

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
« ____ » _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения сел Введеново, Веселое
Амурской области с центром питания подстанция Арга

Исполнитель
студент группы 942-узб

(подпись, дата)

В. А. Крапивкин

Руководитель
профессор, доктор техн. наук

(подпись, дата)

Н. В. Савина

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

(подпись, дата)

А. Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

(подпись, дата)

Л. А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Крапивкина Виталия Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения сёл Введеново, Веселое Амурской области с центром питания подстанция Арга

(утверждено приказом от 03.04.2023г № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Планы сёл Введеново, Весёлое, схема подстанции 35/10 кВ Арга, схемы электроснабжения сёл Введеново, Весёлое, перспективное электропотребление в сёлах

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика сёл Введеново, Весёлое, анализ существующей системы электроснабжения сёл, расчёт электрических нагрузок, реконструкция питающей подстанции Арга, расчёт токов КЗ, выбор и проверка электрооборудования, заземление и молниезащита, релейная защита и автоматика на ПС Арга, реконструкция электрических сетей 10 и 0,4 кВ, питающих сёла Введеново и Весёлое, безопасность и экологичность проекта.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Система электроснабжения сёл Введеново и Весёлое; ТП-10/0,4 кВ в селе Весёлое; принципиальная однолинейная схема коммутации подстанции 35/10 кВ Арга после реконструкции; план ОРУ 35 кВ подстанции 35/10 кВ Арга, разрез по ячейке трансформатора; молниезащита подстанции 35/10 кВ Арга; релейная защита трансформатора на ПС Арга; схемы подключения аналоговых и дискретных сигналов, цепи управления выключателем.

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна,

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

зав. кафедрой энергетики, доктор технических наук, профессор

Задание принял к исполнению (дата): _____

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 121 страницу, 16 рисунков, 20 таблиц, 34 источника.

ПОТРЕБИТЕЛИ, НАГРУЗКИ, ИСТОЧНИК ПИТАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ТРАНСФОРМАТОРЫ, СХЕМА ПОДСТАНЦИИ, ТОКИ КЗ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, САМОНЕСУЩИЕ ИЗОЛИРОВАННЫЕ ПРОВОДА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МАСЛОПРИЕМНИК.

Актуальность ВКР заключается в необходимости реконструкции распределительной сети и центра питания по причине физического износа и морального устаревания электрооборудования, установленного в сети 10/0,4 кВ и на ПС 35/10 кВ Арга, и значительного перспективного роста нагрузки в сёлах.

Цель работы – повышение надёжности системы электроснабжения сёл Введенново и Весёлое путём реконструкции электрических сетей и трансформаторных подстанций.

В работе выполнены расчёты перспективных электрических нагрузок, по которым выбраны новые силовые трансформаторы 10/0,4 кВ сельских ТП, ПС Арга, проводники 0,4 и 10 кВ и электрооборудование. Выбранное электрооборудование успешно прошло проверки по стойкости к токам КЗ. В работе также спроектированы системы молниезащиты, заземления и релейной защиты для питающей подстанции Арга.

СОДЕРЖАНИЕ

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	6
ВВЕДЕНИЕ.....	7
1. ХАРАКТЕРИСТИКА СЕЛ ВВЕДЕНОВО, ВЕСЕЛОЕ СЕРЫШЕВСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ.....	9
1.1 Краткое описание сел Введеново и Веселое.....	9
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности.....	14
1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии сел Введеново, Веселое.....	15
1.4 Оценка перспектив развития сел Введеново и Веселое.....	17
2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА ВВЕДЕНОВО И СЕЛА ВЕСЕЛОЕ.....	19
2.1 Источники питания и их анализ.....	19
2.2 Характеристика системы электроснабжения сел и ее анализ.....	21
2.3 Определение целесообразности реконструкции системы электроснабжения сел Введеново и Веселое.....	23
3 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	25
3.1 Расчёт электрических нагрузок сел Введеново и Веселое.....	25
3.2 Оценка загрузки силовых трансформаторов.....	29
3.3 Выбор числа и мощности трансформаторов.....	30
4 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПИТАЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИИ АРГА.....	34
4.1 Выбор схемы подстанции.....	34
4.2 Расчёт токов короткого замыкания.....	36
4.3 Выбор и проверка оборудования высокого напряжения.....	42
4.4 Выбор и проверка оборудования низкого напряжения.....	53
4.5 Заземление подстанции 35/10 кВ Арга.....	62
4.6 Молниезащита подстанции 35/10 кВ Арга.....	67
4.7 Конструктивное исполнение подстанции Арга после реконструкции.....	71
5 РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЁЛ.....	73

5.1	Определение мест расположения ТП. Выбор типа ТП	73
5.2	Выбор количества линий и трасс их прохождения при реконструкции ...	74
5.3	Выбор марок и сечений и количества линий	75
5.4	Выбор автоматических выключателей	77
6	РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, ПИТАЮЩЕЙ СЁЛА ВВЕДЕНОВО И ВЕСЁЛОЕ	80
6.1	Выбор номинального напряжения электрической сети	80
6.2	Выбор схемы распределительной сети	80
6.3	Расчёт потокораспределения в распределительной сети. Выбор проводников	82
6.4	Расчет токов КЗ в распределительной сети 10 кВ	84
6.5	Проверка сечений ВЛЗ 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания	86
6.6	Выбор и проверка оборудования для ТП	86
6.7	Конструктивное исполнение системы электроснабжения сел после реконструкции	89
7	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА В СХЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ	92
7.1	Выбор системы оперативного тока	92
7.2	Виды и типы релейной защиты	92
7.3	Расчет токовой отсечки	93
7.4	Расчет максимальной токовой защиты	95
7.5	Расчет защиты трансформаторов от перегрузки	96
7.6	Газовая защита трансформатора	97
7.7	Автоматика	97
8	БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА	100
8.1	Безопасность	101
8.2	Экологичность	107
8.3	Чрезвычайные ситуации	111
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	116
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	118

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей бакалаврской работе использованы ссылки на следующие стандарты и нормы:

ГОСТ 14209-97 Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов

ПОТ Р М-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок

Правила устройства электроустановок

РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования

РД 153-34.3-35.125-99 Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений

РД 34.20.185-94 Инструкция по проектированию городских электрических сетей

СО 34.49.101-2003 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий

СТО 59012820-29.240.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения

СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35–750 кВ

ВВЕДЕНИЕ

В данной работе рассматривается реконструкция системы электроснабжения сёл Введеново и Веселое Серешивского района Амурской области.

Актуальность работы обусловлена несколькими факторами. Во-первых, высокой степенью износа системы электроснабжения сёл Введеново и Весёлое: распределительные сети 10 кВ и сети низковольтного электроснабжения сёл не реконструировались с момента ввода в эксплуатацию в 1972 года, осуществлялись только текущие ремонты. В результате электрооборудование 10 и 0,4 кВ устарело и изношено. Во-вторых, питающая подстанция (ПС) 35/10 кВ Арга также не подвергалась реконструкции или модернизации, проводились ремонты и замена части электрооборудования: силовые трансформаторы были заменены около 30 лет назад, трансформаторы напряжения и ОПН были также заменены. В-третьих, электрическая схема питающей подстанции Арга и схема электроснабжения с. Введеново не соответствуют требованиям к надежности электроснабжения: на ПС Арга используется нетиповая схема на стороне 35 кВ с разъединителем в цепи одной из питающих линий, а на трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ в Введеново стоит один силовой трансформатор при наличии в селе потребителей II категории по требованиям к надежности электроснабжения. В-четвертых, в рассматриваемых сёлах в перспективе на 5 лет ожидается значительный прирост электропотребления из-за перехода от печного отопления к отоплению с использованием электрической энергии

Таким образом, система электроснабжения сёл Введеново и Весёлое, включая питающую подстанцию 35/10 кВ Арга, не соответствует современным требованиям к сельским электрическим сетям и нуждается в полной реконструкции.

Объектом исследования в данной работе является система энергоснабжения сёл Введеново и Весёлое, включая питающую ПС Арга.

Цель работы – повышение надёжности системы электроснабжения сёл

Введеново и Весёлое путём реконструкции электрических сетей и трансформаторных подстанций.

Для достижения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

- рассчитать перспективные электрические нагрузки рассматриваемых сёл;
- разработать систему низковольтного электроснабжения сёл Введеново и Весёлое;
- реконструировать распределительные сети 10 кВ, питающие сёла;
- провести реконструкцию питающей подстанции 35/10 кВ Арга.

Работа состоит из 8 разделов. В первом разделе дана характеристика сёл, система электроснабжения которых реконструируется, во втором разделе проведён анализ существующей системы электроснабжения, включая источник питания – подстанцию 35/10 кВ Арга. По итогам первых двух разделов определены направления реконструкции. В результате выполнения третьего раздела получены значения расчётных перспективных нагрузок, по которым выбраны новые силовые трансформаторы. Четвёртый раздел работы посвящен реконструкции питающей ПС 35/10 кВ Арга: изменение схемы подстанции, расчёт токов КЗ, выбор и проверка электрооборудования, заземление и молниезащита. В пятом и шестом разделах реконструируются сети 0,4 и 10 кВ соответственно: выбраны проводники и их сечения, электрооборудование. В седьмом разделе работы выполнены расчёты релейной защиты силовых трансформаторов на питающей подстанции Арга. Последний раздел рассматривает вопросы безопасности и экологичности проекта.

При выполнении работы были использованы современные графические и текстовые редакторы (Microsoft Office Word, Microsoft Visio), расчёты выполнялись в программно-вычислительном комплексе MathCad.

Графическая часть проекта состоит из шести чертежей, выполненных в графическом редакторе Microsoft Visio, на листах формата А1.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА СЕЛ ВВЕДЕНОВО, ВЕСЕЛОЕ СЕРЫШЕВСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

В данной выпускной квалификационной работе рассматриваются вопросы реконструкции системы электроснабжения сел, расположенных в Амурской области. Особенностью сел является их сельскохозяйственная направленность, что обуславливает особенности их электроснабжения. В процессе реконструкции будут рассмотрены низковольтные сети 0,4 кВ, распределительные сети 10 кВ и питающая подстанция 35 кВ. Перед тем как приступить к реконструкции необходимо оценить текущее состояние сел, системы их электроснабжения, климатические и географические особенности местности.

1.1 Краткое описание сел Введеново и Веселое

Для успешной разработки проекта реконструкции системы электроснабжения сел Введеново и Веселое необходимо привести общую характеристику этих населенных пунктов и количественные значения, которые будут использованы в реконструкции.

Села Введеново и Веселое расположены в Серышевском районе Амурской области и входят в состав Аргинского муниципального образования с административным центром – железнодорожной станцией Арга, расположенной на Транссибирской магистрали.

Численность населения в рассматриваемых селах небольшая: в с. Введеново – 345 человек, с. Веселое – 136 человек. [1]

Согласно прогнозам, численность населения Аргинского муниципального образования к 2030 году не увеличится. [16]

Населенные пункты Введеново, Веселое и Арга между собой соединены автодорогами с гравийным покрытием.

Взаимное расположение сел Введеново и Веселое дано на рисунке 1.



Рисунок 1 – Взаимное расположение сел Введеново и Веселое

Территориально село Введеново стоит на левом берегу реки Зeya, на 4 км ниже по течению г. Свободный (правый берег Зей), к северо-западу от поселка Серышево, расстояние до районного центра – 26 км. Рядом с селом Введеново проходит Транссиб, расстояние до ближайшей станции (Арга) – 4,2 км. Село Веселое находится в 7 км восточнее села Введеново и к северу от пос. Серышево, расстояние до районного центра по прямой – 23,5 км, расстояние до ст. Арга – 5,2 км. Село Веселое построено в долине реки Арга (левый приток Зей).

Село Введеново занимает площадь порядка 1,1 квадратного километра, а село Веселое немного менее 0,3 квадратного километра. Площади сел приведены условно без учета дачных построек и сельскохозяйственных засево, электроснабжение которых не осуществляется и не требуется.

Села геометрически похожи на прямоугольники, вытянутые вдоль центральной улицы. Село Веселое совсем небольшое и состоит только из одной улицы – Центральной, длиной около 1 км, ширина села 0,25–0,3 км. В селе Введеново три улицы – Центральная Воронежская, и Новая. Длина Центральной улицы – 1,4 км, ширина села Введеново – 0,8–0,9 км.

В селе Веселом имеется только индивидуальная жилая застройка с печным отоплением на твердом топливе (угле). В селе Введеново основная масса строений также является частными жилыми домами с печным отоплением. Необходимо отметить, что в последние годы всё больше домов переводится с печного отопления на отопление с использованием электрической энергии (масляные и инфракрасные электрообогреватели, электрические котлы отопления). Большая часть жилых домов в обоих селах – одноэтажные, имеется по два двухэтажных коттеджа в каждом из сел. Кроме ИЖС в Введеново есть сельский дом культуры (750 м²), фельдшерско-акушерский пункт (ФАП, площадь 150 м²) и детский сад (20 мест), теплоснабжение которых осуществляется от местной котельной с установленной мощностью 0,4 Гкал/час [16]. Планы поселков показаны на рисунках 2 и 3, а также в графической части проекта.

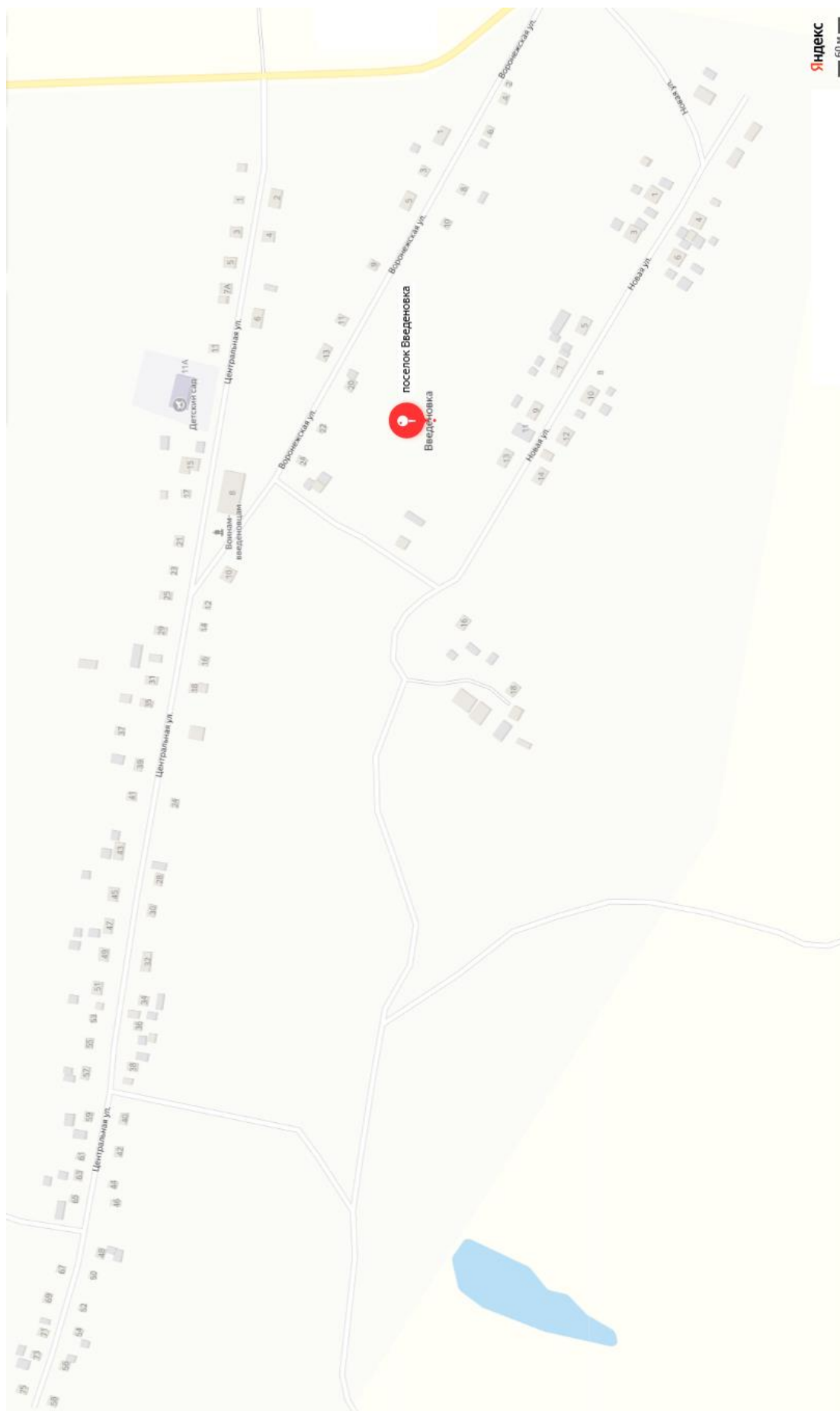


Рисунок 2 – План села Введеново и Веселое



Рисунок 3 – План села Веселое

Источником водоснабжения в рассматриваемых селах являются подземные воды, водозабор из которых осуществляется частично через шахтные колодцы, мелкотрубные скважины и в незначительных объемах водозаборными скважинами. Работающее с истекшими сроками амортизации оборудование, обеспечивающее водоснабжение население, постоянно выходит из строя. Для горячего водоснабжения в частных жилых домах и общественных здания сел используются электрические водонагреватели. [16]

Трудоспособное население сел Введеново и Веселое занимается ведением личных подсобных хозяйств, некоторые сдают молоко для дальнейшей переработки, и работой в колхозе «Восток» и на ферме, расположенной возле с. Веселое.

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Климатические и территориальные особенности местности в районе сел Введеново и Веселое подлежат обязательному учёту при реконструкции системы электроснабжения, т.к. метеоклиматические условия влияют на выбор материалов и оборудования и их технические особенности. Рассматриваемые села находятся в центральной части Амурской области, на западе Зейско-Буреинской равнины.

Местность в районе расположения рассматриваемых сел равнинная без серьезных перепадов по высоте, следовательно, особых требований к электрическим сетям не предъявляется, сложностей при монтаже сетей электроснабжения также нет. При равнинном ландшафте нет необходимости в применении особых опор либо специальном подборе мест установки трансформаторных подстанций.

Для расчётов контуров заземления трансформаторных подстанций и заземления опор линий электропередачи необходимы значения удельного сопротивления грунта, которое определяется типом грунта.

Грунты в районе рассматриваемых сел двухслойные, верхний слой почвенный, толщиной до 30 см, второй слой – песчано-гравийный. Почвы в основном луговые (луговые бурые, дерново-луговые, луговые

черноземовидные, луговые), толщиной до 30 см. Глубина сезонного промерзания грунта в среднем 3,1 м. [6]

Удельные сопротивления верхнего и нижнего слоев грунта – 40 Ом·м и 400 Ом·м соответственно. [19]

Для выбора климатического исполнения электрооборудования и проверок на механическую прочность проводов ВЛ необходимы характеристики температуры окружающего воздуха. Климатические характеристики района приняты по ПУЭ [14] и по данным многолетних наблюдений ближайшей метеостанции [33], которая находится в г. Свободный – в 4 км от с. Введеново, все данные сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия

Характеристика климата	Показатель
Максимальная температура воздуха, °С	+42
Минимальная температура воздуха, °С	-50
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-32,4
Температура воздуха среднегодовая, °С	-1,1
Район по гололеду	III
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Район по ветру	V
Нормативное ветровое давление, Па / скорость ветра, м/с	1000 Па / 40 м/с
Степень загрязнения	1
Среднегодовая интенсивность грозовой деятельности, ч/год	40-60

1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии сел Введеново, Веселое

Знание характеристики потребителей электрической энергии дает возможность правильно подобрать условия и параметры для дальнейшего расчета электрических нагрузок, понимание их коэффициентов участия в максимуме нагрузок, значения реактивных мощностей.

Экспликация зданий и сооружений в рассматриваемых селах в соответствии с рисунками 2 и 3 представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование нагрузки	Кол-во
с. Веселое		
1	Одноэтажные частные жилые дома	25
2	Двухэтажные частные жилые дома (коттеджи)	2
3	Ферма ($P_p=20$ кВт)	1
с. Введеново		
1	Одноэтажные частные жилые дома (ул. Воронежская)	12
2	Одноэтажные двухквартирные частные ж. дома (ул. Новая)	3
3	Одноэтажные частные жилые дома (ул. Новая)	17
4	Одноэтажные частные жилые дома (ул. Центральная)	55
5	Одноэтажные двухкварт. частные ж. дома (ул. Центральная)	1
6	Двухэтажные частные ж. дома (коттеджи, ул. Центральная)	2
7	Детский сад (20 мест)	1
8	ФАП (150 м ²)	1
9	Дом культуры (750 м ²)	1
10	Котельная ($P_{уст}=30$ кВт, $P_p=24$ кВт)	1

В селе Веселое основным видом потребителей электроэнергии являются бытовые потребители: одноэтажные частные жилые дома в количестве 25 штук и 2 двухэтажных коттеджа. Кроме того, от системы электроснабжения с. Веселое получает электроэнергию ферма, расположенная вблизи села.

В селе Введеново кроме бытовых потребителей (88 одноэтажных частных дома и 2 двухэтажных коттеджа) имеется один коммунальный потребитель (котельная) и три потребителя социальной инфраструктуры (дом культуры, ФАП и детский сад).

Пищеприготовление в частных домах рассматриваемых сел представлено тремя видами: с электрическими плитами, с автономными газовыми плитами (с привозным газом в баллонах) и с плитами на твердом топливе.

Следовательно, все потребители электроэнергии в селе Веселом относятся к III категории по требованиям к надёжности в соответствии с [14; 20]. В селе Введеново кроме потребителей III категории (ИЖС) представлена также II категория – детский сад, ФАП и котельная. Котельная села Введеново относится ко II категории, т.к. к I категории относятся котельные, являющиеся

единственным источником тепла системы теплоснабжения, обеспечивающие потребителей первой категории, не имеющих индивидуальных резервных источников тепла [20].

Таки образом, основная часть потребителей электроэнергии в обоих селах относится к III категории.

По состоянию на конец 2020 года удельное потребление электроэнергии в расчете на 1 жителя составляет 912,5 кВт·ч в год, с учетом нагрузки по наружному освещению и электроснабжению объектов социальной сферы. [16]

Учитывая складывающуюся динамику насыщения населения бытовыми электроприборами, а также практику перевода отопления на электрическую энергию расчетные показатели удельного электропотребления приняты [16]:

на период 2024 – 2025 годов – 2675 кВт·ч/чел.;

на период 2025 – 2026 годов – 3132 кВт·ч /чел.;

на период 2026 – 2027 годов – 3138 кВт·ч /чел.;

на период 2027 – 2028 годов – 3149 кВт·ч /чел.

Учитывая, что доля электропотребления на жилищно-коммунальные нужды в общем объеме электропотребления составит 80%, существующий на текущий момент резерв трансформаторной мощности на действующих подстанциях Аргинского сельсовета недостаточен для покрытия дополнительной нагрузки. [16]

1.4 Оценка перспектив развития сел Введеново и Веселое

В ближайшие годы в Серышевском районе планируется развитие сельскохозяйственного производства, обусловленное строительством в Амурской области II очереди завода по глубокой переработке сои, комбикормового завода и модернизацией Серышевского элеватора [27]. В период до 2025 года на территории района планируется создание пяти сельскохозяйственных кооперативов. Поэтому есть вероятность, что численность населения в рассматриваемых сёлах уменьшаться не будет.

В рамках программы «Переселение граждан из аварийного жилищного фонда» планируется новое жилищное строительство [6]. В связи с тем, что

индивидуальный жилищный фонд в рассматриваемых селах имеет высокую степень износа, в период с 2021 по 2030 годы в Аргинском сельсовете планируется построить и ввести в эксплуатацию дополнительно 1,32 тыс. кв. метров жилья, в том числе в с. Введеново 320 кв.м. в форме индивидуальных жилых домов. [16]

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА ВВЕДЕНОВО И СЕЛА ВЕСЕЛОЕ

2.1 Источники питания и их анализ

Источником питания систем электроснабжения сел Введеново и Веселое является подстанция 35/10 кВ Арга, которая была построена в 1972 году одновременно с вводом распределительных сетей от данной подстанции. Подстанция 35/10 кВ Арга питает несколько сельских населенных пунктов в Серышевском районе Амурской области, в том числе села Веселое и Введеново. Средняя нагрузка ПС 35/10 кВ Арга на 2020 год составляла 3,47 МВт без учёта нагрузки сел Веселое и Введеново (по материалам, полученным в ходе преддипломной практики).

Электрическая схема ПС 35/10 кВ Арга дана на рисунке 4.

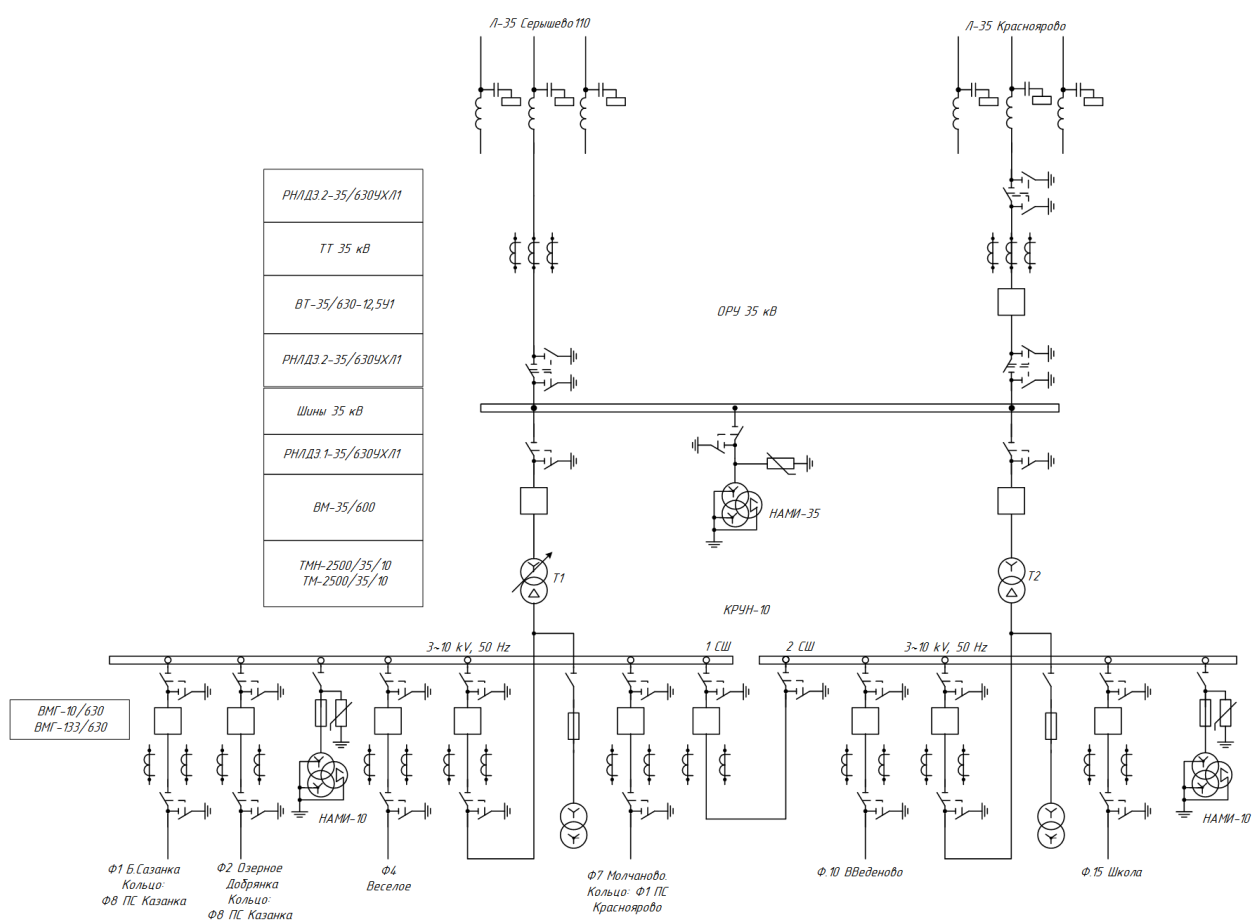


Рисунок 4 – Однолинейная схема существующей ПС 35/10 кВ Арга

Как видно из рисунка 4, схема распределительного устройства (РУ) высокого напряжения (ВН) подстанции 35/10 кВ Арга – нетиповая: одна рабочая несекционированная система шин с выключателями в цепях трансформаторов и одной из двух питающих линий 35 кВ, вторая питающая линия подключена через разъединитель. РУ ВН на подстанции 35/10 кВ Арга выполнено открытым с двумя питающими ВЛ 35 кВ: от ПС 35 кВ Серышево и от ПС 35 кВ Красноярово. В цепи Л-35 Красноярово стоит масляный выключатель ВТ-35/630-12,5У1, а в цепи Л-35 Серышево только линейный разъединитель 35 кВ. В цепях 35 кВ силовых трансформаторов ТМН-2500/35/10 установлены масляные выключатели ВМ-35/600. Все масляные выключатели 35 кВ имеют привод ПЭ-11, выпущены и введены в эксплуатацию в 1972 году. На ОРУ 35 кВ также установлены разъединители РЛНДЗ-35 кВ с ручным приводом 1972 года выпуска и трансформаторы напряжения НАМИ 35 кВ 2010 года выпуска.

На подстанции установлены силовые трансформаторы типа ТМН и ТМ мощностью 2500 кВА каждый 1991 года выпуска и 1985 года выпуска соответственно.

На стороне 10 кВ подстанции, выполненной с одной рабочей секционированной системой шин, установлены ячейки КРУН-10 с масляными выключателями ВМГ-10/630 и ВМГ-133/630 1972 года выпуска, трансформаторами собственных нужд типа ТМ мощностью 25 кВА 1995 года выпуска, трансформаторами напряжения НАМИ-10 кВ 2011 года выпуска и предохранителями ПКТ-10.

Практически всё оборудование подстанции было установлено еще при строительстве подстанции в 1972 году, были заменены только измерительные трансформаторы напряжения и трансформаторы собственных нужд. Поэтому срок службы основного оборудования подстанции Арга на текущий момент составляет более 50 лет. Масляные выключатели периодически подвергались капитальному ремонту с продлением срока эксплуатации. На данный момент масляные выключатели, стоящие на подстанции, не соответствуют

современной тенденции, принятой в мире в части экологичности, также скоростные характеристики масляных выключателей с пружинными приводами не соответствуют современным требованиям по отключающим способностям и скоростным требованиям и их необходимо менять.

Существующее электрооборудование имеет высокую степень износа и малую надежность вследствие чего любой незначительный сбой в системе электроснабжения приводит к длительному отсутствию электричества и большому количеству времени, затрачиваемому на восстановление электроснабжения.

Существующие ячейки 10 кВ наружной установки типа КРУН-10 не обеспечивают достаточного уровня безопасности по современным требованиям безопасности, в них отсутствует необходимый комплект блокировок как механических, так и электромагнитных, конструктивно в ячейках присутствуют места, где возможен доступ к токоведущим частям, соответственно распределительное устройство 10 кВ также требует замены целиком.

Существующая схема подстанции также нуждается в реконструкции, так как она не обеспечивает требуемый уровень надежности и не обладает достаточной гибкостью из-за того, что питающая ВЛ 35 кВ Серышево-110–Арга подключена к сборным шинам 35 кВ подстанции через разъединитель, что в случае короткого замыкания на ней приводит к полному погашению подстанции.

Таким образом, реконструкции подстанции 35 кВ Арга должна заключаться в изменении схемы коммутации подстанции по высокой стороне с полной заменой электрооборудования 35 и 10 кВ, включая силовые трансформаторы.

2.2 Характеристика системы электроснабжения сел и ее анализ

Распределительные сети 10 кВ, питающие с. Веселое и с. Введеново, выполнены по радиальной схеме, каждое из сел получает электроэнергию по одному фидеру 10 кВ без резервирования, в селах установлено по одной однострансформаторной подстанции (ТП) 10/0,4 кВ с трансформатором ТМ-

250/10 в Введеново и ТМ-100/10 в Веселом. Существующая схема электроснабжения сёл Введеново и Веселое показана на рисунке 5.

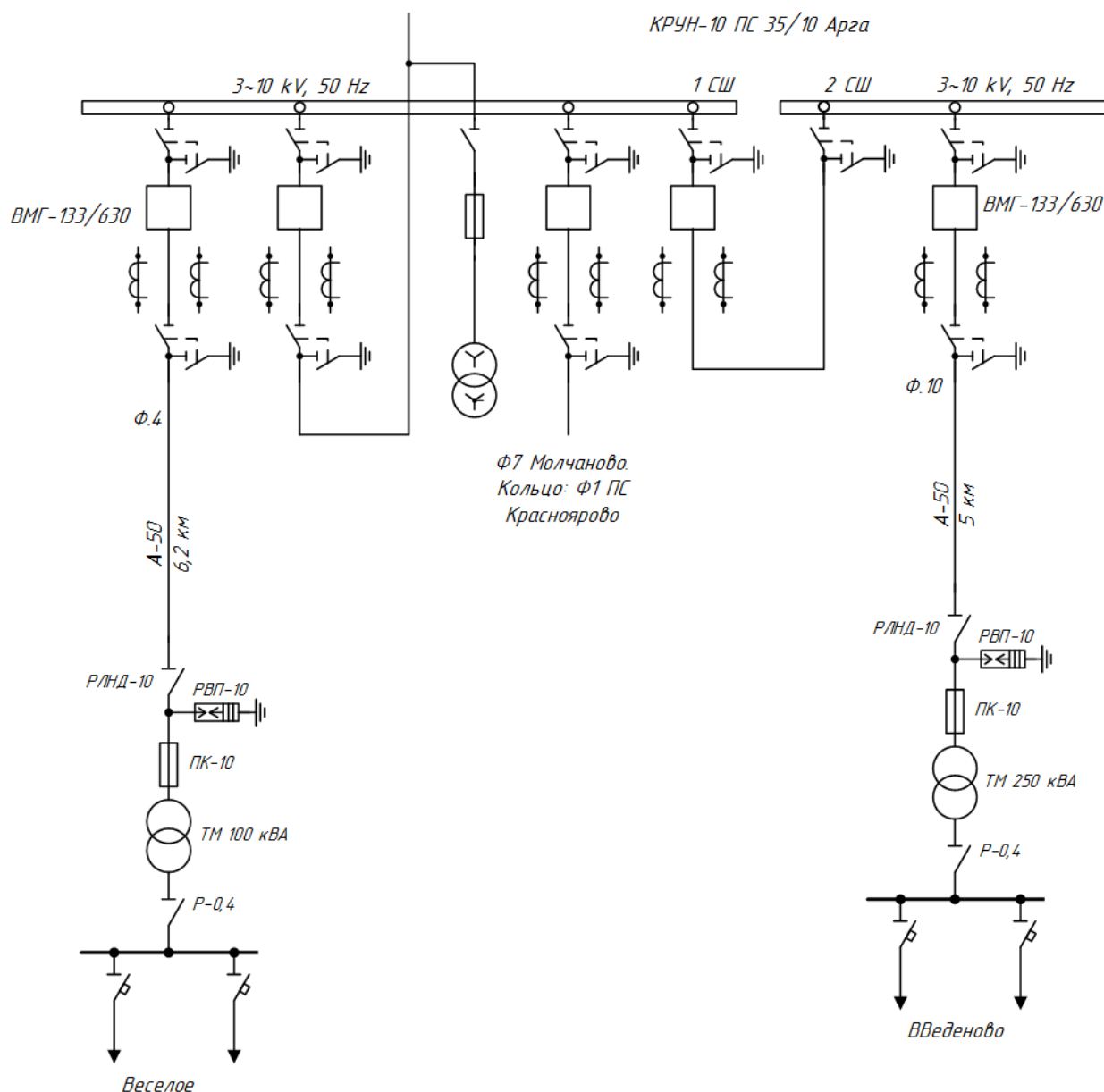


Рисунок 5 – Существующая схема электроснабжения сёл Введеново и Веселое

Сети 10 кВ, питающие с. Веселое и с. Введеново, были введены в эксплуатацию одновременно с питающей их подстанцией 35/10 кВ Арга – в 1972 году. Соответственно внутренние распределительные сети 0,4 кВ рассматриваемых сел тоже были построены в 1972 году. Реконструкция распределительных сетей 10 и 0,4 кВ сел Веселое и Введеново с момента ввода в эксплуатацию не проводилась, осуществлялись только текущие ремонты. Поэтому в настоящее время распределительная сеть 10 кВ, питающая села

Веселое, Введеново находится в неудовлетворительном техническом состоянии. Так, опоры линий электропередачи 10 кВ изготовлены на базе деревянных стоек с деревянными траверсами П-образного типа, к которым через стеклянные изоляторы подвешен голый неизолированный алюминиевый провод марки А-50. Срок службы алюминиевых проводов составляет 40 лет. Так как замена провода не проводилась в течение 50 лет, то соответственно провод вытянулся. Деревянные стойки опор ВЛ 10 кВ были установлены в 1972 году, в процессе естественного старения и износа на опорах имеется загнивание дерева у основания опор. В процессе эксплуатации периодически проводился ремонт опор путем установки железобетонных пасынков, к которым деревянные опоры крепились с помощью стальной проволоки. Данный метод решения проблемы не отличается большой надежностью и со временем приводит к наклону деревянных стоек. Кроме того, в связи с постоянным односторонним напором ветра опоры ВЛ 10 кВ наклонились в сторону направления ветра, в связи с чем периодически даже при небольших ветрах происходит схлестывание проводов, что также приводит к отключению питающих фидеров на подстанции 35/10 кВ Арга. Аналогичные проблемы имеют место и в поселковых сетях 0,4 кВ. Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ в селах также не подвергались реконструкции с момента строительства, их оборудование устарело морально и физически и нуждается в замене.

2.3 Определение целесообразности реконструкции системы электроснабжения сел Введеново и Веселое

Учитывая факты, изложенные выше, можно сделать вывод, что существующая система электроснабжения сёл Введеново и Веселое не обеспечивает в должной мере надежное электроснабжение сел в требуемом объеме. В связи с высоким износом существуют большая вероятность выхода из строя как отдельных элементов, так и системы электроснабжения в целом, схема коммутации источника питания – ПС 35/10 кВ Арга – не обладает требуемым уровнем надежности. Кроме того, построенные в селе Введеново

дом культуры, ФАПа и питающая их котельная относятся к потребителям II категории, при этом электроснабжение села осуществляется по одноцепной ВЛ 10 кВ без резервирования. Поэтому реконструкция системы электроснабжения сел Введеново и Веселое необходима для обеспечения надежности их электроснабжения.

Также необходимо учитывать, что в селах осуществляется переход от печного отопления к отоплению с использованием электрической энергии, приводящий к значительному росту электропотребления в частных домовладениях. В соответствии с данными местной администрации [16] в ближайшие 5 лет прирост электропотребления составит около 250 %: с 912,5 кВт·ч в год в 2020 году до 3149 кВт·ч в год в 2028 году, т.е. электропотребления увеличится почти в 3,5 раза.

Таким образом, существующие распределительные сети 0,4 кВ и трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ обоих сёл, распределительная сеть 10 кВ и питающая подстанция 35/10 кВ Арга нуждаются в полной реконструкции, включая замену деревянных стоек ВЛ 10 и 0,4 кВ на железобетонные, замену существующих алюминиевых проводов и трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ.

3 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.1 Расчёт электрических нагрузок сел Введеново и Веселое

Важнейшей предпосылкой рационального проектирования или реконструкции системы электроснабжения является правильное определение расчетных нагрузок, в зависимости от которых выбираются параметры всех элементов системы. Электрические нагрузки определяют для выбора и проверки токоведущих элементов (шин, кабелей, проводов), силовых трансформаторов, компенсирующих устройств, а также для расчёта потерь напряжения. [8]

Расчет нагрузок производят, начиная от низших ступеней к высшим ступеням системы, рассматривая поочередно отдельные узлы электрических сетей. При этом следует различать нагрузки, приведенные к вводу конкретного потребителя, и нагрузки элементов системы. Как правило, наибольшая точность предъявляется к определению нагрузки на вводе потребителя. На стадии предварительных обоснований нагрузки элементов системы электроснабжения могут определяться по ориентировочным показателям. В результате наряду с точными методами в практике проектирования используются различные приемы расчета нагрузки, имеющие оценочный характер. Нормированные значения применяются при разработке проектов электрических сетей новых и реконструируемых районов и населенных пунктов в целом. Определению подлежат расчетные нагрузки на вводе к каждому потребителю и в отдельных элементах электрических сетей. [8; 24; 32]

Активные и реактивные нагрузки отдельных потребителей являются случайными функциями многих переменных величин. Они зависят от организации бытовых и трудовых режимов населения, технологических особенностей работы потребителей и т. д. Определение нагрузки производится на основании экспериментальных данных, обработанных с помощью методов математической статистики. Величина расчетной нагрузки устанавливается на

какой-то определенный срок.

Электрические нагрузки сел Введеново и Веселое будут рассчитываться на пятилетний срок, т.е. на перспективу до 2028 года. В качестве исходных данных для определения электрических нагрузок имеются:

– число жителей в сёлах (п. 1.1 данной работы) и удельное электропотребление с учетом нагрузки по наружному освещению и электроснабжению объектов социальной сферы на период 2027-2028 гг. – $w_{уд}=3149$ кВт·ч /чел. [16];

– характеристики отдельных потребителей в сёлах (таблица 2).

Суммарное годовое потребление электроэнергии на перспективу до 2028 года в каждом из сёл можно определить по формуле:

$$W_{г} = w_{уд} \cdot n_{ж}, \quad (1)$$

где $n_{ж}$ – число жителей в селе;

$$W_{гВвед.} = 3149 \cdot 345 = 1086405 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$W_{гВес.} = 3149 \cdot 345 = 428264 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Суммарная расчётная бытовая нагрузка сел, включая нагрузки по наружному освещению и электроснабжению объектов социальной сферы:

$$P_{р} = W_{г} / T_{max}, \quad (2)$$

где $T_{max}=3200$ ч – число часов использования максимальной нагрузки для бытовых потребителей и сферы обслуживания в сельской местности [8];

$$P_{р Введ} = 1086405 / 3200 = 339,5 \text{ кВт};$$

$$P_{р Вес} = 428264 / 3200 = 133,8 \text{ кВт}.$$

Расчетная нагрузка общественного здания определяется по формуле [20]:

$$P_{р.о.зд.} = P_{уд.о.зд.} \cdot M, \quad (3)$$

где $P_{уд.о.зд.}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка общественного здания [8; 20];

M – количественный показатель (площадь общественного здания, количество мест в детском саду).

Расчётная нагрузка детского сада на 20 мест:

$$P_{р.д.с.} = 0,46 \cdot 20 = 9,2 \text{ кВт.}$$

Расчётная нагрузка дома культуры площадью 750 м² и ФАП (150 м²):

$$P_{р.дк.} = 0,027 \cdot 750 = 20,3 \text{ кВт.}$$

$$P_{р.ФАП.} = 0,054 \cdot 150 = 8,1 \text{ кВт.}$$

Все найденные нагрузки являются нагрузками вечернего максимума, так как значение коэффициента вечернего максимума k_v для бытовых потребителей и для смешанной нагрузки равно 1. [8]

Кроме бытовой и социальной нагрузки в рассматриваемых селах имеется также производственная и коммунальная нагрузка: ферма в селе Веселое и котельная в Введеново соответственно (табл. 2). Поэтому суммарные расчётные нагрузки сел определяются суммой нагрузок с учётом коэффициентов одновременности k_o , которые для фермы в с. Веселом и котельной в с. Введеново соответственно равны 0,55 и 0,40 [8]:

$$P_{р \text{ Введ}\Sigma} = P_{р \text{ Введ}} + k_o \cdot P_{р \text{ кот}}; \quad (4)$$

$$P_{р \text{ Вес}\Sigma} = P_{р \text{ Вес}} + k_o \cdot P_{р.фер}; \quad (5)$$

$$P_{р \text{ Введ}\Sigma} = 339,5 + 0,40 \cdot 24 = 349,1 \text{ кВт};$$

$$P_{р \text{ Вес}\Sigma} = 133,8 + 0,55 \cdot 20 = 144,8 \text{ кВт.}$$

Реактивная составляющая мощности нагрузки определяется по соответствующему коэффициенту мощности $\text{tg}\varphi$ [32]:

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi. \quad (6)$$

Для коммунально-бытовой нагрузки $\text{tg}\varphi_{к/быт} = 0,43$, для жилых домов с электроплитами $\text{tg}\varphi_{жд} = 0,29$, а для фермы $\text{tg}\varphi_{ф} = 0,88$ [8], тогда:

$$Q_{р \text{ Введ}\Sigma} = P_{р \text{ Введ}\Sigma} \cdot \text{tg}\varphi_{к/быт} = 349,1 \cdot 0,43 = 150,1 \text{ кВАр};$$

$$Q_{p \text{ Вес}} = P_{p \text{ Вес}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{жд}} = 133,8 \cdot 0,29 = 38,8 \text{ кВАр};$$

$$Q_{p \text{ фер}} = P_{p \text{ фер}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{ф}} = 20,0 \cdot 0,88 = 17,6 \text{ кВАр};$$

$$Q_{p \text{ Вес}\Sigma} = Q_{p \text{ Вес}} + k_o \cdot Q_{p, \text{фер}} = 38,8 + 17,6 = 56,4 \text{ кВАр}.$$

После определения активных и реактивных значений перспективных суммарных расчётных электрических нагрузок рассматриваемых сел, которые одновременно являются расчётными нагрузками на шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ, т.к. в каждом селе установлено по одной ТП (рис. 5), можно определить полные мощности нагрузки ТП в каждом из сел:

$$S_{p \text{ ТП}} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}; \quad (7)$$

$$S_{p \text{ ТП Введ}} = \sqrt{349,1^2 + 150,1^2} = 380,0 \text{ кВА};$$

$$S_{p \text{ ТП Вес}} = \sqrt{144,8^2 + 56,4^2} = 155,4 \text{ кВА}.$$

Для оценки загрузки трансформаторов источника питания – ПС 35/10 кВ Арга – также необходимо оценить величину её суммарной нагрузки на пятилетнюю перспективу. Прирост бытовой нагрузки с учётом наружного освещения и объектов социальной сферы на ст. Арга на перспективу до 2028 г. можно определить с помощью формул (1) и (2):

$$\Delta P_{p \text{ Арга}} = P_{p \text{ Арга}}^{2028} - P_{p \text{ Арга}}^{2020} = (w_{\text{уд}}^{2028} - w_{\text{уд}}^{2020}) \cdot n_{\text{ж Арга}} / T_{\text{max}}, \quad (8)$$

здесь $n_{\text{ж Арга}} = 745$ – численность населения на станции Арга [1];

$$w_{\text{уд}}^{2028} = 3149 \text{ кВт}\cdot\text{ч/чел.}, \quad w_{\text{уд}}^{2020} = 912,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч/чел.} [16];$$

$$\Delta P_{p \text{ Арга}} = (3149 - 912,5) \cdot 745 / 3200 = 520,7 \text{ кВт};$$

Суммарная расчётная нагрузка потребителей станции Арга на 2028 год:

$$P_{p\Sigma \text{ Арга}}^{2028} = P_{p\Sigma \text{ Арга}}^{2020} + \Delta P_{p \text{ Арга}}, \quad (9)$$

здесь $P_{p\Sigma \text{ Арга}}^{2020} = 3,447 \text{ МВт}$ – суммарная расчётная нагрузка потребителей станции Арга в 2020 году (п. 2.1);

$$P_{p\Sigma \text{ Арга}}^{2028} = 3,47 + 0,52 = 3,99 \text{ МВт.}$$

Реактивная мощность перспективной нагрузки потребителей станции Арга находится по коэффициенту мощности для смешанной сельской нагрузки $\text{tg}\varphi=0,67$ [8] и формуле (6):

$$Q_{p\Sigma \text{ Арга}}^{2028} = 3,99 \cdot 0,67 = 2,67 \text{ МВАр.}$$

Расчётная нагрузка на шинах 10 кВ ПС Арга определяется суммой нагрузок отходящих линий с учётом коэффициента одновременности [20]:

$$P_{\text{ПС Арга}} = P_{p\Sigma \text{ Арга}} + k_o \cdot (P_{p \text{ Введ}\Sigma} + P_{p \text{ Вес}\Sigma}), \quad (10)$$

где $k_o=0,9$ – коэффициент одновременности при числе ТП равном 9 [8];

$$P_{\text{ПС Арга}} = 3,99 + 0,9 \cdot (0,35 + 0,14) = 4,43 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{ПС Арга}} = 2,67 + 0,9 \cdot (0,15 + 0,06) = 2,86 \text{ МВАр};$$

$$S_{\text{ПС Арга}} = \sqrt{4,43^2 + 2,86^2} = 5,27 \text{ МВА.}$$

3.2 Оценка загрузки силовых трансформаторов

На ТП в с. Введеново в настоящее время установлен один трансформатор ТМ-250/10, а на ТП в Веселом – один ТМ-100/10 (рис. 5), оценка их загрузки проводится следующим образом [9; 22]:

$$K_3 = \frac{S_{p \text{ ТП}}}{N_T \cdot S_{\text{ном.тр}}}, \quad (11)$$

где $S_{p \text{ ТП}}$ – расчётная нагрузка ТП;

N_T – число трансформаторов на ТП;

$S_{\text{ном ТП}}$ – номинальная мощность трансформатора, установленного на ТП.

Загрузка существующих трансформаторов ТП-10/0,4 кВ в рассматриваемых селах на перспективу до 2028 года:

$$K_{3, \text{ТП Введ}} = \frac{380}{1 \cdot 250} = 1,52;$$

$$K_{з.ТП Всс} = \frac{155,4}{1 \cdot 100} = 1,55.$$

Видно, что трансформаторы, стоящие в настоящее время в ТП-10/0,4 кВ рассматриваемых сел, не выдержат перспективную нагрузку и нуждаются в замене.

В настоящее время на подстанции Арга установлены два трансформатора равной мощности ТМН-2500/35 и ТМ-2500/35, их загрузка в нормальном режиме проверяется по формуле (11), а в послеаварийном (при отключении одного из двух трансформаторов) по формуле (12):

$$K_{з.п/ав} = \frac{S_{ПС}}{(N_T - 1) \cdot S_{ном.тр}}; \quad (12)$$

$$K_{з.норм} = \frac{5,27}{2 \cdot 2,5} = 1,05;$$

$$K_{з.п/ав} = \frac{5,27}{(2 - 1) \cdot 2,5} = 2,11.$$

Таким образом, установленные на подстанции 35/10 кВ Арга трансформаторы к 2028 будут постоянно находиться в режиме перегрузки в нормальном режиме, а в послеаварийном режиме перегрузка значительно превысит допустимую величину (1,5 [5]), т.е. оставшийся в работе трансформатор не сможет обеспечить электроснабжение потребителей, подключенных к ПС Арга в полном объёме.

Следовательно, на ПС 35/10 Арга необходимо провести замену установленных силовых трансформаторов.

3.3 Выбор числа и мощности трансформаторов

Правильный выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях является одним из основных вопросов рационального построения системы электроснабжения. [8]

В соответствии с [20] в рассматриваемых поселках на ТП 10/0,4 кВ

компенсация реактивной мощности не производится, так как на ТП 10/0,4 компенсация реактивной мощности предусматривается только при требуемой расчётной мощности компенсирующих устройств более 150 кВАр, что не соблюдается ни для одной ТП поселка.

Вопрос о числе трансформаторов на ТП зависит от категории питаемых потребителей.

Для питания потребителей I категории требуется установка двух трансформаторов, для питания II категории возможна установка одного или двух трансформаторов, потребители III категории должны питаться от однострансформаторных подстанций. [14]

Наиболее экономичны однострансформаторные подстанции, которые при наличии централизованного (складского) резерва или связей по вторичному напряжению могут обеспечить надежное питание потребителей II и III. [8]

При проектировании или реконструкции систем электроснабжения установка однострансформаторных подстанций рекомендуется при полном резервировании электроприёмников I и II категории по сетям низкого напряжения и для питания электроприёмников III категории, когда возможна замена поврежденного трансформатора в течение не более одних суток и при наличии централизованного резерва. [8]

С учётом вышеизложенного в Введеново на ТП, которая кроме жилых домов питает котельную, ФАП и детский сад, должны стоять два трансформатора, а на ТП в с. Веселом достаточно одного силового трансформатора.

Выбор номинальной мощности силовых трансформаторов осуществляется по условию [22]:

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{S_{\text{р ТП}}}{N_{\text{Т}} \cdot K_3}, \quad (13)$$

где $S_{\text{р ТП}}$ – расчётная нагрузка ТП;

N_T – число трансформаторов;

K_3 – коэффициент загрузки, при двух трансформаторах принимается в равной 0,7, при одном – 0,85.

$$S_{\text{тр Введ}} \geq \frac{380}{2 \cdot 0,7} = 271,4 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{тр Вес}} \geq \frac{155,4}{1 \cdot 0,85} = 182,8 \text{ кВА}.$$

Таким образом, к установке в ТП рассматриваемых сел принимаются трансформаторы ТМ–250: два в с. Введеново и один в с. Веселом. Коэффициенты загрузки выбранных трансформаторов в нормальном режиме будут допустимыми:

$$K'_{\text{з.норм ТП Введ}} = \frac{380}{2 \cdot 250} = 0,76;$$

$$K'_{\text{з.ТП Вес}} = \frac{155,4}{1 \cdot 250} = 0,62.$$

В послеаварийном режиме, при отключении одного из двух трансформаторов на ТП в с. Введеново, перегрузка оставшегося в работе трансформатора незначительно превысит допустимую:

$$K'_{\text{з.п/ав ТП Введ}} = \frac{380}{1 \cdot 250} = 1,52.$$

Поэтому в данном режиме в с. Введеново потребуется отключение части потребителей III категории, к которой относится большая часть села. Необходимо также отметить, что расчётная нагрузка ТП в с. Введеново $S_{\text{р ТП Введ}} = 380,0$ кВА – это нагрузка зимнего периода, обусловленная в основном электрическим отоплением. Средние температуры в районе с декабря по февраль равны от $-24,3$ °С до $-20,6$ °С [33], поэтому отключение нагрузки III категории с декабря по февраль не потребуется, т.к. для трансформаторов с системой охлаждения М при температуре охлаждающего воздуха -20 °С и ниже допустима аварийная перегрузка 1,6 в течение 24 ч [5]. При температуре -10 °С (март, ноябрь) аварийная перегрузка 1,6 допускается в течение 8 ч, которых будет достаточно для отключения потребителей III категории в с.

Введено даже вручную. В остальные месяцы года значение расчётной нагрузки будет меньше, поэтому недопустимого уровня перегрузки не будет, даже при снижении электропотребления всего на 10 % по сравнению с зимним максимумом загрузка трансформаторов в послеаварийном режиме составит:

$$K'_{з.п/ав\ ТП\ Введ} = \frac{0,90 \cdot 380}{1 \cdot 250} = 1,37.$$

Выбор трансформаторов большей мощности экономически нецелесообразен, т.к. в этом случае они будут постоянно недогружены:

$$K''_{з.норм\ ТП\ Введ} = \frac{380}{2 \cdot 400} = 0,475;$$

$$K''_{з.п/ав\ ТП\ Введ} = \frac{380}{2 \cdot 400} = 0,95.$$

Поэтому принято окончательное решение об установке на ТП-10/0,4 кВ в с. Введено двух трансформаторов ТМ-250/10,

В предыдущем пункте показано, что стоящие на ПС Арга трансформаторы подлежат замене. Требуемая мощность новых трансформаторов для ПС Арга в соответствии с формулой (13):

$$S_{тр\ Арга} \geq \frac{5,27}{2 \cdot 0,7} = 3,76 \text{ кВА.}$$

Следовательно, на ПС Арга целесообразно установить два трансформатора ТМН-4000/35, загрузка которых в нормальном и послеаварийном режимах будет допустимой:

$$K_{з.норм} = \frac{5,27}{2 \cdot 4,0} = 0,66;$$

$$K_{з.п/ав} = \frac{5,27}{(2-1) \cdot 4,0} = 1,32.$$

Кроме замены силовых трансформаторов системы электроснабжения сел и питающая подстанция Арга нуждаются в полной реконструкции (см. п. 2.1–2.3 данной работы), вопросы которой рассматриваются в следующих главах.

4 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПИТАЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИИ АРГА

4.1 Выбор схемы подстанции

Электрическая схема подстанции определяет весь последующий ход проектирования электрической части подстанции. От схемы РУ зависят количество и тип электрооборудования, устанавливаемого на подстанции. Основные требования, предъявляемые к электрическим схемам подстанций: обеспечение надёжного электроснабжения потребителей при высоких экономических показателях (малые капитальные вложения в сооружение подстанции и небольшие отчисления на амортизацию и обслуживание), приспособленность к проведению ремонтных работ, оперативная гибкость. [32]

При небольшом количестве присоединений на стороне ВН применяют упрощённые схемы, в которых обычно отсутствуют сборные шины, число выключателей уменьшено. Упрощённые схемы позволяют уменьшить расход электрооборудования, строительных материалов, снизить стоимость распределительного устройства, ускорить его монтаж. [24]

В настоящее время распределительное устройство 35 кВ подстанции Арга выполнено по нетиповой схеме, подлежащей изменению: несекционированная система шин с разъединителем в цепи одной из ВЛ 35 кВ и выключателем в цепи второй ВЛ 35 кВ. Оба трансформатора подключены к шинам 35 кВ через выключатели. Таким образом, при отсутствии обеспечения требуемого уровня надёжности работы РУ ВН и подстанции в целом на высокой стороне ПС Арга схеме используются три высоковольтных выключателя. При этом существует типовая схема с тремя выключателями 35 кВ, обеспечивающая надлежащий уровень надёжности функционирования [25; 26]: 35-5Н – мостик с выключателями в цепях линий и транзитной перемычке. Поэтому целесообразно изменить существующую схему ОРУ 35 кВ ПС Арга на схему 35-5Н [26]. Существующая схема распределительного устройства низкого напряжения подстанции 35/10 кВ Арга отвечает всем требованиям, предъявляемым к схемам РУ 10 кВ, поэтому изменяться не будет, в отличие от

электрооборудования, которое практически полностью подлежит замене. Не заменяются только один трансформатор напряжения НАМИ-35 и два ТН НАМИ-10, срок нормальной эксплуатации которых ещё не закончился.

Электрическая схема подстанции Арга после реконструкции показана в общем виде на рисунке 6 и подробно в графической части проекта.

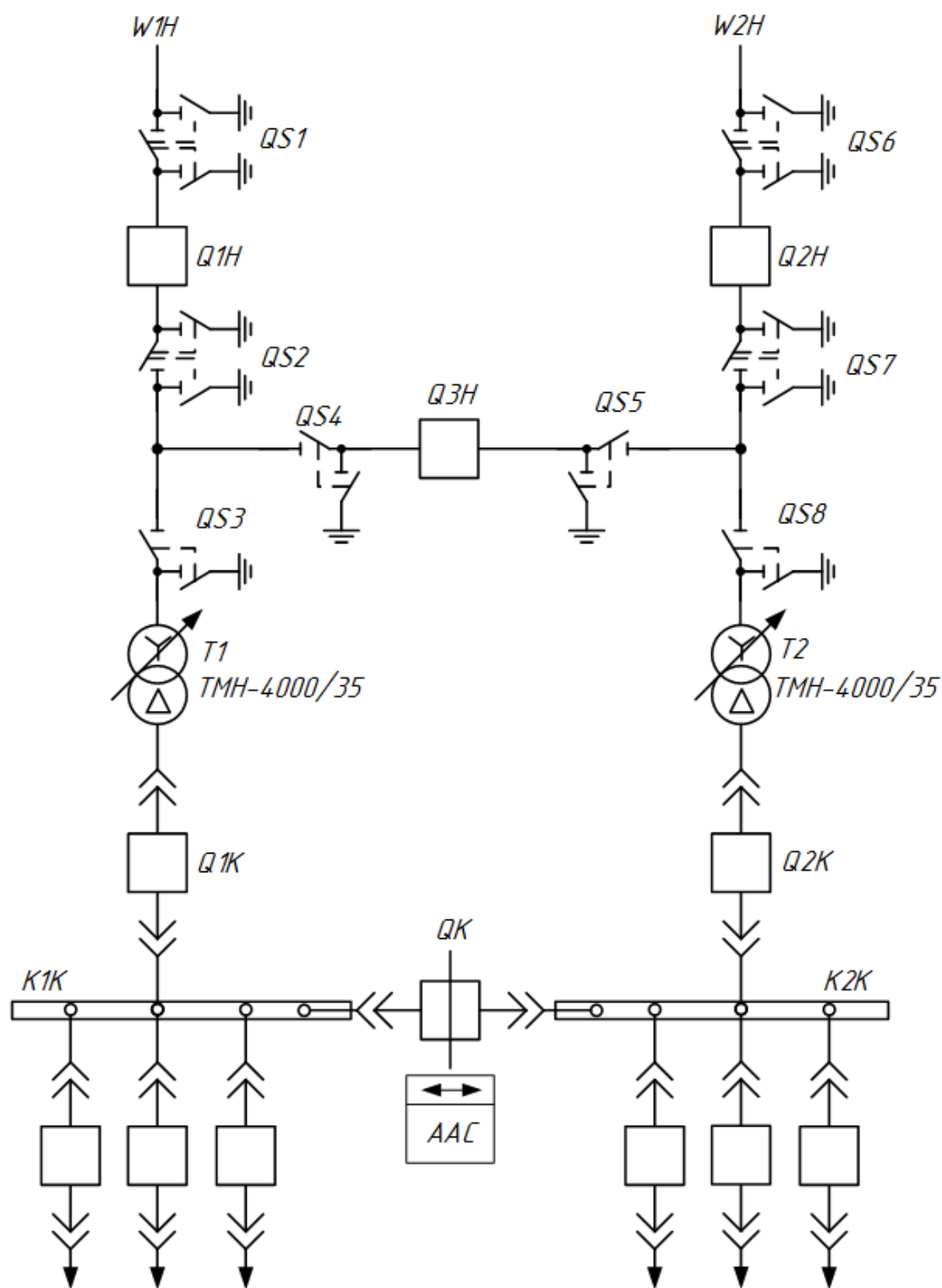


Рисунок 6 – Однолинейная схема ПС 35/10 кВ Арга после реконструкции

Для ОРУ 35 кВ предварительно намечены к установке элегазовые выключатели в соответствии с [26] со встроенными трансформаторами тока, для РУ 10 кВ – вакуумные или элегазовые, как обладающие целым рядом преимуществ по сравнению с масляными выключателями. Вместо разъединителей в КРУ 10 кВ предусматриваются втычные контакты.

Для выбора и проверки электрооборудования высокого и низкого напряжений необходимо определить максимальные рабочие токи и токи короткого замыкания (КЗ).

4.2 Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания производится не только для выбора и проверки параметров электрооборудования, но также и для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

Основная цель расчёта состоит в определении периодической составляющей тока короткого замыкания для наиболее тяжёлого режима электрической сети. Учёт апериодической составляющей производится приближённо, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе. [10]

Расчёт токов короткого замыкания с учётом действительных характеристик и действия режима работы всех элементов энергосистемы весьма сложен. Вместе с тем для решения большинства задач, встречающихся на практике, можно ввести допущения, упрощающие расчёты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относят следующие [10]:

- 1) не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- 2) пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- 3) не учитываются ёмкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- 4) считается, что трёхфазная система является симметричной;
- 5) влияние нагрузки на ток короткого замыкания учитывает

приблизённо;

б) при вычислении тока короткого замыкания обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение X/R более трёх. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания T_a .

Указанные допущения наряду с упрощением расчётов приводят к некоторому преувеличению токов короткого замыкания (погрешность расчёта не превышает 10%, что принято считать допустимым).

Расчёт токов при трёхфазном коротком замыкании выполняется в следующем порядке [10]:

- 1) для рассматриваемой энергосистемы составляется расчётная схема;
- 2) по расчётной схеме составляется расчётная схема замещения;
- 3) путём постепенного преобразования приводят схему замещения к наиболее простому виду так, чтобы каждый источник питания или группа источников, характеризующиеся определённым значением результирующей ЭДС, были связаны с точкой короткого замыкания одним результирующим сопротивлением;
- 4) зная результирующую ЭДС источников питания и результирующее сопротивление, по закону Ома определяют начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания $I_{п0}$, затем ударный ток и при необходимости периодическую и апериодическую составляющую тока короткого замыкания для заданного момента времени.

Под расчётной схемой установки понимают упрощённую однолинейную схему электроустановки с указанием всех элементов и их параметров, которые влияют на ток короткого замыкания и поэтому должны быть учтены при выполнении расчётов тока короткого замыкания. [18]

На расчётной схеме электроустановки отмечают точки, в которых предполагается короткое замыкание. Затем для выбранной точки короткого замыкания составляют эквивалентную схему замещения. Схемой замещения

называют электрическую схему, соответствующую по исходным данным расчётной схеме, но в которой все магнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими. [10]

Расчётная схема для определения токов КЗ приведена на рисунке 7, а схема замещения – на рисунке 8.

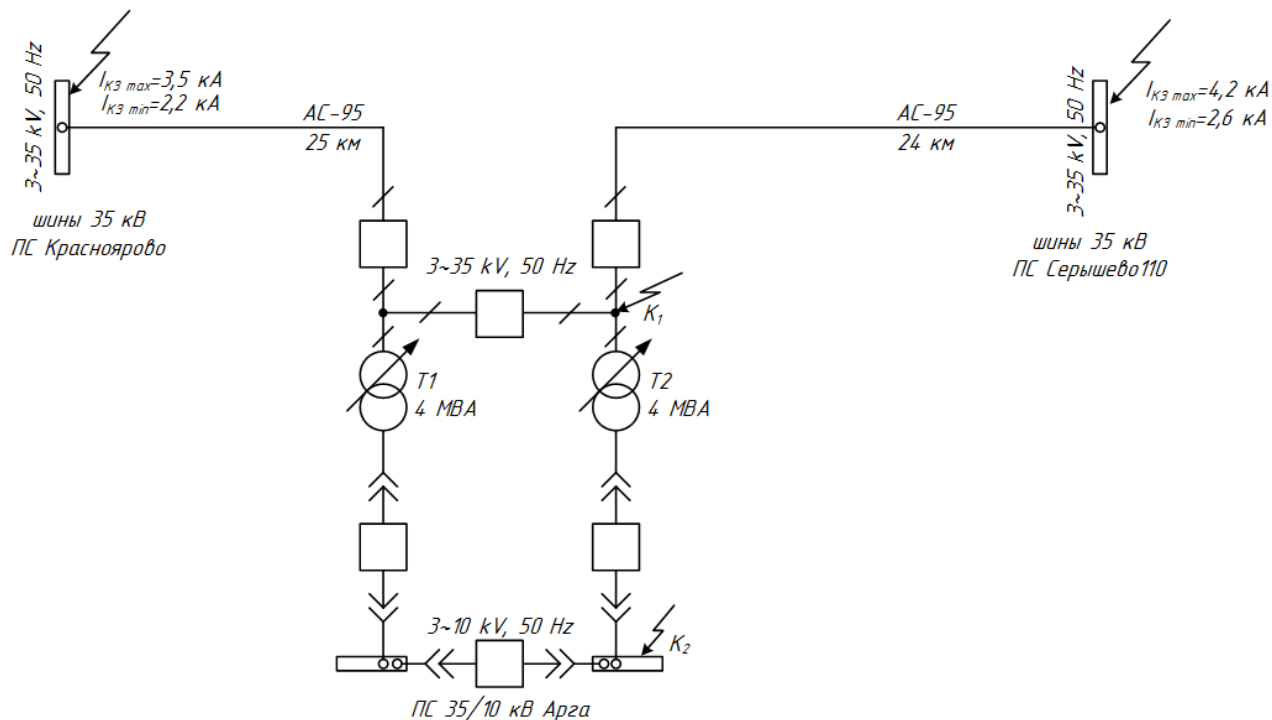


Рисунок 7 – Расчётная схема для определения токов КЗ

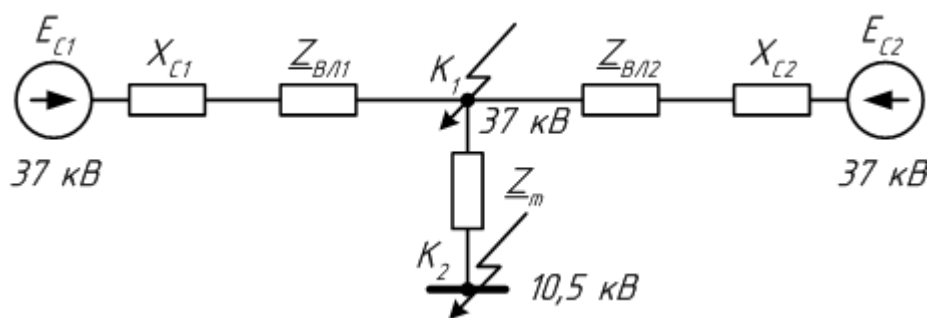


Рисунок 8 – Схема замещения для расчёта токов КЗ

Расчет токов КЗ будет проведен в относительных единицах по средним напряжениям (без учета точных коэффициентов трансформации). В качестве значений базисных мощности и напряжений принято:

$$S_6=1000 \text{ МВА}; \quad U_{61}=37 \text{ кВ}; \quad U_{62}=10,5 \text{ кВ}.$$

Сопротивление системы находится по формуле [10]:

$$X_{C*6} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{K3} \cdot U_{cp}}, \quad (14)$$

где I_{K3} – уровень токов КЗ на шинах 35 кВ источников – подстанций Красноярово и Серышево-110 (по данным преддипломной практики);

U_{cp} – среднее номинальное напряжение системы;

S_6 – базисная мощность.

Сопротивления системы (минимальные и максимальные значения – соответственно в максимальном и минимальном режимах токов КЗ):

$$X_{C1 \min*6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 3,5 \cdot 37} = 4,458 \text{ о.е.};$$

$$X_{C1 \max*6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 2,2 \cdot 37} = 7,093 \text{ о.е.};$$

$$X_{C2 \min*6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 4,2 \cdot 37} = 3,715 \text{ о.е.};$$

$$X_{C2 \max*6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 2,6 \cdot 37} = 6,002 \text{ о.е.}$$

Сопротивление воздушных линий в относительных единицах определяется по выражению [10]:

$$\underline{Z}_{ВЛ*6} = \underline{Z}_{ВЛ} \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}, \quad (15)$$

здесь $\underline{Z}_{ВЛ}$ – полное сопротивление линии, рассчитываемое по её длине L , км, и удельному сопротивлению $\underline{z}_{уд} = r_{уд} + jx_{уд}$, Ом/км [22]:

$$\underline{Z}_{ВЛ} = \underline{z}_{уд} \cdot L. \quad (16)$$

Сопровитления ВЛ 35 кВ Красноярово–Арга и Серышево–Арга:

$$\underline{Z}_{уд AC-95}=0,360+j0,421 \text{ Ом/км};$$

$$\underline{Z}_{ВЛ1*6}=(0,360+j0,421) \cdot 25 \cdot \frac{1000}{37^2}=5,588+j7,688 \text{ о.е.};$$

$$\underline{Z}_{ВЛ2*6}=(0,360+j0,421) \cdot 24 \cdot \frac{1000}{37^2}=5,364+j7,381 \text{ о.е.}.$$

Сопровитление обмоток трансформатора ТМН–4000/35/10, устанавливаемого на ПС Арга, в относительных единицах [32]:

$$\underline{Z}_{т*6}=\underline{Z}_{т} \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}, \quad (17)$$

где $\underline{Z}_{т}=2,6+j23 \text{ Ом}$ – сопротивление обмоток трансформатора ТМН–4000/35/10 [24];

$$\underline{Z}_{т*6}=(2,6+j23) \cdot \frac{1000}{37^2}=1,899+j16,801 \text{ о.е.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ определяется по формуле [10]:

$$I_{п0}=\frac{E_c}{Z_{рез*6}} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}, \quad (18)$$

где E_c – ЭДС системы, о.е.;

$Z_{рез*6}$ – результирующее относительное сопротивление цепи КЗ, приведенное к базисным условиям, о.е.;

U_{cp} – среднее напряжение в точке КЗ, кВ.

Результирующие сопротивления относительно точки K_1 (шины ВН ПС Арга) в соответствии с рисунком 8:

$$\underline{Z}_{рез1*6}=\frac{(jX_{C1*6} + \underline{Z}_{ВЛ1*6}) \cdot (jX_{C2*6} + \underline{Z}_{ВЛ2*6})}{(jX_{C1*6} + \underline{Z}_{ВЛ1*6}) + (jX_{C2*6} + \underline{Z}_{ВЛ2*6})}; \quad (19)$$

$$\underline{Z}_{\text{рез1 min}^*6} = \frac{(j4,458 + 5,588 + j7,688) \cdot (j3,715 + 5,364 + j7,381)}{(j4,458 + 5,588 + j7,688) + (j3,715 + 5,364 + j7,381)} =$$

$$= 2,738 + j5,799 \text{ о.е.};$$

$$Z_{\text{рез1 min}^*6} = \sqrt{2,738^2 + 5,799^2} = 6,413 \text{ о.е.};$$

$$\underline{Z}_{\text{рез1 max}^*6} = \frac{(j7,093 + 5,588 + j7,688) \cdot (j6,002 + 5,364 + j7,381)}{(j7,093 + 5,588 + j7,688) + (j6,002 + 5,364 + j7,381)} =$$

$$= 1,772 + j6,890 \text{ о.е.};$$

$$Z_{\text{рез1 max}^*6} = \sqrt{1,772^2 + 6,890^2} = 7,114 \text{ о.е.}$$

Результирующие сопротивления цепи КЗ для точки К₂:

$$\underline{Z}_{\text{рез2}^*6} = \underline{Z}_{\text{рез1}^*6} + \underline{Z}_{\Gamma^*6}; \tag{20}$$

$$\underline{Z}_{\text{рез2 min}^*6} = 2,738 + j5,799 + 1,899 + j16,801 = 4,637 + j22,600 \text{ о.е.};$$

$$Z_{\text{рез2 min}^*6} = \sqrt{4,637^2 + 22,600^2} = 23,071 \text{ о.е.};$$

$$\underline{Z}_{\text{рез2 max}^*6} = 1,772 + j6,890 + 1,899 + j16,801 = 3,671 + j23,691 \text{ о.е.};$$

$$Z_{\text{рез2 max}^*6} = \sqrt{3,671^2 + 23,691^2} = 23,974 \text{ о.е.}$$

Начальные действующие значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в максимальном и минимальном режимах для шин высокого и низкого напряжения реконструируемой подстанции Арга:

$$I_{\text{п0 K1 max}} = \frac{1}{6,413} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 2,43 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п0 K1 min}} = \frac{1}{7,114} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 2,19 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п0 K2 max}} = \frac{1}{23,071} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,38 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п0 K2 min}} = \frac{1}{23,974} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,29 \text{ кА}.$$

Ударные токи определяются следующим образом [32]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{п0}, \quad (21)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент [10].

Ударные токи для расчётных точек K_1 и K_2 :

$$i_{уд K1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 2,43 = 5,53 \text{ кА};$$

$$i_{уд K2} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 2,38 = 5,39 \text{ кА}.$$

Минимальный ток двухфазного КЗ, необходимый при расчёте релейной защиты [32]:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)}; \quad (22)$$

$$I_{K1 \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,19 = 1,89 \text{ кА};$$

$$I_{K2 \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,29 = 1,98 \text{ кА}.$$

4.3 Выбор и проверка оборудования высокого напряжения

Силовое электрооборудование должно быть выбрано по условиям работы в максимальном нагрузочном режиме (режим зимнего максимума) и проверено на термическую и электродинамическую стойкость при расчетном коротком замыкании (трехфазное КЗ на шинах распределительного устройства, в котором устанавливается проверяемое оборудование). [18]

Необходимые для выбора оборудования максимальные рабочие токи в цепях трансформаторов можно найти по формуле [22]:

$$I_{\max.тр} = 1,4 \cdot \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (23)$$

где $I_{\max.тр}$ – максимальный рабочий ток в цепи трансформатора с учётом 50%-ой допустимой перегрузки.

Максимальный рабочий ток на стороне 35 кВ ПС Арга в цепи трансформатора:

$$I_{\max.\text{тр.}} = 1,4 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 92,4 \text{ А.}$$

При выборе электрооборудования в цепях линий необходимо также учитывать транзит мощности через РУ 35 кВ ПС Арга. В соответствии с данными, собранными на преддипломной практике, транзит мощности через РУ 35 кВ ПС Арга осуществляется от ПС Серышево110 в направлении ПС 35 кВ Красноярово и составляет максимально 8,1 МВА, следовательно, ток транзитной мощности через РУ 35 кВ ПС Арга:

$$I_{\text{транз.}} = \frac{8100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 133,6 \text{ А.}$$

Максимальный ток через линейный выключатель Q2Н и транзитный выключатель Q3Н будет протекать при отключении трансформатора Т2 (рис. 6) и будет равен:

$$I_{\max} = I_{\max.\text{тр.}} + I_{\text{транз.}} = 92,4 + 133,6 = 226 \text{ А.}$$

Основным аппаратом в электрических установках является выключатель, который служит для отключения и включения цепи в любых режимах. Выключатели выбираются по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяются по отключающей способности, динамической и термической устойчивости к токам КЗ. Выбор и проверка выключателей проводится согласно [18]. Так как промышленностью для номинального напряжения 35 кВ выпускаются выключатели с минимальным номинальным током в 630 А, то для всех цепей РУ ВН выбирается один и тот же тип выключателей – ВГБЭ-35-II-12,5/630УХЛ1. Данное решение позволит значительно повысить степень удобства эксплуатации и ремонтов выключателей. Выбранные выключатели 35 кВ являются элегазовыми баковыми, для наружной установки (для работы в умеренном или холодном климате) с электромагнитным приводом (номинальное напряжение постоянного тока электромагнитов управления привода ПЭ–31Н равно 220 В),

со встроенными трансформаторами тока [24; 30].

Принимая во внимание значительную удаленность реконструируемой подстанции Арга от источников питания, тепловой импульс определяется по формуле [18]:

$$W_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (24)$$

где $I_{п0}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте установки выключателя;

$t_{откл}$ – время отключения КЗ;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [10].

Определение времени отключения КЗ [10]:

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{отк.В}, \quad (25)$$

где $t_{р.з.} = 1,5$ с – максимальное время срабатывания релейной защиты с учётом селективности;

$t_{отк.В} = 0,07$ с – полное время отключения выключателя ВГБЭ-35-II-12,5/630УХЛ1 [30].

$$t_{откл} = 1,5 + 0,07 = 1,57 \text{ с};$$

$$W_{кК1} = 2,43^2 \cdot (1,57 + 0,02) = 9,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения дугогасящих контактов τ [32]:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}; \quad (26)$$

$$\tau = t_{з. \min} + t_{с.В}, \quad (27)$$

где $t_{з. \min} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.В} = 0,04$ с – собственное время отключения выключателя ВГБЭ-35-II-

12,5/630УХЛ1 [24; 30];

$$\tau=0,01+0,04=0,05 \text{ с};$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 2,43 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,02}} = 0,28 \text{ кА}.$$

Номинально допустимая величина апериодической составляющей в отключаемом токе [32]:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}, \quad (28)$$

где $\beta_{ном}=0,32$ – номинальное относительное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе для ВГБЭ-35-П-12,5/630УХЛ1 [30];

$I_{откл.ном}=12,5$ кА – номинальный ток отключения выключателя ВГБЭ-35-П-12,5/630УХЛ1 [24].

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,32 \cdot 12,5 = 5,66 \text{ кА}.$$

Результаты выбора выключателей 35 кВ и их проверки даны в таблице 3.

Таблица 3 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ (ВГБЭ-35-П-12,5/630УХЛ1)

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{сети\ ном}=35$ кВ	$U_{ном}=35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сети\ ном}$
$I_{max}=226$ А	$I_{ном}=630$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{п0}=2,43$ кА	$I_{вкл}=12,5$ кА	$I_{вкл} \geq I_{п0}$
$i_{уд}=5,53$ кА	$i_{вкл}=35$ кА	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
$I_{п0}=2,43$ кА	$I_{пр.скв}=12,5$ кА	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
$i_{уд}=5,53$ кА	$i_{пр.скв}=35$ кА	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
$B_k=9,4$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл}=12,5^2 \cdot 1,57=245,3$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k$
$I_{п0}=2,43$ кА	$I_{отк.ном}=12,5$ кА	$I_{отк.ном} > I_{п0}$
$i_{ат}=0,28$ кА	$i_{а.ном}=5,66$ кА	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Выключатели ВГБЭ-35-П-12,5/630 УХЛ1 полностью удовлетворяют всем условиям выбора и проверки.

Для ОРУ 35 кВ выбраны разъединители: РНДЗ-1-35/630 УХЛ1 и РНДЗ-2-35/630 УХЛ1 – разъединители для наружной установки трехполюсные двухколонковые с одним и двумя заземляющими ножами с двигателем приводом ПР-У1 [31]. Проверка разъединителей 35 кВ выполнена в таблице 4.

Таблица 4 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ (РНДЗ-35/630УХЛ1)

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{сети ном}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$
$I_{\text{max}}=226 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{п0}}=2,43 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с.}}=63 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с.}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}}=9,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}}=25^2 \cdot 1,57=981,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}$

Разъединители РНДЗ-1-35/630 УХЛ1 и РНДЗ-2-35/630 УХЛ1 успешно прошли проверку по всем условиям.

Трансформаторы тока (ТТ) предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Выбор ТТ производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях. Класс точности ТТ при включении в их цепи электрических счётчиков должен быть 0,5. [31]

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь, и иметь данные о длине L соединительных проводов. На подстанциях 35 кВ используются алюминиевые провода с минимальным сечением 4 мм^2 , максимальное сечение составляет 10 мм^2 . После этого приборы распределяются по фазам А и С при наличии на присоединении двух трансформаторов тока или по фазам А, В и С при наличии на присоединении трёх ТТ. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учёта, считая, что $Z_{\text{пр}} \cong R_{\text{пр}}$. [9]

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие [9]:

$$Z_{2\text{ном}} \geq Z_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + Z_{\text{к}}, \quad (29)$$

где $Z_{\text{приб}}$, $R_{\text{пр}}$, $Z_{\text{к}}$ – соответственно сопротивление приборов, соединительных

проводов и переходное сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трёх приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов. [9]

Сопротивление проводов не должно превышать

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - (Z_{\text{приб}} + Z_{\text{к}}). \quad (30)$$

Минимальное сечение проводов можно определить из соотношения:

$$S_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{R_{\text{пр}}}, \quad (31)$$

где ρ – удельное сопротивление, для алюминиевых проводов $\rho=0,0283$ Ом·мм²/м;

$l_{\text{расч}}$ – расчётная длина соединительных проводов.

На ПС Арга в цепях линий 35 кВ необходимо установить амперметр (Э335, S=0,5 ВА) [31].

Сопротивление приборов определяется по выражению

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

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

I_2 – номинальный вторичный ток, А.

Сопротивление приборов, стоящих в цепях линий 35 кВ:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Проверяются трансформаторы тока ТВ-35-III-600/5ХЛ2, встроенные в выключатели ВГБЭ-35-II-12,5/630 УХЛ1 и имеющие номинальную вторичную нагрузку $Z_{2\text{ном}}=0,4$ Ом в классе точности 0,5 [31]:

$$R_{\text{пр}} = 0,4 - (0,02 + 0,05) = 0,33 \text{ Ом.}$$

Длина соединительных проводов от ТТ до приборов в цепях РУ 35 кВ принимается равной 50 м [9], тогда:

$$S_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 50}{0,33} = 4,3 \text{ мм}^2.$$

Принимаются контрольные алюминиевые кабели с сечением провода 6 мм² – АКРВГ–4×6, тогда:

$$R_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 50}{6} = 0,24 \text{ Ом};$$

$$Z_2 = 0,24 + 0,02 + 0,05 = 0,31 \text{ Ом}.$$

Проверка трансформаторов тока 35 кВ показана в таблице 5.

Таблица 5 – Проверка трансформатора тока ТВ-35-III-600/5ХЛ2

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{сети ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$
$I_{\text{max}} = 226 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$i_{\text{уд}} = 5,53 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 35 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_k = 9,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 10^2 \cdot 1,57 = 157 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_k$
$Z_2 = 0,31 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Встроенные в выключатели ВГБЭ-35-II-12,5/630 УХЛ1 трансформаторы тока ТВ-35-III-600/5ХЛ2 успешно прошли проверку по всем условиям.

Нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН) являются одними из основных элементов подстанции, обеспечивающими защиту оборудования распределительного устройства и линий от коммутационных и грозовых перенапряжений. [19]

Выбор ОПН выполняется в два этапа:

- предварительный выбор;
- окончательный выбор после уточнения влияющих факторов.

Первым шагом для выбора ограничителей является выбор напряжения ОПН с учетом времени его воздействия. Главным обстоятельством, определяющим безаварийную работу ограничителей, является длительное рабочее напряжение на аппарате. [19]

Так как ОПН выбирается для подстанции 35/10 кВ, где нет опасности

возникновения феррорезонансных перенапряжений, то расчетная величина длительно допустимого напряжения на ограничителе равна наибольшему рабочему напряжению сети:

$$U_{\text{нб.раб.ОПН}}=U_{\text{нб.раб.сети}}=1,15 \cdot U_{\text{ном}}, \quad (33)$$

где $U_{\text{нб.раб.ОПН}}$ – наибольшее рабочее допустимое напряжение ОПН, кВ;

$U_{\text{нб.раб.сети}}$ – наибольшее рабочее сети, кВ;

$$U_{\text{нб.раб.ОПН } 35}=1,15 \cdot 35=40,25 \text{ кВ.}$$

Другим основным параметром, определяющим электрические характеристики нелинейных ограничителей перенапряжений, является величина импульсного тока, допустимого через варисторы ОПН. При значениях тока больше допустимого для выбранных варисторов может произойти их перекрытие по боковой поверхности. Величина импульсного тока через ограничители перенапряжений зависит от типа подстанции (тупиковая, проходная, многофидерная), числа и количества защитных аппаратов, их характеристик, расстояния между защищаемым оборудованием и защитным аппаратом, местом установки ОПН (на подстанции или на линии). Однако, в подавляющем большинстве случаев импульсные токи в сетях 35 кВ не более 10 кА [19]. По найденным значениям наибольших рабочих напряжений и импульсных токов для ОРУ 35 кВ выбраны нелинейные ограничители перенапряжений ОПН-У/TEL-35/40,5-10УХЛ1, имеющие $U_{\text{нб.раб.ОПН}}=40,5$ кВ и номинальный разрядный ток 10 кА

В РУ 35 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Сечение гибких шин проверяется на нагрев (по допустимому току), на термическое действие тока КЗ, на электродинамическое действие тока КЗ (при $I_{\text{п0}} \geq 20$ кА) и по условиям короны (при $U \geq 35$ кВ) [9]. Так как сборные шины по экономической плотности тока не выбираются [14], то сечение принимается по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}. \quad (34)$$

Максимальная нагрузка на шинах 35 кВ реконструируемой подстанции Арга составляет 226 А, поэтому, исходя из наименьших допустимых сечений по короне для уровня напряжения 35 кВ, в качестве гибких шин на стороне ВН подстанции принимаются провода марки АС-70/11 [31], допустимый ток для которых составляет 265 А.

Проверка шин на сжигание не требуется, так как $I_{п0 К1 \max} = 2,43$ кА, что меньше 20 кА.

Проверка выбранного сечения на термическое действие тока КЗ [18]:

$$q \geq q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{91} \cdot 10^3, \quad (35)$$

где q_{\min} – минимальное сечение гибких алюминиевых шин по условию термической стойкости;

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{9,4}}{91} \cdot 10^3 = 33,7 \text{ мм}^2 < q = 70 \text{ мм}^2.$$

Проверку по условиям коронирования можно было бы не проводить, т.к. выбранное сечение превышает минимально допустимое сечение по короне, но с учётом того, что на ОРУ 35 кВ расстояние между проводами меньше, чем на ВЛ, то проверка выполняется.

Условие проверки [32]:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (36)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряжённости электрического поля;

E – напряжённость электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

Напряжённости определяются по следующим формулам [32]:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (37)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{1,26D}{r_0}}, \quad (38)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0,82$);

$r_0=11,4/2=5,7$ мм=0,57 см – радиус провода АС–70/11 [24], см;

$D=100$ см – расстояние между фазами на ОРУ 35 кВ;

$$E_0=30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}}\right) = 34,69 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 35}{0,57 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 85}{0,57}} = 9,27 \text{ кВ/см}.$$

Проверка выполнения условия отсутствия короны:

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 9,27 = 9,92 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 34,69 = 31,22 \text{ кВ/см}.$$

Таким образом, ошиновка ОРУ 35 кВ коронировать не будет.

В РУ шины крепятся на подвесных, опорных и проходных изоляторах. Для крепления гибкой ошиновки ОРУ 35 кВ на линейных и трансформаторных порталах используются подвесные изоляторы, которые выбираются по номинальному напряжению и проверяются на механическую прочность по разрушающей электромеханической нагрузке.

Предварительно в качестве поддерживающих и натяжных изоляторов для ошиновки ОРУ 35 кВ приняты линейные полимерные изоляторы ЛК70/35, имеющие массу 3,6 кг и рассчитанные на механическую разрушающую силу при растяжении не менее 70 кН [32]. Проверка выбранных изоляторов на механическую прочность выполняется по расчётной электромеханической разрушающей нагрузке P по условию [14]:

$$P \geq 5 \cdot (p_1 \cdot l_{\text{вес}} + G_{\text{из}} \cdot g), \quad (39)$$

здесь p_1 – единичная нагрузка от собственного веса провода ошиновки, Н/м;

$l_{\text{всс}}$ – весовой пролет ошиновки ОРУ, м;

$G_{\text{из}}$ – масса изолятора;

$g=9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения.

Единичная нагрузка от массы провода ошиновки определяется по формуле:

$$p_1 = g \cdot G_0, \quad (40)$$

где G_0 – масса 1 м провода АС–70/11, равная 0,276 кг/м [31];

$$p_1=9,81 \cdot 0,276=2,71 \text{ Н/м.}$$

Проверка выбранных полимерных изоляторов ЛК70/35, рассчитанных на разрушающую нагрузку $P=70 \text{ кН}$:

$$P=70 \text{ кН} > 5 \cdot (2,71 \cdot 9 + 3,6 \cdot 9,81) = 299 \text{ Н} = 0,3 \text{ кН.}$$

Вывод: выбранные изоляторы ЛК70/35 выдержат расчётную нагрузку.

Наибольшая расчётная нагрузка на опорный изолятор при горизонтальном расположении изоляторов всех фаз и при расположении шин плашмя [9]:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a}. \quad (41)$$

Допустимая нагрузка опорного изолятора определяется по его разрушающей нагрузке [31]:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}, \quad (42)$$

где $F_{\text{разр}}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

Расчётная нагрузки на опорные изоляторы на стороне 35 кВ подстанции Арга:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{5530^2 \cdot 4}{1} = 21 \text{ Н.}$$

Для ОРУ 35 кВ выбраны высоковольтные опорные стержневые

полимерные изоляторы ИОСПК-4-35/190-III-УХЛ1 с защитной оболочкой из кремнийорганической резины [31]:

$$F_{\text{расч}}=30 \text{ Н} < F_{\text{доп}}=0,6 \cdot 4000=2400 \text{ Н}.$$

Условия выбора для всех изоляторов 35 кВ выполнены.

4.4 Выбор и проверка оборудования низкого напряжения

По формуле (25) определяется максимальный рабочий ток на стороне 10 кВ ПС Арга:

$$I_{\text{max.тр.10}}=1,4 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10}=323,3 \text{ А}.$$

В настоящее время в распределительных устройствах НН подстанций обычно устанавливаются вакуумные или элегазовые выключатели, обладающими целым рядом преимуществ по сравнению с масляными или воздушными, а именно [9]:

- высокое быстродействие;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- при установке этих выключателей в КРУ 10 кВ значительно проще решается проблема «дуговых коротких замыканий»;
- высокая износостойкость при коммутации номинальных токов и номинальных токов отключения, число отключений номинальных токов для вакуумных выключателей без замены вакуумно-дугогасительной камеры в 10-20 раз превышает соответствующие параметры маломасляных выключателей;
- отсутствие в процессе работы внешних эффектов и загрязнения окружающей среды;
- отсутствие дополнительных динамических нагрузок на фундамент при коммутации токов КЗ;
- широкий диапазон температур окружающей среды, в котором возможна работа выключателей;
- низкие затраты на установку и обслуживание;
- бесшумность, чистота, удобство обслуживания;
- высокая надёжность;

– компактность и небольшая масса, меньшие габариты по сравнению с масляными выключателями.

Распределительное устройство 10 кВ подстанции Арга выполнено по схеме с «одной секционированной системой сборных шин», которая в рамках проводимой реконструкции подстанции не изменяется. В РУ 10 кВ устанавливаются два вводных выключателя, один секционный и шесть выключателя в цепях отходящих присоединений.

Для замены всех масляных выключателей 10 кВ, стоящих во всех цепях на стороне НН ПС Арга, выбраны вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-12,5/630УЗ [24; 28]. Проверка вакуумных выключателей ВВ/TEL-10-12,5/630УЗ проводится аналогично проверке выключателей 35 кВ, при этом целесообразно проверять тот выключатель, через который протекают наибольшие рабочие токи и токи КЗ, т.е. выключатель, находящийся в самых тяжелых условиях. Поэтому проверка выключателей 10 кВ показана на примере вводного выключателя:

$$t_{р.з.} = 1,0 \text{ с};$$

$$t_{отк.В} = 0,025 \text{ с};$$

$$t_{с.В} = 0,015 \text{ с};$$

$$T_a = 0,02 \text{ с};$$

$$t_{откл} = 1 + 0,025 = 1,025 \text{ с};$$

$$B_k = 2,38^2 \cdot (1,025 + 0,02) = 5,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$\tau = 0,01 + 0,015 = 0,025 \text{ с};$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 2,38 \cdot e^{\frac{-0,025}{0,02}} = 0,96 \text{ кА};$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,40 \cdot 12,5 = 7,07 \text{ кА}.$$

Результаты проверки выполнения условий выбора выключателей 10 кВ даны в таблице 6, из данных которой видно, что выключатели ВВ/TEL-10-12,5/630УЗ полностью удовлетворяют всем условиям выбора и проверки.

Таблица 6 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ (ВВ/TEL-10-12,5/630У3)

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{сети ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$
$I_{\text{max}}=323,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{п0}}=2,38 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}}=12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{уд}}=5,39 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл}}=32 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{п0}}=2,38 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}}=12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{уд}}=5,39 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}}=32 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}}=5,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}}=12,5^2 \cdot 1,025=160 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{п0}}=2,38 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}}=12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} > I_{\text{п0}}$
$i_{\text{ат}}=0,96 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}}=7,07 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

Аналогично выбираются выключатели для цепей секционного выключателя и отходящего присоединения, так как токи в указанных цепях меньше тока в цепи вводного выключателя, то во всех цепях устанавливаются также выключатели ВВ/TEL-10-12,5/630У3.

При проектировании распределительных устройств необходимо учитывать такие факторы, как степень надежности применяемого электрооборудования, обеспечение качества электроэнергии, удобство и безопасность эксплуатации подстанций, а также возможность применения прогрессивных методов электромонтажных работ. Поэтому повсеместно используются комплектные распределительные устройства – КРУ.

Для ЗРУ 10 кВ реконструируемой ПС Арга выбраны ячейки КРУ 10 кВ серии UNISARC [34].

Ячейки выполняются в стальных оцинкованных корпусах с системой сборных шин и отсеком аппаратов и кабельных присоединений в воздушной изоляции. Выбранные ячейки имеют следующие основные параметры [34]:

- номинальное напряжение – 10 кВ;
- номинальный ток сборных шин – 630 А;
- ток термической стойкости – 12,5 кА;
- ток электродинамической стойкости – 31,5 кА.

Выбранные ячейки КРУ проверяются по максимальным токам,

электродинамической стойкости к токам КЗ, а также по термической стойкости к токам КЗ. Паспортные данные выбранных ячеек КРУ 10 кВ серии UNISARC, условия выбора и расчетные параметры сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Проверка ячеек КРУ 10 кВ

Расчётные параметры	Паспортные параметры	Условия выбора
$U_{\text{сети ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$
$I_{\text{max}}=323,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном с.ш.}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{ном с.ш.}} \geq I_{\text{max}}$
$i_{\text{уд}}=5,39 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с.кв}}=31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с.кв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}}=5,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}}=12,5^2 \cdot 1,025=160 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}$

Выбранные ячейки КРУ 10 кВ серии UNISARC полностью соответствуют условиям места установки.

На стороне 10 кВ ПС Арга устанавливаются следующие приборы [9; 31]:

- в цепях трансформаторов и отходящих присоединений – амперметр (Э335, S=0,5 ВА), счётчики активной и реактивной энергии (Меркурий 230 ART, S_I=0,1 ВА, S_U=10 ВА);

- на сборных шинах – вольтметр для измерения междуфазного напряжения (Э335, S=2 ВА) и вольтметр с переключением для измерения трёх фазных напряжений (Э335, S=2 ВА).

Распределение приборов по фазам показано в таблице 8.

Таблица 8 – Вторичная нагрузка ТТ 10 кВ в цепях трансформаторов и отходящих присоединений 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Расчётный счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230 ART	0,1	–	0,1
ИТОГО		0,6	0,5	0,6

Сопротивление приборов, стоящих в цепях отходящих линий 10 кВ и трансформаторных вводов 10 кВ:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{0,6}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Для вводов 10 кВ силовых трансформаторов выбраны опорно-проходные трансформаторы тока ТЛ 10У3 с $Z_{2ном}=0,4$ Ом в классе точности 0,5 [31], а для цепей отходящих присоединений 10 кВ – опорные трансформаторы тока ТОЛ–10У3 с $Z_{2ном}=0,4$ ВА в классе точности 0,5 [31]:

$$R_{пр}=0,4-(0,02+0,05)=0,33 \text{ Ом};$$

$$S_{пр} = \frac{0,0283 \cdot 6}{0,33} = 0,52 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности принимается сечение алюминиевого провода 4 мм² (кабель АКРВГ–4×4), тогда:

$$R_{пр} = \frac{0,0283 \cdot 6}{4} = 0,04 \text{ Ом};$$

$$Z_2=0,02+0,14+0,05=0,21 \text{ Ом}.$$

Проверка трансформаторов тока, стоящих в цепях НН силовых трансформаторов выполнена в таблице 9, а ТТ в цепях отходящих линий 10 кВ – в таблице 10.

Таблица 9 – Проверка ТТ ТЛ10У3, стоящих в вводах 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{сети ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сети ном}$
$I_{max}=323,3 \text{ А}$	$I_{ном}=400 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$i_{уд}=5,39 \text{ кА}$	$i_{дин}=81 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_k=5,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл}=20^2 \cdot 1,025=410 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k$
$Z_2=0,21 \text{ Ом}$	$Z_{2ном}=0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Опорно-проходные трансформаторы тока ТЛ 10У3 отвечают всем требованиям, предъявляемым к ним.

Таблица 10 – Проверка ТТ ТОЛ–10У3, стоящих в цепях линий 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{сети ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сети ном}$
$I_{max ВВед}=22 \text{ А}$ $I_{max Вес}=9 \text{ А}$	$I_{ном}=50 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$i_{уд}=5,39 \text{ кА}$	$i_{дин}=12,8 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_k=5,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл}=4,6^2 \cdot 1,025=21,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k$
$Z_2=0,21 \text{ Ом}$	$Z_{2ном}=0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Из данных таблицы 10 видно, что опорные трансформаторы тока ТОЛ–10У3 отвечают всем условиям выбора

В цепи секционного выключателя устанавливается тот же тип трансформаторов тока, что и в цепях трансформаторных вводов 10 кВ (ТЛ10У3), но на ток $I_{2ном}=200$ А.

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учёта и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Класс точности ТН для питания счётчиков принимается равным 0,5. [31]

Трансформаторы напряжения выбираются по напряжению установки; по конструкции и схеме соединения обмоток; по классу точности; по вторичной нагрузке. [9]

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ образована двумя вольтметрами Э335 ($S=2$ ВА) и четырьмя счетчиками Меркурий 230 ART ($S_U=10$ ВА):

$$S_{2расч}=2 \cdot 2 + 4 \cdot 10 = 44 \text{ ВА.}$$

В настоящее время в РУ 10 кВ подстанции Арга установлены трёхфазные масляные антирезонансные трансформаторы напряжения НАМИ-10У2, их проверка дана в таблице 11.

Таблица 11 – Проверка трансформаторов напряжения НАМИ-10У2

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст}=10$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{2расч}=44$ ВА	$S_{2ном}=75$ ВА	$S_{2ном} \geq S_{2расч}$

Подключение трансформаторов напряжения к шинам 10 кВ осуществляется через предохранитель. Для защиты ТН от перенапряжений в их

ячейках устанавливаются нелинейные ограничители перенапряжений.

Наибольшее рабочее напряжение на стороне НН реконструируемой подстанции рассчитывается по формуле (35):

$$U_{\text{нб.раб. } 10} = 1,15 \cdot 10 = 11,5 \text{ кВ.}$$

Так как обычно в сетях 10 кВ импульсные токи не превышают 5 кА [19], то для стороны 10 кВ ПС Арга выбраны нелинейные ограничители перенапряжений ОПН-Т/TEL-10/11,5-10УХЛ2, имеющие $U_{\text{нб.раб.ОПН}} = 11,5$ кВ и номинальный разрядный ток 10 кА [31].

В закрытых РУ 10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. Выбор сечения шин производится по допустимому току. Выбранные шины проверяются на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ. [22]

Для РУ 10 кВ реконструируемой подстанции по $I_{\text{max}} = 323,3$ А выбраны однополосные шины прямоугольного сечения 40×4 мм из алюминиевого сплава АДО с допустимым током $I_{\text{доп}} = 456$ А [31].

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{5,9}}{91} \cdot 1000 = 26,7 \text{ мм}^2 < q = 40 \cdot 4 = 160 \text{ мм}^2.$$

Механический расчёт однополосных шин выполняется в соответствии с [32]. Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{a \cdot W}, \quad (43)$$

где W – момент сопротивления шин относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³;

a – расстояние между соседними фазами, м;

l – пролёт между изоляторами, м.

Для однополосных шин, расположенных плашмя [9]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (44)$$

где b – толщина шины, см;

h – ширина шины, см;

$$W = \frac{0,4 \cdot 4^2}{6} = 1,067 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{5390^2 \cdot 2^2}{0,2 \cdot 1,067} = 9,4 \text{ МПа.}$$

Шины механически прочны, если [9]:

$$\sigma_{\text{доп}} = 0,7 \sigma_{\text{разр}} \geq \sigma_{\text{расч}}, \quad (45)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое механическое напряжение в материале шин;

$\sigma_{\text{разр}}$ – разрушающее напряжение.

Для шин из алюминия АДО $\sigma_{\text{разр}} = 70$ МПа, $\sigma_{\text{доп}} = 40$ МПа [31].

Условия проверки жёстких шин сведены в таблицу 12, данные которой показывают, что выбранные шины АДО 40×4 мм механически прочны, и не будут разрушены при любых расчётных нагрузках.

Таблица 12 – Проверка жёстких шин в РУ 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$q_{\text{min}} = 26,7 \text{ мм}^2$	$q = 160 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\text{min}}$
$\sigma_{\text{расч}} = 9,4 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$
$I_{\text{max}} = 346,4 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 456 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$

Расчётная нагрузка на опорные изоляторы на стороне 10 кВ подстанции в соответствии с формулой (43):

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{5390^2 \cdot 2}{0,2} = 50,3 \text{ Н.}$$

Для РУ 10 кВ выбраны высоковольтные опорные стержневые полимерные изоляторы ИОСПК-2-10/75-IV-УХЛЗ с защитной оболочкой из

кремнийорганической резины [31]:

$$F_{\text{расч}}=50,3 \text{ Н} < F_{\text{доп}}=0,6 \cdot 2000=1200 \text{ Н.}$$

Расчётная нагрузка на проходной изолятор [9]:

$$F_{\text{расч}}=0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a}; \quad (46)$$

$$F_{\text{расч}}=0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{5390^2 \cdot 2}{0,2}=25,2 \text{ Н.}$$

При выборе проходных изоляторов дополнительно учитывается ток, проходящий по цепи. С учётом $I_{\text{max}}=346,4 \text{ А}$ выбран проходной изолятор ИП-10/630-750УХЛ1 для наружно-внутренней установки [31] с разрушающей нагрузкой $F_{\text{доп}}=0,6 \cdot 7,5=4,5 \text{ кН}$:

$$F_{\text{доп}}=4500 \text{ Н} > F_{\text{расч}}=25,2 \text{ Н};$$

$$I_{\text{ном}}=630 \text{ А} > I_{\text{max}}=346,4 \text{ А.}$$

Условия выбора для всех изоляторов 10 кВ выполняются

В настоящее время на подстанции Арга установлены два трансформатора собственных нужд ТМ–100, число установленных трансформаторов собственных нужд (ТСН) соответствует [22; 32]. Необходимо выполнить расчёт нагрузки ТСН для проверки существующих ТСН, которые в любом случае подлежат замене из-за завершения срока эксплуатации.

Нагрузка трансформаторов собственных нужд определена в таблице 13 согласно [32].

Таблица 13 – Потребители собственных нужд ПС Арга

Вид потребителя	Установленная мощность, кВт
Подогрев выключателей ВГБЭ-35-II-12,5/630УХЛ1	$1,6 \cdot 3=4,8$
Подогрев приводов разъединителей	$0,6 \cdot 8=4,8$
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ 10 кВ	7
Отопление, освещение, вентиляция здания разъездного персонала	15
Освещение ОРУ 35 кВ	5
Сумма	36,6

Установленная мощность потребителей собственных нужд [32]:

$$S_{уст} = \frac{P_{уст}}{\cos \varphi}; \quad (47)$$

$$\cos \varphi = 0,85;$$

$$S_{уст} = \frac{36,6}{0,85} = 43,1 \text{ кВА.}$$

Расчётная мощность потребителей собственных нужд [32]:

$$S_{расч} = k_{и} \cdot S_{уст}, \quad (48)$$

где $k_{и}$ – коэффициент использования;

$$S_{расч} = 0,8 \cdot 43,1 = 34,5 \text{ кВА}$$

Требуемая мощность трансформаторов собственных нужд на подстанции без постоянного дежурства [32]:

$$S_{т.с.н} \geq S_{расч}. \quad (49)$$

Таким образом, стоящие в настоящее время на подстанции Арга трансформаторы собственных нужд ТМ–100/10 подлежат замене трансформаторами ТМ–40/10 [31].

4.5 Заземление подстанции 35/10 кВ Арга

С целью защиты обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения на подстанции необходимо защитное заземление, чтобы все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, были надёжно соединены с землёй. [12]

В электроустановках заземляются корпуса трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, проводов, металлические конструкции зданий и сооружений. [12]

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек. Без рабочего заземления аппарат не может выполнять своих функций или нарушается режим работы электроустановки. [22]

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется грозозащита с помощью разрядников, ОПН, искровых промежутков, стержневых и тросовых молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным. Обычно для выполнения всех трёх типов заземления используют одно заземляющее устройство.

Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители. В качестве естественных заземлителей применяют водопроводные трубы; металлические и железобетонные конструкции зданий, находящиеся в соприкосновении с землёй; свинцовые оболочки кабелей. Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземлений не менее чем двумя проводниками в разных точках. [32]

В качестве искусственных заземлителей используют прутковую круглую сталь диаметром не менее 10 мм (неоцинкованная) и 6 мм (оцинкованная), полосовую сталь толщиной не менее 4 мм и сечением не менее 48 мм². Сечение горизонтальных заземлителей для электроустановок напряжением выше 1 кВ выбираются по термической стойкости ($Q_{к,доп} = 400^{\circ}\text{C}$, $C=70$). [32]

На реконструируемой подстанции Арга два уровня номинального напряжения: 35 и 10 кВ. Сети таких номинальных напряжений работают с изолированной или резонансно-заземлённой нейтралью.

В установках с незаземлёнными или резонансно-заземлёнными нейтралью ограничивается потенциал на заземлителе U_z , т.е. нормируется сопротивление заземляющего устройства R_z . Это объясняется тем, что замыкание фазы на землю вызывает протекание сравнительно небольшого ёмкостного тока, и этот режим может быть длительным. Вероятность

попадания под напряжение в момент прикосновения к заземлённым частям увеличивается.

Согласно требованиям ПУЭ [14] в установках 6–35 кВ с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства в любое время года должно быть:

$$R_3 \leq \frac{250}{I_3}, \text{ но не более } 10 \text{ Ом}, \quad (50)$$

здесь I_3 – расчётный ток замыкания на землю, А.

Ёмкостной ток замыкания на землю для воздушных сетей определяется по следующей формуле [32]:

$$I_{3 \text{ ВЛ}} = \frac{U \cdot L_{\text{ВЛ}}}{350}, \quad (51)$$

где U – междуфазное напряжение, кВ;

L – длина электрически связанной сети данного напряжения, км.

Длина электрически связанного участка рассматриваемой сети 35 кВ, составляет около 150 км.

Следовательно, ток замыкания на землю в сети 35 кВ:

$$I_3 = \frac{35 \cdot 150}{350} = 15,0 \text{ А.}$$

Сопротивление заземляющего устройства согласно (50):

$$R_3 \leq \frac{250}{15} = 16,7 \text{ Ом.}$$

Исходя из требований ПУЭ [14], для дальнейших расчётов принимается следующее условие:

$$R_3 \leq 10 \text{ Ом.}$$

Заземляющие устройства электроустановок с незаземлённой или резонансно-заземлённой нейтралью выполняют в виде прямоугольника из горизонтальных и вертикальных заземлителей, иногда в виде одного-двух

рядов горизонтальных и вертикальных заземлителей. [32]

Грунт в районе расположения рассматриваемой подстанции состоит из двух слоёв. Верхний слой – суглинок с удельным сопротивлением $\rho_1=40 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ [19] и глубиной залегания около 1,5 м. Второй слой – пески разномерные средней плотности толщина слоя 5–6 м с $\rho_2=150 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ [19].

Заземляющее устройство выполняется в виде прямоугольника со сторонами 32 и 22 м, внутри которого проложено несколько полос горизонтальных заземлителей. Вид сетки заземляющего устройства показан на рисунке 9 и в графической части работы.

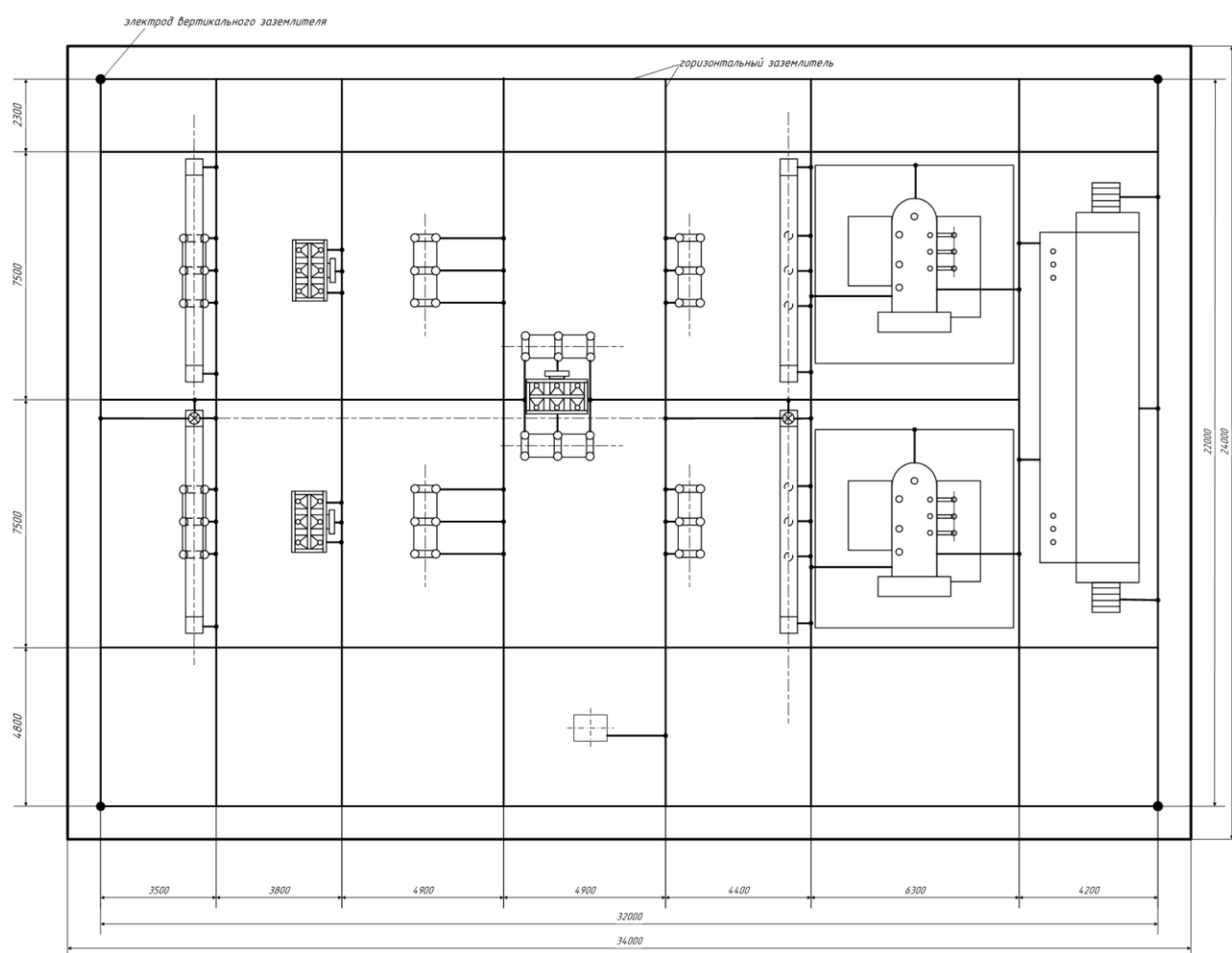


Рисунок 9 – Общий вид сетки заземляющего устройства

В качестве горизонтальных проводников принимается полосовая сталь $40\times 4 \text{ мм}^2$, которая прокладывается на глубине 0,5 м. В качестве вертикальных проводников приняты стальные прутки с длиной l_v , равной 4 метрам, и

диаметром 16 мм. Вертикальные заземлители устанавливаются в количестве 4 штук по углам заземляющего устройства для выравнивания электрического потенциала. Суммарная длина горизонтальных заземлителей составляет 332 м.

Стационарное сопротивление сложного заземлителя, составляющего сетку и включающего горизонтальные и вертикальные электроды, находится по формуле [32]:

$$R_{\text{ст}} = \rho_{\text{з}} \cdot \left(\frac{A_{\text{ГВ}}}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_{\text{В}} \cdot l_{\text{В}}} \right), \quad (52)$$

где $\rho_{\text{з}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта, Ом·м;

L – суммарная длина горизонтальных заземлителей, м;

$n_{\text{В}}$ и $l_{\text{В}}$ – число и длина вертикальных электродов, м;

S – площадь заземлителя, м²;

$A_{\text{ГВ}}$ – коэффициент, учитывающий поправку на взаимное экранирование проводников горизонтального и вертикального заземлителей.

Значение коэффициента $A_{\text{ГВ}}$ зависит от соотношения $l_{\text{В}}/\sqrt{S}$.

По [32] при $l_{\text{В}}/\sqrt{S} = 4/\sqrt{32 \cdot 22} = 0,15$ определено:

$$A_{\text{ГВ}} = 0,35.$$

Эквивалентное удельное сопротивление грунта можно найти по выражению [32]:

$$\rho_{\text{з}} = \frac{l_{\text{В}} + h_{\text{з}}}{\frac{h_1}{\rho_1} + \frac{h_2}{\rho_2}}, \quad (53)$$

здесь $h_{\text{з}}$ – глубина заложения заземлителя;

h_1 и h_2 – толщина первого и второго слоев грунта;

$$\rho_{\text{з}} = \frac{4 + 0,5}{\frac{1,5}{40} + \frac{5}{150}} = 63,53 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

$$R_{\text{ст}} = 63,53 \cdot \left(\frac{0,35}{\sqrt{32 \cdot 22}} + \frac{1}{332 + 4 \cdot 4} \right) = 1,02 \text{ Ом.}$$

Сопротивление заземления при протекании импульсного тока молнии $R_{\text{и}}$ и сопротивление при растекании тока промышленной частоты $R_{\text{ст}}$ могут существенно отличаться друг от друга, они связаны соотношением [32]:

$$R_{\text{и}} = \alpha_{\text{и}} \cdot R_{\text{ст}}, \quad (54)$$

где $\alpha_{\text{и}}$ – импульсный коэффициент заземлителя, зависящий от типа заземлителя, удельного сопротивления грунта и тока молнии.

Импульсный коэффициент заземлителя согласно [32]:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_{\text{м}} + 45)}}, \quad (55)$$

где $I_{\text{м}} = 20$ кА – среднее значение тока молнии [19];

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{32 \cdot 22}}{(63,53 + 320) \cdot (20 + 45)}} = 1,26;$$

$$R_{\text{и}} = 1,02 \cdot 1,26 = 1,29 \text{ Ом.}$$

Таким образом, сопротивление заземляющего устройства подстанции 35/10 кВ Арга полностью удовлетворяет требованиям ПУЭ [14], т.к. меньше 10 Ом.

4.6 Молниезащита подстанции 35/10 кВ Арга

Для защиты оборудования подстанции Арга от прямых ударов молнии необходима установка молниеотводов.

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. [19]

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых,

комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми, своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Система молниезащиты разрабатывается по рекомендациям [19].

Система молниезащиты реконструируемой подстанции Арга образована двумя стержневыми молниеотводами одинаковой высоты, установленных на линейном и трансформаторном порталах.

Высота молниеотводов принята равной 17 метрам.

План подстанции с указанием мест установки молниеотводов приведен в графической части дипломного проекта и на рисунке 10.

Расчет зоны защиты, образованной двумя стержневыми молниеотводами одинаковой высоты, выполняется в соответствии с [19].

Расчетными высотами при определении зон защиты являются высоты линейного и трансформаторного порталов – 7,8 м, трансформаторов ТМН–4000/35/10 – 3,65 м, ЗРУ 10 кВ – 3,2 м.

Эффективная высота молниеотвода [19]:

$$h_{эф}=0,85 \cdot h, \quad (56)$$

здесь h – высота молниеотвода, м;

$$h_{эф}=0,85 \cdot 17=14,5 \text{ м.}$$

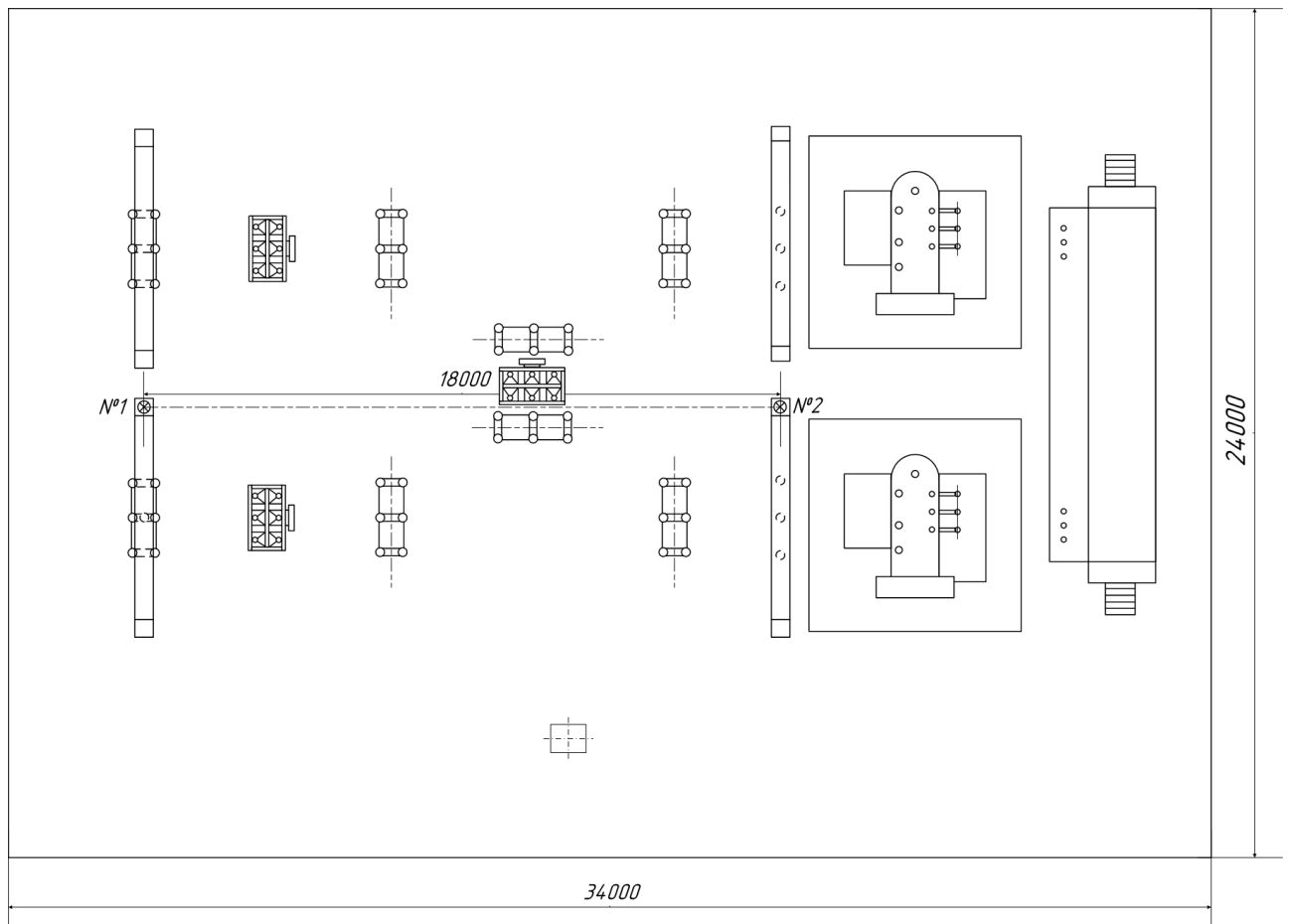


Рисунок 10 – План подстанции и места установки молниеотводов

Радиус зоны защиты на уровне земли [19]:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h; \quad (57)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 18,1 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами [19]:

$$h_{с.г} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (58)$$

где $L = 18 \text{ м}$ – расстояние между молниеотводами согласно плану подстанции Арга, приведенному в графической части проекта и на рисунке 10;

$$h_{с.г} = 14,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 17) \cdot (18 - 17) = 14,3 \text{ м.}$$

Так как L удовлетворяет условию $h = 17 \text{ м} < L = 18 \text{ м} < 2 \cdot h = 34 \text{ м}$, то ширина зоны защиты в середине между молниеотводами на уровне земли:

$$r_{с.0} = r_0 = 18,1 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта h_x возле молниеотвода рассчитывается по формуле [19]:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right). \quad (59)$$

Радиус зоны защиты на высоте линейного и трансформаторного порталов возле молниеотвода:

$$r_{7,8} = 18,1 \cdot \left(1 - \frac{7,8}{14,5} \right) = 8,4 \text{ м.}$$

Ширина зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте линейного и трансформаторного порталов [19]:

$$r_{c,x} = r_0 \cdot \frac{h_{c,r} - h_x}{h_{c,r}}; \quad (60)$$

$$r_{c,7,8} = 18,1 \cdot \frac{14,3 - 7,8}{14,3} = 8,2 \text{ м.}$$

Аналогичным образом рассчитываются параметры зон защиты для остальных расчётных высот:

$$r_{3,65} = 18,1 \cdot \left(1 - \frac{3,65}{14,5} \right) = 13,54 \text{ м;}$$

$$r_{c,3,65} = 18,1 \cdot \frac{14,3 - 3,65}{14,3} = 13,48 \text{ м;}$$

$$r_{3,2} = 18,1 \cdot \left(1 - \frac{3,2}{14,5} \right) = 14,11 \text{ м;}$$

$$r_{c,3,2} = 18,1 \cdot \frac{14,3 - 3,2}{14,3} = 14,05 \text{ м.}$$

Зоны защиты молниеотводов, построенные в графической части дипломного проекта и на рисунке 11, показали следующее:

– на уровне земли территория подстанции Арга полностью защищена от

прямых ударов молнии;

– всё электрооборудование находится внутри соответствующих зон защиты.

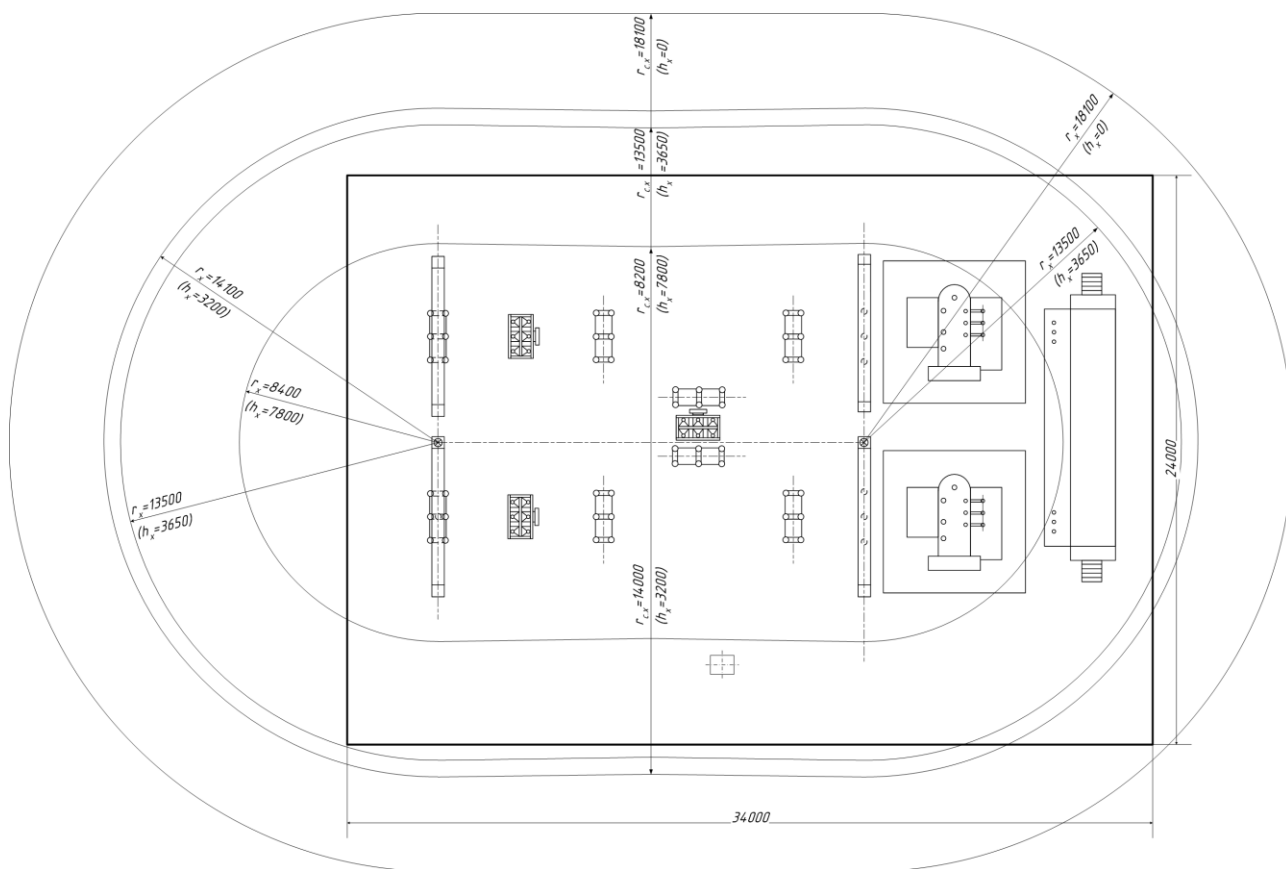


Рисунок 11 – Зоны молниезащиты

4.7 Конструктивное исполнение подстанции Арга после реконструкции

После реконструкции подстанции Арга принципы её конструктивного исполнения в общем виде остаются без изменений: распределительное устройство 35 кВ выполняется открытым, а РУ 10 кВ – закрытым.

Все аппараты открытого распределительного устройства (ОРУ) 35 кВ располагаются на железобетонных основаниях, ошиновка 35 кВ выполняется гибкой (проводами АС). Под силовыми трансформаторами предусмотрены маслоприёмники. Ограждение ОРУ 35 кВ выполнено бетонным забором высотой 2 м. План и разрезы распределительного устройства 35 кВ построены в графической части проекта, общий вид подстанции показан на рисунке 12. Для защиты оборудования от прямых ударов молнии предусматривается установка

МОЛНИЕОТВОДОВ НА ОРУ 35 кВ.

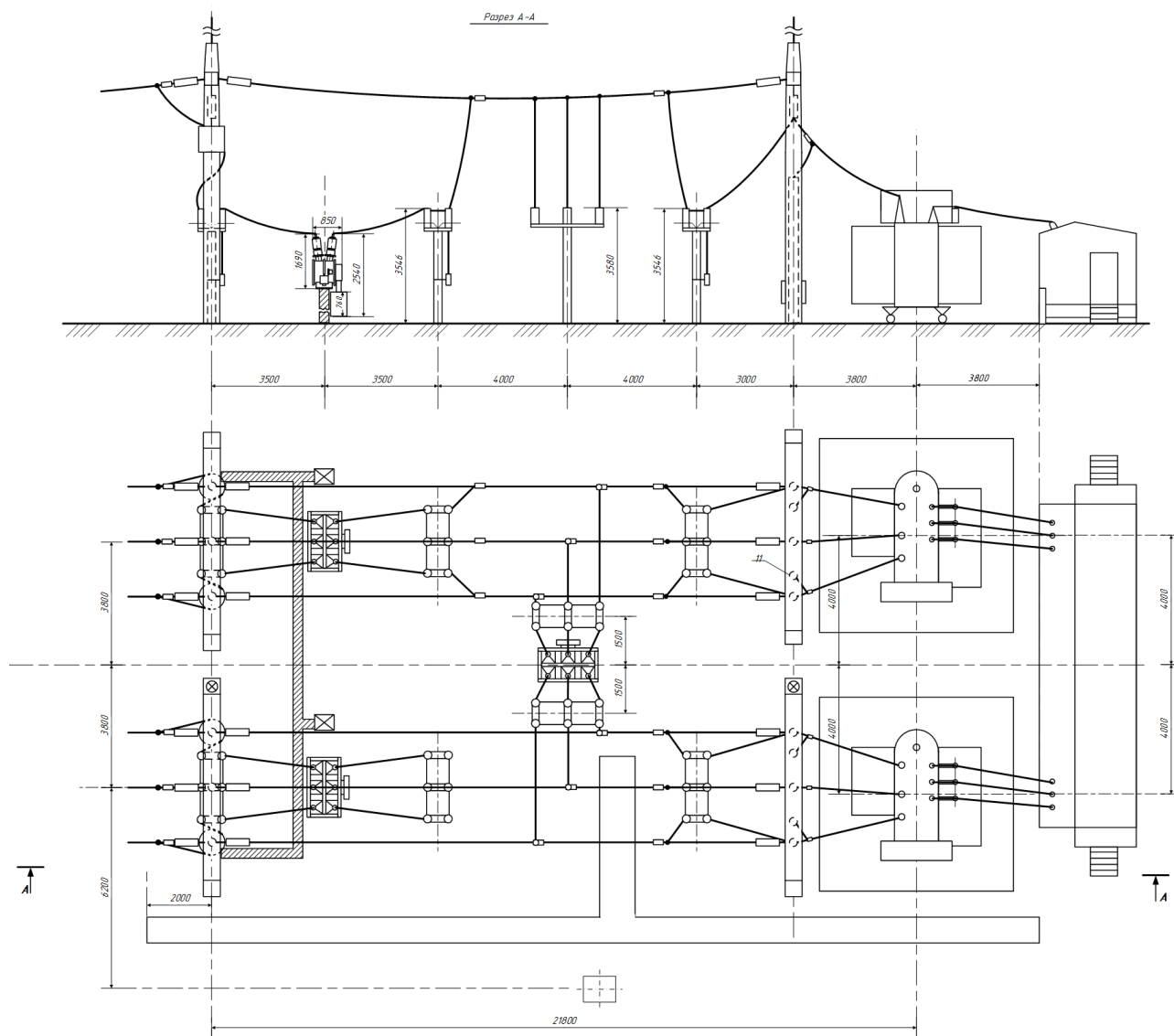


Рисунок 12 – Конструктивное исполнение подстанции 35/10 кВ Арга после реконструкции

Распределительное устройство 10 кВ выполняется закрытым (ЗРУ) с двумя выходами наружу по концам, ширина прохода принимается равной 2 м. В ЗРУ 10 кВ предусматривается естественная вентиляция. В закрытом РУ 10 кВ применяются шкафы комплектных распределительных устройств (КРУ) с выключателями, расположенными на выкатной тележке. Кроме выключателя в шкаф КРУ встраиваются измерительные и защитные приборы и вспомогательные устройства. Трансформаторы собственных нужд устанавливаются в ЗРУ 10 кВ.

5.1 Определение мест расположения ТП. Выбор типа ТП

Существующие ТП-10/0,4 кВ в сёлах Введеново и Весёлое расположены в их центральных частях, практически посередине каждого села. Учитывая отсутствие нового строительства в рассматриваемых сёлах, имеющих вытянутую вдоль центральных улиц планировку, перенос существующих ТП на новые места нецелесообразен.

К установке в ТП с. Весёлое и Введеново принимаются соответственно одно- и двухтрансформаторная комплектная подстанции – КТП–250/10/0,4У1 и 2КТП–250/10/0,4У1, производства ПКФ «Автоматика», г. Тула.

Выбранные КТП конструктивно состоят из следующих отсеков:

- отсек устройства со стороны высшего напряжения – УВН;
- отсек силового трансформатора;
- отсек распределительного устройства со стороны низшего напряжения РУНН.

Устройство со стороны высшего напряжения реализовано на камерах КС0393А с выключателями нагрузки. Камеры КСО имеют механическую блокировку, препятствующую открытию двери камеры при включенном выключателе нагрузки.

Подвод электроэнергии в отсек УВН – воздушный.

В отсеке силового трансформатора устанавливаются масляные трансформаторы серии ТМ мощностью 250 кВА. На дверях трансформаторных отсеков имеются жалюзи для естественной вентиляции.

Распределительное устройство со стороны низшего напряжения состоит из панелей серии ЩО70-3. Ввод отходящих кабелей в отсек РУНН предусмотрен снизу через кабельный приямок.

Оболочка выбранных КТП представляет собой цельнометаллическую сварную конструкцию.

На корпусе КТП предусмотрены места для присоединения внешних заземляющих проводников, обозначенные знаками заземления в соответствии с ГОСТ 21130-75.

В отсеке РУНН установлен ящик собственных нужд ЯВ-СН, предназначенный для:

- внутреннего освещения всех отсеков,
- внутреннего освещения камер КСО (12 В)
- внешнего освещения ТП.

5.2 Выбор количества линий и трасс их прохождения при реконструкции

В частном секторе, который относится к потребителям третьей категории, электроснабжение осуществляется по магистрально-радиальным воздушным линиям 0,4 кВ с односторонним питанием [8; 32].

В соответствии с планом с. Введенново (рис. 2) его электроснабжение осуществляется тремя магистрально-радиальными линиями 0,4 кВ, питающими частный сектор, и четырьмя радиальными линиями 0,4 кВ, питающими социальные объекты и котельную.

В селе Весёлом от шин 0,4 кВ ТП отходят три линии, две из которых питают частные жилые дома и одна – ферму.

Распределение нагрузок между линиями 0,4 кВ показано в таблицах 14 и 15 в соответствии с данными п. 3.1.

Таблица 14 – Нагрузки ВЛ 0,4 кВ в с. Весёлое

ВЛ	Нагрузка ВЛ	Кол-во потребителей	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА
с. Веселое					
1	Частные жилые дома по четной стороне ул. Центральная	14	69.4	20.1	72.3
2	Частные жилые дома по нечетной стороне ул. Центральная	13	64.4	18.7	67.1
3	Ферма	1	20	17.6	26.6

Таблица 15 – Нагрузки ВЛ 0,4 кВ в с. Введеново

ВЛ	Нагрузка ВЛ	Кол-во потребителей	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА
1	Частные жилые дома (ул. Воронежская, ул. Новая)	35	112.4	48.3	122.3
2	Частные жилые дома по четной стороне ул. Центральная	26	83.5	35.9	90.9
3	Частные жилые дома по нечетной стороне ул. Центральная	33	106.0	45.6	115.4
4	Детский сад	1	9.2	4.0	10.
5	ФАП	1	8.1	3.5	8.8
6	Дом культуры	1	20.3	8.7	22.1
7	Котельная	1	24	10.3	26.1

5.3 Выбор марок и сечений и количества линий

В настоящее время при строительстве новых и замене старых линий электропередач в сетях 0,4 кВ предпочтение отдаётся самонесущим изолированным проводам (СИП). По сравнению с традиционно применявшимися неизолированными проводами самонесущие изолированные провода обладают целым рядом преимуществ.

При относительно небольшом повышении затрат (примерно процентов на 20) по сравнению с неизолированными «голыми» проводами надежность и безопасность линии, выполненной СИП, повышается до уровня надежности кабельных линий. В процессе эксплуатации воздушных линий электропередачи с изолированными проводами (ВЛИ) наблюдается сокращение эксплуатационных расходов (затрат на обход ЛЭП) до 85% по сравнению с ВЛ с неизолированными проводами. Не требуется расчистка трасс и замена изоляции, сокращаются восстановительные работы, отсутствует гололедообразование. При этом обеспечиваются:

- безопасность работ на ВЛИ и вблизи нее;
- снижение потерь напряжения и мощности вследствие малого реактивного сопротивления, а также увеличение пропускной способности для одинаковых сечений на 6,5%;

– снижение неучтенных потерь электроэнергии, связанных с трудностью несанкционированного подключения к изолированному проводу. Присоединение, связанное с нарушением изоляции проводов (так называемая «зачистка»), ведет к аварийному отключению линии;

– экономия металлоконструкций и железобетона при техническом перевооружении (на одноцепной опоре со стойкой СВ 95-2 можно вешать две цепи за счет снижения изоляционных расстояний между цепями и уменьшения механических нагрузок). Экономия железобетона на одну опору составляет 0,17 м³, металлоконструкций – 12,3 кг.

Поэтому для сети 0,4 кВ в качестве проводников выбираем самонесущие изолированные провода. Выбор сечений проводов 0,4 кВ следует производить по суммарной нагрузке всех потребителей для обеспечения снабжения потребителей энергией в аварийном режиме.

Условие выбора сечения проводов линий 0,4 кВ [8]:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (61)$$

где I_{\max} – максимальный ток в линии, А;

$I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток, А.

Так для выполнения воздушной линии 0,4 кВ, питающей частные жилые дома в с. Введеново по ул. Воронежская и ул. Новая, необходимо использовать провод с длительно допустимым током, значение которого больше, чем:

$$I_{\max} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (62)$$

$$I_{\max \text{ ВЛ1 Введ.}} = \frac{122,3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 176,5 \text{ А.}$$

Выбирается провод СИП-2–(3x70+1x70), имеющий $I_{\text{доп}}=240$ А. Данное сечение соответствует требованиям ПУЭ по механической прочности. Сечения остальных линий 0,4 кВ выбраны аналогичным образом, результаты сведены в

таблицу 16.

Таблица 16 – Выбор проводов для ВЛ 0,4 кВ

ВЛ	Нагрузка ВЛ	S_p , кВА	I_{max} , А	Провод	$I_{доп}$, А	$n_{ц}$
с. Веселое						
1	Частные жилые дома по четной стороне ул. Центральная	72,3	104,3	СИП-2–(3x50+1x50)	195	1
2	Частные жилые дома по нечетной стороне ул. Центральная	67,1	96,8	СИП-2–(3x50+1x50)	195	1
3	Ферма	26,6	34,5	СИП-2–(3x50+1x50)	195	1
с. Введеново						
1	Частные жилые дома (ул. Воронежская, ул. Новая)	122,3	176,6	СИП-2–(3x70+1x70)	240	1
2	Частные жилые дома по четной стороне ул. Центральная	90,9	131,2	СИП-2–(3x50+1x50)	195	1
3	Частные жилые дома по нечетной стороне ул. Центральная	115,4	166,6	СИП-2–(3x70+1x70)	240	1
4	Детский сад	10,0	14,5	СИП-2–(3x16+1x16)	100	2
5	ФАП	8,8	12,7	СИП-2–(3x16+1x16)	100	2
6	Дом культуры	22,1	31,9	СИП-2–(3x16+1x16)	100	2
7	Котельная	26,1	37,7	СИП-2–(3x16+1x16)	100	2

В соответствии с требованиями ПУЭ к механической прочности изолированных проводов вводы в жилые дома выполняются проводами СИП-2–(3x16+1x16), имеющими $I_{доп}=100$ А.

Кроме сечений СИП в сети 0,4 кВ подлежат выбору автоматические выключатели в цепях трансформаторов ТП.

5.4 Выбор автоматических выключателей

Выбор автоматических выключателей осуществляется по номинальным напряжению $U_{ном.а}$ и току $I_{ном.а}$ автоматического выключателя, номинальному току расцепителя $I_{ном.рас}$ [8]:

$$U_{ном.а} \geq U_c; \quad (63)$$

$$I_{ном.а} \geq I_{р.мах}; \quad (64)$$

$$I_{\text{ном.рас}} \geq I_{\text{р.мах}}; \quad (65)$$

$$I_{\text{ном.рас}} \geq (1,1 \div 1,3) \cdot I_{\text{р.мах}}, \quad (66)$$

здесь $I_{\text{р.мах}}$ – максимальный расчётный ток в цепи выключателя.

Расчётный ток в цепи НН трансформаторов ТП можно определить по формуле (23). Расчётный ток на стороне 0,4 кВ двухтрансформаторной ТП в с. Введеново, на которой установлены трансформаторы ТМ–250/10:

$$I_{\text{р.мах ТП Введ}} = 1,4 \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 505,2 \text{ А.}$$

Для стороны 0,4 кВ ТП в Введеново выбраны современные автоматические выключатели OptiMat D630N-MR1-У3 с микропроцессорным расцепителем, $I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$, $I_{\text{ном.рас}}=630 \text{ А}$ [4]:

$$U_{\text{ном а}}=0,4 \text{ кВ} = U_{\text{с}}=0,4 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном.а}}=630 \text{ А} > I_{\text{р.мах}}=505,2 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.рас}}=630 \text{ А} > I_{\text{р.мах}}=505,2 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.рас}}=630 \text{ А} > 1,1 \cdot I_{\text{р.мах}}=1,1 \cdot 505,2=555,7 \text{ А.}$$

Для цепи ВЛИ №1, питающей частные дома в Введеново по ул. Воронежская и Новая, по значению расчётного тока $I_{\text{расч}}=176,6 \text{ А}$ (табл. 16) выбран автоматический выключатель OptiMat D250N-MR1-У3, имеющий $I_{\text{ном}}=250 \text{ А}$ с $I_{\text{ном.рас}}=200 \text{ А}$:

$$U_{\text{ном а}}=0,4 \text{ кВ} = U_{\text{с}}=0,4 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном.а}}=250 \text{ А} > I_{\text{р.мах}}=176,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.рас}}=200 \text{ А} > I_{\text{р.мах}}=176,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.рас}}=200 \text{ А} > 1,1 \cdot I_{\text{р.мах}}=1,1 \cdot 176,6=194,3 \text{ А.}$$

Сечения выбранных проводов ВЛИ должны соответствовать выбранному защитному устройству – автоматическому выключателю [8]:

$$I_{\text{доп}} \geq k_{\text{защ}} \cdot I_{\text{з}}, \quad (67)$$

здесь $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток для провода;

I_3 – параметр защитного устройства, т.е. ток срабатывания расцепителя автоматического выключателя;

$k_{\text{защ}}=1$ – коэффициент защиты

Для ВЛИ №1 в с. Введеново с проводом СИП–1(3x70+1x70) условие проверки на согласование сечения и уставок защитного устройства выполняется:

$$I_{\text{доп}}=240 \text{ А} > k_{\text{защ}} \cdot I_{\text{ном.рас}}=1 \cdot 200=200 \text{ А.}$$

Автоматические выключатели для шин 0,4 кВ остальных ТП в с. Введеново и Веселое выбираются аналогично.

6 РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, ПИТАЮЩЕЙ СЁЛА ВВЕДЕНОВО И ВЕСЁЛОЕ

6.1 Выбор номинального напряжения электрической сети

В настоящее время система электроснабжения с. Введеново и с. Весёлое выполнена на напряжениях 10 и 0,4 кВ. Источником питания является ближайшая подстанция – ПС 35/10 кВ Арга. Сети 10 кВ не имеет смысла переводить на уровень напряжения 6 кВ. Так как напряжение 20 кВ используется в распределительных электрических сетях только крупных городов, то уровень напряжения системы электроснабжения рассматриваемых сёл изменению не подлежит. Линии, питающие ТП в сёлах Введеново и Весёлое, должны работать на уровне напряжения 10 кВ.

6.2 Выбор схемы распределительной сети

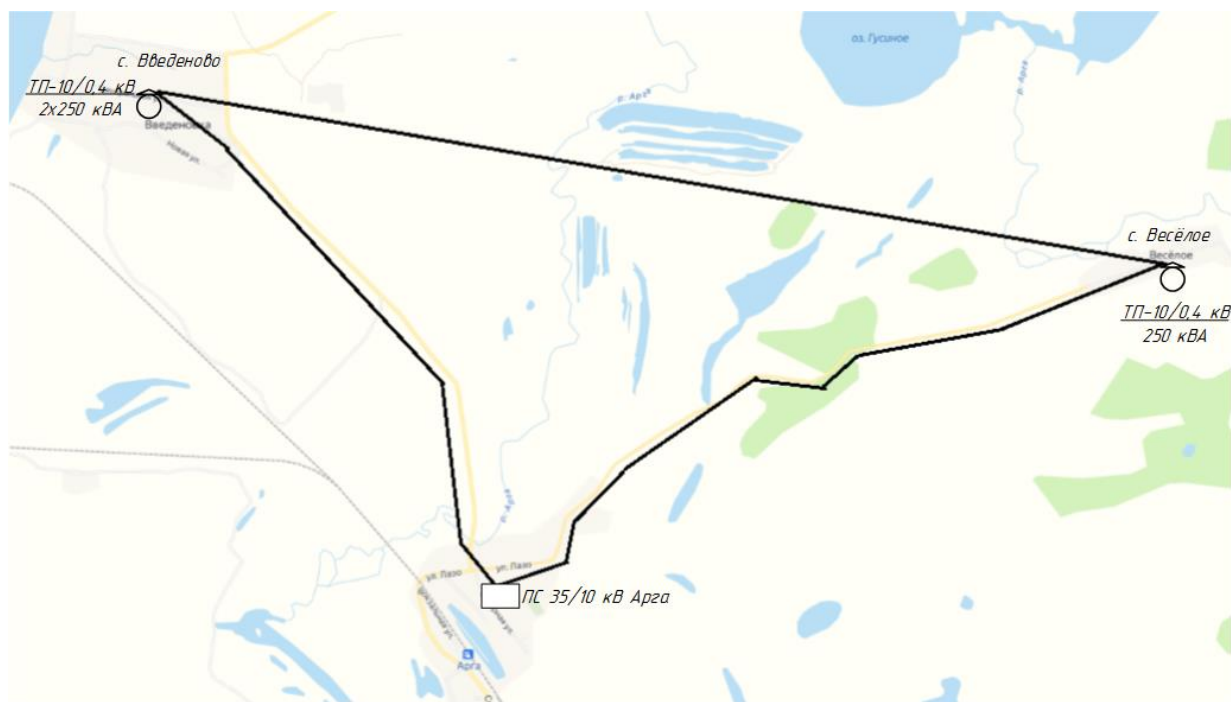
В соответствии с п. 2.3 данной работы распределительная сеть 10 кВ, питающая рассматриваемые сёла, подлежит реконструкции.

Так как в с. Введеново имеются потребители II категории и на его ТП-10/0,4 кВ устанавливаются два силовых трансформатора, то питание ТП-10/0,4 кВ в данном селе должно осуществляться по резервированной линии 10 кВ. При этом питание ТП-10/0,4 кВ в селе Весёлое, где вся нагрузка относится к III категории, должно выполняться по линии без резервирования. Учитывая взаимное расположение сёл (рис. 1) существует два варианта выполнения распределительной сети 10 кВ, конфигурация которых показана на рисунке 13. В первом варианте питание существующая конфигурация сети 10 кВ не изменяется, оставаясь радиальной, меняется только исполнение линии 10 кВ Арга–Введеново: вместо линии без резервирования сооружается двухцепная ВЛ 10 кВ. Во втором варианте конфигурация распределительной сети 10 кВ становится замкнутой (кольцевой или петлевой). Вариант второй обладает избыточной надёжностью относительно ТП-10/0,4 кВ в селе Весёлое, стоимость второго варианта будет выше стоимости первого, т.к. в первом варианте подвеска двух цепей линии 10 кВ выполняется на одних опорах, а во втором

варианте необходима прокладка новой дополнительной линии Весёлое–Введеново, длина которой больше длины линии Арга–Введеново. Кроме того, использование замкнутой конфигурации потребует использования более сложных схем ТП-10/0,4 кВ и установки дополнительного электрооборудования.



1 вариант – две радиальные линии



2 вариант – замкнутая сеть

Рисунок 13 – Варианты конфигурации сети 10 кВ, питающей сёла Введеново и Весёлое

Следовательно, радиальная конфигурация сети 10 кВ является единственно целесообразной. Поэтому реконструкция распределительной сети 10 кВ будет заключаться в строительстве двух новых радиальных линий 10 кВ Арга–Весёлое и Арга–Введеново по трассам существующих линий, при этом ВЛ 10 кВ Арга–Введеново выполняется двухцепной. После ввода в эксплуатацию новых линий старые подлежат демонтажу.

6.3 Расчёт потокораспределения в распределительной сети. Выбор проводников

Выбор сечений проводников для линий распределительной сети 10 кВ осуществляется по значениям токов, текущих по линиям. Поэтому сначала необходимо определить потоки мощностей в линиях 10 кВ.

В разомкнутых сетях расчёт ведётся по I закону Кирхгофа:

$$\underline{S}_{\text{Арга-Введ}} = P_{\text{Арга-Введ}} + jQ_{\text{Арга-Введ}} = P_{\text{р Введ}\Sigma} + jQ_{\text{р Введ}\Sigma} = 349,1 + j150,1 \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_{\text{Арга-Вес}} = P_{\text{Арга-Вес}} + jQ_{\text{Арга-Вес}} = P_{\text{р Вес}\Sigma} + jQ_{\text{р Вес}\Sigma} = 144,8 + j56,4 \text{ кВА}.$$

Сечения проводников выбираются по условию нагрева длительно допустимым током в нормальном режиме. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяется ближайшее большее стандартное сечение. Выбранное сечение проверяется по нагреву длительно допустимым током в послеаварийном режиме, по термической стойкости к токам КЗ и по потерям напряжения, которые не должны превышать допустимые. [8]

Для выполнения сети 10 кВ приняты самонесущие изолированные провода СИП–3 – провод самонесущий защищенный с токопроводящей жилой из алюминиевого сплава, с защитной изоляцией из светостабилизированного сшитого полиэтилена.

Расчётные токи по линиям определяются по формуле

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}}, \quad (68)$$

где S_p – расчётная мощность, текущая по линии, кВА;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, 10 кВ;

$n_{ц}$ – количество цепей линии.

Ток в линии 10 кВ Арга–Веселое в нормальном режиме:

$$I_{р \text{ Арга-Вес}} = \frac{\sqrt{144,8^2 + 56,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 9,0 \text{ А.}$$

Ток в линии 10 кВ Арга–Введеново в нормальном режиме и тяжелом послеаварийном режиме (при отключении одной цепи):

$$I_{р \text{ Арга-Введ}} = \frac{\sqrt{349,1^2 + 150,1^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 11,0 \text{ А;}$$

$$I_{ав \text{ Арга-Введ}} = \frac{\sqrt{349,1^2 + 150,1^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 21,9 \text{ А.}$$

В соответствии с требованиями ПУЭ [14] в части механической прочности алюминиевых проводов для линий, проходящих в III районе по гололёду, для обеих линий 10 кВ выбран провод СИП–3–1×70, имеющий допустимый ток 310 А [7].

Выбранные сечения проверяются по допустимому отклонению напряжения. Потери напряжения ΔU на радиальном участке можно рассчитать по формуле:

$$\Delta U = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{U_{ном}}, \quad (69)$$

где P , Q – потоки активной и реактивной мощности, текущие по линии с активным и индуктивным сопротивлениями r и x соответственно.

Сопротивления воздушных линий 10 кВ Арга–Введеново и Арга–Весёлое, выполненных проводами СИП–3–1×70, рассчитываются по формуле (16):

$$\underline{Z}_{\text{Арга-Введ}} = (0,493 + j0,1) \cdot 6,2 = 3,06 + j0,62 \text{ Ом;}$$

$$\underline{Z}_{\text{Арга-Вес}} = (0,493 + j0,1) \cdot 5 = 2,46 + j0,50 \text{ Ом.}$$

Потери напряжения в линии 10 кВ, питающей с. Весёлое:

$$\Delta U_{\text{Арга-Вес}} = \frac{144,8 \cdot 2,46 + 56,4 \cdot 0,5}{10} = 38,4 \text{ или } 0,4 \text{ \%}.$$

Потери напряжения в линии 10 кВ, питающей село Введеново, в нормальном и тяжелом послеаварийном (при отключении одной цепи) режимах:

$$\Delta U_{\text{Арга-Введ}} = \frac{0,5 \cdot 349,1 \cdot 3,06 + 0,5 \cdot 150,1 \cdot 0,62}{10} = 58,1 \text{ или } 0,8 \%;$$

$$\Delta U_{\text{п/ав Арга-Введ}} = \frac{349,1 \cdot 3,06 + 150,1 \cdot 0,62}{10} = 116,1 \text{ или } 1,2 \%;$$

Согласно ПУЭ [14] в электрических сетях должны быть обеспечены отклонения напряжения у приемников электрической энергии, не превышающие $\pm 5\%$ номинального напряжения сети в нормальном режиме и $\pm 10\%$ в послеаварийном режиме, следовательно, выбранные сечения проводов обеспечат допустимые уровни напряжения на шинах ТП в обоих сёлах.

Проверка на термическую стойкость при КЗ будет осуществлена после расчёта токов короткого замыкания.

6.4 Расчет токов КЗ в распределительной сети 10 кВ

Расчёт токов КЗ в распределительной сети 10 кВ выполняется по алгоритму, использованному при расчёте токов КЗ на шинах ПС 35/10 кВ Арга и показанному подробно в п. 4.2 настоящей работы.

Расчётная схема для определения токов КЗ в сети 10 кВ показана на рисунке 14, схема замещения – на рисунке 15.

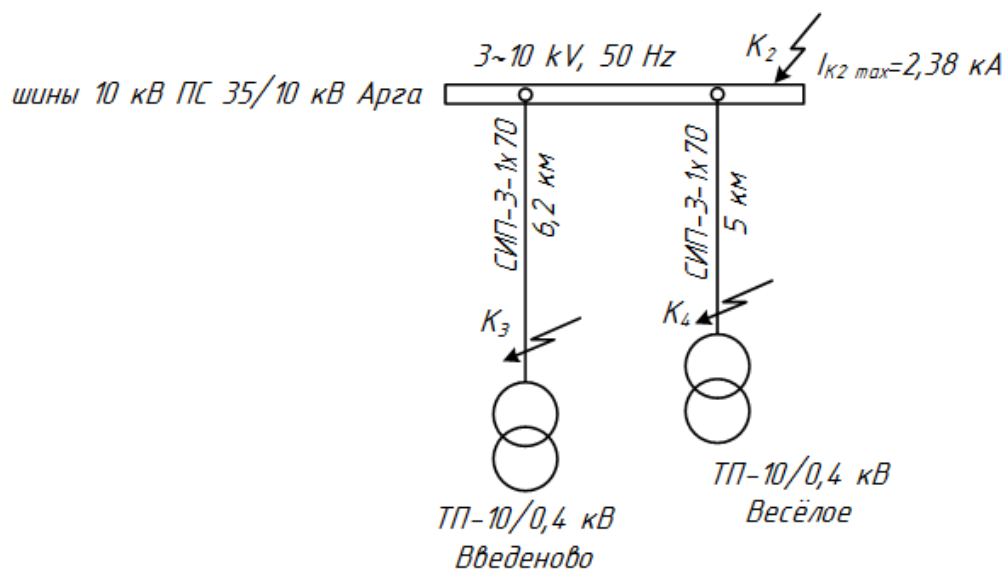


Рисунок 14 – Расчётная схема для нахождения токов КЗ в сети 10 кВ

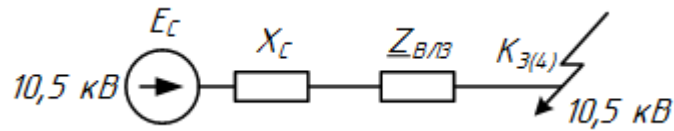


Рисунок 15 – Схема замещения для нахождения токов КЗ в сети 10 кВ

Сопротивление системы относительно шин 10 кВ подстанции Арга в соответствии с формулой (12) и рисунком 14:

$$X_{C*6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 2,38 \cdot 10,5} = 23,10 \text{ о.е.}$$

Сопротивление ВЛЗ 10 кВ в относительных единицах определяется по формуле (13):

$$\underline{Z}_{\text{Арга-Введ}*6} = (3,06 + j0,62) \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 27,755 + j5,624 \text{ о.е.};$$

$$\underline{Z}_{\text{Арга-Вес}*6} = (2,46 + j0,50) \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 22,313 + j4,535 \text{ о.е.}$$

Результирующие сопротивления для определения токов КЗ в точках К₃ и К₄ в соответствии с рисунками 11 и 12 и формулой (19):

$$\underline{Z}_{\text{рез3}*6} = j23,10 + 27,755 + j5,624 = 27,755 + j28,727 \text{ о.е.};$$

$$\underline{Z}_{\text{рез4}*6} = j23,10 + 22,313 + j4,535 = 22,313 + j27,638 \text{ о.е.};$$

$$Z_{\text{рез3}*6} = \sqrt{27,755^2 + 28,727^2} = 39,945 \text{ о.е.};$$

$$Z_{\text{рез4}*6} = \sqrt{22,313^2 + 27,63^2} = 35,512 \text{ о.е.}$$

Значения токов КЗ в конце ВЛЗ 10 кВ – на вводах трансформаторов 10/0,4 кВ сельских ТП определяются по формуле (16):

$$I_{\text{п0 К3}} = \frac{1}{39,945} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,38 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п0 К4}} = \frac{1}{35,512} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,55 \text{ кА.}$$

Ударные токи в распределительных сетях 10 кВ находятся по $K_{\text{уд}} = 1,369$ [32]:

$$i_{\text{уд К3}} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 1,38 = 2,67 \text{ кА};$$

$$i_{уд\ K4} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 1,55 = 3,00 \text{ кА.}$$

6.5 Проверка сечений ВЛЗ 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания

Для выбранных защищенных проводов СИП–3–1×70 известно значение допустимого тока короткого замыкания [7; 15]:

$$I_{КЗ\ доп} = 6 \text{ кА.}$$

Следовательно, проверка сечений проводов линий 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания может выполняться по условию :

$$I_{КЗ\ доп} \geq I_{КЗ\ max}. \quad (70)$$

Значения токов КЗ в начале и конце рассматриваемых линий:

$$I_{п0\ K2\ max} = 2,38 \text{ кА;}$$

$$I_{п0\ K3} = 1,38 \text{ кА;}$$

$$I_{п0\ K4} = 1,55 \text{ кА.}$$

Очевидно, что выбранные самонесущие защищенные провода СИП–3–1×70 выдержат термическое действие токов КЗ:

$$I_{КЗ\ доп} = 6 \text{ кА} > I_{п0\ K2\ max} = 2,38 \text{ кА.}$$

Реконструкция распределительной сети 10 кВ, питающей сёла, кроме строительства новых ВЛЗ 10 кВ также включает замену ТП-10/0,4 кВ. Выбор новых трансформаторов и типов ТП выполнен ранее (п. 3.3 и 5.1), теперь необходимо выбрать электрооборудование 10 кВ для ТП.

6.6 Выбор и проверка оборудования для ТП

На стороне 10 кВ трансформаторных подстанций устанавливаются выключатели нагрузки с предохранителем.

Плавкие предохранители напряжением выше 1 кВ выбирают по конструктивному выполнению, номинальному напряжению и току, предельным отключаемым току и мощности, роду установки (наружная, внутренняя) и в некоторых случаях с учетом избирательной защиты линий.

В цепях 10 кВ силовых трансформаторов 10/0,4 кВ приняты кварцевые

предохранители ПКТ–10. Плавкие предохранители позволяют осуществить наиболее простую и дешевую защиту электроустановки. При выполнении защиты трансформатора с помощью плавких предохранителей оказываются ненужными трансформаторы тока, аппаратура релейной защиты. Плавкие предохранители не требуют проведения наладочных работ, необходимых для устройств релейной защиты, выключателей и другого, более сложного оборудования.

Максимальный ток в цепи одного из двух трансформаторов ТМ-250/10, установленных на двухтрансформаторной ТП-10/0,4 кВ в с. Введеново:

$$I_{\max \text{ ТП Введ}} = 1,4 \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 20,2 \text{ А.}$$

По данному току выбирается плавкий предохранитель ПКТ-1СФ-VK-10/12-25-50-У3-КЭАЗ [11], проверка выполнения условий выбора для которого дана в таблице 17.

Таблица 17 – Проверка предохранителей 10 кВ для ТП в с. Введеново

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\max \text{ ТП Введ}} = 20,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 25 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\max}$
$I_{\text{п0 К3(Введ)}} = 1,38 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{по}}$

Аналогично выбираются предохранители для ТП в с. Веселое:

$$I_{\max \text{ ТП Вес}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,4 \text{ А.}$$

Принимается предохранитель ПКТ-1СФ-VK-10/12-16-50-У3-КЭАЗ.

Таблица 18 – Проверка предохранителей 10 кВ для ТП в с. Веселое

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\max \text{ ТП Вес}} = 14,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 16 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\max}$
$I_{\text{п0 К4(Вес)}} = 1,55 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{по}}$

Выбор выключателей нагрузки и разъединителей проводится по номинальному напряжению и току, проверяются выключатели нагрузки и

разъединители по электродинамической и термической стойкости при КЗ.

Для установки на ТП-10/0,4 кВ в сёлах Введеново и Весёлое выбраны трёхфазные газогенерирующие выключатели нагрузки типа ВНА-10/400-П(Л)-з-И2-УХЛ2 производства КЭАЗ, предназначенные для включения и отключения под нагрузкой участков цепей переменного трехфазного тока частотой 50 Гц, номинальным напряжением 10 кВ, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей. [3]

Выключатель нагрузки ВНА-10/400-П(Л)-з-И2-УХЛ2 устанавливается в комплектных трансформаторных подстанциях. Гашение дуги осуществляется потоком газов, выделяющихся из стенок дугогасящей камеры при воздействии на них гасимой дуги. Управление осуществляется отдельным механическим приводом, связанным с выключателем нагрузки механической передачей. В отключенном положении выключатель нагрузки ВНА создает видимый разрыв электрической цепи.

Проверка выключателей нагрузки ВНА-10/400-П(Л)-з-И2-УХЛ2 выполнена в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка условий выбора выключателей нагрузки для ТП-10/0,4 кВ в сёлах Введеново и Весёлое

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст}=10$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
I_{max} ТП Введ =20,2 А I_{max} ТП Вес =14,4 А	$I_{ном}=400$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$i_{уд}$ КЗ(Введ)=2,67 кА $i_{уд}$ К4(Вес)=3,0 кА	$i_{пр.скв}=51$ кА	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
B_k КЗ(Введ)=1,97 кА ² ·с B_k К4(Вес)=2,49 кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл}=20^2 \cdot 1,025=410$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k$

Из данных таблицы 19 видно, что выбранные выключатели нагрузки ВНА-10/400-П(Л)-з-И2-УХЛ2 для ТП в с. Введеново и Весёлое отвечают всем предъявляемым требованиям.

Для создания видимого разрыва на сооружаемых ВЛЗ 10 кВ на их концевых опорах в сёлах Введеново и Весёло необходимо установить по

разъединителю. По номинальным напряжению и максимальным токам выбираем трехполюсные линейные разъединители для наружной установки РЛНД-1-10/200У1 [31].

Условия выбора и проверки разъединителя РЛНД-1-10/200У1 показаны в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка разъединителей РЛНД-1-10/200У1

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст}=10$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
I_{max} ТП Введ =20,2 А I_{max} ТП Вес =14,4 А	$I_{ном}=200$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$i_{уд}$ К3(Введ)=2,67 кА $i_{уд}$ К4(Вес)=3,0 кА	$i_{пр.скв}=25$ кА	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
B_k К3(Введ)=1,97 кА ² ·с B_k К4(Вес)=2,49 кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл}=17^2 \cdot 1,025=296$ (кА) ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k$

Из данных таблицы 20 видно, что разъединители РЛНД-1-10/200У1, выбранные для ВЛЗ 10 кВ обоих сёл, отвечают всем предъявляемым требованиям.

6.7 Конструктивное исполнение системы электроснабжения сел после реконструкции

Конструктивное исполнение системы электроснабжения сёл Введеново и Весёлое после реконструкции будет значительно отличаться от существующего: вместо голых алюминиевых проводов сети 0,4 и 10 кВ будут выполнены соответственно самонесущими изолированными проводами СИП-2 и самонесущими защищенными проводами СИП-3. Также в процессе реализации разработанного проекта будут реконструированы трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ в сёлах Введеново и Весёлое, их конструктивное исполнение рассмотрено в п. 4.5, и питающая ПС 35/10 кВ Арга, её конструктивное исполнение показано в п. 5.1 данной работы.

Конструктивные решения по выполнению ВЛЗ 10 кВ Арга–Весёлое принимаются в соответствии с климатическими условиями района строительства (табл. 1): для ВЛЗ 10 кВ Арга–Весёлое выбраны типовые

металлические опоры из гнутого профиля для эксплуатации в климатических условиях, включающих I (400 Па)–V(1000 Па) ветровые и I (10 мм)–VI (35 мм) гололедные районы, с сейсмичностью до 8 баллов [21]:

– ПС10Ф–11СР – промежуточная свободностоящая опора ВЛ 10 кВ на фланцевом соединении с фундаментом;

– КС10ФРМ–2СР, КС10ФРМП–2СР – концевые свободностоящие опоры ВЛ 10 кВ на фланцевом соединении с фундаментом;

– АУС10Ф–1СР – анкерно-угловая свободностоящая опора ВЛ 10 кВ на фланцевом соединении с фундаментом.

Фундаментами опор служат стальные трубы Ø219, Ø325, Ø426 с наконечниками, погружаемые методом забивки и без наконечников, погружаемые в пробуренные скважины с последующим заполнением пазух скважины бетоном кл. В15, W6, F150 с уплотнением, путем штыкования металлическими стержнями, не повреждая защитные покрытия. [21]

На каждой из промежуточных опор устанавливается по три опорных полимерных изолятора ОЛСК6-10-А(Б)-4, на анкерно-угловых опорах устанавливается по три опорных полимерных изолятора ОЛСК6-10-А(Б)-4, шесть подвесных полимерных изоляторов ЛК70/10-И-4 СС с натяжными болтовыми зажимами НБ-60/11-16 и три ответвительных прокалывающих зажима ОА3-1. [21]

На концевых опорах (в начале и в конце ВЛЗ) устанавливается четыре изолятора ОЛСК6-10-А(Б)-4, три изолятора ЛК70/10-И-4 СС, по три зажима НБ-60/11-16 и ОА3-1, трехполюсный линейный разъединитель 10 кВ для создания видимого разрыва и три нелинейных ограничителя перенапряжений 10 кВ ОПН-10 в полимерной изоляции для защиты от атмосферных перенапряжений электрооборудования. [21]

Все металлические опоры должны быть заземлены. Металлические трубы фундаментов опор не могут использоваться в качестве естественного заземлителя, так как из-за агрессивной грунтовой среды выполнена гидроизоляция фундамента эмалью ХВ-785 на основе поливинилхлоридной

смолы. Сопротивление заземляющих устройств должно быть не более 30 Ом [14]. Для заземления промежуточных опор используется вертикальный заземлитель, выполненный из угловой стали 50x50x5 длиной 3 м. Заземлитель устанавливается на расстоянии 0,5 м от фундамента опоры. Для заземления концевых опор с разъединителями прокладывается замкнутый горизонтальный заземляющий контур, выполненный из круглой стали диаметром 12 мм. Заземлители опор находятся на глубине не менее 0,5 м [14]. Электрическое соединение опоры с заземлителями выполняется с помощью заземляющих спусков, выполненных из круглой стали диаметром 12 мм, количество спусков не менее двух [14]. Для этой цели на поясе опоры (-1 м от уровня земли) выполнены отверстия для болтового соединения с заземляющими спусками. На концевых опорах предусмотрено заземление вала привода разъединителя и кабельной муфты с помощью медного провода.

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА В СХЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

7.1 Выбор системы оперативного тока

Так как на подстанции 35/10 кВ Арга на стороне высокого напряжения устанавливаются три элегазовых выключателя 35 кВ, то на подстанции должна использоваться система выпрямленного оперативного тока.

7.2 Виды и типы релейной защиты

Так как на подстанции Арга устанавливаются два трансформатора мощностью 4 МВА, то согласно ПУЭ на этих трансформаторах предусматриваются следующие виды защит [14]:

- для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на их выводах – токовая отсечка без выдержки времени, устанавливаемая со стороны питания и охватывающая часть обмотки трансформатора;

- для защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ и резервирования действия защиты от внутренних повреждений – максимальная токовая защита, устанавливаемая со стороны питания и действующая на отключение трансформатора;

- для защиты от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой – токовую защиту;

- для защиты от витковых замыканий в обмотках и понижения уровня масла – газовую защиту, действующую на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании;

- для сигнализации о повышении температуры масла ставится термосигнализатор с действием на сигнал.

На газовую защиту трансформаторов не должны возлагаться функции датчиков пуска установки пожаротушения. Пуск схемы пожаротушения должен осуществляться от специального устройства обнаружения пожара.

Предварительно для выполнения защит трансформаторов ТМН-4000/35, устанавливаемых на ПС 35/10 кВ Арга, выбрано микроэлектронное устройство

защиты и автоматики УЗА-АТ [29], которое обеспечивает: максимальную токовую защиту (МТЗ) с независимой и двумя зависимыми характеристиками срабатывания; токовую отсечку (ТО); ненаправленную или направленную защиту от замыканий на землю – ЗНЗ; защиту от перегрузки; функцию однократного АПВ.

7.3 Расчет токовой отсечки

Токовая отсечка (ТО) – простая быстродействующая релейная защита от повреждений в трансформаторе. Зона действия отсечки ограничена, она не действует при витковых замыканиях и замыканиях на землю в обмотке, работающей на сеть с малым током замыкания на землю. Отсечка устанавливается с питающей стороны трансформатора и выполняется без выдержки времени. [2]

В зону действия отсечки входят ошиновка, выводы и часть обмотки трансформатора со стороны питания. Отсечка, являющаяся релейной защитой от внутренних повреждений, должна отключать трансформатор со всех сторон, имеющих источники питания. Достоинством отсечки являются ее простота и быстродействие. Отсечка в сочетании с МТЗ и газовой защитой обеспечивает хорошую защиту для трансформаторов малой мощности. [2]

Таким образом, трансформатор напряжением 35 кВ и мощностью 4 МВА вполне можно защитить одним современным устройством микропроцессорной релейной защиты – УЗА-АТ, установив его на стороне ВН трансформатора и включив на трансформаторы тока, соединенные в треугольник.

На трансформаторах в сети с изолированной нейтралью отсечка устанавливается на двух фазах. Ток срабатывания отсечки отстраивается от максимального тока КЗ $I_{КЗ\max}$ при повреждении за трансформатором [2]:

$$I_{с.з.} \geq k_{отс} \cdot I_{КЗ\max}, \quad (71)$$

где $k_{отс} = 1,25 - 1,5$.

Кроме того, токовая отсечка должна отстраиваться от броска

намагничивающего тока [2]:

$$I_{с.з.} \geq (3 \div 4) \cdot I_{ном}, \quad (72)$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток силового трансформатора со стороны питания.

Рассчитываем номинальный ток трансформатора, приводим значение максимального тока КЗ при КЗ за трансформатором к стороне ВН подстанции и определяем величину уставки токовой отсечки:

$$I_{ном} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 66,0 \text{ А};$$

$$I_{КЗ \max} = \frac{1}{23,071} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,676 \text{ кА};$$

$$I_{с.з.} \geq k_{отс} \cdot I_{КЗ \max} = 1,25 \cdot 676 = 845 \text{ А};$$

$$I_{с.з.} \geq (3 \div 4) \cdot I_{ном} = 4 \cdot 66,0 = 264 \text{ А}.$$

Принимаем значение тока срабатывания токовой отсечки:

$$I_{с.з.} = 850 \text{ А} > k_{отс} \cdot I_{КЗ \max} = 845 \text{ А};$$

$$I_{с.з.} = 850 \text{ А} > (3 \div 4) \cdot I_{ном} = 264 \text{ А}.$$

Чувствительность защиты проверяется по условию [2; 14]:

$$K_{ч.} = \frac{I_{КЗ \min}^{(2)}}{I_{с.з.}} > 2, \quad (73)$$

где $I_{КЗ \min}^{(2)}$ – ток короткого замыкания между двумя фазами на выводах трансформатора со стороны установки защиты в минимальном режиме работы сети;

$$K_{ч.} = \frac{1890}{850} = 2,22 > 2.$$

Таким образом, токовая отсечка обеспечивает необходимый коэффициент чувствительности.

7.4 Расчет максимальной токовой защиты

Максимальная токовая защита (МТЗ) служит для отключения трансформатора при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если защита или выключатели этих элементов отказали в работе. Одновременно защита от внешних КЗ используется и для защиты от повреждения в трансформаторе. [2]

Однако по условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине на трансформаторах, имеющих специальную защиту от внутренних повреждений (в нашем случае – ТО), защита от внешних КЗ служит резервом к этой защите на случай ее отказа. Чтобы включить в зону действия защиты сам трансформатор МТЗ устанавливается со стороны источника питания и действует с выдержкой времени t_1 на отключение выключателя на стороне НН трансформатора, а затем с выдержкой $t_2=t_1+\Delta t$ на отключение выключателя ВН.

Токовые реле МТЗ включаются на ТТ, установленные у выключателя на стороне питания трансформатора. [2]

Ток срабатывания МТЗ определяется по выражению [2]:

$$I_{с.з.} = \frac{K_H \cdot K_{сам}}{K_B} \cdot I_{р.маx}, \quad (74)$$

где $I_{р.маx}$ – максимальный рабочий ток, А;

$K_H=1,2$ – коэффициент надёжности для микропроцессорных защит;

$K_{сам}$ – коэффициент самозапуска, принимается равным 2 для сельских сетей;

$K_B=0,85-0,95$ – коэффициент возврата для микропроцессорных защит;

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,9} \cdot 92,4 = 2464 \text{ А},$$

принимаем $I_{с.з.} = 250 \text{ А}$

Чувствительность МТЗ проверяется по минимальному току короткого

замыкания в месте установки защиты [2; 14]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ min}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 1,5, \quad (75)$$

здесь $I_{\text{КЗ min}}^{(2)}$ – минимальное значение тока двухфазного КЗ при КЗ на стороне трансформатора, противоположной питанию;

$$I_{\text{КЗ min}}^{(2)} = 2290 \cdot \frac{10,5}{37} = 649,9 \text{ А};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{649,9}{250} = 2,6 > 1,5.$$

Выдержка времени максимальной токовой защиты выбирается на ступень больше максимальной выдержки времени максимальных защит отходящих присоединений, в данном случае $t_1=0,5$ с; $t_2=1,0$ с.

7.5 Расчет защиты трансформаторов от перегрузки

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте контроль за перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе. [2]

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом [2]:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НОМ}}}{K_{\text{в}}}, \quad (76)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

$$I_{с.з.} = \frac{1,05 \cdot 66}{0,9} = 77 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты от перегрузки во избежание ложных сигналов должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики, снижения пускового тока нагрузки до номинального. Общепринятая в ряде энергопредприятий выдержка времени: 9 сек. Она ставится одинаковой на всех устройствах сигнализации, не имеющих специальных требований к выдержке времени. [2]

7.6 Газовая защита трансформатора

Газовая защита основана на использовании явления газообращения в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение. Реле монтируется на соединительном трубопроводе между баком трансформатора и расширительным сосудом.

Принимаем к установке реле защиты трансформаторов РЗТ-25 производства ООО «ЕССО-Технолоджи», которое предназначено для защиты масляных трансформаторов. В верхней части реле расположена клеммная коробка с крышкой и узлом крепления сигнального кабеля в металлорукаве. Реле оснащено газоспускным клапаном для отбора пробы накопившихся газов, а также контрольной кнопкой для проверки срабатывания.

7.7 Автоматика

На реконструируемой питающей подстанции 35/10 кВ Арга предусматриваются следующие устройства автоматики: РПН, АПВ и АВР.

Устройствами РПН (регулирование под нагрузкой) оснащены силовые трансформаторы ТМН-4000/35, данные устройства позволяют осуществлять регулирование напряжения на стороне НН подстанции без снятия напряжения. Регулирование может осуществляться как местно от кнопок управления, расположенных в приводе РПН, так и дистанционно, ключом управления, расположенным на панели управления трансформаторами. Регулирование

выполнено индивидуально для каждого трансформатора. Контроль за работой привода осуществляется сигнальной лампой, расположенной над ключом управления.

В соответствии с ПУЭ [14] устройствами автоматического повторного включения (АПВ) должны оборудоваться:

- все воздушные и кабельно-воздушные линии напряжением выше 1000 В;

- понижающие трансформаторы, работающие одиночно, когда их отключение приводит к обесточиванию потребителей, причем иногда разрешается работа АПВ и при действии защит от внутренних повреждений.

Поэтому устройства АПВ устанавливаются на ВЛ 35 кВ.

Устройства АПВ должны выполняться с соблюдением следующих требований:

- пуск устройства АПВ должен происходить от несоответствия положения ключа управления и выключателя;

- при отключении линии вручную АПВ должно автоматически выводиться из действия;

- должна обеспечиваться однократность (или двухкратность) действия АПВ;

- после успешного действия устройства АПВ должно автоматически приходить в состояние готовности к повторному действию;

- должна обеспечиваться блокировка от многократных включений выключателя.

Обычно в распределительных сетях с односторонним питанием устройства АПВ выполняются трехфазными однократного (реже двукратного) действия. Выдержка времени работы АПВ должна быть минимальной, но по условиям деионизации среды в выключателе не менее $(0,15 \div 0,2)$ секунд.

Однократное АПВ линий 35 кВ также реализуется на микропроцессорном устройстве защиты и автоматики УЗА-АТ [29], схема подключения которого

показана на рисунке 16.

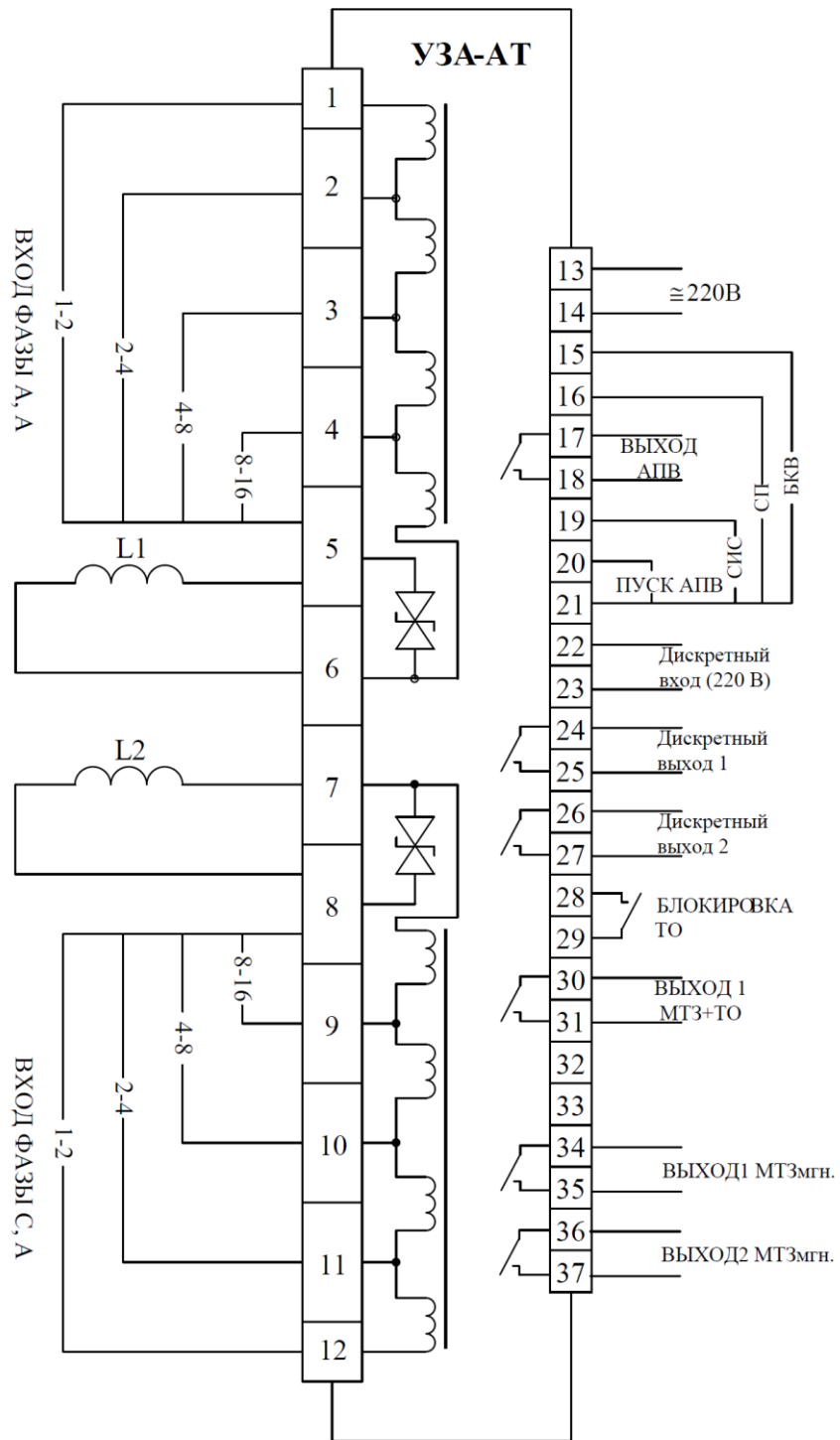


Рисунок 16 – Схема подключения УЗА-АТ

На секционном выключателе 10 кВ подстанции Арга предусматривается устройство автоматического включения резерва (АВР).

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

Данная бакалаврская работа посвящена реконструкция системы энергоснабжения сёл Введеново и Веселое, питающихся от ПС 35/10 кВ Арга.

Система электроснабжения рассматриваемых сёл потребовала значительной реконструкции из-за значительного износа электрооборудования и перспективного роста нагрузок, потребовавшего замену силовых трансформаторов в сельских ТП–10/0,4 кВ и на питающей сёла подстанции 35/10 кВ Арга. Проект реконструкции системы электроснабжения энергоснабжения сёл Введеново и Веселое включает:

- замену силовых трансформаторов ТМН–2500/35 и ТМ–2500/35 двумя трансформаторами ТМН–4000/35 на ПС Арга;
- замену трансформаторов 10/0,4 кВ на трансформаторных подстанциях в обоих сёлах;
- изменение схемы РУ 35 кВ и замену электрооборудования 35 и 10 кВ на подстанции Арга;
- установку автогазовых выключателей нагрузки ВНА-10/630-20зУ3 и плавких предохранителей 10 кВ на ТП 10/0,4 кВ в обоих сёлах;
- строительство новых ВЛЗ 10 кВ и ВЛИ 0,4 кВ;
- демонтаж существующих ВЛ 10 и 0,4 кВ.

Следовательно, в данной части работы, посвященной безопасности и экологичности, необходимо рассмотреть соответствующие вопросы и выполнить необходимые расчёты:

- в разделе безопасности – техника безопасности при реконструкции воздушных линий 0,4 и 10 кВ и организационные мероприятия по обеспечению электробезопасности;
- в разделе экологичности – влияние трансформаторных подстанций на окружающую среду, расчёт маслоприемника;
- в разделе чрезвычайные ситуации – обеспечение пожарной безопасности на питающей сёла подстанции Арга.

8.1 Безопасность

Проектом реконструкции системы электроснабжения сёл Введеново и Весёлое предусматривается замена существующих воздушных линий 0,4 и 10 кВ с неизолированными алюминиевыми проводами воздушными линиями с самонесущими изолированными проводами (СИП-2) и самонесущими защищенными проводами (СИП-3) соответственно. ВЛИ 0,4 кВ и ВЛЗ 10 кВ сооружаются по трассам существующих ВЛ 0,4 и 10 кВ на новых опорах. Существующие линии демонтируются после ввода в эксплуатацию новых линий. Следовательно, соблюдение правил безопасности при сооружении воздушных линий 0,4 и 10 кВ является одним из важнейших вопросов.

Работы по монтажу и демонтажу опор, изоляторов и проводов ВЛ должны выполняться по технологической карте или ППР.

Подниматься на опору и работать на ней разрешается только после проверки достаточной устойчивости и прочности опоры, особенно ее основания. Прочность деревянных опор должна проверяться замером загнивания древесины с откапыванием опоры на глубину не менее 0,5 м. Для определения прочности железобетонных опор и приставок должно проверяться отсутствие недопустимых трещин в бетоне, оседания или вспучивания грунта вокруг опоры, разрушения бетона опоры (приставки) с откапыванием грунта на глубину не менее 0,5 м. На металлических опорах должно проверяться отсутствие повреждений фундаментов, наличие всех раскосов и гаек на анкерных болтах, состояние оттяжек, заземляющих проводников. Необходимость и способы укрепления опоры, прочность которой вызывает сомнение (недостаточное заглубление, вспучивание грунта, загнивание древесины, трещины в бетоне и т.п.), должны определяться на месте производителем или ответственным руководителем работ. Работы по укреплению опоры с помощью растяжек следует выполнять без подъема на опору, т.е. с телескопической вышки или другого механизма для подъема людей, с установленной рядом опоры, либо применять для этого специальные раскрепляющие устройства, для навески которых не требуется подниматься по

опоре. Подниматься по опоре разрешается только после ее укрепления. [12]

Опоры, не рассчитанные на одностороннее тяжение проводов и тросов и временно подвергаемые такому тяжению, должны быть предварительно укреплены во избежание их падения.

До укрепления опор не допускается нарушать целостность проводов и снимать вязки на опорах. [12]

Подниматься на опору разрешается членам бригады, допущенным к верхолазным работам и имеющим следующие группы:

III – при всех видах работ до верха опоры;

II – при работах, выполняемых с отключением ВЛ, до верха опоры, а при работах на нетоковедущих частях неотключенной ВЛ – не выше уровня, при котором от головы работающего до уровня нижних проводов этой ВЛ остается расстояние 2 м.

Отдельные виды работ на высоте должны выполнять не менее 2 работников.

При подъеме на деревянную и железобетонную опоры строп предохранительного пояса следует заводить за стойку. Не разрешается на угловых опорах со штыревыми изоляторами подниматься и работать со стороны внутреннего угла. При работе на опоре следует пользоваться предохранительным поясом и опираться на оба когтя (лаза) в случае их применения. [12]

При работе на стойке опоры располагаться следует таким образом, чтобы не терять из виду ближайшие провода, находящиеся под напряжением.

При замене деталей опоры должна быть исключена возможность ее смещения или падения.

Не разрешается находиться в котловане при вытаскивании или опускании приставки.

Способы валки и установки опоры, необходимость и способы ее укрепления во избежание отклонения определяет ответственный руководитель работ. В случае применения оттяжек с крюками последние должны быть

снабжены предохранительными замками.

Окраску опоры с подъемом до ее верха могут с соблюдением требований правил безопасности выполнять работники, имеющие группу II. При окраске опоры должны быть приняты меры для предотвращения попадания краски на изоляторы и провода (например, применены поддоны). [12]

При производстве работ с опоры, телескопической вышки, гидроподъемника без изолирующего элемента или другого механизма для подъема людей расстояние от работника, применяемого инструмента, приспособлений, канатов, оттяжек до провода (электропередачи, радиотрансляции, телемеханики), находящегося под напряжением до 1000 В, должно быть не менее 0,6 м. [12]

При производстве работ, при которых не исключена возможность приближения к проводам (электропередачи, связи, радиотрансляции, телемеханики) на расстояние менее 0,6 м, эти провода должны быть отключены и заземлены на месте производства работ.

Работы по перетяжке и замене проводов на воздушных линиях напряжением до 1000 В, должны выполняться с отключением всех линий напряжением до и выше 1000 В и заземлением их с двух сторон участка работ.

Работы следует выполнять по наряду бригадой в составе не менее двух работников; производитель работ должен иметь группу IV. [12]

При выполнении работ на ВЛ 0,4 кВ без снятия напряжения безопасность персонала обеспечивается по следующей схеме: провод под напряжением—изоляция—человек земля. В данном случае работа выполняется в контакте, когда основным защитным средством являются диэлектрические перчатки и изолированный инструмент.

Не разрешается прикасаться к изоляторам и арматуре изолирующих подвесок, имеющих иной, чем провод, потенциал, а также передавать или получать инструмент или приспособления работникам, не находящимся на той же рабочей площадке, при выполнении работ с площадки изолирующего устройства, находящегося под потенциалом провода. [12]

Не разрешается работать на ВЛ 0,4 кВ, находящихся под напряжением, при тумане, дожде, снегопаде, в темное время суток, а также при ветре, затрудняющем работы на опорах.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются [12; 13]:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Ответственными за безопасное ведение работ являются:

- выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- член бригады.

Выдающий наряд, отдающий распоряжение определяет необходимость и возможность безопасного выполнения работы. Он отвечает за достаточность и правильность указанных в наряде мер безопасности, за качественный и количественный состав бригады и назначение ответственных за безопасность, а также за соответствие выполняемой работе групп перечисленных в наряде работников. [12]

Право выдачи нарядов и распоряжений предоставляется работникам из числа административно-технического персонала организации, имеющим группу V – в электроустановках напряжением выше 1000 В и группу IV – в электроустановках напряжением до 1000 В. [12]

В случае отсутствия работников, имеющих право выдачи нарядов и распоряжений, при работах по предотвращению аварий или ликвидации их

последствий допускается, выдача нарядов и распоряжений работниками из числа оперативного персонала, имеющими группу IV. Предоставление оперативному персоналу права выдачи нарядов должно быть оформлено письменным указанием руководителя организации.

Ответственный руководитель работ назначается, как правило, при работах в электроустановках напряжением выше 1000 В.

В электроустановках напряжением до 1000 В ответственный руководитель может не назначаться.

Ответственный руководитель работ отвечает за выполнение всех указанных в наряде мер безопасности и их достаточность, за принимаемые им дополнительные меры безопасности, за полноту и качество целевого инструктажа бригады, в том числе проводимого допускающим и производителем работ, а также за организацию безопасного ведения работ.

Ответственными руководителями работ назначаются работники из числа административно-технического персонала, имеющие группу V. В тех случаях, когда отдельные работы (этапы работы) необходимо выполнять под надзором и управлением ответственного руководителя работ, выдающий наряд должен сделать запись об этом в строке «Отдельные указания» наряда. [12]

Ответственный руководитель работ назначается при выполнении работ:

- с использованием механизмов и грузоподъемных машин;
- с отключением электрооборудования, за исключением работ в электроустановках, где напряжение снято со всех токоведущих частей, в электроустановках с простой и наглядной схемой электрических соединений, на электродвигателях и их присоединениях в РУ;
- на КЛ и КЛС в зонах расположения коммуникаций и интенсивного движения транспорта;
- по установке и демонтажу опор всех типов, замене элементов опор ВЛ;
- в местах пересечения ВЛ с другими ВЛ и транспортными магистралями, в пролетах пересечения проводов в ОРУ;
- по подключению вновь сооруженной ВЛ;

- по изменению схем присоединений проводов и тросов ВЛ;
- на отключенной цепи многоцепной ВЛ с расположением цепей одна над другой или числом цепей более 2, когда одна или все остальные цепи остаются под напряжением;
- при одновременной работе двух и более бригад;
- по пофазному ремонту ВЛ;
- под наведенным напряжением;
- без снятия напряжения на токоведущих частях с изоляцией человека от земли.

Необходимость назначения ответственного руководителя работ определяет выдающий наряд, которому разрешается назначать ответственного руководителя работ и при других работах, помимо перечисленных.

Допускающий отвечает за правильность и достаточность принятых мер безопасности и соответствие их мерам, указанным в наряде, характеру и месту работы, за правильный допуск к работе, а также за полноту и качество проводимого им инструктажа членов бригады. [12]

Допускающие должны назначаться из числа оперативного персонала, за исключением допуска на ВЛ.

В электроустановках напряжением выше 1000 В допускающий должен иметь группу IV, а в электроустановках до 1000 В – группу III. [12]

Допускающим может быть работник, допущенный к оперативным переключениям распоряжением руководителя организации.

Производитель работ отвечает:

- за соответствие подготовленного рабочего места указаниям наряда, дополнительные меры безопасности, необходимые по условиям выполнения работ;
- за четкость и полноту инструктажа членов бригады;
- за наличие, исправность и правильное применение необходимых средств защиты, инструмента, инвентаря и приспособлений;
- за сохранность на рабочем месте ограждений, плакатов, заземлений,

запирающих устройств;

– за безопасное проведение работы и соблюдение настоящих Правил им самим и членами бригады;

– за осуществление постоянного контроля за членами бригады.

Производитель работ, выполняемых по наряду в электроустановках напряжением выше 1000 В, должен иметь группу IV, а в электроустановках напряжением до 1000 В – группу III, кроме работ в подземных сооружениях, где возможно появление вредных газов, работ под напряжением, работ по перетяжке и замене проводов на ВЛ напряжением до 1000 В, подвешенных на опорах ВЛ напряжением выше 1000 В, при выполнении которых производитель работ должен иметь группу IV. [12]

Наблюдающий должен назначаться для надзора за бригадами, не имеющими права самостоятельно работать в электроустановках.

Наблюдающий отвечает:

– за соответствие подготовленного рабочего места указаниям, предусмотренным в наряде;

– за наличие и сохранность установленных на рабочем месте заземлений, ограждений, плакатов и знаков безопасности, запирающих устройств приводов;

– за безопасность членов бригады в отношении поражения электрическим током электроустановки.

Наблюдающим может назначаться работник, имеющий группу III.

Ответственным за безопасность, связанную с технологией работы, является работник, возглавляющий бригаду, который входит в ее состав и должен постоянно находиться на рабочем месте. Его фамилия указывается в строке «Отдельные указания» наряда.

8.2 Экологичность

Так как разработанный проект реконструкции системы энергоснабжения сёл Введеново и Веселое предусматривает замену масляных трансформаторов на питающей подстанции 35/10 кВ и на ТП 10/0,4 кВ сельских

распределительных сетей, а замену масляных выключателей 35 и 10 кВ элегазовыми, то необходимо провести сравнение элегаза и трансформаторного масла по степени их влияния на окружающую среду.

Элегаз (электротехнический газ) – это шестифтористая сера SF₆. При рабочих давлениях и нормальной температуре – бесцветный газ, без запаха, не горюч, в пять раз тяжелее воздуха. При электрическом разряде распадается, но быстро рекомбинирует, восстанавливая первоначальную диэлектрическую прочность. При температурах до 1000 К инертен и нагревостоек; до температур порядка 500 К химически не активен и не агрессивен по отношению к металлам, применяемым в конструкции элегазовых аппаратов. Утечка элегаза из высоковольтных выключателей лежит в пределах 1% от общего объёма элегаза выключателя в год.

Недостатки элегазовой изоляции: сложность ревизии, зависимость рабочего режима от температуры, необходимость откачки элегаза при разборке аппарата и в последующей осушке кожуха при заполнении его элегазом.

Достоинства элегазовой изоляции: относительная бесшумность в работе и допустимость большого числа отключений под нагрузкой, пожаробезопасность, отсутствие «срезов» тока и, следовательно, перенапряжений.

Согласно ГОСТ 12.1.005 88 элегаз имеет класс опасности IV, не является сильно вредным веществом и его предельно допустимая концентрация ПДК = 5000 мг/м³, тогда как для трансформаторного масла: ПДК= 5 мг/м³, класс опасности III+, необходима защита от попадания в глаза и на кожу.

В отличие от элегаза, масло является горючим веществом, и в процессе его горения выделяются обильные дымовые массы. Кроме того, при попадании масла в водоемы образуется пленка, и наблюдается массовая гибель рыбы и водных растений. Использование масла приводит к необходимости повышению мер пожарной безопасности. Для маслonaполненных аппаратов требуются маслоприёмники для аварийного слива масла при авариях. Масло является гигроскопичным веществом и требует постоянного контроля за влажностью; при разложении масла в ходе отключения образуются загрязняющие масло

хлопья гари, которые могут привести к пробою, чего не наблюдается в элегазе. Таким образом, с точек зрения электротехнической выгоды и экологической безопасности замена масляных выключателей 35 кВ на элегазовые является обоснованной.

Поскольку кроме элегазовых выключателей 35 кВ на питающей подстанции также устанавливаются два силовых трансформатора, содержащих трансформаторное масло, то для предотвращения экологического ущерба необходимо рассмотреть вопросы, связанные с маслоприёмниками, маслоотводами и маслоборниками.

Согласно ПУЭ [14] для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении масляных силовых трансформаторов с массой более 1 тонны должны быть выполнены маслоприёмники, маслоотводы и маслоборники.

Так масса масла в трансформаторах ТМН–4000/35, устанавливаемых на ПС Арга, составляет 3,98 т [31], что меньше 20 т, то маслоприемники под трансформаторы выполняются без отвода масла [14]. В этом случае они имеют заглубленную конструкцию и закрываются металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Также должны соблюдаться следующие требования [14]:

а) габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 1 м;

б) объем маслоприемника без отвода масла должен быть рассчитан на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор, и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/(с·м²) в течение 30 мин;

в) устройство маслоприемника должно исключать переток масла и воды из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др.

подземным сооружениям, распространение пожара;

г) удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

Для определения габаритов маслоприёмника необходимо знать габариты силового трансформатора. Согласно [31] трансформатор ТМН-4000/35 имеет следующие размеры: длина – $a=4,02$ м, ширина – $b=3,35$ м, высота до крышки – $h=2,2$ м.

Следовательно, габариты маслоприёмника:

$$A=4,02+2\cdot 1,0=6,02 \text{ м};$$

$$B=3,35+2\cdot 1,0=5,35 \text{ м}.$$

Глубина маслоприёмника определяется по формуле:

$$H = \frac{V_m + 0,80 \cdot V_b}{A \cdot B}, \quad (77)$$

где V_m – объём масла, залитого в трансформатор;

$0,80 \cdot V_b$ – 80 % объёма воды от средств пожаротушения;

A – длина маслоприёмника;

B – ширина маслоприёмника.

Объём масла находится по его массе M и плотности $\rho=890$ кг/м³:

$$V_m = \frac{M}{\rho}, \quad (78)$$

$$V_m = \frac{3980}{890} = 4,47 \text{ м}^3.$$

Объём воды от средств пожаротушения на орошение площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью

0,2 л/(с·м²) в течение 30 минут:

$$V_B = 0,2 \cdot 60 \cdot 30 \cdot (A \cdot B + 2h \cdot (a+b)); \quad (79)$$

$$V_B = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 60 \cdot 30 \cdot (6,02 \cdot 5,35 + 2 \cdot 2,2 \cdot (4,02 + 3,35)) = 23,27 \text{ м}^3.$$

Необходимая глубина маслоприёмника в соответствии с формулой (77):

$$H = \frac{4,47 + 0,80 \cdot 23,27}{6,02 \cdot 5,35} = 0,72 \text{ м.}$$

С учётом необходимой гравийной засыпки толщиной 0,25 м и расстояния от масла в маслоприемнике до решетки (50 мм) глубина маслоприёмника составит:

$$H = 0,72 + 0,25 + 0,05 = 1,02 \text{ м.}$$

Окончательно принимаются следующие габариты маслоприёмника:

$$A \times B \times H = 6,05 \times 5,35 \times 1,05 \text{ м.}$$

Для ТП 10/0,4 кВ устройство маслоотводов и маслоприёмников не предусматривается.

8.3 Чрезвычайные ситуации

Основной и наиболее опасной чрезвычайной ситуацией на электроэнергетических объектах является возгорание. Поэтому для предотвращения пожаров и снижения ущерба в случае их возникновения необходимо выполнять целый ряд требований, приведённых в [23] и перечисленных ниже.

Помещения закрытого распределительного устройства (ЗРУ) 10 кВ на ПС 35/10 кВ Арга должны содержаться в чистоте. Не реже одного раза в год, а в необходимых случаях и чаще, должна проводиться уборка коридоров ЗРУ 10 кВ от пыли.

Электротехническое оборудование ЗРУ необходимо чистить по утвержденному графику с обязательным выполнением организационных и технических мероприятий по действующим правилам техники безопасности.

Запрещается в помещениях и коридорах ЗРУ устраивать кладовые и

другие подсобные сооружения, не относящиеся к распределительному устройству, а также хранить электротехническое оборудование, материалы, запасные части, емкости с горючими жидкостями и баллоны с различными газами.

Для очистки электротехнического оборудования от грязи и отложений должны использоваться пожаробезопасные моющие составы и препараты.

В исключительных случаях при невозможности по техническим причинам использовать специальные моющие средства допускается применение горючих жидкостей (растворителей, бензина и др.) в количествах, не превышающих при разовом пользовании 1 л. [23]

При использовании горючих жидкостей должна применяться только закрывающаяся тара из небьющегося материала.

Сварочные и другие огнеопасные работы в ЗРУ допускается проводить только на оборудовании, которое невозможно вынести, после выполнения необходимых противопожарных мероприятий. [23]

Кабельные каналы ЗРУ и наземные кабельные лотки открытого распределительного устройства должны быть постоянно закрыты несгораемыми плитами. Места подвода кабелей к ячейкам ЗРУ и к другим сооружениям должны иметь несгораемое уплотнение с огнестойкостью не менее 0,75 ч. [23]

Допускается на отдельных участках территории ОРУ иметь декоративный кустарник или низкорослые деревья лиственных пород, в том числе фруктовые, если они не мешают общему обзору территории, а расстояния между деревьями и токоведущими частями исключают возможность электрического перекрытия в соответствии с требованиями ПУЭ. За насаждениями должен быть организован агротехнический уход.

В РУ должны быть определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

На территории ОРУ первичные средства должны размещаться на

специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.).

Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропах обхода территории ОРУ.

Проездные дороги по территории подстанции и к водоисточникам должны содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время регулярно очищаться от снега.

Наиболее опасной чрезвычайной ситуацией, случившейся в системе электроснабжения рассматриваемых сёл, может быть пожар на питающей подстанции 35/10 кВ Арга или на сельских ТП–10/0,4 кВ.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

Первый, заметивший возгорание, обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего, он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

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

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).

Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара 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 красного цвета.

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 электроустановки, следует сохранить

аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные огнетушители, которые хранятся внутри ЗРУ, возле входа на видном месте на высоте 1,5 м.

Так как на реконструируемой подстанции 35/10 кВ Арга имеются горючие жидкости, площадь, на которой возможно возгорание (установлено маслonaполненное электрооборудование), примерно составляет 800 м² (в соответствии с планом подстанции, приведенным в графической части работы), то подстанция Арга оснащается четырьмя пожарными щитами ЩП-Е (для очагов пожара класса Е, т.е. пожара, связанного с горением электроустановок, предельная защищаемая одним щитом площадь не превышает 200 м²).

Пожарный щит ЩП-Е комплектуется следующим немеханизированным инструментом и инвентарем [23]:

- огнетушители порошковые (ОП) вместимостью, л/массой огнетушащего состава, кг – 10/9 – 1 шт.;
- огнетушители углекислотные (ОУ) вместимостью, л/массой огнетушащего состава, кг – 5/3 – 2 шт.;
- крюк с деревянной рукояткой – 1 шт.;
- комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик – 1 шт.;
- асбестовое полотно, грубошерстная ткань или войлок (кошма, покрывало из негорючего материала) – 1 шт.;
- лопата совковая – 1 шт.;
- ящик с песком – 1 шт.

Два щита устанавливаются у входа в ЗРУ 10 кВ, оставшиеся два – на территории ОРУ 35 кВ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе выполнен проект реконструкции системы энергоснабжения сёл Введеново и Весёлое Амурской области, необходимой по причинам значительного износа и роста нагрузок.

В первых частях работы был проведен анализ существующей системы электроснабжения рассматриваемых сёл, определены их перспективные электрические нагрузки, намечены направления реконструкции. Оценка загрузки силовых трансформаторов, установленных в сельских ТП и на источнике питания, показала, что в связи со значительным ростом электрической нагрузки в сёлах в ближайшие 5 лет трансформаторы нуждаются в замене. Были выбраны новые силовые трансформаторы как для ТП-10/0,4 кВ в с. Введеново и Весёлое, так и для питающей подстанции 35/10 кВ Арга.

В основной части работы предлагаемая реконструкция была разделена на три части: реконструкцию питающей подстанции 35/10 кВ Арга, реконструкцию систем низковольтного электроснабжения сёл Введеново и Весёлое и реконструкцию электрических сетей 10 кВ, питающих сёла.

В рамках реконструкции подстанции 35/10 кВ Арга её существующая нетиповая схема с одной несекционированной системой шин 35 кВ при двух установленных силовых трансформаторах приводится к типовой – схеме мостика с выключателями в цепях линий. На основе рассчитанных значений токов короткого замыкания и максимальных рабочих токов было выбрано современное электрооборудование 35 и 10 кВ.

Реконструкция сетей 10 и 0,4 кВ, питающих рассматриваемые сёла, заключается в замене голых алюминиевых проводов современными проводниками – самонесущими изолированными (0,4 кВ) и защищенными (10 кВ) проводами – СИП-2 и СИП-3 соответственно. Конфигурация распределительной сети 10 кВ не изменяется, оставаясь радиальной, но повышается надёжность электроснабжения села Введеново за счёт выполнения питающей его линии с резервированием – двухцепной. Прокладка новых линий

10 и 0,4 кВ выполняется по старым трассам. Для сетей 10 и 0,4 кВ также было выбрано современное электрооборудование, проверенное по всем требуемым условиям.

Необходимо отметить, что для реконструируемой подстанции 35/10 кВ Арга, схема ОРУ 35 кВ которой полностью изменяется, рассчитано защитное заземление и разработана система молниезащиты её электрооборудования. Для новых трансформаторов 35/10 кВ ПС Арга рассчитана система релейной защиты на базе современного микропроцессорного устройства.

Таким образом, все поставленные задачи проектирования выполнены полностью, цель работы достигнута: потребители электроэнергии в сёлах Введеново и Весёлое будут обеспечены электроэнергией в полном требуемом объёме при соблюдении требований к надёжности электроснабжения и качеству электроэнергии. Результаты работы могут быть использованы при проведении фактической реконструкции системы электроснабжения сёл Введеново и Весёлое или подстанции 35/10 кВ Арга.

В разделе «Безопасность и экологичность» рассмотрены вопросы техники безопасности при реконструкции воздушных линий 0,4 и 10 кВ, обеспечения пожарной безопасности на питающей подстанции Арга и выполнен расчёт маслоприемника.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Администрация Аргинского сельсовета [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://arga.admser.ru>. – 05.04.2023.

2 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учеб.: рек. Мин. обр. РФ / В.А. Андреев. – 6-е изд., стер. – М.: Высш. шк., 2008. – 640 с..

3 ВНА Выключатели нагрузки 10кВ 630А купить от производителя, каталог и цены [Электронный ресурс]: каталог. – Режим доступа: <https://keaz.ru/catalog/srednevoltное-obrudovanie-do-35kv/razediniteli-visokovoltnie/vna-vikluchateli-nagruzki-visokovoltnie-na-nominalnoe-napryajenie-do-10kv-i-tok-do-630a/vna>. – 20.05.2023.

4 Выключатель автоматический OptiMat D630N-MR1-У3 [Электронный ресурс]: каталог. – Режим доступа: <https://keaz.ru/catalog/product/279890>. – 18.05.2023.

5 ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. Введен в действие в качестве Государственного стандарта Российской Федерации с 01.01.2002 г. постановлением Государственного комитета Российской Федерации по стандартизации и метрологии от 02.04.2001 №158-ст, 85 с.

6 Инвестиционный паспорт Серышевского района 2019–2020 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://admser.ru/investoru/investiczionnyj-pasport>. – 07.04.2023.

7 Каталог кабельной продукции ОАО «Иркутсккабель». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://ajax.ortea.ru/pp_fn_tab2doc=1298/pp_pageDoc=10/Document42338.html. – 12.05.2023.

8 Наумов, И.В. Электроснабжение [Электронный ресурс]: учеб. пособие / И.В. Наумов. – Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. – 381 с. – Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7080.pdf. –

25.04.2023.

9 Немировский, А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций: учебное пособие / А.Е. Немировский. – М.: Инфра-Инженерия, 2018. – 148 с.

10 Пилипенко В.Т. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : учебно-методическое пособие / В.Т. Пилипенко. – Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2014. – 124 с. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/33671.html>. – 30.04.2023.

11 ПКТ-VK Предохранители высоковольтные на номинальное напряжение до 35кВ и на ток до 200А [Электронный ресурс]: каталог. – Режим доступа: <https://keaz.ru/catalog/srednevoltное-obrudovanie-do-35kv/predohraniteli-visokovoltnie/pkt-vk-predohraniteli-visokovoltnie>. – 20.05.2023.

12 ПОТ Р М-016-2001. РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 216 с.

13 Правила техники безопасности при электромонтажных и наладочных работах. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 1997.

14 Правила устройства электроустановок – 7-е изд. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 704 с.

15 Провод СИП-3 1х70- кВ_ Характеристики, вес, диаметр, ток по ГОСТ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://k-ips.ru/spravochnik/provoda-izolirovannyye/dlya-vozdushnyix-linij-peredach/sip-3/provod-sip-3-1%D1%85700>. – 10.05.2023.

16 Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры Аргинского сельсовета. Утв. Постановлением главы Аргинского сельсовета №31 от 19.10.2021. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://arga.admser.ru/assets/files/поселения/Арга/Мун.программы/Постановление%20№%2031%20от%2019.10.2021.doc>. – 08.04.2023.

17 РВ Разъединители высоковольтные на номинальное напряжение до 10кВ и ток до 1000А [Электронный ресурс]: каталог. – Режим доступа: <https://keaz.ru/catalog/srednevoltное-obrudovanie-do-35kv/razediniteli-visokovoltnie/rv-razediniteli-visokovoltnie/rv-i2>. – 07.05.2023.

18 РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.

19 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999.

20 РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. Утверждена Министерством топлива и энергетики Российской Федерации, 07.07.94 с Изменениями и Дополнениями, утвержденными Приказом Минтопэнерго РФ от 29.06.99 № 213.

21 РЛ/99–373 «Металлические опоры ВЛ 6(10) кВ из гнутого профиля для проводов типа АС и СИП–3 (SAX)» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://xn----7sb8ajafee4j.xn--p1ai/files/1/r199-373.2.pdf>. – 12.05.2023.

22 Русина, А.Г. Режимы электрических станций и электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учебное пособие для вузов / А.Г. Русина, Т.А. Филиппова. – Москва: Издательство Юрайт, 2022. – 399 с. – Режим доступа: <https://urait.ru/bcode/492047>. – 06.05.2023.

23 СО 34.49.101-2003 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.

24 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.: ил.

25 СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Стандарт организации. Дата введения 16.06.2010. ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.

26 СТО 59012820-29.240.30.003-2009. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. Утвержден и введен в действие 31.12.09. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009.

27 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2019–2023 годов. Благовещенск, 2019. – 193 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/553255592>. – 15.04.2023.

28 Техническое описание вакуумного выключателя ВВ/TEL [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://tver-energo.com/Katalog/VV%20TEL%20opis%20new.pdf>. – 08.05.2023.

29 УЗА-АТ - Низковольтное комплектное устройство токовой защиты и автоматики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://zavod-energo.ru/directory/uza/uza_at_nizkovoltnoe_komplektnoe_ustrojstvo_tokovoy_zashchity_i_avtomatiki. – 15.05.2023.

30 Эксплуатация выключателя ВГБЭ-35-12,5_630 УХЛ1 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://yelectrika.ru/vikl_instr/132-ekspluataciya-vyklyuchatelya-vgbe-35-125630-uhl1.html. – 06.05.2023.

31 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова [и др.]. – М.: Издательский дом МЭИ, 2017.

32 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова [и др.]. – М.: Издательский дом МЭИ, 2017.

33 Climatebase.ru - Свободный, Российская федерация [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://climatebase.ru/station/31445>. – 06.05.2023.

34 UNISARC - Группа компаний ЭлектроПул федерация [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://electropool.ru/produkcziya/komplektnyie-raspredelitelnyie-ustrojstva-srednego-napryazheniya/vtorichnoe-raspredelenie/kru-v-polnoj-vozdushnoj-izolyaczii/unisarc>. – 21.06.2023.