

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ села Нововоскресновка Амурской области

Исполнитель
студент группы 742об3

подпись, дата

А.Р. Есаулова

Руководитель
доцент

подпись, дата

П.П. Проценко

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

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ассистент

подпись, дата

И.А. Лисогурский

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.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Есауловой Анны Родионовны

1. Тема бакалаврской работы: Модернизация системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ села Нововоскресеновка Амурской области

(утверждена приказом от 19.03.2021г. № 575-уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 04.06.2021г.

3. Исходные данные к бакалаврской работе: поопорные схемы 0,4-10 кВ села Нововоскресеновка, однолинейная схема сетей 10 кВ села Нововоскресеновка, однолинейная схема ПС «Воскресеновка».

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика района электроснабжения, расчёт электрических нагрузок сети 0,4 кВ, расчёт электрических нагрузок сети 10 кВ, расчет токов короткого замыкания в сети 10-0,4 кВ, выбор и проверка оборудования, компенсация емкостных токов замыкания на землю, релейная защита и автоматика, молниезащита, экономическое обоснование затрат на реконструкцию сетей, безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 1. План села с сетью 10 кВ – вариант 1. 2. План села с линиями 0,4 кВ. 3. План села с сетью 10 кВ – вариант 2. 4. Однолинейная схема сети 10 кВ. 5. Релейная защита сети 10 кВ. 6. Схема оперативных цепей АВР. 7. Однолинейная схема ПС «Воскресеновка»

6. Консультанты по бакалаврской работе (с указанием относящихся к ним разделов):

Безопасность и экологичность А.Б. Булгаков, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 24.03.21г.

Руководитель бакалаврской работы: Проценко П.П., доцент.

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

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.21г.

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 108 с, 6 рисунков, 51 таблицы, 42 источника.

ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЬ, КАТЕГОРИЙНОСТЬ ПОТРЕБИТЕЛЯ ПО НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, НАГРУЗКА ОСВЕЩЕНИЯ, УЧЁТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, СРОК ОКУПАЕМОСТИ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ.

В сельскохозяйственном районе, включающем село Нововоскресеновка, имеет место значительный процент потерь электроэнергии.

Целью данной выпускной квалификационной работы является предложить способы по снижению потерь электроэнергии в выбранном районе.

В результате расчётов получены параметры системы электроснабжения 0,4 – 10 кВ села Нововоскресеновка. Данная бакалаврская работа выполняется с использованием специальной литературы и нормативных документов.

Модернизируемая система электроснабжения повышает пропускную способность, надёжность электроснабжения, а также бесперебойность подачи электроэнергии.

Для линий 0,4 кВ использован провод СИП-2 для исключения воровства электроэнергии, для линий 10 кВ – СИП – 3 для улучшения эксплуатационных характеристик сети 10 кВ. Выбраны и проверены вакуумные выключатели ВВ/Tel.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение.....	8
1 Характеристика района электроснабжения.....	11
2 Расчёт электрических нагрузок сети 0,4 кВ	15
2.1 Расчёт нагрузок на вводе потребителей	15
2.2 Расчёт нагрузки уличного освещения на вводе ТП	17
2.3 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП.....	17
2.4 Выбор и проверка проводников распределительной сети 0,4 кВ.....	18
2.5 Дорасчёт потерь мощности в трансформаторах 10/0,4 кВ.....	24
3 Расчёт электрических нагрузок сети 10 кВ	27
3.1 Количество трансформаторов в ТП	27
3.2 Нагрузки ТП на стороне высокого напряжения	29
3.3 Выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ	30
3.4 Выбор варианта распределительной сети 10 кВ	32
3.5 Расчёт электрических нагрузок на шинах ПС «Воскресеновка».....	34
4 Расчет токов короткого замыкания в сети 10-0,4 кВ.....	35
4.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ.....	35
4.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ.....	37
4.3 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ.....	42
4.4 Расчет токов короткого замыкания на шинах 10 кВ ПС для проверки оборудования КРУ	43
5 Выбор и проверка оборудования.....	48
5.1 Выбор и проверка оборудования 0,4 кВ.....	48
5.1.1 Выбор и проверка линейных автоматических выключателей 0,4 кВ..	48
5.1.2 Выбор вводных автоматических выключателей 0,4 кВ ТП.....	50
5.2 Выбор и проверка оборудования 10 кВ.....	51
5.2.1 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП	51
5.2.2 Выбор трансформаторов тока	52

5.2.3	Выбор трансформатора напряжения.....	55
5.2.4	Выбор выключателей нагрузки	57
5.2.5	Выбор КРУ	58
5.2.6	Выбор выключателей 10 кВ.....	59
6	Компенсация емкостных токов замыкания на землю	62
7	Релейная защита и автоматика.....	63
7.1	Описание защиты воздушных линий 10 кВ.....	63
7.2	Токовая отсечка без выдержки времени линии 10 кВ.....	64
7.3	Максимальная токовая защита линий 10 кВ.....	66
7.4	Защита от однофазных замыканий на землю	67
7.5	Устройства автоматического включения резерва	68
7.6	Уставки срабатывания защит	69
8	Молниезащита	70
8.1	Молниезащита ТП	70
8.2	Заземляющее устройство ТП.....	72
8.3	Выбор ограничителей перенапряжений.....	75
9	Экономическое обоснование затрат на реконструкцию сетей.....	78
9.1	Расчет капиталовложений проектируемой сети.....	78
9.2	Расчет эксплуатационных издержек.....	80
9.3	Расчет численности рабочих	82
9.4	Расчет заработной платы.....	83
9.5	Расчет себестоимости электроэнергии	83
10	Безопасность и экологичность.....	86
10.1	Безопасность.....	86
10.2	Экологичность.....	91
10.2.1	Отвод земель под электрические сети	91
10.2.2	Устройство маслоприёмника	96
10.2.3	Расчёт шумового воздействия трансформаторов ТП.....	96
10.3	Чрезвычайные ситуации	98
	Заключение	102

Библиографический список	104
--------------------------------	-----

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматическое включение резерва;
- АИИС КУЭ – автоматизированная информационно – измерительная система коммерческого учёта электроэнергии;
- АЭС – Амурские электрические сети;
- ВЛ - воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ДРСК – Дальневосточная распределительная сетевая компания;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ - кабельная линия;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- РЗ - релейная защита;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- НН – низкое напряжение;
- ОАО – открытое акционерное общество;
- ПС – подстанция;
- РЭС – район энергоснабжения;
- СП – структурное подразделение;
- СИП – самонесущий изолированный провод;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- ТО – токовая отсечка;
- ЦЭС – центральные электрические сети.

ВВЕДЕНИЕ

Транспорт электрической энергии от электрических станций, вырабатывающих энергию, до конечного потребителя предполагает технологический расход части электрической энергии. В этом заключается особенность процесса передачи электрической энергии на определенное расстояние. Энергоснабжающие организации сталкиваются с проблемой определения экономически обоснованного уровня потерь электрической энергии. Отдельное внимание уделяется качеству электроэнергии в сетях энергоснабжающих организаций, для обеспечения которого требуется учитывать технические характеристики и режимы работы потребителей электрической энергии, так как непосредственное влияние на качество электрической энергии осуществляется потребителем. Последствия низкого качества и возникающих потерь электрической энергии имеют экономический характер и представляют собой убытки распределительной сетевой компании.

Как для энергоснабжающих организаций, так и для потребителей электрической энергии актуально создавать оптимальные условия потребления электрической энергии при соблюдении технологического процесса её передачи. Величина тарифа на электрическую энергию для её транспортировки содержит составляющую, которая учитывает фактическую величину потерь в сетях распределительной сетевой компании, поэтому выгодно со стороны сетевой компании снижать величину потерь электрической энергии в своих сетях. С точки зрения режимов потребления реактивной мощности для потребителей электрической энергии существует механизм законодательного регулирования оптимального режима потребления реактивной мощности, а также существуют штрафные платежи в виде повышающих или понижающих коэффициентов к тарифу [1] за несоблюдение оптимального коэффициента реактивной мощности. Фактическое состояние электросетевого комплекса Амурской области в ряде случаев не позволяет эффективно обеспечивать электроснабжение потребителей.

Проблема высокого уровня потерь в сельскохозяйственном районе, включающем село Нововоскресеновка, требует её решения, так как отмечается высокий процент потерь электроэнергии. В конечном счёте проблема приводит к убыткам распределительной сетевой компании и далее негативно влияет на качество электрической энергии для потребителя. Ухудшение качества электроэнергии наступает в случае, когда присутствуют набросы на питающей линии потребителя, в свою очередь потребляемая нагрузка через наброс приводит к снижению пропускной способности линии, дополнительному нагреву проводников. В таких случаях поступают обращения от потребителей на существенно сниженное напряжение, что получается в результате того, что питающая линия 0,4 кВ загружена на предел своей пропускной способности и допустимая потеря напряжения на определенную длину воздушной линии превышена.

Актуальность бакалаврской работы состоит в том, что изношенность оборудования и сетей 0,4-10 кВ села Нововоскресеновка приводят к большой величине потерь электроэнергии в системе электроснабжения села.

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

Поставлены и решены следующие задачи:

- а) привести характеристику района реконструкции в части климата региона, величине потерь электроэнергии в сетях;
- б) применить провода типа СИП для сетей 0,4 – 10 кВ;
- в) оптимально загрузить трансформаторы ТП;
- г) обеспечить бесперебойность электроснабжения села Нововоскресеновка;
- д) оценить экономическую эффективность капиталовложений;
- е) описать меры безопасности при монтаже сетей и оборудования реконструируемого района.

Пути решения поставленных задач:

- а) сбор и систематизация информации о районе реконструкции;

- б) выбор и проверка провода СИП2А и СИП-3;
- в) расчёты нагрузки трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ;
- г) выбор и проверка оборудования 10 кВ на ПС Воскресеновка;
- д) расчёт вложений в реконструкцию сети и оценить их эффективность;
- е) расчёт шумового воздействия трансформаторов в реконструируемой сети села Нововоскресеновка. Указать меры безопасности при реконструкции.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы использовались ПЭВМ, с лицензионной операционной системой Windows 8 и следующие лицензионные программные продукты:

- MS Office Word 2017;
- MS Office Excel 2017;
- MS Visio 2017;
- Mathcad 2017.

Практическая применимость выпускной квалификационной работы – результаты расчётов системы электроснабжения 0,4 – 10 кВ села Нововоскресеновка после реконструкции возможно использовать для выполнения фактических расчётов параметров электрооборудования.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Используется паспорт Шимановского района [2], так как село Нововоскресеновка находится на его территории. Расположение Шимановского района в центральной части Амурской области преимущественно в средней части Амурско-Зейской равнины даёт обоснование сельскохозяйственной деятельности района. На юго-западе расположена плоско-холмистая эрозионно-аллювиальная равнина, в то время как на северо-западе района сосредоточен широко увалистый рельеф. Река Зeya с притоками ТУ и Большая Пера протекают на северо-востоке. Река Амур с притоками Ульмин, Белая, Берea протекают на юго-западе. Граница с Шимановским районом проходит на северо-западе, с Магдагачинским районом граница проходит на юго-западе, с Мазановским районом граница проходит на северо-востоке, с Зейским районом граница проходит на севере. С юга по реке Амур проходит граница с Китайской Народной Республикой, протяженностью около 200 км. Площадь района составляет 14,5 тыс. км².

Благоприятное географическое положение района складывается в связи с развитием основных транспортных направлений. Территорию района пересекают автомобильные, водные, железнодорожные, транспортные магистрали, связывающие Дальний Восток и регионы европейской части России. Общая протяженность автомобильных дорог составляет 361,3 км, железных дорог 85 км. На территории района проживает 7,1 тыс. человек. 25 сельских населенных пунктов образуют на территории района сосредоточение жилого фонда.

Климат района резко континентальный. Температура воздуха самого холодного месяца колеблется от минус 17 до минус 42 °С в январе, самого теплого до 35 °С в июле. Среднегодовая сумма осадков 727,6 мм. Летом 621,1 мм, зимой покров снега достигает 110 мм.

Основные направления ветра:

- зимой - северный со скоростью 1 м/с;
- весной - юго-восточный со скоростью 2 м/с;

– летом - южный со скоростью 2 м/с.

Период выпадения наибольшего количества осадков и таяние снегов в горной местности в июле, августе приводит к наводнению.

Графически расположение населенных пунктов показано на рисунке 1, характеристика района дана в таблице 1.



Рисунок 1 - Амурская область, Шимановский район

Таблица 1 – Характеристика Шимановского района

Предприятия	20 предприятий всех форм собственности
Численность экономически активного населения	6846 чел.
Объем произведенной промышленной продукции	77,6 млн. руб.
Объем сельскохозяйственной продукции	310 млн.руб.
Посевные площади под производство сельскохозяйственных культур	5020 га
Протяженность автомобильных дорог	361 км
Коммунальный жилой фонд	120,81 тыс.м ²

Оценим величину нормативных (технологических) и сверхнормативных (разность фактических и нормативных) потерь электроэнергии по фидерам 10 кВ ПС «Воскресеновка» Шимановского РЭС СП ЗЭС филиала АЭС ОАО «ДРСК» за 2020 год. Данные представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Уровень потерь за 2020 год

№ фидера	2020 год		
	Всего	Технологические	Сверхнормативные
Ф-1	32,61%	13%	36%
Ф-4	40,14%	9%	14%
Ф-11	29,70%	19%	5%

Из таблицы 2 видно, что технологические потери в сети составляют в среднем 11%, сверхнормативные – 19%, фактические – 37%.

Наиболее вероятные причины высокого уровня технических потерь:

- сети 10-0,4 кВ и оборудование изношено до состояния, не обеспечивающего минимальные потери электроэнергии в сетях и оборудовании,
- режимы работы сети не отвечают требованиям эффективности,
- трансформаторы 10/0,4 кВ загружены не оптимально.

Наиболее вероятные причины высокого уровня сверхнормативных потерь:

- потребление электроэнергии без заключения договора электроснабжения (бездоговорное потребление);
- потребление электроэнергии без установки расчётного прибора учёта (безучётное потребление);
- показаний расчётного прибора учёта поступают не своевременно в сбытовую организацию;
- оплата потребления электроэнергии не в полном объёме.

В выпускной квалификационной работе следует предусмотреть направления для снижения нормативных потерь:

- установка современного силового оборудования и проводов ВЛ,
- переподключение потребителей электроэнергии по эффективным схемам,

– переподключение потребителей электроэнергии по эффективным режимам.

В выпускной квалификационной работе следует предусмотреть направления для снижения сверхнормативных потерь:

– установка взамен голого провода проводов самонесущих изолированных СИП,

– переподключение потребителей электроэнергии по эффективным схемам,

– переподключение потребителей электроэнергии по эффективным режимам.

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК СЕТИ 0,4 кВ

Учитываются рекомендации справочной литературы [3] в части определения нагрузок сельскохозяйственных потребителей и электрических сетей села Нововоскресеновка.

Определяются нюансы расчёта для сельских потребителей согласно методике:

- максимальная дневная активная нагрузка учитывается отдельно;
- максимальная вечерняя активная нагрузка учитывается отдельно;
- максимальная дневная реактивная нагрузка учитывается отдельно;
- максимальная вечерняя реактивная нагрузка учитывается отдельно.

Потребители сел, поселков городского типа и деревень в отличие от городских потребителей имеют расчётную нагрузку разделённую для дневного и вечернего максимумов, что требуется учитывать при расчётах систем электроснабжения, выборе проводов ВЛ, мощности трансформаторов ТП.

2.1 Расчёт нагрузок на вводе потребителей

Выражения для расчёта дневной и вечерней максимальной нагрузки, приведенной к вводу жилого дома:

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

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

$$S_D = \frac{K_{yD} \cdot P_P}{\cos \varphi_D} , \quad (3)$$

где $P_{P_{y\delta}}$ - величина удельной нагрузки, кВт/кв;

n - удельная величина, для жилых домов квартира, шт;

$K_{уд}$, $K_{уб}$ - дневной и вечерний коэффициент участия в максимуме нагрузок соответственно;

$\cos \varphi_D$; $\cos \varphi_B$ - дневной и вечерний коэффициент мощности нагрузки соответственно;

P_p - вводная активная расчетная нагрузка жилого дома.

Для двухквартирного дома вечерняя нагрузка:

$$P_p = 6 \cdot 2 = 12 \text{ кВт};$$

$$S_p = \frac{12}{0,97} = 12,4 \text{ кВА}.$$

Исходные данные для расчёта нагрузок взяты в [3]. Полученные параметры нагрузок объектов села Нововоскресеновка сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчётные нагрузки села Нововоскресеновка

№	Объект	Рв, кВт	Qв, квар	Рд, кВт	Qд, квар	Sp, кВА	cos(φ)	Категория по надёжности
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Одноквартирный дом (электроплита)	6,0	1,496	3	0,748	6	0,97	3
2	Двухквартирный дом (электроплита)	12,0	2,992	6	1,496	12	0,97	3
3	Больница	50,0	35	50	35	61	0,82	2
4	Контора	2,0	1	5	3	6	0,86	3
5	Коровник	10,0	8	10	8	13	0,78	3
6	Телятник	5,0	3	8	5	9	0,85	3
7	2х эт дом, гостиница	12,0	8	21	8,1	23	0,93	2
8	Водонапорная башня, пилорама	20	10	20	10	22	0,89	2
9	Клуб, ДК	32	20	10	6	38	0,85	3
10	Гараж	5	4	10	8,5	13	0,76	3
11	Магазин	10	5	10	5	11	0,89	3
12	Столярка	5	4	10	7	12	0,82	3
13	Мастерская	5	4	10	7	12	0,82	3
14	Склад	1	1	20	12	23	0,86	3
15	Магазин	10	5	10	5	11	0,89	3
16	Пекарня	28	8	28	8	29	0,97	3
17	Зернохранилище	10	5	25	25	35	0,71	3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	Котельная	28	20	28	20	34	0,89	2
19	Школа, садик	12	8	21	8,1	23	0,93	2
20	Баня	14	4	14	4	15	0,96	3

2.2 Расчёт нагрузки уличного освещения на вводе ТП

Для сооружаемой ТП 36-00 проводится показательный расчёт нагрузки уличного освещения:

$$P_{oc} = P_{oc\ yd} \cdot L ; \quad (4)$$

где $P_{oc\ yd}$ – величина мощности осветительной нагрузки на единицу длины [3] 10 кВт/км.

L – протяженность участка улицы, км.

$$P_{oc} = 10 \cdot 0,72 = 7,2 \text{ кВт.}$$

Для каждой ТП результаты расчётов сведём в таблицу 4.

Таблица 4 – Нагрузка освещения

Наименование ТП	$P_{oc\ yd}$, кВт/км	l , км	P_{oc} , кВт
ТП 36-00	10	0,72	7,2
ТП 36-08	10	1,32	13,2
ТП 36-06	10	0,81	8,1
ТП 36-07	10	1,05	10,5
ТП 36-04	10	0,75	7,5
ТП 36-03	10	0,45	4,5
ТП 36-13	10	0,6	6
ТП 36-05	10	2,07	20,7
ТП 36-09	10	0,75	7,5
ТП 36-11	10	0,12	1,2

2.3 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

Используется порядок расчёта и справочные данные [3].

Выполняется показательный расчёт нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП 36-00 со ссылкой на данные таблицы 5 и листа графической части, расчётная активная

нагрузка ф-1 составляет 25 кВт, ф-2 – 25 кВт. К наибольшей из активных нагрузок линий, согласно [3] прибавляем добавку 15,7 кВт, а также нагрузку освещения 7,2 кВт, в итоге получаем:

$$P_{PТП36-00} = 25 + 15,7 + 7,2 = 48 \text{ кВт.}$$

Требуется учитывать средний коэффициент мощности на стороне 0,4 кВ ТП 36-00 из всех отходящих линий. Средний коэффициент мощности ТП 36-00 - 0,94. Полная нагрузка ТП 36-00 находится по выражению:

$$S_{PТП36-00} = \frac{48}{0,94} = 50 \text{ кВА.}$$

Результаты расчета для остальных ТП приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ

№ ТП	S _p , кВА	P _p , кВт	Q _p , квар
ТП 36-00	50	48	16,8
ТП 36-08	201	187	74,8
ТП 36-06	110	104	35,3
ТП 36-07	143	126	66,7
ТП 36-04	65	63	15,6
ТП 36-03	68	56	38,1
ТП 36-13	44	43	10,6
ТП 36-05	121	117	30,1
ТП 36-09	131	115	62,3
ТП 36-11	24	21	11,4

2.4 Выбор и проверка проводников распределительной сети 0,4 кВ

В целом электроснабжение потребителей села Нововоскресеновка осуществляется в отношении как индивидуальных потребителей, так и групп потребителей, подключенных сосредоточенно на определенной территории.

Магистральные и радиальные схеме распределительных линии 0,4 кВ села Нововоскресеновка выполняются по радиальной резервированной линии для потребителей 2 категории по надёжности и по нерезервированной магистральной схеме для потребителей 3 категории по надёжности.

Учет соответствующих коэффициентов одновременности для дневного и

вечернего максимумов позволяет получить расчётную нагрузку по линии по выражениям:

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

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

где $P_{Ди}$, $P_{Ви}$ – нагрузка отдельно взятого потребителя или группы потребителей, активная дневная и активная вечерняя нагрузки соответственно, кВт;

K_o – учитываемый коэффициент одновременности в зависимости от типа нагрузки по линии [3].

Проводится показательный расчет нагрузки питающей линии на примере ф-1, питающей 8 жилых многоквартирных домов от ТП 36-00. Линия выполнена проводом марки СИП-2А.

Расчётная нагрузка ф-1 от ТП 36-00:

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

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

Расчётный ток ф-1 от ТП 36-00:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (8)$$

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

Выбирается провод СИП сечением жил 16 мм^2 СИП 2А 3x16+1x10 с дли-

тельно допустимым током 100 А.

Далее требуется осуществить оценку правильности выбора сечений проводников на основе расчётной потери напряжения, определяемой по выражению:

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

где $\cos(\varphi), \sin(\varphi)$ – фактические полученные средние коэффициенты мощности линии;

l – протяженность распределительной линии, км;

I_p – величина расчетного тока по линии, А;

U_H – номинальное напряжение сети, 380 В;

$r_{уд}, x_{уд}$ – активное и реактивное сопротивление линии на единицу длины, Ом/км.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 36 \cdot 0,33 \cdot (1,91 \cdot 0,97 + 0,1 \cdot 0,2)}{380} \cdot 100\% = 11\%,$$

Применяется условие, позволяющее сравнить допустимую потерю напряжения с расчётной величиной:

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

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

В качестве возможного способа снижения потери напряжения следует увеличить сечение линии СИП до 35 мм²:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 36 \cdot 0,33 \cdot (0,87 \cdot 0,97 + 0,09 \cdot 0,2)}{400} \cdot 100\% = 4,6\%.$$

Потеря напряжения не превышает 10 %, следовательно, для потребителей, питающихся по линии, условие выполняется.

Распределительные сети 0,4 кВ села Нововоскресеновка выбраны и проверены по приведенным выше формулам, результаты расчётов указаны в таблицах 6-8.

Таблица 6 – Распределительные сети 0,4 кВ (нагрузки)

Наименование ТП	Тип потребителей	N _{потр}	P _{сумм} , кВт	S _{сумм} , кВА	K _о	P _p , кВт	S _p , кВА	I _p , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП 36-00								
ф-1	Бытовая нагрузка	8	60	62	0,41	25	25	36
ф-3	В основном бытовая нагрузка	7	57	62	0,43	25	27	35
ВЛ	Освещение		7,2			7,2		10
ТП 36-08								
ф-1	В основном производственная нагрузка	6	120	140	0,725	87	101	126
ф-2	В основном бытовая нагрузка	15	176	192	0,32	56	62	81
ф-3	Бытовая нагрузка	9	84	87	0,4	34	35	49
ф-4	Бытовая нагрузка	12	114	117	0,35	40	41	58
ВЛ	Освещение		13,2			13,2		19
ТП 36-06								
ф-1	В основном бытовая нагрузка	20	179	185	0,29	52	54	75
ф-2	В основном производственная нагрузка	4	79	85	0,77	61	66	88
ВЛ	Освещение		8,1			8,1		12
ТП 36-07								
ф-1	В основном бытовая нагрузка	14	137	164	0,33	45	54	65
ф-2	В основном бытовая нагрузка	9	109	125	0,4	44	50	63
ф-3	Бытовая нагрузка	20	194	205	0,29	56	59	81
ВЛ	Освещение		10,5			10,5		15
ТП 36-04								
ф-1	Бытовая нагрузка	10	102	105	0,38	39	40	56
ф-2	Бытовая нагрузка	9	66	68	0,4	26	27	38
ВЛ	Освещение		7,5			7,5		11
ТП 36-03								
ф-1	В основном производственная нагрузка	4	56	69	0,77	43	53	62
ф-2	В основном производственная нагрузка	2	16	19	0,85	14	16	20
ВЛ	Освещение		4,5			4,5		7
ТП 36-13								

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ф-1	Бытовая нагрузка	10	60	62	0,38	23	23	33
ф-2	Бытовая нагрузка	9	54	56	0,4	22	22	31
ВЛ	Освещение		6			6,0		9
ТП 36-05								
ф-1	В основном бытовая нагрузка	16	111	118	0,31	34	37	50
ф-2	В основном бытовая нагрузка	21	163	164	0,29	47	48	68
ф-3	В основном бытовая нагрузка	16	132	136	0,31	41	42	59
ВЛ	Освещение		20,7			20,7		30
ТП 36-09								
ф-1	Производственная нагрузка	3	40	48	0,8	32	38	46
ф-2	Производственная нагрузка	4	62	74	0,77	48	57	69
ф-3	Производственная нагрузка	6	75	89	0,725	54	65	79
ВЛ	Освещение		7,5			7,5		11
ТП 36-11								
ф-1	Бытовая нагрузка	1	12	12	1	12	12	17
ф-2	Производственная нагрузка	2	15	19	0,85	13	16	18
ВЛ	Освещение		1,2			1,2		2

Таблица 7 – Распределительные сети 0,4 кВ (провода)

ВЛ/КЛ 0,4 кВ	I_p , А	$I_{доп}$, А	$F_{пров}$, мм ²	L, км	cos(φ)	sin(φ)
1	2	3	4	5	6	7
ТП 36-00						
ф-1	36	160	35	0,33	0,97	0,2
ф-3	35	195	50	0,39	0,92	0,4
ВЛ (освещение)	10	100	16	0,39	1,00	0,0
ТП 36-08						
ф-1	126	290	95	0,24	0,86	0,5
ф-2	81	339	120	0,45	0,92	0,4
ф-3	49	201	50	0,33	0,97	0,2
ф-4	58	242	70	0,3	0,97	0,2
ВЛ (освещение)	19	130	25	0,45	1,00	0,0
ТП 36-06						
ф-1	75	344	150	0,66	0,97	0,3
ф-2	88	161	35	0,15	0,9	0,4
ВЛ (освещение)	12	130	25	0,66	1,00	0,0
ТП 36-07						
ф-1	65	290	95	0,48	0,83	0,6

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7
ф-2	63	240	70	0,3	0,87	0,5
ф-3	81	586	70	0,27	0,95	0,3
ВЛ (освещение)	15	130	25	0,48	1,00	0,0
ТП 36-04						
ф-1	56	240	70	0,36	0,97	0,2
ф-2	38	195	50	0,39	0,97	0,2
ВЛ (освещение)	11	100	16	0,39	1,00	0,0
ТП 36-03						
ф-1	62	160	35	0,18	0,81	0,6
ф-2	20	130	25	0,27	0,85	0,5
ВЛ (освещение)	7	100	16	0,27	1,00	0,0
ТП 36-13						
ф-1	33	130	25	0,27	0,97	0,2
ф-2	31	160	35	0,33	0,97	0,2
ВЛ (освещение)	9	100	16	0,33	1,00	0,0
ТП 36-05						
ф-1	50	340	120	0,72	0,94	0,3
ф-2	68	344	150	0,72	0,99	0,1
ф-3	59	340	120	0,63	0,97	0,2
ВЛ (освещение)	30	160	35	0,72	1,00	0,0
ТП 36-09						
ф-1	46	130	25	0,15	0,84	0,5
ф-2	69	160	35	0,18	0,83	0,6
ф-3	79	290	95	0,42	0,84	0,5
ВЛ (освещение)	11	100	16	0,42	1,00	0,0
ТП 36-11						
ф-1	17	100	16	0,06	0,97	0,2
ф-2	18	100	16	0,06	0,79	0,6
ВЛ (освещение)	2	100	16	0,06	1,00	0,0

Таблица 8 – Распределительные сети 0,4 кВ (проверка по потере напряжения)

ВЛ/КЛ 0,4 кВ	I_p , А	L, км	cos(φ)	sin(φ)	R, Ом/км	X, Ом/км	ΔU , %
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 36-00							
ф-1	36	0,33	0,97	0,2	0,87	0,09	4,6
ф-3	35	0,39	0,92	0,4	0,64	0,09	3,9
ВЛ (освещение)	10	0,39	1,00	0,0	1,91	0,1	3,5
ТП 36-08							
ф-1	126	0,24	0,86	0,5	0,32	0,09	4,4
ф-2	81	0,45	0,92	0,4	0,253	0,09	4,5
ф-3	49	0,33	0,97	0,2	0,64	0,09	4,7
ф-4	58	0,3	0,97	0,2	0,44	0,09	3,5

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8
ВЛ (освещение)	19	0,45	1,00	0,0	1,2	0,09	4,7
ТП 36-06							
ф-1	75	0,66	0,97	0,3	0,206	0,09	5,0
ф-2	88	0,15	0,9	0,4	0,87	0,09	5,0
ВЛ (освещение)	12	0,66	1,00	0,0	1,2	0,09	4,2
ТП 36-07							
ф-1	65	0,48	0,83	0,6	0,32	0,09	4,5
ф-2	63	0,3	0,87	0,5	0,44	0,09	3,7
ф-3	81	0,27	0,95	0,3	0,44	0,09	4,5
ВЛ (освещение)	15	0,48	1,00	0,0	1,2	0,09	4,0
ТП 36-04							
ф-1	56	0,36	0,97	0,2	0,44	0,09	4,1
ф-2	38	0,39	0,97	0,2	0,64	0,09	4,4
ВЛ (освещение)	11	0,39	1,00	0,0	1,91	0,1	3,7
ТП 36-03							
ф-1	62	0,18	0,81	0,6	0,87	0,09	3,9
ф-2	20	0,27	0,85	0,5	1,2	0,09	2,6
ВЛ (освещение)	7	0,27	1,00	0,0	1,91	0,1	1,5
ТП 36-13							
ф-1	33	0,27	0,97	0,2	1,2	0,09	4,8
ф-2	31	0,33	0,97	0,2	0,87	0,09	4,1
ВЛ (освещение)	9	0,33	1,00	0,0	1,91	0,1	2,5
ТП 36-05							
ф-1	50	0,72	0,94	0,3	0,253	0,09	4,4
ф-2	68	0,72	0,99	0,1	0,206	0,09	4,8
ф-3	59	0,63	0,97	0,2	0,253	0,09	4,5
ВЛ (освещение)	30	0,72	1,00	0,0	0,87	0,09	4,3
ТП 36-09							
ф-1	46	0,15	0,84	0,5	1,2	0,09	3,3
ф-2	69	0,18	0,83	0,6	0,87	0,09	4,4
ф-3	79	0,42	0,84	0,5	0,32	0,09	4,8
ВЛ (освещение)	11	0,42	1,00	0,0	1,91	0,1	4,0
ТП 36-11							
ф-1	17	0,06	0,97	0,2	1,91	0,1	0,9
ф-2	18	0,06	0,79	0,6	1,91	0,1	0,8
ВЛ (освещение)	2	0,06	1,00	0,0	1,91	0,1	0,1

2.5 Дорасчёт потерь мощности в трансформаторах 10/0,4 кВ

Проводится показательный расчет потерь мощности в ТП 36-04, $S_{НОМ} = 100$ кВА по приведенным ниже выражениям:

Величина полных активных потерь определяется по выражению:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K, \quad (11)$$

где ΔP_X - величина потерь холостого хода, установленная заводом-изготовителем, кВт;

ΔP_K - величина потерь короткого замыкания, установленная заводом-изготовителем, кВт.

$$\Delta P_T = 0,37 + 0,65^2 \cdot 1,97 = 1,2 \text{ кВт.}$$

Величина полных реактивных потерь определяется по выражению:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K, \quad (12)$$

где ΔQ_X - величина потерь холостого хода, установленная заводом-изготовителем:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x}{100}, \quad (13)$$

где $S_{ном.т}$ - номинальная мощность трансформатора, установленная заводом-изготовителем, кВА;

I_x - величина тока холостого хода, установленная заводом-изготовителем, %;

$$\Delta Q_X = 100 \cdot \frac{2,6}{100} = 2,6 \text{ квар.}$$

ΔQ_K - величина потерь короткого замыкания, установленная заводом-изготовителем, квар:

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_k}{100}, \quad (14)$$

где U_{κ} - величина напряжения короткого замыкания, установленная заводом-изготовителем, %.

$$\Delta Q_{\kappa} = 100 \cdot \frac{4,6}{100} = 4,6 \text{ квар.}$$

$$\Delta Q_T = 2,6 + 0,65^2 \cdot 4,6 = 4,5 \text{ квар.}$$

Данные завода-изготовителя для трансформаторов 10/0,4 кВ сведены в таблицу 9.

Таблица 9 - Данные завода-изготовителя для трансформаторов 10/0,4 кВ

Марка ТМ	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$U_{\text{к}}$, %	$I_{\text{х}}$, %
40	0,19	0,88	4,5	3
63	0,26	1,28	4,5	2
100	0,37	1,97	4,6	2,6
160	0,56	2,65	4,5	2,4
250	0,82	3,7	4,5	2,3

Результат определения потерь мощности в трансформаторах 10/0,4 кВ для ТП села Нововоскресеновка показан в таблице 10.

Таблица 10 – Потери мощности в трансформаторах 10/0,4 кВ

№ ТП	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , квар
ТП 36-00	1,1	3,1
ТП 36-08	3,2	13,0
ТП 36-06	1,8	7,3
ТП 36-07	2,0	9,4
ТП 36-04	1,2	4,5
ТП 36-03	1,3	4,7
ТП 36-13	0,9	2,6
ТП 36-05	2,1	8,0
ТП 36-09	2,3	8,6
ТП 36-11	0,5	1,9

3 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК СЕТИ 10 кВ

3.1 Количество трансформаторов в ТП

Проводится показательный расчёт мощности силовых трансформаторов ТП 36-13 по выражению:

$$S_{PT36-13} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_C}, \quad (15)$$

где $S_{ТП}$ - величина расчётной нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

n_m - число трансформаторов, для 3 категории выбран 1 трансформатор;

K_c - коэффициент загрузки, допустимый 0,8.

$$S_{PT36-13} = \frac{44}{1 \cdot 0,8} = 55 \text{ кВА}.$$

При выборе мощности трансформатора 10/0,4 кВ руководствуемся правилом - номинальная мощность больше или равна расчётной.

Для ТП 36-13 осуществляется проверка выбранных трансформаторов по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме:

$$K_{3\text{ норм}} = \frac{S_P}{S_{НОМТР} \cdot N_{ТР}} \geq 0,5; \quad (16)$$

$$K_{3\text{ норм}} = \frac{55}{63 \cdot 1} = 0,7 \geq 0,5;$$

$$K_{3\text{ на}} = \frac{S_P}{S_{НОМТР} \cdot (N_{ТР} - 1)} \leq 1,4, \quad (17)$$

$$K_{3\text{ на}} = \frac{55}{63 \cdot (1)} = 0,7 \leq 1,4.$$

Проведём обоснование замены трансформаторов на ТП 36-13, далее выполняется проверка установленных трансформаторов на данный момент в схеме по нагрузке. На ТП 36-13 установлены трансформаторы ТМ 1х100:

$$K_{з\text{ норм}} = \frac{S_P}{S_{НОМ\text{ ТП}} \cdot N_{\text{ТП}}};$$

$$K_{з\text{ норм}} = \frac{44}{100 \cdot 1} = 0,44.$$

Из расчёта видно, что фактически установленные трансформаторы недогружены. Поэтому рекомендуется их заменить на ТМ 63.

Расчёт ТП 10/0,4 кВ села Нововоскресеновка сводим в таблицы 11-13.

Таблица 11 – ТП 10/0,4 кВ села Нововоскресеновка (категорийность)

№ ТП	S _р , кВА	N _{тр}	Категория
ТП 36-00	50	1	3
ТП 36-08	201	1	3
ТП 36-06	110	1	3
ТП 36-07	143	1	3
ТП 36-04	65	1	3
ТП 36-03	68	2	2,3 (фермерское подворье)
ТП 36-13	44	1	3
ТП 36-05	121	1	3
ТП 36-09	131	1	3
ТП 36-11	24	1	3

Таблица 12 – ТП 10/0,4 кВ села Нововоскресеновка (выбор мощности)

№ ТП	S _р , кВА	N _{тр}	K _{загр}	S _{расч} , кВА	S _{ном} , кВА	K _{загр факт}	K _{загр авар}
ТП 36-00	50	1	0,8	63	63	0,80	0,80
ТП 36-08	201	1	0,8	252	250	0,81	0,81
ТП 36-06	110	1	0,8	138	160	0,69	0,69
ТП 36-07	143	1	0,8	179	250	0,57	0,57
ТП 36-04	65	1	0,8	81	100	0,65	0,65
ТП 36-03	68	2	0,8	42	63	0,54	1,08
ТП 36-13	44	1	0,8	55	63	0,70	0,70
ТП 36-05	121	1	0,8	151	160	0,76	0,76
ТП 36-09	131	1	0,8	163	160	0,82	0,82
ТП 36-11	24	1	0,8	30	40	0,60	0,60

Таблица 13 – ТП 10/0,4 кВ села Нововоскресеновка (проверка мощности)

№ ТП	S _р , кВА	S _{ном факт} , кВА	K _{загр факт}	Характеристика
ТП 36-00	50	63	0,80	Оптимальная нагрузка (проектируемая)
ТП 36-08	201	250	0,81	Оптимальная нагрузка
ТП 36-06	110	250	0,44	Недогружен
ТП 36-07	143	400	0,36	Недогружен
ТП 36-04	65	100	0,65	Оптимальная нагрузка
ТП 36-03	68	100	0,68	Оптимальная нагрузка
ТП 36-13	44	100	0,44	Недогружен
ТП 36-05	121	160	0,76	Оптимальная нагрузка
ТП 36-09	131	400	0,33	Недогружен
ТП 36-11	24	100	0,24	Недогружен

3.2 Нагрузки ТП на стороне высокого напряжения

Выполняется показательный расчёт нагрузки ТП 36-1 на стороне ВН 10 кВ по выражению, кВА:

$$S_{10кВ ТП} = \sqrt{(P_{ТП} + \Delta P_T)^2 + (Q_{ТП} + \Delta Q_{ТП})^2}; \quad (18)$$

$$S_{10кВ ТП} = \sqrt{(43 + 0,9)^2 + (10,6 + 2,6)^2} = 45 \text{ кВА.}$$

Результат расчётов оформлен в табличном виде, таблица 14.

Таблица 14 – Нагрузка ТП на стороне высокого напряжения

№ ТП	P _{пр} , кВт	Q _{пр} , квар	S _{пр} , кВА
ТП 36-00	49	20	52
ТП 36-08	190	88	209
ТП 36-06	106	43	114
ТП 36-07	128	76	149
ТП 36-04	64	20	67
ТП 36-03	57	43	72
ТП 36-13	43	13	45
ТП 36-05	119	38	125
ТП 36-09	117	71	137
ТП 36-11	22	13	25

3.3 Выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ

Реконструкцию сетей 10 кВ села Нововоскресеновка имеет смысл провести с заменой голых проводов марки АС-35, АС-50, АС-70 на провода СИП – 3 [4]. Обоснование оптимального варианта сети 10 кВ делается для каждого из предложенных двух вариантов петлевой конфигурации сети 10 кВ.

Каждое плечо петли рассчитывается путём суммирования нагрузки и умножения суммы на коэффициент одновременности:

$$S_{P\text{ ЛИН}} = \kappa_0 \cdot \sum_{i=1}^n S_{P\text{ ТП}i}, \quad (19)$$

где κ_0 - коэффициент, учитывающий одновременную работу ТП с максимальной нагрузкой [3].

Используется формула (8) для определения расчётного тока линии 10 кВ. По расчётному току осуществлен выбор провода СИП-3-3х35 сечением жил 35 мм². Проверка по допустимой потере напряжения осуществляется по формуле (9). Расчётные данные в табличной форме приведены ниже, таблица 15-16.

Таблица 15 – Расчёт сечений линий 10 кВ села Нововоскресеновка

Линия	P _{сум} , кВт	Q _{сум} , квар	S _{сум} , кВА	Ko	P _P , кВт	Q _P , квар	S _P , кВА	I _P , А	I _{доп} , А	F _{СИП-3} , мм ²
Сеть по варианту 1										
ТП 13-03-04-07-06	399	195	444	0,80	319	156	356	21	200	35
ТП 11-09-05-00-08	497	230	547	0,80	397	184	438	25	200	35
Сеть по варианту 2										
ТП 13-03-06-07-04	399	195	444	0,8	319	156	356	21	200	35
ТП 11-09-05-00-08	497	230	547	0,8	397	184	438	25	200	35

Таблица 16 – Проверка линий 10 кВ села Нововоскресеновка

Линия	F СИП-3, мм ²	L, км	n _ц	R _л , Ом/км	X _л , Ом/км	ΔW _л , кВт·ч	ΔU _л , %
Сеть по варианту 1							
ТП 13-03-04-07-06	35	2,4	1	0,986	0,10	25873	0,8
ТП 11-09-05-00-08	35	2,66	1	0,986	0,10	44067	1,1
Сеть по варианту 2							
ТП 13-03-06-07-04	35	3,5	1	0,986	0,10	38100	1,2
ТП 11-09-05-00-08	35	2,6	1	0,986	0,10	42411	1,0

Расчётный ток фидера ТП 13-03-04-07-06:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (20)$$

$$I_P = \frac{356}{\sqrt{3} \cdot 10} = 21A.$$

Выбирается провод СИП сечением жил 35 мм² СИП-3 3х1х35 с длительно допустимым током 200 А:

$$I_P \leq I_{дон};$$

$$21 \leq 200.$$

Далее требуется осуществить оценку правильности выбора сечений проводников на основе расчётной потери напряжения, определяемой по выражению:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_P \cdot l \cdot (r_{уд} \cdot \cos(\varphi) + x_{уд} \cdot \sin(\varphi))}{U_H} \cdot 100\%, \quad (21)$$

где $\cos(\varphi), \sin(\varphi)$ – фактические полученные средние коэффициенты мощности линии;

l – протяженность распределительной линии 10 кВ, км;

I_p – величина расчетного тока по линии, А;

U_H – номинальное напряжение сети, 10000 В;

$r_{уд}, x_{уд}$ – активное и реактивное сопротивление линии на единицу длины, Ом/км.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 21 \cdot 2,4 \cdot (0,986 \cdot 0,97 + 0,1 \cdot 0,2)}{10000} \cdot 100\% = 0,8\%,$$

Применяется условие, позволяющее сравнить допустимую потерю напряжения с расчётной величиной:

$$\Delta U < \Delta U_{\text{доп}},$$

где $\Delta U_{\text{доп}}$ – величина допустимого падения напряжения 5 %.

$$0,8\% \leq 5\%.$$

3.4 Выбор варианта распределительной сети 10 кВ

Для расчёта целесообразности варианта сети 10 кВ используется метод приведенных затрат. Используется следующее выражение для расчёта приведенных затрат:

$$Z = E_H \cdot K + И = E_H \cdot (K_{ВЛ} + K_{ВЫКЛ}) + (A \cdot K_{ВЛ} + A \cdot K_{ВЫКЛ}) + C_0 \cdot \Delta W_{ВЛ}, \quad (22)$$

где $E_H = 0,1$ – величина норматива дисконтирования;

$K_{ВЛ}$ и $K_{ВЫКЛ}$ – величина стоимости проводов СИП-3 и выключателей 10 кВ соответственно [7];

$C_0 = 1,6$ руб./кВт·ч – стоимость потерь электроэнергии;

A – величина ежегодных отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание $a_{ам.выкл} = 5,9\%$, $a_{ам.ВЛЭП} = 0,5\%$;

ΔW_{BL} - величина потерь электроэнергии в распределительной сети 10 кВ, используется следующая формула:

$$\Delta W_{BL} = \sum \frac{(P_L)^2 + (Q_L)^2}{U_{ном}^2} \cdot (R + i \cdot X) \cdot T, \quad (23)$$

где P_L – активная нагрузка по линии, МВт;

Q_L – реактивная нагрузка по линии, Мвар;

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

T – число часов максимума нагрузки, ч.

Расчётные данные в табличной форме приведены ниже, таблица 17.

Таблица 17 – Сравнение вариантов сети 10 кВ села Нововоскресеновка

Исходные данные	По варианту 1	По варианту 2	
$N_{\text{выкл}}$, шт	2	2	
$L_{\text{пров35}}$, км	5,03	6,05	
$C_{\text{выкл}}$, тыс. руб.	260	260	
$C_{\text{пров35}}$, тыс. руб.	64,11	64,11	
$C_{\text{потерь ээ}}$, руб./кВт·ч	1,6	1,6	
расчётные данные	по варианту 1	по варианту 2	
$I_{\text{пров экспл}}$, тыс. руб.	2	2	
$I_{\text{выкл экспл}}$, тыс. руб.	31	31	
$I_{\text{аморт}}$, тыс. руб.	42	45	разница
$I_{\text{потерь ээ}}$, тыс. руб.	112	129	17
Z , тыс. руб.	271	298	27

В таблице 17 приведены данные по разнице в величине затрат на каждый из вариантов сети 10 кВ, вариант 1 дешевле на 27 тыс. руб. (9 %).

Требуется проверить послеаварийный режим на допустимость потери напряжения. Расчётные данные в табличной форме приведены ниже, в таблице 18.

По данным таблице 17, потеря напряжения в аварийном режиме меньше 10 %, что приемлемо.

Таблица 18 – Параметры линий 10 кВ села Нововоскресеновка

Линия	$P_{\text{сум}}$, кВт	$Q_{\text{сум}}$, квар	$S_{\text{сум}}$, кВА	K_0	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	I_p , А	$I_{\text{доп}}$, А	$F_{\text{СИП-3}}$, мм ²	L , км	$n_{\text{ц}}$	$R_{\text{л}}$, Ом/км	$X_{\text{л}}$, Ом/км	$\Delta W_{\text{л}}$, кВт·ч	$\Delta U_{\text{л}}$, %
аварийный	896	425	992	0,75	672	319	744	43	200	35	5,5	1	0,986	0,10	261891	3,8

3.5 Расчёт электрических нагрузок на шинах ПС «Воскресеновка»

Суммирование нагрузок на шинах 10 В ПС «Воскресеновка» определяется аналогично п 3.4. Расчётные данные в табличной форме приведены ниже, таблица 19.

Таблица 19 – Нагрузка на шинах ПС «Воскресеновка»

$P_{\text{сум}}$, кВт	$Q_{\text{сум}}$, квар	$S_{\text{сум}}$, кВА	K_0	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	I_p , А
896	425	992	0,75	672	319	744	43

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ 10-0,4 кВ

4.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Отключающая способность линейных выключателей 10 кВ может использоваться для оценочного расчёта сопротивления системы по выражению:

$$X_C = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{отк}}; \quad (24)$$

где $I_{отк}$ – для линейного выключателя ВВ/Тел-10 равна 12,5 кА.

$$X_C = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 12.5} = 0.485 \text{ Ом.}$$

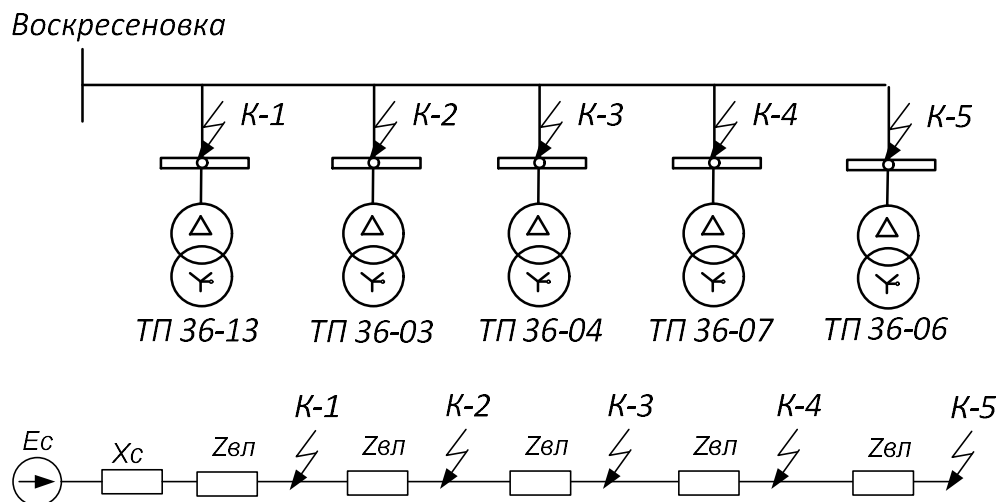


Рисунок 2 – Схема замещения и расчётные точки КЗ для линии
ТП 36-13 - ТП 36-06

Выполняется показательный расчёт для точки К-5 на ТП 36-06 по рисунку 2.

1 – Определяются сопротивления участков кабелей до ТП-36-06, Ом:

$$X_L = x_{yd} \cdot L; \quad (25)$$

$$X_{Л} = 0,1 \cdot 2,34 = 0,234 ;$$

$$R_{Л} = r_{y\delta} \cdot L , \tag{26}$$

где $r_{y\delta}, x_{y\delta}$ - сопротивление провода по данным завода-изготовителя, Ом/км;

L – длина участка провода до выбранной точки КЗ, км.

$$R_{Л} = 0,986 \cdot 2,37 = 2,34 \text{ Ом.}$$

2 – Определяется величина тока трехфазного короткого замыкания по выражению, кА:

$$I_{no} = \frac{U_{СРНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma К2}^2 + X_{\Sigma К2}^2}} ; \tag{27}$$

$$I_{no} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,34^2 + (0,485 + 0,234)^2}} = 2,36.$$

3 – Определяется величина тока двухфазного короткого замыкания по выражению, кА:

$$I_{noIII}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{noIII}^{(3)} ; \tag{28}$$

$$I_{noIII}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,36 = 2,06.$$

4 – Определяется постоянная времени по выражению, с:

$$T_{III} = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314} ; \tag{29}$$

$$T_{ТП} = \frac{(0,234 + 0,485)}{2,34 \cdot 314} = 0,015.$$

5 – Определяется ударный коэффициент по выражению:

$$K_{y\partial ТП} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_{ТП}}}; \quad (30)$$

$$K_{y\partial ТП} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,015}} = 1.$$

6 – Определяется ударный ток короткого замыкания по выражению, кА:

$$i_{y\partial ТП} = K_{y\partial ТП} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ноТП}; \quad (31)$$

$$i_{y\partial ТП} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,36 = 3,3 \text{ кА}.$$

Расчётные данные в табличной форме приведены ниже, таблица 20.

Таблица 20 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ села Нововоскресенновка

ТП	ТП 36-00	ТП 36-08	ТП 36-06	ТП 36-07	ТП 36-04	ТП 36-03	ТП 36-13	ТП 36-05	ТП 36-09	ТП 36-11
Лл 10кВ, км	2,31	2,66	2,37	2,27	1,52	1,07	0,44	1,21	0,56	0,10
Рл 10 кВ, Ом	2,28	2,62	2,34	2,24	1,50	1,06	0,43	1,19	0,55	0,10
Z _Σ , Ом	2,39	2,73	2,44	2,35	1,63	1,21	0,68	1,34	0,77	0,50
I ⁽³⁾ _{по} , кА	2,42	2,12	2,36	2,46	3,55	4,78	8,45	4,32	7,48	11,46
I ⁽²⁾ _{по} , кА	2,11	1,84	2,06	2,14	3,09	4,16	7,36	3,76	6,51	9,97
T, с	0,015	0,017	0,015	0,015	0,010	0,007	0,003	0,008	0,004	0,001
K _{уд}	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,06	1,00	1,03	1,53
I _{уд} , кА	3,4	3,0	3,3	3,5	5,0	6,8	12,7	6,1	10,9	24,8

4.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

Порядок расчёт такой же, как для п. 4.1, исходная схема и схема замещения для расчёта показана на рисунке 3.

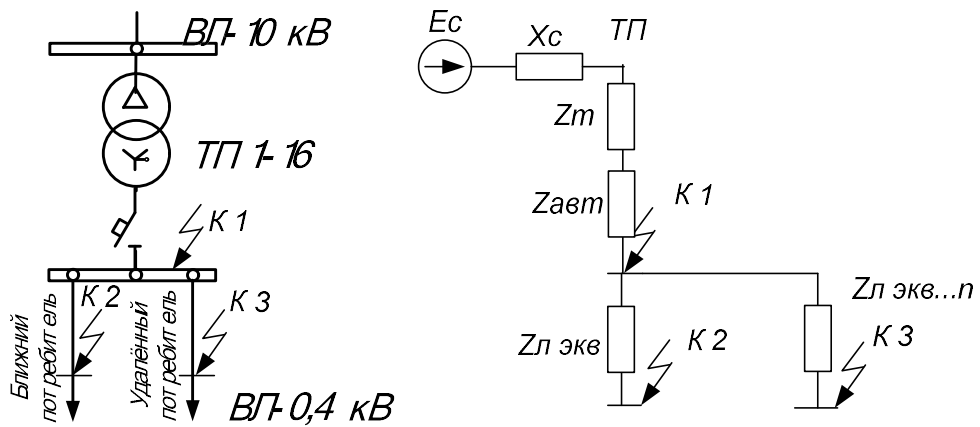


Рисунок 3 – Исходная схема и схема замещения участка сети 0,4 кВ

Полученное в п. 4.1 значение тока КЗ может использоваться для оценочного расчёта сопротивления системы по выражению на ТП 36-00:

$$x_c = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)}_{ВНТП}};$$

$$x_c = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 2,36} = 9,8 \text{ мОм.}$$

Проводится показательный расчёт для точки К 1:

Сопротивления трансформатора ТМ-63 берётся по [8] $R_{тр} = 59 \text{ мОм}$,
 $X_{тр} = 116 \text{ мОм}$.

Переходное сопротивление шин каждой ТП одинаково во всех случаях принимается $R_{перех} = 20 \text{ мОм}$.

Сопротивление автоматического выключателя ВА 57-35-100 принимается по [8] $R_{авт ввод} = 1,7 \text{ мОм}$, $X_{авт ввод} = 0,7 \text{ мОм}$.

1 - Определяется суммарное сопротивление до точки КЗ по выражениям:

$$R_{\Sigma K1} = R_{тр} + R_{перех} + R_{авт ввод};$$

$$R_{\Sigma K1} = 16,6 + 20 + 1,7 = 38,3 \text{ мОм};$$

$$X_{\Sigma K1} = X_{mp} + X_{авт ввод} + x_C;$$

$$X_{\Sigma K1} = 52,7 + 0,7 + 9,8 = 63,2 \text{ мОм}.$$

2 - Определяется ток трехфазного короткого замыкания для точки К-1 по выражению:

$$I_{ноК-1}^{(3)} = \frac{U_{СРНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma K1}^2 + X_{\Sigma K1}^2}};$$

$$I_{ноК-1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(38,3)^2 + (63,2)^2}} = 3,13 \text{ кА}.$$

3 - Определяется ток однофазного КЗ для точки К-1, кА:

$$I_{ноК-1}^{(1)} = \frac{U_{СРНН} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(3 \cdot R_{mp} + R_{перех} + R_{авт ввод})^2 + (3 \cdot X_{mp} + X_{авт ввод} + x_C)^2}};$$

$$I_{ноК-1}^{(1)} = \frac{400 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(3 \cdot 16,6 + 0 + 1,7)^2 + (3 \cdot 52,7 + 0,7 + 0)^2}} = 1,38 \text{ кА}.$$

4 – Определяется постоянная времени по выражению, с:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314};$$

$$T_a = \frac{63,2}{38,3 \cdot 314} = 0,005.$$

5 – Определяется ударный коэффициент по выражению:

$$K_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}};$$

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,005}} = 1,15.$$

6 – Определяется ударный ток короткого замыкания по выражению, кА:

$$i_{y\partial K1} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ноK1};$$

$$i_{y\partial K1} = 1,15 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,13 = 5,1 \text{ кА}.$$

Точка К-2 рассчитывается аналогично, показан дополнительный расчёт сопротивлений участков линий 0,4 кВ, мОм:

$$X_{БЛ-1} = x_{y\partial} \cdot L_{БЛ-1};$$

$$X_{БЛ-1} = 0,09 \cdot 330 = 29,7 \text{ мОм};$$

$$R_{БЛ-1} = r_{y\partial} \cdot L_{БЛ-1},$$

$$R_{БЛ-1} = 0,87 \cdot 330 = 287,1 \text{ мОм},$$

где $r_{y\partial}$, $x_{y\partial}$ - удельное активное и реактивное сопротивление линии 1 от ТП 36-00, мОм/м;

L – длина участка провода, м.

Расчётные данные в табличной форме приведены ниже, таблица 21-22.

Таблица 21 – Результаты расчетов токов КЗ на шинах 0,4 кВ ТП

ТП	Xт, мОм	Rт, мОм	X _{авт ввод} , мОм	R _{авт ввод} , мОм	Xс, мОм	Z _Σ , мОм	I ⁽³⁾ по, кА	I ⁽¹⁾ по, кА	T, с	K _{уд}	I _{уд} , кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТП 36-00	116	59	1,2	2,65	9,5	150,77	1,53	0,59	0,005	1,13	2,456
ТП 36-08	38,2	9,4	0,17	0,85	10,9	57,82	4,00	1,95	0,005	1,15	6,478
ТП 36-06	52,7	16,6	0,7	1,7	9,8	73,88	3,13	1,38	0,005	1,15	5,085
ТП 36-07	38,2	9,4	0,5	1,5	9,4	57,16	4,04	1,95	0,005	1,13	6,481
ТП 36-04	76	36,3	1,2	2,65	6,5	102,38	2,26	0,91	0,005	1,11	3,544
ТП 36-03	76	36,3	1,2	2,65	4,8	101,02	2,29	0,91	0,004	1,10	3,576

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТП 36-13	116	59	1,2	2,65	2,7	145,09	1,59	0,59	0,005	1,12	2,519
ТП 36-05	52,7	16,6	0,5	1,5	5,3	69,85	3,31	1,39	0,005	1,13	5,288
ТП 36-09	52,7	16,6	0,5	1,5	3,1	67,97	3,40	1,39	0,005	1,12	5,385
ТП 36-11	170	100	1,2	2,65	2,0	212,24	1,09	0,39	0,004	1,11	1,707

Таблица 22 – Результаты расчетов токов КЗ на линиях 0,4 кВ

ВЛ/КЛ 0,4 кВ	R _л , МОм	X _л , МОм	Z _Σ , МОм	I ⁽³⁾ _{по} , кА	I ⁽¹⁾ _{по} , кА	T, с	K _{уд}	I _{уд} , кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП 36-00								
ф-1	287,1	29,7	288,6	0,5	0,17	0,000	1,0	0,7
ф-3	249,6	35,1	252,1	0,6	0,19	0,000	1,0	0,8
ВЛ (освещение)	744,9	39,0	745,9	0,3	0,07	0,000	1,0	0,4
ТП 36-08								
ф-1	76,8	21,6	79,8	1,7	0,53	0,001	1,0	2,4
ф-2	113,9	40,5	120,8	1,3	0,69	0,001	1,0	1,8
ф-3	211,2	29,7	213,3	0,9	0,47	0,000	1,0	1,2
ф-4	132,0	27,0	134,7	1,2	0,36	0,001	1,0	1,7
ВЛ (освещение)	540,0	40,5	541,5	0,4	0,10	0,000	1,0	0,5
ТП 36-06								
ф-1	136,0	59,4	148,4	1,0	0,26	0,001	1,0	1,5
ф-2	130,5	13,5	131,2	1,1	0,38	0,000	1,0	1,6
ВЛ (освещение)	792,0	59,4	794,2	0,3	0,07	0,000	1,0	0,4
ТП 36-07								
ф-1	153,6	43,2	159,6	1,1	0,29	0,001	1,0	1,5
ф-2	132,0	27,0	134,7	1,2	0,36	0,001	1,0	1,7
ф-3	118,8	24,3	121,3	1,3	0,39	0,001	1,0	1,8
ВЛ (освещение)	576,0	43,2	577,6	0,4	0,10	0,000	1,0	0,5
ТП 36-04								
ф-1	158,4	32,4	161,7	0,9	0,28	0,001	1,0	1,2
ф-2	249,6	35,1	252,1	0,7	0,20	0,000	1,0	0,9
ВЛ (освещение)	744,9	39,0	745,9	0,3	0,07	0,000	1,0	0,4
ТП 36-03								
ф-1	156,6	16,2	157,4	0,9	0,31	0,000	1,0	1,3
ф-2	324,0	24,3	324,9	0,5	0,16	0,000	1,0	0,8
ВЛ (освещение)	515,7	27,0	516,4	0,4	0,11	0,000	1,0	0,5
ТП 36-13								
ф-1	324,0	24,3	324,9	0,5	0,16	0,000	1,0	0,7
ф-2	287,1	29,7	288,6	0,5	0,17	0,000	1,0	0,8
ВЛ (освещение)	630,3	33,0	631,2	0,3	0,09	0,000	1,0	0,4
ТП 36-05								
ф-1	182,2	64,8	193,3	0,9	0,26	0,001	1,0	1,2
ф-2	148,3	64,8	161,9	1,0	0,24	0,001	1,0	1,4
ф-3	159,4	56,7	169,2	1,0	0,25	0,001	1,0	1,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВЛ (освещение)	626,4	64,8	629,7	0,3	0,09	0,000	1,0	0,5
ТП 36-09								
ф-1	180,0	13,5	180,5	0,9	0,29	0,000	1,0	1,3
ф-2	156,6	16,2	157,4	1,0	0,32	0,000	1,0	1,5
ф-3	134,4	37,8	139,6	1,1	0,32	0,001	1,0	1,6
ВЛ (освещение)	802,2	42,0	803,3	0,3	0,07	0,000	1,0	0,4
ТП 36-11								
ф-1	114,6	6,0	114,8	0,7	0,34	0,000	1,0	1,0
ф-2	114,6	6,0	114,8	0,7	0,34	0,000	1,0	1,0
ВЛ (освещение)	114,6	6,0	114,8	0,7	0,34	0,000	1,0	1,0

4.3 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ

Применяется соответствующая формула для проверки термической стойкости к токам КЗ. Для примера рассчитаем термически стойкое сечение для ТП 36-00:

$$В_{кр} = 2,42^2 \cdot (0,01 + 0,045 + 2,0) = 12 ;$$

$$В_{кн} = I_{терм}^2 \cdot t_{П} ;$$

$$В_{кн} = 5^2 \cdot (3) = 75 .$$

$$В_{к} = I_{КЗ}^2 \cdot t_{П} , \tag{32}$$

где $I_{КЗ}$ - ток трехфазного КЗ, кА;

$t_{П}$ - время, в течении которого происходит срабатывание релейной защиты (0,01 с), отключается выключатель (0,04 с), выдерживаются ступени селективности 0,5 с для каждой ТП (всего 4x0,5 с ступени до ТП 36-00).

В результате оказалось, что расчётное значение меньше номинального. Устанавливаемое сечение проходит по устойчивости.

Расчётные данные в табличной форме приведены ниже, таблица 23.

Таблица 23 – Проверка сечений линий 10 кВ

ТП	$I_{(3)по}, \text{кА}$	$t_{II}, \text{с}$	$B_{кр}, \text{кА}^2$	$B_{кн}, \text{кА}^2$
ТП 36-00	2,42	2,05	12,0	75
ТП 36-08	2,12	2,55	11,5	75
ТП 36-06	2,36	2,55	14,3	75
ТП 36-07	2,46	2,05	12,4	75
ТП 36-04	3,55	1,55	19,5	75
ТП 36-03	4,78	1,05	24,0	75
ТП 36-13	8,45	0,55	39,3	75
ТП 36-05	4,32	1,55	29,0	75
ТП 36-09	7,48	1,05	58,8	75
ТП 36-11	11,46	0,55	72,2	75

Данные таблицы 22 соответствуют условию по всем ТП, наиболее высокая расчётная величина теплового импульса меньше допустимой величины:

$$B_{кр} < B_{кн} ,$$

$$72,2 < 75.$$

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

Расчет токов КЗ проводится в относительных единицах с приближённым приведением. Для определения мощности КЗ системы используется информация об уровне токов КЗ на 1 сш 35 кВ ПС «Шимановск» $I_K^{(3)} = 7,78 \text{ кА}$, (рисунок 4, 5).

При составлении расчетной схемы замещения для расчёта токов КЗ учитывается положение коммутационных аппаратов для зимнего контрольного замера 2020 года. В таком случае на ПС Воскресеновка в работе учтён силовой трансформатор Т2 мощностью 2,5 МВА. Выбор источника ЭДС для схемы ограничивается участком схемы до шин 35 кВ ПС Шимановск.

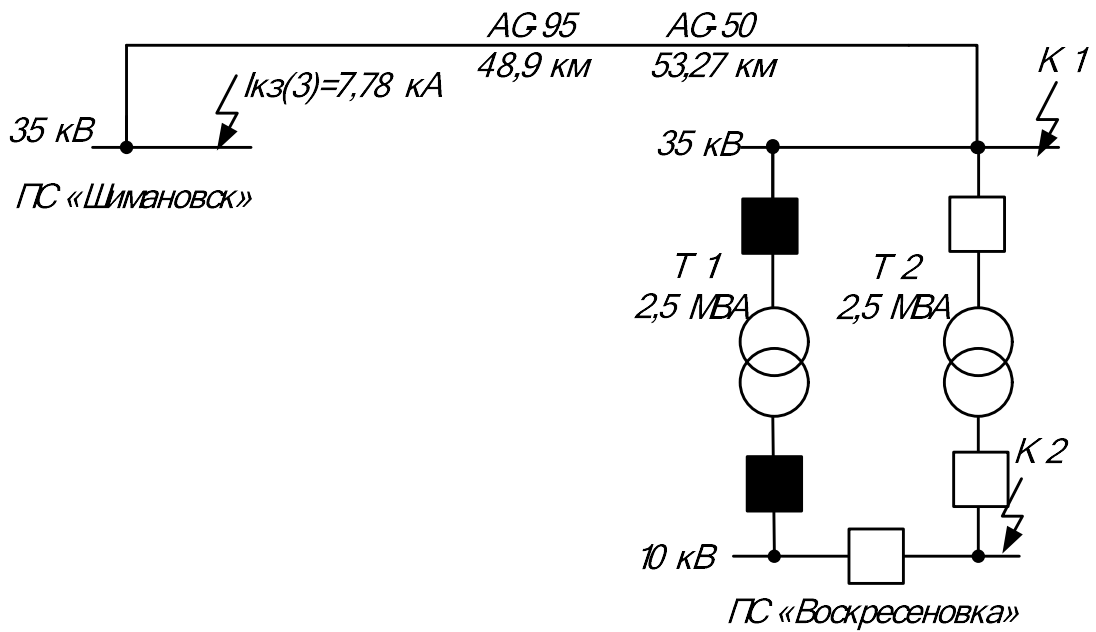


Рисунок 4 – Схема для расчёта токов КЗ на ПС «Воскресеновка»

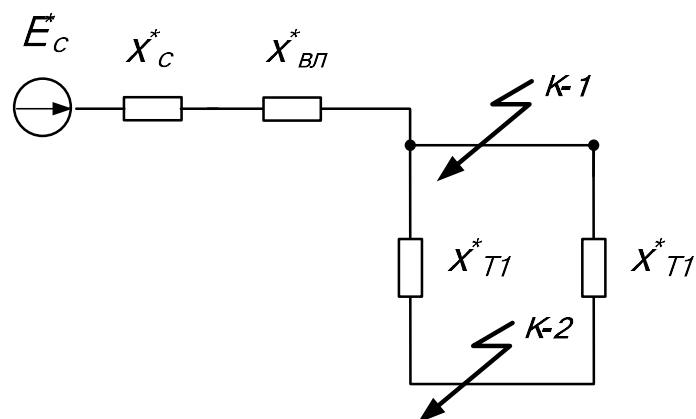


Рисунок 5 – Схема замещения для расчёта токов КЗ на ПС «Воскресеновка»

Выбраны следующие базисные условия:

$$S_B = 10 \text{ МВА}; \quad U_{B1} = 35 \text{ кВ}; \quad U_{B2} = 10 \text{ кВ}.$$

$$I_{B1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B1}}; \tag{33}$$

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

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

1 - Определяется сопротивление элементов до точки КЗ по выражениям:

$$X_T = \frac{U_K \cdot S_B}{100 \cdot S_{НОМТР}} ; \quad (34)$$

где U_K - паспортные данные по трансформатору для расчета;

$S_{НОМТР}$ - номинальная мощность трансформаторов, кВА.

$$X_T = \frac{7,5 \cdot 10}{100 \cdot 2,5} = 0,3, .$$

$$X_C = \frac{I_{B1}}{I_K} , \quad (35)$$

$$X_C = \frac{0,165}{7,78} = 0,021 ,$$

где I_K - ток КЗ на шинах 35 кВ ПС «Шимановск», $I_K^{(3)} = 7,78$ кА,

$$X_{Л} = \Sigma X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_B^2} ; \quad (36)$$

$$X_{Л} = 0,6 \cdot 53,27 \cdot \frac{10}{35^2} + 0,42 \cdot 48,9 \cdot \frac{10}{35^2} = 0,428 ,$$

где L - длина линии, км;

$X_{уд}$ - удельное сопротивление линии, принимается 0,6 для провода АС-50 и 0,42 для провода АС-95, Ом/км.

2 - Определяется ток трехфазного короткого замыкания по выражению:

$$I_{П0К1} = \frac{E_C \cdot I_{B1}}{X_C + X_{Л}} ; \quad (37)$$

$$I_{I0K1} = \frac{1 \cdot 0,165}{0,021 + 0,428} = 0,37 \text{ кА};$$

$$I_{I0K2} = \frac{E_C \cdot I_{B2}}{X_C + X_L + X_T}; \quad (38)$$

$$I_{I0K2} = \frac{1 \cdot 0,58}{0,021 + 0,3 + 0,428} = 0,77 \text{ кА};$$

$$i_{a0K1} = \sqrt{2} \cdot I_{I0K1};$$

$$i_{a0K1} = \sqrt{2} \cdot 0,37 = 0,52 \text{ кА};$$

$$i_{a0K2} = \sqrt{2} \cdot I_{I0K2};$$

$$i_{a0K2} = \sqrt{2} \cdot 0,77 = 1,097 \text{ кА}.$$

3 – Определяется ударный ток короткого замыкания по выражению, кА:

$$i_{y\partial K1} = i_{a0K1} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right);$$

$$i_{y\partial K1} = 0,52 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,025}}\right) = 0,9 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial K2} = i_{a0K2} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right);$$

$$i_{y\partial K2} = 1,097 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}}\right) = 1,99 \text{ кА}.$$

По справочнику [20] упрощённо принимается $T_a = 0,025$ с для шин 35 кВ ПС, $T_a = 0,05$ с для шин 10 кВ ПС.

Расчётные данные в табличной форме приведены ниже, таблица 24.

Таблица 24 – Токи КЗ на ПС «Воскресеновка»

Точка КЗ	К-1 35 кВ	К-2 10 кВ
$I_{\text{ПО}}, \text{кА}$	0,37	0,77
$I_{\text{а0}}, \text{кА}$	0,52	1,097
$T_{\text{а}}, \text{с}$	0,025	0,05
$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	0,9	1,99

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

5.1 Выбор и проверка оборудования 0,4 кВ

5.1.1 Выбор и проверка линейных автоматических выключателей 0,4 кВ

Для каждого фидера 0,4 кВ на каждой ТП выбираем автоматический выключатель по расчетному току. Показательный расчёт выполняется для ф-1 ТП 36-00:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p, \quad (39)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

$$40\text{А} \geq 36\text{А}.$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ по выражению:

$$I_{\text{по}}^{(1)} \geq 1.25 \cdot I_{\text{ср расц}}, \quad (40)$$

$$173\text{А} \geq 1.25 \cdot 80\text{А},$$

$$173\text{А} \geq 100\text{А}.$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ по выражению:

$$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}}, \quad (41)$$

$$0,5\text{А} \leq 5\text{А}.$$

Расчётные данные в табличной форме приведены ниже, таблица 25.

Таблица 25 - Выбор и проверка линейных автоматических выключателей 0,4 кВ

ВЛ/КЛ 0,4 кВ	I_p , А	Тип АВ	$I_{\text{РАСЦ}}$, А	$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{отк}}$, кА	$I_{\text{по}}^{(1)}$, А	$I_{\text{СР РАСЦ}}$, А	$1,25 \cdot I_{\text{СР РАСЦ}}$, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП 36-00								
ф-1	36	ВА 57-35	40	0,5	5,0	173	80	100
ф-2	35	ВА 57-35	40	0,6	5,0	191	80	100

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВЛ (освещение)	10	ВА 57-35	16	0,3	5,0	73	32	40
ТП 36-08								
ф-1	126	ВА 57-35	160	1,7	5,0	534	320	400
ф-2	81	ВА 57-35	100	1,3	5,0	686	400	500
ф-3	49	ВА 57-35	50	0,9	5,0	466	300	375
ф-4	58	ВА 57-35	80	1,2	5,0	355	160	200
ВЛ (освещение)	19	ВА 57-35	20	0,4	5,0	103	80	100
ТП 36-06								
ф-1	75	ВА 57-35	100	1,0	5,0	263	200	250
ф-2	88	ВА 57-35	100	1,1	5,0	377	200	250
ВЛ (освещение)	12	ВА 57-35	16	0,3	5,0	70	32	40
ТП 36-07								
ф-1	65	ВА 57-35	80	1,1	5,0	286	160	200
ф-2	63	ВА 57-35	80	1,2	5,0	356	160	200
ф-3	81	ВА 57-35	100	1,3	5,0	391	200	250
ВЛ (освещение)	15	ВА 57-35	16	0,4	5,0	96	64	80
ТП 36-04								
ф-1	56	ВА 57-35	63	0,9	5,0	284	126	158
ф-2	38	ВА 57-35	40	0,7	5,0	199	80	100
ВЛ (освещение)	11	ВА 57-35	16	0,3	5,0	74	32	40
ТП 36-03								
ф-1	62	ВА 57-35	63	0,9	5,0	309	126	158
ф-2	20	ВА 57-35	32	0,5	5,0	163	128	160
ВЛ (освещение)	7	ВА 57-35	16	0,4	5,0	106	64	80
ТП 36-13								
ф-1	33	ВА 57-35	50	0,5	5,0	158	100	125
ф-2	31	ВА 57-35	32	0,5	5,0	174	128	160
ВЛ (освещение)	9	ВА 57-35	16	0,3	5,0	86	64	80
ТП 36-05								
ф-1	50	ВА 57-35	63	0,9	5,0	258	126	158
ф-2	68	ВА 57-35	80	1,0	5,0	244	160	200
ф-3	59	ВА 57-35	63	1,0	5,0	250	126	158
ВЛ (освещение)	30	ВА 57-35	40	0,3	5,0	87	40	50
ТП 36-09								
ф-1	46	ВА 57-35	50	0,9	5,0	289	200	250
ф-2	69	ВА 57-35	80	1,0	5,0	323	160	200
ф-3	79	ВА 57-35	100	1,1	5,0	319	200	250
ВЛ (освещение)	11	ВА 57-35	16	0,3	5,0	70	32	40
ТП 36-11								
ф-1	17	ВА 57-35	20	0,7	5,0	343	200	250
ф-2	18	ВА 57-35	20	0,7	5,0	343	200	250
ВЛ (освещение)	2	ВА 57-35	16	0,7	5,0	343	160	200

5.1.2 Выбор вводных автоматических выключателей 0,4 кВ ТП

Для каждой ТП выбираем автоматический выключатель по расчетному току, для ТП 36-00:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_{\text{р.}}$$

$$100 \text{ A} \geq 73 \text{ A},$$

где $I_{\text{р}}$ – максимальный рабочий ток, определяется исходя из расчётной нагрузки ТП:

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{р}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} ;$$

$$I_{\text{р}} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 73 \text{ A}.$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ по выражению:

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

$$590 \text{ A} \geq 1,25 \cdot 400 \text{ A},$$

$$590 \text{ A} \geq 500 \text{ A}.$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ по выражению:

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} \leq I_{\text{ОТК}},$$

$$1,53 \text{ кА} \leq 10 \text{ кА}.$$

Расчётные данные в табличной форме приведены ниже, таблица 26.

Таблица 26 - Выбор вводных автоматических выключателей 0,4 кВ

ТП	$I_{P\text{ АВТ}}$, А	$I_{\text{ном. расц}}$, А	Марка вы- ключателя	$I^{(3)}$ по, кА	$I_{\text{отк}}$, кА	$I^{(1)}$ по, А	$1,25 \cdot I_{\text{ср расц}}$, А
ТП 36-00	73	100	ВА57-35	1,53	10	589	500
ТП 36-08	291	400	ВА57-39	4,00	10	1953	1000
ТП 36-06	159	160	ВА57-35	3,13	10	1385	1200
ТП 36-07	206	250	ВА57-35	4,04	10	1945	1875
ТП 36-04	93	100	ВА57-35	2,26	10	907	750
ТП 36-03	98	100	ВА57-35	2,29	10	907	750
ТП 36-13	63	100	ВА57-35	1,59	10	589	500
ТП 36-05	175	250	ВА57-35	3,31	10	1387	1250
ТП 36-09	189	250	ВА57-35	3,40	10	1387	1250
ТП 36-11	35	100	ВА57-35	1,09	10	389	250

5.2 Выбор и проверка оборудования 10 кВ

5.2.1 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

Необходимо найти расчетный ток по формуле (для ТП 36-00):

$$I_{\text{РАСЧ}} = \frac{S_{\text{ТП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}};$$

$$I_{\text{РАСЧ}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 4 \text{ А} .$$

В результате расчётов получено, что подходящий предохранитель типа ПКТ101 – 10У1 с током плавкой вставки 6 А и током патрона 20 А устанавливается на ТП 36-00.

Расчётные данные в табличной форме приведены ниже, таблица 27.

Таблица 27 – Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

№ ТП	$I_{\text{РАСЧ}}$, А	$I_{\text{номПР}}$, А	$I_{\text{ВСТ}}$, А	Тип предохранителя
1	2	3	4	5
ТП 36-00	4	20	6	ПКТ101 – 10У1
ТП 36-08	14	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 36-06	9	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 36-07	14	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 36-04	6	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 36-03	6	20	10	ПКТ101 – 10У1

1	2	3	4	5
ТП 36-13	4	20	6	ПКТ102 – 10У1
ТП 36-05	9	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 36-09	9	20	16	ПКТ101 – 10У1
ТП 36-11	2	20	6	ПКТ101 – 10У1

5.2.2 Выбор трансформаторов тока

Необходимость в проведении измерений нагрузки на отходящих присоединениях 10 кВ и осуществлении передачи сигналов релейной защите решается установкой трансформаторов тока 10 кВ. Предстоящую вторичную нагрузку трансформаторов тока 10 кВ перечисляем и показываем в таблице 27:

- амперметр щитового исполнения марки Э-365 для измерения токовой нагрузки, установка обязательна на вводных, секционных и линейных присоединениях;

- прибор учёта электроэнергии компактного внутреннего исполнения марки меркурий 230 ART для учёта объёма электроэнергии, отпущенной с шин и поступившей на шины, установка обязательна на вводных и линейных присоединениях;

- ваттметр щитового исполнения марки Ц-1428 для измерения мощности, установка обязательна на вводных присоединениях;

- варметр щитового исполнения марки Ц-1628 для измерения мощности, установка обязательна на вводных присоединениях.

Таблица 28 составлена для варианта, когда обеспечивается наибольшая нагрузка трансформаторов тока. В результате суммирования нагрузки приборов по таблице 28 можно выделить две наиболее загруженные фазы трансформаторов тока - А и С. Марка применяемых трансформаторов тока – ТОЛ-10У3, данные завода-изготовителя указаны в источнике [11].

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Устанавливаемые щитовые приборы	Тип устанавливаемых щитовых приборов	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-365		0.55	
Прибор учёта электроэнергии	Меркурий 230 ART	0.2		0.2
Ваттметр	Ц-1428	0.6		0.6
Варметр	Ц-1628	0.6		0.6
Итого		1.4	0.55	1.4

Для оценки правильности выбора используется приведенный ниже алгоритм:

- проверка термической стойкости по формуле:

$$B_K = I_{н.о. PV10кВ}^2 \cdot (t_{отк} + T_{A1}); \quad (42)$$

$$B_K = 0,77^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 2) = 1,22 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T; \quad (43)$$

$$B_{HK} = 2,47^2 \cdot 3 = 18 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K;$$

$$18 \geq 1,22 .$$

- проверка динамической стойкости по формуле:

$$I_{дин} \geq I_{уд};$$

$$15 \geq 2 \text{ кА} .$$

- расчёт каталожной загруженности обмотки, к которой подключены измерительные приборы:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}; \quad (44)$$

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

где S_{2H} - каталожная мощность вторичной обмотки, 5 ВА.

- расчёт фактической загруженности обмотки, к которой подключены измерительные приборы с учётом общего сопротивления приборов через нагрузку приборов 1,4 ВА, сопротивления контрольных проводов длиной 5 м сечением 4 мм² с медными жилами марки АКРВГ и сопротивления контактов 0,1 Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}; \quad (45)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1.4}{5^2} = 0.056 \text{ Ом}.$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}; \quad (46)$$

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

$$r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$$

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}};$$

$$r_2 = 0.1 + 0.035 + 0.056 = 0.191 \text{ Ом},$$

- проверка фактической вторичной загрузки обмотки, к которой подключены измерительные приборы:

$$Z_{2H} \geq r_2,$$

$$0,2 \geq 0,191 \text{ Ом.}$$

Расчётные данные в табличной форме приведены ниже в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор трансформатора тока 10 кВ для РУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$I_H = 50 \text{ А}$ $I_H = 50 \text{ А}$	$I_{P.л1} = 21 \text{ А}$ $I_{P.л2} = 25 \text{ А}$	$I_H \geq I_{pmax}$
$Z_{2H} = 0,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_{Hp} = 0,191 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$B_{KH} = 18 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Kp} = 1,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{Kp}$
$I_{дин} = 15 \text{ кА}$	$I_{уд} = 2 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

5.2.3 Выбор трансформатора напряжения

Необходимость в проведении измерений нагрузки на отходящих присоединениях 10 кВ и осуществлении передачи сигналов релейной защите решается установкой трансформаторов напряжения 10 кВ. Предстоящую вторичную нагрузку трансформаторов напряжения 10 кВ перечисляем и показываем в таблице 29:

– вольтметр щитового исполнения марки Э-365 для измерения напряжения, установка обязательна на каждой секции шин;

– прибор учёта электроэнергии компактного внутреннего исполнения марки меркурий 230 ART для учёта объёма электроэнергии, отпущенной с шин и поступившей на шины, установка обязательна на вводных и линейных присоединениях;

– ваттметр щитового исполнения марки Ц-1428 для измерения мощности, установка обязательна на вводных присоединениях;

Таблица 27 составлена для варианта, когда обеспечивается наибольшая нагрузка трансформаторов тока. В результате суммирования нагрузки приборов по таблице 27 можно выделить две наиболее загруженные фазы трансформаторов тока - А и С. Марка применяемых трансформаторов тока – НАМИ 10УЗ, данные завода-изготовителя указаны в источнике [11].

Используется следующее выражение расчетов нагрузки приборов:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (47)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{36^2 + 87,6^2} = 94,7 \text{ ВА.}$$

Расчётные данные по вторичной нагрузке в табличной форме приведены ниже в таблице 30.

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Устанавливаемые щитовые приборы	Тип устанавливаемых щитовых приборов	S, ВА	Число катушек	Cos φ	Sin φ	P _{приб} , Вт	Q _{приб} , вар
Вольтметр	Э-365	2	1	1	0	2	-
Ваттметр	Ц-1428	1,5	2	1	0	3	-
Прибор учёта электроэнергии	Меркурий	3.6 Вт	5	0.38	0.925	18	43.8
Прибор учёта электроэнергии	Меркурий	3.6 Вт	5	0.38	0.925	18	43.8
Итого	-	-	-	-	-	36	87.6

Расчётные данные по выбору трансформаторов напряжения в табличной форме приведены ниже в таблице 31.

Таблица 31 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
U _{уст} = 10 кВ S _p = 94.7 ВА	U _{HT} = 10 кВ S _H = 150 ВА (для класса точности 0,5)	U _{HT} ≥ U _{уст} S _H ≥ S _p

5.2.4 Выбор выключателей нагрузки

Выключатели нагрузки допускается не проверять по отключающей способности, но требуется проверка по термической стойкости. Показательный расчёт выполняется для ТП 36-00:

$$B_K = I_{\text{по.ТП36-00}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{неч}} + T_a);$$

$$B_K = 2,42^2 \cdot (2,0 + 0,5 + 0,015) = 14,8 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

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

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_K ;$$

$$400 \geq 14,8 .$$

где $t_{\text{неч}}$ - время выдержки, задаваемое по условию нечувствительности предохранителя, который входит в состав выключателя нагрузки 0,5 с;

$t_{\text{отк}}$ - время выдержки, необходимое для срабатывания выключателя, принимаем $t_{\text{отк}} = 0,5\text{с}$.

Данные завода-изготовителя выключателей нагрузки найдены в источнике [10]. Расчётные данные в табличной форме приведены ниже в таблице 32.

Таблица 32 – Выбор и проверка выключателей нагрузки

№ ТП	I_R ТП, А	I_N , А	$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	$t_{\text{отк}}$, с	$t_{\text{неч}}$, с	T_a , с	$B_{\text{кр}}$, кА ² с	$B_{\text{Кн}}$, кА ² с	$I_{\text{уд}}$, кА	$I_{\text{дин}}$, кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТП 36-00	4	400	2,42	2,0	0,5	0,015	14,8	400	3,43	30
ТП 36-08	14	400	2,12	2,5	0,5	0,017	13,6	400	3,00	30
ТП 36-06	9	400	2,36	2,5	0,5	0,015	16,9	400	3,34	30
ТП 36-07	14	400	2,46	2,0	0,5	0,015	15,2	400	3,48	30

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТП 36-04	6	400	3,55	1,5	0,5	0,010	25,3	400	5,02	30
ТП 36-03	6	400	4,78	1,0	0,5	0,007	34,4	400	6,77	30
ТП 36-13	4	400	8,45	0,5	0,5	0,003	71,7	400	12,68	30
ТП 36-05	9	400	4,32	1,5	0,5	0,008	37,5	400	6,12	30
ТП 36-09	9	400	7,48	1,0	0,5	0,004	84,2	400	10,88	30
ТП 36-11	2	400	11,46	0,5	0,5	0,001	131,3	400	24,76	30

В результате получено, что на всех ТП выключатели нагрузки марки ВМП - 10/400 проверку проходят.

5.2.5 Выбор КРУ

В качестве замены устаревшему оборудованию КРУ на ПС Воскресеновка допустимо использовать КРУ серии К-59, оборудованные встроенными вакуумными выключателями марки ВВ/Тел-10.

Основная встраиваемая аппаратура:

- выключатели 10 кВ ВВ/Тел-10;
- трансформаторы тока ТОЛ 10;
- трансформаторы напряжения НАМИ УЗ;
- ограничители перенапряжений типа ОПН-КР/ТЕЛ-10 УХЛ2;
- ошиновка из алюминиевого профиля прямоугольного сечения на ток до 1000 А.

Проверка термической стойкости КРУ делается по формуле:

$$B_K = I_{n.o.PV10кВ}^2 \cdot (t_{омк} + T_{A1});$$

$$B_K = 12,5^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 2) = 321 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{КНОМ} = I_T^2 \cdot t_T ;$$

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

$$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K ;$$

$$1600 \geq 321 .$$

Проверка динамической стойкости КРУ делается по формуле:

$$I_{дин} \geq I_{уд} ;$$

$$32 \geq 24,8 \text{ кА} .$$

Ошиновка КРУ отдельно не проверяется, так как выполнена проверка установки КРУ в целом по току и термической стойкости к токам КЗ, таблица 33. Расчётные данные в табличной форме приведены ниже в таблице 33.

Таблица 33 – Выбор КРУ 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $i_{скв} = 32 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$ $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{макс л1} = 43 \text{ А}$ $I_{макс л2} = 43 \text{ А}$ $i_{уд} = 24,8 \text{ кА}$ $B_{к.} = 321 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 12,5 \text{ кА}$ $I_{пт} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{ат} = 1,1 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{макс}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $I_{откл} \geq I_{пт}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$

5.2.6 Выбор выключателей 10 кВ

На стороне 10 кВ ПС «Воскресеновка» для повышения надёжности сетей 10 кВ применяются вакуумные выключатели ВВ/Тел.

Для оценки правильности выбора используется приведенный ниже алгоритм:

- выбирается напряжение установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

– выбирается по длительному току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}};$$

$$43 \text{ А} \leq 630 \text{ А};$$

– проверяется по отключающей способности:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл ном}};$$

$$12,5 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА};$$

Принимаем линейные выключатели типа ВВ/Те1-10–12,5-20/630 УХЛ2.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{\text{н.о. PV10кВ}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{A1});$$

$$B_K = 12,5^2 \cdot (0,055 + 2) = 321 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{\text{отк}}$ - время отключения выключателя по данным завода изготовителя, $t_{\text{отк}} = 0,055$ с, время выдержки на работу релейной защиты 2 с.

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

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

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

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

где $\beta_{\text{н}}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_{\text{н}} = 40 \%$;

$I_{\text{НОМ ОТКЛ}}$ – номинальный ток отключения, кА.

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но PY10кВ}}^{(3)} + i_{\text{атПС}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{П}}}{100}\right);$$

$$\sqrt{2} \cdot 12,5 + 12,5 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0,40}{100}\right);$$

$$24 \leq 39,59 \text{ кА.}$$

Расчётные данные в табличной форме приведены ниже в таблице 34.

Таблица 34 – Выбор выключателей 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$ $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$ $B_{\text{к.НОМ}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{ВКЛ}} = 12,5 \text{ кА}$ $I_{\text{ОТКЛ}} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{\text{а.НОМ}} = 11,31 \text{ кА}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{МАКС л1}} = 43 \text{ А}$ $I_{\text{МАКС л2}} = 43 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 24,8 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 321 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{ПО}} = 12,5 \text{ кА}$ $I_{\text{ПТ}} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 1,1 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{МАКС}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $B_{\text{к.НОМ}} \geq B_{\text{к}}$ $I_{\text{ВКЛ}} \geq I_{\text{ПО}}$ $I_{\text{ОТКЛ}} \geq I_{\text{ПТ}}$ $i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит, следовательно, на головных участках линий устанавливаем выключатели типа ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ-2.

6 КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

На различных уровнях напряжений сети преобладает общий вид повреждение токоведущих частей в виде замыкания на землю. Так как распределительные сети села Нововоскресеновка выполнены на напряжении 10 кВ, то наиболее вероятное повреждение падение фазного провода на землю.

С определенной долей вероятности 10 % можно использовать оценочный расчёт по выражению для величины ёмкостного тока:

$$I_c = \frac{U_H \cdot L_{ВЛ}}{350}; \quad (48)$$

$$I_c = \frac{10 \cdot 5,03}{350} = 0,14 \text{ А},$$

где U_H – номинальное напряжение сети села Нововоскресеновка, 10 кВ;

$L_{ВЛ}$ – протяженность по трассе линий 10 кВ села Нововоскресеновка, км.

Условие проверки:

$$I_c \leq I_{\text{дон ПУЭ}};$$

$$0,14 \text{ А} \leq 20 \text{ А};$$

где $I_{\text{дон ПУЭ}}$ - допустимая величина емкостного тока нормированная для номинального напряжения 10 кВ, 20 А.

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Простейшие средства защиты оборудования и распределительных сетей и наименьший состав оборудования релейной защиты чаще всего используются в сельских распределительных сетях.

Автоматически выключатели с воздушным гашением дуги и плавкие предохранители считается наиболее распространённым защитным оборудованием в распределительных сетях 0,4 кВ [12, 13]. Силовые трансформаторы 10/0,4 кВ защищаются кварцевыми плавкими предохранителями, которые включены в выключатель нагрузки.

Применяемые системы защиты и автоматических устройств ввиду низкой величины токов короткого замыкания имеют специфические особенности для распределительной сети. Нормальная работа сети 0,4 и 10 кВ села Нововоскресеновка обеспечивается устройствами автоматики и релейной защиты.

Нормальная работа сети 10 кВ села Нововоскресеновка проходит в условиях использования максимальной токовой защиты, переменный оперативный ток также выбран в качестве основного тока цепей защиты.

Вторичные реле индукционного типа или двухфазное исполнение с использованием одного действия используются для обеспечения защиты, которая выполнена с ограниченно зависимой характеристикой выдержки времени.

7.1 Описание защиты воздушных линий 10 кВ

Защиты, действующие на сигнал или на отключение, применяются для защиты от однофазных замыканий на землю. Защиты, действующие на отключение, применяются для защиты от многофазных коротких замыканий. Оба вида защит обязательны для установки в распределительных сетях 10 кВ.

В большинстве случаев отключение двойных замыканий на землю в одном месте повреждения осуществляется при работе защиты от замыканий на землю в двухфазном исполнении, для предотвращения разноточений при организации защиты используют фазы А и С для всей сети.

Возникающие резкие перегрузки или дальние короткие замыкания в сети обрабатываются максимальной токовой защитой МТЗ с пуском от реле максимального тока и реле времени. Реле максимального тока и реле времени являются пусковыми органами максимальной токовой защиты.

Максимальная токовая защита с ограниченной зоной действия представляет собой токовую отсечку, которая оборудуется реле мгновенного действия. Оборудование и схема срабатывания токовой отсечки базируется на схеме МТЗ, но при этом из схемы убивается реле времени. Ограничивая зону действия ТО добиваются селективности её работы.

Характеристика времени срабатывания защит ТО и МТЗ в виде ступенчатого графика достигается в схемах электроснабжения за счёт совместного их применения. Сначала настраивается время срабатывания ТО, которая считается первой ступенью защиты, как правило без выдержки времени, далее настраивается время срабатывания МТЗ, которая считается второй ступенью срабатывания, как правило с выдержкой времени.

Показательный расчёт для линии 10 кВ питающей ТП 36-13 - ТП 36-03 - ТП 36-04 - ТП 36-07 - ТП 36-07 - ТП 36-06 представлен ниже в соответствующих пунктах пояснительной записки.

7.2 Токовая отсечка без выдержки времени линии 10 кВ

Алгоритм расчёта токовой отсечки без выдержки времени приводится ниже и состоит из следующих пунктов:

– расчёт коэффициента трансформации трансформатора тока:

$$n_T = \frac{I_{вн}}{I_{нн}};$$

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

– расчёт первичного тока срабатывания токовой отсечки:

$$I_{сзТО} = k_{нТО} \cdot I_{кз}^{(3)} \tag{49}$$

$$I_{сзТО} = 8,45 \cdot 1,1 = 9,3 \text{ кА},$$

где $k_{нТО}$ – коэффициент, отвечающий за надежность срабатывания токовой отсечки, 1,1;

$I_{кз}^{(3)}$ – величина тока трехфазного КЗ на шинах ТП, противоположной питанию, кА;

– расчёт чувствительности защиты для обеспечения работы защиты:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (50)$$

$$K_{ч} = \frac{2,06}{9,3} = 0,22 \leq 2,$$

где $I_{кз}^{(2)}$ – величина тока двухфазного КЗ на шинах ТП, находящейся в зоне действия защиты, кА.

Расчёт чувствительности защиты показал, что для обеспечения работы защиты следует предусмотреть выдержку времени $t_{с.з.} \approx 0,5 \text{ с}$, так как низкая чувствительность отсечки без выдержки времени не позволит селективно отбавывать при КЗ;

– расчёт вторичного тока срабатывания отсечки:

$$I_{с.р.} = k_{сх} \frac{I_{с.з.}}{n_T}. \quad (51)$$

$$I_{с.р.} = 1 \cdot \frac{9300}{10} = 930 \text{ А}.$$

Расчётные данные в табличной форме приведены ниже в таблице 35.

Таблица 35 – Расчёт токовой отсечки

Линия	$I_{(3)по},$ кА	$I_{(2)по},$ кА	$I_{лин},$ А	$I_{н\text{ ТП}},$ А	$I_{с.з.},$ кА	n_T	$I_{с.р.},$ А	$K_{ч}$	$t_{н.з.},$ с
ТП 13-03-04-07-06	8,45	2,06	21	50	9,3	10	930	0,22	0,5
ТП 11-09-05-00-08	11,46	1,84	25	50	12,6	10	1260	0,15	0,5

7.3 Максимальная токовая защита линий 10 кВ

Алгоритм расчёта максимальной токовой защиты приводится ниже и состоит из следующих пунктов:

- расчёт тока срабатывания, кА:

$$I_{сзМТЗ} = I_p \cdot k_H \cdot k_{сзМТЗ} / k_в \quad (52)$$

$$I_{сзМТЗ} = 0,2 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 0,232 \text{ кА},$$

где k_H – коэффициент, отвечающий за надёжность срабатывания максимальной токовой защиты, 1,1;

$k_{сзМТЗ}$ – коэффициент, отвечающий за запуск двигателей, 1;

$k_в$ – коэффициент, отвечающий за возврат контактов реле, 0,95;

$I_{раб.}$ – ток защищаемой линии равен пропускной способности линии, А.

- расчёт тока срабатывания реле, А:

$$I_{срМТЗ} = I_{сзМТЗ} \cdot k_{сх} / n_T, \quad (53)$$

$$I_{срМТЗ} = 232 \cdot 1 / 10 = 23 \text{ кА},$$

где $k_{сх}$ – коэффициент, отвечающий за схему включения реле, 1;

- расчёт чувствительности защиты:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (54)$$

$$K_{ч} = \frac{2,06}{0,23} = 8,9 \geq 1,5,$$

– расчёт выдержка времени МТЗ:

$$t_{с.з.} = t_{р.з.ТО} + \Delta t,$$

$$t_{с.з.} = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ с.}$$

где Δt - степень селективности, 0,5 с;

$t_{р.з.ТО}$ - время срабатывания токовой отсечки, с.

Используется реле тока РТ-40/50 и реле времени с уставкой 1,0 с. Для отработки с момента КЗ и после возникновения КЗ.

Расчётные данные в табличной форме приведены ниже в таблице 36.

Таблица 36 – Расчёт МТЗ

Линия	$I_{(2)по}$, кА	$I_{раб}$, А	$I_{Н ТТ}$, А	$I_{с.з.}$ кА	n_T	$I_{с.р.}$ А	$K_{ч}$	$t_{н.с.}$, с
ТП 13-03-04-07-06	2,06	200	50	0,232	10	23	8,9	1,0
ТП 11-09-05-00-08	1,84	200	50	0,232	10	23	8	1,0

7.4 Защита от однофазных замыканий на землю

Возможно выполнение защиты от замыканий на землю с действием на отключение и на сигнал. В данной выпускной квалификационной работе величина тока утечки относительно не высокая, поэтому целесообразно защиты выполнить с действием на сигнал.

Алгоритм расчёта защиты от замыканий на землю приводится ниже и состоит из следующих пунктов:

– расчёт тока срабатывания защиты, А:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч} \quad (55)$$

$$I_{с.з.} = 0,076 / 1,5 = 0,05 \text{ кА,}$$

где $k_{ч}$ – коэффициент, отвечающий за чувствительность защиты, 1,5;

$I_{ТНП.повр.л}$ – в сетях села Нововоскресеновка ток через трансформатор нулевой последовательности, А.

– расчёт тока через трансформатор нулевой последовательности, А:

$$I_{\text{ТП.повр.л}} = I_{\text{ЗНЗ}} - I_{\text{повр.л}}, \quad (56)$$

$$I_{\text{ТП.повр.л}} = 0,144 - 0,068 = 0,076 \text{ кА},$$

где $I_{\text{ЗНЗ}}$ – величина емкостного тока сети, 0,27 кА;

$I_{\text{повр.л}}$ – ток замыкания на землю линии ТП 13-03-04-07-06;

– расчёт тока замыкания на землю линии, А:

$$I_{\text{повр.л}} = \frac{10 \cdot 2,4}{350} = 0,07 \text{ кА}.$$

Расчётные данные в табличной форме приведены ниже в таблице 37.

Таблица 37 – Расчёт ЗНЗ

Линия	$I_{\text{повр.л}}, \text{ кА}$	$I_{\text{ТП.повр.л}}, \text{ кА}$	$I_{\text{с.з}}, \text{ кА}$	$t_{\text{н.с}}, \text{ с}$
ТП 13-03-04-07-06	0,068	0,076	0,05	0,5
ТП 11-09-05-00-08	0,076	0,068	0,05	0,5

7.5 Устройства автоматического включения резерва

Повысить надёжность сетей 10 кВ села Нововоскресеновка можно применением устройств автоматического включения резерва (АВР) на питающей подстанции.

Проводится выбор напряжения срабатывания пусковых реле на ПС «Воскресеновка» в условиях, когда секционный выключатель на стороне НН нормально выключен.

Алгоритм расчёта АВР приводится ниже и состоит из следующих пунктов:

- расчёт напряжения срабатывания пусковых реле:

$$U_{\text{АВР}} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{\text{ном}}, \quad (57)$$

$$U_{\text{АВР}} = 0,3 \cdot 10000 = 300 \text{ В}.$$

– расчёт выдержки времени АВР:

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

7.6 Уставки срабатывания защит

Расчётные данные срабатывания защит в табличной форме приведены ниже в таблице 38.

Таблица 38– Время срабатывания защит

Линия	ТО	МТЗ	АВР
ТП 13-03-04-07-06	0,5	1,0	1,5
ТП 11-09-05-00-08	0,5	1,0	1,5

8 МОЛНИЕЗАЩИТА

8.1 Молниезащита ТП

Основываясь на требованиях [14] не является обязательной установка молниеотводов на зданиях ТП. Установленные комплектные трансформаторные подстанции в сетях 10 кВ села Нововоскресеновка выполнены с кровлей из металлического профнастила, в таком случае по [14] металлические части кровли достаточно заземлить.

Трубы, вентиляционные устройства, заземляющие спуски зданий ТП села Нововоскресеновка для предотвращения нежелательной разности потенциалов соединены между собой болтовым или сварным соединением.

выполняется расчёт число грозовых разрядов в ТП села Нововоскресеновка:

$$N_{ТП} = p_0 \cdot (a_C + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot (e_C + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot 10^{-6}, \quad (58)$$

$$N_{ТП} = 2,5 \cdot (1,5 + 2 \cdot 14,4) \cdot (1,5 + 2 \cdot 14,4) \cdot 10^{-6} = 0,002,$$

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{э.ч.};$$

$$p_0 = 0,05 \cdot 50 = 2,5 \frac{1}{\text{км}^2};$$

$$R_{ЭКВ} = 5 \cdot h_C - \frac{2 \cdot h_C^2}{30};$$

$$R_{ЭКВ} = 5 \cdot 3 - \frac{2 \cdot 3^2}{30} = 14,4 \text{ м};$$

где p_0 – величина плотности разрядов молнии на землю для Амурской области;

a_T, b_T - габариты ТП по длине и ширине, м;

$R_{ЭКВ}$ - при $h_C \leq 30$ м определяется эквивалентная высота, боковые разряды молнии с которой попадают в здание ТП, м;

h_C - высота ТП, м.

Грозопоражаемость ТП определяется по формуле, лет:

$$T_{ТП} = \frac{1}{N_{ТП}}. \quad (59)$$

$$T_{ТП} = \frac{1}{0,002} = 436.$$

Расчётные данные в табличной форме приведены ниже в таблице 39.

Таблица 39 – Расчёт грозопоражаемости ТП

Длина сооружения, м	1,5
Ширина сооружения, м	1,5
Высота сооружения, м	3
Эквивалентная ширина сооружения, м	14,4
Число грозовых часов для Амурской области, ч	50
Плотность разрядов молнии на землю, 1/ км ²	2,5
Число грозовых разрядов на сооружение	0,002
Грозопоражаемость ТП, лет	436

Требования [15] выполнены в части выполнения крыш зданий ТП металлическим профилированным настилом толщиной 4 мм, поэтому грозозащитенность ТП полученная по расчёту оказалась удовлетворительной, если допустимая величина 1 раз в 200 лет, когда по расчёту выявлена цифра 1 раз в 436 лет.

8.2 Заземляющее устройство ТП

Выполняется расчёт заземляющего устройства ТП. села Нововоскресенка в виде совокупности вертикальных электродов и горизонтальных полос, их объединяющих. Соединения электродов для надёжности выполнены сваркой.

Алгоритм расчёта заземляющего устройства ТП приводится ниже и состоит из следующих пунктов:

- выполняется расчёт сопротивления для случая стационарности одного вертикально расположенного электрода, Ом:

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right], \quad (60)$$

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

где l_B – характеристика длины вертикального электрода, м;

h_3 – глубина, на которую укладывается заземление, м;

$\rho_{\text{грунт}}$ – удельное сопротивление грунта, которое характерно для почвы в селе Нововоскресенка, 150 Ом·м;

d – характеристика диаметра электродов, м.

– выполняется расчёт сопротивления для случая стационарности одного горизонтально расположенного электрода, Ом:

$$R_{ЭГ} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right], \quad (61)$$

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

где l – характеристика длины горизонтальной полосы, м.

– выполняется расчёт общего сопротивление заземлителя для случая стационарности, Ом:

$$R = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_G \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (62)$$

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

где $\eta = 0,75$ - коэффициент, характеризующий конструкцию сложного заземлителя с учётом худших условий для растекания тока молнии из-за эффекта взаимного экранирования;

n_B - характеристика количества вертикальных электродов;

n_G - характеристика количества горизонтальных электродов;

- выполняется расчёт импульсного сопротивление вертикально расположенного электрода, Ом:

$$R_{uB} = \frac{\alpha_{uB} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{\eta \cdot n_B}, \quad (63)$$

$$R_{uB} = \frac{1 \cdot 24}{0,75 \cdot 4} = 23 \text{ Ом},$$

где $\alpha_{uB} = 1$ - импульсный коэффициент вертикального электрода.

– выполняется расчёт удельной индуктивности на единицу длины горизонтально расположенного заземлителя, мкГн/м:

$$L_O = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l}{r} - 0,31 \right), \quad (64)$$

$$L_O = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{2}{0,01} - 0,31 \right) = 1,14,$$

– выполняется расчёт импульсного коэффициента горизонтально расположенного заземлителя:

$$\alpha_{uГ} = 1 + \frac{L_0 \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{эГ}}, \quad (65)$$

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

где τ_ϕ - фронт тока молнии, характеризующийся длительностью 2 мкс.

– выполняется расчёт импульсного сопротивления горизонтально расположенного электрода, Ом:

$$R_{uГ} = \alpha_u \cdot R_{эГ}, \quad (66)$$

$$R_{uГ} = 1,03 \cdot 24 = 25 \text{ Ом},$$

– выполняется расчёт общего импульсного сопротивления заземлителя, Ом:

$$R_u = \frac{R_{uГ} \cdot R_{uВ}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{uГ} + n_G \cdot R_{uВ})}, \quad (67)$$

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

Расчётные данные в табличной форме приведены ниже в таблице 40.

Для расчётного случая заземления ТП в виде 4 вертикальных и 8 горизонтальных полос получены характеристики стационарного сопротивления, соответствующего требованиям обеспечения электробезопасности для случая, когда расчётная величина менее 4 Ом.

Также получены характеристики импульсного сопротивления, соответствующего требованиям обеспечения стекания тока молнии для случая, когда

расчётная величина менее 9 Ом.

Таблица 40 – Расчёт заземления ТП

длина вертикального электрода, м	2
глубина заложения заземлителя, м	0,3
удельное сопротивление грунта, Ом*м	150
диаметр электродов, м	0,02
стационарное сопротивление одного вертикального электрода, Ом	69
длина горизонтальной полосы, м	4
стационарное сопротивление одного горизонтального электрода, Ом	24
число вертикальных электродов	4
число горизонтальных электродов	8
Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом	3,4
Импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом	23
Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя, мкГн/м	1,14
Импульсный коэффициент протяженного заземлителя	1,03
Импульсное сопротивление протяжного электрода, Ом	25
Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом	2,7

Расчётные величины сопротивления допустимы только в случае заложении заземлителя на глубину не менее 0,4 м и использовании вертикальных электродом диаметром минимум 20 мм. Требования соблюдены в соответствии с [16] и могут использоваться для всех реконструируемых ТП села Нововоскресеновка в ходе работ по модернизации электросетевого комплекса. Окончательная проверка сопротивления заземлителя должна быть проведена после устройства заземления в теплое время года с последующем контролем сопротивлению заземления специальным прибором для измерения – мегомметром.

8.3 Выбор ограничителей перенапряжений

Ограничение грозовых и коммутационных перенапряжений в распределительных сетях села Нововоскресеновка достигается путём установки ограничителей перенапряжения. ТП системы электроснабжения защищаются данными устройствами на стороне 0 кВ, а также ячейки КРУ 10 кВ ПС Воскресеновка, установка осуществляется в ячейку трансформатора напряжения. Выбранный

тип ОПН - ОПН – РВ/ТЕЛ У1 [17].

Алгоритм расчёта ограничителей перенапряжения приводится ниже и состоит из следующих пунктов:

– выполняется расчёт энергии поглощения ОПН, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (68)$$

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

где U - нормируемая величина перенапряжения, при этом не ограниченная от соотношения пятидесятипроцентного напряжения и нормируемой величины, 40 кВ [14];

$U_{ост}$ - данные завода изготовителя о величине остающегося напряжения, кВ; 25,8 кВ;

z - сопротивление провода волнового характера, 200 Ом;

n - последовательные токовые импульсы количеством 20 шт;

T - длительность распространения волны, мкс,

– выполняется расчёт времени распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}; \quad (69)$$

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

где l - длина защищенного подхода фронта волны;

v - скорость распространения волны, равна скорости света.

– выполняется расчёт удельной энергоемкости ОПН:

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

$$\mathcal{E}^* = \frac{5,8}{10} = 0,58 \text{ кВт/кВ.}$$

Целесообразно принять энергоемкость менее 1,2 кДж/кВ, поэтому ОПН соответствуют первому классу по данному параметру.

9 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЗАТРАТ НА РЕКОНСТРУКЦИЮ СЕТЕЙ

Для того, чтобы повысить уровень технической оснащённости, улучшить технико-экономические показатели объекта, уровень охраны труда и окружающей среды проводится переустройство объектов электрических сетей таких как воздушные линии 10-0,4 кВ и трансформаторные подстанции села Нововоскресеновка в рамках реконструкции системы электроснабжения с проведением комплекса работ на действующих ТП и воздушных линиях села Нововоскресеновка.

Вследствие неудовлетворительного состояния ТП и воздушных линий села Нововоскресеновка из-за выработки нормативного срока службы, а также для предотвращения нарушения требований санитарных норм и экологии и увеличения надёжности во время стихийных природных явлений целесообразно провести реконструкцию системы электроснабжения села Нововоскресеновка.

Требуется улучшить технико-экономических показателей работы электросетевого комплекса села Нововоскресеновка и повысить надёжность работы оборудования и гибкость питающих схем. В состав проекта технического перевооружения электросетевого комплекса села Нововоскресеновка входят затраты на реконструкцию или расширение ТП и воздушных линий, обусловленные возможностью замены изношенного оборудования на новое.

Таким образом, в сетях 0,4-10 кВ села Нововоскресеновка совместно проводятся различные комплексы работ. Используя методику [24] требуется произвести необходимые расчеты по эффективности капиталовложений в проектируемую часть сети электроснабжения.

9.1 Расчет капиталовложений проектируемой сети

Алгоритм расчёта капиталовложений в сооружение системы электроснабжения сети 10-0,4 кВ села Нововоскресеновка приводится ниже и состоит из следующих пунктов:

– выполняется расчёт суммарных капиталовложений [24] тыс.руб.:

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

где $K_{ЛЭП}$ - суммарные капиталовложения для сооружения кабельных и воздушных линий электропередачи, тыс.руб., вычисляются по выражению:

– выполняется расчёт капиталовложений на сооружение ВЛ:

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

где $k_{уд.i}$ – капиталовложения на сооружение единицы длины линии электропередачи;

$K_{ПС}$ – капиталовложения на сооружение подстанций, тыс.руб., вычисляются по выражению [24]:

– выполняется расчёт капиталовложений на сооружение ТП:

$$K_{ПС} = K_{РУ} + K_{ТР}, \quad (72)$$

где $K_{РУ}$ – капиталовложения на сооружение распределительных устройств, тыс.руб.;

$K_{ТР}$ – капиталовложения в трансформаторы ТП, тыс.руб.

Расчёты произведены в программе Excel 2017 по описанному выше алгоритму, расчётные данные в табличной форме приведены ниже в таблице 41-43.

Таблица 41 – Капиталовложения в трансформаторные подстанции [25]

Марка ТП	число	Стоимость, тыс. руб.	Всего, тыс. руб
ТП 1x250	2	614400	1 228 800
ТП 1x40-63	3	288000	864 000
ТП 1x160	3	384000	1 152 000
ТП 1x100	2	360000	720 000
Всего $K_{ТР}$			3964,8

Таблица 42 – Капиталовложения в РУ 10 кВ ПС [25]

Тип оборудования	Количество, шт.	Стоимость, руб./шт.	Всего, тыс. руб.
Ячейка линейная КРУ с выключателем ВВ/TEL-10-12,5/630	2	850 000	1 700
Ячейка секционная КРУ с выключателем ВВ/TEL-10-12,5/630	1	595 000	595
Комплект РЗиА	3	290 000	870
Всего $K_{РУ}$			3 165

Таблица 43 – Капиталовложения в линии электропередачи [25]

Марка кабеля или провода	Сечение, мм ²	Суммарная длина линий, км	Стоимость, руб./км	Всего, тыс. руб.
СИП 2А	16	0,12	184 800	22,176
	25	0,69	205 300	141,657
	35	1,17	228 004	266,764
	50	1,11	267 366	296,776
	70	1,23	341 801	420,415
	95	1,14	403 669	460,183
	120	1,80	449 698	809,456
	150	1,38	404 778	558,594
СИП 3	35	5,03	192 330	967,420
Всего $K_{ЛЭП}$				3943,44

– выполняется расчёт капиталовложений в сеть электроснабжения в целом [24] тыс.руб.:

$$K_{\Sigma} = (K_{ЛЭП} + K_{ПС}) \cdot K_{зон} \quad (73)$$

$$K_{\Sigma} = 3943,44 \cdot 1,4 + (3165 + 3964,8) \cdot 1,3 = 14789,6 \text{ тыс.руб.}$$

где $K_{зон}$ - зональный коэффициент, для ТП принимается $K_{зон} = 1,3$, для ЛЭП принимается $K_{зон} = 1,4$ [24].

9.2 Расчет эксплуатационных издержек

Износ и старение оборудования, проведением технических ремонтов,

амортизационные и эксплуатационные издержки влекут за собой затраты на обслуживание системы электроснабжения сети 10-0,4 кВ села Нововоскресенновка.

Алгоритм расчёта издержек системы электроснабжения сети 10-0,4 кВ села Нововоскресенновка приводится ниже и состоит из следующих пунктов:

– выполняется расчёт издержек на эксплуатацию и ремонт электрооборудования [24] тыс.руб.:

$$I_p = \sum a_{ам.і} \cdot K_i , \quad (74)$$

$$I_p = 0,059 \cdot (3165 + 3964,8) + 0,004 \cdot 3943,44 = 454 \text{ тыс.руб.},$$

где $a_{ам.і}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание элементов сети, $a_{ам.ПС} = 5,9\%$, $a_{ам.ВЛЭП} = 0,85\%$ [24];

– выполняется расчёт издержек на амортизацию электрооборудования [24] тыс.руб.:

$$I_{ам} = K_i / T_{сл.і} , \quad (75)$$

$$I_{ам} = 14789,6/20 = 739 \text{ тыс.руб.};$$

– выполняется расчёт стоимости суммарных потерь электроэнергии [24] тыс.руб.:

$$C_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{уд.}, \quad (76)$$

$$C_{\Delta W} = (69941+106626) \cdot 1,6/1000 = 283 \text{ тыс.руб.},$$

где ΔW_{Σ} - суммарные потери электроэнергии в ЛЭП;

$C_{уд}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 1,6 руб/кВт·ч по [26].

Потери в ЛЭП рассчитаны в ходе проведения сравнения вариантов сети 10 кВ согласно величине приведенных затрат. Потери электроэнергии в транс-

форматорах определяются исходя и ранее приведенной нагрузки к стороне 10 кВ ТП по выражению, кВт·ч:

$$\Delta W_{TP} = \Delta P_{T \text{ сумм}} \cdot T, \quad (77)$$

$$\Delta W_{TP} = 16,4 \cdot 6500 = 106626,$$

где $\Delta P_{T \text{ сумм}}$ – суммарные потери в трансформаторах ТП, определенные ранее в таблице 12, кВт;

T – число часов максимальных потерь, принимается 6500 ч;

– выполняется расчёт суммарных эксплуатационных издержек, [24] тыс.руб.:

$$I = I_p + I_{ам} + C_{\Delta W}; \quad (78)$$

$$I = 516 + 1057 + 143 = 1715 \text{ тыс.руб.}$$

Расчёты произведены в программе Excel 2017 по описанному выше алгоритму, расчётные данные в табличной форме приведены ниже в таблице 44.

Таблица 44 – Расчёт суммарных издержек от эксплуатации

Суммарные издержки на эксплуатацию и ремонт оборудования, тыс.руб.	Издержки на амортизацию, тыс.руб.	Стоимость потерь электроэнергии в сети, тыс.руб.	Суммарные издержки тыс.руб.
454	739	283	1 476

9.3 Расчет численности рабочих

Численность персонала, обслуживающего элементы сети электроснабжения нормируется и рассчитывается для оценки необходимости увеличения или сокращения рабочего персонала.

Расчёты произведены в программе Excel 2017 по описанному в [27] алгоритму, расчётные данные в табличной форме приведены ниже в таблице 45.

Таблица 45 - Численность рабочих [28]

Элемент сети обслужива- ния	Единица измерения	Количество единиц	Нормативная численность	Количество рабочих
1	2	3	4	5=3*4
ВЛ 0,4 кВ	км	8,64	0,035	0,3024
ВЛ 10 кВ	км	5,03	0,04	0,2012
КЛ 0,4 кВ	км	0,00	0,03	0
Однотрансформаторные подстанции	ед.	9	0,025	0,225
Двухтрансформаторные подстанции	ед.	1	0,03	0,03
Выключатели нагрузки	ед.	22	0,002	0,044
Вакуумные выключатели	ед.	3	0,0095	0,0285
Количество прочих або- нентов	ед.	237	0,0026	0,6162
Системы учета электро- энергии, обслуживание РЗиА	ед.	250	0,0026	0,65
Всего				2,1

9.4 Расчет заработной платы

Фонд заработной платы рабочих требуется учитывать при обслуживании сети электроснабжения. Фонд оплаты труда персонала, обслуживающего район электроснабжения производится по формуле [29]:

$$\Phi_{ЗП_{год}} = ЗП \cdot N \cdot 12 \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (79)$$

$$\Phi_{ЗП_{год}} = 33,8795 \cdot 3 \cdot 12 \cdot 1,6 \cdot 1,6 = 2081,6 \text{ тыс.руб.},$$

где $ЗП$ – среднемесячная заработная плата, для электромонтера на предприятии АО «ДРСК» $ЗП = 33,8795$ тыс.руб. [30];

N – численность рабочих, обслуживающих сеть электроснабжения, $N=3$;

K_1 – коэффициент, характеризующий величину доплаты, $K_1 = 1,6$;

K_2 – районный коэффициент, $K_2 = 1,6$.

9.5 Расчет себестоимости электроэнергии

Алгоритм расчёта себестоимости электроэнергии при передаче электроэнергии в сети 10-0,4 кВ села Нововоскресеновка приводится ниже и состоит из следующих пунктов:

– выполняется расчёт оплаты покупной электроэнергии, тыс.руб./год [31]:

$$I_3 = T_3 \cdot W_{\Sigma} \quad (80)$$

$$I_3 = 0,43 \cdot 5289425 = 2265,4 \text{ тыс. руб.},$$

где T_3 – тариф на транспорт электроэнергии для АО «ДРСК» принимается 0,43 руб/кВт·ч [32];

W_{Σ} – отпуск электроэнергии за год, кВт·ч/год;

– выполняется расчёт прочих расходов [31] тыс.руб.:

$$I_{np} = 0,3 \cdot (I_{ам} + I_p + C_{\Delta W} + I_3 + \Phi ЗП_{год}) + 0,03 \cdot K_{\Sigma}, \quad (81)$$

$$I_{np} = 0,3 \cdot (1057 + 516 + 339 + 2265,4 + 2081,6) + 0,03 \cdot 21135,2 = 681,1 \text{ тыс. руб.}$$

– выполняется расчёт страховых взносов, которые в 2021 году составляют в Пенсионный фонд Российской Федерации – 22 %, Фонд социального страхования Российской Федерации – 2,9 %, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования – 5,1 % в целом 30 % от ФЗП [31] тыс.руб.:

$$I_{стр \text{ взносы}} = 0,30 \cdot \Phi ЗП_{год},$$

$$I_{стр \text{ взносы}} = 0,30 \cdot 2081,6 = 624,47 \text{ тыс.руб.}$$

Расчёты произведены в программе Excel 2017 по описанному в [27] алгоритму, расчётные данные в табличной форме приведены ниже в таблице 46-47.

Суммарные капитальные вложения в проектируемую сеть составляют 14 миллионов 790 тысяч рублей. Суммарные эксплуатационные издержки составляют 1 миллион 476 тысяч рублей. Себестоимость передачи электроэнергии – 0,557 рублей за кВт·ч при продаже 2,74 рубля за кВт·ч.

Таблица 46 – Смета эксплуатационных расходов

Расходы	Тыс. руб.
Заработная плата рабочих ($\Phi_{3Пгод}$)	2 081,56
Страховые взносы ($СН=0,3 \cdot \Phi_{3Пгод}$)	624,47
Текущий ремонт ($ТР=0,03 \cdot К_{\Sigma}$)	443,7
Амортизационные отчисления $I_{ам}$	739
Прочие ($Пр=1,25 \cdot \Phi_{3Пгод}$)	2 601,95
Итого	6 491,13

Таблица 47 – Результаты расчета себестоимости электроэнергии

Показатели и статьи расходов	Обозначение	Единица измерения	Значение
Амортизация основных средств	$I_{ам}$	Тыс. руб.	739
Затраты на ремонт и эксплуатацию	$I_{экс}$	Тыс. руб.	454
Затраты на потери электроэнергии	$I_{ΔW}$	Тыс. руб	283
Затраты на покупную электроэнергию	$I_{э}$	Тыс. руб.	2265,4
Прочие расходы	$I_{пр}$	Тыс. руб.	681,1
Всего годовых затрат	I_{Σ}	Тыс. руб	2948,0
Электроэнергия потребляемая потребителями	W	кВт·ч	5289425
Себестоимость одного кВт·ч электроэнергии (передачи)	$C = I_{\Sigma} / W$	Руб./кВт·ч	0,557

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе проводится полная реконструкция системы электроснабжения села Нововоскресеновка. В ходе проведения работ по реконструкции сетей 0,4 – 10 кВ должны быть соблюдены требования безопасности при работе в электроустановках [35]. Реконструированная система электроснабжения села Нововоскресеновка должна отвечать нормам на соблюдение шумового воздействия трансформаторов ТП [39,40]. Также определяется площадь земель отводимых под временное и постоянное пользование. Для обеспечения мер пожаробезопасности в электроустановках приводятся соответствующие требования нормативных документов [41,42].

10.1 Безопасность

Так как в данной выпускной квалификационной работе предусматривается замена фазных проводов ВЛ, то необходимо обеспечить безопасность персонала при производстве работ по реконструкции сетей напряжением 0,4 и 10 кВ села Нововоскресеновка.

Рассмотрим меры безопасности при работе на высоте, при работе с монтажными инструментами, механизмами и измерительными приборами, а также правила техники безопасности при производстве отдельных видов работ [35].

Так как реконструкции подвергаются провода линий электропередачи напряжением 0,4-10 кВ села Нововоскресеновка, то предусматриваются работы по замене голый проводов на СИП с поднятием проводов на опоры линий.

Должны соблюдаться следующие меры безопасности при работе по замене проводов ВЛ села Нововоскресеновка:

- 1 – лица не достигшие 18 лет и не прошедшие медицинский осмотр, обучение требованиям безопасности труда, без специального удостоверения не допускаются к работам на высоте;
- 2 – ежегодный медицинский осмотр для лиц, допущенных к работам на высоте;

3 – для работ на высоте используются леса, а также подмости с настилами шириной более 1 м, которые имеют жесткое ограждение в виде перил высотой более 1 м;

4 – использование раздвижных лестниц или стремянок для работ на высоте допустимо только при их оснащении устройствами, препятствующими самопроизвольное раздвижение лестниц;

5 – использование приставных лестниц поблизости от движения транспорта или людей допускается с оборудованием ограждения места подъёма и спуска;

6 - использование испытанных и проверенных предохранительных поясов в случае работы на высоте без огражденных поверхностей;

7 – запрещается использование предохранительных поясов без информации об их испытаниях и поверках в виде бирок, паспортов, протоколов испытания, а также поясов со сломанной запирающей пружиной и неисправным карабином, поясов без поверки в течении 6 месяцев на статическую нагрузку 30Н в течении 5 минут, крепление к приставным лестницам и стремянкам;

8 – запрещается проведение работ с лестниц и стремянок при близком расположении к токоведущим частям, которые не закрыты от прикосновения к ним, работающим машинам и механизмам. Начало работ допустимо только при заземлении и отключении токоведущих частей и отключении работающих машин и механизмов;

9 – использование, переноска и хранение инструментов при работах на высоте осуществляется при условии, что инструмент расположен в индивидуальных сумках и ящиках;

10 - запрещается осуществлять подъём и спуск по тросам и канатам при работах на высоте, использовать монтажные механизмы для подъёма и спуска, перемещаться и работать с конструкциями, которые не закреплены, садиться на ограждения и перелезать через них;

11 - запрещается проведение работ во время опасных погодных явлений, дождя, снега, сильного ветра.

Должны соблюдаться следующие меры безопасности при работе с монтажными инструментами, механизмами и измерительными приборами в рамках реконструкции сетей напряжением 0,4 и 10 кВ в селе Нововоскресеновка:

1 – запрещено применение неисправного, поврежденного, имеющего заусенцы, сколы и выбоины, трещины на рабочих рукоятках в различных частях, кромках ручного инструмента;

2 - запрещено применение молотков и кувалд с незаклинеными рукоятками;

3 - запрещено применение ручных дрелей без отключения скрытой электропроводки от источника питания во избежание повреждения проводов и их изоляции инструментом;

4 - запрещено применение ручного электроинструмента без изолирующих рукоятей, которые выполняются в виде чехлов или покрытий, которые хорошо фиксированы на рукояти и выполнены из влагостойкого, маслостойкого, прочного электроизоляционного материала;

5 - запрещено применение ручного электроинструмента с поврежденными поверхностями изоляции на рукоятках в виде раковин, сколов, вздутий и других дефектов.

Необходимо провести следующие проверки перед началом работ с электроинструментом:

сила затяжки винтов и крепежа электроинструмента;

– отсутствие биений редуктора и свободное вращение шпинделя электроинструмента в момент, когда электродвигатель отключен;

– целостность питающего провода электроинструмента, свободного его расположение без перегибов;

– работоспособность электроинструмента.

Допущенным к работе с электроинструментом лицам запрещено:

– самостоятельно проводить разбор электроинструмента и производить ремонт в условиях, отличных от производственных;

– осуществлять манипуляции с питающим проводом электроинструмента, когда полностью не остановлены его вращающиеся части или наблюдается опасный выбег вращающихся частей;

– осуществлять чистку от стружки электроинструмента, когда полностью не остановлены его вращающиеся части или наблюдается опасный выбег вращающихся частей;

– выполнять работы с приставных лестниц при помощи электроинструмента;

– менять работника с электроинструментом, когда полностью не остановлены его вращающиеся части или наблюдается опасный выбег вращающихся частей.

Для проведения измерений в электроустановках напряжением 0,4-10 кВ села Нововоскресеновка производится снятие напряжения с соответствующих её частей, при этом квалификационная группа по электробезопасности не ниже 4 должна быть у одного из работников, всего количество работников при этом – 2. Включение и отключение переносных измерительных устройств в разрыв электрической цепи выполняется в том случае, когда напряжение полностью снято.

В случаях измерения сопротивления изоляции проводов, кабелей, заземлительного устройства ТП сетей 0,4-10 кВ села Нововоскресеновка запрещено прикасаться к частям измерительного прибора, которые не изолированы, так как для работника присутствует возможность оказаться под высоким напряжением.

В случаях проведения измерений в электроустановках ТП сетей 0,4-10 кВ села Нововоскресеновка запрещено прикасаться элементам электроустановок, которые не изолированы, так как для работника присутствует возможность оказаться под высоким напряжением.

Так как реконструкции подвергаются ТП10/0,4 кВ села Нововоскресеновка, то предусматриваются работы по замене оборудования ТП и РУ-10 кВ ПС Нововоскресеновка, силовых трансформаторов, предохранителей, ОПН.

Должны соблюдаться следующие меры безопасности при работе электроустановках ТП 10/0,4 кВ и РУ-10 кВ ПС Нововоскресеновка [38]:

- исключение случайного прикосновения к токоведущим частям под напряжением путём ограждения близи рабочего места;

- применение изолирующих ковриков, перчаток и других средств защиты от поражения электрическим током;

- использование диэлектрических перчаток в случае отсутствия изолирующих отвёрток с изолирующими рукоятками для защиты от пробоя через стержень отвертки;

- применение защитных средств и спецодежды, соответствующей опасности проводимых работ и комплектуемой головным убором, тесемками на рукавах на завязывающихся шнурках;

- применение предупредительных и запрещающих плакатов на участке работы в электроустановках ТП 10/0,4 кВ и РУ-10 кВ ПС Нововоскресеновка;

- проверка отсутствия напряжения на участке работы в электроустановках ТП 10/0,4 кВ и РУ-10 кВ ПС Нововоскресеновка перед началом различных видов работ;

- проверка междуфазного линейного и фазного напряжения к нулевому проводу после отключения той части электроустановки ТП 10/0,4 кВ и РУ-10 кВ ПС Нововоскресеновка, где будут проведены работы с помощью указателя напряжения или переносного вольтметра, так запрещено использование контрольных ламп;

- снятие напряжения перед проведением работ по монтажу, регулировке, замене соединительных линий или ремонте оборудования систем безопасности и их составных частей;

- заземление с использованием надёжных заземляющих устройств корпусов приборов, аппаратуры, оборудования и других систем безопасности ТП 10/0,4 кВ и РУ-10 кВ ПС Нововоскресеновка кроме аппаратуры, которая подключена к автономным источникам питания постоянного тока ниже 110 В и переменного тока ниже 42 В;

– предотвращение травм при случайном закрытии или открытии незакрепленных дверей во время монтажа, технического обслуживания и ремонта дверных извещателей, доводчиков, электрозамков ТП 10/0,4 кВ и РУ-10 кВ ПС Нововоскресеновка;

– работы по разматыванию, выправке, стягиванию проводов, кабелей и стальной проволоки выполняются на огороженных площадках, которые находятся вдали от находящихся открытых электроустановок ТП 10/0,4 кВ и РУ-10 кВ ПС Нововоскресеновка.

10.2 Экологичность

Так как в данной выпускной квалификационной работе предусматривается реконструкция проводов ВЛ, реконструкция электроустановок ТП 10/0,4 кВ и РУ-10 кВ ПС Нововоскресеновка то необходимо дать оценку соблюдения требования экологической безопасности и охраны здоровья населения села Нововоскресеновка, а именно, необходимо рассчитать площадь отводимых земель во временное и постоянное пользование, предусмотреть маслоприемники для избегания разлива трансформаторного масла и рассчитать безопасное по шуму расстояние от ТП до жилой застройки.

10.2.1 Отвод земель под электрические сети

Рассчитывается площадь отвода земель под электрические сети в постоянное и временное пользование при реконструкции сетей напряжением 0,4 и 10 кВ села Нововоскресеновка.

Земельные участки в постоянное пользование не предоставляются под размещение опор воздушных линий электропередачи напряжением 0,4 кВ [36].

Как следствие проводится расчёт площадь земли, отводимой в постоянное пользование под ТП и опоры ВЛ 10 кВ по приведенному ниже алгоритму:

– выполняется расчёт площади земли, отводимой под одно и двухтрансформаторные ТП села Нововоскресеновка, m^2 :

$$S_{ПП} = S_{ТП1} \cdot n_{ТП1} + S_{ТП2} \cdot n_{ТП2}, \quad (82)$$

$$S_{ТП} = 50 \cdot 10 + 80 \cdot 0 = 500 \text{ м}^2,$$

где $S_{ТП1}$, $S_{ТП2}$ - площадь земли, отводимая под одно и двухтрансформаторную

ТП соответственно, согласно [36] м^2 ;

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

– выполняется расчёт площади земельных участков, отводимых под опоры линий 10 кВ села Нововоскресеновка, м^2 :

$$S_{оп} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (83)$$

$$S_{оп} = (0,3 + 2 \cdot 1,5) \cdot (0,3 + 2 \cdot 1,5) = 10,89 \text{ м}^2,$$

где А, В – длина и ширина основания опоры, для принятых опор СВ105-5 0,3 и 0,3 м по рисунку 5;

Δ - ширина полосы земли вокруг внешнего контура опоры. В данной выпускной квалификационной работе ВЛ-10 кВ проходят по землям сельскохозяйственного назначения с опорами с ригелями (для повышения устойчивости опоры), принимается 1,5 м по [36];

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

$$S_{по} = S_{оп} \cdot n_{оп}, \quad (84)$$

$$S_{по} = 10,89 \cdot 72 = 783 \text{ м}^2,$$

где $S_{оп}$ - площадь земли, отводимой под одну опору ВЛ 10 кВ, согласно [36] м^2 ;

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

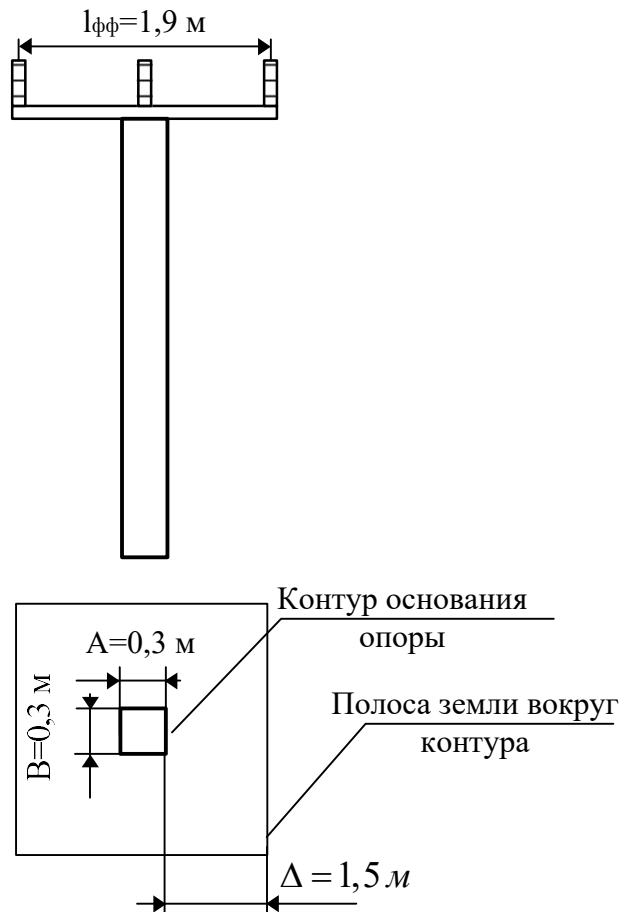


Рисунок 5 – Эскиз опоры СВ105-5

– выполняется расчёт площади земли, отводимой в постоянное пользование села Нововоскресеновка, m^2 :

$$S_{\text{III}} = S_{\text{ПТП}} + S_{\text{ПО}}, \quad (85)$$

$$S_{\text{III}} = 500 + 783 = 1283,$$

где $S_{\text{ПТП}}$ - площадь земли, отводимая под трансформаторные подстанции,

m^2 ;

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

Расчёты произведены в программе Excel 2017, расчётные данные в табличной форме приведены ниже в таблице 49.

Таблица 48 - Отвод земель под постоянное пользование (ТП и опоры ВЛ 10 кВ)

Отвод земли под постоянное пользование	значение
Площадь под КТП с одним трансформатором, м ²	50
Площадь под КТП с двумя трансформаторами, м ²	80
Всего площадь под КТП (10 ТП с одним трансформатором)	500
Площадь под одну опору, м ²	10,89
Всего площадь под опоры ВЛ 10 кВ (72 опоры), м ²	783
Всего площадь, м ²	1283

На период строительства ВЛ, ТП осуществляется отвод земель во временное пользование на время строительства воздушных линий электропередачи 10 кВ.

Воспользуемся источником [37] чтобы получить информацию о том, что «ширина полос земель, предоставляемых на период строительства воздушных линий электропередачи 0,4-20 кВ, сооружаемых на унифицированных и типовых опорах, должна быть не более 8 м». «Полосы земель и земельные участки для монтажа опор воздушных линий электропередачи напряжением 0,4 кВ, строящихся на землях населенных пунктов и предприятий, на период строительства изъятию не подлежат».

Проводится расчёт площадь земли, отводимой во временное пользование под ВЛ-10 кВ по приведенному ниже алгоритму:

– выполняется расчёт площади земельных участков, предоставляемых на период строительства ВЛ села Нововоскресеновка, м²:

$$S_{ВЛ} = L_{ВЛ10кВ} \cdot (l_{\phi-\phi} + 4), \quad (86)$$

$$S_{ВЛ} = 5030 \cdot (1,9 + 4) = 29677 \text{ м}^2,$$

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

$l_{\phi-\phi}$ - расстояние между крайними фазными проводами по рисунку 6, 1,9 м.

– выполняется расчёт площади земельных участков, предоставляемых во временное пользование для монтажа опор ВЛ 10 кВ села Нововоскресенов-

ка, m^2 :

$$S_{ВМП} = n_{ОП} \cdot S_{ОП10кВ}, \quad (87)$$

$$S_{ВМП} = 72 \cdot 150 = 10779 \text{ м}^2,$$

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

– выполняется расчёт площади земельных участков, предоставляемых во временное пользование для монтажа опор ВЛ 10 кВ и линий 10 кВ села Нововоскресеновка, m^2 :

$$S_{ВП} = S_{ВМП} + S_{ВЛ}, \quad (88)$$

$$S_{ВП} = 29677 + 10770 = 40447 \text{ м}^2,$$

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

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

Расчёты произведены в программе Excel 2017, расчётные данные в табличной форме приведены ниже в таблице 49.

Таблица 49 - Отвод земель под временное пользование

Отвод земли под временное пользование	Значение
Ширина полос предоставляемых земель для ВЛ 10 кВ (м)	5,9
Длина линий 10 кВ (м)	5030
Площадь под монтаж линий (m^2)	29677
Площади земельных участков в m^2 , предоставляемые для монтажа опор при напряжении линии 10 кВ	150
Число опор	72
Площадь под монтаж опор (m^2)	10779
Всего площадь	40447

По итогу проведенных расчётов вычислена площадь отвода земель под электрические сети в постоянное и временное пользование при реконструкции сетей напряжением 0,4 и 10 кВ села Нововоскресеновка.

10.2.2 Устройство маслоприёмника

Воспользуемся источником [38] чтобы получить информацию о том, «в закрытых отдельно стоящих, пристроенных и встроенных в производственные помещения ПС, в камерах трансформаторов и других маслonaполненных аппаратов с массой масла в одном баке до 600 кг при расположении камер на первом этаже с дверями, выходящими наружу, маслоприёмные устройства не выполняются». В реконструируемых сетях села Нововоскресеновка максимальная мощность трансформаторов ТП 250 кВА. В таблице 50 показаны паспортные данные трансформаторов.

Таблица 50 – Паспортные данные трансформаторов

Типовая мощность, кВА	Вес масла, кг
40	90
63	110
100	170
160	205
250	335

Из таблицы 58 видно, на ТП мощностью 250 кВА вес масла меньше 600 кг, поэтому маслоприёмные устройства не выполняем.

10.2.3 Расчёт шумового воздействия трансформаторов ТП

Определим минимальное расстояние от реконструируемых ТП села Нововоскресеновка до территории жилой застройки, на которой выполняются санитарно – гигиенические требования по шуму, согласно [39].

Определяем суммарный скорректированный уровень звуковой мощности для трансформаторов по формуле для ТП 36-00, дБА:

$$L_{PA\Sigma} = L_{PAi} = 59,$$

где L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности для одного трансформатора, согласно [39] дБА.

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

Минимальное расстояние от подстанции до территории жилой застройки, на которой выполняются санитарно – гигиенические требования по шуму определяется по формуле для ТП 36-00, м:

$$R = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{PA\Sigma} - L_A}{10}}}{2 \cdot \pi}}, \quad (89)$$

$$R = \sqrt{\frac{10^{\frac{59-45}{10}}}{2 \cdot \pi}} = 2.$$

Таким образом, получаем минимальное расстояние, на котором должна быть расположена ТП от жилой зоны, согласно рисунку 6. Результат расчёта шумового воздействия сведём в таблицу 51.

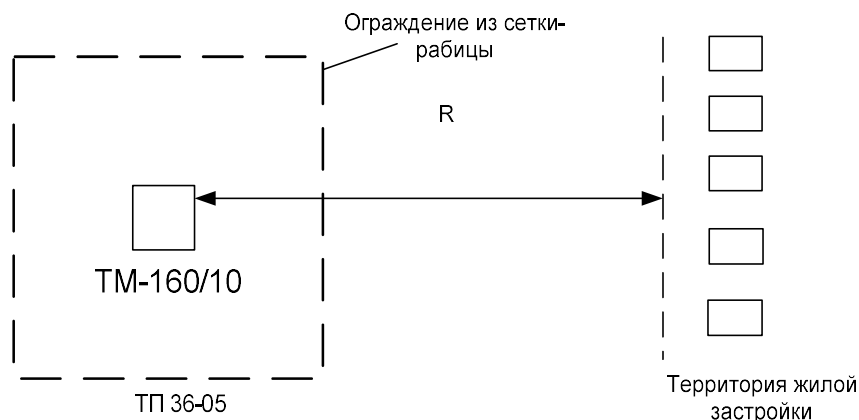


Рисунок 6 – Расположение трансформаторов на подстанции

Трансформаторы на реконструируемых ТП села Нововоскресеновка устанавливаются открыто с ограждением из сетки-рабицы.

Таблица 51 – Шумовое воздействия

№ ТП	Число трансформаторов	Типовая мощность, кВА	Корректированный уровень звуковой мощности L_{PA} , дБА	Суммарный корректированный уровень звуковой мощности $L_{PA\text{ сум}}$, дБА	Минимальное расстояние от подстанции до территории жилой застройки, на которой выполняются санитарно – гигиенические требования по шуму, м
ТП 36-00	1	63	59	59	2
ТП 36-08	1	250	65	65	4
ТП 36-06	1	160	62	62	3
ТП 36-07	1	250	65	65	4
ТП 36-04	1	100	59	59	2
ТП 36-03	1	100	59	59	2
ТП 36-13	1	63	59	59	2
ТП 36-05	1	160	62	62	5
ТП 36-09	1	160	62	62	5
ТП 36-11	1	40	59	59	2

Все ТП проектируемого района находятся на расстоянии минимум 30 м от территории жилой застройки, что больше минимально допустимого расстояния 5 м.

10.3 Чрезвычайные ситуации

В настоящей бакалаврской работе проводится реконструкция ТП 10/0,4 кВ села Нововоскресеновка, которые относятся к пожаровзрывоопасным объектам, поэтому наиболее вероятная чрезвычайная ситуация это пожар трансформатора, при этом такая чрезвычайная ситуация относится к техногенным ЧС.

Возникновение угрозы здоровью, причинение ущерба имуществу, экономике и окружающей среде при нарушении нормальных условий жизни людей связано с возникновением источника чрезвычайной ситуации на объекте опре-

деленной территории или акватории. Такое состояние называется чрезвычайной ситуацией.

Реконструкция ТП 10/0,4 кВ села Нововоскресеновка может повлечь за собой техногенную чрезвычайную ситуацию в результате возникновения техногенных причин, таких как возгорание используемых горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел. Чаще всего перегрузка электрооборудования приводит к перегреву и воспламенению электрооборудования с последующим образованием электрической дуги, коротких замыканий, также случаются неисправности электрических машин и аппаратов. Возможны чрезвычайные ситуации вследствие случайных внешних воздействий при которых повреждаются, выходят из строя ТП 10/0,4 кВ села Нововоскресеновка.

При тушении пожаров в электроустановках ТП 10/0,4 кВ и РУ-10 кВ ПС Нововоскресеновка, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

Порядок тушения пожара на ТП 10/0,4 кВ и РУ-10 кВ ПС Нововоскресеновка, в соответствии с [41, 42]:

1. Сотрудник из числа дежурного персонала Нововоскресенского сетевого участка в случае, если замечено возгорание немедленно сообщает об этом в пожарную охрану, далее приступает к тушению пожара в ТП 10/0,4 кВ и РУ-10 кВ ПС Нововоскресеновка имеющимися средствами.

2. Дежурный персонал или старший дежурный Нововоскресенского сетевого участка определяют место возникновения пожара, вероятные пути его распространения, а также возможный ущерб действующим ТП 10/0,4 кВ и РУ-10 кВ ПС Нововоскресеновка и участки, оказавшиеся в зоне пожара.

3. Дежурный персонал или старший дежурный Нововоскресенского сетевого участка после того, как выявлен очаг пожара выполняют действия по отключению оборудования, снятию напряжения, сливу масла для обеспечения безопасных условий персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара.

4. Дежурный персонал или старший дежурный Нововоскресенского сетевого участка приступают к тушению пожара силами и средствами ТП 10/0,4 кВ и РУ-10 кВ ПС Нововоскресеновка, а также обеспечивают беспрепятственный доступ пожарных подразделений к месту возгорания.

5. Старший дежурный Нововоскресенского сетевого участка является руководителем тушения пожара до прибытия первого пожарного подразделения.

6. Старшему командиру после прибытия на пожар переходит руководство тушением пожара

7. Отключение присоединений ТП 10/0,4 кВ и РУ-10 кВ ПС Нововоскресеновка, на которых горит оборудование, осуществляет дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

8. «Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара».

9. «Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения)».

10. «Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением».

Во время пожара в ТП 10/0,4 кВ и РУ-10 кВ ПС Нововоскресеновка, необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

«Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет».

«Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с. Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с».

«Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами».

«При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью РУ-10 кВ ПС Нововоскресеновка, следует сохранить аппаратуру, установленную на них».

«Неотъемлемой частью пожаробезопасности является содержание территории, дорог, подъездов к зданиям и сооружениям».

В РУ-10 кВ ПС Нововоскресеновка, согласно РД 153.-34.0-03.301-00, установлены 2 ручных углекислотных огнетушителя ОУ-5.

На рабочих местах оперативного персонала должны быть:

- инструкция по эксплуатации устройств автоматики пожаротушения;
- инструкция по эксплуатации устройств пожарной сигнализации.

Инструкции утверждаются главным инженером и пересматриваются не реже 1 раза в 3 года.

Каждый работник по обслуживанию РУ-10 кВ ПС Нововоскресеновка и ТП 10/0,4 кВ села Нововоскресеновка, при обнаружении возгорания или пожара в обязательном порядке с использованием телефона передаёт информацию о возгорании или пожаре диспетчеру. Далее происходит передача первичной информации с указанием обозначений и диспетчерских наименований поврежденного оборудования, месте возгорания, озвучиваются данные звонящего.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с заданием на проектирование рассмотрена необходимость и проведена реконструкция системы электроснабжения сёл питающихся от ПС «Нововоскресеновка» Шимановского РЭС.

Рассчитаны нагрузки потребителей сёл поэтапно:

- трёхфазный ввод потребителей,
- головные участки линий 0,4 кВ,
- шины ТП 0,4 кВ,
- шины ТП 10 кВ,
- головные участки линии 10 кВ,
- шины 10 кВ ПС «Нововоскресеновка» - 672 кВт;

Для линий 0,4 кВ использован провод СИП-2 для исключения воровства электроэнергии, для линий 10 кВ – СИП – 3 для улучшения эксплуатационных характеристик сети 10 кВ.

Выбраны и проверены электрические аппараты и устройства - выключатели ВВ/TeI, ТТ - ТОЛ , ТН - НАМИ, предохранители ПК, ПН-п, НПН, автоматические выключатели ВА – 51, выключатели нагрузки ВМП. КРУ К-63.

Рассчитаны токи КЗ в соответствии с РД.

Оценена надёжность спроектированной схемы 10 кВ.

Выбраны провода СИП в сети 10-0,4 кВ для повышения надёжности функционирования сети 10-0,4 кВ.

Рассчитано стационарное и импульсное сопротивление заземления ТП, удовлетворяющее требованиям ПУЭ;

Суммарные капитальные вложения в проектируемую сеть составляют 14 миллионов 790 тысяч рублей.

Суммарные эксплуатационные издержки составляют 1 миллион 476 тысяч рублей.

Себестоимость передачи электроэнергии – 0,557 рублей за кВт*ч при продаже 2,74 рубля за кВт·ч.

Рассмотрены вопросы безопасности при эксплуатации электрооборудования сетей в части организации защитного заземления при работах в электроустановках;

Рассчитана экологичность выпускной квалификационной работы: площадь земель, отводимых во временное и постоянное пользование, минимальное расстояние ТП от зон жилой застройки, обеспечивающих соблюдение норм по шуму.

Приведены правила пожарной безопасности на электроустановках Нововоскресенского сетевого участка.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. - М.: ЭНАС, 2014. - 456 с.
- 2 Администрация Шимановского района [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 25.03.2021. – Режим доступа : <http://www.shimanovskadm.ru/>–25.03.2021.
- 3 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под ред. В. Г. Герасимова, А. И. Попова. – 9-е изд., испр. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2014. – 964 с.
- 4 АО ЭВРО. Производитель проводников [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 10.05.2021. – Режим доступа : http://www.ev-ro.ru/catalog/kabel-i-provod/samonesushie_izolirovannye_provoda_sip/ <http://www.shimanovskadm.ru/>–10.05.2021.
- 5 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. - 2-е изд., перераб. и доп. - М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2016. - 320 с.
- 6 Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства (РУМ) 2002г. выпуски №№1, 3, 5, 6, 9, 10, 12
- 7 АО Энергобаза, кабели, провода, электрика [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 10.05.2021. – Режим доступа : <http://www.enbaza.ru/сpec/ssprice> –10.05.2021.
- 8 Алиев, И. И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию : моногр. / И. И. Алиев, – Москва : Высшая школа, 2010. – 255 с.
- 9 Ополева, Г. Н. Схемы и ПС электроснабжения : моногр. / Г. Н. Ополева, – Москва : Высшая школа, 2016. – 214 с.
- 10 Сиротенко, Б. Г. Электрические станции и подстанции : моногр. / Б. Г. Сиротенко. – Севастополь : СНУЯЭиП, 2017. – 107 с.

11 Киреева, Э.А. Электроснабжение цехов промышленных предприятий./ Э.А. Киреева, В.В. Орлов, Л.Е. Старкова – Москва : НТФ «Энергопрогресс», 2016. – 120 с.

12 Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: моногр. / М.А. Шабад. – Санкт-Петербург : ПЭИПК, 2015. – 4-е изд., перераб. и доп. - 350 с.

13 Пастухов, В. С. Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения. Методические указания по курсовому проектированию. / В. С. Пастухов. – Владивосток : ДВГТУ, 2014. – 24 с.

14 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. Санкт-Петербург : Издательство ПЭИПК, 2015. – 416 с.

15 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций

16 Правила устройства электроустановок/Министерство энергетики Российской Федерации. – 7-е изд. – Москва : НЦ ЭНАС, 2012. – 648 с.

17 Таврида-электрик [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 10.05.2021. – Режим доступа : <http://www.tavrida.ru/Product/OvervoltageStop/10Uh11/> – 10.05.2021.

18 Правила устройства воздушных линий электропередачи напряжением 6-20 кВ с защищёнными проводами от 01.01.21.

19 Правила устройства воздушных линий электропередачи напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами от 01.01.21.

20 Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. – Амурский гос. ун-т, 2017. – 126 с.

21 Трубицын, В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. – М.: ЭНАС, 2011. – 240 с.

22 АО ЗЭМИ Измерительные трансформаторы [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 10.05.2021. – Режим доступа : <http://www.aozemi.ru/sku18700.html/> – 10.05.2021.

23 РД 153-34.3-20.409-99 – «Руководящие указания об определении понятий и отнесении видов работ и мероприятий в электрических сетях отрасли «электроэнергетика» к новому строительству, расширению, реконструкции и техническому перевооружению»

24 Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – Москва : НТФ «Энергопрогресс», 2009. – 513 с.

25 АО СПИЛС Измерительные приборы [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 10.05.2021. – Режим доступа : <http://www.splyse.ru/price/equipment/electric/> – 10.05.2021.

26 Приказ №284-пр/э от 20.12.2020г. Управления государственного управления цен и тарифов Амурской области «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям территориальных сетевых организаций Амурской области на 2021 год».

27 СТО 56947007-29.240.01.271-2019. Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований [Электронный ресурс]. URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.01.271-2019.pdf (дата обращения 10.06.2021)

28 МДК 5-01.01 Рекомендации по нормированию труда работников энергетического хозяйства // Государственный комитет РФ по строительству и жилищно-коммунальному комплексу. Утв. приказом Госстроя РФ №58 от 03.04.2000. Правовая поисковая система «Кодекс» (10.05.21).

29 Колпачков, В. И. Производственная эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт энергетического оборудования: справочник / В. И. Колпачов, А. И. Ящур. – Москва : ЗАО Энергосервис, 2011. – 437 с.

30 Егоршин, А. П. Управление персоналом: учебник для вузов / А. П. Егоршин. - 3-е изд. - Н. Новгород: НИМБ, 2011. – 720 с.

31 Амурское управление статистики [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 10.05.2021. – Режим доступа : <http://amurstat.gks.ru/wps/wcm/> con-

nect/rosstat_ts/amurstat/resources/0bb639004e889727909ff7b8fc91c3ba/28_2_2.htm
– 10.05.2021.

32 Приказ №224-пр/э от 19.12.2020 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям территориальных сетевых организаций Амурской области на 2021 год».

33 Мазур, И. И. Управление проектами: учеб. пособие / И. И. Мазур, Д. Д. Шапиров, Н. Г. Ольдегорте; под общ. ред. И.И. Мазура. – 3-е изд. – Москва : 1мега-Л, 2005. – 644 с.

34 Приказ №274-пр/э от 20.12.2020 (опубликован в газете "Амурская правда" №241 от 21.12.2020) Об установлении цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненным к нему категориям потребителей по Амурской области на 2021 год;

35 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс]. URL: https://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf (дата обращения 10.06.2021)

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

37 Правила определения размеров земельных участков для размещения ВЛЭП и опор линий связи, обслуживающих электрические сети. Постановление правительства РФ от 11 августа 2003 года №486.

38 Норма отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ № 14278 ТМ – Т1.

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

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

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

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