$Y = C \cdot W_{нед.} \cdot 8760, \quad (135)$$

где C – стоимость электроэнергии, отпускаемой потребителям, равная 2,06 руб/кВт·ч.

Произведем расчеты надежности для существующей и проектируемой систем электроснабжения по приведенному выше алгоритму.

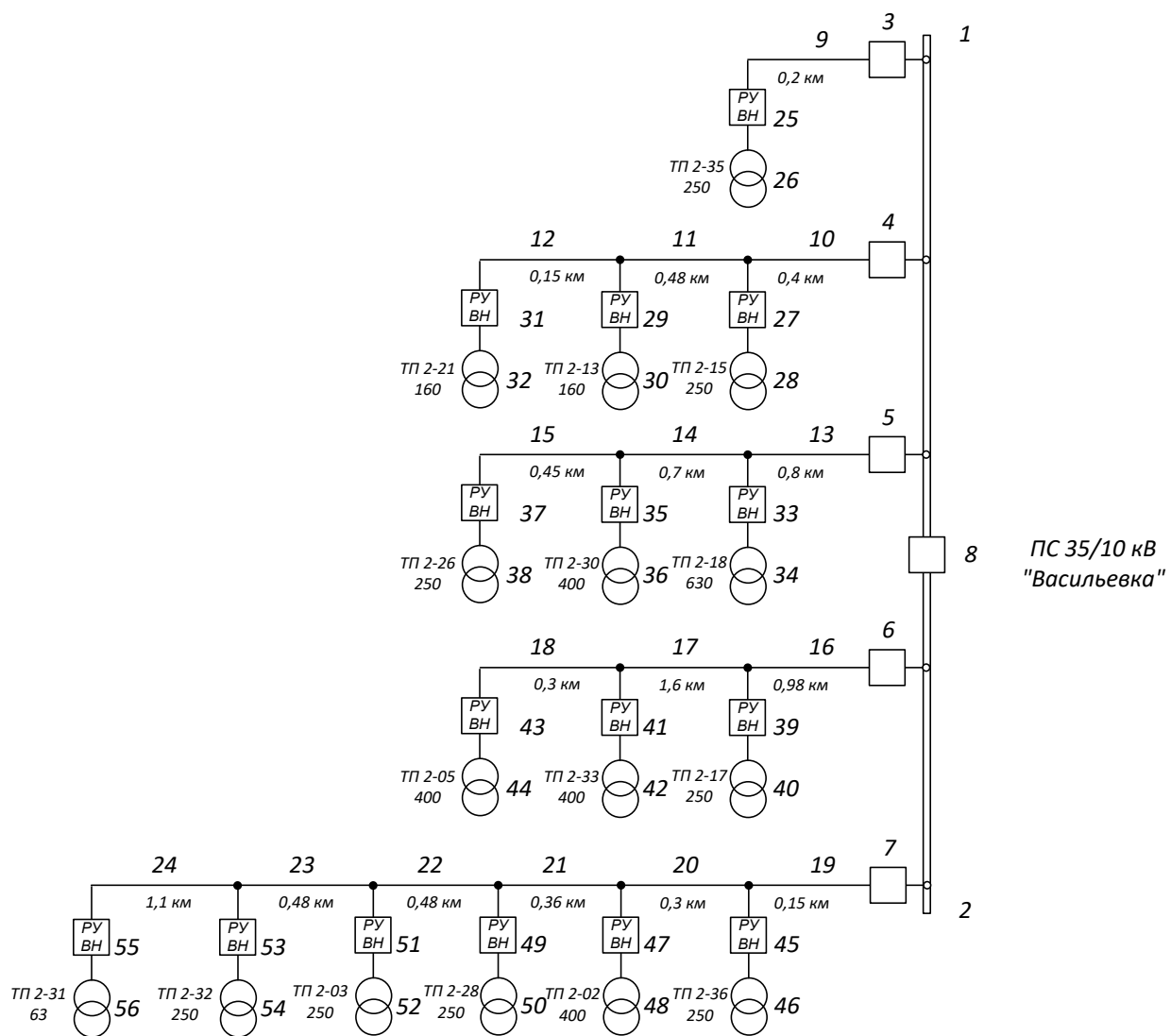


Рисунок 7 – Схема существующей сети

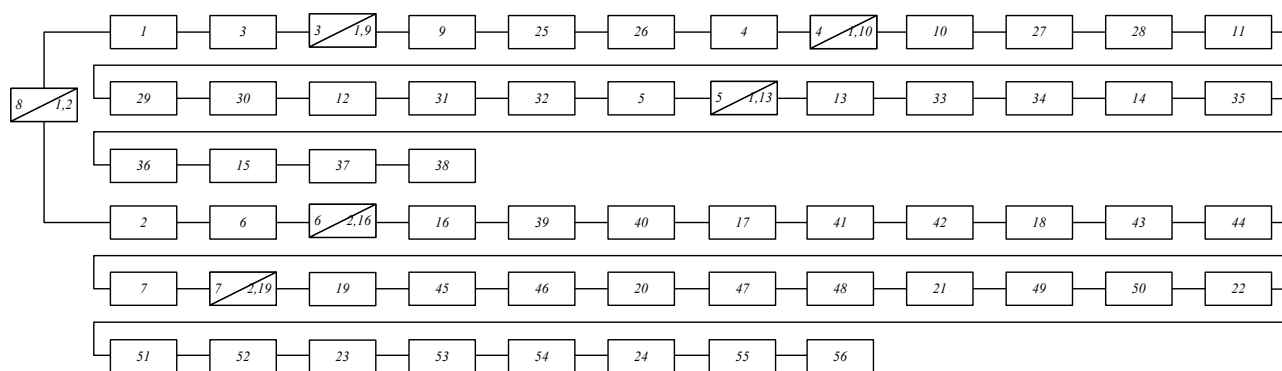


Рисунок 8 - Схема замещения существующей сети с точки зрения надёжности

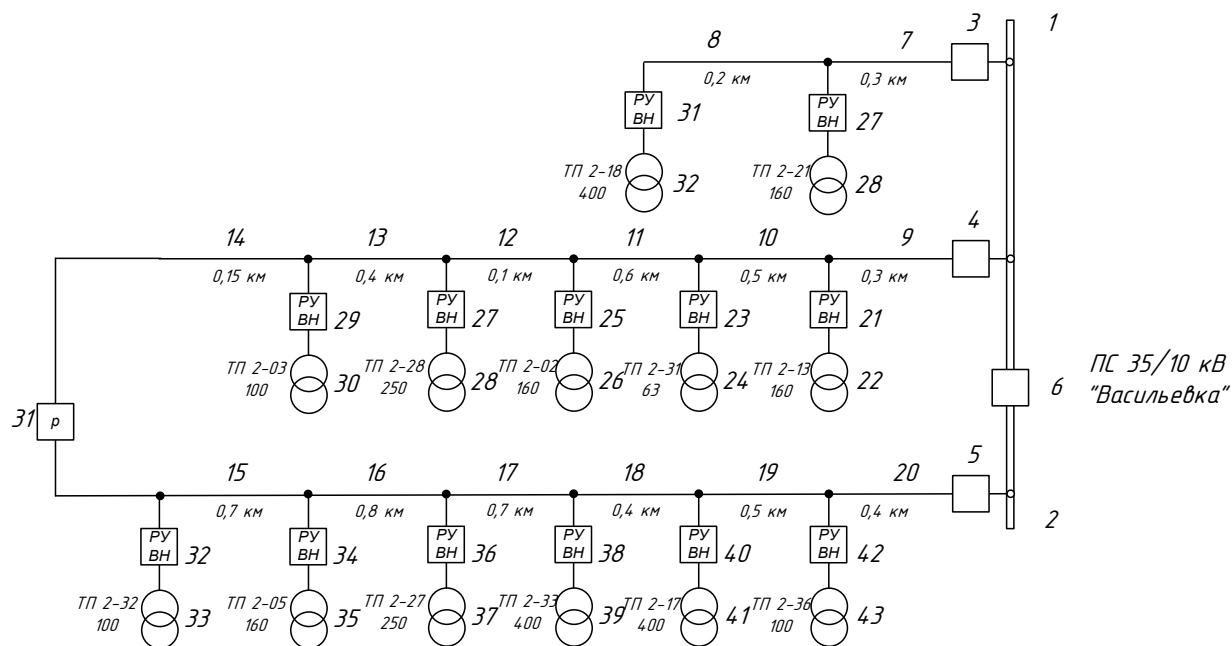


Рисунок 9 – Схема проектируемой сети

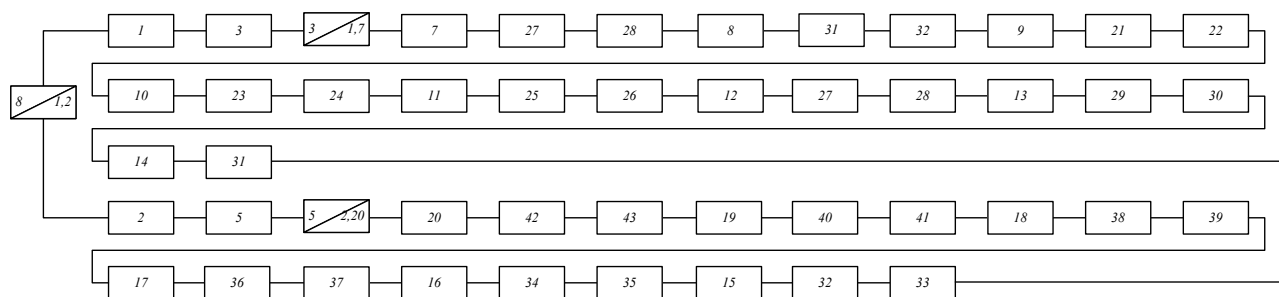


Рисунок 10 - Схема замещения проектируемой сети с точки зрения надёжности

Для удобства ознакомления с результатами расчёта показателей надёжности сети 10 кВ оформляется таблица 40 с указанием расчётных величин.

Расчёты произведены при помощи вычислительной программы MathCad и сведены в приложение А.

Анализируя результаты расчета надежности схем, видно, что такие показатели надёжности как среднее и расчетное время безотказной работы, объём недоотпущенной энергии, ограничение по мощности и удельный ущерб у проектируемой схемы лучше, чем у существующей, несмотря на то, что время восстановления существующей системы ниже, чем проектируемой. Поэтому дела-

ем вывод о том, что проектируемая сеть электроснабжения надёжнее, чем существующая.

Таблица 40 – Сравнение показателей надёжности

Показатели	Надёжность существующей сети	Надёжность проектируемой сети
Вероятность отказа системы без учёта АВР	0,01351	0,0002
Вероятность отказа системы с учётом АВР	0,0058	0,0018
Коэффициент вынужденного простоя системы	0,0058	0,0018
Коэффициент готовности системы	0,994	0,998
Время восстановления, ч	0,2	0,1
Расчётное время безотказной работы, лет	3	8,6
Среднее время безотказной работы, лет	28,4	82
Недоотпуск ЭЭ, кВт·ч в год	45356	14076
Ограничения мощности, кВт	9,07	2,8
Ущерб от недоотпуска за год, руб	93433	28997

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Система электроснабжения выбранного района, подлежащего реконструкции, должна сооружаться с соблюдением мер безопасности. Проектом предусматривается сооружение дополнительных ячеек РУ-10 кВ на ПС «Васильевка», сооружение ВЛ-0,4 кВ с изолированным проводом СИП, монтаж комплектных ТП.

Также необходимо определить площадь земель, отводимых во временное и постоянное пользование. В качестве мероприятий по предотвращению чрезвычайных ситуаций рассмотрим меры пожарной безопасности.

10.1 Безопасность

При реконструкции сетей 10-0,4 кВ села Васильевка, а также РУ-10 кВ ПС «Васильевка» для обеспечения безопасности предусматривается соблюдение следующих требований [33].

При реконструкции РУ-10 кВ ПС «Васильевка» необходимо соблюдать «Правила технической эксплуатации электроустановок», «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок». К работам в РУ-10 кВ ПС «Васильевка» допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности. В РУ-10 кВ ПС «Васильевка» не допускается нарушений правил техники безопасности. При реконструкции сетей 10-0,4 кВ села Васильевка необходимо также обеспечить безопасное выполнение работ в РУ-10 кВ ПС «Васильевка» всеми устройствами, механизмами, такелажными средствами, инструментом и приспособлениями [33].

Электрооборудование РУ-10 кВ ПС «Васильевка» удовлетворяет условиям работы при номинальных режимах, коротких замыканиях, перенапряжениях и нормированных перегрузках.

В РУ-10 кВ ПС «Васильевка» проводится контроль устройств защиты от перенапряжений уровню изоляции электрооборудования и соответствия класса изоляции электрооборудования номинальному напряжению сети.

В РУ-10 кВ ПС «Васильевка» приняты меры, препятствующие попада-

нию животных и птиц в помещение РУ. Окна и технические проёмы в помещении РУ-10 кВ ПС «Васильевка» оборудованы сетками. Покрытие полов в РУ-10 кВ ПС «Васильевка» выполнено металлическими листами, во избежание образования цементной пыли.

Помещение РУ-10 кВ ПС «Васильевка», в котором установлены ячейки КРУ, от других помещений и улицы изолировано. Помещения РУ-10 кВ ПС «Васильевка» для ремонта и технического обслуживания ячеек КРУ изолированы от других помещений. Стены, пол и потолок РУ-10 кВ ПС «Васильевка» окрашены пыленепроницаемой краской. Помещения РУ-10 кВ ПС «Васильевка» оборудованы приточно-вытяжной вентиляцией с отсосом воздуха снизу. Воздух приточной вентиляции РУ-10 кВ ПС «Васильевка» проходит через фильтры, предотвращающие попадание в помещение пыли. Уборка помещений РУ-10 кВ ПС «Васильевка» производится мокрым или вакуумным способом.

Кабельные каналы и наземные лотки РУ-10 кВ ПС «Васильевка» закрыты несгораемыми плитами, а места выхода кабелей из кабельных каналов РУ-10 кВ ПС «Васильевка» уплотнены несгораемым материалом.

Контроль за температурой контактных соединений шин в РУ-10 кВ ПС «Васильевка» организован по утвержденному графику.

РУ-10 кВ ПС «Васильевка» снабжено блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных операций разъединителями, отделителями, выкатными тележками комплектных РУ (КРУ) и заземляющими ножами. Блокировочные замки РУ-10 кВ ПС «Васильевка» с устройствами опломбирования постоянно опломбированы и находятся в специально оборудованных местах.

Для наложения заземлений в РУ-10 кВ ПС «Васильевка», применяются стационарные и переносные заземляющие ножи. Заземляющие ножи РУ-10 кВ ПС «Васильевка» окрашены в черный цвет, рукоятки приводов заземляющих ножей РУ-10 кВ ПС «Васильевка» окрашены в красный цвет.

В РУ-10 кВ ПС «Васильевка» находятся защитные и противопожарные средства, средства по оказанию первой помощи, переносные заземляющие ножи в специально оборудованных местах.

Обслуживание РУ 10 кВ КТП системы электроснабжения села Васильевка выполняется оперативно-выездными бригадами (ОВБ). В своём распоряжении ОВБ имеет первичные средства пожаротушения, средства по оказанию первой помощи, переносные заземления. Шкафы управления выключателей и разъединителей оборудована стационарными площадками обслуживания, с учётом того, что верхняя часть шкафов управления расположена на высоте 2 м и более.

В специально оборудованных местах РУ-10 кВ ПС «Васильевка» размещены надписи, указывающие назначение присоединений и их диспетчерское наименование. Надписи расположены на дверях и внутренних стенках камер РУ-10 кВ ПС «Васильевка», наружных и внутренних лицевых частях КРУ, сборках, а также на лицевой и оборотной сторонах панелей щитов.

В соответствии с положениями правил применения и испытания средств защиты, применяемых в электроустановках РУ-10 кВ ПС «Васильевка» на дверях РУ-10 кВ ПС «Васильевка» имеются предупреждающие знаки.

Надписи, содержащие информацию по номинальному току плавкой вставки оборудованы на предохранительных щитках или у предохранителей РУ-10 кВ ПС «Васильевка».

На металлических частях корпусов оборудования РУ-10 кВ ПС «Васильевка» обозначена расцветка фаз.

Не реже 1 раза в 6 мес. организован осмотр оборудования РУ-10 кВ ПС «Васильевка» без отключения оборудования от сети.

Устройствами электроподогрева в РУ-10 кВ ПС «Васильевка» оборудованы шкафы с устройствами релейной защиты и автоматики, связи и телемеханики. Шкафы приводов масляных выключателей, отделителей, короткозамыкателей и двигательных приводов разъединителей, шкафы управления и распределительные шкафы воздушных выключателей в РУ-10 кВ ПС «Васильевка» также снабжены устройствами электроподогрева.

Указатели положения выключателей и их приводов в РУ-10 кВ ПС «Васильевка» использованы для предупреждения ошибочных операций с оборудо-

ванием.

10.2 Экологичность

В данной части работы предстоит определить площади отводимых земель, допустимое по шуму расстояние от ТП до жилой застройки.

10.2.1 Отвод земель под электрические сети

Определяем отвод земель под электрические сети села Васильевка:

- в постоянное пользование;
- во временное пользование.

Согласно [34], земельные участки для размещения опор воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 - 10 кВ и опор линий связи, обслуживающих электрические сети, в постоянное пользование не предоставляются.

Расчёт площади земель, отводимых в постоянное пользование под размещение ТП села Васильевка целесообразно выполнять по формуле с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формуле, m^2 :

$$S_{ТПП} = S_{ТП1} \cdot n_{ТП1} + S_{ТП2} \cdot n_{ТП2}, \quad (136)$$

$$S_{ТПП} = 50 \cdot 13 + 80 \cdot 0 = 650,$$

где $S_{ТП1}$, $S_{ТП2}$ - площадь земли, отводимая под одно и двухтрансформаторную ТП, 50 и 80 m^2 соответственно, согласно [34], m^2 ;

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

Расчёт площади земель, отводимых в постоянное пользование под размещение опор ВЛ-10 кВ села Васильевка целесообразно выполнять по формулам с учётом справочных данных, указанных в пояснении к формулам, m^2 :

$$S_{on} = A^2 + \pi \cdot \Delta^2 + 4 \cdot A \cdot \Delta, \quad (137)$$

$$S_{on} = 0,273^2 + 3,14 \cdot 1,5^2 + 4 \cdot 0,273 \cdot 1,5 = 8,78,$$

$$S_{по} = S_{on} \cdot n_{оп}, \quad (138)$$

$$S_{по} = 8,78 \cdot 84 = 740,$$

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

A – сторона основания опоры, для принятых опор 10 кВ 0,273 м по рисунку 11;

Δ - ширина полосы земли вокруг внешнего контура опоры ВЛ-10 кВ, для земель сельскохозяйугодий принимается 1,5 м по [34].

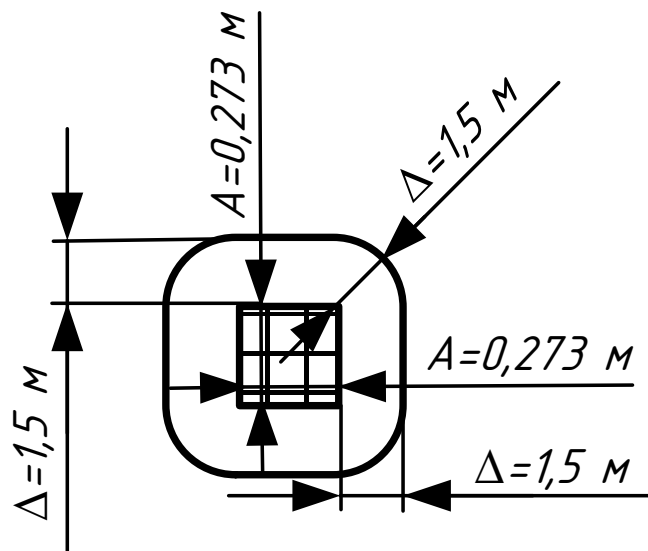


Рисунок 11 – Площадь основания опоры 10 кВ на уровне земли

Расчёт площади земель, отводимых в постоянное пользование под размещение опор ВЛ-10 кВ и ТП села Васильевка целесообразно выполнять по формуле с учётом предварительных расчётов, m^2 :

$$S_{III} = S_{III} + S_{ПО}, \quad (139)$$

$$S_{III} = 650 + 740 = 1390.$$

Поскольку сети 10 кВ села Васильевка подлежат реконструкции в полном объёме, то строительство большого объёма опор и проводов ВЛ-10 кВ займёт продолжительное время, на период которого следует изъять во временное пользование расчётное значение площади земель [34].

Расчёт площади земель, отводимых во временное пользование под строительство ВЛ-10 кВ села Васильевка целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом предварительных расчётов, m^2 :

$$S_{ВЛ} = L_{ВЛ10кВ} \cdot (l_{\Phi-\Phi} + 4), \quad (140)$$

$$S_{ВЛ} = 5900 \cdot (1,5 + 4) = 32450,$$

где $L_{ВЛ10кВ}$ - протяженность ВЛ-10 кВ села Васильевка, m ;

$l_{\Phi-\Phi}$ - расстояние между крайними фазными проводами по рисунку 12, $1,5 m$.

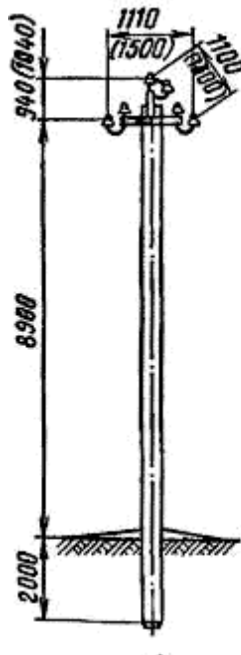


Рисунок 12 – Эскиз опоры 10 кВ

Расчёт площади земель, отводимых во временное пользование для монтажа опор ВЛ 10 кВ села Васильевка целесообразно выполнять по формуле с учётом предварительных расчётов, m^2 :

$$S_{ВМП} = n_{ОП} \cdot S_{ОП10кВ}, \quad (141)$$

$$S_{ВМП} = 84 \cdot 150 = 12643,$$

где $S_{ОП10кВ}$ - площадь земельных участков, предоставляемая для монтажа опор ВЛ 10 кВ, согласно [34], m^2 .

Расчёт площади земель, отводимых во временное пользование села Васильевка целесообразно выполнять по формуле с учётом предварительных расчётов, m^2 :

$$S_{ВП} = S_{ВМП} + S_{ВЛ}, \quad (142)$$

$$S_{ВП} = 32450 + 12643 = 45093.$$

В итоге расчётов получено, что площадь земель во временное пользование (45093 м²) существенно превышает площадь земель, отведенных в постоянное пользование (1553 м²).

10.2.2 Устройство маслоприёмника

Маслоприёмные устройства не выполняются, если масса масла в одном баке маслonaполненного аппарата менее 600 кг [37].

В реконструируемой системе электроснабжения села Васильевка максимальная мощность трансформаторов ТП 400 кВА.

Для удобства ознакомления с паспортными данными трансформаторов 10 кВ села Васильевка оформляется таблица 41 с указанием справочных величин.

Таблица 41 - Паспортные данные трансформаторов

Типовая мощность, кВА	Вес масла, кг
63	110
100	170
160	205
250	335
400	465

Из таблицы 66 видно, на ТП мощностью 400 кВА вес масла меньше 600 кг ($M_{пред ПУЭ}$):

$$M_{тм 400} \leq M_{пред ПУЭ},$$

$$465 \leq 600.$$

Маслоприёмные устройства в реконструируемой системе электроснабжения села Васильевка не выполняем.

10.2.3 Расчёт шумового воздействия трансформаторов ТП

Определим минимальное расстояние от ТП до территории жилой застройки, на которой выполняются санитарно – гигиенические требования по шуму, согласно [35, 36].

Расчёт суммарного скорректированного уровня звуковой мощности для трансформаторов села Васильевка целесообразно выполнять по указанной формуле с учётом того, что в проекте используются только однитрансформаторные ТП, дБА:

$$L_{PA_{сумм}} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot L_{PAi}}, \quad (143)$$

$$L_{PA_{сумм}} = L_{PAi}.$$

где L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности для одного трансформатора, согласно [36], дБА.

Согласно [36], для допустимый уровень звука для территории жилой застройки в ночное время суток (с 23х часов до 7) L_A равен 45 дБА.

Расчёт минимального расстояния от ТП до территории жилой застройки, на которой выполняются санитарно – гигиенические требования по шуму села Васильевка целесообразно выполнять по указанной формуле для ТП 2-18 с наиболее мощным трансформатором ТМ-400, м:

$$R = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{PA_{сумм}} - L_A}{10}}}{2 \cdot \pi}}; \quad (144)$$

$$R = \sqrt{\frac{10^{\frac{68-45}{10}}}{2 \cdot 3,14}} = 10.$$

Фактическое расстояние КТП от территории жилой застройки села Васильевка в проекте составляет минимум $L=100$ м (рисунок 13), что достаточно для выполнения требований по шумовому воздействию.

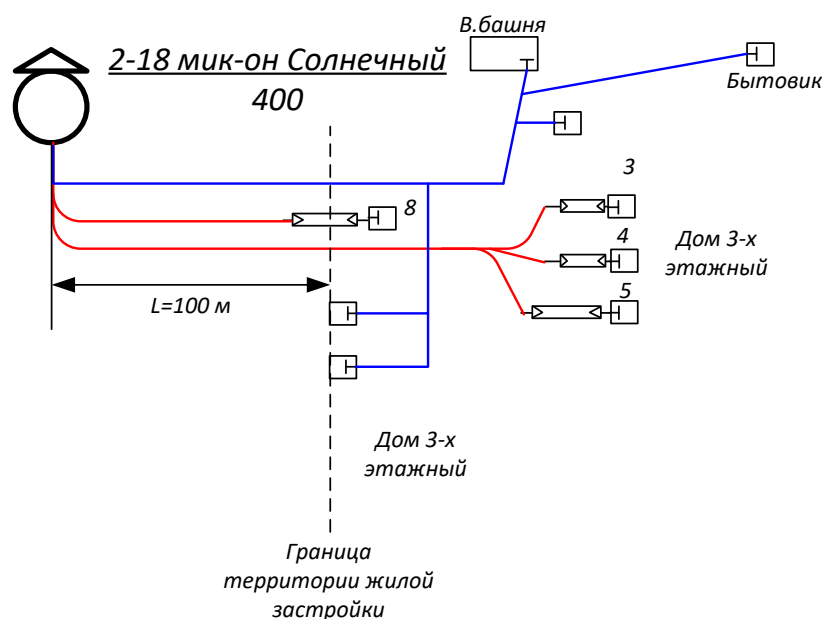


Рисунок 13 – Расположение трансформаторов на территории жилой застройки

Для удобства ознакомления с результатами расчёта шумового воздействия трансформаторов 10 кВ села Васильевка оформляется таблица 42 с указанием расчётных величин.

Таблица 42 – Шумовое воздействия

№ ТП	$N_{\text{ТР}}$	S, кВА	$L_{\text{РА сум}}$, дБА	R, м
ТП 2-31	1	63	59	2
ТП 2-32	1	100	59	2
ТП 2-13	1	160	62	3
ТП 2-03	1	100	59	2
ТП 2-02	1	100	59	2
ТП 2-28	1	250	65	4
ТП 2-33	1	400	68	6
ТП 2-05	1	160	62	5
ТП 2-27	1	250	65	7
ТП 2-17	1	400	68	10
ТП 2-21	1	160	62	5
ТП 2-18	1	400	68	10
ТП 2-36	1	100	59	4

Трансформаторы ТМ-400/10 и ТМ-250/10 выполняются в виде комплектных ТП, таким образом, трансформаторы располагаются в защитной металлической оболочке, что также снижает шумовое воздействие, следовательно, расстояние R (таблица 42) окажется меньше расчётного.

10.3 Чрезвычайные ситуации

Для обеспечения пожарной безопасности, а также длительной и безопасной работы электросетей напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Васильевка» одним из важнейших факторов является конструктивное соответствие окружающей среде [38].

Для предупреждения пожаров от электротехнических причин при реконструкции электросетей напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Васильевка» предусматривается проведение следующих мероприятий:

- выбор и проверка электрооборудования 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Васильевка» в соответствии с режимами работы оборудования и характером окружающей среды;

- монтаж и эксплуатация электросетей напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Васильевка» в соответствии с порядком приёмки оборудования в эксплуатации и испытаниями [38];

- применение аппаратов защиты электросетей напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Васильевка», в том числе предохранителей ПК1 – 10У1, выключателей нагрузки ВМП-10/400, автоматических выключателей А-3716, силовых выключателей ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ2;

- поддержание режимов работы электросетей напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Васильевка» исключающих перегрузки.

Кроме соблюдения правил по выбору типа оборудования при реконструкции электросетей напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Васильевка», предусматривается также защита его от аварийных режимов работы, таких, как:

- короткие замыкания;
- перегрузки в сети;

- появление больших переходных сопротивлений.

Опасность коротких замыканий электросетей напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Васильевка» определяется возникновением больших по величине токов, что приводит к выделению в течение очень малых промежутков времени большого количества тепла. Следствие такого нагрева - воспламенение изоляции, расплавление токоведущих жил, проплавлению брони кабелей, труб электрических проводов.

Опасность коротких замыканий электросетей напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Васильевка» заключается в наличии резких динамических ударов за счет сил электромагнитного взаимодействия, что приводит к разбрызгиванию расплавленного металла на большие расстояния, механическому разрушению обмоток электрических машин, аппаратов и приборов.

Защита от токов КЗ в электросетях напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Васильевка»:

- исключение возникновения КЗ;
- ограничение времени действия токов КЗ.

Мерами предупреждения коротких замыканий в электросетях напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Васильевка» являются:

- выбор, монтаж и эксплуатация оборудования в электросетях напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Васильевка» - предохранителей, автоматических выключателей, выключателей нагрузки, вакуумных выключателей, проводов СИП, кабелей, КТП;

- периодическое проведение планово-предупредительных осмотров и ремонтов [38];

- контроль сопротивления - в электросетях напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Васильевка» используются плавкие предохранители и автоматические воздушные выключатели;

Электрической перегрузкой в электросетях напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Васильевка» обозначается такой режим работы, когда по проводам и кабелям электрических сетей, обмоткам машин, аппаратов и

приборов протекает рабочий ток больше допустимого для данного вида проводника (обмотки электрической машины).

Напряжение электросетей 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Васильевка» и режим их работы определяют пределы возникающей перегрузки сети.

Длительно допустимым током электросетей 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Васильевка» называют ток, который длительное время может протекать по проводам, обмоткам машин и аппаратов, не вызывая их перегрева сверх допустимой температуры, определенной классом нагревостойкости изоляции.

Опасность перегрузок электросетей 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Васильевка» объясняется тепловым действием тока. При прохождении по проводникам тока большего, чем допустимый, происходит нагрев изоляции сверх допустимой температуры. Воспламенение горючей изоляции возможно при двукратных и более перегрузках. При меньших перегрузках воспламенение изоляции наблюдается реже, но происходит ускоренное старение изоляции из-за нагрева, что приводит к коротким замыканиям.

Основными причинами перегрузок электросетей 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Васильевка» являются:

- неправильный выбор электрооборудования электросетей 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Васильевка» по мощности;
- параллельное включение в сеть 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Васильевка» потребителей без увеличения сечения проводников;
- повышение температуры окружающей среды;
- механические перегрузки двигателей, работа на двух фазах.

Профилактика перегрузок электросетей напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Васильевка»:

- правильный расчет электрических сетей,
- создание условий для охлаждения электрических машин, аппаратов и приборов,

- своевременная чистка и смазка,
- применение аппаратов защиты.

Для предупреждения возникновения пожаров от больших переходных сопротивлений при реконструкции электросетей напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Васильевка» необходимо:

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведена реконструкция электросетей система электроснабжения 10-0,4 кВ села Васильевка Белогорского района.

Выполнено:

- Рассчитана нагрузка потребителей;
- Выбраны проводники 0,4-10 кВ и проверены по потере напряжения и устойчивости к токам КЗ;
- Для подключения к центру питания ПС «Васильевка» выбраны аппараты и проверены по устойчивости к токам КЗ, применяются ячейки тика КРУ КРН-VI-10 с вакуумными выключателями ВВ-Tel;
- Рассчитана надёжность проектируемой сети 10 кВ;
- Выбраны уставки срабатывания РЗиА;
- Выбраны способы молниезащиты, рассчитано стационарное и импульсное сопротивления заземлителя для соответствия требованиям ПУЭ;
- Определены безопасные расстояния по шуму до территории жилой застройки от ТП, определена площадь отводимых земель, рассмотрены меры безопасности при пожаре в электроустановках.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Администрация Белогорского муниципального округа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.belraion.ru/> – 01.06.2022 г.
- 2 Официальный сайт - Завод «Севкабель». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://sevcable.ru/catalog/> – 01.06.2022 г.
- 3 Официальный сайт - Сибирский завод «Электрощит» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://sibelz.ru/products/raspredelitelnoe-oborudovanie-6-10-kv/> – 01.06.2022 г.
- 4 Официальный сайт - Группа Компаний "ЭЛЕКТРОКАБЕЛЬ". [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://elektrokable.ru/products/provod-sip-3/> – 01.06.2022 г.
- 5 «Амурский государственный университет» (ФГБОУ ВО «АмГУ») Отчёт по практической подготовке, производственная практика, преддипломная практика, выполнил обучающийся Пинчук Игорь Александрович, Благовещенск, 2022г.
- 6 Зорин В.В., Тисленко В.В. Системы электроснабжения общего назначения. – Чернигов: ЧГТУ, 2008. – 341с.
- 7 Киреева Э.А., Цырук С.А. Электроснабжение жилых и общественных зданий. – М.:НТФ «Энергопресс», 2005. – 96 с.; ил.
- 8 Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Файбисовича Д.Л. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.
- 9 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник: в 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. В.Г. Герасимова, А.И. Попова – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 964 с.
- 10 Конюхова, Е. А. Электроснабжение объектов [Текст] : Учеб. пособие / Е.А.Конюхова. - М. : Мастерство, 2002. - 319 с. : рис. - (Среднее профессиональное образование). - Библиогр.: с. 311. - ISBN 5-294-00063-6 (в пер.) [Элек-

тронный ресурс]. – https://irbis.amursu.ru/cgi-bin/irbis64r_11/cgiirbis_64.exe?LNG=&Z21ID=&I21DBN=IBIS&P21DBN=IBIS&S21STN=1&S21REF=1&S21FMT=fullwebr&C21COM=S&S21CNR=10&S21P01=0&S21P02=1&S21P03=A=&S21STR=%D0%9A%D0%BE%D0%BD%D1%8E%D1%85%D0%BE%D0%B2%D0%B0,%20%D0%95%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B0%20%D0%90%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%81%D0%B0%D0%BD%D0%B4%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%BD%D0%B0 (дата обращения: 20.05.2022 г.)

11 Кужеков, С. Л. Городские электрические сети [Текст] : учеб. пособие / С. Л. Кужеков, С. В. Гончаров. - Ростов н/Д : МарТ, 2001. - 256 с. - ISBN 5-241-00032-1 [Электронный ресурс]. – https://irbis.amursu.ru/cgi-bin/irbis64r_11/cgiirbis_64.exe?LNG=&Z21ID=&I21DBN=IBIS&P21DBN=IBIS&S21STN=1&S21REF=1&S21FMT=fullwebr&C21COM=S&S21CNR=10&S21P01=0&S21P02=1&S21P03=A=&S21STR=%D0%9A%D1%83%D0%B6%D0%B5%D0%BA%D0%BE%D0%B2,%20%D0%A1.%20%D0%9B. (дата обращения: 20.05.2022 г.)

12 Лыкин, А. В. Электрические системы и сети [Текст] : Учеб. пособие / А.В. Лыкин. - Новосибирск : Изд-во Новосиб. гос. техн. ун-та, 2002. - 247 с. : рис., табл. - (Учебники НГТУ). - Библиогр.: с. 241-243. - 500 экз.. - ISBN 5-7782-0383-7 [Электронный ресурс]. – https://irbis.amursu.ru/cgi-bin/irbis64r_11/cgiirbis_64.exe?LNG=&Z21ID=&I21DBN=IBIS&P21DBN=IBIS&S21STN=1&S21REF=1&S21FMT=fullwebr&C21COM=S&S21CNR=10&S21P01=0&S21P02=1&S21P03=A=&S21STR=%D0%9B%D1%8B%D0%BA%D0%B8%D0%BD,%20%D0%90%D0%BD%D0%B0%D1%82%D0%BE%D0%BB%D0%B8%D0%B9%20%D0%92%D0%BB%D0%B0%D0%B4%D0%B8%D0%BC%D0%B8%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D1%87 (дата обращения: 20.05.2022 г.)

13 Понижающие подстанции для электроснабжения промышленных и коммунально-бытовых потребителей [Текст] : метод. указ. к выполнению курсового проекта / сост. В. Н. Старовойтов. - Владивосток : Изд-во Дальневост. гос. техн. ун-та, 1998. - 44с. [Электронный ресурс]. – <https://irbis.amursu.ru/cgi->

bin/irbis64r_11/cgiirbis_64.exe?LNG=&Z21ID=&I21DBN=IBIS&P21DBN=IBIS&S21STN=1&S21REF=1&S21FMT=fullwebr&C21COM=S&S21CNR=10&S21P01=0&S21P02=0&S21P03=S=&S21STR=%D0%AD%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B5%20%D0%BF%D0%BE%D0%B4%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D1%86%D0%B8%D0%B8 (дата обращения: 20.05.2022 г.)

14 Савина, Н.В. Практикум по электрическим сетям [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, В.Ю. Маркитан. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 254 с. – Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/digital.library/AmurSU_Edition/7127.pdf

15 Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть первая [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 177 с. – Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/digital.library/AmurSU_Edition/7062.pdf

16 Соколов, В. И. Электрические сети промышленных предприятий [Текст] : учеб. пособие / В.И. Соколов, В.Б. Мохов. - М. : Изд-во Всесоюз. заоч. политех. ин-та, 1991. - 172 с. : рис. - ISBN 5-7045-0060-9 [Электронный ресурс]. – https://irbis.amursu.ru/cgi-bin/irbis64r_11/cgiirbis_64.exe?LNG=&Z21ID=&I21DBN=IBIS&P21DBN=IBIS&S21STN=1&S21REF=1&S21FMT=fullwebr&C21COM=S&S21CNR=10&S21P01=0&S21P02=1&S21P03=A=&S21STR=%D0%A1%D0%BE%D0%BA%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B2,%20%D0%92%D0%B8%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%B8%D0%B9%20%D0%98%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D1%87 (дата обращения: 20.05.2022 г.)

17 Суднова, В. В. Качество электрической энергии [Текст] : производственно-практическое издание / В.В. Суднова. - М. : Энергосервис, 2000. - 83 с. : табл., граф. - Библиогр.: с. 78. - 5 000 экз.. - ISBN 5-900835-30-8 [Электронный ресурс]. – https://irbis.amursu.ru/cgi-bin/irbis64r_11/cgiirbis_64.exe?LNG=&Z21ID=&I21DBN=IBIS&P21DBN=IBIS&S21STN=1&S21REF=1&S21FMT=fullwebr&C21COM=S&S21CNR=10&S21P01=

0&S21P02=1&S21P03=A=&S21STR=%D0%A1%D1%83%D0%B4%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D0%B0,%20%D0%92%D0%B0%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D1%82%D0%B8%D0%BD%D0%B0%20%D0%92%D0%B8%D0%BA%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%BD%D0%B0 (дата обращения: 20.05.2022 г.)

18 Фокин, Ю. А. Руководство по решению задач по курсу "Электроснабжение" [Текст] : учеб. пособие / Фокин Ю.А., Ильинская Л.И. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 1998. [Электронный ресурс]. – https://irbis.amursu.ru/cgi-bin/irbis64r_11/cgiirbis_64.exe?LNG=&Z21ID=&I21DBN=IBIS&P21DBN=IBIS&S21STN=1&S21REF=1&S21FMT=fullwebr&C21COM=S&S21CNR=10&S21P01=0&S21P02=1&S21P03=A=&S21STR=%D0%A4%D0%BE%D0%BA%D0%B8%D0%BD,%20%D0%AE%D1%80%D0%B8%D0%B9%20%D0%90%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%81%D0%B0%D0%BD%D0%B4%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D1%87 (дата обращения: 20.02.2022 г.)

19 Шаповалов, И. Ф. Справочник по расчету электрических сетей [Текст] / Шаповалов И.Ф. - Киев : Будивельник, 1974. - 236с. [Электронный ресурс]. – https://irbis.amursu.ru/cgi-bin/irbis64r_11/cgiirbis_64.exe?LNG=&Z21ID=&I21DBN=IBIS&P21DBN=IBIS&S21STN=1&S21REF=1&S21FMT=fullwebr&C21COM=S&S21CNR=10&S21P01=0&S21P02=1&S21P03=A=&S21STR=%D0%A8%D0%B0%D0%BF%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B2,%20%D0%98.%20%D0%A4. (дата обращения: 20.05.2022 г.)

20 Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях [Текст] : учеб. пособие: рек. Мин. обр. РФ / В.В. Ежков, Г.К. Зарудский, Э.Н. Зуев и др.; Под ред. В.А. Строев. - М. : Высш. шк., 1999. - 352 с. : рис., табл. - ISBN 5-06-003329-5 [Электронный ресурс]. – https://irbis.amursu.ru/cgi-bin/irbis64r_11/cgiirbis_64.exe?LNG=&Z21ID=&I21DBN=IBIS&P21DBN=IBIS&S21STN=1&S21REF=1&S21FMT=fullwebr&C21COM=S&S21CNR=10&S21P01=0&S21P02=1&S21P03=R=&S21STR=44.29.37 (дата обращения: 20.05.2022 г.)

- 21 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.
- 22 Надежность систем электроснабжения. Зорин В. В., Тисленко В. В., Клеппель Ф., Адлер Г. — К.: Вища шк. Головное изд-во, 2014. — 192 с.
- 23 Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.
- 24 Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. Энергоатомиздат, 1997. — 240 с: ил.
- 25 Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.
- 26 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования РД 153-34.0-20.527-98. Утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики 23.03.1998 г
- 27 Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2013. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.
- 28 Приказ №276-пр/э от 20.12.2021г. Управления государственного управления цен и тарифов Амурской области
- 29 Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. - М.: ЭНАС, 2009. - 456 с.: ил.
- 30 Официальный сайт Радиус-автоматика [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.rza.ru/catalog/zashita-i-avtomatika-silovih-transformatorov-i-atotransfomatorov/sirius-t.php> – 27.05.2022 г.
- 31 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс]: учеб. пособие / А. Б. Булгаков; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск: Издательство Амур. гос. ун-та, 2020. – 90 с.

32 Официальный сайт ООО «Электронприбор» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.electronpribor.ru/catalog/ampermetry-schitovye/> – 27.05.2022 г

33 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утв. Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 года N 903н [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/499037306/> - 27.05.2022 г

34 Норма отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ № 14278 ТМ – Т1.

35 Санитарные правила и нормы СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»

36 ГОСТ 12.2.024-87 Шум. Трансформаторы силовые масляные

37 Правила устройства электроустановок/Министерство энергетики Российской Федерации. – 7-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 2012. – 648 с.

38 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий : Руководящий документ РД-153.-34.0-03.301-00. - М. : ЗАО Энергетические технологии, 2000. - 116 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёты надёжности сети 10 кВ

Надёжность существующей сети 10 кВ

Масляные выключатели 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_B := 0.01$
- среднее время восстановления $T_{в.в}$, ч	$T_{в.в} := 30$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_B := 0.14$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{р.в} := 12$
- параметр отказа выключателей при отключении КЗ $a_{кз}$	$a_{кз} := 0.0027$
- относительная частота отказов выключателей $a_{о.п}$	$a_{о.п} := 0.0022$

Воздушные линии 10 кВ провод АС:

- средний параметр потока отказов на 1 км w , 1/год	$\omega_{л} := 7.64$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.л} := 5$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{л} := 0.17$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{р.л} := 16$

Система шин 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{сш1} := 0.03 \cdot 3$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.сш1} := 7 \cdot 3$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{сш1} := 0.166 \cdot 3$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{р.сш1} := 5 \cdot 3$
	$\omega_{сш2} := 0.03 \cdot 2$
	$T_{в.сш2} := 7 \cdot 2$
	$\mu_{сш2} := 0.166 \cdot 2$
	$T_{р.сш2} := 5 \cdot 2$

Трансформатор 6-10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{тр} := 0.016$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.тр} := 50$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{тр} := 0.25$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{р.тр} := 6$

продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёты надёжности сети 10 кВ

РУ 10 кВ ТП:

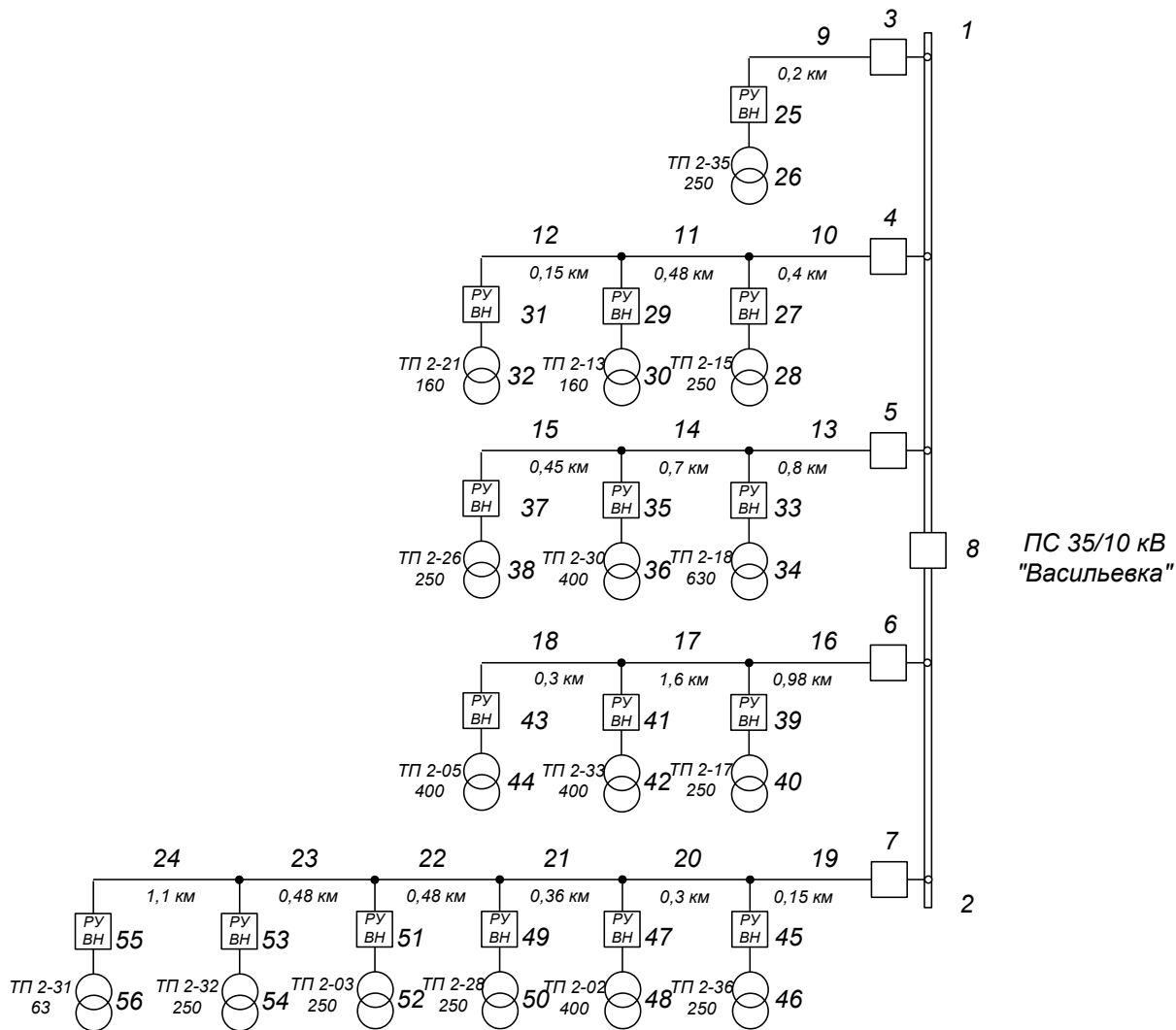
- средний параметр потока отказов w , 1/год
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч
- частота текущих ремонтов m , 1/год
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч

$$\omega_{яч} := 0.01$$

$$T_{в.яч} := 7$$

$$\mu_{яч} := 0.166$$

$$T_{р.яч} := 3.7$$



Вероятности отказа элементов схемы

$$q_{Л9} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.2 \cdot T_{в.Л}}{8760}$$

$$q_{Л9} = 8.721 \times 10^{-4}$$

продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёты надёжности сети 10 кВ

$$q_{Л10} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.4 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л11} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.48 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л12} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.15 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л13} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.8 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л10} = 1.744 \times 10^{-3} \quad q_{Л11} = 2.093 \times 10^{-3} \quad q_{Л12} = 6.541 \times 10^{-4} \quad q_{Л13} = 3.489 \times 10^{-3}$$

$$q_{Л14} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.7 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л15} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.45 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л16} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.98 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л14} = 3.053 \times 10^{-3} \quad q_{Л15} = 1.962 \times 10^{-3} \quad q_{Л16} = 4.274 \times 10^{-3}$$

$$q_{Л17} := \frac{\omega_{Л} \cdot 1.6 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л18} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.3 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л19} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.15 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л17} = 6.977 \times 10^{-3} \quad q_{Л18} = 1.308 \times 10^{-3} \quad q_{Л19} = 6.541 \times 10^{-4}$$

$$q_{Л20} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.3 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л21} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.36 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л22} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.48 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л20} = 1.308 \times 10^{-3} \quad q_{Л21} = 1.57 \times 10^{-3} \quad q_{Л22} = 2.093 \times 10^{-3}$$

$$q_{Л23} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.48 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л24} := \frac{\omega_{Л} \cdot 1.1 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л23} = 2.093 \times 10^{-3} \quad q_{Л24} = 4.797 \times 10^{-3}$$

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

$$q_{Тр} = 9.132 \times 10^{-5}$$

$$q_{СШ1} := \frac{\omega_{СШ1} \cdot T_{В.СШ1}}{8760}$$

$$q_{СШ1} = 2.158 \times 10^{-4}$$

$$q_{СШ2} := \frac{\omega_{СШ2} \cdot T_{В.СШ2}}{8760}$$

$$q_{СШ2} = 9.589 \times 10^{-5}$$

продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёты надёжности сети 10 кВ

$$q_{\text{яч}} := \frac{\omega_{\text{яч}} \cdot v_{\text{в.яч}}}{8760} \quad q_{\text{яч}} = 7.991 \times 10^{-6}$$

$$q_{\text{вст}} := \frac{\omega_{\text{в}} \cdot T_{\text{в.в}}}{8760}$$

$$q_{\text{рзшин}} := 0.002 \quad q_{\text{рзтр}} := 0.0012$$

$$q_{\text{рзлин}} := 0.0012 \quad \omega_{\text{рзв}} := 0.0012$$

$$q_{\text{в3}} := q_{\text{вст}} \dots \\ + a_{\text{кз}} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - (1 - q_{\text{рзшин}}) \cdot (1 - q_{\text{рзлин}}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{\text{сш1}}) \cdot (1 - q_{\text{л9}}) \right] \dots \\ + a_{\text{о.п}} \cdot \frac{\mu_{\text{сш1}} + \mu_{\text{л}}}{8760}$$

$$q_{\text{в3}} = 3.442 \times 10^{-5}$$

$$q_{\text{в4}} := q_{\text{вст}} \dots \\ + a_{\text{кз}} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - (1 - q_{\text{рзшин}}) \cdot (1 - q_{\text{рзлин}}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{\text{сш1}}) \cdot (1 - q_{\text{л10}}) \right] \dots \\ + a_{\text{о.п}} \cdot \frac{\mu_{\text{сш1}} + \mu_{\text{л}}}{8760}$$

$$q_{\text{в4}} = 3.443 \times 10^{-5}$$

$$q_{\text{в5}} := q_{\text{вст}} \dots \\ + a_{\text{кз}} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - (1 - q_{\text{рзшин}}) \cdot (1 - q_{\text{рзлин}}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{\text{сш1}}) \cdot (1 - q_{\text{л13}}) \right] \dots \\ + a_{\text{о.п}} \cdot \frac{\mu_{\text{сш1}} + \mu_{\text{л}}}{8760}$$

$$q_{\text{в5}} = 3.445 \times 10^{-5}$$

$$q_{\text{в6}} := q_{\text{вст}} \dots \\ + a_{\text{кз}} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - (1 - q_{\text{рзшин}}) \cdot (1 - q_{\text{рзлин}}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{\text{сш2}}) \cdot (1 - q_{\text{л16}}) \right] \dots \\ + a_{\text{о.п}} \cdot \frac{\mu_{\text{сш2}} + \mu_{\text{л}}}{8760}$$

$$q_{\text{в6}} = 3.441 \times 10^{-5}$$

$$q_{B7} := q_{BCT} \dots + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - (1 - q_{P3ШИН}) \cdot (1 - q_{P3ЛИН}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{CШ2}) \cdot (1 - q_{Л19}) \right] \dots + a_{O.П} \cdot \frac{\mu_{CШ2} + \mu_{Л}}{8760}$$

$$q_{B7} = 3.438 \times 10^{-5}$$

$$q_{B8} := q_{BCT} \dots + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - (1 - q_{P3ШИН}) \cdot (1 - q_{P3ШИН}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{CШ1}) \cdot (1 - q_{CШ2}) \right] \dots + a_{O.П} \cdot \frac{\mu_{CШ1} + \mu_{CШ2}}{8760}$$

$$q_{B8} = 3.446 \times 10^{-5}$$

Вероятности отказа цепочки

$$q_1 := q_{B3} + q_{B4} + q_{B5} + q_{Л9} + q_{Л10} + q_{Л11} + q_{Л12} + q_{Л13} + q_{Л14} + q_{Л15} \dots + q_{CШ1} + q_{ТР} \cdot 7 + q_{ЯЧ} \cdot 7$$

$$q_1 = 0.015$$

$$q_2 := q_{B6} + q_{B7} + q_{Л16} + q_{Л17} + q_{Л18} + q_{Л19} + q_{Л20} + q_{Л21} \dots + q_{Л22} + q_{Л23} + q_{Л24} + q_{CШ2} + q_{ТР} \cdot 9 + q_{ЯЧ} \cdot 9$$

$$q_2 = 0.026$$

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_{B3} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot \omega_{Л} \cdot (\omega_{CШ1}) + a_{O.П} \cdot (\mu_{CШ1} + \mu_{Л}) \quad \omega_{B3} = 0.01229472$$

$$\omega_{B4} := \omega_{B3} \quad \omega_{B5} := \omega_{B3} \quad \omega_{B6} := \omega_{B3} \quad \omega_{B7} := \omega_{B3}$$

$$\omega_{B8} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot \omega_{Л} \cdot (\omega_{CШ1} \cdot \omega_{CШ2}) + a_{O.П} \cdot (\mu_{CШ1} + \mu_{CШ2})$$

$$\omega_1 := \omega_{CШ1} + \omega_{B3} + \omega_{B4} + \omega_{B5} + \omega_{Л} \cdot \frac{3.18}{100} + 7\omega_{ТР} + 7\omega_{ЯЧ}$$

$$\omega_1 = 0.552$$

$$\omega_2 := \omega_{CШ2} + \omega_{B6} + \omega_{B7} + \frac{5.75}{100} \omega_{Л} + 9\omega_{ТР} + 9\omega_{ЯЧ}$$

$$\omega_2 = 0.758$$

Параметр потока отказов для системы:

$$\omega_{\text{сист}} := \omega_1 \cdot q_2 + \omega_2 \cdot q_1 + (\omega_1 - \omega_{\text{сш2}}) \cdot (q_{\text{сш2}}) \dots \\ + (\omega_2 - \omega_{\text{сш1}}) \cdot q_{\text{сш1}}$$

$$\omega_{\text{сист}} = 0.035$$

Коэффициент

$$K_{\text{пр1}} := 1 - e^{-\frac{T_{\text{р.сш1}}}{T_{\text{в.сш1}}}} \quad K_{\text{пр1}} = 0.51$$

$$K_{\text{пр2}} := 1 - e^{-\frac{T_{\text{р.сш2}}}{T_{\text{в.сш2}}}} \quad K_{\text{пр2}} = 0.51$$

Вероятность отказа системы без учёта АВР:

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

$$q_{\text{сбезАВР}} = 0.01351$$

Вероятность отказа системы с учётом АВР:

$$p_1 := (1 - q_{\text{В3}}) \cdot [(1 - q_{\text{рзшин}}) \cdot (1 - q_{\text{рзлин}})]$$

$$p_2 := (1 - q_{\text{В7}}) \cdot (0.91)$$

$$q_{\text{сАВР}} := q_{\text{сбезАВР}} \cdot p_1 \cdot p_2 + 0.5 \cdot (1 - p_1) \cdot p_2 + 0.5 \cdot (1 - p_2) \cdot p_1 \dots \\ + 0.5 \cdot (1 - p_1) \cdot (1 - p_2)$$

$$q_{\text{сАВР}} = 0.0058$$

Коэффициент вынужденного простоя

$$K_{\text{ПС}} := q_{\text{сАВР}}$$

$$K_{\text{ПС}} = 0.0058$$

Коэффициент готовности

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

продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёты надёжности сети 10 кВ

$$K_{ГС} = 0.9942$$

Время восстановления

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

Расчётное время безотказной работы

$$T_{Р} := \frac{0.105}{\omega_{СИСТ}} \quad T_{Р} = 3 \quad \text{лет}$$

Среднее время безотказной работы

$$T_{С} := \frac{1}{\omega_{СИСТ}} \quad T_{С} = 28.4 \quad \text{лет}$$

Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой мощности 1564 КВт за год

$$W_{НЕД} := 1564 \cdot 5000 K_{ПС} \quad W_{НЕД} = 45356 \quad \text{КВт}\cdot\text{ч}$$

Ограничения мощности

$$P_{огр} := 1564 K_{ПС} \quad P_{огр} = 9.0712 \quad \text{КВт}$$

Ущерб от недоотпуска за год

$$У_{НЕД} := W_{НЕД} \cdot 2.06 \quad У_{НЕД} = 93433.4 \quad \text{руб}$$

Надёжность проектируемой сети 10 кВ

Вакуумные выключатели 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год $\omega_{В} := 0.009$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч $T_{в.В} := 20$
- частота текущих ремонтов m , 1/год $\mu_{В} := 0.083$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч $T_{р.В} := 4$
- параметр отказа выключателей при отключении КЗ $a_{КЗ}$ $a_{КЗ} := 0.0027$
- относительная частота отказов выключателей $a_{о.п}$ $a_{о.п} := 0.0022$

продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёты надёжности сети 10 кВ

Воздушные линии 10 кВ СИП-3:

- средний параметр потока отказов на 1 км w , 1/год	$\omega_{л} := 0.76$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.л} := 2.5$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{л} := 0.08$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч	$T_{р.л} := 8$

Система шин 10 кВ:

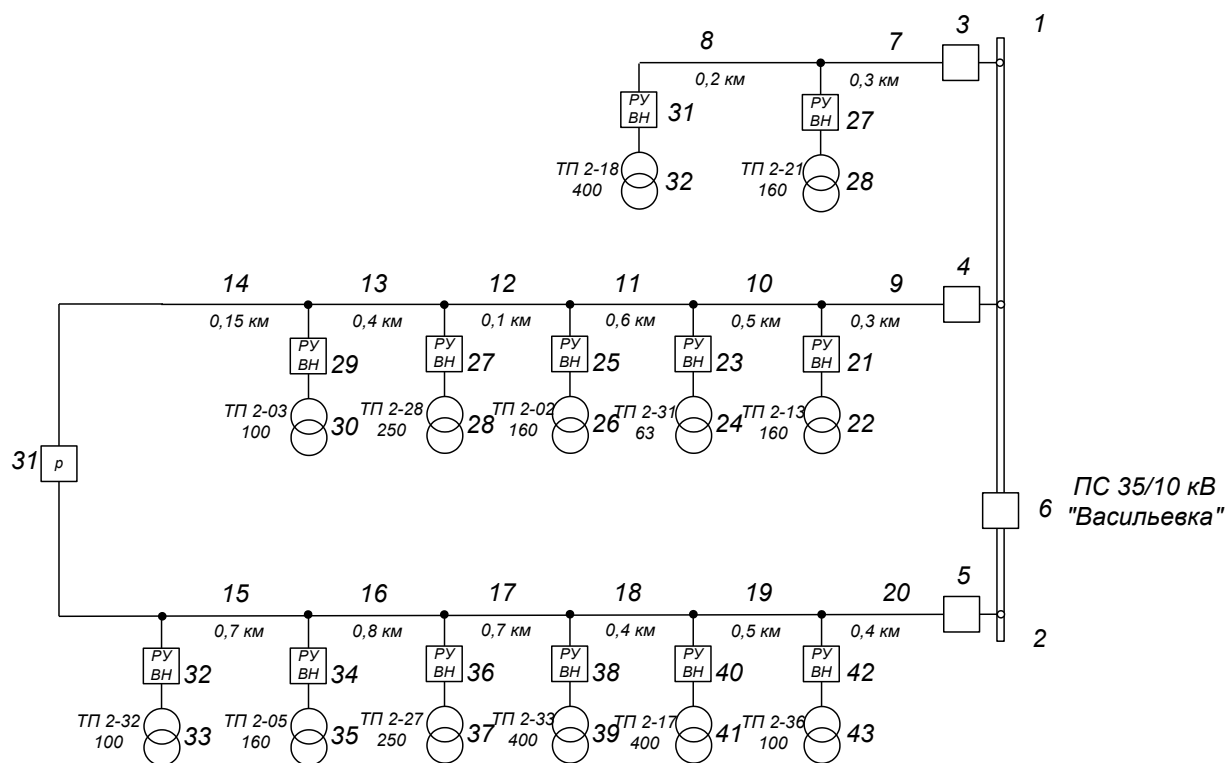
- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{сш1} := 0.03 \cdot 3$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.сш1} := 7 \cdot 3$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{сш1} := 0.166 \cdot 3$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч	$T_{р.сш1} := 5 \cdot 3$
	$\omega_{сш2} := 0.03 \cdot 2$
	$T_{в.сш2} := 7 \cdot 2$
	$\mu_{сш2} := 0.166 \cdot 2$
	$T_{р.сш2} := 5 \cdot 2$

Трансформатор 6-10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{тр} := 0.008$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.тр} := 25$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{тр} := 0.125$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч	$T_{р.тр} := 3$

РУ 10 кВ ТП:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{яч} := 0.005$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.яч} := 3.5$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{яч} := 0.08$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч	$T_{р.яч} := 1.8$



Вероятности отказа элементов схемы

$$q_{Л7} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.3 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л7} = 6.507 \times 10^{-5}$$

$$q_{Л8} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.2 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л8} = 4.338 \times 10^{-5}$$

$$q_{Л9} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.3 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л9} = 6.507 \times 10^{-5}$$

$$q_{Л10} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.5 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л10} = 1.084 \times 10^{-4}$$

$$q_{Л11} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.6 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л11} = 1.301 \times 10^{-4}$$

$$q_{Л12} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.1 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л12} = 2.169 \times 10^{-5}$$

$$q_{Л13} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.4 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л13} = 8.676 \times 10^{-5}$$

$$q_{Л14} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.15 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л14} = 3.253 \times 10^{-5}$$

$$q_{Л15} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.7 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л15} = 1.518 \times 10^{-4}$$

$$q_{Л16} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.8 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л16} = 1.735 \times 10^{-4}$$

Расчёты надёжности сети 10 кВ

$$q_{Л17} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.7 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л18} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.4 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л19} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.5 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л17} = 1.518 \times 10^{-4} \quad q_{Л18} = 8.676 \times 10^{-5} \quad q_{Л19} = 1.084 \times 10^{-4}$$

$$q_{Л20} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.4 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л20} = 8.676 \times 10^{-5}$$

$$q_{Тр} := \frac{\omega_{Тр} \cdot T_{В.Тр}}{8760} \quad q_{Тр} = 2.283 \times 10^{-5}$$

$$q_{СШ1} := \frac{\omega_{СШ1} \cdot T_{В.СШ1}}{8760} \quad q_{СШ1} = 2.158 \times 10^{-4}$$

$$q_{СШ2} := \frac{\omega_{СШ2} \cdot T_{В.СШ2}}{8760} \quad q_{СШ2} = 9.589 \times 10^{-5}$$

$$q_{ЯЧ} := \frac{\omega_{ЯЧ} \cdot T_{В.ЯЧ}}{8760} \quad q_{ЯЧ} = 1.998 \times 10^{-6}$$

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

$$q_{РЗШИН} := 0.002 \quad q_{РЗТр} := 0.0012$$

$$q_{РЗЛИН} := 0.0012 \quad \omega_{РЗВ} := 0.0012$$

$$q_{ВЗ} := q_{ВСТ} \dots + a_{КЗ} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - \left(1 - q_{РЗШИН} \right) \cdot \left(1 - q_{РЗЛИН} \right) \right] \cdot \left[1 - \left(1 - q_{СШ1} \right) \cdot \left(1 - q_{Л7} \right) \right] \dots + a_{О.П.} \cdot \frac{\mu_{СШ1} + \mu_{Л}}{8760}$$

$$q_{ВЗ} = 2.07 \times 10^{-5}$$

$$q_{B4} := q_{BCT} \dots \\ + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - (1 - q_{P3ШИН}) \cdot (1 - q_{P3ЛИН}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{CШ1}) \cdot (1 - q_{Л9}) \right] \dots \\ + a_{O.П} \cdot \frac{\mu_{CШ1} + \mu_{Л}}{8760}$$

$$q_{B4} = 2.07 \times 10^{-5}$$

$$q_{B5} := q_{BCT} \dots \\ + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - (1 - q_{P3ШИН}) \cdot (1 - q_{P3ЛИН}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{CШ2}) \cdot (1 - q_{Л20}) \right] \dots \\ + a_{O.П} \cdot \frac{\mu_{CШ2} + \mu_{Л}}{8760}$$

$$q_{B5} = 2.065 \times 10^{-5}$$

$$q_{B6} := q_{BCT} \dots \\ + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - (1 - q_{P3ШИН}) \cdot (1 - q_{P3ШИН}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{CШ1}) \cdot (1 - q_{CШ2}) \right] \dots \\ + a_{O.П} \cdot \frac{\mu_{CШ1} + \mu_{CШ2}}{8760}$$

$$q_{B6} = 2.076 \times 10^{-5}$$

Вероятности отказа цепочки

$$q_1 := q_{B3} + q_{B4} + q_{Л9} + q_{Л10} + q_{Л11} + q_{Л12} + q_{Л13} + q_{Л14} + q_{Л7} + q_{Л8} \dots \\ + q_{CШ1} + q_{Тр} \cdot 7 + q_{ЯЧ} \cdot 7$$

$$q_1 = 9.84 \times 10^{-4}$$

$$q_2 := q_{B5} + q_{Л16} + q_{Л17} + q_{Л18} + q_{Л19} + q_{Л20} + q_{Л15} \dots \\ + q_{CШ2} + q_{Тр} \cdot 6 + q_{ЯЧ} \cdot 6$$

$$q_2 = 1.025 \times 10^{-3}$$

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_{B3} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot \omega_{Л} \cdot (\omega_{CШ1}) + a_{O.П} \cdot (\mu_{CШ1} + \mu_{Л}) \quad \omega_{B3} = 0.01035368$$

$$\omega_{B4} := \omega_{B3} \quad \omega_{B5} := \omega_{B3}$$

Расчёты надёжности сети 10 кВ

$$\omega_{B6} := \omega_B + \omega_{pзB} \cdot \omega_{л} \cdot (\omega_{сш1} \cdot \omega_{сш2}) + a_{о.п} \cdot (\mu_{сш1} + \mu_{сш2})$$

$$\omega_1 := \omega_{сш1} + \omega_{B3} + \omega_{B4} + \omega_{л} \cdot \frac{2.55}{100} + 7\omega_{тр} + 7\omega_{яч}$$

$$\omega_1 = 0.221$$

$$\omega_2 := \omega_{сш2} + \omega_{B5} + \frac{3.5}{100} \omega_{л} + 6\omega_{тр} + 6\omega_{яч}$$

$$\omega_2 = 0.175$$

Параметр потока отказов для системы:

$$\omega_{сист} := \omega_1 \cdot q_2 + \omega_2 \cdot q_1 + (\omega_1 - \omega_{сш2}) \cdot (q_{сш2}) \dots$$

$$+ (\omega_2 - \omega_{сш1}) \cdot q_{сш1}$$

$$\omega_{сист} = 0.0004$$

Коэффициент

$$K_{пр1} := 1 - e^{-\frac{T_{р.сш1}}{T_{в.сш1}}} \quad K_{пр1} = 0.51$$

$$K_{пр2} := 1 - e^{-\frac{T_{р.сш2}}{T_{в.сш2}}} \quad K_{пр2} = 0.51$$

Вероятность отказа системы без учёта АВР:

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

$$q_{сбезАВР} = 0.0002$$

Вероятность отказа системы с учётом АВР:

$$p1 := (1 - q_{B3}) \cdot [(1 - q_{рзшшн}) \cdot (1 - q_{рзлин})]$$

$$p2 := (1 - q_{B6}) \cdot (0.91)$$

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

$$+ 0.5 \cdot (1 - p1) \cdot (1 - p2)$$

$$q_{сАВР} = 0.0018$$

Коэффициент вынужденного простоя

$$K_{\text{ПС}} := q_{\text{сАВР}}$$

$$K_{\text{ПС}} = 0.0018$$

Коэффициент готовности

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

$$K_{\text{ГС}} = 0.9982$$

Время восстановления

$$t_{\text{ВС}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{\omega_{\text{сист}}} \quad t_{\text{ВС}} = 0.1 \quad \text{часов}$$

Расчётное время безотказной работы

$$T_{\text{Р}} := \frac{0.105}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_{\text{Р}} = 8.6 \quad \text{лет}$$

Среднее время безотказной работы

$$T_{\text{С}} := \frac{1}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_{\text{С}} = 82 \quad \text{лет}$$

Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой мощности 1564 КВт за год

$$W_{\text{нед}} := 1564 \cdot 5000 K_{\text{ПС}} \quad W_{\text{нед}} = 14076 \quad \text{КВт} \cdot \text{ч}$$

Ограничения мощности

$$P_{\text{огр}} := 1564 K_{\text{ПС}} \quad P_{\text{огр}} = 2.8152 \quad \text{КВт}$$

Ущерб от недоотпуска за год

$$Y_{\text{нед}} := W_{\text{нед}} \cdot 2.06 \quad Y_{\text{нед}} = 28996.6 \quad \text{руб}$$